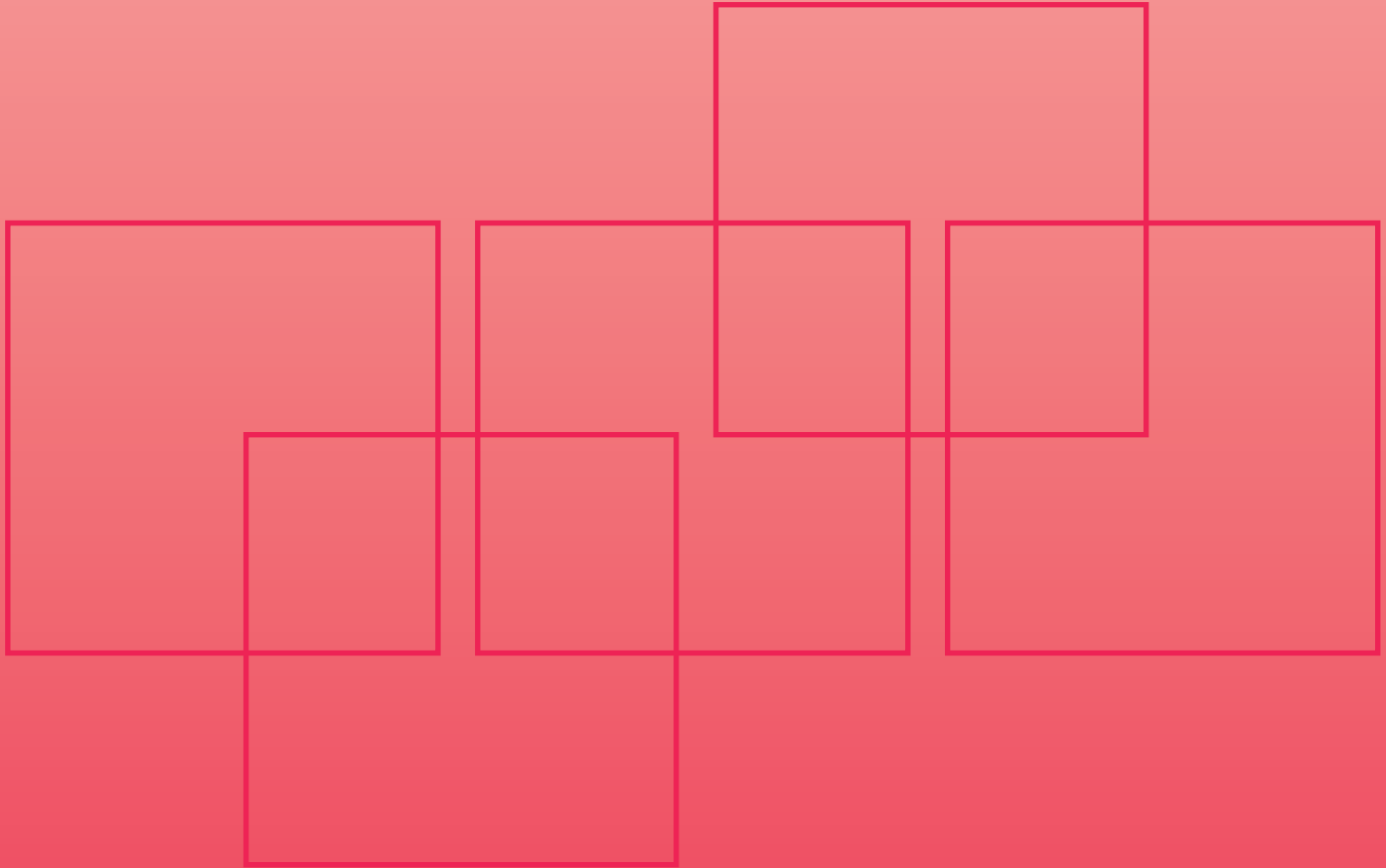


Kurzfassungsband



Technische Universität Graz
Graz University of Technology



EnInnov2016

14. Symposium Energieinnovation

ENERGIE FÜR UNSER EUROPA

10.-12. Februar 2016 TU Graz, Österreich



14. SYMPOSIUM ENERGIEINNOVATION

ENERGIE FÜR UNSER EUROPA

10. - 12. Februar 2016

TU Graz, Österreich

Veranstalter

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)

Technische Universität Graz

Mitveranstalter



Mit freundlicher Unterstützung von



Bildnachweis Fotos am Umschlag:

2. von links: Holding Graz

Mitte: Stadt Graz Tourismus

2. von rechts: IEE/TU Graz

Rechts: Verbund/Pressefotos

IMPRESSUM

Herausgeber:
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)
Technische Universität Graz (TUG)
Inffeldgasse 18
A-8010 Graz

Redaktion:
Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl
Tel.: +43 (0)316 873 7903, Fax.: +43 (0)316 873 107903
Email: Bachhiesl@TUGraz.at, Web: www.IEE.TUGraz.at

Druck:
Steiermärkische Landesdruckerei GmbH

© 2016 Verlag der Technischen Universität Graz
www.ub.tugraz.at/Verlag

ISBN Kurzfassungsband print 978-3-85125-447-1
ISBN Kurzfassungsband e-book 978-3-85125-449-5
DOI Kurzfassungsband e-book 10.3217/978-3-85125-447-1
ISBN Kurzfassungsband CD 978-3-85125-448-8



<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/deed.de>

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://www.dnb.de> abrufbar.

Rahmen des Symposiums

Die soeben beschlossene UN-Agenda 2030 for Sustainable Development sieht als 7. Ziel die Sicherstellung einer leistbaren, zuverlässigen, nachhaltigen und modernen Energie für alle vor und im 13. Ziel rasche Aktivitäten gegen den Klimawandel und dessen Auswirkungen.

Die nunmehr bereits 21. (!) Weltklimakonferenz verbunden mit dem bereits 11. (!) Treffen zum Kyoto-Protokoll des Jahres 1997 beabsichtigen Anfang Dezember 2015 in Paris, neue internationale Klimaschutz-Vereinbarungen zu verabschieden. Bis Anfang Oktober haben bereits 46 Staaten, die für 87% der weltweiten Treibhausgase verantwortlich sind, ihre Klimaziele festgelegt und gemeldet.

Auch der Vatikan hat vorab am 18. Juni 2015 die Enzyklika Laudato si' vorgelegt, die sich schwerpunktmäßig mit dem Thema Nachhaltigkeit befasst und deren Beiträge berücksichtigt werden sollen. Barack Obama veröffentlichte am 3.8.2015 einen neuen Klimaschutzplan zur Senkung der US-amerikanischen CO₂-Emissionen. Er bezeichnete ihn als den „größten, bedeutendsten Schritt, den wir jemals gegen den Klimawandel unternommen haben“.

Die deutschen Regierungsparteien beschlossen am 1. Juli 2015 Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Damit sind ganz wesentliche Aufgaben vorgegeben. Der Strommarkt 2.0 soll mehr Wettbewerb und vor allem mehr Innovationen bewirken. Dabei kommt der Entwicklung von Flexibilitätsoptionen auf der Erzeuger- und der Nachfrageseite besondere Bedeutung zu, um den wetterbedingten Schwankungen der Erneuerbaren Energien und den Nachfrageschwankungen besser gerecht werden zu können. Flexible Kraftwerke, Speicher, Lastmanagement und auch der europäische Stromhandel sollen dazu beitragen. Kapazitätsmechanismen wie Kapazitätsreserve und Kapazitätsmärkte sind anzudenken. Vor allem sind auch die Übertragungsnetze umweltverträglich auszubauen, um bestehende Netzengpässe zu beseitigen und zukunftsorientierte Netzstrukturen zu schaffen. Die Kraft-Wärme-Kopplung soll forciert werden; der Stromsektor soll einen wesentlichen Beitrag zur Minderung der CO₂-Emissionen leisten.

Neben den hier angeführten Bereichen wird künftig besonderer Wert auf den Energieverbrauch der Wirtschaft und der Bereiche Bauen und Wohnen sowie Verkehr zu legen sein.

Zwei Jahrzehnte nach dem Beschluss für einen einheitlichen EU-Elektrizitätsbinnenmarkt sind wir nicht wirklich viel weiter gekommen. Auch den mit dem grundlegenden Weißbuch für Wachstum, Wettbewerbsfähigkeit und Beschäftigung 1993 intendierten „innovativsten Wirtschaftsraum der Erde“ haben wir bisher nicht erreicht.

Angesichts dieser weltweiten Beschlüsse sind wir – und gerade wir Europäer – aufgerufen, mit all unserem Engagement, unseren Begabungen und Kreativität konkrete Beiträge für einen Neu-Aufbruch und gedeihliche Entwicklung zu leisten. Es geht nicht um die Errichtung von Zäunen („Stromzäune für Europa“), sondern darum, das Gemeinsame über das Trennende zu stellen: „Energie für unser Europa“ – und unsere Welt – muss unser Ziel sein.

Bundesminister Dr. Reinhold Mitterlehner

Die Europäische Energieunion ist ein wichtiges Zukunftsprojekt. Unter diesem Dach werden die EU und ihre Mitgliedsstaaten gemeinsam die Themen Versorgungssicherheit, Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz, Klimaschutz sowie Forschung und Innovation weiter vorantreiben. Dazu wird auch das 14. Symposium Energieinnovation, das den Titel "Energie für unser Europa" trägt, einen Beitrag leisten.

Das wettbewerbsfähige Energiesystem der Zukunft ist vernetzt, erneuerbar und effizient - ein Energiesystem im Sinne der ökosozialen Marktwirtschaft. Österreich ist bereits auf einem guten Weg, was auch die Internationale Energieagentur und das World Energy Council anerkennen. Letzteres hat unser Energiesystem mit Bestnoten beurteilt: Österreich hat sich im jüngsten Ranking des World Energy Council auf den fünften Platz unter 130 Ländern verbessert. Das bestätigt, dass wir in der Energiepolitik einen ausgewogenen Weg in Richtung eines versorgungssicheren, leistbaren und nachhaltigen Energiesystems gehen.

Die Schwerpunkte der österreichischen Energiepolitik, allen voran der Ausbau der Erneuerbaren, die Steigerung der Energieeffizienz und die Vernetzung im Binnenmarkt haben sich bewährt. Jetzt gilt es, die Weichenstellungen bis 2030 zu setzen. Im Frühjahr wird auf Basis eines Grünbuchs die Diskussion über eine integrierte Energie- und Klimastrategie bis 2030 beginnen. Ausgangspunkt dafür ist, neben den oben genannten Inhalten der Energieunion, das in Paris erreichte Klimaabkommen, das für Österreichs innovative, exportorientierte Wirtschaft als Chance und Wachstumsmotor wirken wird. Öko-innovative Unternehmen zeichnen sich durch ein schnelles Wachstum, starke Beschäftigungseffekte und hohe Krisenresistenz aus.

Klar ist, dass sich der technische Fortschritt weiter beschleunigen muss, damit die künftigen Herausforderungen im Energiebereich langfristig bewältigt werden können. In diesem Sinne beschäftigt sich das 14. Symposium Energieinnovation mit einer Vielzahl von Zukunftsaufgaben, die eng miteinander vernetzt sind. Das Symposium ist eine anerkannte Veranstaltung, die Expertinnen und Experten einen Wissens- und Erfahrungsaustausch zu hoch relevanten energiepolitischen Themen bringt. Ich wünsche den Veranstaltern einen erfolgreichen Ablauf und allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern eine spannende und innovative Diskussion.



Vizekanzler Dr. Reinhold Mitterlehner
Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft



Chancen der Energiewende nutzen

Am 12. Dezember 2015 wurde in Le Bourget bei Paris das neue weltweite Klimaschutzabkommen beschlossen. Der Vertrag ist ein Wendepunkt in der Geschichte des Klimaschutzes: Zum ersten Mal bekennen sich fast alle Staaten der Welt vertraglich dazu, dem weltweiten Klimawandel geschlossen entgegenzutreten. Jeder Staat verpflichtet sich, einen individuellen Beitrag im gemeinsamen Kampf gegen die Erderwärmung zu leisten. Diese soll auf deutlich unter 2 Grad begrenzt werden, wenn möglich auf 1,5 Grad im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter.



Österreich hat nun ein klares Ziel: Wir brauchen eine Dekarbonisierungsstrategie und einen völligen Ausstieg aus den fossilen Energieträgern bis zur Mitte des Jahrhunderts. 2030 soll die Stromversorgung zu 100 Prozent aus Erneuerbaren Energieträgern erfolgen. Dieses Ziel ist ambitioniert, aber durchaus realistisch.

Diese Tagung bietet Vertreterinnen und Vertretern aus Wissenschaft, Wirtschaft und Verwaltung den richtigen Rahmen für Austausch und Diskussionen. Wissenschaftliche Expertise und innovative Unternehmen sind das Erfolgsrezept für die Energiewende. Klimaschutz ist ein Gemeinschaftsprojekt, nur wenn wir alle an einem Strang ziehen, können wir die damit verbundenen Chancen bestmöglich nutzen.

Das Symposium zeigt neue Entwicklungspfade für unser Energiesystem auf und leistet damit einen wichtigen Beitrag für unser gemeinsames Ziel. Ich wünsche der Veranstaltung viel Erfolg und zahlreiche kreative, innovative Ideen!

Ihr Andrä Rupprechter
Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft

Beim Weltklimagipfel in Paris haben sich 195 Staaten einstimmig auf ein weltweites Klimaschutzabkommen geeinigt um eine Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5 bis 2 Grad sicherzustellen. Bundeskanzler Faymann verkündete in seiner Rede, dass Österreich beabsichtigt, bis 2030 den Anteil erneuerbarer Energie im Stromsektor auf 100% zu steigern. Um diese politischen Ziele zu verfolgen, spielt die Branchen übergreifende und über Systemgrenzen hinweg reichende Weiterentwicklung unserer Energie- und Verkehrssysteme sowie die Ertüchtigung unserer Infrastrukturen eine zentrale Rolle. Letztlich gilt es, die sichere Versorgung und Bereitstellung von Dienstleistungen auf höchstem Qualitätsniveau sicherzustellen und gleichzeitig für die langfristige Leistbarkeit und soziale Verträglichkeit zu sorgen.



Eine auf die zentralen gesellschaftlichen Herausforderungen ausgerichtete Innovationspolitik muss sich zum Ziel setzen, die kreativen Kräfte aus Forschung und Industrie zu fördern und in Richtung der entscheidenden Fragestellungen zu mobilisieren. Das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie arbeitet daher aktiv gemeinsam mit Expertinnen und Experten aus verschiedenen Bereichen an entsprechenden Strategien und fördert die Entwicklung neuer Technologien und Lösungen in thematisch ausgerichteten Programmen zu Energie- und Mobilitätstechnologien, Informations- und Kommunikationstechnologien sowie Produktion und Sicherheitsforschung.

Ich begrüße in diesem Zusammenhang die Initiative und das Engagement zur Ausrichtung der Energieinnovationstagung an der TU-Graz und spreche dem Veranstaltungsteam meine Anerkennung für den langjährigen und über die Landesgrenzen hinaus sichtbaren Erfolg der Veranstaltung aus. Insbesondere die Ausbildung und Unterstützung des wissenschaftlichen Nachwuchses ist eine sehr wichtige Aufgabe. Daher freue ich mich besonders über die Zusammenarbeit bei der Vergabe der "Young Author Awards".

Ich wünsche der diesjährigen Tagung viel Erfolg und den Teilnehmerinnen und Teilnehmern interessante neue Impulse für ihre weitere Arbeit!

Sektionschef Mag. Andreas Reichhardt
Sektion III - Innovation und Telekommunikation
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Sehr geehrte Damen und Herren!

Das nunmehr bereits 14. Symposium Energieinnovation, das vom 10. bis zum 12. Februar hier in Graz stattfindet und vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE) ausgerichtet wird, ist eine wichtige Veranstaltung für uns alle. Die Fragen, wie wir die Energieversorgung künftig lösen, wie wir Energieeffizienz und Energieinnovation schaffen können, betrifft uns nämlich in all unseren Lebensbereichen. Wie sehr unser Alltag von Energie abhängig ist, erkennt man spätestens dann, wenn Energie nicht bzw. nicht mehr da ist. Ein flächendeckendes „Blackout“, sprich der weiträumige und völlige Ausfall von Energieversorgung, gilt deshalb als eines der heftigsten Katastrophenszenarien überhaupt.



„Energie für unser Europa“ heißt auch der Titel dieses Symposiums. Das kann sehr vielseitig interpretiert werden und hat auch seine inhaltliche Berechtigung in mehrerlei Bereichen. Genau so wie in anderen Bereichen auch wird es im Bereich der Energiefragen wohl ebenso unumstößlich sein, dass Europa eine Einheit bildet. Die großen Fragen der Gegenwart und der Zukunft müssen in einem zusammenschauenden Europa gelöst werden.

Ich bedanke mich jedenfalls bei den Organisatoren dieser hochkarätigen Veranstaltung mit in Summe 260 Beiträgen, wünsche dem 14. Symposium Energieinnovation einen erfolgreichen Verlauf, sämtlichen Teilnehmerinnen und Teilnehmern viel Bereicherung und Innovationsantrieb samt schönen Erlebnissen in unserer wunderbaren Landeshauptstadt Graz, ein

steirisches „Glück auf“



Hermann Schützenhöfer
Landeshauptmann der Steiermark

Bürgermeister Mag. Siegfried Nagl

Sehr geehrte Teilnehmerinnen und Teilnehmer am 14. Symposium Energieinnovation!

Ich freue mich, Sie in Graz, der Hauptstadt des „green tech valley“ Steiermark und in der UNESCO Creative City mit dem besonderen Innovationspotential begrüßen zu dürfen.

Wir haben in Graz und in der Steiermark nicht nur hervorragende ökologische Grundvoraussetzungen für alternative Energiebereitstellung, es findet sich an unserer Technischen Universität Graz auch das europaweit größte Forschungszentrum für Biomasse. Und weltweit gibt es keine Region, die eine höhere Konzentration an Umwelttechnikunternehmen aufweist.



Die Devise lautet: Global denken und lokal handeln. Jeder Einzelne kann etwas tun, wenn es um Nachhaltigkeit und Ressourcenschonung geht, jeder Einzelne und auch die Wirtschaft! Dieser gelingt es langsam, das Thema Ökologie und Wirtschaft mit innovativen Produkten zu einem wirtschaftlichen Erfolg für Städte und Regionen zu machen.

Letztlich sind es aber die hellsten Köpfe, ihre Forschungsergebnisse und ihre Innovationen, welche die notwendigen Neuerungen in unsere Welt bringen. Der Einzelne ist aufgerufen sie zu nützen und die Wirtschaft hat die Herausforderung sie marktfähig zu machen.

Ich wünsche Ihnen einen guten Verlauf ihrer Tagung und hoffe, dass Sie neben den zahlreichen Fachgesprächen auch Zeit finden, unsere gemütlichen, kulinarischen und kulturellen Einrichtungen zu nutzen.

Alles Gute

A handwritten signature in black ink, reading "Siegfried Nagl". The signature is written in a cursive, flowing style.

Mag. Siegfried Nagl
Bürgermeister der Stadt Graz

Auf dem Weg zu einer konsequenten Energiewende, haben Wissenschaft und Technik die Aufgabe, in eine von ökonomischer und ökologischer Nachhaltigkeit geprägte, regenerative Energiezukunft zu weisen. Schlussendlich braucht es aber auch gesamtgesellschaftliche Bewusstseinsbildung, um einen anderen Umgang mit Energie zu erreichen.

Das „14. Symposium Energieinnovation“, veranstaltet vom „Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation“ der TU Graz, positioniert sich durch den Titel „Energie für unser Europa“ nicht nur symbolisch als Veranstaltung von europäischem Format. Zukunftsfähige Energiestrategien nur in europäischen Szenarien zu denken, dies ist in dem erneut hochkarätig besetzten Energiesymposium einmal mehr reflektiert.



Neben Fragen der Nachhaltigkeit, sind ebenso Themen der Optimierung von Energiesystemen programmatisch abgebildet. Vor allem aber prägen zwei zentrale Fragen die Struktur unseres Symposiums: „Anforderungen an das künftige Elektrizitätssystem“ und „Langfristige Entwicklung des Energiesystems.“

Diese beiden Themen als Einheit zu behandeln, ist von zentraler Bedeutung. Weiters werden die allgemein gültigen wirtschaftlichen Basiselemente aus Erzeugung, Verteilung und Verbrauch in ihrer systemischen Dependenz durchdacht.

Eine erfolgreiche und stabile Ausgestaltung unserer Energie-Zukunft verlangt daher nach stärkeren gesamteuropäischen Anstrengungen und Lösungen im Bereich Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Verbrauch.

Die unterschiedlichen Institute der TU Graz leisten wesentliche Arbeit in den genannten Bereichen. Durch dieses Energiesymposium ebenso wie durch eine Vielzahl weiterer Initiativen, versuchen wir, einen aktiven Beitrag zu einem energiepolitisch nachhaltigeren Europa zu leisten. So sind wir etwa auch im Rahmen der von uns gegründeten „European Sustainable Energy Innovation Alliance“ (esaia) europaweit tätig.

Bleibt zu wünschen, dass dieses Symposium auch heuer den Raum bietet, um mit der Energiefrage verbundene technische, gesellschaftliche und politische Fragen zielführend zu reflektieren. In Energiefragen spiegeln sich gleichermaßen Komplexität und Lösungsfähigkeit, vor allem aber die Tatsache, dass transnational, europäisch, ja, international gedacht werden muss. Der diesjährige Titel „Energie für unser Europa“ könnte in einer insgesamt herausfordernden Zeit folglich nicht besser gewählt sein.

Als Rektor der TU Graz bedanke ich mich herzlich bei Organisator und Vortragenden, insbesondere bei Heinz Stigler und Udo Bachhiesl, für die Veranstaltung dieses die Wesenheit unserer offenen Universität widerspiegelnden Symposiums. Allen TeilnehmerInnen wünsche ich eine sozial- und intellektuell bereichernde Zeit an der TU Graz.



Wir bedanken uns für die Unterstützung!





Balanceakt Stromversorgung Austrian Power Grid [APG] muss Netz verstärken

Die europäische Stromversorgung ist im Umbruch. Der starke Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen erfordert zusätzliche Anstrengungen, um das zwingend notwendige Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch in jeder Sekunde zu halten.

Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht

Die Stromversorgung basiert auf einem einfachen physikalischen Grundprinzip: In jeder Sekunde muss exakt so viel Strom erzeugt werden, wie gerade verbraucht wird. Grund dafür ist, dass Strom nicht beliebig gespeichert werden kann. Kippt das Gleichgewicht, drohen großflächige Stromausfälle. „In jeder Sekunde das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu halten ist die Kernaufgabe der Austrian Power Grid“, erläutert Dr. Ulrike Baumgartner-Gabitzer, Vorstandsvorsitzende der APG. „Was vermeintlich leicht klingt, wird angesichts der aktuellen Veränderungen am europäischen Stromsektor zum täglichen Balanceakt: Je höher der Anteil der Erzeugung aus Windkraft am gesamten Stromaufkommen wird, desto massiver sind die Schwankungen, die das Stromnetz abfangen muss. Und umso häufiger müssen Netzbetreiber wie die APG ausgleichend eingreifen.“

APG investiert in sichere Stromzukunft

Windkraft und Photovoltaik brauchen ein Stromnetz, das auch mit starken Leistungsschwankungen zurechtkommt. „Der Umbau unserer Stromversorgung in Richtung erneuerbarer Energiequellen erfordert massive Investitionen in unser Stromnetz“, so Baumgartner-Gabitzer. „Wir investieren in den kommenden zehn Jahren über 140 Mio. Euro jährlich in die Verbesserung unserer Anlagen. Nur so können wir auch in Zukunft das hohe Niveau der österreichischen Stromversorgung halten.“

Mehr Infos unter www.apg.at

ZUHAUSE IST, WO DIE ENERGIE IST.

Für uns ist Heimat mehr als ein Ort oder ein Gefühl.



Grüner
Strom



Grünes
Zuhause



ENERGIE STEIERMARK

Heimat bedeutet für uns Nähe und Verantwortung. Hier erzeugen wir grünen Strom für das Land. Aus Wasser, Wind und Sonne. Hier leben und arbeiten unsere 2000 Mitarbeiter. Sie kennen jeden Winkel, jede Region. Sie sorgen dafür, dass Sicherheit, Service und Ideen ein Gesicht haben. Und einen Namen. Denn: Unsere Energie ist, wo wir zuhause sind. www.e-steiermark.com

www.facebook.com/energiesteiermark

Energie ist übertragbar.



Meine Lieblingsenergie!

Reine Kraft aus der Natur – TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG

Service-Hotline: 0800 818 819 . www.tiroler-wasserkraft.at

Wissenschaftliches Reviewing-Komitee

Priv.Doz. Hans Auer	TU Wien / Energy Economics Group
Assoc.Prof. Udo Bachhiesl	TU Graz / Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
Dr. Bettina Bergauer	Ministerium für ein lebenswertes Österreich (BMLFUW)
Prof. Oszkar Biro	TU Graz / Grundlagen und Theorie der Elektrotechnik
Prof. Wolfgang Bösch	TU Graz / Fakultät für Elektro- u. Informationstechnik
Prof. Wolfgang Eichlseder	TU Graz / Verbrennungskraftmaschinen und Thermodyn.
Prof. Bernd Engel	TU Braunschweig / Hochspannungstech. u. El. Energieanl.
Prof. Georg Erdmann	TU Berlin / Energietechnik
Prof. Wolf Fichtner	Karlsruher Institut f. Technologie / LS f. Energiewirtschaft
Prof. Lothar Fickert	TU Graz / Elektrische Anlagen
Prof. Wolfgang Gawlik	TU Wien / Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Prof. Reinhard Haas	TU Wien / Energy Economics Group
Prof. Franz Heitmeir	TU Graz / Thermische Turbomaschinen und Maschinendyn.
Prof. Urs Hirschberg	TU Graz / Field of Expertise „Sustainable Systems“
Prof. Hochenauer	TU Graz / Wärmetechnik
Dr. Franz Hofbauer	Österreichischer Verband für Elektrotechnik (OVE)
DI Wolfgang Jilek	Landesenergiebeauftragter Steiermark i.R.
Prof. Claudia Kemfert	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)
Prof. Ulrike Leopold-Wildburger	Uni Graz / Statistik und Operations Research
Prof. Albert Moser	RWTH Aachen / Elektrische Anlagen u. Energiewirtschaft
Prof. Dominik Möst	TU Dresden / Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Prof. Michael Muhr	TU Graz / Hochspannungstechnik und Systemmanagement
Prof. Annette Mütze	TU Graz / Elektrische Antriebstechnik und Maschinen
Prof. Nebojsa Nakicenovic	TU Wien / Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
GF Prof. Wolfgang Pribyl	Joanneum Research
Ao.Prof. Herwig Renner	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen
Prof. Uwe Schichler	TU Graz / Hochspannungstechnik und Systemmanagement
Prof. Heinz Stigler	TU Graz / Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
Prof. Manfred Weissenbacher	University of Malta / Institute for Sustainable Energy
Prof. Gerald Zenz	TU Graz / Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft

INHALT

1	PLENAR-SESSIONEN	1
1.1	ANFORDERUNGEN AN DAS KÜNFTIGE ELEKTRIZITÄTSSYSTEM (PLENUM P1)	1
1.1.1	Aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen in Europa..... Gerhard CHRISTINER, Michael WEIXELBRAUN	1
1.1.2	Betriebsmittel für das Supergrid der Zukunft	2
	Uwe SCHICHLER	
1.1.3	Erbringung v. Systemdienstleistungen in zukünftigen Übertragungs- und Verteilnetzen....	3
	Herwig RENNER	
1.1.4	Zweckmäßigkeit von Vorab-Analysen der Wirkungen von Markteingriffen	5
	Heinz STIGLER, Udo BACHHIESL	
1.2	LANGFRISTIGE ENTWICKLUNG DES ENERGIESYSTEMS (PLENUM P2)	7
1.2.1	SET-Plan 2.0 – Technologiepolitik zur Beschleunigung der Transformation unserer Energiesysteme – Europäische Strategien und österreichische Initiativen.....	7
	Michael HÜBNER	
1.2.2	Energy – Quo Vadis? Szenarien für die Energiebranche 2035+	9
	Wolfgang PINKL	
1.2.3	Energiestrategie 2050 der Schweiz – Vom Fukushima-Effekt zur wirtschaftlichen Ernüchterung.....	11
	Michel PIOT	
1.2.4	Market Coupling vs. Market Splitting	13
	Reinhard HAAS, Hans AUER	
1.3	SUSTAINABILITY (PLENUM P3)	15
1.3.1	„Generation Technik“? – Trendanalyse bei jungen Studierenden	15
	Annette HOPPE, Antje KRÜGER	
1.3.2	Strategien und Programme des Umweltministeriums auf dem Weg zu einem nachhaltigen Energiesystem.....	17
	Bettina BERGAUER	
1.3.3	Nachhaltigkeitsindikatoren zur Bewertung der Wertigkeit von Energieversorgungssystemen auf Basis erneuerbarer Energien	19
	Diana HEHENBERGER-RISSE	
1.3.4	Der niedrige Ölpreis – Auswirkungen auf die österreichische Wirtschaft.....	20
	Beate FRIEDL, Albert LUGER, Klaus WEYERSTRASS, Markus BLIEM	
1.4	OPTIMIERUNG DES ENERGIESYSTEMS (PLENUM P4)	22
1.4.1	Monitoring von Energieeffizienz in Österreich	22
	Herbert LECHNER, Günter SIMADER, Christoph DOLNA-GRUBER, Christoph PLOINER, Gregor THENIUS	
1.4.2	Architektur – Energie – Stadt.....	23
	Brian CODY	
1.4.3	Erneuerung und Optimierung von Wasserkraftanlagen	24
	Gerald ZENZ, Josef SCHNEIDER, Alfred HAMMER	
1.4.4	Hybridkraftwerk – Konzept, wirtschaftliche Analyse und Druckstossberechnung	25
	Helmut JABERG, Helmut BENIGNI	
2	STREAM A: WASSERKRAFT, FLEXIBILISIERUNG, SPEICHERUNG	26
2.1	WASSERKRAFT I (SESSION A1)	26
2.1.1	Wasserkraftpotential in Europa.....	26
	Helmut BENIGNI, Helmut JABERG	
2.1.2	Value of Pumped Storage Hydropower for Centralized and Decentralized Energy Systems	28
	Wolfgang RICHTER, Kaspar VEREIDE, Leif LIA, Gerald ZENZ	

2.1.3	Stand der Technik von Pumpspeicheranlagen	30
	Stefan HÖLLER, Helmut JABERG	
2.1.4	Wasserkraft ist klimaschonend durch CO ₂ -Reduktion	32
	Gerald ZENZ, Wolfgang RICHTER, Helmut KNOBLAUCH	
2.1.5	Strom der Gezeiten	34
	Markus SCHNEEBERGER	
2.1.6	Herausforderungen & Vorteile der Wasserkraft im aktuellen Umfeld	35
	Ludwig PISKERNIK	
2.2	WASSERKRAFT II (SESSION A2).....	37
2.2.1	Ökologische und morphologische Verbesserung bei Laufkraftwerken.....	37
	Josef SCHNEIDER, Gerald ZENZ, Clemens DORFMANN	
2.2.2	Lebenszyklus alter Wasserkraftwerke	39
	Christof SUMEREDER, Uwe TRATTNIG	
2.2.3	Refurbishment von Bestandsanlagen	41
	Jürgen SCHIFFER, Helmut BENIGNI, Helmut JABERG	
2.2.4	100% Flexibilität bei Pumpspeicheranlagen – Hydraulischer Kurzschluss als zusätzlicher Betriebsmodus – Simulation und Validierung	43
	Markus MOSSHAMMER, Stefan HÖLLER, Helmut JABERG	
2.2.5	Combined Pumped Hydropower and Heat Storage – Pumpspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher	45
	Wolfgang RICHTER, Gerald ZENZ	
2.2.6	Die stromproduzierende Fischwanderhilfe	47
	Johannes WELLACHER, Gerd FRIK, Nino STRUSKA	
2.3	FLEXIBILISIERUNG – MARKT (SESSION A3)	49
2.3.1	Zum optimalen Einsatz von Flexibilität im österreichischen Strommarkt.....	49
	Andreas ESSL, Sven KAISER, Ulrich RÜHRNÖSSL, Helmut SPRONGL, Stefan VÖGEL	
2.3.2	Flexibilitätsoptionen am Strommarkt – Eine Analyse zu Hemmnissen und Erlösmöglichkeiten.....	51
	Christoph ZÖPHEL, Theresa MÜLLER	
2.3.3	Rechte und Pflichten der Akteure an regionalen Flexibilitätsmärkten unter Berücksichtigung der Transformation der Energieversorgung	53
	Sarah APHRAM, Lukas GLOTZBACH, Hann RUPPERT, Klaus-Martin GRAF, Kerstin HOOß, Johannes GERDES	
2.3.4	Netzzustände als Steuerungsindikator des Markt-mechanismus einer Handelsplattform für Energie-Flexibilität	55
	Sebastian SCHALL, Lukas GLOTZBACH, Martin GRAF	
2.3.5	Vermarktung von Flexibilitäten im Verteilnetz – Analyse der Akteure und Rollen für zukünftige Geschäftsmodelle im Verteilnetz.....	57
	Jessica THOMSEN, Andrej SCHULZ, Niklas HARTMANN	
2.3.6	Hat ein marktgeführter Flexibilitätseinsatz Auswirkungen auf das lokale Verteilnetz – Eine Fallstudie aus dem Projekt INTEGRA	59
	Roman SCHWALBE, Wolfgang PRÜGGLER, Friederich KUPZOG, Markus RADAUER, Tobias GAWRON-DEUTSCH	
2.4	FLEXIBILISIERUNG – ERZEUGUNG, LAST (SESSION A4)	61
2.4.1	Energieflexibilität in Produktionssystemen	61
	Peter SIMON, Fabian KELLER, Cedric SCHULTZ, Stefan BRAUNREUTHER, Gunther REINHART	
2.4.2	Datenaustauschformate für Demand Response – Evaluation und Fallbeispiel mit OpenADR	63
	Norman IHLE, Serge RUNGE, Christoph GUTSCHI, Karlheinz GÖDDERZ	
2.4.3	Flexibilitätspotential von industriellen KWK-GuD-Anlagen in Deutschland	65
	Steffen KAHLERT, Hartmut SPLIETHOFF	

2.4.4	Handlungsoptionen zur stärkeren Nutzung von Flexibilitäten im Verteilnetz in den Bereichen Strom und Wärme.....	67
	Noha SAAD HUSSEIN, Christine KRÜGER, Tomke JANßEN, Wolfgang BIENER, Charlotte SENKPIEL	
2.4.5	Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien mit dem europäischen Energiesystemmodell TIMES PanEU	69
	Julia WELSCH, Ulrich FAHL, Markus BLES	
2.4.6	Geschäftsmodelle für verschiedene Akteure in hybriden Endkundenmärkten – Eine Power2Heat-Fallstudie	72
	Daniel SCHWABENEDER, Georg LETTNER, Andreas FLEISCHHACKER, Hans AUER	
2.5	SPEICHERUNG I (SESSION A5)	73
2.5.1	Netzstützende Speicherbewirtschaftung im Verteilnetz mittels der Speicherhandelsplattform SOLVER.....	73
	Lukas GLOTZBACH, Nico RITSCH, Klaus-Martin GRAF, Johannes GERDES	
2.5.2	Untersuchung des Selbstversorgungsgrades und der Wirtschaftlichkeit von PV-Batterie Systemen anhand eines großen Smart-Meter Datensatzes.....	75
	Sandro SCHOPFER, Verena TIEFENBECK, Thorsten STAAKE	
2.5.3	Bewirtschaftungsstrategien für Photovoltaik-Speichersysteme im Einfamilienhaus	77
	Peter MESCH, Matthias STIFTER, Hannes HEIGL, Martin WOLF, Christoph WINTER	
2.5.4	Beitrag privater Haushalte als regionale Flexibilität zur Verteilnetz-Betriebsoptimierung .	79
	Martin UHRIG, Michael SURIYAH, Thomas LEIBFRIED, Sven WAGNER	
2.5.5	Innovationsökonomische Analyse der Entwicklung von Solarstromspeichern in Deutschland	81
	Paul KUNZ, Stefan VÖGELE, Dirk RÜBBELKE	
2.5.6	STORY – Demonstrating the Added Value of Storage in Distribution Systems	83
	Johanna PUCKER, Heribert VALLANT, Stefan MARKSTEINER, Andreas TÜRK	
2.6	SPEICHERUNG II (SESSION A6)	85
2.6.1	Speichermanagement – Aktueller Stand und Überblick über künftige Anforderungen an Energiespeicher im Niederspannungsnetz am Beispiel Deutschland	85
	Alfons HABER, Ouafa LARIBI	
2.6.2	Akkumulatorenspeichersysteme für Stadtwerke.....	86
	Georg KONRAD	
2.6.3	Speichereinsatz zur Integration erneuerbarer Energien und zur Unterstützung des Verteilnetzes.....	88
	Thomas NACHT, Manfred TRAGNER	
2.6.4	Energy Storage Beyond Arbitrage – Harnessing the Excess Energy of Wind Power Plants.....	90
	Fabian MOISL	
2.6.5	Druckluftspeicherkraftwerk mit Dampfkreislauf.....	91
	Stephan HERRMANN, Steffen KAHLERT, Hartmut SPLIETHOFF	
2.6.6	Kann Eigenversorgung zur Entlastung von Niederspannungsnetzen beitragen?	92
	Anna-Lena KLINGLER, Simon MARWITZ	
3	STREAM B: ERNEUERBARE ENERGIEN	94
3.1	PHOTOVOLTAIK (SESSION B1).....	94
3.1.1	Der Energieertrag von PV-Anlagen in alpinen Höhenlagen	94
	Wolfgang WOYKE, Gerhard DUMMELDINGER	
3.1.2	Generation of Electrical Energy from Solar Energy – Lessons of Experience from Slovenia Case.....	96
	Klemen DEŽELAK, Mirza SARAJLIĆ, Tatjana KONJIĆ, Nermin SARAJLIĆ, Gorazd ŠTUMBERGER, Jože PIHLER	

3.1.3	Defining Reasonable PV Penetration Goals – Assessment of the Effect of High PV Capacity Levels on Low Voltage Networks.....	97
	Noel MICALLEF, Manfred WEISSENBACHER	
3.1.4	Solarstrom für 6 Cent/kWh – Entwicklung eines Low-Cost Heliostaten mit Dünnschichtreflektor am NASA Jet Propulsion Laboratory.....	99
	Armin BUCHROITHNER, Gani GANAPATHI, Art PALISOC, Gyula GRESCHIK	
3.1.5	Modellierung der Investitionsdynamik von Aufdach-Photovoltaikanlagen in Deutschland	101
	Martin KLEIN	
3.1.6	Wirtschaftlich optimale Auslegung von PV-Anlage und dezentralem Speicher bei zeitvariablem Bezugstarifangebot.....	103
	Hans AUER, Andreas FLEISCHHACKER, Thomas LEBERER	
3.1.7	Photovoltaic Power Plants as Active Elements of Distribution Networks	104
	Primož SUKIČ, Ernest BELIČ, Nevena SREČKOVIĆ, Mislav TRBUŠIĆ, Katarina DEŽAN, Jurček VOH, Gorazd ŠTUMBERGER	
3.2	WINDKRAFT (SESSION B2).....	105
3.2.1	Dezentrale Windintegration bei Berücksichtigung von Anlagen und Netzkosten.....	105
	Günther BRAUNER	
3.2.2	Eigentumsverhältnisse der (erneuerbaren) Elektrizitätswirtschaft & Effizienzpotentiale der Ökostromförderung in Österreich am Beispiel Windkraft	107
	Josef THOMAN, Harald PROIDL	
3.2.3	Windausbauszenarien unter Berücksichtigung gesellschaftlicher und ökologischer Rahmenbedingungen für die Simulation des deutschen Energiesystems bis 2050.....	110
	Marion CHRIST, Martin SOETHE, Melanie DEGEL	
3.2.4	Einbindung von Offshore Windenergie durch innovative Prognosemodelle und Speichertechnologien	113
	Stefan BALLUFF, Jörg BENDFELD, Stefan KRAUTER	
3.2.5	Moderne Optimierungsverfahren zum Betrieb von Windparkclustern in Norddeutschland	115
	David Sebastian STOCK, Lutz HOFMANN	
3.2.6	Windpark mit Solarfarm	117
	Georg Michael ICKINGER	
3.3	BIOGAS (SESSION B3)	119
3.3.1	Effizienzsteigerung der Biomassevergasung mittels Hochtemperaturbrennstoffzellen... 119	
	Stephan HERRMANN, Manuel JIMENEZ-ARREOLA, Sebastian FENDT, Matthias GADERER, Hartmut SPLIETHOFF	
3.3.2	MethaNull, ein Programm zur Senkung der Methanemissionen in der Atmosphäre..... 120	
	Fabrice GIULIANI, Vanessa MOOSBRUGGER	
3.3.3	Biomasse-Vergasungs-Projekt Südtirol 2014ff..... 122	
	Erwin GREILER	
3.3.4	Biogas as a Partial Solution for Energy Shortages within a European Gas Grid Infrastructure	123
	Christian JENNE, Bernd NOCHE	
3.3.5	Entwicklung eines autothermen Biogasreformers zur Herstellung von Wasserstoff..... 125	
	F. RAU, A. HERRMANN, H. KRAUSE, Y.S. MONTENEGRO C., D. FINO, D. TRIMIS	
3.4	BIOMASSE (SESSION B4)	127
3.4.1	Die globale Entwicklung der Bioenergie aus Sicht des IEA Bioenergy Agreements..... 127	
	Manfred WÖRGETTER	
3.4.2	Langfristige Auswirkungen veränderter Rahmenbedingungen für die energetische Biomassenutzung – Ergebnisse von System-Dynamics basierten Szenarien	129
	Tobias STERN, Martin BRAUN, Franziska HESSER, Peter SCHWARZBAUER	
3.4.3	Potentialanalyse eines Schwarms biogener Wärmekraftkoppelungsanlagen zur Kompensation fluktuierender erneuerbarer Stromquellen..... 131	
	Philipp VÖGELIN, Gil GEORGES, Konstantinos BOULOUCHOS	

3.4.4	Energieträger-Gewinnung aus Biomasse unter Einbindung von Überschussstrom zur Erhöhung des Kohlenstoffnutzungsgrades (RSA OptFuel)	133
	Viktoria LEITNER, Johannes LINDORFER, Horst STEINMÜLLER	
3.4.5	Erste Untersuchungsergebnisse eines Rotationskolbenexpanders für den Einsatz in einer pelletsbefeuerten Mikro-KWK	134
	G. ZOTTER, G. ARCHAN, R. RIEBERER, J. KALKGRUBER	
3.4.6	Holzkohle als Klimaretter und Chance für unsere Bauern und die Energiewirtschaft	135
	August RAGGAM	
3.5	ABFALLWIRTSCHAFT (SESSION B5)	136
3.5.1	POWERSTEP – Erneuerbare Energien aus der Abwasserwirtschaft	136
	Christian LODERER, Christian REMY, Boris LESJEAN	
3.5.2	Integration von Power to Gas in Kläranlagen – Analysen möglicher Synergieeffekte	139
	Michaela HUEMER, Viktoria LEITNER, Johannes LINDORFER, Horst STEINMÜLLER	
3.5.3	Beitrag der Abfallwirtschaft zu den 20-20-20 Zielen der EU – Herausforderungen und Chancen am Beispiel einer Landeshauptstadt	140
	Franz NEUBACHER	
3.5.4	Thermische Nutzung von getrocknetem Gärrest	142
	Andreas DENGEL, Bodo GROß, Yasmin AUßENDORF	
3.5.5	Fernwärme aus Abwärme – Aspekte der Abwärmenutzung im Hybridnetz	143
	Simon MOSER, Gerold MUGGENHUMER, Horst STEINMÜLLER	
3.6	WASSERSTOFF (SESSION B6)	145
3.6.1	Techno-Ökonomische Analyse der Hochtemperaturelektrolyse (SOEC)	145
	Henrik GOMMEL, Arko STEINWENDER, Christoph BIEGLER	
3.6.2	Speicherung von erneuerbarem Strom durch Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz – Erhebung des Potentials in Österreich	147
	Gerda REITER, Markus Manuel SCHWARZ	
3.6.3	wind2hydrogen – Umwandlung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff zur Speicherung und zum Transport im Erdgasnetz	149
	Patrick SALMAN, Markus SARTORY, Manfred KLELL	
3.6.4	Wasserstoffinitiative – Vorzeigeregion Austria – Power & Gas	151
	Manfred KLELL, Horst STEINMÜLLER, Alexander TRATTNER	
3.6.5	Guiding Practical Pathways for Solar-Driven Electrochemical Hydrogen Generation	153
	Sophia HAUSSENER	
3.6.6	Festoxidbrennstoffzellen als zukunftssträchtige, umweltfreundliche und dezentrale Energietechnologie für die Emissionsreduktion und Effizienzsteigerung	155
	Vanja SUBOTIĆ, Christoph SCHLUCKNER, Hartmuth SCHRÖTTNER, Christoph HOCHENAUER	
4	STREAM C: ÜBERTRAGUNGSNETZE	157
4.1	ÜBERTRAGUNGSNETZE – AUSBAU (SESSION C1)	157
4.1.1	Energiewende in Europa und Rolle der Übertragungsnetze	157
	Herbert POPELKA, Stefan FÜHRER, Stephan ÖSTERBAUER	
4.1.2	Auswirkungen der Energiewende auf den Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes	159
	Bernd KLÖCKL	
4.1.3	Simulation Framework for Analysis of the European Transmission System under a Wide Range of Operating Conditions	161
	Irina BOIARCHUK, Dominic HEWES, Sascha ALTSCHÄFFL, Rolf WITZMANN	
4.1.4	FEM-Simulation des thermischen Langzeitverhaltens von Hochspannungs-Kabelanlagen bei Laständerungen	163
	Rudolf WOSCHITZ, Uwe SCHICHLER, Alexander PIRKER, Gernot KOMAR	
4.1.5	Überblick betriebliche Forschung und Innovation bei APG	164
	Michael WEIXELBRAUN, Georg ACHLEITNER	

4.1.6	Ein Rahmen für die Entwicklung der Übertragungsnetze	165
	Heinz STIGLER, Udo BACHHIESL	
4.2	STOCHASTIK UND OPTIMIERUNG (SESSION C2)	166
4.2.1	Stochastische Abhängigkeiten von Prognosefehlern der dargebotsabhängigen Einspeisung	166
	Jens D. SPREY, Annika KLETTKE, Albert MOSER	
4.2.2	Einfluss kurzfristig steuerbarer Netzbetriebsmittel auf den Übertragungsnetzbetrieb unter steigenden Unsicherheiten	168
	Tobias VAN LEEUWEN, Jonas EICKMANN, Albert MOSER	
4.2.3	Modellierung der zukünftigen Netznutzung elektrischer Übertragungssysteme als stochastischer Prozess	170
	Andreas MOORMANN, Oliver SCHEUFELD, Simon KRAHL, Albert MOSER	
4.2.4	Regional Generation Adequacy Assessment using a Probabilistic Approach (Pentalateral Energyforum).....	172
	Stefan HÖGLINGER	
4.2.5	Einfluss des Unit-Commitments im Redispatch.....	174
	Jonas EICKMANN, Jens PRIEBE, Albert MOSER	
4.2.6	Methoden zur Reduktion der Rechenzeit linearer Optimierungsmodelle in der Energiewirtschaft – Eine Performance-Analyse	176
	Karl-Kiên CAO, Ambros GLEIXNER, Matthias MILTENBERGER	
4.3	SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN I (SESSION C3)	178
4.3.1	Preisbildung im Regelenergiemarkt – Ein Vergleich von linearen, gemischt- ganzzahligen und spieltheoretischen Ansätzen.....	178
	Daniel HUPPMANN, André ORTNER, Christoph GRAF	
4.3.2	Die „richtige“ Preisregel für Auktionen – Eine theoretische und empirische Untersuchung (inter-)nationaler Regelleistungsmärkte	180
	Matej BELICA, Karl-Martin EHRHART, Fabian OCKER	
4.3.3	Modellierung der Vorhaltung und des Abrufs von Regelenergie mit dem EDisOn+Balancing Modell	183
	Bettina BURGHOLZER	
4.3.4	Analyse der Abhängigkeiten der Sekundärreserve-Abrufe und Preise	185
	Tara ESTERL, Nikolaus RAB, Fabian LEIMGRUBER	
4.3.5	Regelleistungsbedarf im europäischen Übertragungsnetz.....	187
	Jens D. SPREY, Annika KLETTKE, Albert MOSER	
4.3.6	SWARM – Primärregelleistungserbringung mit verteilten Batteriespeichern in Haushalten	189
	David STEBER, Peter BAZAN, Reinhard GERMAN	
4.4	SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN II (SESSION C4)	191
4.4.1	Flexibilität aus Wind- und Photovoltaikanlagen im Regelenergiemarkt 2035.....	191
	Sebastian SPIEKER, Jakob KOPIKE, George TSATSARONIS	
4.4.2	Kombinierte Veräußerung von PV-Strom an Spot- und Regelleistungsmarkt.....	193
	Julia SEIDEL, Björn OSTERKAMP, Tobias STEINMETZ, Daniel PREMM, Mario BOHNENBERGER, Bernd ENGEL	
4.4.3	SysDL 2.0 – Methoden und Anwendungen	195
	S. WENDE-VON-BERG, N. BORNHORST, S. GEHLER, E. SCHNEIDER, T. PILZ, K. SEIDL, U. ZICKLER	
4.4.4	Anwendungsfall-Optimierte Bereitstellung von Blindleistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen im 110-kV-Verteilnetz	197
	Marcus KREUTZIGER, Wilma BECKER, Peter SCHEGNER, Elisabeth HABERMANN	
4.4.5	Optionen für die Gestaltung des zukünftigen Blindleistungsaustauschs an der Schnittstelle Verteil-/Übertragungsnetz	199
	Philipp SCHÄFER, Hendrik VENNEGEERTS, Simon KRAHL, Albert MOSER	

4.4.6	Blindleistungserbringung im zukünftigen bundesdeutschen Stromsystem – Technische Alternativen und energiewirtschaftliche Umsetzungsmöglichkeiten	201
	Johannes KOCHEMS	
4.5	SCHUTZASPEKTE (SESSION C5).....	203
4.5.1	Beiträge der Sternpunktsbehandlung zur Versorgungsqualität	203
	Lothar FICKERT, Elisabeth HUFNAGL	
4.5.2	Erdschlussortung in USV-Batteriesystemen – Ein innovativer Ansatz	205
	Georg ACHLEITNER, Lothar FICKERT	
4.5.3	Auswirkung des Crowbar-Schutzes auf das LVRT-Verhalten von DFIG-Generatoren ...	207
	Darío LAFFERTE	
4.5.4	Automatisierte Schutzfunktionsprüfungen	209
	Christian GERERSTORFER, Georg STIX, Simon STUKELJ, Wolfgang GAWLIK	
4.5.5	Kritikalität der Parallelführung eines 110-kV-Netzes mit einem Mittelspannungs-Netz und der Einfluss der Nichtlinearität der Petersenspule.....	211
	Elisabeth HUFNAGL, Lothar FICKERT, Wolfgang LEITNER	
4.5.6	Die Rolle von globalen Erdungssystemen zur Sicherstellung der Zuverlässigkeit elektrischer Netze	213
	Thomas MALLITS, Ernst SCHMAUTZER, Lothar FICKERT, Thomas HÖHN, Redzo MURATOVIC, Joachim GETHER	
4.6	KOMPONENTEN (SESSION C6).....	214
4.6.1	Komponenten zu Systemen verbinden – Aktuelle Herausforderungen.....	214
	Maria HERING, Steffen GROSSMANN	
4.6.2	Innovationssektion der APG zur Erprobung von innovativen Technologien für Upgrades von Hochspannungsfreileitungen	216
	Klemens REICH, Oskar OBERZAUCHER, Michael LEONHARDSBERGER	
4.6.3	Anlagensicherheit – Voraussetzungen für moderne Hochspannungs-Schaltanlagen	218
	Stephan PACK, Ernst SCHMAUTZER	
4.6.4	Zustandsbewertung elektrischer Betriebsmittel als Basis für eine sichere Energieübertragung.....	220
	Alexander PIRKER, Uwe SCHICHLER	
4.6.5	Technische Voraussetzungen für den Einsatz von Hochspannungskabeln in elektrischen Netzen	221
	Redzo MURATOVIC, Ernst SCHMAUTZER, Rudolf WOSCHITZ, Wolfgang EMMER, Klemens REICH, Michael KLEIN, Georg SVEJDA	
5	STREAM D: ENERGIEMARKT.....	223
5.1	EU-ENERGIESYSTEM (SESSION D1)	223
5.1.1	Energie- & Klimaschutz-Ziele: Einige grundsätzliche Betrachtungen.....	223
	Andreas VEIGL	
5.1.2	Multimodale Marktsimulation zur ganzheitlichen Analyse des europäischen Energiesystems.....	226
	Christoph MÜLLER, Tobias FALKE, Stephan RATHS, Armin SCHNETTLER	
5.1.3	Entwicklung sozio-technischer Szenarien der Stromversorgung in Europa	228
	Yvonne SCHOLZ, Anna GARCIA TERUEL, Wolfgang WEIMER-JEHLE, Sigrid PREHOFER	
5.1.4	Versorgungssicherheit europäisch Denken – Chancen und Voraussetzungen einer intensivierten europäischen Integration der Strom- und Leistungsmärkte	230
	Florian ESS, Silvan ROSSER, Jens HOBHOM, Frank PETER, Inka ZIEGENHAGEN	
5.1.5	Eine modellbasierte Evaluierung der energiepolitischen Rahmenbedingungen des Erneuerbare-Energien-Sektors in der EU in Hinblick auf die 2020 Zielerreichung	232
	Lukas LIEBMANN, Gustav RESCH	

5.1.6	Zubau von erneuerbaren Energien – Verursachte (Verteil-) Effekte in Europas Strommärkten	234
	André ORTNER, Sebastian BUSCH, Gustav RESCH, Gerhard TOTSCHNIG, Lukas LIEBMANN	
5.2	LÄNDER-STROMMÄRKTE (SESSION D2).....	237
5.2.1	Strommarktdesign Schweiz	237
	Michel PIOT	
5.2.2	Electricity Economics in India – Lessons learned from Europe	239
	Karthik Subramanya BHAT, Udo BACHHIESL	
5.2.3	Masterplan Klima + Energie 2020 im Rahmen der Klima- und Energiestrategie Salzburg 2050 Klimaneutral.Energieautonom.Nachhaltig	241
	Gunter SPERKA, Wolfram SUMMERER	
5.2.4	Zur Entwicklung der Energiewirtschaft in der Steiermark.....	242
	Udo BACHHIESL, Martin STROHMAIER, Petra GSODAM, Heinz STIGLER	
5.2.5	openMod.sh – Ein regionales Strom-Wärme-Modell für Schleswig-Holstein basierend auf Open Source und Open Data	244
	Clemens WINGENBACH, Simon HILPERT, Stephan GÜNTHER	
5.2.6	Marktwert und Merit-Order-Effekt von erneuerbaren Energien in europäischen Strommärkten.....	245
	Marijke WELISCH, Gustav RESCH, André ORTNER	
5.3	ELEKTRIZITÄTSMARKTORGANISATION (SESSION D3)	247
5.3.1	Europäische Netzwerkcodes – Bidding Zone Review Auswirkungen von Änderungen der Marktgebiete in Europa am Beispiel Österreich-Deutschland.....	247
	Alexander KAISER, Christian TODEM, Valentin WIEDNER, Hannes WORNIG	
5.3.2	Die Kosten der NTC-Konzeption für Europa.....	249
	Gerald FEICHTINGER, Udo BACHHIESL, Petra GSODAM, Heinz STIGLER	
5.3.3	Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management – Market Coupling Kooperationen in Richtung eines pan-europäischen Strommarktes – Entwicklung des europäischen Day-Ahead Marktes	251
	Christian TODEM, Florian PINK, Stefan WAGNER	
5.3.4	Implikationen von NTC, Zonal Pricing, Nodal Pricing, PTDF und ENTSO-E Leitungsausbauverfahren	254
	Martin STROHMAIER, Heinz STIGLER	
5.3.5	Guideline on Electricity Balancing – Internationale Kooperationen zur Verschränkung der Regelreservemärkte	256
	Christian TODEM, Jean-Yves BEAUDEAU, Markus RIEGLER	
5.4	WIRTSCHAFTSFRAGEN (SESSION D4).....	258
5.4.1	A Cost Allocation Methodology in Hybrid Energy Systems	258
	Andreas FLEISCHHACKER, Daniel SCHABENEDER, Georg LETTNER, Hans AUER	
5.4.2	Ermittlung unterschiedlicher Einflüsse auf Stromgestehungskosten fossiler und erneuerbarer Erzeugungstechnologien	260
	Thomas WEIGLHOFER, Maria AIGNER, Ernst SCHMAUTZER	
5.4.3	Herausforderungen der Modellierung von In- und Desinvestitionsentscheidungen im langfristigen Strommarktgleichgewicht	261
	André ORTNER, Sebastian BUSCH, Roman MENDELEVITCH, Gerhard TOTSCHNIG, Lukas LIEBMANN	
5.4.4	Der Nutzen der „Projects of Common Interest“-Leitungen für Europa.....	263
	Gerald FEICHTINGER, Udo BACHHIESL, Karthik BHAT, Heinz STIGLER	
5.4.5	Verschränkung des Input-Output-Ansatzes mit dem detaillierten Elektrizitätswirtschaftsbranchenmodell ATLANTIS	265
	Gerald FEICHTINGER, Christian LAGER, Petra GSODAM, Heinz STIGLER	
5.4.6	Ansätze zur Ermittlung des Kapitalstocks der europäischen Elektrizitätswirtschaft.....	266
	Petra GSODAM, Gerald FEICHTINGER, Heinz STIGLER	

5.5 ELEKTRIZITÄTSMARKTTEILNEHMER (SESSION D5)	268
5.5.1 Erste Erfahrungen der Regulierungsbehörde mit dem Bundes-Energieeffizienzgesetz .	268
Mathias REINERT, Harald PROIDL	
5.5.2 Ein unumgänglicher Wandel: Vom grundversorgungsorientierten Energieversorger zum kundenorientierten Energiedienstleister	270
Simon MOSER, Horst STEINMÜLLER	
5.5.3 Geschäftsmodellanalyse kommunaler Energieversorger im liberalisierten Energemarkt – Problemformulierung und Modellentwicklung	271
Fabian SCHELLER, Balthasar BURGENMEISTER, Patrick WELLNITZ, Hendrik KONDZIELLA, Thomas BRUCKNER	
5.5.4 Increasing Power Self-Sufficiency of German House-Holds – Implications for Energy Companies' Business Models	273
Melanie HILLENBRAND, Fabian SCHELLER, Joachim SCHLEICH	
5.5.5 Lessons Learned from European Pilot Projects – Recommendations on Market Access Requirements for Electricity Consumers	276
Julia SCHMIDMAYER, Wolfgang PRÜGGLER, Matthias STIFTER	
5.5.6 Modellierung der Eigenversorgung mit Elektrizität für verschiedene Akteure	278
Philipp OEHLER, Holger HÖFLING, Anna-Lena KLINGLER	
5.6 STROMMÄRKTE (SESSION D6)	280
5.6.1 Market Integration of European Electricity Markets? – Evidence from Spot Prices	280
Klaus GUGLER, Adhurim HAXHIMUSA, Mario LIEBENSTEINER	
5.6.2 Analyse der Einflussfaktoren des schweizerischen Strompreises.....	282
Joris DEHLER, Florian ZIMMERMANN, Dogan KELES, Wolf FICHTNER	
5.6.3 Neue Transparenz im Strommarkt.....	283
Lothar RAUSCH	
5.6.4 Analyse der zukünftigen Entwicklung von negativen Preisen am Strommarkt.....	284
Michael HÄNDEL	
5.6.5 Hypothetische Zahlungsbereitschaft für grünen Strom – Bekundete Präferenzen privater Haushalte für das Jahr 2013.....	286
Mark A. ANDOR, Manuel FRONDEL, Colin VANCE	
5.6.6 Preisstruktur für Erzeugungs-Volatilität und Flexibilität bei Erzeugung und Verbrauch ..	288
Heinz STIGLER, Udo BACHHIESL	
6 STREAM E: VERTEILNETZE	289
6.1 SMART/MICRO GRIDS UND VIRTUELLE KRAFTWERKE (SESSION E1)	289
6.1.1 Wie wirklich ist die Wirklichkeit – 2. Teil: Eine Bestandsaufnahme	289
Thomas Karl SCHUSTER	
6.1.2 Konzept für eine lokale Inselnetzversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen	291
Georg KERBER, Kathrin SCHAARSCHMIDT, Michael FINKEL, Christoph J. STEINHART, Michael GRATZA, Rolf WITZMANN	
6.1.3 A Novel Control Approach for Microgrids Islanded Operation – Load Step Pre-Announcement and Bang-Bang Control.....	293
Yi GUO, Wolfgang GAWLIK	
6.1.4 Untersuchung der Effektivität von Regelkonzepten im Verteilnetz.....	295
Andreas PLANK, Franz ZEILINGER ¹ , Alfred EINFALT ¹	
6.1.5 Hybrid-VPP4DSO – Einsatz von virtuellen Kraftwerken zur aktiven Verteilnetzunterstützung unter Berücksichtigung eines Flexibilitäts-Einsatzes an den Märkten	297
Johanna SPREITZHOFFER, Roman SCHWALBE, Tara ESTERL, Daniel BURNIER DE CASTRO, Gregor TALJAN, Uršula KRISPER, Christoph GUTSCHI, Simon STUKELJ, Wolfgang GAWLIK	

6.1.6	Analyse von Geschäftsmodellen für Betreiber von hybriden-virtuellen-Kraftwerken.....	299
	Georg LETTNER, Lukas LEIMGRUBER, Tara ESTERL, Jan W. BLEYL, Gregor TALJAN, Christoph GUTSCHI	
6.2	VERTEILNETZPLANUNG (SESSION E2)	301
6.2.1	Einfluss von auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen auf die Netzdimensionierung...	301
	Sören PATZACK, Niklas ERLE, Hendrik VENNEGEERTS, Albert MOSER	
6.2.2	Kombinierte Grundsatzplanung von Mittel- und Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung von Blindleistungsmanagement	303
	Lukas VERHEGGEN, Albert MOSER	
6.2.3	Optimale Ausbauplanung von Verteilnetzen unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und innovativen Betriebsmitteln	305
	Julia ZIEGELDORF, Lukas VERHEGGEN, Simon KRAHL, Albert MOSER	
6.2.4	Eine Heuristik zur Umbauplanung von Niederspannungsnetzen ganzer Ortschaften	307
	Gerrit SCHLÖMER, Lutz HOFMANN	
6.2.5	Restrukturierung bestehender Energiekabelnetze	309
	Thomas HÖHN, Florian JAVERNIK, Thomas MALLITS, Ernst SCHMAUTZER, Lothar FICKERT, Herbert STEURER, Gerhard HAFNER	
6.2.6	Aktuelle Musternetze zur Untersuchung von Spannungsproblemen in der Niederspannung	310
	Marco LINDNER, Christian AIGNER, Rolf WITZMANN, Frank WIRTZ, Ibrahim BERBER, Markus GÖDDE, Robert FRINGS	
6.3	MITARBEITER UND LEITWARTEN (SESSION E3)	312
6.3.1	Bewertung beruflicher Handlungskompetenzen in Leitwarten	312
	Vivian SCHWEDT, Annette HOPPE, Michael VON BRONK	
6.3.2	Untersuchung der Vigilanz bei Überwachungstätigkeiten zur ergonomischen Gestaltung	314
	Rico GANßAUGE, Annette HOPPE	
6.3.3	Mitarbeiterschulung als Grundlage für einen sicheren Netzbetrieb	316
	Robert SCHMARANZ, Dietmar HAßLACHER, Karl SCHOAß	
6.3.4	Visualisierungsmitteldichte in Leitwarten	318
	Roberto KOCKROW, Annette HOPPE	
6.3.5	Das Technische Assessment Center (TAC) als Personalauswahlverfahren in Leitwarten	320
	Rico GANßAUGE, Annette HOPPE, Susann RÖMING	
6.4	AUFNAHMEFÄHIGKEIT DEZENTRALER (SESSION E4)	322
6.4.1	GRID4EU – Erfahrungen mit einem autonom schaltenden System in der Mittelspannung	322
	Lars JENDERNALIK, Thomas WIEDEMANN, Peter NOGLIK, Anton SHAPOVALOV	
6.4.2	Auswirkungen unterschiedlicher Einspeisemanagement-konzepte auf den Netzausbaubedarf in der Verteilnetzebene	324
	Jan KELLERMANN, Patrick LARSCHEID, Albert MOSER	
6.4.3	Potential der Wirkleistungsbegrenzung zur Erhöhung der Erzeugungsaufnahmefähigkeit in Verteilernetzen	326
	Benoît BLETTERIE, Serdar KADAM, Werner FRIEDL	
6.4.4	Verbesserung der Aufnahmefähigkeit und Sicherung der Netzqualität von Verteilnetzen	328
	Markus MEYER, Bastian MAUCHER, Rolf WITZMANN	
6.4.5	Kostenoptimierte Integration erneuerbarer Energien in das Verteilnetz der EWR Netz GmbH	330
	Lea WAGNER, Eckehard TRÖSTER, Bernhard BETZ, Johannes KRÄMER	
6.4.6	Untersuchung des Potentials von Smart Grids Ansätzen zur Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen anhand statistischer Analysen	331
	Benoît BLETTERIE, Serdar KADAM, Andreas ABART, Robert PRIEWASSER	

6.5	LOAD- AND STATE ESTIMATION (SESSION E5)	333
6.5.1	Untersuchung von Verfahren zur Pseudo-Messwert-Generierung bei der Zustandsschätzung von Niederspannungsverteilungsnetzen	333
	Moritz CRAMER, Stephan HÄGER, Philipp GOERGENS, Armin SCHNETTLER	
6.5.2	Praktische Erprobung von kombinierter Zustandsschätzung und koordinierter Netzregelung bei Kommunikationsausfällen.....	335
	Moritz CRAMER, Thomas OFFERGELD, Philipp GOERGENS, Armin SCHNETTLER	
6.5.3	The Load Forecasting Applications for Energy Sector	337
	Boris BIZJAK	
6.5.4	Erstellung und Evaluierung eines synthetischen Haushaltslastprofilgenerators für Wirk- und Blindleistung	339
	Marco WAGLER, Rolf WITZMANN	
6.5.5	Methodology for extracting Dynamic Standard Load Profiles from Smart Meter Data....	341
	Krischan KEITSCH, Hendrik KONDZIELLA, Thomas BRUCKNER	
6.5.6	Zuordnung und Topologieerkennung von Sensor und Smart Meter auf Netz- und Strangebene.....	343
	Matthias STIFTER, Konrad DIWOLD	
6.6	SMART METERING (SESSION E6)	345
6.6.1	Bewertung des langfristigen Einsparpotenzials durch Smart Meter und begleitende Energieberatung in Haushalten	345
	Michael HINTERSTOCKER, Serafin VON ROON	
6.6.2	worldmeter.io as Internet of Things Concept for Energy Data Interoperability	346
	Ewald HESSE	
6.6.3	Smart I.E.S. - Smart Innovative Energy Services – Nutzen und technische Anforderungen smarter Energiedienstleistungen	348
	Michael WEDLER, Simon MOSER, HEMMA BIESER	
6.6.4	Ergebnisquerschnitt durch ausgewählte Smart Grids Projekte	349
	Marcus MEISEL, Evangelia XYPOLYTOU, Alexander WENDT	
6.6.5	Intelligente Netze und Endkundenanwendungen – Reduktion von Verteilnetzanpassungen durch intelligente Smart Grid Ergänzungstechnologien auf der Endkundenseite	351
	Uwe TRATTNIG, Tina SOVEC, Melanie ROGETZER	
6.6.6	Aufbau eines Energiedatenmanagementsystems für Einfamilienhäuser	353
	Paul WIMMER, Werner SCHÖFFER, Alfons HABER	
7	STREAM F: ENERGIEEFFIZIENZ	355
7.1	KWK UND FERNWÄRME (SESSION F1)	355
7.1.1	Bewertung des Potentials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung	355
	Michael HARTNER, Richard BÜCHELE, Andreas MÜLLER, Marcus HUMMEL, Lukas KRANZL, Ricki HIRNER	
7.1.2	Zum möglichen Betrag netzgekoppelter Solarthermie in Österreich	357
	Andreas MÜLLER, Christian HALMDIENST, Richard HEIMRATH	
7.1.3	Dynamische Simulation von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung	359
	Jens Hinrich PRAUSE, Moritz HÜBEL, Egon HASSEL	
7.1.4	Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien in den Bilanzkreis mittels flexibel steuerbarer Erzeugung aus Blockheizkraftwerken	361
	Arne DAMMASCH, Bernd ENGEL	
7.1.5	Optimierung von Energieversorgungssystemen unter Einbezug von Investitions- und Einsatzentscheidungen am Beispiel von gewerblichen Verbrauchern.....	363
	Tom KARRAS, Fabian SCHELLER, Hendrik KONDZIELLA, Krischan KEITSCH, Thomas BRUCKNER	

7.2 WÄRMEPUMPEN (SESSION F2).....	365
7.2.1 Erhöhung der Energieeffizienz industrieller Trocknungsprozesse durch den Einsatz von Wärmepumpen.....	365
Veronika WILK, Michael HARTL, Thomas FLECKL, Raphael PRIESNER, Emmerich HAIMER, Marnik WASTYN	
7.2.2 Hochtemperatur-Wärmepumpen – Messergebnisse einer Laboranlage mit HFO-1336mzz-Z bis 160°C Kondensationstemperatur	366
Franz HELMINGER, Konstantin KONTOMARIS, Julian PFAFFL, Michael HARTL, Thomas FLECKL	
7.2.3 ECOP Rotationswärmepumpe auf Basis eines Joule Prozesses.....	367
Bernhard ADLER, Rainer MAUTHNER	
7.2.4 Aggregation der Flexibilität von Wärmepumpen in Österreich	369
Lukas LEIMGRUBER, Tara ESTERL, Tarik FERHATBEGOVIC, Andreas ZOTTL, Martin KROTTENTHALER, Bertram WEISS	
7.2.5 Beitrag von Wärmepumpensystemen und Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien.....	371
I. KNOP, P. DUBUCQ, G. ACKERMANN	
7.3 ENERGIEEFFIZIENTE STÄDTE UND KOMMUNEN (SESSION F3).....	373
7.3.1 Energiecluster deutscher Städte – Clusteranalyse deutscher Städte anhand sozio-energetischer Indikatoren.....	373
Wilhelm WALL, Marco K. KOCH, Hermann-Josef WAGNER	
7.3.2 Integrales und nachhaltiges Wärmeversorgungskonzept für die urbane Stadtteilentwicklung am Beispiel Wien Donaufeld.....	375
Gerhard HOFER, Christof AMANN, Daniela BACHNER	
7.3.3 Energie-Effizienz in Smart Cities	377
Mathias SCHAFFER	
7.3.4 Analysemethode für kommunale Energiesysteme unter Anwendung des zellularen Ansatzes.....	378
Benjamin BÖCKL, Lukas KRIECHBAUM, Thomas KIENBERGER	
7.3.5 Modellbasierte Analyse der Auslegung und des Betriebs kommunaler Energieversorgungssysteme	379
Thomas BEXTEN, Björn ROSCHER, Daniel WEINTRAUB, Ralf BACHMANN, Ralf SCHELENZ, Manfred WIRSUM	
7.3.6 Systemintegrierte Analyse konkurrierender Energieversorgungsoptionen auf kommunaler Ebene.....	381
Maria GRÖGER, Thomas BRUCKNER	
7.4 GEBÄUDE UND ENERGIE (SESSION F4)	383
7.4.1 Auswirkungen des Klimawandels auf den Energiebedarf von Gebäuden und den Ertrag erneuerbarer Energien	383
A. HERRMANN, U. GROSS und H. KRAUSSE	
7.4.2 Gebäudeübergreifender Energieaustausch.....	385
Manfred TRAGNER, Thomas NACHT, Peter M. RAMHARTER	
7.4.3 Energy Saving Cost Curves for the Case of the German Building Stock.....	387
Lukas KRANZL, Filippas ANAGNOSTOPOULOS, Eric AICHINGER, Andreas MÜLLER, Dan STANIASZEK, Jan STEINBACH, Agne TOLEIKYTE	
7.4.4 Bewertungsmethode für Energieeffizienzmaßnahmen unter Berücksichtigung unsicherer Einflussgrößen	389
Klemens SCHLÖGL, Matthias SCHLÖGL	
7.4.5 Is the European Building Sector on the Way to Decarbonisation?.....	391
Agne TOLEIKYTE, Lukas KRANZL, Andreas MÜLLER, Raphael BOINTNER	
7.4.6 Geschäftsmodelle zur urbanen Lastverschiebung im Rahmen von Smart Cities-Demoprojekten.....	393
Alois KRAUßLER	

7.5 INDUSTRIE UND ENERGIE (SESSION F5)	395
7.5.1 Energy Savings of Intercompany Heat Integration – A Methodological Framework (Part I)	395
Ali AYDEMIR, Clemens ROHDE, Simon MÖHREN	
7.5.2 Dynamisierte Energiemanagement- und Effizienzsysteme in der energieintensiven, rohstoffverarbeitenden Industrie und deren Auswirkungen auf den Energiebeschaffungsprozess.....	397
Florian HOLZMANN, Gerhild HAFNER-HOLZMANN	
7.5.3 Eine vergleichende Technologie-Bewertung mittels KPIs hinsichtlich der Erhöhung der Energieeffizienz am Fallbeispiel der Glasproduktion.....	399
Corina DORN, R. BEHREND, V. UHLIG, H. KRAUSE, D. TRIMIS	
7.5.4 Einfluss von Materialstrategieverbesserungen auf die industrielle Energienachfrage – Eine Modellierung für die deutsche Stahlindustrie.....	400
Andrea HERBST, Tobias FLEITER, Eberhard JOCHEM	
7.5.5 Renewable Energy (RE) for the Mining Industry – Case Studies, Trends and Developments, and Business Models.....	402
Kateryna ZHARAN	
7.5.6 Symbiose-4-luG – Verschränkung der Energienetze bei Industrie- und Gewerbekunden.....	404
Christoph MAIER, Sabina BEGLUK, Markus HEIMBERGER, Wolfgang GAWLIK	
7.6 SYSTEM-INTEGRATION (SESSION F6)	406
7.6.1 Der Nutzen der Exergiekonzeption für das künftige Energiesystem	406
Heinz STIGLER, Udo BACHHIESL	
7.6.2 Wie viel kostet die nachhaltige energetische Kopplung zwischen Stadt und Industrie?.....	407
Katharina KARNER, Matthias THEISSING, Melanie ROGETZER, Josef BÄRNTHALER	
7.6.3 Methodikentwicklung zur koordinierten Nutzung oberflächennaher Erdwärme in urbanen Räumen am Beispiel der Modellregion Graz.....	409
Johanna PUCKER, Kurt KÖNIGHOFER, Gunnar DOMBERGER, Till HARUM, Ernst MEISSNER, Julia TARTLER	
7.6.4 Regionale Wertschöpfungseffekte von Wärmeversorgungssystemen	411
Maria GRÖGER, Theresa WEINSZIEHR, Thomas BRUCKNER	
7.6.5 Einsatz von Phasenwechselmaterialien im Hochtemperaturbereich.....	413
Daniela DOMMEL, Clemens SCHMETTERER, Patrick J. MASSET	
7.6.6 Verwendung von Zeolith/CaCl ₂ Kompositmaterialien für die Langzeitspeicherung von thermischer Energie	414
Daniela MEITNER, Lukas VON BERG, Harald RAUPENSTRAUCH	
8 STREAM G: MOBILITÄT	415
8.1 ALLGEMEINE MOBILITÄT (SESSION G1)	415
8.1.1 Portfolio Assessment of Sustainability Interventions for Mobility using an Energetic Model of the Swiss Transportation Sector	415
Lukas KÜNG, Gil GEORGES, Konstantinos BOULOUCHOS	
8.1.2 Energieeffizienz von Heizung, Lüftung und Kühlung (HLK) im öffentlichen Verkehr	417
Franz SIDLER, Urs-Peter MENTI, Eveline THALER, Peter OELHAFEN	
8.1.3 Wasserstoffmobilität – Marktentwicklungsaktivitäten weltweit.....	419
Thomas BIELMEIER	
8.1.4 Auswirkungen der Wasserstoffmobilität auf das Stromsystem am Beispiel Baden-Württembergs.....	421
Frieder BORGGREFFE, Thomas PREGGER, Hans Christian GILS	
8.1.5 BDI bioCRACK – Ein weltweit einzigartiges Verfahren zur Generierung von Biotreibstoffen der 2. Generation	423
Ahn EDGAR	

8.1.6	Logistiknetzwerkoptimierung für erneuerbare Energieträger	425
	Gabriel KRONBERGER, Erik PITZER, Simon KÜHNER, Klaus LENZ	
8.2	ELEKTROMOBILITÄT - LADUNG (SESSION G2)	427
8.2.1	Smart Charging of EV – Flexible Load and Future Potential of Balancing Power.....	427
	Gerd SCHAUER	
8.2.2	Laborinfrastruktur zur Kopplung realer und simulierter Elektrofahrzeuge – FlexEVELab	429
	Martin NÖHRER, Felix LEHFUSS, Stefan ÜBERMASSER, Matthias STIFTER	
8.2.3	Erkenntnisse der Messung von Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge in der Modellregion „E-Pendler in Niederösterreich“	431
	Dominik FASTHUBER, Markus LITZLBAUER	
8.2.4	Anforderungen an die E-Mobility Tankstelle im Jahr 2025	433
	Bernhard WALZEL, Mario HIRZ	
8.2.5	Future Load Shift Potentials of Electric Vehicles in different Charging Infrastructure Scenarios	435
	Tobias BOßMANN, Till GNANN, Julia MICHAELIS	
8.2.6	Auswirkung von Ladestrategien für Elektrofahrzeuge auf den Investitionsbedarf in ein elektrisches Niederspannungsnetz	437
	Simon MARWITZ, Marian KLOBASA	
8.3	ELEKTROMOBILITÄT - LASTGANG (SESSION G3)	439
8.3.1	Statistische Auswertungen zum E-Carsharing-Projekt „will e-fahren“	439
	Thomas WIELAND, Ernst SCHMAUTZER, Carina SCHLINTL, Elisabeth IMREK, Lothar FICKERT	
8.3.2	Ergebnisse und Schlussfolgerungen zur Begleitforschung der Modellregion Elektromobilität Großraum Graz	441
	Jürgen FABIAN, Markus ERNST, Thomas WIELAND, Ernst SCHMAUTZER, Lothar FICKERT, Walter SLUPETZKY, Robert SCHMIED	
8.3.3	Forecast the Charging Power Demand for an Electric Vehicle	443
	Wilson MALUENDA, Philipp ÖSTERLE	
8.3.4	Analyse der Gleichzeitigkeitsfaktoren von Prosumer-Haushalten mit Elektrofahrzeugen	444
	Christoph GROß	
8.3.5	Ein Containerterminal als flexibler Verbraucher – Optimierung der Ladeprozesse von Elektrofahrzeugen im Schwerlastverkehr	446
	Serge RUNGE, Norman IHLE, Christoph GUTSCHI, Karlheinz GÖDDERZ	
8.4	ENERGIEPSYCHOLOGIE (SESSION G4).....	449
8.4.1	Energiepsychologie für die Energiewende	449
	Heinz STIGLER, Udo BACHHIESL	
8.4.2	SEMA – SOCIAL ENERGY MANAGEMENT	450
	Stephan ENGEL	
8.4.3	Energiesparen sinnvoll forcieren beim Konsumenten – Energieverbrauch von Wiener Haushalten verstehen und verändern.....	453
	Nadine HAUFE	
8.4.4	A Behavioral Approach to Energy-Efficient Driving	455
	Pascal LÜDERS, Mariya SODENKAMP, Jürgen WENIG	
8.5	ERDGAS (SESSION G5)	457
8.5.1	Ein (hypothetischer) deutscher Shale-Gas-Boom als Retter der deutschen Gaskraftwerke?	457
	Andreas SEELIGER	
8.5.2	Entwicklung eines Dispatchmodells im Gasmarkt	459
	Benedikt EBERL, Julius OTT, Serafin VON ROON	

8.5.3	Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas durch Kombination verschiedener Anwendungsfelder	461
	Robert TICHLER, Gerda REITER, Sebastian GOERS, Andreas ZAUNER	
8.5.4	Methanisierung im Umfeld von Power-to-Gas	463
	Philipp BIEGGER, Ana Roza MEDVED, Markus LEHNER, Hannes Michael EBNER, Alfred FRIEDACHER	
8.5.5	Der SILYZER öffnet Perspektiven	465
	Dirk SCHÖNBERGER, Wolfgang LERCHER	
8.6	ELEKTROMOBILITÄT – UMWELT (SESSION G6)	466
8.6.1	Langstreckenelektromobilität in Ballungsräumen	466
	Philip DOST, Philipp SPICHARTZ, Constantinos SOURKOUNIS	
8.6.2	On the Environmental Benignity of Electric Vehicles	468
	Amela AJANOVIC, Reinhard HAAS	
8.6.3	Vermessung der Umwelt in Lebenszyklusanalysen am Beispiel der Elektrofahrzeuge weltweit	470
	Gerfried JUNGMEIER, Jennifer DUNN, Simone EHRENBERGER, Rolf WIDMER	
8.6.4	Beitrag dezentraler Erzeugungseinheiten zum nachhaltigen und wirtschaftlichen Betrieb von Elektrofahrzeugflotten	471
	Jan MUMMEL, Timo STOCKLOSSA, Michael KURRAT, Johannes Wilhelmus WIJTENBURG	
8.6.5	Erhöhung des Eigenverbrauchs von Photovoltaikanlagen durch Elektromobilität – Limits der Unabhängigkeit	473
	Albert HIESL, Michael HARTNER	

1 PLENAR-SESSIONEN

1.1 ANFORDERUNGEN AN DAS KÜNFTIGE ELEKTRIZITÄTSSYSTEM (PLENUM P1)

1.1.1 Aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen in Europa

Gerhard CHRISTINER¹, Michael WEIXELBRAUN¹

Entwicklung des Strom-Binnenmarktes in Europa

Nach der Strommarktliberalisierung um den Jahrtausendwechsel und der damit einhergehenden zaghaften Entwicklung eines europäischen Strommarktes, ist in den letzten Jahren wieder eine eher nationalstaatlich dominierte Ausrichtung in der Energiepolitik zu erkennen. Vor allem der Einfluss von nationalen Fördersystemen für Erneuerbare Energien sowie die Einführung von Kapazitätsmärkten einzelner Staaten ist auf das physikalisch verbundene Synchrongebiet in Kontinentaleuropa gravierend. Die weitere Bandbreite unterschiedlicher und auf europäischer Ebene unzureichend abgestimmter Energieentwicklungen reicht dabei vom gänzlichen Atomausstieg und dem massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien (Wind und Fotovoltaik) zur CO₂-Reduktion, bis hin zum nationalen Bekenntnis der Energiegewinnung aus Kohle und Atomkraftwerken. Die damit verbundene, markante und vergleichsweise rasch vor sich gehende Veränderung im europäischen Erzeugungssystem trifft dabei auf ein Marktsystem, welches für eine derartige Proportionalität im Erzeugungsmix nicht konzipiert erscheint. Gleichzeitig nehmen die Engpässe im überregionalen Leitungsnetz, aufgrund des von langwierigen Genehmigungsverfahren stark verzögerten Netzausbaus, dramatisch zu. Die zentraleuropäische Versorgungssicherheit kann nur durch enge betriebliche, internationale Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber, gepaart mit massiven Einsatz von hauptsächlich thermischen und hydraulischen Redispatch-Kraftwerken, aufrecht erhalten werden.

Diskussion um die Preiszone Österreich / Deutschland

Die zunehmenden kritischen Situationen in den europäischen Übertragungsnetzen, vor allem im Grenzgebiet zwischen Deutschland und Polen sowie innerhalb Deutschlands, haben auch zu einer Diskussion um die Preiszonenkongfiguration in Europa geführt. Im Fokus der Kritik steht dabei das europäische Vorzeigemodell des europäischen Stromhandels, die gemeinsame Preiszone Österreich-Deutschland. Diese Zusammenhänge lassen sich allerdings nicht auf eine einzelne Ursache zurückführen, vielmehr ist eine Summation aus Einzelaspekten, z.B. unterschiedlich ausgeprägte Grundvoraussetzungen im Kraftwerkspark bzw. Schwachstellen in den nationalen Übertragungsnetzen, oder abweichende regulatorische Rahmenbedingungen in der Betrachtung unbedingt mit zu berücksichtigen.

Maßnahmen und Ausblick

Sowohl auf der technischen, als auch auf der Markt-Ebene sind umfangreiche Entwicklungsprozesse im Gange. Übergeordnet bleibt die Entwicklung eines europäischen Binnenmarktes nach Vorgabe der Europäischen Kommission. Dabei stehen sowohl die Kopplung und Flexibilisierung bestehender Marktsysteme, die weitere Digitalisierung der Stromnetze und damit die Einbindung von Endkunden in das Marktgeschehen (z.B. in den Regelenergiemarkt) im Fokus. Die wesentlichen Grundlagen dazu sind seitens der Europäischen Kommission in den zukünftigen harmonisierten europäischen Marktregeln (Network Codes) festgeschrieben (Details siehe: networkcodes.entsoe.eu). Um dieses Ziel zu erreichen, ist als Grundvoraussetzung eine entsprechende Optimierung bzw. ein Ausbau der Stromnetze als Marktplattform unabdingbar. Lange behördliche Verfahrensdauern und fehlende Akzeptanz erschweren derzeit einen zeitgerechten Netzausbau massiv. Dies führt zu massiven Kosten für Engpassmanagement, welche im Falle eines in der Langzeitbetrachtung vergleichsweise günstigen Netzausbaus großteils vermeidbar wären.

¹ Austrian Power Grid AG (APG), Wagramer Straße 19, 1220 Wien, Tel.: +43 50320-161, apg@apg.at, www.apg.at

1.1.2 Betriebsmittel für das Supergrid der Zukunft

Uwe SCHICHLER¹

Inhalt

Die heute in Europa vorhandenen elektrischen HDÜ-Übertragungsnetze weisen eine Netzstruktur mit zahlreichen Engpässen auf, da sich aufgrund der mit den politisch festgelegten Klimazielen verbundenen Energiewende die vormals verbrauchernahe Energieerzeugung in eine dezentrale und verbraucherferne Energieerzeugung wandelt. Abhilfe wird durch Netzoptimierung und Netzausbau sowie durch die Errichtung von HGÜ-Übertragungsleitungen geschaffen (Beispiel: ULTRANET, Amprion), die in der Zukunft zu einem HGÜ-Übertragungsnetz ausgebaut werden sollen. HDÜ- und HGÜ-Übertragungsleitungen und -netze werden im europäischen Supergrid der Zukunft miteinander kombiniert sein, um die technischen Vorteile beider Technologien in einem Hybrid-Netz zu nutzen [1, 2]. Die Möglichkeit der Verbindung von Hybrid-Netzen unterschiedlicher Frequenzen und Nennspannungen mit HGÜ-Kupplungen erlaubt auch den Aufbau eines zukünftigen globalen Supergrids.

Die Übertragungsspannungen in Europa werden hauptsächlich durch die Abmessungen der bestehenden Freileitungstrassen begrenzt und betragen 400 kV für HDÜ und werden für HGÜ bis zu ± 500 kV betragen, wobei sich einzelne HGÜ-Kabelprojekte mit einer Betriebsspannung von ± 600 kV bereits in Bau befinden.

Eine weltweite Betrachtung existierender elektrischer Übertragungsnetze zeigt deutlich höhere Übertragungsspannungen. Die bereits vor Jahrzehnten untersuchte Erhöhung der HDÜ-Übertragungsspannungen führte zu 765-kV-Übertragungssystemen (u. a. Kanada, Südafrika) und im Jahr 2009 in China zu einem 640 km langen Pilotnetz mit einer Nennspannung von 1000 kV. In Indien werden derzeit Betriebsmittel mit einer Nennspannung von 1100 kV erprobt. HGÜ-Anlagen mit einer Nennspannung von ± 800 kV sind bereits in Betrieb (China) und die Machbarkeit von HGÜ-Strecken mit ± 1000 kV wird derzeit diskutiert. Bei den bisher realisierten HGÜ-Anlagen handelt es sich ausschließlich um Punkt-zu-Punkt-Verbindungen die aus HGÜ-Transformatoren, den Konverterstationen und DC-Freileitungen bestehen.

Das Supergrid der Zukunft erfordert im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und die wirtschaftliche Anwendung der elektrischen Betriebsmittel - unabhängig von der gewählten Nennspannung - eine Optimierung der bestehenden Geräte und Komponenten und die Entwicklung von neuen Technologien und Betriebsmitteln wie z. B. modulare Multi-level-Konverter, DC-Leistungshalter, gasisolierte DC-Übertragungsleitungen und leistungsfähige Überspannungsableiter.

Die in den Betriebsmitteln des Supergrids verwendeten Isoliersysteme sind Beanspruchungen durch elektrische Mischfelder (Überlagerung von AC- und DC-Spannungen) ausgesetzt. Der Einfluß dieser Mischfeldbeanspruchung auf das Isoliervermögen und die Lebensdauer der Isoliersysteme ist weitgehend unbekannt und Gegenstand aktueller Forschungsaktivitäten. Darüber hinaus ist die mit DC-Anwendungen verbundene Entstehung von Raumladungen in festen und flüssigen Isolierstoffen und von Oberflächenladungen an Grenzflächen von Bedeutung für die Dimensionierung der Isoliersysteme von HGÜ-Betriebsmitteln. Die in HDÜ-Übertragungsnetzen bewährten Diagnoseverfahren für die Betriebsüberwachung sind für HGÜ-Geräte und -Komponenten weiter zu entwickeln (u. a. Teilentladungsmeßtechnik).

Literatur

- [1] MacLeod, Callavik, Boden, Dhési, Huuva, Kuljaca, Schettler: A Technological Roadmap for the Development of the European Supergrid. CIGRE International Symposium „Across Borders - HVDC Systems and Market Integration“, Lund, Schweden, 2015, Beitrag 151
- [2] Smeets: Safeguarding the Supergrid. IEEE Spectrum, Dezember 2015, S. 37 - 41

¹ Technische Universität Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7400, uwe.schichler@tugraz.at, www.hspt.tugraz.at

1.1.3 Erbringung von Systemdienstleistungen in zukünftigen Übertragungs- und Verteilnetzen

Herwig RENNER¹

Inhalt

Als Systemdienstleistungen werden in der elektrischen Energietechnik jene notwendigen Dienste bezeichnet, die der Aufrechterhaltung des Netzbetriebs dienen. Die folgende Auflistung gibt einen generellen Überblick über die zu erbringenden Systemdienstleistungen, erhebt aber keinen Anspruch auf Vollständigkeit:

- Frequenzregelung
- Spannungshaltung
- Verlustabdeckung
- Netzschutz
- Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit
- Systemkoordination

Aus organisatorischer Sicht sind die Netzbetreiber für die Aufbringung verantwortlich, rein technisch gesehen wird ein beträchtlicher Teil der Systemdienstleistungen durch Erzeugungseinheiten erbracht. Die allgemeinen technischen Anforderungen, sowie speziell zu erbringende Systemdienstleistungen, sind im Wesentlichen in den Grid Codes definiert. Es zeigt sich, dass dort nur der durch gezielten Einsatz von Regeleinrichtungen abgerufene Anteil der Systemdienstleistungen behandelt wird. Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass seit Beginn des Netzbetriebes, wie wir ihn heute kennen, die Einspeisung jahrzehntelang praktisch ausschließlich über Synchronmaschinen erfolgte. Diese erbringen aber aufgrund ihrer inhärenten Eigenschaften alleine durch die Tatsache, dass diese Anlagen am Netz sind, mit einer Mindestausstattung an Regeleinrichtungen bereits einen wesentlichen Beitrag zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs. Insbesondere sind hier die Eigenschaften

- Trägheitsmoment als Unterstützung der Frequenzhaltung,
- Kurzschlussleistung im Normalbetrieb im Sinne von Spannungshaltung und
- Kurzschlussleistung im Kurzschlussfalle zur Gewährleistung einer selektiven Schutzabschaltung

zu erwähnen. Für alle drei Eigenschaften gilt, dass sie im Kurzzeitbereich, also bevor Spannungs- oder Turbinenregler eingreifen, wirksam sind.

Einhergehend mit der Energiewende kommt es zu einer Umstrukturierung der Erzeugungseinrichtungen. Neben Synchronmaschinen gewinnen doppelt gespeiste Asynchronmaschinen und Wechselrichter an Bedeutung. In einigen europäischen Regelzonen kann der Anteil der nicht-synchronen Erzeugung zu bestimmten Zeiten mehr als 50% betragen, wie in einer Umfrage der aktuell laufenden CIGRE-CIRED Arbeitsgruppe C4-C6.35 „*Modelling and Dynamic Performance of Inverter based Generation in Power System Transmission and Distribution Studies*“ ermittelt wurde.

Diese neuen Erzeugereinrichtungen weisen per se – also mit einer minimalen Reglerkonfiguration für den Normalbetrieb – ein von der klassischen Synchronmaschine deutlich abweichendes Verhalten auf. In Tabelle 1 wird ein Vergleich der wesentlichen Eigenschaften von Synchronmaschine, doppelt gespeister Asynchronmaschine und Umrichter hinsichtlich der Erbringung von Systemdienstleistungen gegeben.

Für einen zukünftigen Netzbetrieb ist jedenfalls eine genaue Definition der erwähnten Kurzzeit-Anforderungen an Erzeugungseinrichtungen notwendig. Ob bei Umrichtern eine exakte, künstliche Nachbildung der Eigenschaften einer Synchronmaschine das Ziel ist, sei dahingestellt.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873 7557, herwig.renner@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

Anstrebenswert wäre ein standardisiertes Verhalten der über Umrichter gekoppelten Erzeugungseinrichtungen. Während bei der klassischen Synchronmaschine das dynamische Verhalten sehr gut bekannt ist und auch ohne Kenntnis der exakten Maschinenparameter über Standardparameter mit ausreichender Genauigkeit approximiert werden kann, hängt vor allem bei den Umrichtern dieses Verhalten nur von der Konfiguration und Parametrierung der dazugehörigen Regler ab.

Unbestritten ist jedenfalls, dass gewisse Basiseigenschaften des Systems, wie zum Beispiel die derzeit in den rotierenden Schwungmassen gespeicherte und frequenzabhängig automatisch aktivierbare Energie, eine Grundvoraussetzung für einen stabilen Netzbetrieb darstellt.

Systemdienstleistung		Synchronmaschine	Doppelt-gespeiste Asynchronmaschine	Umrichter
Frequenzregelung	Reaktion auf Frequenzänderung, ROCOF ¹	Inhärente Eigenschaft durch Schwungmasse	Inhärente Eigenschaft durch Schwungmasse, erweiterter Bereich durch gezielte Drehzahländerung (Reglereingriff)	Reaktion durch geeignete Regler bedingt möglich (virtuelle Schwungmasse)
	Primärregelung	Reaktion durch Turbinenregler, bei konventionellen Energiequellen in positiver und negativer Richtung	Reaktion durch Turbinenregler, bei Windkraftwerken nur in negative Richtung	Reaktion durch Leistungsregler, bei Wind- und PV-Kraftwerken nur in negative Richtung, mit Speicher auch positiv
Spannungshaltung	Kleine Innenimpedanz	Inhärente Eigenschaft, (subtransiente und transiente Reaktanz)	Inhärente Eigenschaft, (Streureaktanz)	Verhalten abhängig von Stromregler (low level current controller)
	Spannungsregelung, Blindleistungsbereitstellung	Spannungsregler, positive und negative Blindleistung, Begrenzung durch Erregersystem und Erregerwicklung	Rotorseitiger Umrichter, positive und negative Blindleistung, Begrenzung durch Umrichterauslegung	Spannungs/Blindleistungsregler, (high level current controller), Begrenzung durch Umrichterauslegung
Kurzschlussstrom		Inhärente Eigenschaft, (subtransiente und transiente Reaktanz), hoher Anfangskurzschlusswechselstrom, Dauerkurzschlussstrom	Inhärente Eigenschaft, (Streureaktanz), mit „Crowbar“ normale Asynchronmaschinencharakteristik, hoher Anfangskurzschlusswechselstrom, kein Dauerkurzschlussstrom	Strombegrenzung durch Stromregler, Anfangs- und Dauerkurzschlussstrom in Größenordnung des Nennstroms, abhängig vom Regler

¹ ROCOF: rate of change of frequency

Tabelle 1: Eigenschaften von unterschiedlichen Technologien hinsichtlich der Erbringung von Systemdienstleistungen.

1.1.4 Zweckmäßigkeit von Vorab-Analysen der Wirkungen von Markteingriffen

Heinz STIGLER¹, Udo BACHHIESL¹

Inhalt

Als eine der Grundlagen für die Verabschiedung der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 1996 gab es eine umfassende internationale Studie über die Vorteilhaftigkeit der Einführung eines Elektrizitätsbinnenmarktes. Weitere internationale, umfassende und langfristige Vorab-Analysen der Auswirkungen von weiteren wesentlichen Markteingriffen in die Elektrizitätswirtschaft wurden in der Folge nicht mehr unternommen.

Die wohl wesentlichsten Markteingriffe in den Elektrizitätsmarkt können wohl gesehen werden in:

- Forcierung der erneuerbaren Energien (vor allem im Elektrizitätssektor)
- NTC-Regelungen
- Strombörse (Energy-Only-Markt)
- Emission Trading System für Treibhausgasemissionen
- Energieeffizienzregulierung

Die Problematik der fehlenden Vorab-Analysen der Auswirkungen dieser Markteingriffe ist wohl darin zu sehen, dass nicht nur die Auswirkungen der einzelnen Eingriffe auf die Elektrizitätswirtschaft in langfristiger Sicht nicht wirklich vorab quantitativ analysiert wurden, sondern vor allem die Wechselwirkungen dieser Markteingriffe untereinander nicht herausgearbeitet wurden.

Dass sich die heutigen Probleme der Elektrizitätswirtschaft gerade aus der Kombination der Auswirkungen der angeführten Markteingriffe ergeben haben, ist offensichtlich. Eine umfassende und tiefeschürfende Analyse der Gegebenheiten wird im Beitrag von Prof. Haucap im Rahmen dieses Symposiums unternommen.

Nicht nur die Mehrfachregulierung desselben Elektrizitätsmarktes mit den angeführten voneinander unabhängigen Instrumenten verursachte Probleme, sondern vor allem die in rascher Abfolge eingetretenen Änderungen der Wirkungsschärfe dieser Eingriffe. Dies hatte und hat tiefgreifende Auswirkungen auf die Investitionstätigkeit der Branche.

Die in der Elektrizitätswirtschaft zu berücksichtigenden Besonderheiten sind vor allem in der Langlebigkeit und Kapitalintensität der Anlagen zu erkennen. Kraftwerksinvestitionen sind „sunk costs“ und damit ist auch eine Marktaustritts-Barriere verbunden. Investoren „klassischer“ Kraftwerke werden sich hüten, unübersehbare Risiken mit ihren Investitionen einzugehen, solange es keine langfristige Informationsfunktion des Marktes gibt.

Die heute diskutierten Lösungsansätze werden unter anderem darin gesehen,

- die Stromversorger „in die Pflicht“ zu nehmen (jeder Versorger muss die langfristige Zuverlässigkeit der Versorgung seiner Kunden sicherstellen),
- einen neuen Strommarkt 2.0 mit Einbeziehung von Flexibilitätsoptionen (flexible Kraftwerke, Speicher, Stromhandel, Elektromobilität und Lastmanagement) zu schaffen und
- durch die künftige Zulassung von „Knappheitspreisen“ bis zu 15.000 €/MWh Kraftwerksinvestitionssicherheit zu gewährleisten. Dazu soll das kartellrechtliche Mark-Up-Verbot (also Preisangebote an der Strombörse über den Grenzkosten) aufgehoben werden.
- Gleichzeitig soll es ein Verbot der Stilllegung von Kraftwerken geben und vorübergehend stillgelegte Kraftwerke sollen wieder früher am Markt sein; neue Kraftwerke geplant.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, 8010 Graz, Fax: +43 316 873-107900, Tel.: +43 316 873-7900, stigler@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Es steht zu befürchten, dass die umfassende Forcierung von Flexibilitätsoptionen die Entstehung der angepeilten Knappheitspreise verhindern wird: die angepeilten Knappheitspreise könnten eine „self-destroying prophecy“ sein. Falls dies zutrifft, wird es auch die angestrebte Investitionssicherheit für Kraftwerksinvestitionen nicht geben.

Da bei der raschen Markteinführung der Erneuerbaren Energien die so genannten „Marchetti-Kurven“ nicht berücksichtigt wurden, kam es einerseits zu einer raschen Zurückdrängung der klassischen Erzeugung mit einer Verlagerung der Angebotskurve und dem damit verbundenen Absacken des Börsenpreises, andererseits ging klarerweise der Ausstoß von CO₂ deutlich zurück, wodurch das Emission Trading System ins Leere lief.

Die Nichtberücksichtigung der „Marchetti-Kurven“ und das zu rasche Zurückfahren der klassischen Kraftwerke beraubt auch die Möglichkeit, aus deren Cash-flows den Aufbau des neuen Systems zu finanzieren. Eine Arbeit unseres Institutes befasst sich mit dem Kapitalstock der europäischen Elektrizitätswirtschaft und dessen Umschichtung aufgrund des Umbaus des Erzeugungssystems.

Die NTC-Konzeption ist ein altes Konzept insbesondere langgestreckter Elektrizitätswirtschaften wie Norwegen, Schweden, Neuseeland usw. Bei der Einführung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes gab es EU-Delegationen, die das skandinavische System studierten und es letztlich auf das hoch vermaschte Elektrizitätsnetz auf dem Kontinent übertrugen.

Ursprünglich diente das NTC-Konzept in den o.a. Ländern dazu, Überlastungen der wesentlichen Übertragungsleitungen zu verhindern. Dieses Konzept diente also dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen tage- und stundenweise zu vermeiden. Fortentwicklungen dieses Ansatzes waren das in Großbritannien anzutreffende „Zonal Pricing“, das sich aus der besonderen Netzkonfiguration ergab und bis heute angewendet wird.

Die Theorie-Umsetzung des Leitungs-NTC-Ansatzes auf hoch vermaschte Netze wurde vom MIT geleistet und wird heute im weltweit größten Elektrizitätssystem der Erde (PJM) angewendet. Eine ausführliche Darstellung der historischen Entwicklung dieser Konzeptionen und deren Fortentwicklung wird ebenfalls in einer Arbeit unseres Institutes bei diesem Symposium vorgelegt. Dass hinter der heute in der EU angewendeten NTC-Konzeption natürlich Interessen von Ländern und deren natürlichen Ressourcen stehen ist einsichtig und verständlich.

In einer weiteren Arbeit unseres Institutes werden die Kosten der europäischen Elektrizitätsversorgung auf Grund der NTC-Konzeption gegenüber einem europaweit optimalen Kraftwerkseinsatz ohne NTCs mit rd. 50 Mrd. € für den Zeitraum 2014 - 2030 mittels des Elektrizitätswirtschaftsmodells ATLANTIS ermittelt. Dabei werden ausschließlich die variablen Kosten der Stromerzeugung berücksichtigt. Von hohem Interesse ist hier auch die Feststellung, dass der Unterschied zwischen einem europaweit optimalen Kraftwerkseinsatz unter den Gegebenheiten der Restriktionen des Übertragungsnetzes in einer Vergleichsrechnung ohne Netzrestriktionen („Kupferplatte“) gering ausfällt: Dies spricht dafür, dass das heutige Netz seine Transportaufgabe bereits gut erfüllt.

In einem weiteren Berechnungslauf mit dem Modell ATLANTIS wurden die kostenmäßigen Auswirkungen einer Realisierung der „Project of Common Interest“-Leitungen auf die Höhe der variablen Stromerzeugungskosten des EU-Erzeugungssystems ermittelt. Dabei wurden die Auswirkungen der neuen Transportkapazitäten auf den NTC der jeweils berührten Nachbarländer mit 30 % Leitungstransportkapazität berücksichtigt. Die Reduktion der variablen Stromerzeugungskosten der EU durch die Errichtung der PCI-Leitungen errechnet sich allein aufgrund verringerter erforderlicher Redispatchmaßnahmen des Erzeugungssystems zu rund 1 Milliarde € pro Jahr.

Schon wegen der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft: der hohen Langlebigkeit und der besonders hohen Kapitalintensität der Anlagen, der fehlenden Speicherbarkeit der elektrischen Energie und der Netzgebundenheit und der Leitungsgebundenheit sowie der Dargebotsabhängigkeit der erneuerbaren Energien ist es wohl zweckmäßig, vor Markteingriffen umfassende systemische Analysen der Auswirkungen anzustellen. Vor allem bei an unterschiedlichen Stellen ansetzenden Markteingriffen (Absatz, Aufbringung, Marktordnung, Emissionen, Netz usw.) ist es wohl besonders zweckmäßig, deren Wechselwirkungen eingehend zu untersuchen. Aufgrund der soeben angeführten Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft zeigte sich in der Vergangenheit immer wieder, dass das Miteinander dem Gegeneinander ökonomisch überlegen ist.

1.2 LANGFRISTIGE ENTWICKLUNG DES ENERGIESYSTEMS (PLENUM P2)

1.2.1 SET-Plan 2.0 – Technologiepolitik zur Beschleunigung der Transformation unserer Energiesysteme – Europäische Strategien und österreichische Initiativen

Michael HÜBNER¹

Inhalt

Der SET-Plan erstrahlt nach mehr als einjähriger Umstrukturierungsphase in neuem Licht als Technologiepfeiler der europäischen Energieunion, der sich zum Ziel setzt, die Importabhängigkeit Europas von fossilen Energieträgern drastisch zu reduzieren und gleichzeitig Europa weltweit zur Nummer eins im Bereich erneuerbarer Energien zu machen. Damit soll ein wesentlicher Beitrag zur Absicherung der Prosperität des europäischen Wirtschaftsraumes geleistet werden.

Trendumkehr – Energiesysteme ändern sich weltweit

- Erstmals wird weltweit mehr in erneuerbare Energie investiert als in fossile und nukleare zusammengenommen.
- 59 Prozent der Leistung aller im Jahr 2014 fertiggestellten Kraftwerke kommen aus dem Bereich der erneuerbaren Energie.
- Seit 2013 werden jährlich mehr erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten zugebaut als fossile und nukleare.
- Neue Marktteilnehmer treten auf allen Stufen der Energiewertschöpfungskette in die Energie- und Technologiemarkte ein.
- Disruptive und zum Teil rasante Entwicklungen durch Markteintritt und Lernkurven neuer Technologien sind zu erwarten, sowie internationaler Wettbewerb.

Das österreichische Energiesystem ist geprägt durch

- 2/3-Abhängigkeit von Importen – Die Versorgungssicherheit ist nur kurzfristig gewährleistet.
- Die Menge für Energieimporte ist annähernd konstant. Die Kosten dafür, rund 12 Milliarden pro Jahr (2014) sind nicht kalkulierbar.
- Zunehmende Stromimporte – zunehmende Kosten
- Wertschöpfungsstagnation
- Demokratiepoltisch bedenkliche Herkunftsländer
- Anspruch, „*frontrunner*“ sein zu wollen

Konkret wurden in einem breit angelegten Stakeholder-Prozess, basierend auf der Erkenntnis, dass es einer wesentlich umfassenderen und integrierten Sicht auf das Gesamtenergiesystem bedarf als bisher, folgende Aktionsfelder festgelegt:

- (1) Develop highly performant renewable technologies and their integration in the EU's energy system
- (2) Reduce the cost of key technologies
- (3) Create technologies and services for new technologies for consumers
- (4) Increase the resilience, security and smartness of the energy system

¹ Austrian Ministry for Transport, Innovation and Technology, Department for Energy and Environmental Technologies, Radetzkystraße 2, 1030 Vienna, Tel.: +43 1 711 62-65 2922, michael.huebner@bmvit.gv.at, www.bmvit.gv.at

- (5) Develop new materials and technologies for, and the market uptake of, energy efficiency solutions for buildings
- (6) Continue efforts to make EU industry less energy intensive and more competitive
- (7) Become competitive in the global battery sector to drive e-mobility forward
- (8) Strengthen market take-up of renewable fuels needed for sustainable transport solutions
- (9) Step up research and innovation activities on the application of carbon capture and storage (CCS) and the commercial viability of carbon capture and use (CCU)
- (10) Maintain a high level of safety of nuclear reactors and associated fuel cycles during operation and decommissioning, while improving their efficiency

Diese werden sich einerseits in der Ausgestaltung der Ausschreibungen des Gemeinschaftsrahmenprogramms *h2020* widerspiegeln und sollen darüber hinaus in den neuformierten Industrieinitiativen, sogenannten „*European Technology and Innovation Platforms (ETIPs)*“ vorangetrieben werden.

Österreich hat sich in der ersten Phase des SET-Plans klar als aktiver Partner in den Schwerpunktbereichen Smart-Cities und intelligente Energiesysteme deklariert. Österreichische Akteure konnten sich durch den Ausbau vorhandener Kompetenzen und der Umsetzung international sichtbarer Demonstrationsprojekte unter den „*frontrunners*“ positionieren. Diese Stellung gilt es nun in weiterer Folge abzusichern und weiter auszubauen. Darüber hinaus müssen Schwerpunktsetzungen weiterentwickelt und nachjustiert werden. So zeichnet sich beispielsweise ab, dass ein Gutteil der zukünftigen Geschäftsmodelle im Bereich smarter Energiesysteme und im Bereich neuer Technologien und Services für Konsumenten zu finden sein werden. Es wird zu prüfen sein, ob Österreich hier ein Stärkefeld entwickeln könnte, mit Schwerpunkt auf lokal- und zielgruppenspezifischen Lösungen, die Mitwirkung und Einbeziehung von kleinen und mittleren Unternehmen, sowie die Entwicklung von co-creation-Prozessen mit innovativen Startups und kommunalen bzw. regionalen Initiativen.

Österreichs besondere Herausforderungen im Innovationssystem

- Verstärkte themen- und sektorenübergreifende Zusammenarbeit und Bündelung in der Energieforschung (Gesamtsystem)
- Innovationsphasenübergreifende Verknüpfung der Finanzierungsprozesse und -instrumente (ffg+aws+kpc+Patentamt+...)
- Weiterentwicklung der FTI-Förderinstrumente (z.B. Innovationslabore, Innovationsregionen)
- Erhöhung der öffentlichen FTI-Investitionen mit besonderem Augenmerk auf Bottlenecks und besonderen Potentialen Österreichs
- Stärkere Aktivierung von privaten Investitionen (wie z.B. Industriegipfel Alpbach)
- Transitionsbeschleunigung: Auseinandersetzung mit Treibern und innovationshemmenden Rahmenbedingungen
- Internationale Kooperationen zwecks Know-how-Aufbau, Zusammenarbeit und Aufbereiten internationaler Märkte (ERA-Nets, Joint Programming, ...)
- Dialogprozess mit Stakeholdern zur Weiterentwicklung der Schwerpunktsetzungen

Anhand der aktuell laufenden Initiativen „Vorzeigeregion Energie“ (Strategieprozess Smart Grid 2.0 und ERA-Net Smart Grids Plus) können bereits konkrete Ansatzpunkte aufgezeigt werden.

1.2.2 Energy – Quo Vadis? Szenarien für die Energiebranche 2035+

Wolfgang PINKL¹

Welche Einflussfaktoren verändern die Energiebranche?

Es kommt nicht darauf an, die Zukunft vorher zu sagen, sondern darauf, auf die Zukunft vorbereitet zu sein. Perikles (um 500 - 429 v.Chr.)



Politischer Rahmen

- Neue Allianzen, Machtoptionen und Strukturbrüche
- Konfliktäre Ziele: Klimaschutz vs. Kernenergieausstieg
- Globaler Konflikt: Teller vs. Tank



Gesellschaftlicher Wandel

- Zersplitterung des Meinungsbildungsprozesses
- Bürgerprotest
- Bildung & Bewusstsein



Markttransformation

- Digitalisierung & Verlust tradierter Geschäftsmodelle
- Innovation & Disruption
- Investitionsrisiken & Mega-Projekte

Für Entscheider heißt die Frage:

Welche Transformation muss mein Unternehmen durchlaufen, um von den Veränderungen zu profitieren und aus Herausforderungen Chancen zu machen?

Wie kann die Energiewelt der Zukunft aussehen?

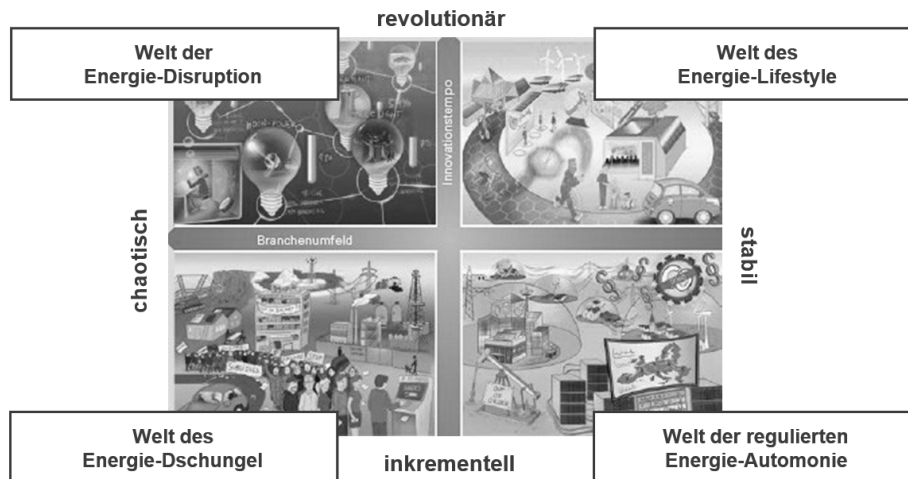


Abbildung 1: Trendradar

Wildcards: Was sonst noch passieren kann

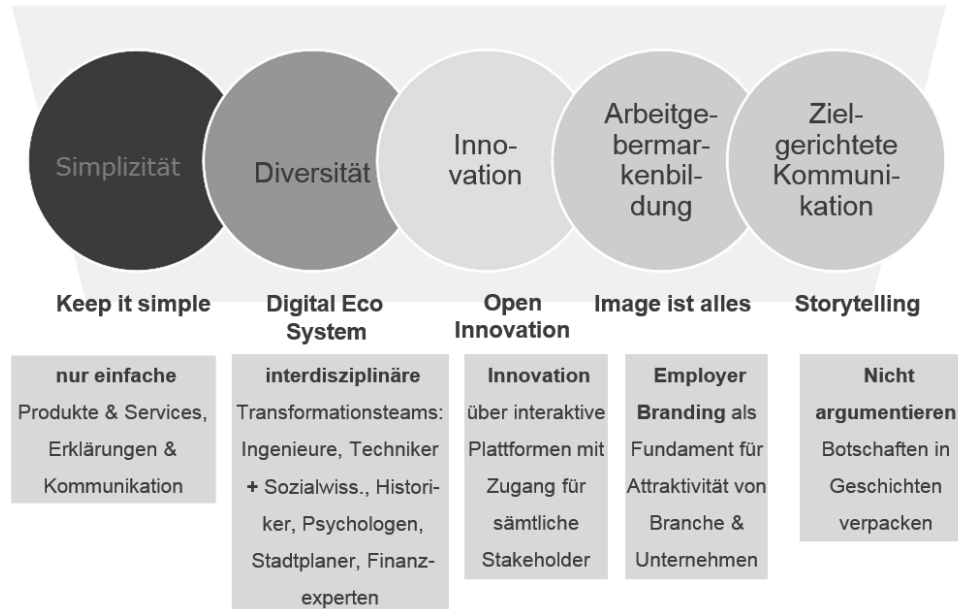
- CO₂ wird zum Rohstoff
- Energieinfrastruktur als Cyber- Anschlagsziel
- 3D-Druck revolutioniert Häuserbau (Contour Crafting)
- Superspeicher wird erfunden
- Quantencomputer revolutioniert Rechenpower

¹ KPMG Advisory GmbH, Porzellangasse 51, 1090 Wien, Tel.: +43 1 31332-3158, Fax: +43 1 31332-3500, wpinkl@kpmg.at, www.kpmg.at

Was kommt denn raus?

Etwas ganz Einfaches: Es gibt keine Zukunft. Nicht für die Energiebranche. Es gibt nur Zukünfte. Wer richtig plant, richtet sich strategisch auf unterschiedliche mögliche Zukünfte aus. Legen sie nicht alle Eier in einen Korb!

Was sind die Top 5 Essentials?



Wie kann ich die Ergebnisse der Studie nutzen?

Sich auf die Zukunft vorbereiten, ist ein Prozess, keine schnelle Lösung!

- Unternehmensführung: Testing & Justierung von Strategie- & Zukunftskompetenz
- Innovationsmanagement: Neue Ideen generieren & Geschäftsfeld entwickeln
- Marketing/ PR: Kunden & Stakeholder von eigener Zukunftskompetenz überzeugen
- Risikomanagement: mögliche Überraschungen im Blick haben, denkbare Entwicklungen & Wild Cards kennen

Was CEO's tun sollten?

Unternehmensführung

- Strategie- & Zukunftskompetenz überprüfen
- IT fit machen (Smart Grid/ Meter/Home).
- F&E: investieren in strategische Allianzen
- Transformation = tiefgreifende & anhaltende Veränderung

Geschäftsmodell

- potenzielle Partner in (digitaler) Wertschöpfungskette identifizieren
- eigenes Trend-/ Innovationsradar installieren
- Branchenüberschneidende Produkte & Services erfinden
- das Internet der Dinge als Chance nutzen

Vertrieb & Marketing

- Kundenkommunikation
- & Kanäle verändern/ erweitern

Innovationsmanagement

- Crowd nutzen: Ideen & Kapital
- Standards entwickeln
- Gespräch mit Stakeholdern suchen
- lernende Organisation werden

Risikomanagement

- für Sicherheit von Systemen, Prozessen & Daten sorgen
- geopolitische Entwicklung monitoren
- Eventualstrategien entwickeln
- regelmäßig & systematisch Szenario- & Zukunftsmanagement betreiben!



1.2.3 Energiestrategie 2050 der Schweiz – Vom Fukushima-Effekt zur wirtschaftlichen Ernüchterung

Michel PIOT¹

Die Energiestrategie 2050 der Schweiz

Am 25. Mai 2011 hat der Bundesrat in der Schweiz die Energiestrategie 2050 verabschiedet, die zum Ziel hatte, im Jahr 2050 die 1-Tonnen-CO₂-Gesellschaft zu erreichen und gleichzeitig aus der Kernenergie auszusteigen.

Damit sollte die erst im Jahr 2007 verabschiedete neue Energiepolitik, die bereits zu einem substanziellen Rückgang der Energienachfrage und entsprechend der CO₂-Emissionen führt, abgelöst werden. Da die Voraussetzungen zur Zielerreichung – starker gesellschaftlicher Konsens über die Ziele sowie eine international abgeglichene CO₂-Reduktions- und Energieeffizienzpolitik – nicht erfüllt sind, wurde die Vorlage aufgeteilt. Mit einem ersten Maßnahmenpaket, soll die angestrebte Energie-verbrauchsreduktion knapp zur Hälfte erreicht werden.

Unterdessen haben National- und Ständerat über dieses erste Maßnahmenpaket debattiert und dabei in erster Linie die Subventionen für den Zubau der erneuerbaren Energien und für das Gebäudesanierungsprogramm erhöht, während der Mobilitätsbereich kaum angerührt und auch die Frage der sicheren Versorgung mit Strom im Winter nicht geklärt wurde. Nach dem sogenannten Differenzbereinigungsverfahren soll die Gesetzesvorlage in diesem Jahr verabschiedet werden.

Wasserkraft

Überlagert wird die Diskussion zum ersten Maßnahmenpaket durch den Preiszerfall an den europäischen Strommärkten, der mit der zusätzlichen Aufhebung der Kursuntergrenze des Euros gegenüber dem Schweizer Franken durch die Schweizerische Nationalbank zur Unwirtschaftlichkeit des größten Teils der Schweizer Wasserkraftproduktion geführt hat. Eine Besserung der Situation ist gemäß heutigen Marktpreiserwartungen bis 2020 nicht in Sicht.

Damit ist die tragende Stütze der Schweizer Stromversorgung in Gefahr. Ein Vorschlag zur Unterstützung der bestehenden Wasserkraft im Ständerat wurde allseits als nicht zielführend beurteilt und in der Energiekommission des Nationalrates nun überarbeitet.

Vom Förder- zum Lenkungssystem

Parallel zur Debatte hat der Bundesrat im Herbst 2015 die Botschaft zum Klima- und Energielenkungssystem (KELS) verabschiedet. Damit wird das Parlament in naher Zukunft auch über eine Vorlage diskutieren, mit der das Fördersystem schrittweise durch ein Lenkungssystem ersetzt werden soll. Vorgeschlagen wird ein Verfassungsartikel, der nach einer positiven Entscheidung durch das Volk, dem Parlament die Möglichkeit geben würde, auf Gesetzesstufe eine Klima- und/oder Stromabgabe einzuführen.

Auf Grund seiner politischen Einschätzung zur Akzeptanz dieser Vorlage schlägt der Bundesrat in den Erläuterungen vor, in einer ersten nicht näher spezifizierten Phase auf eine Lenkungsabgabe auf Treibstoffe zu verzichten, was das Ziel der 1-Tonnen-CO₂-Gesellschaft in weite Ferne rücken lässt.

Rückblick auf Energievorlagen

Um diese KELS-Vorlage politisch einordnen zu können, ist es interessant, einen Blick zurück auf die energiepolitischen Abstimmungen der Schweiz zu werfen. Es zeigt sich, dass Lenkungsabgaben im Energiebereich bereits seit 30 Jahren ein Thema sind, das aber trotz teilweiser Ja-Empfehlungen des Parlaments und des Bundesrates bisher noch keine Vorlage durch den Souverän angenommen wurde.

Die letzte Abstimmung im Frühjahr 2015 zur Vorlage „Energie- statt Mehrwertsteuer“ wurde mit einem historisch hohen Nein-Stimmen-Anteil von über 91 Prozent verworfen.

¹ swisselectric, Postfach 7950, 3001 Bern, Tel.: +41 31 381 6400, michel.piot@swisselectric.ch

Fazit

Vor dem aktuellen Hintergrund tiefer Preise für fossile Energieträger, der politischen Einschätzung, dass eine Lenkungsabgabe – die lenkt – im Parlament und in der Bevölkerung keine Chance hat, ist das Ziel der 1-Tonnen-CO₂-Gesellschaft im Jahr 2050 unrealistisch und damit die Energiestrategie 2050 wie sie im Jahr 2011 angedacht wurde, obsolet.

Angesichts der großen Unsicherheiten bei der weiteren Ausgestaltung der europäischen Strommärkte und den wirtschaftlichen Schwierigkeiten der Wasserkraft wäre es vor allem angezeigt, bei der Verteilung von Subventionen in den Zubau erneuerbarer Energien möglichst zurückhaltend zu sein, um zusätzliche Fehlinvestitionen zu vermeiden und den Fokus auf den Erhalt der bestehenden Wasserkraft zu legen und auf politisch motivierte voreilige Stilllegungen von Kernkraftwerken zu verzichten.

1.2.4 Market Coupling vs. Market Splitting

Reinhard HAAS¹, Hans AUER¹

Motivation

Das ultimative Ziel der Europäischen Kommission war und ist seit dem Beginn des europäischen Liberalisierungsprozesses die Schaffung eines einheitlichen, europaweiten Strombinnenmarkts. Der Wettbewerb sollte zu einem kostengünstigeren Stromsystem für Verbraucher führen. Wichtig war dabei die Idee des Market Coupling. Dazu notwendig sind aber ausreichende Übertragungskapazitäten. Das zentrale Ziel dieses Beitrags ist die Analyse von Vor- und Nachteilen dieser Idee speziell im Strommarkt Österreichs und der nördlichen Nachbarstaaten.

Market Coupling vs. Market Splitting

Unter Market Coupling versteht man die optimale Ausnutzung von Übertragungskapazitäten (durch implizite Auktionen zwischen Preiszonen und durch Re-Dispatch) sodass praktisch die Preisdifferenzen zwischen den gekoppelten Märkten beseitigt oder zumindest minimiert werden.

Bei Market-Splitting werden (temporär), wenn die Übertragungskapazitäten zwischen zwei Zonen (ohne Re-Dispatch) ausgelastet bzw. überlastet sind, unterschiedliche Preise in diesen Regionen ermittelt.

Am weitesten fortgeschritten ist Market Coupling bei der Integration der Day-Ahead-Märkte. Die zentralwesteuropäische Marktkopplung unter Beteiligung von Deutschland und Österreich, Frankreich, den Niederlanden, Belgien und Luxemburg. Im Februar 2014 wurde die Marktkopplung ausgeweitet und umfasst nun zusätzlich die nordischen, baltischen und britischen Märkte. Das Hauptziel beim Betrieb einer Handelsplattform mit einem Auktionssystem besteht darin, die Liquidität optimal zu bündeln. Da zwischen den deutschen und österreichischen Regelzonen keine Kapazitätsengpässe bestehen, wird in einer Auktion ein gemeinsamer Market Clearing Preis für alle Regelzonen ermittelt.

Preiszonen in Europa

Die aktuelle Aufteilung Europas nach Preiszonen zeigt Abb.1. Es ist deutlich zu erkennen, dass es auch innerhalb von einzelnen Ländern – z.B. Norwegen, Schweden, Italien – mehrere Preiszonen geben kann. Österreich bildet gemeinsam mit Deutschland eine einheitliche Preiszone. Ein gemeinsamer Markt (Preiszone) existiert also dann, wenn es zwischen zwei Gebieten kontinuierlich ausreichende Übertragungskapazitäten gibt. Wenn es in den Netzen (temporär) Engpässe gibt, kann das implizite Bidding außer Kraft gesetzt ersetzt werden. In diesem Fall spricht man von Market-Splitting und mehreren Preiszonen. (bzw. Gebotszonen oder bidding zones). Eine zentrale Motivation für diese Diskussion waren die seit ca. 2010 immer deutlicher auftretenden „Loop-Flows“ rund um Deutschland, siehe Abb. 2.

Die Bildung unterschiedlicher Preiszonen bedeutet, dass innerhalb eines Landes unterschiedliche Strompreise herrschen; tendenziell ist der Preis in einer Zone mit hoher Stromnachfrage und vergleichsweise geringen Kraftwerkskapazitäten höher. In Stunden mit nicht ausgenutztem Handelsvolumen stellt sich zwischen den Zonen weiterhin ein einheitlicher Preis ein.

Anmerkung: Wenn also über market splitting oder market coupling diskutiert wird, gilt das nicht für alle 8760 Stunden eines Jahres sondern das kann sich für jede einzelne Stunde ändern.

In Bezug auf eine Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone wird diese bisher sowohl von der deutschen Strompolitik als auch von der Regulierungsbehörde, der Bundesnetzagentur (BNetzA), abgelehnt. Das „Grünbuch“ des BMWi zum Strommarkt in Deutschland verlangt, die einheitliche Preiszone in Deutschland zu erhalten, und begründet dies sowohl mit traditionellen Argumenten (wie einer Verringerung der Liquidität und der Gefahr der Ausübung von Marktmacht), als auch mit Spezifika der Energiewende, unter anderem einer dann notwendigen unterschiedlichen Berechnung der EEG-Umlage im Norden und im Süden Deutschlands, vgl. Consentec (2015) und Egerer et al. (2015a).

¹ Technische Universität Wien, Energy Economics Group, Gußhausstraße 25/370-3, 1040 Wien, Tel. +43 1 58801-37352, haas@eeg.tuwien.ac.at; www.eeg.tuwien.ac.at



Abbildung 1: Preiszonen in Europa, Quelle: OFGEM (2014).

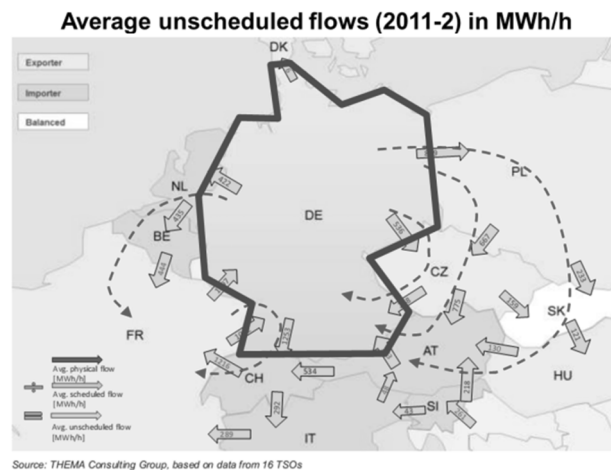


Abbildung 2: „Loop flows“ in den Deutschland umgebenden Ländern.

Schlussfolgerungen

Die wichtigsten Schlussfolgerungen dieser Analyse sind:

- Kleinere Bidding-Zonen würden die Liquidität verringern und Marktmachtausübung wahrscheinlicher werden lassen und zu Wohlfahrtsverlusten führen.
- Die durchschnittliche Preisdifferenz zwischen den Zonen wäre gering und würde – je nach Szenario – zwischen 0,4 EUR/MWh und 1,70 Euro/MWh betragen. Dies wäre weniger als fünf Prozent des Großhandelsstrompreises im Jahr 2013.
- Das System der Förderung des Ausbaus EET würde in Deutschland zunehmend komplexer, z.B. Handhabung der EEG-Umlage.
- Zum gegenwärtigen Zeitpunkt wird in diesen Studien – außer Trepper et al. (2013) – daher explizit von der Einführung von zwei Preiszonen in Deutschland abgeraten.
- Ein weiterer kritischer Aspekt ist, wo und wie Preiszonen nachhaltig stabil getrennt werden können.
- Ein zentraler Aspekt ist allerdings, ob in den nächsten Jahren der Netzausbau zügig vorangetrieben wird. Sollte dies nicht der Fall sein, könnten kleinere Bidding-Zonen ein letzter Ausweg sein.

Ein möglicher weiterer interessanter Aspekt ist die Trennung der deutschen und der österreichischen Bidding-Zone. Diese Idee wurde vor allem von ACER gefordert (Platts 2015). Es soll als Alternative zur innerdeutschen Marktrennung von dieser ab 2018 überlegt werden. Allerdings geht aus den obgenannten Analysen eindeutig hervor, dass Engpässe am ehesten innerhalb von Deutschland entstehen werden und nicht an der Grenze zu Österreich.

Darum würde ein Market Splitting zu Österreich keinen Sinn machen, da aufgrund ausreichender Kapazitäten ohnehin nie Engpässe entstehen würden. Die österreichischen KonsumentInnen würden allerdings gemeinsam mit den süddeutschen „leiden“ da wenn es ein „Splitting“ geben würde, dieses in Deutschland sein würde.

1.3 SUSTAINABILITY (PLENUM P3)

1.3.1 „Generation Technik“? – Trendanalyse bei jungen Studierenden

Annette HOPPE¹, Antje KRÜGER¹

Einleitung

Der Umgang mit Technik spielt nicht nur in der Arbeitswelt eine wachsende Rolle, sondern ist vor allem auch in der jüngeren Generation der momentan Studierenden allgegenwärtig. Welche Auswirkungen die permanente Techniknutzung für die Gesellschaft und für das Individuum in der Zukunft hat, ist noch nicht vollständig erforscht. Die Studierenden selbst sind die zukünftigen Fachkräfte in der Wirtschaft, sodass eine Befragung wichtige Erkenntnisse über die Techniknutzung ergeben kann. Wie viel Zeit die Technik im Alltag der Studierenden beansprucht und ob sie sich davon beherrscht fühlen, sind dabei nur zwei interessante Fragen. Eine Informationsflut, ein permanenter Zeitdruck, ein Zwang zu ständig Neuem verursacht durch Technikeinsatz im Alltag und der Arbeitswelt kann Probleme verursachen, die sich z.B. in Form von Technikstress äußern können (Hoppe 2009). Hier ist vor allem die in den letzten Jahren ansteigende Nutzung moderner Kommunikationsmittel zu nennen, die mit einer nahezu ständigen Erreichbarkeit einhergehen (Strobel 2013). Mit Hilfe arbeitswissenschaftlicher Forschung können frühzeitig Erkenntnisse gewonnen und Handlungsempfehlungen sowohl für den Freizeitbereich, die betriebliche Praxis als auch für andere Entscheidungsträger in Politik und Gesellschaft hergeleitet werden. Dadurch kann die Frage nach Nutzen und Risiken zukünftiger Entwicklungen besser abgeschätzt und frühzeitig steuernd eingegriffen werden.

Zielstellung

Das Ziel der Untersuchung war und ist es, das Technikverhalten der Studierenden sowohl im Studium als auch im Freizeitbereich zu erfassen und zu evaluieren. Dabei soll der Umfang der Techniknutzung bei Studierenden nach Kriterien wie Zeit, Ort und Menge eruiert und Wünsche im Umgang mit Technik erfasst werden. Damit soll festgestellt werden, ob sich die technische Entwicklung gegenüber gesellschaftlichen Bedürfnissen ambivalent verhält. Daraus sollen zukünftige Trends für Ausbildung und Arbeitswelt abgeleitet werden.

Methodik

Um dieses Ziel zu erreichen, wurde ein geschlossener Fragebogen theoriegeleitet entwickelt. Dieser erfasste neben demographischen Daten die Arten genutzter Technik und Nutzungshäufigkeiten, die Wünsche im Umgang mit Technik und nach technikkreier Zeit. Der Fragebogen wurde im Rahmen von Lehrveranstaltungen vorgestellt und durch Studierende ausgefüllt. Dadurch kam eine große Stichprobe von N = 281 Teilnehmern zustande. Den Hauptteil bildeten jüngere Studierende im Alter von 21 bis 25 Jahren (Abbildung 1). Die Geschlechterverteilung war mit 49,5% weiblichen und 50,5% männlichen Teilnehmern ausgewogen. Somit ist in der Gesamtheit von statistisch aussagekräftigen Ergebnissen auszugehen. Die Befragung wird in jedem Jahr fortgesetzt.

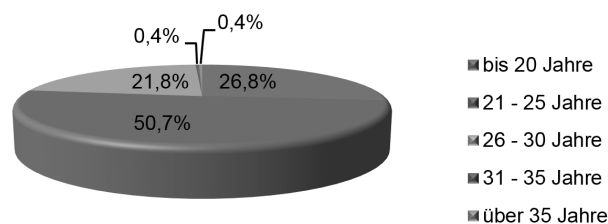


Abbildung 1: Altersverteilung der Befragten.

¹ BTU Cottbus-Senftenberg, Konrad-Wachsmann-Allee 1, 03046 Cottbus, Tel.: +49 355 69 4824, hoppe@b-tu.de

Ergebnisse und Fazit

Mit der zunehmenden Durchdringung von Technik in Studium und Beruf zeigt sich ebenfalls ein erheblicher Wunsch der Befragten nach Auszeiten von der Techniknutzung, die sich je nach Technikart verschieden gestalten. So geben jeweils ein eher geringer Prozentsatz von 20,3% (im Studienbereich) und 14,2% (im Freizeitbereich) an, auf das Smartphone verzichten zu können (Abbildung 2).

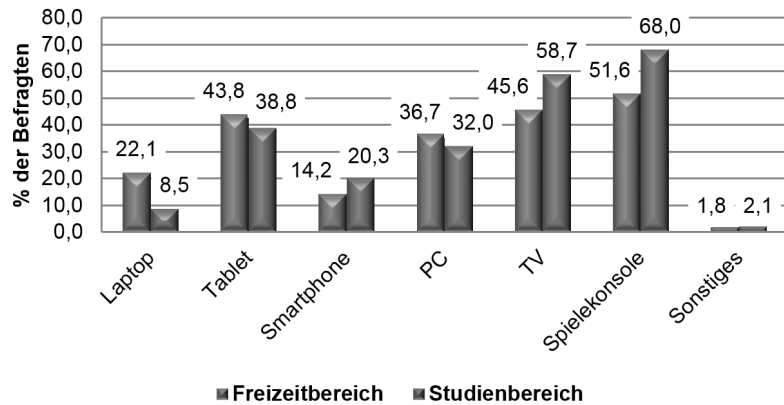


Abbildung 2: Wunsch nach Technikverzicht.

Andererseits nehmen sich jedoch bereits 43,1% der Befragten, eine bewusste Auszeit vom Smartphone, obwohl rund 80% angaben, nicht auf das Smartphone verzichten zu können. Dieses steht damit an der Spitze von Geräten, auf die verzichtet werden kann (Abbildung 3).

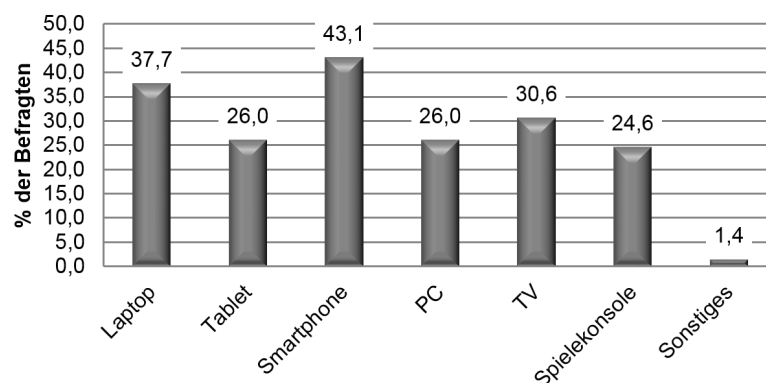


Abbildung 3: Auszeiten von der Nutzung technischer Geräte.

Dass damit offensichtlich noch nicht genügend technikfreie Zeit zur Verfügung steht, zeigt der Wunsch von 51,6% der Befragten nach mehr technikfreier Zeit. Dies zeigt deutlich, dass eine Diskrepanz zwischen Techniknutzung und „gewünschten“ Freiräumen ohne Technik bei den Befragten zu erkennen ist. Technik wird als gutes Hilfsmittel anerkannt, aber auch schon als fremdbestimmend wahrgenommen. Ein tendenzielles Umdenken hin zu „technikfreier“ Zeit, ist schon erkennbar. Weitere Untersuchungen zu diesem Verhalten werden in den fortgesetzten Langzeitbefragungen durchgeführt.

Quellen

- [1] Hoppe, Annette: Technikstress – Theoretische Grundlagen, Praxisuntersuchungen und Handlungsregularien. Habilitationsschrift. Aachen: Shaker Verlag, 2009. ISBN: 978-3-8322-8502-9.
- [2] Strobel, Hannes: iga-Report 23, Auswirkungen von ständiger Erreichbarkeit und Präventionsmöglichkeiten, Teil 1: Überblick über den Stand der Wissenschaft und Empfehlungen für einen guten Umgang in der Praxis. O.O.: o.V., 2013. ISBN: 1612-1988.

1.3.2 Strategien und Programme des Umweltministeriums auf dem Weg zu einem nachhaltigen Energiesystem

Bettina BERGAUER¹

Das Klimaschutzabkommen von Paris

Am 12. Dezember 2015 haben 195 Staaten der Welt in Paris ein Klimaschutzabkommen beschlossen. Ziel ist die Begrenzung der Erderwärmung auf deutlich unter zwei Grad, möglichst auf 1,5 Grad, im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter. Alle Staaten haben dabei eigene Beiträge im Kampf gegen die Erderwärmung zugesagt. Unumstritten ist auch die Zielsetzung, aus der Nutzung fossiler Energieträger auszusteigen. Dies ist eine herausfordernde Aufgabe.

Drei wesentliche Elemente mit welchen das Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW) dieses Ziel verfolgt, sind wissenschaftlich fundierte Analysen zu erstellen, Informationen zu verbreiten und mit Förderungen einen Anstoß zur Umsetzung zu geben.

Aufbereitung der Wissensbasis

Das Austrian Climate Research Programme

Mit dem „Austrian Climate Research Programme“, das in Zusammenarbeit mit dem Klima- und Energiefonds abgewickelt wird, verfolgt das BMLFUW eine Stärkung der wissenschaftlichen Grundlage für zunehmend wichtige Entscheidungen hinsichtlich Klimaanpassungsmaßnahmen und deren Wechselwirkungen untereinander sowie mit Klimaschutzmaßnahmen.

Im Rahmen dieses Programms wurde beispielsweise der Österreichische Sachstandsbericht zum Klimawandel erstellt, aus dem hervorgeht, dass in Österreich der durchschnittliche Temperaturanstieg mit 2° bereits jetzt doppelt so hoch ist, wie weltweit [1]. Die Studie COIN (Cost of Inaction) besagt, dass Österreichs Volkswirtschaft bis 2050 Schäden, die durch den Klimawandel verursacht werden, in Höhe von bis zu 8,8 Mrd. Euro jährlich zu verkraften haben wird [2].

Faktencheck Energiewende

Die Energiewende ist viel mehr als ein reiner Technologiewechsel. Sie ist zugleich ein kulturelles Projekt, das in Österreich viele Unterstützer findet. Es werden aber immer noch viele sachlich unfundierte Argumente vorgebracht.

Im „Faktencheck Energiewende“ werden häufige Argumente, die von „Klimaskeptikern“ gegen die Energiewende in die Diskussion eingebracht werden, wissenschaftlich untersucht und relativiert. Nach dem „Faktencheck Energiewende 2014“ [3] wurden im „Faktencheck Energiewende 2015“ [4] weitere Mythen untersucht. Der Diskurs zur Zukunft der Energieversorgung wird damit vorangetrieben.

Verbreitung des Wissens durch Multiplikatoren

Die Klimaschutzinitiative klimaaktiv

Die Energiewende kann nur gelingen, wenn Unternehmen, Gemeinden und Haushalte von den Zielen überzeugt sind und selbst aktiv werden. Die Klimaschutzinitiative klimaaktiv ist systematisch auf Kooperation ausgerichtet.

Die vielen Partnerinnen und Partner des Netzwerkes machen klimapolitisch sinnvolle Lösungen für andere sichtbar. klimaaktiv arbeitet dabei eng mit den Bundesländern und Gemeinden zusammen. Die Maßnahmen zur Energiewende müssen auf lokaler Ebene sichtbar werden. Durch diese Form der Multi-Level-Governance schafft klimaaktiv den überregionalen Brückenschlag zwischen Politik, Wirtschaft und Gesellschaft.

Die Hauptaktivitäten im Rahmen von klimaaktiv sind: informieren, beraten, Partner aktivieren und vernetzen, Standards entwickeln und Qualität sichern, Aus- und Weiterbildung von Profis [5].

¹ Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft BMLFUW, 1010 Wien, Stubenbastei 5, Tel.: +43 1 515 22-1328, bettina.bergauer@bmlfuw.gv.at, www.bmlfuw.gv.at

Wachstum im Wandel

Wachstum im Wandel ist eine Initiative, die Menschen aus Institutionen, Organisationen und Unternehmen dazu einlädt, sich mit Fragen zu Wachstum, Wohlstand und Lebensqualität auseinanderzusetzen. Vom BMLFUW ins Leben gerufen, wird die Initiative von mehr als 20 Partnerorganisationen getragen, darunter Ministerien, Landesregierungen, Interessensvertretungen, Unternehmen, Universitäten und zivilgesellschaftlichen Organisationen. Es ist ein gemeinsames Netzwerk unterschiedlicher Institutionen entstanden, das Diskurse über zukunftsfähiges Wirtschaftswachstum ermöglicht und das Thema eines anderen Wirtschaftens in Österreich etabliert. Darüber hinaus verbindet sich die Initiative auf europäischer Ebene mit ähnlichen Netzwerken [6].

Klima- und Energiemodellregionen

Der Aufbau von Modellregionen und Demonstrationsprojekten verspricht einen hohen Multiplikationseffekt, der mit vergleichsweise geringem Mittelaufwand erzielt wird. Die treibende Kraft vor Ort in jeder Klima- und Energiemodellregion ist ein Modellregionsmanager bzw. eine Modellregionsmanagerin. Damit gibt es eine zentrale Ansprechperson die Projekte initiiert und organisiert und die Umsetzung vorantreibt. Nach der Erstellung der Umsetzungskonzepte in den Regionen und der Vernetzung der relevanten Stakeholder, ist auch eine gezielte Bewusstseinsbildung in der Bevölkerung vorgesehen [7].

Breitenprogramme setzen Anreize für die Umsetzung

Viele Technologien im Bereich der Erneuerbaren Energie oder der Energieeffizienz sind bereits ausgereift und es gibt breite Erfahrung in der Anwendung. Oft sind sie jedoch noch nicht wirtschaftlich umsetzbar. Hier setzen die Breitenprogramme des BMLFUW an.

Erneuerbare Energieträger

In Zusammenarbeit mit dem Klima- und Energiefonds werden Förderungen für Photovoltaikanlagen für Privatpersonen sowie für Land- und Forstwirtschaftliche Betriebe angeboten. Auch der Austausch von fossilen Heizsystemen durch Heizungen auf Basis erneuerbarer Energieträger wird unterstützt [8].

Umweltförderung im Inland UFI

Die Umweltförderung im Inland richtet sich vor allem an Betriebe und Gemeinden. Ziel dieser Förderung ist die Vermeidung oder Verringerung von Belastungen in Form von Luftverunreinigung, klimarelevanten Gasen, Lärm und Abfällen. Die meisten Projekte werden bei den Förderschwerpunkten Biomasse, Solaranlagen sowie bei den betrieblichen Energiesparmaßnahmen gefördert [9].

Sanierungsscheck für Private

Der Sanierungsscheck für Private wird im Rahmen der Sanierungsoffensive als jährliche Förderungsaktion vom BMLFUW und BMWFW initiiert. Gefördert werden thermische Sanierungen im privaten Wohnbau für Gebäude, die älter als 20 Jahre sind [10].

Literatur

- [1] Österreichischer Sachstandsbericht Klimawandel; Austrian Panel on Climate Change, Wien 2014
- [2] Die besten Seiten der Energiewende; Klima- und Energiefonds Jahresbericht 2013
- [3] Faktencheck Energiewende, Klima- und Energiefonds, Wien 2014
- [4] Faktencheck Energiewende 2015, Klima- und Energiefonds, Wien 2015
- [5] Klimaschutzinitiative klimaaktiv, www.klimaaktiv.at [25.01.2016]
- [6] www.wachstumimwandel.at [25.01.2016]
- [7] www.klimaundenergiemodellregionen.at [25.01.2016]
- [8] Jahresprogramm des Klima- und Energiefonds; www.klimafonds.gv.at [25.01.2016]
- [9] UFI – Umweltförderung im Inland; www.umweltfoerderung.at [25.01.2016]
- [10] www.sanierungsscheck16.at

1.3.3 Nachhaltigkeitsindikatoren zur Bewertung der Wertigkeit von Energieversorgungssystemen auf Basis erneuerbarer Energien

Diana HEHENBERGER-RISSE¹

Introduction

The aim of this project was to define indicators to evaluate local heat supply systems based on renewable energy compared to fossil energy reference scenarios. With these indicators an assessment matrix was developed as a planning instrument for the realization of sustainable and energy-efficient local heat supply systems. Further inferences from single projects on regions can be done.

Methodology

In these project a method was developed to assess the sustainability of local heat supply systems with the focus on ecology under consideration of economically and social aspects. This method uses a set of indicators composed of Input-, Output-, Efficiency- and Balance indicators. To realize advancement in comparison to present situations, an environmental quality target to advance the environmental impacts of minimum 75% was defined. For the developing and application of the indicators different examples from projects and scenarios of combined heat production from Biomass, Biogas, Solar heat combined with near-surface geothermal storage; geothermal energy and fossil peak-load supply were calculated. These scenarios were related to a basis fossil energy scenario. Overall, two district heating projects at Speichersdorf and Mitterteich (Bavaria, Germany) were compared. In this case, the project Speichersdorf with different coverage areas and decrease heat densities was investigated. The lengths of electrical grid of two areas are 10,828 m and 6,027 m. Those were opposed to the biomass district-heating project Mitterteich with a grid length of 360 m and a higher heat density decrease. Furthermore, a scenario for heat supply was designed and calculated using a geothermal plant operating in duplicate to provide heat to the large coverage area. The calculation of the various processes and scenarios was performed with the program GEMIS 4.8 based on the total heat generated (final energy) by the respective supply type. The study examined the main system components; boilers, solar heat collectors, geothermal energy storage, geothermal heat system and the distribution network. For this purpose, a life cycle assessment / life cycle analysis based on using the above indicators of energy and the emissions were calculated. To determine what fraction of energy and emissions are caused of the district-heating network itself, the heat supply variants listed below were calculated with and without distribution network and geothermal storage.

Results

The variant V1Oil/Natural Gas is the reference scenario of decentralized plants on district heating supply based on oil and natural gas in comparison to the following variants:

- V2: biomass and fuel oil peak load,
- V2a: biomass, biogas and fuel oil peak load,
- V3 Solark40: biomass, 40% solar fraction, oil peak load,
- Mitterteich: biomass, natural gas peak load
- V4Solar20: biomass, 20% solar fraction and oil peak load
- V4aBGSolar20: biomass, biogas, 20% solar fraction and oil peak load
- V6 Geoth: geothermal plant with fuel oil peak load

The results of the individual indicators were grouped under the collective term environmental impacts. For each indicator a weighted rating system was developed, normalized and scaled to kWh. Hence, the balance sheet indicator "avoided environmental impacts" was developed to demonstrate the overall results and for assessment the compliance with the environmental quality objective. The emissions therefore have positive values and both indicators efficiency and value creation have a negative value and therefore considered positive in the overall assessment. The results of the environmental impact of different heat supply scenarios based on the evaluation of the designed system will be presented.

¹ Universität Leuphana Lüneburg, Technologiezentrum Ruhstorf, Lehrstuhl für effiziente Energiesysteme, Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut, Am Lurzenhof 1, 84036 Landshut, Tel.: +49 8531-914 044 0, Fax: + 49 8531-914 044 90, diana.hehenberger-risse@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

1.3.4 Der niedrige Ölpreis – Auswirkungen auf die österreichische Wirtschaft

Beate FRIEDL¹, Albert LUGER¹, Klaus WEYERSTRASS², Markus BLIEM¹

Inhalt

Die Entwicklung des Rohölpreises ist von zentraler Bedeutung für die globale als auch nationale Wirtschaft. In den letzten Jahrzehnten nahm die Bedeutung der Ölprodukte in der österreichischen Energieversorgung zwar ab, dennoch hatten diese im Jahr 2014 einen Anteil von mehr als einem Drittel (37,9 %) am energetischen Endverbrauch (EEV). Die inländische Energieerzeugung wird von erneuerbaren Energien dominiert, Ölprodukte spielen bei der heimischen Erzeugung mit einem Anteil von 7,6 % (2014) nur eine untergeordnete Rolle. Der Eigenversorgungsgrad Österreichs lag im Jahr 2014 bei rund 37 % [1]. Der weitaus größte Teil der Energieträger muss infolgedessen importiert werden. Im Jahr 2014 belasteten die Energieimporte die österreichische Handelsbilanz mit rund € 13 Mrd. Sowohl mengen- als auch wertmäßig entfällt der größte Anteil der Energieimporte auf Öl und Ölprodukte. Rund 68 % der gesamten Ausgaben für Energieimporte (€ 8,8 Mrd.) entfielen im Jahr 2014 auf diese Kategorie [2]. Niedrigere Weltmarktpreise für den Energieträger Öl bedingen – ceteris paribus – geringere Importausgaben. Niedrigere Ausgaben für Energie(Importe) erhöhen das verfügbare Einkommen, das nun für den Erwerb anderer Güter und Dienstleistungen ausgegeben werden kann.

Vor diesem Hintergrund zielt der vorliegende Beitrag darauf ab, die Ölpreisentwicklung mit Fokus auf die jüngsten Ölpreisschocks abzubilden sowie die konjunkturellen Auswirkungen steigender/sinkender Ölpreise zu diskutieren. Mit Hilfe eines strukturellen makroökonomischen Modells werden die Auswirkungen sinkender Ölpreise auf die österreichische Volkswirtschaft analysiert und der Frage nachgegangen, inwiefern niedrige(re) Preise das Wirtschaftswachstum in Österreich begünstigen.

Methodik

Basierend auf den Auswertungen der Energiebilanzen von Statistik Austria [1] wird die nationale Energieerzeugungs- u. -verbrauchssituation für die verschiedenen Energieträger abgebildet. Anhand von Auswertungen der Außenhandelsstatistik [2] lässt sich der Anteil der Energieimporte an den Gesamtwarenimporten berechnen. Österreich ist in einem hohen Maß von Energieimporten und hier wiederum insbesondere von Öl und Gas abhängig. Aufbauend auf den Analysen der Ölabhängigkeit der heimischen Wirtschaft wird die historische Ölpreisentwicklung seit 1967 festgehalten und diskutiert. Hierbei liegt der Fokus auf der Analyse der jüngsten Ölpreisschocks. In einem weiteren Schritt werden auf Basis einer Literaturrecherche die konjunkturellen Auswirkungen steigen-der/fallender Ölpreise diskutiert.

Darüber hinaus werden mit Hilfe des strukturellen makroökonomischen Modells LIMA [3] die ökonomischen Effekte fallender Ölpreise auf die österreichische Volkswirtschaft analysiert. Bei LIMA handelt es sich um ein traditionelles Modell der österreichischen Volkswirtschaft. Detailliert werden die Nachfrageseite des Bruttoinlandsproduktes (BIP), die Löhne und Preise, die Arbeitsnachfrage der Unternehmen und der Staatssektor modelliert. Die Angebotsseite fließt über das Produktionspotenzial ein, das auf Basis einer Cobb-Douglas-Produktionsfunktion geschätzt wird. Veränderungen des Rohölpreises wirken sich über die Terms of Trade einerseits auf die Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Unternehmen und andererseits auf die reale Kaufkraft der Haushalte aus. Mögliche Auswirkungen auf die strukturelle Arbeitslosenquote, wie sie im Standard-AS-AD-Modell analysiert werden, sind dabei ausgeklammert.

¹ Institut für Höhere Studien Kärnten, Alter Platz 10, 9020 Klagenfurt, Fax: +43 463 592150-23, www.carinthia.ihs.ac.at,
{Tel.: +43 463 592150-21, friedl@carinthia.ihs.ac.at},
{Tel.: +43 463 592150-22, luger@carinthia.ihs.ac.at},
{Tel.: +43 463 592150-18, bliem@carinthia.ihs.ac.at}

² Institut für Höhere Studien, Josefstädter Straße 39, 1080 Wien, Tel.: +43 1 59991-233,
Fax: +43 1 59991-555, weyerstr@ihs.ac.at, www.ihs.ac.at

Ergebnisse

Die heimische Volkswirtschaft ist trotz eines kontinuierlichen Ausbaus erneuerbarer Energien noch immer in hohem Ausmaß von fossilen Energieträgern abhängig. Der wertmäßige Anteil der Energieimporte an den Gesamtwarenimporten schwankte im Zeitraum 2007-2014 zwischen 10,0 % und 13,1 %. Sowohl mengen- (PJ) als auch wertmäßig (€) werden die Energieimporte vom Energieträger Öl dominiert; im Betrachtungszeitraum 2007-2014 entfielen rund 59 % bis 68 % der Ausgaben für Energieimporte auf die Kategorie „Öl und Ölprodukte“ [1] [2]. Die Preisentwicklung des Basisgutes Rohöl ist daher von zentraler Bedeutung sowohl für die globale als auch für die nationale Wirtschaft. Im ersten Quartal 2008 überschritt der Ölpreis (gewichteter Durchschnitt der Sorten UK Brent, Dubai und WTI Texas) erstmals die \$ 100/Barrel Grenze, im zweiten Quartal desselben Jahres wurde der bisherige Preisrekord mit mehr als \$ 130/Barrel erreicht.

Während steigende Ölpreise im Allgemeinen mit einem Wirtschaftsabschwung assoziiert werden, bleibt die Frage, ob sinkende Ölpreise einen stimulierenden Effekt auf das Wirtschaftswachstum ausüben. Diesbezüglich lassen die Auswertungen der Literatur keine eindeutige Antwort zu. Während Sill (2007) [4] den Ölpreisen asymmetrische Effekte auf das Wirtschaftswachstum zuschreibt, rechnet der Internationale Währungsfonds (IWF) anhand zweier Simulationen mit positiven konjunkturellen Auswirkungen des jüngsten Ölpreisverfalls [5]. Wohl wesentlich für das Ausmaß des stimulierenden Effekts niedrigerer Ölpreise dürften die Ölintensität der Wirtschaft und damit die Relation des Ölverbrauchs im Vergleich zum BIP sein. In entwickelten Volkswirtschaften nahm die Bedeutung von Öl sukzessive ab, d.h. die Auswirkungen sinkender Ölpreise und dementsprechend stimulierende Konjunktureffekte dürften im Vergleich zu vergangenen Perioden deutlich abgenommen haben [6] [7].

Während die angebotsseitigen Wirkungen des gesunkenen Ölpreises angesichts der im Zeitablauf gesunkenen Ölintensität der Produktion infolge des technischen Fortschritts und des Strukturwandels in Richtung Dienstleistungen wohl eher gering sind, bleibt die stimulierende Wirkung durch die Stärkung der Kaufkraft der privaten Haushalte. Die Simulationen mit dem makroökonomischen Modell zeigen, dass das reale BIP um rund 0,1 % höher ist, als es bei einem um 50 US-Dollar höheren Ölpreis der Fall wäre. Die Beschäftigung steigt um bis zu 2.400 Personen oder 0,07 %, die Arbeitslosigkeit sinkt um rund 0,2 %. Die Arbeitslosenquote geht geringfügig um 0,02 bis 0,03 Prozentpunkte zurück und die Inflationsrate ist marginal um 0,1 Prozentpunkte niedriger.

Literatur

- [1] Statistik Austria: Gesamtenergiebilanz Österreich 1970 bis 2014 (Detailinformation). Verfügbar unter: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html. Download am 27.11.2015.
- [2] Statistik Austria: Außenhandel ab 2007. Verfügbar unter: <http://statcube.at/statistik.at/ext/statcube/jsf/tableView/tableView.xhtml>. Download am 11.09.2015.
- [3] Hofer, H. und R. Kunst (2005). The Macroeconometric Model LIMA. Oesterreichische Nationalbank. Workshops. Proceedings of OeNB Workshops, No. 5. Macroeconomic Models and Forecasts for Austria: 87-116.
- [4] Sill, K. (2007). The Macroeconomics of Oil Shocks. Federal Reserve Bank of Philadelphia. Business Review Q1 2007: 21-31.
- [5] IWF – International Monetary Fund (2015). World Economic Outlook April 2015. Uneven Growth. Short- and Long-Term Factors.). World Economic and Financial Surveys. Washington.
- [6] IfW – Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel (2015). Weltkonjunktur im Frühjahr 2015. Kieler Konjunkturberichte Nr. 3 (2015/Q1).
- [7] Baumeister, C. und G. Peersman (2013). Time-Varying Effects of Oil Supply Shocks on the US Economy. American Economic Journal: Macroeconomics 2013, 5(4): 1-28.

1.4 OPTIMIERUNG DES ENERGIESYSTEMS (PLENUM P4)

1.4.1 Monitoring von Energieeffizienz in Österreich

**Herbert LECHNER¹, Günter SIMADER¹,
Christoph DOLNA-GRUBER¹, Christoph PLOINER¹, Gregor THENIUS¹**

Inhalt

Mit dem Bundes-Energieeffizienzgesetz BGBl. I Nr. 72/2014 wurde die EU-Energieeffizienz-Richtlinie in Österreich umgesetzt. Auf dieser Grundlage wurde eine nationale Energieeffizienz-Monitoringstelle zur Evaluierung der Energieeffizienzmaßnahmen, für das Monitoring der Entwicklung der Energieeffizienz sowie für die Erstellung der nationalen Energieeffizienzpläne eingerichtet und die Österreichische Energieagentur mit diesen Aufgaben betraut.

Bis dato wurden 38 verallgemeinerte Methoden für die Bewertung von mehr als 150 unterschiedlichen Energieeffizienzmaßnahmen entwickelt und als Anhang in die so genannte „Energieeffizienz-Richtlinienverordnung“ aufgenommen. Diese Verordnung regelt die Bewertung umgesetzter anrechenbarer Energieeffizienzmaßnahmen, das heißt die Messung oder Schätzung von Energieeinsparungen und Energieverbrauchswerten sowie die Vorgaben zur Dokumentation von Energieeffizienzmaßnahmen. Sie ersetzt mit 1. Jänner 2016 das Methodendokument der Österreichischen Energieagentur aus dem Jahr 2013.

Die Meldung von Audits und Energieeffizienzmaßnahmen sowie die Registrierung von Energiedienstleistern erfolgt über eine elektronische Plattform. Die jeweiligen Anwendungen stehen den Unternehmen, Energielieferanten, Energiedienstleistern und öffentlichen Stellen über das Unternehmensserviceportal des Bundes (USP) zur Verfügung. Der Zugang erfolgt über www.usp.gv.at unter „Meine Services – Anwendung zum Energieeffizienzgesetz“. Die verpflichteten Energielieferanten haben für die erste Verpflichtungsperiode 2015 bis spätestens 14. Februar 2016 Effizienzmaßnahmen nachzuweisen, die 0,6 Prozent ihres Energieabsatzes 2014 an inländische Endverbraucher entsprechen.

Energiedienstleister, die Energiedienstleistungen im Rahmen des Energieeffizienzgesetzes durchführen, müssen vorgegebene Qualifikationsstandards erfüllen und in einem öffentlichen Register gelistet sein. Die Monitoringstelle überprüft die Qualifizierung dieser Energiedienstleister, zum Beispiel von Personen für die Durchführung von Energieaudits. Nach erfolgter Prüfung werden diese in das Register der qualifizierten Energiedienstleister aufgenommen, wo per 14. Jänner 2016 insgesamt 436 Energieauditoren gelistet waren.

¹ Österreichische Energieagentur, Mariahilferstraße 136, 1150 Wien, Tel.: +43 1 5861524 121, herbert.lechner@energyagency.at; www.energyagency.at

1.4.2 Architektur – Energie – Stadt

Brian CODY¹

Inhalt

Eines der größten Probleme der heutigen Bauindustrie liegt darin, dass der Begriff Energieeffizienz falsch verstanden und missbraucht wird. Effizienz heißt Performance, das Verhältnis zwischen Input (Ressourcen) und Output (Qualitäten). Es geht nicht darum, lediglich den Energiebedarf unserer Gebäude zu reduzieren, sondern die raumklimatischen, architektonischen, und städtebaulichen Qualitäten gleichzeitig zu maximieren und das Verhältnis zwischen diesen Parametern zu optimieren. Bisherige Instrumente zur Regulierung der Energieeffizienz von Gebäuden beschäftigen sich lediglich mit Energiebedarf und nicht mit Energieeffizienz. Daher ist die Entwicklung von geeigneten Evaluierungsmethoden eine wichtige Zukunftsaufgabe.

Im Entwurf von Gebäuden müssen wir mit den vorhandenen natürlichen Kräften arbeiten. Das Hereinlassen der äußeren Kräfte und die erforderliche Beherrschung dieser verlangt eine komplexere Betrachtung. Dennoch stellt das Arbeiten mit anstatt gegen die natürlichen Kräfte zweifelsohne die Zukunft zukunftsfähiger Gebäude dar.

In der Zukunft brauchen wir adaptable Gebäudehüllen, welche mittels Smart Materials – die ihre physikalischen bzw. chemikalischen Eigenschaften wechseln, um sich an die jeweiligen Bedingungen anzupassen, und sowohl auf innere als auch auf äußere Zustände reagieren und sich adaptieren – „Space on Demand“ schaffen können.

Die Ziele hinsichtlich einer nachhaltigen Entwicklung sind mit einer bloßen Optimierung der bestehenden Strukturen nicht erreichbar. Vielmehr bedarf es einer radikalen Umstrukturierung unserer physischen Infrastruktur; wir müssen die Stadt neu denken. Eine konsequente Einbeziehung der bereits vorhandenen und verwendeten digitalen Infrastruktur in der Konzeption unserer physischen Infrastruktur wie Gebäude und Verkehrsnetze führt zwangsläufig zu ganz neuen Typologien für beispielsweise Büro- und Wohngebäude; für die Architektur eine spannende Entwicklung. Die Konsequenzen werden jedoch natürlich darüber hinausgehen und betreffen auch Verkehrssysteme, die produzierende Industrie und die Landwirtschaft.

All diese Überlegungen sind nicht auf Entwicklungen neuer Städte in China begrenzt. Natürlich müssen diese Strategien im europäischen Kontext vor dem Hintergrund der bestehenden Bebauung und Infrastruktur gesehen werden. Es ist trotzdem dringend notwendig für jede europäische Stadt einen Masterplan, gemeinsam mit einer Vision der Stadt in 50 Jahren zu entwickeln. Warum? Weil im Laufe der nächsten 50 Jahre die meisten europäischen Städte ohnehin einem drastischen Wandel aufgrund kontinuierlicher Verbesserungsmaßnahmen und laufender Sanierungen unterworfen werden. Jede Intervention in der dazwischenliegenden Zeit, jeder Neubau und jedes sanierte Bestandsgebäude ist also ein Fragment der „Stadt der Zukunft“ und sollte als solches gesehen und konzipiert werden.

Vielleicht das Wichtige dabei ist, dass wir einen Paradigmenwechsel im Denken noch vollziehen müssen. Im Namen der Nachhaltigkeit, wurde zunehmend während der letzten 20 Jahre immer mehr bei der Planung von Gebäuden der Versuch unternommen, den negativen Impact des geplanten Gebäudes auf seine Umgebung zu minimieren. Das ist jedoch noch zu wenig. Vielmehr muss es darum gehen, den positiven Impact des Gebäudes auf sein Umfeld zu maximieren. Aus meiner Sicht suggeriert auch der Begriff Nachhaltigkeit eine viel zu konservative Haltung. Es kann nicht lediglich darum gehen, alles so zu erhalten wie es ist, sondern vielmehr darum, wie wir mit unseren Handlungen die Situation jetzt und für die Zukunft viel besser machen können.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Gebäude und Energie, Rechbauerstrasse 12/I, 8010 Graz, www.ige.tugraz.at, brian.cody@tugraz.at

1.4.3 Erneuerung und Optimierung von Wasserkraftanlagen

Gerald ZENZ¹, Josef SCHNEIDER¹, Alfred HAMMER¹

Inhalt

Zur Bereitstellung der elektrischen Energie in Österreich trägt mit etwa 2/3 die Wasserkraft - DIE erneuerbare Quelle an Energie - bei. Die Wasserkraftnutzung hat in Österreich durch die vorteilhafte Topographie eine sehr lange Tradition und ist die veredelte Form der Solarenergie. Dieser physikalische Sachverhalt kann durch die Kennziffer des „Erntefaktors“ (das ist das Verhältnis an eingesetzter Energie zur gesamten bereitgestellten Energieausbeute über die Lebensdauer einer Anlage) besonders eindrucksvoll dargestellt werden. Allerdings ist dieser wesentliche Vorteil durch die politisch, wissentlich herbeigeführten Verzerrungen wirtschaftlich nicht mehr darstellbar. Diese Verzerrungen, verstärkt durch den derzeit niedrigen Erdölpreis, haben Auswirkungen auf den laufenden Betrieb, die zukünftige Ausrichtung des Wirtschaftszweiges und die Struktur unserer Gesellschaft. Im vorliegenden Beitrag werden unter den technisch, ökologischen Randbedingungen einige Arbeiten zur optimierten Nutzung der Wasserkraft dargelegt.

Aufbauend auf dem positivistischen Ansatz der Ingenieurwissenschaften – der Beobachtung und Messung, der Modellbildung und Abstraktion, der Extrapolation und Umsetzung – ist es eine Freude aus den Erfahrungen unserer Vorgänger Lehren zu ziehen und diese für neue Anforderungen anzuwenden. Am Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft bauen wir auf der Erfahrung und können so neuen Herausforderungen – wie diese z.B. durch die Wasserrahmenrichtlinie oder der Richtlinie über die Bewertung und das Management von Hochwasserrisiken vorgezeichnet sind - gerecht werden. In Österreich wird das technisch, wirtschaftlich und ökologisch nutzbare Wasserkraftpotential mit etwa 10TWh angegeben. Allerdings sind Investitionen - bedingt durch die politisch herbeigeführten Verzerrungen und den kurzfristigen Betrachtungszeitraum – marktwirtschaftlich schwer darstellbar.

Die Erneuerung von wasserbaulichen Anlagen stellt unter diesen Betrachtungen eine Ausnahme dar, da gesetzliche Erfordernisse in der Anpassung bzw. Neuerlangung der Nutzung bestehen. Speziell die Nutzung der sogenannten „großen“ Wasserkraftanlagen ist insbesondere in Hinblick auf die Ökologie durch die vergleichsweise gering zu gestaltenden Eingriffe (bezogen auf den Energieertrag) hervorzuheben. Auf sehr positive und in letzten Jahren realisierte Beispiele kann die österreichische Wirtschaft mit Stolz verweisen. Aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen wird derzeit nicht in den Neubau investiert. Dieser Umstand stellt ein großes volkswirtschaftliches Versäumnis dar und ist auch kein Ruhmesblatt für den Klimaschutz unter der Prämisse einer nachhaltigen Wirtschaft.

Unter den Anlagen, die für die effiziente wirtschaftliche und ökologische Erneuerung im Zuge von hydraulischen Modellversuchen betrachtet wurden, werden im Rahmen des Beitrages zwei Laufkraftwerke diskutiert. Durch diese Erneuerungsprojekte wird dem Stand der Technik – zur Verbesserung der Durchgängigkeit und Hochwassersicherheit - Rechnung getragen, sowie die Leistung und auch das Jahresarbeitsvermögen erhöht. Für eine kürzlich neu errichtete Anlage – nahe Graz - wird aufbauend auf einer zuvor am Institut erfolgten Auslegung basierend auf hydraulischen Modellversuchen die Möglichkeiten der numerischen Optimierung der Zuströmung zum Kraftwerk vorgetragen.

Mit der Erneuerung und Optimierung tragen Betreiber von Wasserkraftanlagen wesentlich zum Klimaschutz und dem ressourcenschonenden, nachhaltigen Wirtschaften bei. Durch geeignete - dauerhaft planbare politische sowie rechtliche - Rahmenbedingungen könnte auch weiterhin ein wichtiger Anteil zur nachhaltigen Energiebereitstellung durch den Bau neuer Anlagen geleistet werden.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft, Stremayrgasse 10/II, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-8360, hydro@tugraz.at, www.hydro.tugraz.at

1.4.4 Hybridkraftwerk – Konzept, wirtschaftliche Analyse und Druckstossberechnung

Helmut JABERG¹, Helmut BENIGNI¹

Inhalt

In isolierten Netzen sind in Anbetracht der großen Tag-Nacht-Unterschiede der Netzbelastung Speichermöglichkeiten unabdingbar, die es erlauben, diese Unterschiede auszugleichen. Die einzige aktuell verfügbare Möglichkeit großtechnisch Strom zu speichern, ist die Pumpspeichertechnologie. Für die Einbindung eines Windturbinenparks in das Netz wird daher der Einsatz einer Pumpspeicheranlage untersucht, die in der Kombination aus Wind- und Wasserkraftanlagen als Hybrid-Kraftwerk bezeichnet wird. Die Windkraft findet insofern Eingang, als die zeitlichen Schwankungen der Windstärke und somit der Erzeugung von Windenergie der Größe und ihrer zeitlichen Schwankung – obwohl nicht vorhersagbar – analysiert wird und zwar im 24-Stunden-Rhythmus und für alle 12 Jahresmonate. Die Leistungsfähigkeit der Pumpspeicheranlage wird so bemessen werden, dass sie bei allen denkbaren günstigen wie ungünstigen Windverhältnissen das geforderte Leistungs- und Energiedarbot sichert – und gleichzeitig möglichst profitabel arbeitet. Das Kraftwerk selbst wird in ein isoliertes kleineres Netz auf einer Insel integriert. Für die Auswahl eines geeigneten Maschinenkonzeptes zur Erfüllung der Lizenzaufgaben ist die detaillierte Analyse der Wind- und Netzsituation notwendig. Für die Analyse der Windsituation wurden die gesammelten Daten eines benachbarten, etwa 20 km entfernten Windparks analysiert, so dass in diesem Fall außergewöhnlich zuverlässige, gemessene Winddaten verfügbar sind. Der Mittelwert der Windleistung beläuft sich ziemlich genau auf die Hälfte der nominalen installierten Leistung der Windturbinen. Der Mittelwert der 10 schwächsten Tage beträgt lediglich 6 %! Für die verschiedenen Betriebsszenarien wurden Annahmen getroffen, um die Lizenzaufgaben einzuhalten: Die höchstmögliche Einspeisung in das Netz, die dem Regelzonenführer zu garantierende Leistung zu Spitzenzeiten, das Wasserniveau im Oberwasser am Ende des Tages wie am Beginn, die Pumpenergie wird vorrangig in der Nacht bei minimaler Netzbelastung bezogen. Für die Netzbelastung wurde ein Mittelwert für jeden der zwölf Jahresmonate gebildet. In der Folge wurde für jeden Monat die Annahme getroffen, dass der Regelzonenführer die Leistung in zwei Intervallen zu 5 und 3 Stunden abrufen. Werden die schwächsten Windleistungen ausgewertet, ergibt sich ein hoher Pumpbedarf, der mit maximaler Pumpleistung in der Nacht erfolgen muss, selbstverständlich bei maximal möglicher Ausnutzung der selbsterzeugten Windkraft. Der hohe Pumpbedarf resultiert aus dem Umstand, dass wegen der Schwachwindphase sehr viel turbinieren muss, um die Stromproduktion laut Lizenzaufgabe zu erfüllen, was wiederum viel Wasser verbraucht, das zuvor gepumpt wird. Aus diesem Grund ist in dieser Schwachwindsituation ein hoher Zukauf teurer Netzenergie nötig. Auf Basis aller Szenarien wurde eine Wirtschaftlichkeitsberechnung gestartet, die erfreulicherweise positiv ausfällt.

Neben der kompletten Maschinenplanung für den Pumpspeicherteil dieses Hybrid-Kraftwerks wurde auch eine Druckstoßberechnung durchgeführt, und das transiente Verhalten der Kraftwerksanlage bei Betriebs- aber auch Ausnahmefällen untersucht sowie die Notwendigkeit einer Druckstoßsicherung, z.B. durch ein Wasserschloss oder Windkessel analysiert. Um die Kosten in Grenzen zu halten, muss der Planer versuchen, durch günstige Anlagenkonzeption diese aufwändigen Druckstoßsicherungen zu vermeiden – natürlich ohne jegliches Zugeständnis an die Betriebssicherheit, was sich in diesem Fall als statthaft erwies. Bereits bei diesem vergleichsweise kleinen Kraftwerk müssen Dutzende von Betriebs- und Ausnahmefälle berechnet werden, erst recht wenn wie hier im Rahmen der Kraftwerkskonzeption Größe und Anzahl der Pumpen und der Leitungen noch variiert werden. Hinsichtlich Kavitation wird als kritischster Lastfall der Lastabwurf der Pumpen gefunden. Das Anfahrverhalten der Pumpen und Turbinen sowie die verschiedenen Kombinationen von hydraulischem Kurzschluss können zwar auch unzulässige Belastungen erreichen, jedoch weniger schlimme. Gefährliche Zustände ließen sich leicht vermeiden, wenn mit einem zusätzlichen Trägheitsmoment an den Pumpen die Unterdruckzone vermieden wird. Auch der Überdruck aus der reflektierten Unterdruckwelle geht dann auf einen niedrigen Wert zurück und erlaubt den Einsatz von GFK-Rohren im oberen und den von Stahlrohren im unteren Abschnitt.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen (HFM), Kopernikusgasse 24/IV, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7570, helmut.jaberg@tugraz.at, www.hfm.tugraz.at

2 STREAM A: WASSERKRAFT, FLEXIBILISIERUNG, SPEICHERUNG

2.1 WASSERKRAFT I (SESSION A1)

2.1.1 Wasserkraftpotential in Europa

Helmut BENIGNI¹, Helmut JABERG¹

Inhalt

Die EU Klima- und Energieziele 2030 wurden mit einem Anteil von 27 % erneuerbare Energien jüngst klar festgeschrieben. Strom aus Wasserkraft leistet heute und in Zukunft dabei einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Energie- und Klimaziele, wenn auch die Wasserkraft nicht explizit in dieser Strategie angesprochen wird. Man steht zur Energieeffizienz und zur Reduktion der Treibhausgase.

Es gibt heute deutliche Überkapazitäten im europäischen Strommarkt, sinkende Energiepreise und stark geförderte, neue erneuerbare Energien drängen konventionelle Kapazitäten aus dem Markt.

In Österreich sind knapp 3000 Wasserkraftwerke (2923 per Datenstand August 2015, Quelle: Energie Control Austria) in Betrieb, die eine nominale Engpassleistung von 13568 MW und eine Erzeugung von knapp 45 TWh aufweisen. Der Anteil der Erzeugung der Speicherkraftwerke beträgt hierbei 59 %.

Bei der Betrachtung von Europa teilt sich die Betrachtung auf die EU-Mitgliedsländer sowie den beiden großen Wasserkraftländern Schweiz und Norwegen auf. Gesamtkapazität der EU-28 Länder ist bei 148 GW (Erzeugung 385 GWh). Schweiz und Norwegen erhöhen die installierte Leistung um 45 GW und die Erzeugung gar um 169 GWh, was vor allem den großen Speicherkraftwerken geschuldet ist.

Wasserkraft im Verbund mit anderen Erneuerbaren deckt aktuell 25% des Gesamtbedarfs der EU-28 (Quelle: Eurostat 2015) und mit Einbeziehung aller ENTSO-Mitglieder 18.5 % der Gesamterzeugung (Quelle: Entso 2014, Erzeugung Wasserkraft etwa 600 TWh konstant über die letzten Jahre).

Wasserkraft beinhaltet oft mannigfaltige Benefits, welche nicht nur rein die Stromerzeugung betreffen. Hier seien Grundwasserstabilisierung und Hochwasserminderungsmaßnahmen, Trinkwasser, Bewässerung, Prozesswasser oder die Gewährleistung von schiffbaren Wasserstraßen zu Transportzwecken erwähnt. Immer stärker nachgefragt ist die Möglichkeit schwankende Energieerzeugung aus anderen erneuerbaren Energieträgern auszugleichen und Netzschwankungen zu minimieren. Hierbei ist es entscheidend, dass nicht die Konkurrenz unterschiedlicher Erneuerbarer untergestrichen wird, sondern auf Synergieeffekte gebaut wird.

Ein wesentliches Augenmerk liegt nach wie vor bei Pumpspeichieranlagen und deren Möglichkeit Energie großtechnisch zu speichern. Diese Technologie ist kurz und mittelfristig ein Alleinstellungsmerkmal der Wasserkraft. Der Pumpspeichermarkt lässt sich neben einer Ländersplittung auch auf Regionen aufteilen. Auf Basis dieser Gruppierung stehen 103 GW reiner Speicherleistung 47 GW an Pumpspeicherkapazitäten (Quelle: DNV GL) gegenüber. In Österreich dominieren die Pumpspeichieranlagen der großen Betreiber. Die 10 größten Anlagen stellen knapp 4 GW an Erzeugerleistung auf Abruf zur Verfügung.

Das Potential in der Wasserkraft wird durchwegs positiv gesehen und geht je nach Vorhersageszenario in Österreich von einem Ausbau auf über 50 TWh aus. Basis all jener Studien ist ein zukünftiger Strompreis, der in jeden Fall höchst spekulativ ist und zudem auch vom Preis anderer Energieträger abhängig ist. Von 2009 auf 2014 gab es einen Preisverfall von über 50% an der EEX (Quelle: EEX).

Viele geplante große Bauvorhaben sind daher in einer gewissen Warteschlange oder werden aktuell nicht mit dem letzten Nachdruck verfolgt. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Neubauprojekte und um Erweiterungen von bereits existierenden Anlagen.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen (HFM), Kopernikusgasse 24/IV, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7578, helmut.benigni@tugraz.at, www.hfm.tugraz.at

Viele Energieversorger in Europa erledigen nun vor allem Refurbishment-Projekte bei Bestandsanlagen, wo in aller Regel die Effizienzsteigerung, aber auch die Flexibilität der Anlagen im Fokus steht. Dies gilt für Großwasserkraft genauso wie für Small Hydro, der Kleinwasserkraft. Besondere Anreize gibt es hier bei Erreichen von höheren Anlagenleistungen auch im Hinblick auf Einspeisetarife und Netzentgeldbefreiungen (Deutschland).

Das Potential für Gesamteuropa liegt je nach Szenario bei mehr als 30% Steigerung in der installierten Kapazität der Wasserkraft bis 2050. (DNV GL). Dabei wird für die EU-Länder eine Steigerung von 19% bis 2050 vorhergesagt (7% bis 2030).

Im Segment Small Hydro werden für Österreich etwa 200 MW an zusätzlicher installierter Leistung bis 2020 prognostiziert (Quelle: Smallhydroworld). Hierbei sind die größten Zuwachsraten in Südeuropa (151%) und Osteuropa (28%) zu finden.

2.1.2 Value of Pumped Storage Hydropower for Centralized and Decentralized Energy Systems

Wolfgang RICHTER¹, Kaspar VEREIDE², Leif LIA², Gerald ZENZ¹

Introduction

Pumped Storage Hydropower (PSH) is a well-known technology for efficient storage of electrical energy. The efficiency varies according to site-specific properties, but is generally close to 80%. Compared to conventional batteries, the cost per kWh is lower, and the lifetime of the scheme is significantly higher. Compared to power-to-gas technology, the efficiency is higher. The amount of energy storage possible in a PSH scheme varies from a few kWh to several TWh.

This paper will focus on two types of PSH. Large scale schemes to serve the centralized system, and small-scale hybrid schemes with combined energy and heat storage to serve the decentralized system. The centralized system depends on a limited number of large energy production and storage schemes to serve the major population and the industry. The decentralized system depends on a large number of small energy production and storage schemes to serve a smaller local population. The current energy system in Europe is centralized, but there is a transition towards decentralized due to the ongoing "Energiewende".

For large-scale energy storage, the use of Norwegian hydropower reservoirs is discussed and findings from the Norwegian CEDREN research program are presented. In addition, a new large PSH project utilizing a fjord as lower reservoir will be examined. A solution for separating the seawater and the freshwater in the lower reservoir will be visualized. This power plant will utilize the largest existing hydropower reservoir with freshwater in Norway, which stores over 7.8 TWh of energy. The proposed PSH plant can be operated over 150 hours at full installed capacity of 50.000 MW. Such large-scale energy storage power plants in Norway can be connected with high-voltage DC subsea cables to European offshore wind parks. The offshore wind parks are part of the centralized energy system. An example is Denmark, which is currently balanced to a large extent by Norwegian hydropower. New HVDC cables from Norway to Germany and the United Kingdom are currently under construction, and more are planned to follow.

For the decentralized system, small PSH systems may contribute with energy storage. A combination of a possible hybrid PSH system with combined energy and heat storage might be an interesting solution to combine the advantages of PSH electrical storage with the advantages of the high specific heat capacity of water, in order to store seasonal heat for households and public facilities. Such small storage systems with a lower and an upper reservoir might have a head in the range of 10 to 100 m. The energy storage will enable more use of solar power in the decentralized grid. Further, it is possible to install waterborne heat storage in these small PSH schemes to capture the load peaks at midday and shift them to the evening and the morning. The heat storage will also enable a seasonal shifting of the heating peaks. These small hybrid PSH systems can be constructed with water reservoirs in buried pipes, which needs to be sufficiently isolated. By utilizing such small PSH schemes with waterborne heat storage, both electrical energy and heat energy from the sun can be stored for short or long periods. One cubic meter of water can store 96 kWh if heated from 8 to 90 degrees Celsius.

Depending on the size and number of the hybrid PSH schemes, a large amount of heat energy can be stored. Such small storage plants can extend the value of solar plants and provide energy to neighbor households. The hybrid decentralized PSH can also extend operational fields of public utility companies.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft, Stremayrgasse 10/2, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-8361, wolfgang.richter@tugraz.at, www.hydro.tugraz.at

² Department of Hydraulic and Environmental Engineering, NTNU, S. P. Andersens veg 5, 7491 Trondheim, Norway, Tel.: +47 73594763, kaspar.vereide@ntnu.no, www.ntnu.no/ivm

Discussion and Outlook

The connections from Norway to the continental grid are strengthened. From 2019, a 560 km long HVDC cable with the capacity of 1400 MW will be in operation between Germany and Norway, and in 2021 a 700 km long HVDC cable of 1400 MW will connect Norway with England. These cables will enable indirect storing of energy without major pumping capacity, and will allow new large offshore wind farms to be integrated efficiently to the European power grid. However, there is a limit to how much energy can be indirectly stored through exchange of power between countries. In the future, it may become necessary to store large volumes of energy locally, and provide large amounts of power in a short period of time. An economical and long term solution needs to be found, and PSH is a mature and capable technology.

Two complementing PSH schemes are presented below; (1) a large 50.000 MW PSH utilizing a fjord as a lower reservoir serving the centralized grid, and (2) a small 100 kW PSH with buried pipes as reservoirs serving the decentralized grid. For the large PSH, the separation of fresh- and seawater is an important challenge. Fig. 1 shows the large PSH scheme with rubber tubes that can be filled and emptied with water to store large amounts of water without visibility. Further research, simulation and discussion of future demands is necessary.

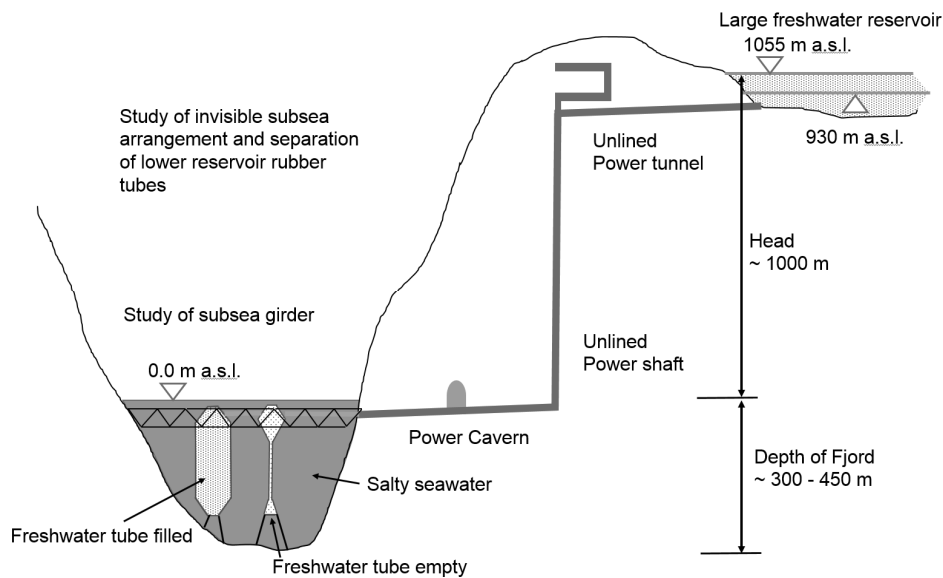


Figure 1: Scheme of a large PSH system with separated freshwater and seawater.

For small decentralized systems it is possible to use buried pipes to construct small PSH systems. Such systems can be constructed by private persons or companies in areas with available potential height. Future discussions and further research as well as a very high renewable integration may allow such systems to be profitable. It depends primarily on the electricity prices.

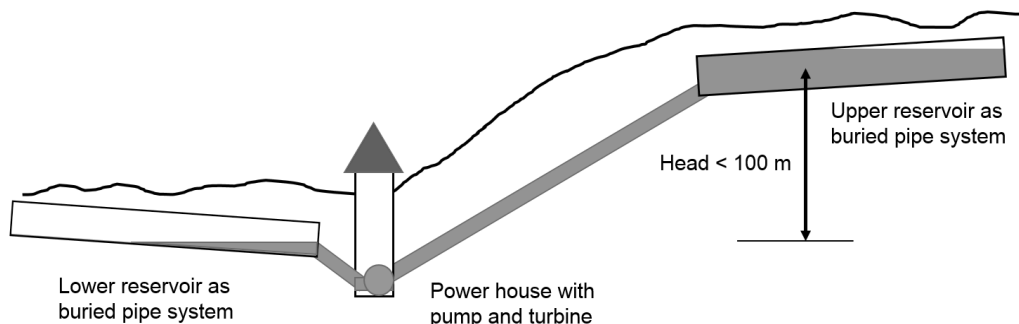


Figure 2: Scheme of a small PSH system with buried pipes as lower and upper reservoir.

This paper has discussed the possibility of utilizing PSH schemes for both large-scale centralized grids and small-scale decentralized grid. PSH schemes are available in different sizes and may fulfil the needs of the future energy system. The PSH provides many benefits such as flexibility, high efficiency and long lifetime.

2.1.3 Stand der Technik von Pumpspeichieranlagen

Stefan HÖLLER¹, Helmut JABERG¹

Inhalt

Der Einsatzzweck von Pumpspeichieranlagen bestand ursprünglich rein in der Aufgabe zu Schwachlastzeiten überschüssige Energie zu speichern und in Spitzenlastzeiten diesen Energiebedarf bereit zu stellen. Die geänderten Anforderungen der Stromnetze durch den immensen Ausbau der regenerativen Erzeugung aus Wind und Photovoltaik führen sowohl zu einer Nachfrage nach zusätzlichen Pumpspeichieranlagen als auch nach immer schnelleren Reaktionszeiten dieser Anlagen. Dem gegenüber steht jedoch eine Marktsituation im liberalisierten Strommarkt die eine Spitzenstromgewinnung aus Pumpspeichieranlagen beinahe unrentabel gestaltet, da durch überdenkenswerte Förderregime die zusätzlichen Benefits der Wasserkraft nicht abgegolten werden. Für eine hochindustrialisierte Region, die die europäische Union zweifelsohne darstellt, ist Versorgungssicherheit und Stabilität der Stromversorgung jedoch entscheidend. Beide Aspekte verlangen jedoch nach Pumpspeichieranlagen, da aktuell nur mit deren Hilfe die vermehrten Anforderungen aus nationalen und internationalen Übertragungsnetzen wie Speicherbetrieb, Regelenergie, sowie Spannungs-, Frequenz, und Blindleistungsregelung zu bewerkstelligen sind. Daraus ergeben sich die geänderten Anforderungen an moderne Pumpspeichieranlagen. Dies sind schnelle Start- und Übergangszeiten von Pump- zu Turbinenbetrieb und umgekehrt, wie auch die Leistungsregelung im Pumpbetrieb. Diese Aufgaben sind mit verschiedenen Maschinenkonfigurationen und Betriebskonzepten umsetzbar. Dem ternären Maschinensatz mit separater Pumpe und Turbine auf einer gemeinsamen Welle mit gemeinsamen Motorgenerator steht die Konfiguration einer Pumpspeichieranlage mit einer reversiblen Pumpturbine gegenüber.

Die ternäre Anordnung überzeugt durch optimal entwickelte hydraulische Maschinen für den jeweiligen Betrieb. Sowohl die Speicherpumpe zur Energiespeicherung, als auch die Turbine zur Energiebereitstellung können dadurch mit maximalem Wirkungsgrad betrieben werden. Ein weiterer großer Vorteil des ternären Maschinensatzes liegt in den sehr schnellen Reaktionszeiten beim Übergang zwischen den Betriebszuständen. Werden mit reversiblen Pumpturbinen Anfahr- und Übergangszeiten in der Größenordnung von Minuten erzielt, so können mit der ternären Anordnung die Betriebsübergänge in Sekunden realisiert werden. Die Vorteile einer Pumpspeichieranlage mit reversibler Pumpturbine liegen in der Tatsache, dass nur eine hydraulische Maschine je Maschinensatz benötigt wird. Dadurch sinken nicht nur der Investitionsaufwand für die maschinelle Einrichtung, sondern auch der Platzbedarf und damit auch die Baukosten. Auch bei den Betriebs- und Wartungskosten ergeben sich dadurch Vorteile, da nur eine Maschine gewartet werden muss.

Mit einer ternären Anordnung ist zusätzlich der Betrieb des hydraulischen Kurzschlusses (HKS) möglich. Bei dieser Betriebsweise wird eine variable Leistungsaufnahme eines Pumpspeicherkraftwerks realisiert. Pumpen sind grundsätzlich beim Betrieb mit fixer Drehzahl nicht regulierbar, wodurch eine regulierbare Leistungsaufnahme bzw. Energiespeicherung nicht gegeben ist. Im HKS wird die Regelbarkeit der Turbine zur Regelung der Leistungsaufnahme genutzt. Die Speicherpumpe läuft dabei in dem Betriebspunkt, der aufgrund der Spiegeldifferenz der Speicherbecken gegeben ist. Ein Teil des von der Pumpe geförderten Wassers wird jedoch sofort wieder in der Turbine abgearbeitet. Da sich Pumpe und Turbine auf einer Welle befinden, wird ein Teil der Pumpleistung von der Turbine bereitgestellt, der restliche Anteil wird aus dem elektrischen Netz bezogen. Der Betrieb im hydraulischen Kurzschluss ermöglicht so einen stufenlosen Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerks von 100% Erzeugung zu 100% Leistungsaufnahme. Vorausgesetzt ist dabei eine Turbine, die den stufenlosen Betrieb von 0 bis 100% Leistungsabgabe erlaubt. Bis dato gelang diese Flexibilität nur in Anlagen mit Peltonturbinen, die für deren ausgezeichnete Regelbarkeit bekannt sind. Der stufenlose Regelbereich wird zukünftig auch mit Pumpspeichieranlagen, welche mit Francisturbinen ausgestattet sind, realisiert werden. Eine Referenzanlage wird gerade in Österreich errichtet.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen, Kopernikusgasse 24/IV, Tel.: +43 316 873-7574, Fax: +43 316 873-107574, hoeller-litzlhammer@tugraz.at, www.hfm.tugraz.at

Eine Möglichkeit die Leistungsaufnahme bei Pumpspeichieranlagen mit reversiblen Pumpturbinen zu regeln besteht im Einsatz der „Variable Speed Technology“. Diese Technologie hat im Hinblick auf den regulären Betrieb jedoch nur in Anlagen mit sehr großen Spiegelschwankungen einen Vorteil, der die höheren Investitionskosten rechtfertigt.

Ein zusätzlicher Vorteil von Pumpturbinen mit variabler Drehzahl besteht in einem Wirkungsgradgewinn im Turbinenbetrieb durch optimierten Betrieb der Maschine. Durch die variable Drehzahl besteht zusätzlich zur verstellbaren Leiteinrichtung eine zweite Regelgröße, wodurch im Kennfeld der Maschine der für jeden Lastpunkt (Leistung und Fallhöhe) optimale Betriebspunkt im Hinblick auf maximale Effizienz angefahren werden kann.

Pumpturbinen werden im Regelfall für den Pumpbetrieb ausgelegt und optimiert. Der Betriebsbereich im Pumpbetrieb wird dabei durch die saugseitige Kavitationsgrenze bei maximaler Förderhöhe und durch die druckseitige Kavitationsgrenze bei minimaler Förderhöhe begrenzt. Da Pumpe und Turbine das idente Laufrad verwenden, kann das Kennfeldoptimum dieser Laufradgeometrie im Turbinenbetrieb nur durch Leitschaufel-Verstellung zumeist nicht erreicht werden. Mit Hilfe der Drehzahlvariation kann dieser Nachteil kompensiert werden. Der Zugewinn bei realen Projekten ist meist jedoch auf eine Größenordnung von wenigen Prozentpunkten beschränkt. Zusätzlich kann der Einsatzbereich von Pumpturbinen bei großen Fallhöhenvariationen mit variabler Drehzahl enorm erhöht werden.

Die eingesetzten Technologien und Konzepte werden anhand Beispielen von ausgeführten Anlagen beschrieben.

2.1.4 Wasserkraft ist klimaschonend durch CO₂-Reduktion

Gerald ZENZ¹, Wolfgang RICHTER¹, Helmut KNOBLAUCH¹

Inhalt

Die Wasserkraftnutzung hat in Österreich durch die vorteilhafte Topographie und Wasserführung der Flüsse eine sehr lange Tradition, sie ist als verdichtete, nachhaltige Nutzung der Solarenergie zu sehen. Physikalisch kann die Nachhaltigkeit durch die Kennziffer des „Erntefaktors“ (das ist das Verhältnis an eingesetzter Energie zur gesamten bereitgestellten Energieausbeute über die Lebensdauer einer Anlage) eindrucksvoll dargestellt werden. Keine andere Form der Energiebereitstellung kann auf ein Verhältnis von über 100 verweisen.

Zur Bereitstellung elektrischer Energie in Österreich trägt die Wasserkraft mit einem Anteil von etwa 2/3 - DIE Energie aus erneuerbare Quelle - bei. Dieser hohe Anteil ist wesentlich verantwortlich für die Nicht-Emission von Treibhausgasen. Je nach Ansatz entspricht dies einer jährlichen Reduktion von etwa 40 MiotCO₂. Diese Zahl entspräche umgerechnet 60.000km mit dem Auto von jedem Einwohner in Österreich zurückgelegt.

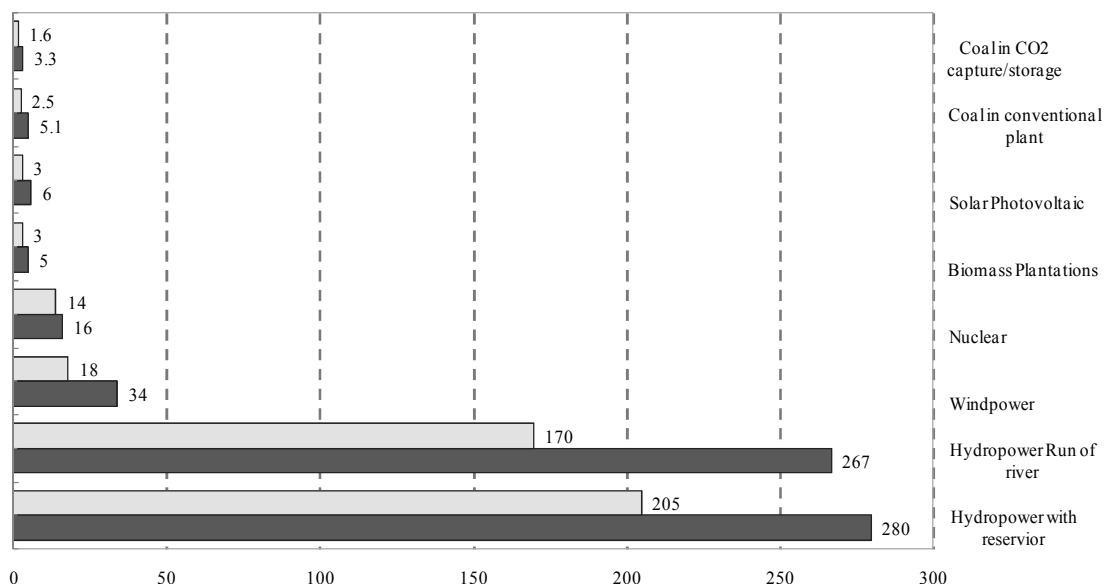


Abbildung 1: Erntefaktor in der Energieerzeugung (Quelle: Hydro Quebec, J.Jia - Chincold).

Elektrische Energie ist allerdings nur ein Teil der gesamten erforderlichen Energiebereitstellung. Zur weiteren nachhaltigen Reduktion von Treibhausgasen sind unser individuelles und wirtschaftliches Transportverhalten umzustellen, öffentlicher Verkehr auszubauen und die Erwärmung und Kühlung von Gebäuden aus erneuerbarer Quelle zu fördern, bzw. auf eine gute Bauphysik zu achten. Als Grundlage dafür ist elektrische Energie erforderlich, die bei höchster Flexibilität für Erzeugung und Speicherung insbesondere von Wasserkraftanlagen bereitgestellt wird. Das technisch, wirtschaftlich und ökologisch noch nutzbare Wasserkraftpotential ist zu etwa 10TWh identifiziert und könnte so den bisherigen Wasserkraftanteil um annähernd 20% erhöhen. Der wesentliche Vorteil der Wasserkraft ist zunehmend durch die politisch herbeigeführten Verzerrungen (unterschiedliche Förderstrategien) „marktwirtschaftlich“ nicht darstellbar. Dieser Umstand stellt ein großes volkswirtschaftliches Versäumnis dar und ist auch für den Klimaschutz unter der Prämisse einer nachhaltigen Wirtschaft kontraproduktiv.

Dabei ist es wenig vorteilhaft, wenn energieintensive Produktionsprozesse „ausgelagert“ werden (obschon dies der Klimastatistik hilft) und die Treibhausgase in einer anderen Buchhaltung aufscheinen. Zur Lenkung ist zusätzlich ein transparentes Steuer- und Förderungssystem zu etablieren, das ökologisches Wirtschaften nicht grundsätzlich unterbindet.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft, Stremayrgasse 10/II, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-8360, hydro@tugraz.at, www.hydro.tugraz.at

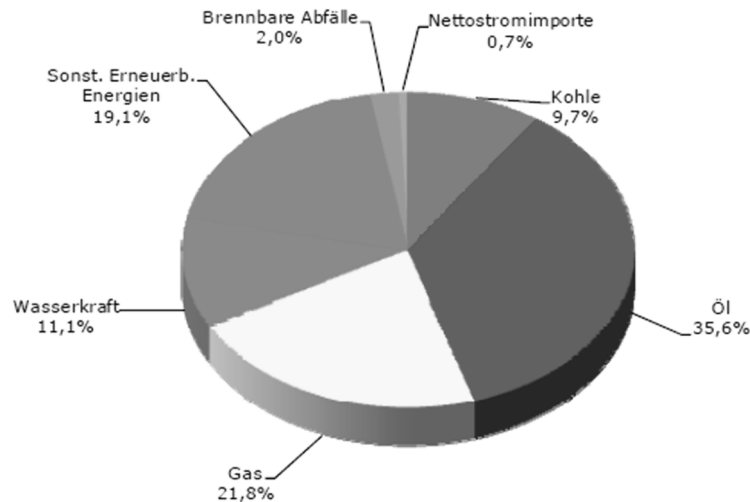


Abbildung 2: Struktur des Energieverbrauches in Österreich (Quelle: Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft - Energiestatus Österreich 2014).

Mit dem Neubau, der Erneuerung und Optimierung von Wasserkraftanlagen tragen Betreiber wesentlich zum Klimaschutz und dem ressourcenschonenden, nachhaltigen Wirtschaften bei. Durch geeignete - dauerhaft planbare politische sowie rechtliche - Rahmenbedingungen könnte auch weiterhin ein wichtiger Anteil zur nachhaltigen Energiebereitstellung durch den Bau neuer Anlagen geleistet werden.

Obschon wesentliche Teile unseres „Zusammenlebens“ durch Kennziffern, statistische Auswertungen und relative Vergleiche gelenkt werden, wird insgesamt unser Wirtschaften nicht nachhaltiger – also ressourcenschonende Wasserkraft kann weiterhin den nachhaltigen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Unter der Voraussetzung, dass falsch geleitete Förderinstrumente Investitionen nicht verhindern, können durch den weiteren Wasserkraftausbau die anderen „erneuerbaren Quellen“ unterstützt und gesamtheitlich ergänzt werden. Dies erfolgt insbesondere durch Stromspeicherung, Netzstabilisierung und Reservehaltung. Ziel ist ein stabiles, ökologisch, ökonomisch sowie sozial nachhaltiges Energiesystem.

2.1.5 Strom der Gezeiten

Markus SCHNEEBERGER¹

Aktueller Technologieüberblick über Meeresenergie und Gezeitenkraftwerke

Der Vortrag gibt einen Überblick über den Stand der Meeresenergie, einem neuen innovativen Gebiet der Energieerzeugung. Andritz Hydro ist als österreichisches Unternehmen sowohl bei Gezeitenkraftwerken als auch bei Gezeitenströmungsmaschinen in diesem Gebiet führend tätig. Zunächst wird auf die Funktionsweise der Anlagen eingegangen und in weitere Folge über die Erkenntnisse aus Referenzprojekten in diesem spannenden Umfeld berichtet.

Technologieüberblick Meeresenergie

- Die Kraft der Ozeane, Funktionsprinzipien
- Technologievergleich Gezeitenströmungsturbinen und Wellenenergie

Gezeitenströmungsturbinen – Projekt- und Technologieübersicht

- Erfolgreicher HS 1000 Prototypentest (1 MW Turbine, Orkney / European Marine Energy Centre)
- Weltweit erster kommerzieller Auftrag MeyGen: 3 x 1,5 MW Pentland Firth, Schottland

Gezeitenkraftwerke – Projekt- und Technologieübersicht

- Andritz Hydro Referenz „Annapolis“ (Kanada), Rehabilitation „La Rance“ (Frankreich)
- Bau des größten Gezeitenkraftwerks der Welt „Sihwa“ (10 x 26 MW, Südkorea)
- Konzept des ersten Gezeiten-Lagunen Kraftwerksprojekt „Swansea Bay“ (Wales) mit 16 x 22 MW, drehzahlvariable und doppelwirkende Axialturbine, bisher größtes Wasserkraftwerk mit Vollumrichter-Netzeinspeisung.

¹ ANDRITZ HYDRO GmbH, Lunzerstrasse 78, 4031 Linz, Tel.: +43 732 6986 73045, www.andritz.com, markus.schneeberger@andritz.com

2.1.6 Herausforderungen & Vorteile der Wasserkraft im aktuellen Umfeld

Ludwig PISKERNIK¹

Inhalt

In diesem Aufsatz wird gezeigt, welche Gründe dazu führen, dass Wasserkraftwerke unter derzeitigen Rahmenbedingungen nicht zukunftsfähig sind, obwohl nachgewiesener Weise dies jene erneuerbare Energieform, mit den vorteilhaftesten Eigenschaften ist, sowohl für die Umwelt, Gesellschaft als auch im Speziellen für das Elektrizitäts- und Energiesystem.

Rahmenbedingungen der globalen Energie- und Elektrizitätswirtschaft

Die Bevölkerung wird bis 2035 lt. Erwartungen auf ca. 9. Mrd. Menschen anwachsen, die Weltwirtschaft wird sich nahezu verdoppeln und der Energiebedarf wird um 50 % steigen. Trotz Einsparungen der Treibhausgase (THG) durch Energieeffizienzmaßnahmen (Minus 17 Mrd. t) und des Ausbaus Erneuerbarer Energien (Minus 4 Mrd. t) steigen die THG-Emissionen um 9 Mrd.t und erreichen 40 Mrd. t. Das propagierte 2° Ziel strebt jedoch 11 Mrd. t im Jahr 2050 an, davon sind wir weit entfernt. Der globale Elektrizitätsmix bleibt bis 2035 trotz des gigantischen Ausbaus Erneuerbarer zu rund 70 % fossil (vgl. Abbildung 1).

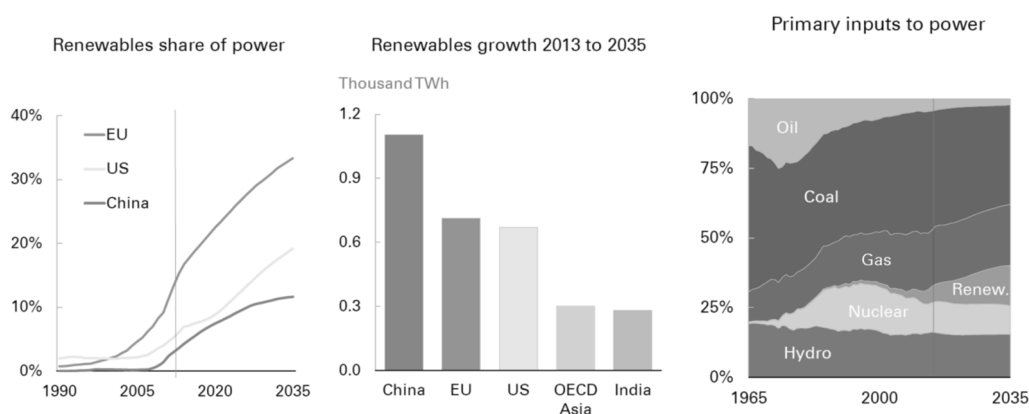


Abbildung 1: Anteil von Erneuerbaren am Elektrizitätsmix, Ausbauraten für erneuerbare Energie bis 2035 und globaler Primärenergiemix für die Elektrizitätsaufbringung [1].

Umbau des Elektrizitätssystems reicht nicht aus, um die Ziele zu erreichen

Eine ausschließlich auf die Elektrizität zentrierte Energie- und Klimapolitik gerät bei Volkswirtschaften mit hohem Anteil Erneuerbarer am Elektrizitätsmix an ihre Grenzen.

In diesen Volkswirtschaften muss neben der Steigerung der Energieeffizienz konsequent fossile Energie durch erneuerbare Elektrizität ersetzt werden, da der Anteil von Elektrizität an der Nutzenergiebilanz nur rund 20 % ausmacht (vgl. Abbildung 2).

Wasserkraft als Garant für eine umweltfreundliche Mobilität bei der Bahn

Erfolgreiche Substitution von fossilen Energieträgern durch erneuerbare Elektrizität gelingt im Mobilitätsbereich der ÖBB. Der „Treibstoff“ für die elektrisch betriebene Eisenbahn in Österreich ist zu über 90 % erneuerbare Energie. Die Bahnen in Europa sind verglichen mit dem Straßen- und Flugtransport um den Faktor 3 klimaschonender, gemessen an den spezifischen THG. Bahnen die im Netz der ÖBB-Infrastruktur verkehren, sind nochmals um den Faktor 3 klimaschonender als der Durchschnitt der europäischen Bahnen. Der Grund für diese hervorragende Umweltleistung der ÖBB ist in deren „Treibstoffzusammensetzung“ zu sehen. Wasserkraft ist im Netz der ÖBB-Infrastruktur ein Garant für eine umweltfreundliche Mobilität und unterstützt damit die angestrebten europäischen Zielsetzungen hin zu einem „hocheffizienten kohlenstoffarmen“ Wirtschaftsraum.

¹ ÖBB-Infrastruktur AG, Praterstern 3, 1020 Wien, Tel.: +43 664 8217871, ludwig.piskernik@oebb.at

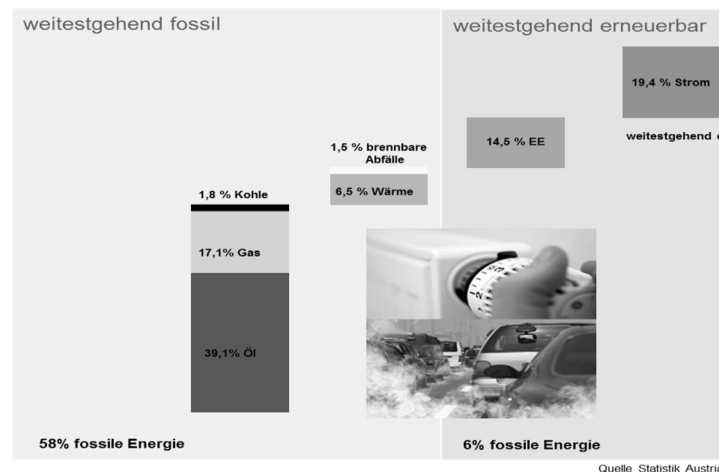


Abbildung 2: Energie in Österreich nach Energieträgern, Nutzenergiebilanz 2010 [2].

Herausforderungen der Wasserkraft im europäischen Umfeld

Fallende Großhandelspreise, neues Marktdesign, Natur- und Umweltschutzgesetzgebungen

Die Großhandelspreise für Strom sind derzeit auf einem historischen Tiefpunkt. Ursachen dafür sind die erhöhten Einspeisungen von Erneuerbaren, Überkapazitäten am Markt, schwächelnde Wirtschaft, sinkende Commodity Preise und sehr niedrige Kosten für CO₂-Emissionen. Investitionen in Erzeugungstechnologien als auch der Betrieb neuer thermischer Anlagen sind derzeit nicht wirtschaftlich darstellbar. In Deutschland und Europa diskutiert man derzeit intensiv ein neues Marktdesign (Stichwort: Kapazitätsmärkte). Für Wasserkraftanlagen hätte die Einführung von Kapazitätsmärkten jedenfalls negative Auswirkungen auf die Erlössituation (vgl. [3]). Neben den marktwirtschaftlichen Herausforderungen der Wasserkraft gibt es auch umweltpolitische Einflüsse (Stichwort: WRRL und Wasserzinsforderungen), die die Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftwerken bedrohen. Dies liegt vor obwohl die Wasserkraft jene erneuerbare Energieform darstellt, die seit über 100 Jahren wirtschaftlich am Markt agiert und viele herausragende Eigenschaften besitzt, wie:

- Hohe Energierückgewinnung und hoher Wirkungsgrad
- Wirtschaftliche Bereitstellung von Speichermöglichkeiten für Elektrizität in großen Mengen
- Bereitstellung von Flexibilität zur Gewährleistung der hohen Versorgungssicherheit im Netz
- Hoher Beitrag zum Klimaschutz in Österreich (größten Einsparungen der THG)
- Nachhaltige Erzeugungstechnologie mit den geringsten Umweltkosten und
- Hoher volkswirtschaftlicher Nutzen für Europa

Ausblick

Die Vorteile der Wasserkraft gegenüber anderen Erzeugungstechnologien liegen klar auf der Hand. Nichts desto trotz sind derzeit Wasserkraftanlagen stark unter wirtschaftlichem Druck geraten, aufgrund des derzeit vorherrschenden Markt- und Politikumfeldes. Wasserkraft gilt als einer der Garanten einer erfolgreichen Energiewende. Wasserkraft ermöglicht die Integration erneuerbarer Energien, trägt zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bei (Stichwort: Flexibilität) und ermöglicht die Substitution fossiler Energieträger, wie am Beispiel der ÖBB-Infrastruktur AG gezeigt wurde. Dies soll allen politischen Entscheidungsträgern bewusst sein, um Wasserkraft mit all deren zur Verfügung stehenden Mitteln zu unterstützen sowie Marktverzerrungen zu unterbinden.

Literatur

- [1] BP (2015). BP Energy Outlook 2035. www.bp.com/energyoutlook.
- [2] Statistik Austria, Nutzenergiebilanz 2010.
- [3] Huber, C., Faber, Th. & Everts, M. (2015). Frisst die Revolution ihre Eltern?: Die Entwicklung der Wasserkraft. Beitrag an der 9. Internationalen Energiewirtschaftstagung der TU Wien. Energiesysteme im Wandel: Evolution oder Revolution? 11. bis 13. Februar 2015 in Wien.

2.2 WASSERKRAFT II (SESSION A2)

2.2.1 Ökologische und morphologische Verbesserung bei Laufkraftwerken

Josef SCHNEIDER¹, Gerald ZENZ¹, Clemens DORFMANN¹

Einleitung

Laufkraftwerke an Fließgewässern bedeuten eine Unterbrechung des Gewässerkontinuums mit einem Aufstau des Gewässers. Bei Laufkraftwerken werden somit durch die Reduktion der Fließgeschwindigkeit und der Turbulenz in den Stauräumen im Gewässer transportierte Feststoffe, seien es Geschiebe oder Schwebstoffe, zur Ablagerung gebracht. Betreffend ökologischer Fragestellungen an Laufkraftwerken werden einerseits die Durchgängigkeit der Anlagen hinsichtlich Fischen und anderer aquatischer Organismen und andererseits Sedimentationsprozesse, entsprechend der EU-Wasserrahmenrichtlinie, betrachtet. Die Situation bezüglich Fischaufwärtswanderung ist insofern gelöst, als durch jahrelange Forschungstätigkeit ein Leitfaden entwickelt wurde, der Betreiber in die Lage versetzt, Fischaufstiegsanlagen gemäß dem Stand der Technik zu errichten (Grundlagen für einen österreichischen Leitfaden zum Bau von Fischaufstiegshilfen, 2011).

Es darf daher davon ausgegangen werden, dass diese Anlagen funktionieren. Die Fischabwärtswanderung und dessen technische Lösung zur Überwindung der Staustufen, vor allem von potamodromen Fischen (also Fischen, welche nur im Süßwasser leben und wandern), sind gänzlich unbekannt und bedürfen deshalb in nähere Zukunft erheblichen Forschungs-aufwandes. Ein Forschungsprojekt dazu wird gegenwärtig vom Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft der TU Graz in Zusammenarbeit mit Fischökologen initiiert.

Für die Erreichung des guten ökologischen Zustandes von Fließgewässern gemäß EU Wasserrahmenrichtlinie ist unter anderem die Durchgängigkeit der Sedimente eine wichtige Voraussetzung. Dafür sind mit großem technischem und finanziellem Aufwand Maßnahmen durchzuführen, die noch viele offene Fragen beinhalten. Am Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft werden seit Jahrzehnten physikalische Modelle, Feldmessungen sowie numerische Untersuchungen hinsichtlich Sedimenttransport und Verlandung durchgeführt.

Was kann getan werden?

In Flusstauhaltungen gibt es je nach örtlicher Rahmenbedingung eine Vielzahl an möglichen Problemstellungen. Für Laufkraftwerke an der Mur wie z.B. die Anlage Bodendorf wurden Spülkonzepte im Rahmen des Projektes Alpreserv entwickelt, die eine optimale Abstimmung zwischen den unterschiedlichen Interessensgruppen gewährleisten. Somit konnte einerseits für den Kraftwerksbetreiber aber auch für die Fischökologie eine zufriedenstellende und zukunftsweisende Lösung gefunden werden. Sehr viele Laufkraftwerke im alpinen Raum sind als Buchtenkraftwerke ausgeführt mit der Konsequenz, dass direkt unterwasserseitig der Wehranlage und des Krafthauses eine Aufweitung gegeben ist, die tendenziell während der Öffnung der Verschlüsse verlandet, mit dem daraus resultierenden Verlust an Fallhöhe und damit Energieverlust. Es wurden und werden an der TU Graz eine Vielzahl an Modellversuchen durchgeführt, die auf die Lösung dieses Problems durch Einbauten von Bauteilen wie Pfeilern, Pfeilerausformungen aber auch durch betriebliche Vorgaben wie z.B. Öffnungsvorschriften der Verschlüsse abzielen.

Die Errichtung neuer Laufkraftwerke geht durch die geforderte möglichst umfassende Ausnutzung der Fallhöhe sehr oft mit Unterwassereintiefungen einher. Das bedeutet jedoch, dass das Längsgefälle im Unterwasser reduziert wird und sich daher Sediment ablagert, welches morphologische Änderungen hervorruft.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft, Stremayrgasse 10, 8010 Graz, {Tel.: +43 316 873-8862, Fax: +43 316 873-108862, schneider@tugraz.at}, {Tel.: +43 316 873-8360, Fax: +43 316 873-8357, gerald.zenz@tugraz.at}, {Tel.: +43 316 873-6268, Fax: +43 316 873-8357, clemens.dorfmann@tugraz.at}

Durch den Einsatz numerischer dreidimensionaler hydrodynamischer Modelle (siehe Abbildung 1), die in der Lage sind, auch Sedimenttransportvorgänge zu berechnen, sind Auswirkungen durch diese Maßnahmen im Vorhinein bereits beurteilbar und bestmöglich lösbar.

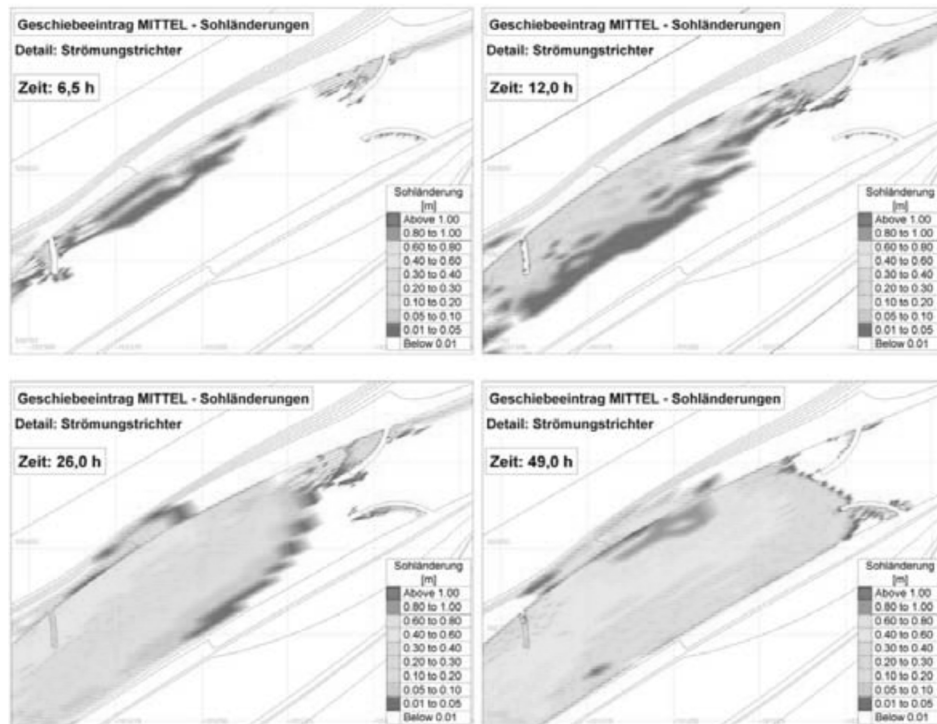


Abbildung 1: Beispiel hochaufgelöster morphologischer dreidimensionaler numerischer Berechnungen: zeitliche Entwicklung der Sohle in einem Bühnenfeld.

Verlandungen in großen Stauräumen stellen eine besondere Herausforderung für die physikalische Modellierung dar, da das im Prototyp typischerweise auftretende Feinmaterial im Modell nicht oder nur kaum maßstäblich verkleinert werden kann. Detaillierte Untersuchungen von Staurauspülungen mit dem Ziel, optimale Lösungen zu finden, z.B. Abstauregelung, werden mittlerweile oft mittels numerischer Methoden durchgeführt. Abbildung 2 zeigt beispielhaft die numerische Simulation eines Stauraumes, wobei hier deutlich ist, dass es durch die Absenkung des Staus zu einer deutlichen Erhöhung der Schleppspannungen und damit zu einer Verbesserung der Spülwirkung kommt.

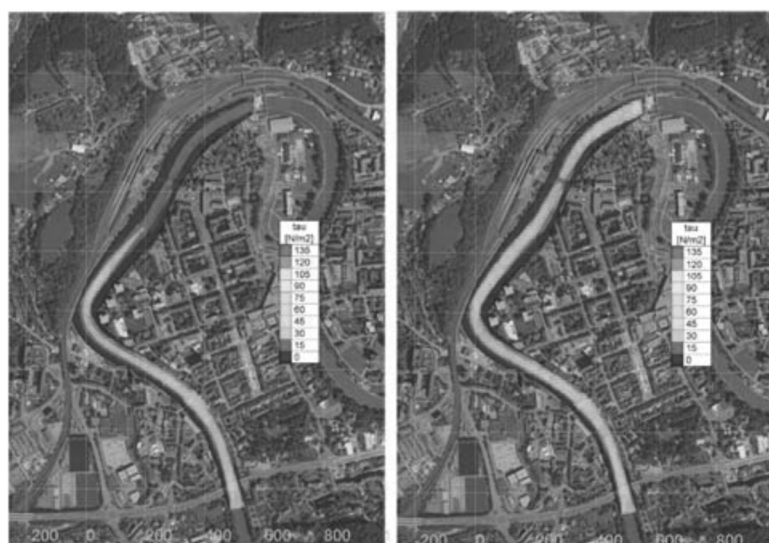


Abbildung 2: Optimierung der Abstauregelung: Lageplan mit Darstellung der Sohl Schubspannungen für zwei Lastfälle.

Der vorliegende Beitrag zeigt Möglichkeiten auf, wie ökologische und morphologische Verbesserungen nach neuesten wissenschaftlichen Methoden an Laufkraftwerken erreicht werden können.

2.2.2 Lebenszyklus alter Wasserkraftwerke

Christof SUMEREDER¹, Uwe TRATTNIG¹

Generation 90+

Mit der Elektrifizierung begann man in Europa unmittelbar nach der erfolgreichen Inbetriebnahme der ersten Kraftwerke in Amerika Ende des 19. Jahrhunderts. Als Vorreiter dieser neuen Technologie kann Österreich stolz auf seine Wasserkraftwerksprojekte zu Beginn des 20. Jahrhunderts zurückblicken, die sicherlich auch zur Geburtsstunde der erneuerbaren elektrischen Energieerzeugung zu zählen ist. Die Entwicklung in den folgenden Jahrzehnten ist rapide fortgeschritten und die installierte Kraftwerksleistung mit dem Bedarf an elektrischer Energie enorm angestiegen. Die meisten Kraftwerksstandorte sind auch heute noch vorhanden, wenngleich bei vielen Kraftwerken aufgrund von technischen aber auch wirtschaftlichen sowie rechtlichen Rahmenbedingungen Revitalisierungen, Modernisierungen oder ein Ausbau notwendig waren. In diesem Beitrag sollen zwei Kraftwerke der Generation 90+ vorgestellt werden, wobei eines heute noch so gut wie im Originalzustand betrieben wird und eines heute einer umfassenden Modernisierung unterzogen wurde. Anhand dieser Beispiele soll aufgezeigt werden, wie sich die Auslegung, die Betriebsart und das Instandhaltungsmanagement auf die Lebensdauer auswirkt.

Entwicklung und Einflussfaktoren

Zu Beginn der Elektrifizierung erfolgte die Dimensionierung bzw. Auslegung elektrischer Maschinen auf Basis experimenteller Entwicklung. Es wurden sehr viele natürliche Isolierstoffe eingesetzt, die im Vergleich zu modernen Systemen sehr inhomogene Materialstrukturen aufwiesen. Um trotzdem einen sicheren Betrieb zu gewährleisten hat man die Systeme überdimensioniert, womit mehrere Vorteile erreicht wurden: neben der erforderlichen elektrischen Festigkeit wiesen diese Systeme auch gute thermische und mechanische Eigenschaften auf, die sich positiv auf den Betrieb und die Lebensdauer auswirkten. Nachdem Richtlinien für die Auslegung von Maschinen auf Basis der damals vorhandenen Betriebserfahrungen ausgearbeitet wurden, entstanden daraus Dimensionierungsrichtlinien, Formeln und Tabellenwerken, die als Regeln der Technik niedergeschrieben wurden. Mit der Einführung numerischer Berechnungsprogramme war der Weg zur modernen multiphysikalischen Berechnung im virtuellen Raum geebnet. In Zeiten einer weltweiten digitalen Vernetzung (Stichwort Industrie 4.0) sind sämtliche verfügbaren Werkstoffe bzw. Isolationssysteme in Datenbanken eingepflegt und stehen für die Entwicklung von 3D Modellen zur Verfügung.

Vergleicht man ein Betriebsmittel der ersten Generation mit einem heutigen nach modernstem Standard entworfenen, so stehen zuerst folgende Aspekte im Vordergrund: höheres Leistungsvolumen, besserer Wirkungsgrad, geringerer Platzbedarf, geringerer Instandhaltungsaufwand und letztlich die Herstellungskosten. Geht man einen Schritt weiter und hinterfragt weitere Faktoren wie Lebensdauer, Betriebsart, Zuverlässigkeit und Nachhaltigkeit, so öffnet sich ein neuer Blickwinkel und speziell ob und wie diese Faktoren zusammenspielen? Die Bedeutung der Anschaffungskosten nehmen mit zunehmender Betriebsdauer ab hingegen die Kosten des Betriebs können sich schnell negativ auf die Kostenbeurteilung auswirken.

Fallbeispiele

Im Rahmen von Revitalisierungs- bzw. Revisionsmaßnahmen an Wasserkraftwerken erfolgten diagnostischen Untersuchungen an unterschiedlichen Generatortypen, die in einem Fall auch seitens der Behörde für die Erteilung der Betriebsstättengenehmigung vorgeschrieben waren. Im diesem Fall handelt es sich um ein Tagesspeicherkraftwerk Baujahr 1922-1924, das mit 2 Maschinensätzen in Betrieb ging. 1956 erfolgte die Erweiterung um einen weiteren Maschinensatz. In den 1960er Jahren erfolgte eine Neuwicklung eines Stators der beiden alten Maschinen, sodass die älteste Wicklung ein Alter von 59 Jahren mit 466.000 Betriebsstunden aufweist.

¹ FH Joanneum - University of Applied Sciences, Institut Energie-, Verkehrs- und Umweltmanagement, Werk-VI-Straße 46, 8605 Kapfenberg, www.fh-joanneum.at, {Tel.: +43 316 5453-6359, christof.sumereder@fh-joanneum.at}, {Tel.: +43 316 5453-6333, uwe.trattnig@fh-joanneum.at}

Das zweite Kraftwerk steht an einem mittelgroßen Fluss und wurde gar bereits in der Monarchie im Jahre 1911 in Betrieb genommen, weist daher 107 Betriebsjahre auf und befindet sich so gut wie im Originalzustand, Aufzeichnungen über die gesamt geleisteten Betriebsstunden sind nicht vorhanden. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass es aufgrund des Typs Laufkraftwerk in den ersten Jahrzehnten eine hohe Jahresauslastung aufwies. Heute wird es nur mehr im Bedarfsfall bei gutem Wasserdargebot betrieben. An diesem Generator ist es zum Ausfall einer Spulengruppe im Stator gekommen und es war die Entscheidung zu treffen, ob sich die Reparatur wirtschaftlich rechnet. Den Betreibern liegen keine Informationen über die eingesetzten Isolierstoffsysteme oder konstruktiven Ausführungsdetails vor.

Es erfolgten daher diagnostische Untersuchungen sowie eine Spannungsprüfung bei verminderter Prüfspannung, um das gealterte Isolationssystem nicht durch den Prüfvorgang zu beschädigen. Im Rahmen der Messung erfolgte eine Feststellung des Isolationswiderstands, des Verlustfaktors sowie der Teilentladungen als auch eine visuelle Inspektion am Stator und Rotor. Das Ergebnis der Diagnosemessungen wies eine entsprechend gute Isolationsfestigkeit auf, sodass die Maschinen wieder in Betrieb gehen konnten bzw. die Reparaturarbeiten der defekten Spulengruppe beauftragt wurden.

Lebenszyklus

Anhand der genannten Praxisfälle wird gezeigt, dass sich der Betrieb alter Wasserkraftwerke auch in Zeiten eines liberalisierten Energiemarkts und der momentan prekären Energiepreissituation rechnet. Durch die damalige Auslegung der Kraftwerke und den behutsamen Betrieb dieser ist ein entsprechend guter Zustand trotz mehrerer 100.000 Betriebsstunden gegeben. Durch begleitende bautechnische Maßnahmen konnten im Fall des Tagesspeicherkraftwerks sogar eine Leistungserhöhung von 30% bzw. eine Steigerung des Energieertrags um 17% erreicht werden.

Für Wasserkraftwerke der Generation 90+ kann daher ausgegangen werden, dass der Lebenszyklus heute und auch noch nicht in absehbarer Zeit abgeschlossen ist. Als wesentlicher Faktor haben sich die Auslastung und die Betriebsart der Maschinen erwiesen, da diese beiden Faktoren einen bedeutenden Einfluss auf die Alterung und damit Zuverlässigkeit des Gesamtsystems haben.

2.2.3 Refurbishment von Bestandsanlagen

Jürgen SCHIFFER¹, Helmut BENIGNI¹, Helmut JABERG¹

Inhalt

Der Beginn der Nutzung der Wasserkraft zur Stromerzeugung im großen Stil geht zurück bis zum Ende des 19. Jahrhunderts. Die ersten Großkraftwerke mit Leistungen von bis zu 10 MW wurden um das Jahr 1900 errichtet. Zur Erschließung der Wasserkraft wurden zu dieser Zeit überwiegend Francis- und Pelton-turbinen, später auch axial durchströmte Propellerturbinen eingesetzt. Da die für verhältnismäßig kleine Fallhöhen und verhältnismäßig hohe Durchflüsse heute übliche Kaplan-turbine erst später erfunden wurde, kamen zudem auch Francis-Zwillingsmaschinenätze zum Einsatz, welche heute aufgrund ihrer Baugröße und Komplexität nicht mehr verwendet werden.

Viele der im vergangenen Jahrhundert errichteten Wasserkraftanlagen haben heute das Ende ihrer Lebensdauer erreicht. Im Zuge von umfangreichen Refurbishment-Maßnahmen müssen Regler, Generatoren, Lager, Dichtungen, Leitapparate und Laufräder generalüberholt und auf den neuesten Stand der Technik gebracht werden. Die Betriebserfahrung von Wasserkraftwerken zeigt aber auch, dass Refurbishment-Tätigkeiten teilweise auch bei neueren Anlagen umgesetzt werden müssen. Die Gründe hierfür sind vielfältig. Geänderte Rahmenbedingungen im Betrieb, Kavitationsprobleme die zur Notwendigkeit laufender Aufschweißarbeiten führen, Schwingungsprobleme im Off-Design-Betrieb oder schlichtweg eine schlechte Auslegung können dazu führen, dass umfangreiche Erneuerungen schon nach einer Betriebszeit von wenigen Jahrzehnten erforderlich sind.

Das Refurbishment von Bestandsanlagen ist heute ein großes Thema. Zum einen kann dadurch der Betrieb von veralteten Wasserkraftanlagen über weitere Jahrzehnte sichergestellt werden. Zum anderen können auch Maßnahmen zur Erhöhung der Anlageneffizienz eingebracht werden. Aufgrund der steigenden Anzahl von Erfahrungswerten, den Einsatz von immer verlässlicher werdenden Auslegungswerkzeugen sowie den laufenden Weiterentwicklungen im Bereich der numerischen Strömungssimulation (auch CFD-Berechnung) und der automatisierten Optimierung gelingt es heute, Laufraddesigns zu entwerfen, die die Effizienz und das Betriebsverhalten von Wasserkraftwerken entscheidend verbessern können.

Durch den verhältnismäßig einfach zu bewerkstellenden Austausch des Laufrads und gegebenenfalls auch der Leitschaufeln können nachweislich deutliche Wirkungsgrad-steigerungen erreicht werden. Gelingt es zudem, den Wirkungsgradverlauf ideal an die tatsächliche Wasserführung anzupassen, so lässt sich das Jahresarbeitsvermögen von Bestandsanlagen sogar um mehrere Prozentpunkte erhöhen. Abhängig vom Strompreis können sich solche Vorhaben schon innerhalb weniger Jahre amortisieren, was für Investitionen im Bereich der Wasserkraft nicht alltäglich ist.

Anhand von drei Fallstudien, die im Laufe der letzten Jahre am Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen der Technischen Universität Graz bearbeitet wurden, kann die erfolgreiche Umsetzbarkeit der oben genannten Maßnahmen dokumentiert werden.

Im Bereich der Kleinwasserkraft kann vor allem die Hydraulikoptimierung für einen rumänischen Kraftwerkspark, der 2008 von der WienEnergie übernommen wurde, herausgehoben werden. Der gesamte Kraftwerkspark, der insgesamt über 31 Einzelturbinen mit einer Maximalleistung von jeweils etwa 300 kW verfügt, ist durchgängig mit nahezu baugleichen, einfach geregelten Kaplan-S-Turbinen ausgestattet, die in den 1960er-Jahren von einem lokalen Hersteller gefertigt wurden. Nach der Übernahme der Wasserkraftwerke stellte sich heraus, dass das tatsächlich erreichte Jahresarbeitsvermögen deutlich unter den Erwartungen lag. Um die Anlageneffizienz zu erhöhen, wurde am Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen eine neue Leit- und Laufschaufelhydraulik entwickelt. Am Beispiel des Kraftwerksstandorts Branesti konnte durch eine Erhöhung der Leitschaufelkrümmung sowie durch eine Anpassung der Laufschaufelgeometrie der Spitzenwirkungsgrad einer Einzelturbine von ursprünglich 80 % auf 88 % erhöht werden.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen (HFM), Kopernikusgasse 24/IV, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7573, Fax: +43 316 873-7577, juergen.schiffer@tugraz.at, www.hfm.tugraz.at

Der Nachweis der Wirkungsgradsteigerung wurde nicht nur unter Zuhilfenahme der numerischen Strömungssimulation, sondern auch durch eine Anlagenmessung erbracht. Seit mittlerweile bereits einigen Jahren sind die neu entwickelten Turbinen zur Zufriedenheit des Betreibers erfolgreich in Betrieb.

Im Bereich der Modernisierung von historischen Kraftwerksanlagen kann als Beispiel die Kraftwerksanlage Meitingen in Bayern erwähnt werden. Das Kraftwerk verfügt über 3 baugleiche Zwillings-Francisturbinen in Schachtbauweise und wurde 1922 in Betrieb genommen. Maschinen wie diese würden heute als klassische Kaplan turbine ausgeführt. Im Zuge einer Modernisierung sollten aus Wirtschaftlichkeitsgründen lediglich die Laufräder getauscht werden, wobei durch ein verbessertes Laufrad design sowie einer Erweiterung des Betriebsbereiches in Vollast eine Leistungssteigerung von zumindest 10 % erreicht werden sollte. Durch eine CFD-basierte Optimierung des Laufrades sowie eine verbesserte Betriebsführung konnte gezeigt werden, dass die Jahresarbeit des Kraftwerks um bis zu 14% gegenüber der Ausgangssituation mit den originalen Maschinensätzen erhöht werden kann.

Im Bereich von Großwasserkraftanlagen kann eine im Jahr 2015 abgeschlossene Machbarkeitsstudie für die Kraftwerke Kadincik I und II in der Türkei mit einer Ausbauleistung von 2 x 35 MW bzw. 1 x 56 MW erwähnt werden. Ziel war es, einerseits den moderaten Spitzenwirkungsgrad der beiden Anlagen zu verbessern und andererseits den Wirkungsgradverlauf an die aktuelle Fallhöhe, welche sich aufgrund der Errichtung eines Unterwasserbeckens im Laufe der Jahre geändert hatte, anzupassen. Des Weiteren sollten durch ein neues Laufrad design Kavitationsprobleme der Turbinen beseitigt werden, die seit der Inbetriebnahme der Kraftwerke in den 1980er-Jahren bekannt sind, jedoch nicht in den Griff bekommen werden konnten. Unter Beibehaltung der Turbinenhauptabmessungen konnte durch eine Kombination von optimiertem Leitapparat und Laufrad eine Wirkungsgradsteigerung von mehreren Prozentpunkten erreicht, sowie ein kavitationssicheres neues Laufschaufel design gefunden werden.

Die im Zuge der drei Fallstudien erarbeiteten Ergebnisse zeigen, dass es unter Zuhilfenahme verbesserter Designwerkzeuge sowie der numerischen Strömungssimulation möglich ist, mit verhältnismäßig geringem Aufwand optimierte Turbinenhydrauliken für Bestandsanlagen zu entwickeln. Darüber kann durch Anlagenmessungen belegt werden, dass die prognostizierten Effizienzsteigerungen verlässlich erreichbar sind.

2.2.4 100% Flexibilität bei Pumpspeichieranlagen – Hydraulischer Kurzschluss als zusätzlicher Betriebsmodus – Simulation und Validierung

Markus MOSSHAMMER¹, Stefan HÖLLER¹, Helmut JABERG¹

Inhalt

In einem sich verändernden Energiemarkt mit sinkenden Preisen versuchen Betreiber/Energieerzeuger durch geeignete Maßnahmen Verluste zu kompensieren bzw. zusätzliche Einnahmequellen zu erschließen. Da in Zeiten niedriger Strompreise die meisten Neuprojekte auf Eis gelegt werden, ist es naheliegend bereits existierende Wasserkraftwerke zu ertüchtigen, (Stichwort: Refurbishment) oder durch Ergänzung von Betriebsmodi das Leistungsportfolio zu erweitern. Da die Regelung von Laufkraftwerken nur begrenzt möglich ist, trifft eine Erweiterung des Betriebsbereiches vor allem auf Pumpspeicherkraftwerke zu.

Primär wurden Pumpspeicherkraftwerke bis Ende der 90er Jahre mit einem Schwerpunkt auf Wälzbetrieb zur Lastglättung erbaut. Durch Installation zusätzlicher erneuerbarer Energiequellen, welche teilweise sehr starken Schwankungen unterliegen, wurden andere Einsatzprioritäten der Pumpspeicherkraftwerke relevant. So werden neben Phasenschieberaufgaben (Blindleistungsregelung – Windkraft- oder Photovoltaikanlagen haben bislang keine Möglichkeit dazu) und Sekundärregelung (Leistungsfrequenzregelung innerhalb von 30sec-5min) auch die Tertiärregelung (Pumpspeicherkraftwerke in kürzester Zeit einsatzbereit und am Netz – sog. Minutenreserve) immer öfters benötigt.

Da viele der aktuell in Betrieb befindlichen Pumpspeichieranlagen nicht für diese – teilweise sehr anspruchsvollen – Betriebsarten ausgelegt wurden, sind im Vorfeld umfangreiche Untersuchungen nötig. Besonders die sehr schnell wechselnden (z.B. KW Kops II – 450MW – +/- 100% Leistung < 1min) und auch fluktuierenden Lasten stellen dabei eine Herausforderung dar.

In diesem Vortrag wird gezeigt, wie an einem bestehenden 100MW Pumpspeicherkraftwerk der Betriebsbereich erweitert werden konnte, wobei ein besonderes Augenmerk auf den Betriebsmodus des „Hydraulischen Kurzschlusses“ gelegt wurde. Bei der untersuchten Anlage handelt es sich um 3 ternäre Maschinensätze, bestehend aus jeweils einer Francisturbine und einer doppelflutigen, 2-stufigen Pumpe, welche über eine gemeinsame Verteilrohrleitung aus dem Hochspeicher gespeist werden.

Da außer dem reinen hydraulischen Kurzschluss auch andere „Mischbetriebe“ zur Betriebsbereichserweiterung in Betracht gezogen wurden, war eine ausführliche Untersuchung der neuen Strömungssituation in den Rohrleitungen, Abzweigern und Absperr- und Regelorganen nötig. Neben der prinzipiellen Untersuchung der Möglichkeit des Hydraulischen Kurzschlusses, stand auch die Optimierung der eingesetzten Maschinen (u.a. Strömungsverluste) im Vordergrund. So ist es möglich verschiedene Maschinen miteinander „hydraulisch zu verbinden“ um ein möglichst breites und dabei effizientes Regelband zur Verfügung stellen zu können. In weiterer Folge wurden diese Informationen für die transienten Druckstoßuntersuchungen und dem Auffinden möglicher instationärer Strömungsphänomene, wie beispielsweise Ablösungen, benötigt.

Zu diesem Zweck wurden in einem ersten Schritt die strömungstechnisch relevanten Bauteile, wie beispielsweise die Verteilrohrleitung und der Ringschieber, geometrisch nachgebildet und mithilfe numerischer Strömungssimulation (3D-CFD-RANS-SST) berechnet. Dabei wurde neben einer Berechnung der hydraulischen Verluste (in beiden Strömungsrichtungen) auch die Anströmung der Turbinen und die auftretenden Reaktionskräfte in den Abzweigern für aktuelle und auch zukünftige Betriebsmodi untersucht und verglichen.

Für die Durchführung von Druckstoßberechnungen ist eine Abbildung der gesamten Wasserkraftanlage anhand von numerischen Modellen für Pumpen, Turbinen, Absperrorganen, etc. nötig.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen (HFM), Kopernikusgasse 24/IV, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-8074, mosshammer@tugraz.at, www.hfm.tugraz.at

Diese wurden dabei zu einem großen Teil von Mitarbeitern des Institutes für Hydraulische Strömungsmaschinen entwickelt und bereits anhand von zahlreichen Projekten validiert. Eine besondere Herausforderung stellt dabei die Erstellung eines für die Druckstoßberechnung geeigneten Maschinenkennfeldes der Pumpe und Turbine dar. Mit nur wenigen zur Verfügung gestellten Daten wurde anhand bekannter Charakteristiken ein Maschinenkennfeld für Pumpe und Turbine erstellt und mittels vorhandener Daten von Abnahmeversuchen iterativ validiert. Mit dem auf diese Weise erstellten und überprüften numerischen Modell war eine Berechnung von sämtlichen aktuellen und zukünftig geplanten Betriebsmodi möglich. Ein Vergleich der durch diese Simulationen errechneten Belastungen des Systems (auftretende Druckspitzen, Kräfte, ...) hat gezeigt, dass alle zukünftig geplanten Betriebsarten auf einem niedrigeren Niveau als bisher liegen und damit keine Gefährdung für das Kraftwerk darstellen.

Zur Validierung der numerischen Ergebnisse wurde eine aufwändige Messkampagne geplant und durchgeführt. Dabei wurden neben den üblichen, über die Leitwarte verfügbaren Daten wie Leistung, Leitapparatposition, Ventilöffnungen, etc. auch Dehnmessstreifen an relevanten Positionen innerhalb der Verteilrohrleitung angebracht und die Verkabelung über einen speziell angefertigten Mannlochdeckel nach außen geführt. Diese Daten wurden zur Analyse der Kräftesituation und der Überprüfung von instationären Strömungsphänomenen verwendet. Die Auswertung der Messdaten und der Vergleich mit den Resultaten der numerischen Simulationen (1D und 3D) zeigten eine ausgezeichnete Übereinstimmung. Diese sehr gute Berechenbarkeit der Anlage basiert auf der gründlichen Modellierung sämtlicher Komponenten und dem am Institut vorhandenen Know-how auf den Bereichen numerischer Strömungssimulation und transienter Druckstoßberechnung.

Damit stand den neuen Betriebsmodi des Pumpspeicherkraftwerkes – allen voran dem Hydraulischen Kurzschluss – und damit der Regelung und dem kontinuierlichen Betrieb des Kraftwerkes zwischen 100% Turbinen- und 100% Pumpbetrieb, nichts mehr im Weg. Die bisherige Betriebserfahrung zeigt eine deutliche Einsatzoptimierung des Kraftwerkes und eine damit einhergehende gesteigerte Wirtschaftlichkeit.

2.2.5 Combined Pumped Hydropower and Heat Storage – Pumpspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher

Wolfgang RICHTER¹, Gerald ZENZ¹

Motivation und Konzept

Eine erfolgreiche Energiewende bzw. Dekarbonisierung, bzw. Energieautonomisierung erfordert eine ökologische und ökonomische Möglichkeit Energie in großen Mengen zu speichern. Zudem ist eine breite Akzeptanz der Gesellschaft und insbesondere von Anwohnern erforderlich. Um den Wohlstand möglichst zu sichern ist dazu eine soziale Nachhaltigkeit sowie Langlebigkeit von wesentlicher Bedeutung.

Seit einigen Jahren werden große Anstrengungen in Forschungen und Pilotprojekten unternommen um diese Fragen mit belastbaren Zahlen zu hinterlegen. Stets bereichern neue Ideen diese interdisziplinäre Diskussion. Diese Simulationen sind sehr spannend und werden zum Teil sehr kontrovers diskutiert.

Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) bieten seit vielen Jahrzehnten eine effiziente und großtechnisch erprobte Speicherung von elektrischer Energie. Dabei wird eine Potentialdifferenz, zwischen zwei Speichern, genutzt um diese bei Strombedarf mittels dem Medium Wasser, Turbinen und Generatoren in elektrische Energie zu transferieren. Bei Überschussstrom im Netz werden damit Pumpen von einem Motor betrieben um Wasser in das obere Becken zu fördern. Eine Symbiose zwischen thermischer Grundlast-Stromerzeugung und Pumpspeicherkraftwerken ermöglichte über viele Dekaden eine wirtschaftliche Stromumlagerung, Reservehaltung, Schwarzstartfähigkeit, Regelleistung, schnelles Anfahren von großen Leistungen bei einem Gesamtwirkungsgrad von etwa 80% bei modernen Anlagen bieten die besten Randbedingungen für ideale Stromspeicher.

Derzeit sind PSKW Projekte zum Großteil aufgrund der aktuellen Strompreissituation zurückgestellt. Zwar wird durch den intensiven Zubau von Wind- und Sonnenenergie mehr volatile Last erzeugt, allerdings werden dadurch auch weniger lange und definierte Blöcke von negativem und positivem Spitzenstrom benötigt. Zudem ist die früher lukrative Spitzenstromphase zur Mittagszeit durch die verstärkte Sonnenstromeinspeisung stark gedämpft worden. Anders als Kohle- oder Atomkraftwerke erzeugen Wasserkraftwerke und PSKWs regenerative Energie ohne Abgase, Klimagase oder sonstigen giftigen oder radioaktiven Substanzen. Daher kann davon ausgegangen werden, dass solche Anlagen viele Jahrzehnte im Einsatz sind.

Da die elektrische Energie nur einen Teil der Gesamtenergie darstellt, sind für ein Gelingen der Energiewende auch der Energiebedarf für Verkehr und der Wärmebedarf in neue, nicht-fossile Gesamtkonzepte zu integrieren. Wasser hat mit 4200 [J/kg K] eine große natürliche spezifische Wärmekapazität. Dies erfordert einerseits große Mengen von Energie um dies zu erhitzen (Warmwasser, Heizung). Allerdings bietet das Medium Wasser durch diese physikalische Eigenschaft auch eine ideale Möglichkeit Wärmeenergie aufzunehmen und zu speichern. Um diese möglichst effizient wieder zu einem späteren Zeitpunkt zu entnehmen ist eine ausreichende Isolierung notwendig.

PSKWs weisen in deren Speichern große Mengen Wasser von einigen Hunderttausend bis mehrerer Hundertmillionen m³ auf. Dies bietet grundsätzlich eine große Kapazität Wärmespeicherung. Insbesondere für reine PSKWs ohne nennenswertem Zufluss könnten durch ein entsprechendes Isolierungs-, Wärmeleit- und Wärmeaustauschkonzept ein kombinierter Energiespeicher geschaffen werden. Darin können sowohl elektrische, wie Wärmeenergie gespeichert werden. Bei einer regionalen Positionierung nahe von Städten mit Fernwärmenetzen könnte zudem diese bestehende Infrastruktur genutzt werden. Um rein regenerative Wärme zu speichern müsste diese auch aus regenerativen Quellen wie Solarthermie kommen. Aufgrund des großen Energiespeichers könnte dadurch eine Verlagerung der Sommerwärme in den Winter möglich sein.

Ein kombiniertes Pumpspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher soll möglichst effizient Energie speichern, daher muss ein Wärmeabfluss durch eine Isolierung stark vermindert werden.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft, Stremayrgasse 10/2, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-8361, hydro@tugraz.at, www.hydro.tugraz.at/

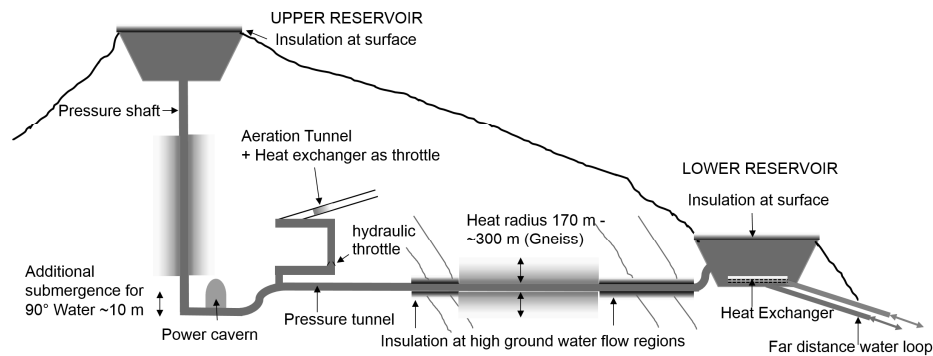


Abbildung 1: Schema eines möglichen kombinierten PSKW mit Wärmespeicher.

Vorteile

- Je nach Fallhöhe ist eine 50 [-] bis 100 [-] fache Energiemenge in Form von Wärme speicherbar
- Versorgung von Städten über bestehende Fernwärmeinfrastruktur
- Einspeisung von Wärme über thermische Sonnennutzung
- Kühlungsleistung von Haushalte und Industrie
- Versorgung ganzer Städte durch wenige Anlagen über Pipelines möglich.
- Sinnvolle Kombination von elektrischer Kurzzeit- und thermischer Langzeit-Speicherung
- Bei Integration in Kavernenspeichern in Bereichen mit geringem Bergwasserdurchfluss könnte sowohl eine Isolierung entfallen, als auch das Gebirge als Wärmespeicher genutzt werden
- Nachhaltige, langfristige und sichere Energiespeicherung möglich
- Bei entsprechender Oberflächenisolierung Begrünung denkbar
- Effiziente Stromspeicherung
- Schnellverfügbare elektrischer Energie bei großen Leistungen
- Durch moderne hydraulische- und elektrische Maschinen – Bereitstellung von Netzsystemdienstleistungen zur Stabilisierung des elektrischen Netzes
- Sichere und günstige Energiespeicherung
- Unabhängig von Fließgewässern bei reinen PSKW, kein Eingriff in bestehende Ökologie
- Verwendung von Wasser als Medium
- Zusätzliches Potential durch Strom zu Wärme (Power-to-Heat) Kapazitäten
- Durch Integration von Solarthermie ist die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung möglich
- Thermische Nutzung des sonstigen Totwasserbereichs im Speicher
- Hydraulische Verluste (Wärme) werden in der anderen genutzten Energieform nutzbar
- Bei geeigneter Geologie sind auch Tiefenspeicher bei Städten im Flachland möglich

Weitere Forschungs- und Diskussionsanstrengungen sowie interdisziplinäre Simulationen sind notwendig um Zahlen, Möglichkeiten und Herausforderungen evaluieren zu können:

- Erarbeitung von lokalen und regionalen Lösungen, welche gesellschaftlich getragen werden
- Forschung an ökonomischen wie ökologischen Isolierungsmethoden
- Ausbau der Solarthermie
- Möglichst exakte Bewertung der gesamten Geologie
- Zeitliche Entwicklung eines lokalen Gesamtkonzeptes und Finanzierung
- Entwicklung von Geschäftsmodellen
- Maschinelle Entwicklung für hocheffiziente und robuste hydraulische Strömungsmaschinen bei wechselnden Wassertemperaturen

2.2.6 Die stromproduzierende Fischwanderhilfe

Johannes WELLACHER¹, Gerd FRIK², Nino STRUSKA³

Einleitung

Die europäische Wasserrahmenrichtlinie und die darauf aufbauenden nationalen Richtlinien wie Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan und Qualitätszielverordnung zwingen die Betreiber von Wasserkraftanlagen, die Durchwanderbarkeit der Anlagen für Fische und Kleinstlebewesen herzustellen. Dies beinhaltet u.a. die Errichtung von Fischwanderhilfen. Für die großen Flüsse (prioritäre Gewässer) galt als Zeithorizont zur Herstellung der Durchgängigkeit Ende 2015. Da bis 2027 an allen Fließgewässern die Durchgängigkeit herzustellen ist, wird das Thema auch in den folgenden Jahren große wirtschaftliche Anforderungen an E-Wirtschaft/Kraftwerksbetreiber stellen. Die in dieser Abhandlung beschriebene Wasserkraftschnecke stellt eine innovative neue Lösung für einen Fischauf- wie -abstieg dar.

Produktbeschreibung/Funktionsweise Vergleich mit anderen Herstellern

Die Drehrohr-Doppel-Wasserkraftschnecke der Firma Hydro-Connect GmbH aus Österreich beruht auf dem Funktionsprinzip einer Wasserkraftschnecke. Die äußere, ummantelte Triebwasserschnecke (Energieerzeugung, Fischabstieg) besitzt innen eine gegenläufig gewundene Fischförderschnecke (Fischaufstieg), die nach dem archimedischen Prinzip Wasser vom Unterwasserbereich in den Oberwasserbereich hebt. Die Energieerzeugung und der Fischabstieg erfolgen über den äußeren Teil der Schnecke, der Fischaufstieg über die innenliegende Wendel.

Durch das ausfließende Triebwasser im Unterwasserbereich entsteht eine zentrale Lockströmung, die aufstiegswillige Fische zum inneren Teil der Schnecke leitet. Die Fische werden dann mittels Schneckenwendel in einem Wasserpolster flussaufwärts transportiert, wo sie über eine Rutsche ins Oberwasser gelangen. Eine Fischschädigung wird dabei ausgeschlossen. Das nach oben beförderte Wasser steht für die Energieerzeugung und die Abwärtswanderung zur Verfügung. Der Fischabstieg erfolgt nach demselben Prinzip, jedoch über die äußere Schnecke.

Verglichen mit Herstellern ähnlicher Systeme vereint die Wasserkraftschnecke der Firma Hydro-Connect in einer Anlage eine Fischwanderhilfe bei gleichzeitiger Erzeugung elektrischer Energie.

Status Quo

Vom BMLFUW wurde bereits die grundsätzliche Bewilligungsfähigkeit signalisiert. Derzeit ist die beschriebene Wasserkraftschnecke aber noch nicht im Leitfaden des BMLFUW für Fischwanderhilfen vertreten. Dies soll jedoch in der Novelle 2016/2017 erfolgen. Vertreter des Ministeriums und der zuständigen Behörde bzw. die Amtssachverständigen attestieren der Schnecke eine einwandfreie Funktionstüchtigkeit für den Fischauf- sowie den Fischabstieg. Ein Monitoring (BOKU Wien) bei der vor einem halben Jahr installierten Schnecke an der Sulm in der Steiermark (Auftraggeber Verbund), zeigt sehr gute Funktionswerte für ein breites Fischartenspektrum.

Neben dieser Anlage wird zurzeit auch eine Versuchsanlage beim KWKW Jeßnitz in Niederösterreich betrieben.

Die Energie Steiermark Green Power GmbH (GP) beschäftigt sich mit der Planung und Errichtung von erneuerbaren Energieanlagen und ist mit der Firma Hydro-Connect eine Partnerschaft für den Vertrieb der Anlagen eingegangen, um beispielhaft Hydro-Connect bei der Akquisition und Planung an schwierigen örtlichen Gegebenheiten bei Wasserkraftwerken zu unterstützen. Auch bei Eigenanlagen und Neuplanungen der GP ist ein Einsatz der innovativen Wasserkraftschnecke angedacht.

¹ Energie Steiermark Green Power GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, Tel.: +43 316 9000-50860, Fax: +43 316 9000-20869, johannes.wellacher@e-steiermark.com, www.e-steiermark.com

² Verbund Hydro Power GmbH, Europaplatz 2, 1150 Wien, Tel.: +43 50313-150610, Fax: +43 50313-150610, gerd.frik@verbund.com, www.verbund.com

³ Hydro-Connect GmbH, Schwarzenberg 82, 3341 Ybbsitz, Tel.: +43 720 720900-850, nino.struska@hydroconnect.at, www.hydroconnect.at

Standortwahl

Schwierige und beengte Platzverhältnisse sind neben der Stromproduktion die herausragenden Vorteile der Wasserkraftschnecke gegenüber konventionellen Fischwanderhilfen wie Vertical-Slot-Pass, Beckenpass oder natürliches Gerinne. Bei der bereits erwähnten Anlage der Verbund an der Sulm, einem Nebenfluss zur Mur, sprachen insbesondere die beengten Platzverhältnisse für den Einsatz einer Schnecke. Vor allem die Lage und Gestaltung des Einstiegs im Unterwasser, die ausschlaggebend für ein gutes Funktionieren des Fischaufstiegs sind, waren hier die Herausforderungen.

Ausgeführte Beispiele

Von den bis dato 2 ausgeführten Anlagen, werden anhand der Wasserkraftschnecke an der Sulm die gewählte Anordnung, die Anlagenteile und Funktionalität erläutert und kurz auf die Ergebnisse des Fisch-Monitorings eingegangen.

Zukunftsaussichten

Die Wasserkraftschnecke der Firma Hydro-Connect bietet sich vor allem bei schwierigen und beengten Platzverhältnissen sowie bei Anlagen, die durch Erhöhung der Restwassermenge Einbußen in der Stromproduktion zu erwarten haben, als Alternative zu herkömmlichen Fischaufstiegen an. Durch die definierte Lockströmung und die regelbare Wasserabgabe eignet sie sich auch für Dotationsabgaben bei Ausleitungskraftwerken. Für die Zukunft ist aus Sicht der Autoren, ein großes Einsatzpotential durch den gefahrlosen Fischabstieg bei gleichzeitiger Energieerzeugung zu erwartet.

2.3 FLEXIBILISIERUNG – MARKT (SESSION A3)

2.3.1 Zum optimalen Einsatz von Flexibilität im österreichischen Strommarkt

**Andreas ESSL¹, Sven KAISER¹, Ulrich RÜHRNÖSSL¹,
Helmut SPRONGL¹, Stefan VÖGEL¹**

Motivation und zentrale Fragestellung

Mit der Erneuerbare-Energien Richtlinie (Richtlinie 2009/28/EG) wurde ein europaweiter Rechtsrahmen geschaffen, der den Mitgliedsländern verbindliche Ziele zum Ausbau Erneuerbarer Energien vorschreibt. Die oft diskutierte Energiewende ist weniger auf diese Ausrichtung zurückzuführen als auf nationale energiepolitische Zielsetzungen, die insbesondere in Deutschland zur Substitution von Kraftwerken aus dem Atomenergieausstieg führen, was wiederum Auswirkungen auf Förderregime (Quotenmodell, etc.) hat. Durch die Subsidiarität im europäischen Rechtsrahmen führt das wiederum zu unterschiedlichen nationalen Umsetzungen bei der Integration von Erneuerbaren Energien mit volatiler Einspeisecharakteristik. Die Unterschiede umfassen die Gestaltung von Intraday- und Regelenergiemärkten sowie Regelungen im Verteilnetz wie Kostentragsprinzipien, Netzanschlussregelungen und führen zu deutlichen Unterschieden bei der Betroffenheit aller Beteiligten wie Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, Erzeuger, Händler und Kunden von der Integration dezentraler erneuerbarer Erzeugungsanlagen in den betrachteten Staaten (Österreich und Deutschland).

Diese unterschiedliche Betroffenheit wirkt sich auch unmittelbar auf die Notwendigkeit des Einsatzes von „Flexibilität“ aus. Der Begriff „Flexibilität“ wird zunächst genauer beschrieben, da dieser in aktuellen Diskussionen sehr unterschiedlich verwendet wird. Dies umfasst eine Beschreibung der relevanten Eigenschaften von „Flexibilität“, d.h. eine differenzierte Betrachtung der nachfrage- und angebotsseitigen Spezifika (wer hat den Bedarf und wer kommt für die Erbringung in Frage?), sowie der räumlichen als auch zeitlichen Dimension. Flexibilität besteht sowohl bei Verbrauchs- als auch bei Erzeugungsanlagen und kann für verschiedene Zwecke eingesetzt werden. Die übergeordnete Frage die sich jedoch stellt ist, wie sichergestellt werden kann, dass dies aus Gesamtsystemsicht in möglichst optimaler Weise geschieht bzw. dies zeitlich und räumlich kombiniert erfolgt.

Deshalb gilt es zu beleuchten wie bestehende (genutzte und derzeit noch nicht genutzte) „Flexibilitäten“ für eine „marktdienliche“ Verwendung (z.B. Großhandelsmarkt) und/oder eine „netzdienliche“ Verwendung (z.B. Redispatch) genutzt werden können, bzw. wie die Mechanismen unter Berücksichtigung von bestehenden Interdependenzen ausgestaltet werden können, sodass konterkarierende Effekte z.B. auf Seiten des Übertragungs- und Verteilnetzes (Redispatch, etc.) hintangehalten werden.

Von Seiten der Netzbetreiber als auch Regulierungsbehörden gilt es einen Rahmen zu schaffen, der die vorhandene Flexibilität bestmöglich ausnutzt.

Methodische Vorgangsweise

Die methodische Analyse des Beitrags besteht in einer Analyse der bestehenden Regelungen (normative Vorgaben) und konzeptionellen Überlegungen zum Thema Flexibilität.

Es soll hierbei insbesondere die Frage aufgeworfen werden, welche Rolle dem netzdienlichen bzw. marktdienlichen Einsatz von Flexibilität zukommt, um das aus ökonomischer Sicht erstrebenswerte gesamtwirtschaftliche Optimum zu gewährleisten. Es gilt in naher Zukunft herauszufinden, wo existierende (bereits genutzte bzw. noch ungenutzte) Flexibilitäten den höchsten Nutzen stiften, d.h. wie marktdienliche Verwendung und netzdienliche Verwendung bestmöglich kombiniert werden kann, damit z.B. der Netzausbaubedarf reduziert und eine maximale marktdienliche Nutzung erzielt werden kann.

¹ E-Control Austria, Abteilung STROM, Rudolfspatz 13a, Tel.: +43 1 24724 -0, www.e-control.at,
{Abteilung TARIFE, Ulrich Rührnössl}

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Das Paper soll einen grundsätzlichen Überblick über Bedarf und Angebot von Flexibilität geben und als Diskussionsgrundlage dienen.

Durch die Beleuchtung der möglichen (Einsatz-) Mechanismen von Flexibilität (marktdienlich und netzdienlich) soll herausgearbeitet werden, welche Abhängigkeiten bestehen und wie möglichst kompatible Einsätze ermöglicht werden können.

Speziell mit Bezug auf Verteilnetzbetreiber existieren Unterschiede zwischen Deutschland und Österreich bei den Ausbauzielen und -methoden, Förderregimen sowie beim Netzanschluss Erneuerbarer Energien. Mit fortschreitendem Ausbau von Erneuerbaren sind weitere Fragen zu stellen und ggf. die Regelungen neu zu evaluieren. Zusätzlich könnten europäische Regelungen zum Tragen kommen.

2.3.2 Flexibilitätsoptionen am Strommarkt – Eine Analyse zu Hemmnissen und Erlösmöglichkeiten

Christoph ZÖPHEL^{1,2}, Theresa MÜLLER²

Motivation und zentrale Fragestellung

Ein zentraler Punkt der Energiewende in Deutschland ist der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE). Diese sollen bis zum Jahr 2050 einen Anteil von 80 % am Bruttostromverbrauch erreichen. Dieses Ziel stellt das Energiesystem vor große Herausforderungen, da volatile EE, z.B. Wind oder Sonne, nicht immer verfügbar sind. Um dennoch die Versorgungssicherheit jederzeit aufrechterhalten zu können, werden Flexibilitätsoptionen benötigt. Hierzu zählen flexible Kraftwerke (z.B. Gaskraftwerke), der nationale und internationale Ausbau an Übertragungs- und Verteilnetzen, verschiedene Speichertechnologien (z.B. Pumpspeicherkraftwerke oder Batterien) sowie die Steuerung der Nachfrageseite [1]. Mit dem EE-Ausbau steigt der Bedarf an diesen Flexibilitätsoptionen. Diese sind aus technischer Sicht bereits größtenteils verfügbar. Investitionen, z.B. in flexible Gaskraftwerke oder Speicher, bleiben derzeit dennoch aus.

In der Literatur wird diesbezüglich auf die geringen Anreize für eine Teilnahme flexibler Anlagen am Stromhandel und auf notwendige Anpassungsmöglichkeiten hingewiesen [2,3]. Vor diesem Hintergrund ist es Ziel dieser Arbeit, die einzelnen Strommärkte hinsichtlich ihrer Anreizwirkung für unterschiedliche heute verfügbare Flexibilitätsoptionen zu untersuchen und Markteintrittsbarrieren zu identifizieren. Grundsätzlich soll so der Frage nachgegangen werden, welche technischen und regulatorischen Hemmnisse bzw. Barrieren die einzelnen Teilmärkte in ihren Rahmenbedingungen aufweisen.

Des Weiteren soll die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen in den einzelnen Marktsegmenten aufgezeigt werden. Aus den Ergebnissen soll abgeleitet werden, welche regulatorischen Anpassungen ggf. vorgenommen werden müssen, um den Markteintritt für einzelne Flexibilitätsoptionen ggf. zu erleichtern.

Methodische Vorgangsweise

Im ersten Teil der Untersuchung werden die einzelnen Segmente des deutschen Strommarkts (Termin-, Day-Ahead-, Intraday- und Regelleistungsmarkt) hinsichtlich ihrer Rahmenbedingungen untersucht. Dabei sollen vor allem technische Barrieren für eine Teilnahme an den Märkten identifiziert werden. Zentral sind hierbei Charakteristika wie Mindestangebotsgröße, Angebotszeitraum und Bereitstellungszeitdauer.

Durch einen Vergleich mit den technischen Eigenschaften der ausgewählten Flexibilitätsoptionen ist eine Zuordnung der Technologien zu den Strommarktsegmenten möglich. Außerdem lassen Untersuchungen zu den Marktvolumina und der Preise Rückschlüsse auf die Entwicklung der Teilmärkte in Bezug auf Flexibilitätsbedarfssignale zu. Im Anschluss soll auf Basis historischer Preiszeitreihen die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Optionen in den einzelnen Märkten abgeschätzt werden. So können neben den technischen auch die ökonomischen Hemmnisse aufgezeigt werden.

Des Weiteren soll der Einfluss ausgewählter regulatorischer Rahmenbedingungen (z.B. EEG-Umlage) auf die Wirtschaftlichkeit bestimmter Flexibilitätsoptionen mit Hilfe von Szenarioanalysen untersucht werden.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Sowohl auf der Seite der Stromspeicherung, als auch im Bereich der Stromerzeugung und -nachfrage existieren Technologien, welche technisch in der Lage sind, auf die veränderten Anforderungen im Stromsystem zu reagieren. Der Einsatz und die Vermarktung dieser Optionen über die bestehenden Strommärkte sind jedoch von den technischen Eintrittsbarrieren abhängig. Die Arbeit zeigt dazu eine Übersicht und Zuordnung der betrachteten Flexibilitätsoptionen zu den Stromteilmärkten.

¹ Technische Universität Dresden, Strehleener Straße 24, 01069 Dresden, Tel.: +49 351 463-43137, christoph.zoepfel@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de

² Technische Universität Dresden, Münchner Platz 3, 01069 Dresden, Tel.: + 49 351 463-39766, theresa.mueller@tu-dresden.de, www.ee2.biz

Mit Hilfe der Analyse der Preisentwicklungen sind Aussagen zu der gegenwärtigen Wirtschaftlichkeit einzelner Flexibilitätsoptionen möglich. Damit kann der Frage nachgegangen werden, welche Flexibilitätsoptionen sich heute schon in den Strommärkten refinanzieren können. Als Ergebnis können weiterhin Hemmnisse und Barrieren bezüglich der Rahmenbedingung der Strommärkte identifiziert und aufgezeigt werden. Darauf aufbauend werden Schlussfolgerungen für eine Anpassung des Markt- und Produktdesigns gezogen.

Literatur

- [1] Müller, T.; Brunner, C., 2015, Flexibilitätsoptionen zur Systemintegration erneuerbarer Energien im Kostenvergleich, 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien.
- [2] BMWi, 2015, Ein Strommarkt für die Energiewende (Weißbuch), Berlin.
- [3] Agora, 2014, Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz.

2.3.3 Rechte und Pflichten der Akteure an regionalen Flexibilitätsmärkten unter Berücksichtigung der Transformation der Energieversorgung

Sarah APHRAM¹, Lukas GLOTZBACH², Hann RUPPERT²,
Klaus-Martin GRAF², Kerstin HOOß¹, Johannes GERDES²

Einleitung

Bislang konnte das energiepolitische Ziel der Versorgungssicherheit aufgrund der zentralen Energieversorgung gewährleistet werden. Mit dem Systemwandel hin zu 80% Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung hat sich die Versorgung auf dezentraler Ebene weiterentwickelt. Strom wird somit nicht mehr nur durch zentrale fossile Großkraftwerke erzeugt, sondern viele kleine Kraftwerke, größtenteils aus Erneuerbaren Energien, beteiligen sich an der Stromversorgung. Zunehmend speisen diese Anlagen in das Verteilnetz ein. Diese Einspeisung ist volatil, wodurch Anlagenbetreiber flexibel auf Wetterdaten und das Verbrauchsverhalten der Endnutzer reagieren müssen. Um die Schwankungen zwischen Angebot und Nachfrage ausgleichen zu können, werden an Stellen des Angebots- oder Nachfragedefizits oder -überschuss Flexibilitäten benötigt, um das System zu stabilisieren und die Versorgungssicherheit weiterhin zu garantieren. Diese Entwicklung bringt neue Akteure auf dem Strommarkt hervor.

Im Rahmen des Forschungsprojektes Flex4Energy (*Konsortium: StoREgio e. V., ENTEGA AG, ads-tec GmbH, Fraunhofer IESE, Fraunhofer ISE und Hochschule Darmstadt; Projektlaufzeit: April 2015 bis März 2018; Förderung: BMWi und PtJ*) wurden die im Zusammenhang mit zukünftigen dezentralen und lokalen Flexibilitätsmärkten beteiligten Akteure und Rollen identifiziert und beschrieben. Darauf aufbauend wurden Konzepte für die Rechte, Pflichten und Zuständigkeiten der Akteure erstellt, damit logische Beschreibungen einzelner Geschäftsprozesse und -abläufe dargestellt werden können. Die Ergebnisse fließen direkt in die Implementierung eines Pilotsystems für die Erprobung eines regionalen Flexibilitätsmarktes mit ein.

Akteure an Flexibilitätsmärkten

Die Akteure eines Flexibilitätsmarktes existieren teilweise bereits im heutigen Strommarkt, jedoch nehmen sie dort eine andere Rolle ein. Anbieter von Flexibilität können ihre Anlagen flexibel regeln, um mehr oder weniger Strom zu bestimmten Zeiten gegen Entgelt erzeugen, verbrauchen oder speichern. Der Nachfrager innerhalb eines Flexibilitätsmarktes benötigt zu einer bestimmten Zeit mehr oder weniger Strom als geplant; die Differenz wird auf dem Flexibilitätsmarkt durch den „Flex-Nutzer“ nachgefragt. Die angebotene Flexibilität kann der Betreiber einer Flexibilitätsanlage (FA) entweder selbst oder über einen Aggregator auf dem Flexibilitätsmarkt veräußern. Im Projekt Flex4Energy ist vorgesehen, dass auch Anbieter von FA mit kleiner elektrischer Leistung am Markt teilnehmen können; z. B. Besitzer eines Haushaltsspeichers, BHKW in Gemeindebesitz usw. Diese werden allerdings mittels eines Aggregators, der ein Flexibilitätsmanagementsystem (FMS) betreibt, zu größeren Standardflexibilitäten zusammengefasst. Das Handelssystem braucht dadurch nicht auf die Spezifika der einzelnen FA ausgelegt werden (Vgl. Projekt SOLVER).

Auf der einen Seite des Flexibilitätsmarkts steht, wie auf allen üblichen Märkten, ein Anbieter, der ein bestimmtes Gut anbietet. Die Nachfrager auf der anderen Seite stellen ihre Anfragen nach Flexibilität auf der Flexibilitätshandelsplattform (FHP) ein, auf der sich gleichzeitig eingestellte Flexibilitätsangebote der Flexibilitätsanbieter wiederfinden. Der Plattformbetreiber hat die Aufgabe passende Angebote und Nachfragen zusammenzuführen (Matching). Abbildung 1 veranschaulicht das beschriebene System.

¹ Hochschule Darmstadt, Fachbereich Wirtschaft, Haardtring 100, 64295 Darmstadt, sarah.aphram@stud.h-da.de

² Hochschule Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Birkenweg 8-10, 64295 Darmstadt, Tel.: +49 6151 16-8461, lukas.glotzbach@h-da.de

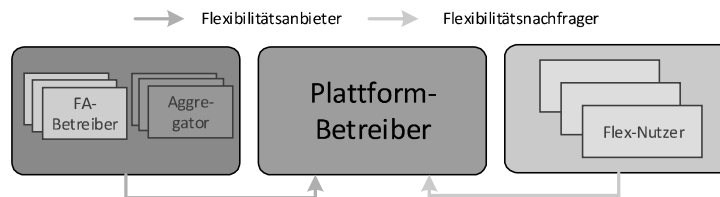


Abbildung 1: Akteure am Flexibilitätsmarkt.

Die verschiedenen Rollen, die in einem Flexibilitätsmarkt existieren, werden in Tabelle 1 den passenden Akteuren des heutigen Strommarktes zugeordnet.

Rolle	Akteur	Beschreibung
FA-Betreiber	Anlagen-Betreiber	Jeder Betreiber einer flexiblen dezentralen Erzeuger-, Verbraucher- oder Stromspeichernden Anlage.
Aggregator	Händler, Lieferant, Direktvermarkter, VKWB	Händler, der Flexibilität gewinnbringend gemäß Vereinbarungen mit den Anlagen-Betreibern auf der Handelsplattform veräußert.
Plattformbetreiber	Externer Dritter	Betreiber einer Handelsplattform, der für die Zusammenführung von Angebot und Nachfrage Gebühren erhält.
Flex-Nutzer	VNB, BKV, Lieferant	Auf physikalischer Ebene: VNB, der Flexibilität für bestimmte Netzsegmente seines VNG zu bestimmten Zeiten anfragt. Auf wirtschaftlicher Ebene: BKV, Lieferant, die ihre BK oder Stromeinkauf ausgleichen wollen. ⁶

Tabelle 1: Zuordnung der Akteure zu definierten Rollen.

Interaktionen der einzelnen Akteure

Üblicherweise kann die Funktionalität eines Marktes erst durch Interaktion verschiedener Akteure gewährleistet werden. Verträge zwischen den einzelnen Akteuren dienen dabei als Rahmenbedingungen, die das Verhalten der Akteure mit Rechte und Pflichten definieren.

Abbildung 2 stellt die Beziehungen der einzelnen Akteure zueinander dar. Jeder Akteur hat mindestens eine Beziehung zu einem weiteren Akteur.

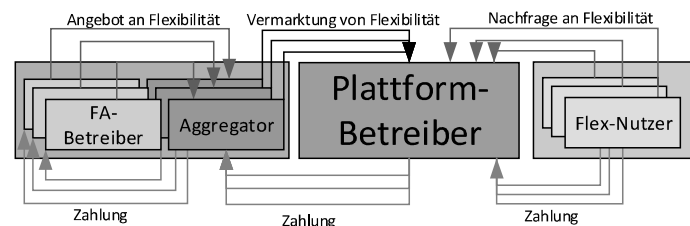


Abbildung 2: Interaktionen zwischen den Akteuren.

Fazit

Aus dem beschriebenen Konzept ergeben sich konkurrierende Händler, die auf Handelsplattformen Flexibilitäten über verschiedene Handelsstrategien unter wettbewerblichen Bedingungen vermarkten. Betreiber dezentraler Erzeuger-, Verbraucher- und/ oder Stromspeicheranlagen nehmen die Rolle eines FA-Betreibers ein. Da der Marktzugang für FA-Betreiber sehr aufwendig und kostspielig ist, vermarkten diese ihre Flexibilitäten an einen Aggregator, dessen Rolle jeder Stromhändler, -lieferant, VKWB oder Dienstleister einnehmen kann. Als Flex-Nutzer auf einem Flexibilitätsmarkt können ebenfalls bereits existierende Akteure des heutigen Strommarktes auftreten. Neben VNB können auch BKV, Stromlieferanten und weitere Akteure, die umgehend Strommengen in Form von Flexibilitäten nutzen wollen, sein. Angebote und Nachfragen der genannten Akteure werden auf einer Handelsplattform durch einen Handelsplattformbetreiber vermarktet, der einen neuen unabhängigen Akteur darstellt. Diesen Akteuren werden, unter Einbeziehung der definierten Geschäftsprozesse, Rechte und Pflichten zugeordnet, die das Interagieren der Akteure zielführend lenken.

2.3.4 Netzzustände als Steuerungsindikator des Marktmechanismus einer Handelsplattform für Energie-Flexibilität

Sebastian SCHALL¹, Lukas GLOTZBACH¹, Martin GRAF¹

Ausgangssituation

Durch die zunehmende volatile Erzeugung aus erneuerbaren Energien und die schwankende Nachfrage wird Flexibilität zum Ausgleich von Planabweichungen sowie zur Stabilisierung der Netze immer wichtiger. Insbesondere im Verteilungsnetz, indem in Deutschland nahezu 97 % der erneuerbaren Energie installiert sind, verändert sich die bisherige Aufgabe der reinen Verteilung. Der weitere Ausbau erfordert die Erbringung zusätzlicher Systemdienstleistungen auf Verteilnetzebene, die bei kritischen Netzzuständen den sicheren Betrieb wiederherstellen.

Das Projekt Flex4Energy

Das Ziel des Projekts Flex4Energy (*Konsortium: StoREgio e. V., ENTEGA AG, ads-tec GmbH, Fraunhofer IESE, Fraunhofer ISE und Hochschule Darmstadt; Projektlaufzeit: April 2015 bis März 2018; Förderung: BMWi und PtJ*) besteht darin, eine Handelsplattform zu entwickeln, die Flexibilität auf Verteilungsebene vernetzt bzw. aggregiert, vermarktet und in die bestehende energietechnische Infrastruktur integriert. Durch die Flexibilitätsnutzung können kurzfristige Abweichungen ausgeglichen oder Systemdienstleistungen, z. B. für das Beheben von Netzengpässen erbracht werden. Essenzielle Marktteilnehmer sind unter anderen die Netzbetreiber, die die Aufgabe haben, den sicheren Betrieb der Netze zu gewährleisten. Für den neu geschaffenen Flexibilitätsmarkt gilt es daher einen Mechanismus zu etablieren, der stärker die physikalische Netzsituation im Fokus hat und dadurch die Interaktion zwischen Marktteilnehmern und Netzbetreiber koordiniert. Aufgrund des Wettbewerbs sollen somit kostengünstige Lösungen zur Behebung von kritischen Netzzuständen hervorgebracht werden. Für das Projekt Flex4Energy ergibt sich daraus folgende Forschungsfrage: Wie können die Netzzustände als Steuerungsindikator des Marktmechanismus in die Flexibilitätshandelsplattform integriert werden?

Aktueller Stand

In der BDEW-Roadmap „Realisierung von Smart Grids in Deutschland“ (BDEW 2013) wurde erstmals das Ampelkonzept vorgestellt, dass die Interaktion zwischen Netzbetreiber und Marktteilnehmer regelt. Der Netzzustand wurde dazu in drei Phasen (grün, gelb und rot) klassifiziert (Vgl. Abbildung 1). In der grünen Phase liegen keine kritischen Netzzustände vor und der Markt kann voll agieren („Kupferplatte“). Die Netzbetreiber brauchen nicht in das Marktgeschehen einzugreifen. In der gelben Phase dagegen liegen potenziell kritische Netzzustände vor. Die Netzbetreiber können das Flexibilitätsangebot nutzen, um den normalen Zustand wiederherzustellen. Eine unmittelbare Gefährdung der Systemstabilität wird durch die rote Phase abgebildet. Die Netzbetreiber sind in der Lage unmittelbar steuernd in Betriebsmittel einzugreifen. Dieses Ampelkonzept soll an die Anforderungen des Projektes Flex4Energy angepasst und konzeptionell integriert sowie modelliert werden.

¹ Hochschule Darmstadt, Fachbereich EIT, Birkenweg 8, 64295 Darmstadt,
{Tel.: +49 172 7215727, schall.roemerberg@freenet.de},
{Tel.: +49 6151 16-8461, lukas.glotzbach@h-da.de},
{Tel.: +49 6151 16-8243, klaus-martin.graf@h-da.de}

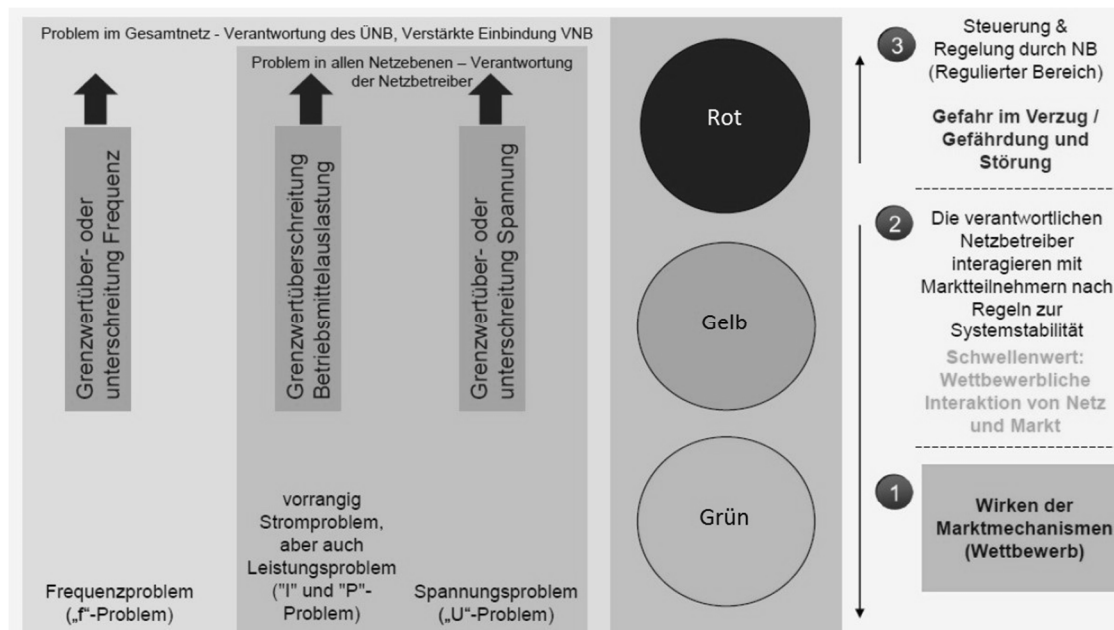


Abbildung 1: Ampelkonzept aus der Roadmap Smart Grids (BDEW 2013).

Konzeption des Steuerungsindikators „Netzzustand“

Als Grundlage zur Definition der einzelnen Phasen werden Indikatoren festgelegt, die den Netzzustand widerspiegeln. Berücksichtigt werden dabei die Auslastung von Betriebsmitteln, die Spannungsabweichung sowie die Frequenzabweichung. Auf Basis dieser Indikatoren ist es möglich die Netzzustandsphasen zu spezifizieren und mögliche Grenzwerte festzulegen. Die Bildung von Netzbereichen dient der Zuordnung einzelner Flexibilitäten, die in der Lage sind den Netzzustand zu in diesem Bereich zu beeinflussen. Dabei stellt sich die Frage nach der Lokalität der Flexibilität und wie diese auf der Flexibilitätshandelsplattform abgebildet werden kann. Festgelegte Rechte und Pflichten der einzelnen Akteure regeln den Zugang zum Flexibilitätsmarkt in den verschiedenen Netzzustandsphasen. Diese schließen mögliche Einschränkungen von bestehende Flexibilitätsangebote/ -anfragen mit ein. Die Validierung des Konzepts erfolgt im Projekt anhand einer Lastflussanalyse. Dabei soll neben der Einsatzeignung ersichtlich werden, inwiefern sich die Indikatoren gegenseitig beeinflussen.

Modellierung und Einbindung des Steuerungsindikators „Netzzustand“

Bei der Modellierung des Steuerungsindikators „Netzzustand“ spielt die Einbindung in das bestehende Datenmodell eine wichtige Rolle. Es stellt sich die Frage wie die Netzzustandsphasen datentechnisch abgebildet werden und welche Relationen sich daraus ergeben. Dies erfolgt anhand der Erweiterung des bestehenden Entity-Relationship-Diagramms. Ein weiterer Aspekt, der bei der Modellierung berücksichtigt wird, ist die prozesstechnische Einbindung der Netzzustandsphasen in die Flexibilitätshandelsplattform. Dabei stellt sich die Frage wann, wie und von wem werden die Netzzustandsphasen abgefragt und welche Auswirkung eine Veränderung mit sich bringt. Diese Modellierung erfolgt durch die Erstellung von Anwendungsfällen, Sequenzdiagrammen und einer Schnittstellenbeschreibung. Abschließend wird die visuelle Einbindung der Netzzustandsphasen mittels Mockups prototypisch modelliert.

Referenzen

- [1] BDEW 2013, Roadmap Smart Grids, BDEW, 2013

2.3.5 Vermarktung von Flexibilitäten im Verteilnetz – Analyse der Akteure und Rollen für zukünftige Geschäftsmodelle im Verteilnetz

Jessica THOMSEN¹, Andrej SCHULZ¹, Niklas HARTMANN¹

Einleitung

Im Zuge der deutschen Energiewende und der Bestrebungen hin zu einer CO₂-neutralen Energieversorgung befindet sich die Struktur des gesamten Energiesystems im Wandel. Durch die Dezentralität eines Großteiles der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen folgt ein struktureller Wandel der Dienstleistungen und Aufgaben, die im Verteilnetz zu erbringen sind. Insbesondere die häufig proklamierte Flankierung der erneuerbaren Energien durch Flexibilitäten wie beispielsweise Speicher, Lastmanagement, intelligente Netztechnik würde zu einem nicht unerheblichen Teil im Bereich der Verteilnetze realisiert werden müssen. Die derzeit vorhandenen Akteure haben dies bisher jedoch nur verhalten vorangetrieben.

Es stellt sich dadurch die Frage, welche Faktoren das Akteursverhalten bedingen und ob die aktuellen Rollen für eine Hebung der Flexibilitätspotenziale die notwendigen Kompetenzen, sowohl inhaltlicher als auch rechtlicher Natur, besitzen. Weiterführend ist zu diskutieren, welche Barrieren dazu führen, dass eine kostendeckende Nutzung der Flexibilitäten (noch) nicht möglich ist und in welchen Aspekten Lücken im derzeitigen regulatorischen Rahmen bestehen, die für eine flächendeckende Nutzung geschlossen werden müssen. Zur Beantwortung dieser Fragen wurden Interviews mit Experten in den Bereichen Flexibilitätsanbieter, Aggregatoren und Verteilnetzbetreiber durchgeführt. Die Ergebnisse dieser qualitativen Expertenbefragung werden in diesem Paper vorgestellt und diskutiert.

Methodik

Zur vollständigen Analyse der Rollen, Akteure sowie Aggregations- und Vermarktungsprozesse inklusive der Ausgestaltung der Schnittstellen, wurde eine detaillierte Literaturrecherche durchgeführt. Darüber hinausgehendes Detailwissen der beteiligten Akteure wurde mittels einer qualitativen Methodik, die Befragung von Experten in Tiefeninterviews von ca. 60 Minuten, ermittelt. Aufbauend auf der umfassenden Literaturrecherche im Bereich der Energieforschung sowie aktuell geltender Gesetze wurde ein Fragebogen als Interviewleitfaden erstellt. Die Auswahl der Interviewpartner erfolgte so, dass aus den Stakeholder-Gruppen Flexibilitätsanbieter, Aggregatoren und Verteilnetzbetreiber jeweils mindestens zwei Vertreter befragt wurden. Insgesamt wurden zwölf Interviews geführt. Die Ergebnisse wurden einer Plausibilitätsprüfung anhand der in der qualitativen Forschung anwendbaren Gütekriterien unterzogen.

Ergebnisse der Untersuchung

Ein Flexibilitätsanbieter ist im Besitz einer Flexibilität, plant eine solche Anlage oder kann diese umrüsten, damit sie für die Vermarktung in ein Portfolio integriert werden kann. Für Flexibilitätsanbieter sind mangelndes Wissen, ein ausgeprägtes Verlangen nach Informationssicherheit sowie gering eingeschätzte Erlöspotenziale die größten Hemmnisse zur Investition in Flexibilitäten. Weiterhin stellen alternative Handlungsoptionen der Flexibilitätsbesitzer, wie die Nutzung der Flexibilitäten zur Eigenoptimierung, Reduktion der Spitzenlast oder zur Erzielung von Rabatten bei den Netzentgelten, ein großes Hindernis in der Akquise von Anlagen dar. Allen genannten Hemmnissen müsste nach Meinung der Interviewpartner mit einer größeren Transparenz und verstärkten Information hinsichtlich der Vermarktungsmöglichkeiten begegnet werden. Die Interviews mit Aggregatoren zeigen, dass diese das größte Erlöspotenzial im Regelenenergiemarkt erwarten, während der Handel am Intraday-Markt und der Ausgleich von Bilanzkreisen bei Dritten nur nachrangig als Optionen zur Erlöserzielung gewertet werden.

¹ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg im Breisgau, www.ise.fraunhofer.de,
{Tel.: +4976145885079, jessica.thomsen@ise.fraunhofer.de},
{Tel.: +4976145882044, andrej.schulz@ise.fraunhofer.de},
{Tel.: +4976145885730, niklas.hartmann@ise.fraunhofer.de}

Derzeit werden die Untergrenzen der wirtschaftlich realisierbaren Anlagen im Bereich Lasten auf 200 kW, Erzeugungsanlagen auf 150 kW und Speicher auf 20 kW (Caterva 2015) geschätzt. Zukünftig wird erwartet, dass Lasten ab 100 kW und Erzeugungsanlagen ab 50 kW in Aggregationsportfolien aufgenommen werden können, vgl. Abbildung 1. Dies verdeutlicht, dass eine Fokussierung der Diskussion auf Kleinstkunden derzeit nicht zielführend ist und in naher Zukunft von den vorhandenen Akteuren kaum Angebote für den Bereich der Lastmanagementnutzung in Haushalten erwartet werden kann. Hinsichtlich der Ausgestaltung von Verträgen mit Flexibilitätsbesitzern sehen Aggregatoren die Erlösbeteiligung mehrheitlich als nachhaltigste Möglichkeit. Bei der Betrachtung, welche Akteure die Aufgaben oder auch Teile der Aufgaben eines Aggregators abdecken können, zeigt sich, dass nicht nur große Stadtwerke geeignet wären sondern die Aufgaben grundsätzlich auch in Teilaufgaben zerlegt werden könnten. Dadurch könnten sich spezialisierte Dienstleister etablieren, die nur einen Teilbereich des Aufgabenspektrums abdecken.

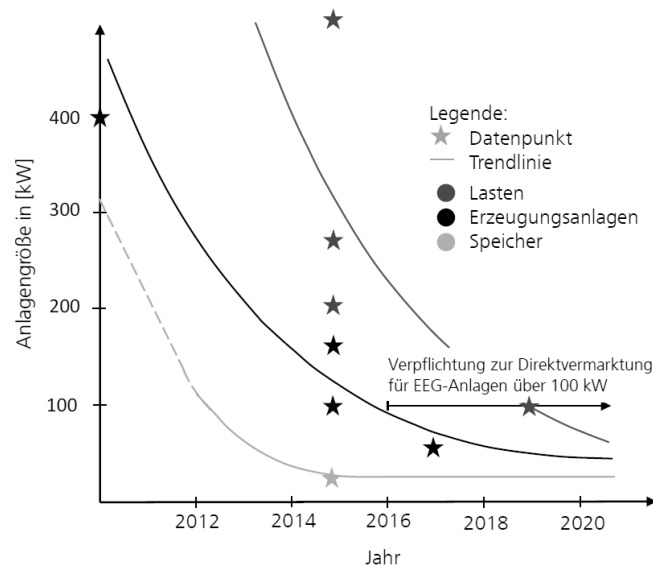


Abbildung 1: Erwartete Entwicklung der Flexibilitätsnutzung in Abhängigkeit von Anlagenleistung und Jahr auf Basis der Expertenbefragung.

Die Gespräche mit Vertretern von Verteilnetzbetreibern haben gezeigt, dass viele einen Bedarf für eine erhöhte Flexibilisierung sehen und auch potentielle zukünftige Herausforderungen identifizieren. Dies resultiert jedoch noch nicht in jedem Fall darin, dass Neuerungen als notwendig angesehen werden. Dennoch zeigt die Bewertung der heutigen Mittel zur Engpassbeseitigung (unterbrechbare Lasten, vermiedene Netzentgelte), dass Handlungsbedarf besteht. Laut Aussage der Verteilnetzbetreiber sind die Instrumente der Nutzung und Vergütung unterbrechbarer Lasten sowie der vermiedenen Netzentgelte überarbeitungsbedürftig, da sie derzeit ihr Ziel nicht erfüllen. Weiterhin wird die Entwicklung innovativer Lösungen und deren Überprüfung durch die geltende Regulierung und daraus folgende restriktive Refinanzierung der Verteilnetzbetreiber erschwert. In Kombination mit der wirtschaftlichen Bewertung einzelner Flexibilitätsoptionen führt dies dazu, dass der Einsatz von Flexibilitäten als nicht effizient angesehen wird.

Zusammenfassung

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die analysierten Akteure im Verteilnetz hinsichtlich der Nutzung sogenannter Flexibilitätstechnologien noch große Hemmnisse sowohl im regulatorischen als auch im technischen Bereich sehen. Um das Potenzial dieser Technologien langfristig nutzbar zu machen, werden nicht nur Entwicklungen auf der politischen Ebene, sondern auch im Bereich der Informations- und Kommunikationsinfrastrukturen notwendig sein, um auch kleinskalige Lasten und Anlagen einbeziehen und wirtschaftlich vermarkten zu können.

Literaturverzeichnis

- [1] Caterva (2015): Das Caterva Energiespeichersystem (ESS). Online verfügbar unter http://www.caterva.de/pdf/Caterva_ESS_Paper.pdf, zuletzt geprüft am 22.10.2015.

2.3.6 Hat ein marktgeführter Flexibilitätseinsatz Auswirkungen auf das lokale Verteilnetz – Eine Fallstudie aus dem Projekt INTEGRA

Roman SCHWALBE¹, Wolfgang PRÜGGLER², Friederich KUPZOG¹, Markus RADAUER³, Tobias GAWRON-DEUTSCH⁴

Flexibilität für Markt und Netz

Als eine zukünftige Schlüsseltechnologie zur Integration von erneuerbaren Energien in das elektrische Energieversorgungssystem wird die Nutzung von Flexibilität auf Erzeugungs- und Lastseite angesehen [1][2]. Generell können diese Flexibilitäten markt- oder netzdienlich eingesetzt werden. Spätestens seit der Vorstellung des deutschen „Ampelmodells“ [3] ist eine umfassende Diskussion entstanden, was im Falle von Konflikten zwischen Markt- und Netzanforderungen zu tun sei. Diese Problemstellung greifen die zwei in Österreich bzw. Deutschland transnational vernetzten Forschungsprojekte INTEGRA [4][5] und In2VPP [6] auf. Hier geht es um das Design eines so genannten „Flexibility Operators“, welcher einen lokalen Markt für Netzdienstleistungen definieren kann und durch proaktive Handlungen einen drohenden Netzengpass durch Ausgleichs-Transaktionen zu vermeiden versucht [7].

Auswirkungen des marktgeführten Flexibilitätseinsatzes auf das lokale Verteilnetz

Um eine Größenordnung für mögliche Netzengpässe einerseits und mögliche Erlöse auf einem lokalen Netzdienstleistungsmarkt andererseits zu erhalten, wurde im Projekt INTEGRA eine konkrete Fallstudie analysiert. Dieses Paper beschreibt die Ergebnisse und Schlussfolgerungen dieser Fallstudie.

Unter welchen Bedingungen kann ein Marktsignal das Netz an seine Betriebsgrenzen bringen?

Unter Beachtung aktueller regulatorischer Rahmenbedingungen sowie aktueller Erfahrungen im Netzbetrieb ergibt sich als mögliches Zukunftsszenario für marktverursachte Netzengpässe das Auftreten

Leistung		Spannung			
Rückspeisung über Trafogrenze erhöhen	Last über Trafogrenze erhöhen	Überspannung durch erhöhte Einspeisung	Überspannung durch geringere Last	Unterspannung durch geringere Einspeisung	Unterspannung durch erhöhte Last
EE-Anlagen haben keine Leistungsreserve	Netz für Lasten ausgelegt	EE-Anlagen haben keine Leistungsreserve	Möglich, wenn Eigenbedarfs-Optimierung durch VPP unterbrochen wird	Netz für Lasten ausgelegt	Netz für Lasten ausgelegt
Vollständige Lastreduktion unwahrscheinlich	Ggf. in Zukunftsszenario: E-Autos laden gleichzeitig	Vollständige Lastreduktion unwahrscheinlich		Ggf. in Grenzsituationen in Kombination mit Stufentrafo und verschiedenen Abzweigen denkbar	Ggf. in Zukunftsszenario: E-Autos laden gleichzeitig

von zu hohen Spannungen im Netz vor allem durch Energielieferung an den Markt.

Diese hohen Spannungen können verursacht werden durch eine hohe Dichte an Marktteilnehmern mit PV-Anlagen, welche im Normalfall peak-shaving mit Speichern durchführen, zum Zeitpunkt der Marktteilnahme jedoch ihren Verbrauch minimieren und die Netzeinspeisung maximieren.

Tabelle 1: Ausgewähltes Szenario im Rahmen einer Übersicht möglicher Gründe eines Engpasses.

Aufbau der Fallstudie

Ausgangsbasis für die Fallstudie ist ein Salzburger Niederspannungsnetz mit einer hohen Dichte an PV-Anlagen, wo alle Netzkunden mit PV-Anlage durch Lastverschiebung in Spitzenzeiten eigenverbrauchs-optimiert agieren und laut Planungsansatz ihre maximale Rückspeiseleistung begrenzen.

Analysiert wurde in einer Jahressimulation mit real im Netz gemessenen PV-Einspeiseprofilen und realen, in anderen Netzen gemessenen und zugeordneten Lastprofilen, sowie historischen Preissignalen aus dem Regelenergie- und Intra-Day-Markt, die Häufigkeit von Flexibilitätsabrufen aus dem Niederspannungsnetz und die damit einhergehenden Auswirkungen auf das Netz.

¹ AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Tel.: +43 664 8157993, roman.schwalbe@ait.ac.at

² Technische Universität Wien, EEG, Gußhausstraße 25-29/370-3, 1040 Wien, prueggler@eeg.tuwien.ac.at

³ Salzburg Netz, Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg, markus.radauer@salzburgnetz.at

⁴ Siemens, Siemensstraße 90, 1210 Wien, tobias.deutsch@siemens.com

Durchgeführte Analysen: Netzausbau versus betriebliche Lösungen

Durch Marktteilnahme und damit einhergehender Unterbrechung des peak-shavings können Spannungsprobleme auftreten, welche in der Fallstudie durch Netzausbau, Spannungsregelung in Form einer Wechselrichter-Q(U)- und P(U)-Regelung, oder dem Einsatz eines Flexibility-Operators verhindert werden können.

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft den Energieverbrauch eines Haushaltes (blau), die PV-Einspeisung (dunkelrot), sowie den Einsatz der flexiblen Last zur Eigenverbrauchsoptimierung (grün) und den daraus resultierenden Gesamtverbrauch (rot) während eines Flexibilitätsabrufs von einer Stunde zur Mittagszeit.

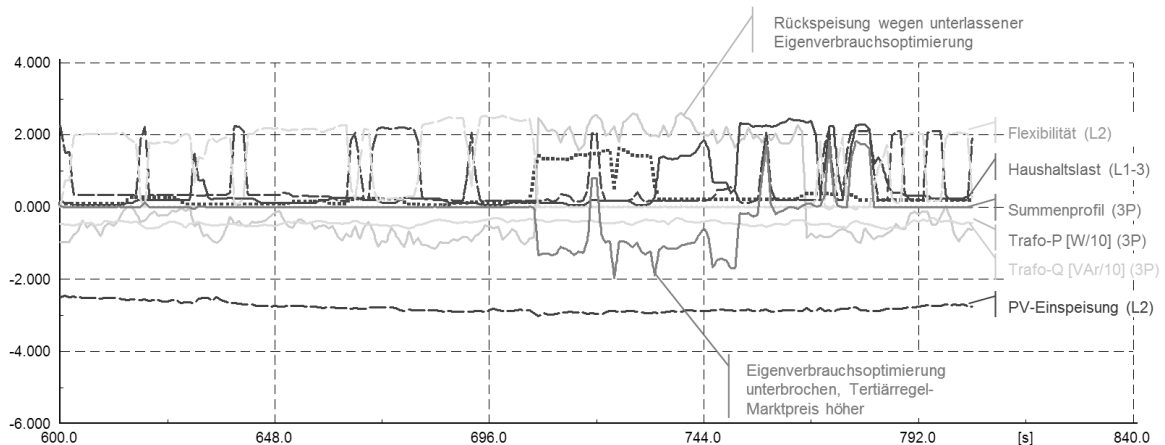


Abbildung 1: Energieverbrauch eines Haushaltes (blau), PV-Einspeisung (dunkelrot), Einsatz der flexiblen Last zur Eigenverbrauchsoptimierung (grün), resultierender Gesamtverbrauch (rot).

Ökonomische Analyse und Ausblick

Die technischen Lösungen der durch Marktteilnahme aufgetretenen Netzprobleme wurden für das in der Fallstudie analysierte Netz auch ökonomisch bewertet. Dazu wurden die Barwerte der einzelnen Lösungen über einen Bewertungszeitraum von 50 Jahren einander gegenübergestellt. Die Ergebnisse werden in der Langfassung ausführlich diskutiert.

Referenzen

- [1] STRBAC, Goran. Demand side management: Benefits and challenges. Energy policy, 2008, 36. Jg., Nr. 12, S. 4419-4426.
- [2] RAHIMI, Farrokh; IPAKCHI, Ali. Demand response as a market resource under the smart grid paradigm. Smart Grid, IEEE Transactions on, 2010, 1. Jg., Nr. 1, S. 82-88.
- [3] BDEW-Roadmap „Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland“, Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin, 11. Februar 2013
- [4] GAWRON-DEUTSCH, Tobias; EINFALT, Alfred. „INTEGRA: The Possible Role of a Flexibility Operator in the Transition From Market Oriented to Grid Oriented Operation“. Tagungsband ComForEn, OVE, ISBN 978-3-85133-083-0, 2014, S. 67-75.
- [5] T. Deutsch, F. Kupzog, A. Einfalt, S. Ghaemi: "Avoiding Grid Congestions with Traffic Light Approach and the Flexibility Operator"; CIRED Workshop 2014, Rom, Italien; 11.06.2014 - 12.06.2014; in: "Challenges of implementing Active Distribution System Management", CIRED, 2014
- [6] WAGLER, Marco; WITZMANN, Rolf. Ökonomische Analyse diverser open-loop Betriebsstrategien eines virtuellen Kraftwerks. ETG-Fachbericht-Von Smart Grids zu Smart Markets 2015, 2015.
- [7] GAWRON-DEUTSCH, Tobias; KUPZOG, Friederich; EINFALT, Alfred. Integration von Energiemarkt und Verteilnetzbetrieb durch einen Flexibility Operator. e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, 2014, 131. Jg., Nr. 3, S. 91-98.

2.4 FLEXIBILISIERUNG – ERZEUGUNG, LAST (SESSION A4)

2.4.1 Energieflexibilität in Produktionssystemen

Peter SIMON¹, Fabian KELLER¹, Cedric SCHULTZ¹,
Stefan BRAUNREUTHER¹, Gunther REINHART¹

Problemstellung

Strom wird in Zukunft immer weniger in Großkraftwerken erzeugt, sondern mittels erneuerbarer Energieträger zunehmend abhängig von den herrschenden Wetterbedingungen zur Verfügung stehen. Im Zuge der Energiewende wächst dadurch die Herausforderung, Erzeugung und Verbrauch aneinander anzugleichen, um das im Stromnetz notwendige Gleichgewicht aufrecht zu erhalten. Eine Möglichkeit der Synchronisation ist die Flexibilisierung der industriellen Nachfrage nach elektrischer Energie, indem diese Verbraucher ihren Strombedarf in Abhängigkeit des aktuellen Angebots anpassen. Die Fähigkeit zur Nachfrageflexibilisierung des elektrischen Stroms wird als Energieflexibilität bezeichnet. Bisher haben viele produzierende Unternehmen ihr zur Verfügung stehendes Flexibilitätspotential noch nicht gehoben. Daher stellt dieser Artikel eine Vorgehensweise zur Bewertung von Energieflexibilität sowie zu deren Umsetzung in der Produktionsplanung und -steuerung vor.

Inhalt und Ergebnisse

In der Literatur gibt es erste Ansätze zur Bewertung von Energieflexibilität. Diese wurden analysiert und weitere Handlungsfelder identifiziert. Auffallend ist, dass bisherige Ansätze sich auf die Anlagenebene fokussieren und Potentiale des gesamten Produktionssystems nicht ganzheitlich bewertet werden. Dadurch entsteht ein gewisses Risiko, Leistungsveränderungsmöglichkeiten nicht vollständig zu erfassen. Doch gerade die Leistungsveränderung muss im Fokus solcher Bewertungen stehen, da hier einige Barrieren, wie z. B. Mindestwerte für die Teilnahme an Märkten mit Vergütungsmöglichkeiten der Flexibilität, bestehen. Die Betrachtungsebene dieses Beitrags ist daher das Produktionssystem. Für die Bewertung und Umsetzung der Energieflexibilität in einem Produktionssystem wurde die in Abbildung 1 beschriebene Vorgehensweise gewählt.

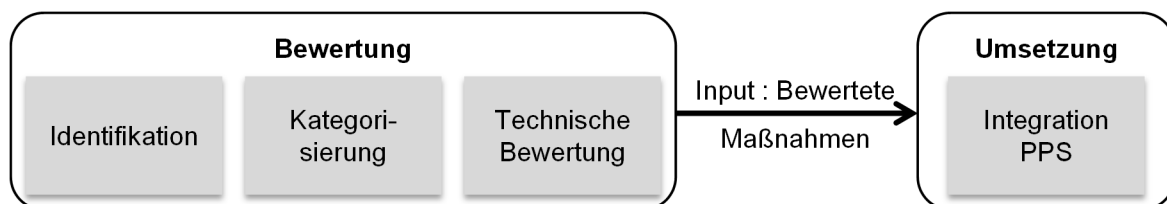


Abbildung 1: Vorgehensweise

Identifizierung

Zur Identifikation der Energieflexibilitätspotentiale bzw. Maßnahmen gibt es in der Literatur bereits einige Ansätze. Oftmals wird als wichtigstes Kriterium hierfür der Energiebedarf der Anlage beschrieben. Andere fokussieren in ihrem Ansatz die Unabhängigkeit des Energiebedarfs einzelner Aggregate einer Anlage bezüglich derer Produktivität, um das technische Energieflexibilitätspotential zu bestimmen. Die genaue Quantifizierung erfolgt hierbei über eine Messung des Verbrauchs der relevanten Aggregate. Des Weiteren werden mathematische Analysen der Energieverbrauchsfunktionen vorgeschlagen. Da bei der Betrachtung der hier genannten Vorgehensweise zur Identifizierung von Energieflexibilitätspotentialen ebenfalls keine vollständige Betrachtung der Ebene des Produktionssystems erfolgt, werden hier weitere Möglichkeiten wie z. B. die Einbindung der Potentialanalyse in bestehende Energieeffizienzanalyse-Methoden vorgeschlagen.

¹ Fraunhofer IWU Projektgruppe Ressourceneffiziente mechatronische Verarbeitungsmaschinen RMV, Beim Glaspalast 5, 86153 Augsburg, Tel.: +49 821 56883-74, Fax: +49 821 56883-50, peter.simon@iwu.fraunhofer.de, www.iwu.fraunhofer.de/rmv

Kategorisierung

Zur übersichtlichen Darstellung und Bewertung der Potentiale empfiehlt es sich, diese anhand von Maßnahmen zu beschreiben. Bevor dies durch eine technische Bewertung detailliert erfolgen kann, ist es notwendig Maßnahmen zu kategorisieren, um unnötigen Bewertungsaufwand zu reduzieren. Die zu beschreibenden Eigenschaften einer Maßnahme können je nach Kategorie variieren. Die vorgeschlagenen Kriterien zur Kategorisierung sind zum einen eine Unterscheidung aufgrund zeitlicher Aspekte. Zum anderen erfolgt die Einordnung durch eine Zuordnung der Maßnahmen zu den Ebenen Anlage, System, Segment und Fabrik.

Technische Bewertung

Die technische Bewertung von Maßnahmen erfolgt mit dem Ziel, der Produktionsplanung und -steuerung die notwendigen Informationen zur Umsetzung dieser Maßnahmen bereitzustellen. Hierbei sind insbesondere die zeitlichen Dimensionen und die Leistungsveränderung der Maßnahmen relevant. Die zeitlichen Eigenschaften ergeben sich aus der Aktivierungs- und Deaktivierungszeit. Die Zeit, die zwischen der Aktivierung und der Deaktivierung einer Maßnahme vergeht, ist deren Verweildauer. Zusätzlich ist die Zeit zu berücksichtigen die erforderlich ist, um das Produktionssystem wieder komplett in den Ausgangszustand zurück zu führen. Einhergehend mit der Aktivierung und Deaktivierung einer Maßnahme erfolgt eine entsprechende Reduzierung bzw. Erhöhung der Leistungsaufnahme. Des Weiteren müssen die fixen sowie variablen Kosten der einzelnen Maßnahmen aufgenommen werden.

Integration in die Produktionsplanung und -steuerung

Zur Umsetzung der identifizierten und bewerteten Energieflexibilitätspotentiale innerhalb des Produktionsprozesses ist es erforderlich, diese in die zentrale Produktionsplanung und -steuerung (PPS) zu integrieren. Dabei ist es entscheidend, dass sich die Energiekosten in das vielschichtige Zielsystem der PPS aus Logistikkosten und Logistikleistung, wie z. B. der Termintreue von Aufträgen, einfügen. Die Maßnahmen werden abhängig von ihrem Zeithorizont entweder in der mittelfristigen Produktionsplanung oder in der kurzfristigen Produktionssteuerung aktiviert.

Die Produktionsplanung nimmt unter Zuhilfenahme der verfügbaren Energieflexibilitätspotentiale und unterschiedlicher Energiebezugsformen, wie beispielsweise des Börsenhandels oder der Eigenherzeugung, eine Gesamtoptimierung der Energiekosten vor. Indem Vorgabezeiten von Arbeitsgängen mit Leistungsbedarfen verknüpft werden, kann innerhalb jedes Planungsschritts angefangen von Losgrößenplanung über Kapazitätsplanung bis zur Maschinenbelegung eine Lastprognose errechnet und mit dem Energieangebot abgeglichen werden.

Als Ergebnis des um Energie erweiterten Planungslaufs werden als Sollvorgaben für die Produktionssteuerung ein Produktionsplan und ein Energie-Fahrplan generiert. In der Produktionssteuerung findet anschließend ein Abgleich dieser Vorgaben mit den realen Verbrauchs- und Produktionsdaten statt. Dazu wird auf Basis echtzeitnaher Rückmeldungen aus der Produktion eine aktualisierte IST-Maschinenbelegung errechnet und der zu erwartende Lastgang prognostiziert. Sollten sich hierbei Abweichungen ergeben, die einen Anstieg der Energiekosten zur Folge hätten, beispielsweise durch Überschreitung des Fahrplans, so werden von der Steuerung kurzfristige Energieflexibilitätsmaßnahmen initiiert.

Zusammenfassung

Der Beitrag stellt eine Methode vor, anhand derer die Energieflexibilität von Produktionssystemen bewertet werden kann. Dazu werden Maßnahmen der Nachfrageflexibilisierung in einem Produktionssystem identifiziert, kategorisiert und technisch bewertet. Weiterhin werden die ermittelten Maßnahmen systematisch in die Abläufe der Produktionsplanung und -steuerung integriert mit dem Ziel, die Energiekosten zu reduzieren und dabei die logistischen Ziele produzierender Unternehmen zu wahren.

2.4.2 Datenaustauschformate für Demand Response – Evaluation und Fallbeispiel mit OpenADR

Norman IHLE¹, Serge RUNGE¹, Christoph GUTSCHI²,
Karlheinz GÖDDERZ³

Einleitung

Durch die Zunahme der IKT-Systeme im Bereich des Energiemanagements sowie die deutlich verbesserten rechnergestützten Planungs- und Steuerungsinstrumente energieintensiver Einzelprozesse kommen von der Verbrauchsseite mehr und mehr Liefervertragspartner in Betracht. Um Industrieendkunden automatisiert in Planungs- und Steuerungssysteme einbinden zu können, müssen Planungsdaten ausgetauscht werden. Die zentralen Systeme des Versorgers bzw. Aggregators müssen auf kurzfristige Ablaufänderungen, die den Strombezug betreffen, reagieren können.

Im Projekt BESIC (*Batterie-Elektrische Schwerlastfahrzeuge im Intelligenten Containerterminalbetrieb*) wird geprüft, inwieweit Brückenschläge zwischen dem Automatisierungsumfeld einer Logistikdomäne (Containerterminalbetrieb) und der Energiedomäne (Lieferant/Aggregator) möglich sind. Im Rahmen des Projektes werden basierend auf den logistischen Erfordernissen die Möglichkeiten zur Prognose des Wirkleistungsbedarfs des Terminals und zur Ermittlung und Vermarktung von Flexibilität im Lastverlauf untersucht als auch die Nutzung eines marktkonformen Datenaustauschs evaluiert. Die Flexibilität im Leistungsbedarf entsteht dabei hauptsächlich aus der Nutzung von batterie-elektrischen Schwerlastfahrzeugen für den Containertransport. Die entsprechenden Batterieladevorgänge in einer Batteriewechselstation werden dabei über ein betriebliches Lastmanagement ohne Störung des betrieblichen Ablaufs beeinflusst.

Um die Lastgangvorhersage und die zur Verfügung stehende Flexibilität energiewirtschaftlich nutzbar zu machen ist ein Datenaustausch zwischen den Marktpartnern erforderlich. Dazu werden im Folgenden die betrachteten auszutauschenden Daten kurz beschrieben. Auf Basis dieser Anforderungen wurden etablierte sowie propagierte standardisierte Datenaustauschformate im Umfeld von Demand Response und Smart Grid für den Anwendungsfall Containerterminal untersucht und ein Standard für die Umsetzung ausgewählt. Der Auswahlprozess sowie die Umsetzung der entsprechenden Datenaustauschprozesse sollen im Folgenden beschrieben werden.

Anforderungen an Demand Response im Projekt BESIC

Um Demand Response (DR) Anwendungsfälle im Kontext des Containerterminals umzusetzen wurde festgelegt, dass folgende Informationen jeweils als eine Nachricht ausgetauscht werden sollen:

- Von dem Letztverbraucher an den Lieferant/Aggregator: Lastgangprognose, Flexibilitätsdaten, Verfügbarkeitsinformationen, Messdaten
- Vom Lieferant/Aggregator an den Letztverbraucher: Preisinformationen, Flexibilitätsvermarktungsinformationen, Abrufsignale für Flexibilität

Für alle diese Informationen wurden die zu beinhaltenden Daten festgelegt, sowie weitere allgemeine Festlegungen (z.B. Nutzung von UTC-Zeit, Kommunikationsmedium Internet, etc.) getroffen.

Kommunikationsstandards im Umfeld von Demand Response

Eine Anzahl von verschiedenen Kommunikationsformaten wurde bereits von verschiedenen Marktakteuren und Standardisierungsgremien im Energiesektor erarbeitet. Diese Formate unterscheiden sich in den Zielprozessen (z.B. Netzautomatisierung, Smart Meter Steuerung, Endkundenbeeinflussung, etc.), die sie unterstützen, der Ebene der Beschreibung (Datenmodell, Datenaustauschprotokoll, etc.), Verantwortlichen für das jeweilige Format (Energiesektortakteur, Verband, Standardisierungsgremium, etc.), sowie der derzeitigen Marktdurchdringung.

¹ Universität Oldenburg, Department für Informatik, {norman.ihle@uni-oldenburg.de}, {serge.runge@efzn.de}

² cyberGRID GmbH, Inkustrasse 16, 3400 Klosterneuburg, cg@cyber-grid.com

³ Vattenfall Europe Information Services, Überseering 12, 22297 Hamburg, karlheinz.goedderz@vattenfall.de

Folgende Datenaustauschformate wurden auf ihre Eignung für den Anwendungsfall Containerterminal und den damit verbundenen Anforderungen im Rahmen einer Studie untersucht: EDIFACT, Common Information Model (CIM), Mirabel FlexOffer, OpenADR, Virtual Heat and Power Ready (VHP-Ready) und das Open Smart Grid Protocol (OSGP).

Ergebnis der Evaluation und Umsetzung im Rahmen BESIC

Hinsichtlich der Anforderungen erfüllt OpenADR den Großteil und bietet eine große Offenheit bei der Umsetzung der genannten, aber auch weiteren Anforderungen, speziell für Demand Response. Dass das Format im US-amerikanischen Raum bereits erfolgreich im Einsatz ist, spricht ebenfalls für den Standard, daher wurde dieser als Grundlage der Implementierung ausgewählt.

OpenADR gibt eine flexible Architektur vor, bei der der verwaltende und steuernde Akteur als VTN (Virtual Top Node) bezeichnet wird und der gesteuerte Akteur als VEN (Virtual End Node), wobei diese Architektur kaskadierbar ist. Der VEN ist zuständig für die Steuerung der angeschlossenen „Ressourcen“, d.h. der schaltbaren Einrichtungen. Vorgegeben werden verschiedene Kommunikationssequenzen zwischen VEN und VTN für verschiedene Anwendungsfälle. Die wichtigsten Nachrichtentypen sind dabei der „Report“ für die regelmäßige Übermittlung von Informationen (z.B. Messdaten) und das „Event“ für spontane Ereignisse (z.B. Flexibilitätsabruf). Weitere Nachrichtentypen betreffen z.B. die gegenseitige Registrierung von VEN und VTN und den Austausch von verfügbaren Daten und Zeiten. Die einzelnen Nachrichtentypen werden über XML-Schemata beschrieben, aus denen man für einzelne Nachrichtenzwecke neben obligatorischen Feldern auch optionale Felder wählen und die Nachrichten so an die eigenen Bedürfnisse anpassen kann. Oft wird die Möglichkeit geboten über Erweiterungen eigene Datentypen zu spezifizieren. Als Übertragungsprotokoll werden HTTP oder XMPP vorgegeben.

Im Rahmen des Projektes BESIC wurde auf Seiten des Energiemanagementsystems des Containerterminals ein VEN installiert. Diese übermittelt periodisch Messdaten und einmal täglich die verfügbare Flexibilität für den Folgetag als OpenADR-Report an den VTN. Vom VTN empfängt der VEN Informationen zu der erfolgten Vermarktung der angebotenen Flexibilität und ggf. Abrufsignale für diese. Die Abrufsignale werden von dem Energiemanagementsystem in Steuerungssignale für das Batterienverwaltungssystem umgesetzt. Auf diesem Wege können Ladevorgänge für einzelne Batterien in der Batteriewechselstation (BWS) beeinflusst werden. Zusätzlich sendet der VEN minütlich die aktuellen Leistungsaufnahmewerte der BWS als OpenADR-Report. Auf Seiten des Lieferanten/ Aggregators wurde ein VTN implementiert, der in ein vorhandenes DR-System eingebunden wurde. Über das DR-System ist der Containerterminal damit in einen vorhandenen flexiblen Anlagenpool eingebunden, dessen Flexibilität am Markt für Minutenreserveleistung angeboten wird. Die entsprechenden Ergebnisse der Vermarktung werden an die betroffenen Anlagen kommuniziert, im Falle des Containerterminals als Open-ADR-Event. Abrufe der Flexibilität, z.B. im Rahmen der Regelleistungserbringung werden auch als OpenADR-Event an den Containerterminal übermittelt. Der VEN bestätigt den entsprechenden Abruf (optin) oder lehnt die Teilnahme am Abruf ab (opt-out).

Im Rahmen eines Feldtests werden die Implementierungen derzeit im Echtbetrieb getestet. Dabei werden für den deutschen Markt für Minutenreserve verschiedene Szenarien aus dem Jahr 2014 genutzt und bei entsprechendem Angebot an Flexibilität vom Terminal wird diese in einer Simulation vermarktet und die Regelleistungsaabrufe entsprechend nachgestellt. Dabei zeigt sich in ersten Ergebnissen, dass die OpenADR-Schnittstelle die funktionalen Anforderungen erfüllt und stabil für den Austausch der Informationen genutzt werden kann.

Zusammenfassung

Im Rahmen des Projektes BESIC wurde ein DR-Anwendungsfall für einen Containerterminal entwickelt und implementiert. Für die Kommunikation zwischen Lieferant/Aggregator und Endkunde wurden verschiedene Kommunikationsstandards evaluiert. Darauf basierend wurde OpenADR ausgewählt und entsprechend den Anforderungen erfolgreich implementiert. Erste Ergebnisse des Feldtests bestätigen die Eignung des Standards zur Erfüllung der Anforderungen im Rahmen des Projekts.

2.4.3 Flexibilitätspotential von industriellen KWK-GuD-Anlagen in Deutschland

Steffen KAHLERT¹, Hartmut SPLIETHOFF¹

Inhalt

Der Ausbau der erneuerbaren Energien steigert den Bedarf an flexibler Stromerzeugung in Europa. In Deutschland schaltet im Jahr 2022 das letzte Atomkraftwerk ab. Eine Reihe von Kraftwerken in Deutschland ist bereits für die Stilllegung angemeldet. Am Ende einer erfolgreichen Energiewende muss die konventionelle Stromerzeugung zu großen Teilen substituiert werden. Der verbliebene Kraftwerkspark muss dann flexibel eingesetzt werden. In Zeiten hoher Erzeugung aus den erneuerbaren Energien sind heute schon nur noch sogenannte „Must-Run“-Kraftwerke am Netz. Das sind Kraftwerke, die sich aufgrund langer Anfahrtszeiten nicht ausschalten lassen und KWK-Kraftwerke, deren Wärme die Fernwärmenetze von Städten oder Industrieunternehmen versorgt.

Vor allem die Industriekraftwerke sind in ihrem Betrieb stark eingeschränkt, weil die Versorgung mit Prozesswärme ständig sichergestellt werden muss. In Abb. 1 ist der deutsche Gas- und Dampfkraftwerkspark zusammengefasst (inkl. Gasmotor-kraftwerken >10 MW). Industrielle Gaskraftwerke verfügen insgesamt über eine elektrische Kapazität von 4,2 GW und i. d. R. eine sehr hohe Auslastung. Es handelt sich größtenteils um kleine, bis mittelgroße GuD-Kraftwerke mit Dampfauskopplung. Diese Anlagen werden üblicherweise wärmegeführt gefahren. Zum einen honoriert der aktuelle Markt die stromgeführte Fahrweise nicht ausreichend und zum anderen befürchten Betreiber industrieller Kraftwerke mit einer dynamischen Betriebsweise, die Prozessdampfversorgung zu unterbrechen und somit die nachgeschaltete Produktion zu gefährden. In Zusammenarbeit des Lehrstuhls für Energiesysteme mit E.ON Energy Projects wird das Flexibilitätspotential von industriellen KWK-GuD-Anlagen untersucht werden. Dabei wird untersucht, welche Lastwechsel und Lastwechsel-geschwindigkeiten bei zuverlässiger Prozessdampfversorgung realisiert werden können. Die erhöhte Lastflexibilität der Industriekraftwerke kann in Zukunft die Netzbetreiber mit zusätzlicher, regelbarer Kapazität ausstatten, die benötigt wird um die Netzfrequenz zu stabilisieren. Der Kraftwerksbetreiber verbessert gleichzeitig das Vermarktungspotential des Kraftwerks durch kurzfristigen Intraday-Handel und Regelleistungsbereitstellung.

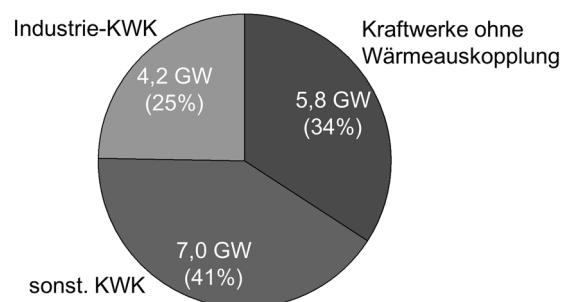


Abbildung 1: Elektrische Leistung GuD-Kraftwerke und Gasmotoren in Deutschland 2015 [1,2].

Methodik

In Zusammenarbeit mit E.ON wurde die Lastdynamik einer KWK-GuD-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 120 MW untersucht. Das Kraftwerk verfügt über eine 76 MW-Industriegasturbine und der nachgeschaltete Abhitzedampferzeuger ist mit einer Zusatzfeuerung ausgestattet. Der Dampf wird mit einer Entnahmekondensationsturbine entspannt, sodass der Prozessdampf bei konstantem Druck bereitgestellt werden kann. Auf Grundlage von Messdaten, und technischen Zeichnungen wird ein dynamisches Kraftwerksmodell mit der Software „Apros“ erstellt. Auch alle für Blockregelung relevanten Regelkreise werden realitätsgetreu modelliert.

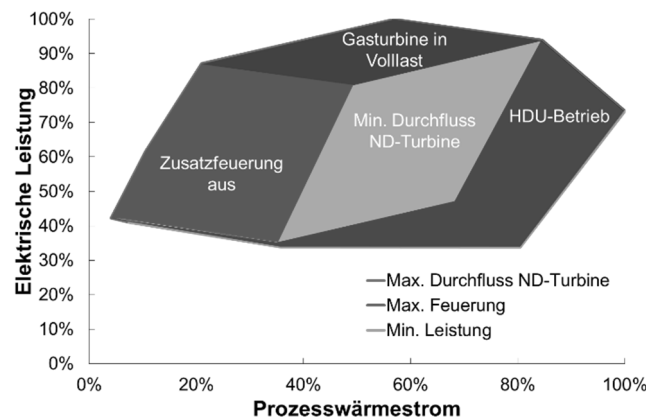
¹ Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiesysteme, Boltzmannstraße 15, 85748 Garching, Tel.: +49 89 289 16272, Fax: +49 89 289 16271, www.es.mw.tum.de, {steffen.kahlert|spliethoff}@tum.de

Anschließend werden unter der Berücksichtigung der technischen Betriebsgrenzen Parameterstudien durchgeführt. Exemplarisch für die Lastdynamik der Anlage wird die Sekundärregelleistung untersucht, die einer Laständerung in 5 min entspricht. So kann gezeigt werden, welche Lastwechsel mit dem GuD-Kraftwerk möglich sind und welcher Anlagenteil limitierend für die Lastdynamik ist.

Ergebnisse

Möglicher Lastbereich

Der Betriebsbereich wird durch die Mindestlast der Gasturbine begrenzt. Die Zusatzfeuerung erweitert den Lastbereich hin zu hohen thermischen Leistungen. Vor allem ein variables Verhältnis von



Stromerzeugung zu Wärmeauskopplung ist eine Anforderung an heutige KWK-Anlagen. Die Entnahmekondensationsturbine ermöglicht unterschiedliche elektrische Leistungen bei der gleichen Wärmelast. In Kombination mit dem Betriebsgrenzen der Gasturbine ergibt sich der in Abb. 2 dargestellte Lastbereich. Die Nutzung der Hochdruckumleitung (HDU) der Dampfturbine ermöglicht eine weitere Absenkung der elektrischen Leistung bei hohen Prozessdampfmassenströmen.

Abbildung 2: Lastbereich der untersuchten KWK-GuD-Anlage

Lastdynamik der KWK-Anlage

Die Gasturbine zeigt eine sehr gute Regelbarkeit der Leistung. Der nachgeschaltete Wasserdampfkreislauf gibt eine Änderung des Wärmeeintrags nur stark verzögert weiter. Die Zusatzfeuerung lässt es zu, durch ein Übersteuern der Feuerungswärmeleistung die Trägheit des Dampferzeugers weitestgehend zu kompensieren. Dazu muss aber der Maximalwert und der maximale Gradient der Feuerungswärmeleistung beachtet werden. Für die Bereitstellung von Regelenergie kann ein großer Teil des Lastbereichs genutzt werden. Allerdings muss die Fahrweise des Blocks im wärmegeführten Betrieb eine ausreichende Laständerung zulassen. Bei der Lastdynamik ist vor allem die Leittechnik des Kraftwerks von zentraler Bedeutung, weil eine gute Regelbarkeit der Blockleistung und der wichtigsten Prozessparameter garantiert werden muss. Vor allem die Prozessdampfversorgung muss auch im dynamischen Betrieb gesichert sein. Hierbei ist die Regelung der Entnahmekondensationsturbine und speziell das Zusammenspiel des Entnahmeventils mit dem Turbineneintrits- und dem Hochdruckumleitventil entscheidend.

Potential und Grenzen der Flexibilisierung

Die dynamischen Simulationen zeigen, dass kostengünstige leittechnische Maßnahmen eine Flexibilisierung von Industriekraftwerken zulassen. Vor allem KWK-GuD-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine können einen hohen Anteil ihrer Stromerzeugung kurzfristig an die Anforderungen des Netzes anpassen ohne eine Unterbrechung der Prozessdampfversorgung. GuD-Industriekraftwerke können daher sowohl kurzfristig über Regelleistung die Netzfrequenz stabilisieren als auch über längere Zeiträume ihre elektrische Erzeugung anheben. Neben der technischen Machbarkeit spielt die wirtschaftliche Betrachtung der stromgeführten Betriebsweise eine zentrale Rolle. Dabei zeigt sich, dass der aktuelle Strommarkt kaum Anreize für eine systemdienliche Fahrweise bietet. Eine Anpassung des Strommarkts wäre notwendig, um das Flexibilitätspotential von industriellen KWK-Anlagen vollständig zu nutzen.

Referenzen

- [1] Bundesnetzagentur, 2015, „Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur“, Stand 10/2015
- [2] Umweltbundesamt (D), 2015, „Datenbank Kraftwerke in Deutschland“, Stand 09/2015

2.4.4 Handlungsoptionen zur stärkeren Nutzung von Flexibilitäten im Verteilnetz in den Bereichen Strom und Wärme

Noha SAAD HUSSEIN¹, Christine KRÜGER², Tomke JANßEN²,
Wolfgang BIENER¹, Charlotte SENKPIEL¹

Hintergrund

Um den Herausforderungen des Klimawandels, der steigenden Energienachfrage sowie Ressourcenknappheit zu entgegnen, spielen dezentrale Energiesysteme eine immer größere Rolle. Auch durch eine künftig engere Verzahnung von Strom- und Wärmeerzeugung, insbesondere auf der Verteilnetzebene, werden sich neue Möglichkeiten zu netzdienlichen Stromerzeugung und -verbrauch ergeben. Jedoch existieren bisher keine konkreten Konzepte, wie diese Nutzung aus Systemsicht vollzogen werden könnte, zudem fehlen Analysen über deren wirtschaftliche Tragfähigkeit. Es wird vermutet, dass auf Ebene eines Verteilnetzes (zur Versorgung von Haushalten, Industrie und Gewerbe) ein großes Flexibilitätspotenzial existiert, das durch die koordinierte Betriebsführung und den Zubau von Komponenten, sowie durch Handel mit Strom und Regelenergie, erschlossen werden kann. Daher ist das Ziel der Analyse, eine neue Marktrolle im Verteilnetz zu erarbeiten, den Decentralized Market Agent (DMA). Dieser hat die Aufgabe, den Betrieb und den Zubau von Technologien in einem Verteilnetz unter Kostengesichtspunkten zu minimieren. Das Paper beantwortet in diesem Kontext die Frage, welche Handlungsoptionen netzdienlich sein können die auch technisch und wirtschaftlich realisierbar sind.

Methodik

Zur Auswahl der Handlungsoptionen wurde eine detaillierte Analyse der möglichen Eingriffsfelder der Marktrolle durchgeführt. Die Handlungsoptionen liegen in den Bereichen Lastmanagement, energetische Gebäudesanierung, Strom- und Wärmenetzausbau und Technologiezubau (Erneuerbare Energietechnologien, Speicher, erneuerbare und fossile Technologien der Wärmebereitstellung). Anschließend wurden für die definierten Handlungsoptionen technische sowie ökonomische Parameter erarbeitet. Darauf aufbauend wurden für jede identifizierte Handlungsoption mögliche Vergütungs- bzw. Anreizmechanismen untersucht. Das Ergebnis der Untersuchung ist eine Darstellung der Handlungsoptionen des DMA, die in einem dezentralen Energiesystem realisierbar sind. Die Ergebnisse werden plausibilisiert, indem die Potentiale und Barrieren für die Handlungsoptionen unter derzeit existierenden Rahmenbedingungen analysiert werden.

Ergebnisse der Untersuchung

Die ersten Analysen zeigen, dass es mehrere netzdienliche Handlungsoptionen gibt, die technisch realisierbar sind und ein Erlöspotenzial für die neue Marktrolle aufweisen. Diese Erlöse kann die Marktrolle in Anreize umsetzen, um Investitions-Hemmnisse zu adressieren.

Tabelle 1 zeigt eine Auswahl der untersuchten Handlungsoptionen, die zur erhöhten Nutzung von Flexibilitäten dienen können. Aufgrund der hohen Anzahl werden in diesem Paper drei bis vier Handlungsoptionen genauer vorgestellt.

¹ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg im Breisgau,
{Tel.: +49 76145885081, noha.saad.hussein@ise.fraunhofer.de},
{Tel.: +49 76145885893, wolfgang.biener@ise.fraunhofer.de},
{Tel.: +49 76145885078, charlotte.senkpiel@ise.fraunhofer.de},
www.ise.fraunhofer.de

² Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Döppersberg 19,
{Tel.: +49 2022492-150, christine.krueger@wupperinst.de},
{Tel.: +49 2022492-199, tomke.janssen@wupperinst.de},
www.wupperinst.org

	Potentielle Möglichkeiten	Potentielle Grenzen oder Konflikte		
		Verbraucher	Regulierung	Finanzierung
Energieeffizienz	<ul style="list-style-type: none"> • Dienstleistungen für Maßnahmen von Energieeffizienz • Vor-Ort Beratung für Energieeffizienzmaßnahmen 	<ul style="list-style-type: none"> • Bürokratische Komplexität kann sehr hoch sein • Besorgnis über Bauarbeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • Gebäudestandards sind in der Energieeinsparverordnung festgelegt • Das CO₂-Gebäude-sanierungsprogramm der KfW unterstützt Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor 	<ul style="list-style-type: none"> • Die Ausgaben können hoch und die Einsparungen unsicher sein, da die Amortisationszeit lang ist und die Einsparungen vom Verhalten des Verbrauchers abhängen • Schnelle Änderungen im Marktumfeld
KWK (Bezirk)	<ul style="list-style-type: none"> • Steuerung der KWK-Anlage 	<ul style="list-style-type: none"> • Infrastrukturelle Maßnahmen, wie ein Fernwärmenetz sind nötig 	<ul style="list-style-type: none"> • Umlage der KWK-Förderung auf die Stromkunden (für Anlagen mit Wärme und Stromproduktion) 	<ul style="list-style-type: none"> • Bonus oder Tarif für die Bereitstellung von Flexibilität für das Verteilnetz nötig • Umlage der KWK-Förderung auf die Stromkunden (für Anlagen mit Wärme und Stromproduktion)
	<ul style="list-style-type: none"> • Finanzielle Anreize für Investitionen 			
Mikro KWK (Haushalt)	<ul style="list-style-type: none"> • Finanzielle Anreize für Investitionen 	<ul style="list-style-type: none"> • Maßnahmen in Haushalten 	<ul style="list-style-type: none"> • Förderrichtlinie für Mikro-KWK-Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Investition in Technologie ohne klare Vermarktungsstrategie
	<ul style="list-style-type: none"> • Pooling von mikro-KWK durch den DMA 	<ul style="list-style-type: none"> • Bedenken über die Verbreitung persönlicher Verbrauchsdaten • Externe Steuerung von Strom und Wärmeproduktion 	<ul style="list-style-type: none"> • Investitionsförderung für mikro-KWK-Anlagen <20kW_{el} für Bestandsgebäude 	<ul style="list-style-type: none"> • Bonus für die Bereitstellung von Flexibilität für das Verteilnetz, das Verbrauchermanagement sowie ICT Kosten
Netz	<ul style="list-style-type: none"> • Netzdienstleistungen durch netzunterstützende Fahrweise von KWK-Anlagen, Batterien • Dienstleistungen als Netzplaner: Entscheidung /Empfehlung, ob Netzausbau oder Nutzung von „Smart Grid“ Optionen 	<ul style="list-style-type: none"> • Große Unsicherheit über die Kommunikation zwischen DSO und anderen Akteuren, wie dem DMA • Plus: Zurückhaltung beim Netzausbau (wegen Enteignungsverfahren) und Unsicherheiten über Möglichkeiten durch „Smart Grids“ 	<ul style="list-style-type: none"> • Wenn DMA = DSO → kein existierendes Geschäftsmodell (ausgenommen: Bonus für KWK-Anlagen wenn diese während der Zeit der Spitzenlast im Jahr laufen) • Generell: derzeitige Regulierung erlaubt im Gegensatz zu konventionellen Maßnahmen nicht die Refinanzierung von „Smart Grid“ Optionen → Eine Novellierung der „Anreizregulierungs-Verordnung (ARegV)“ wird derzeit diskutiert 	
Lastmanagement in der Industrie	<ul style="list-style-type: none"> • Lastverschiebung von industriellen Prozessen durch den DMA (unter Berücksichtigung der betrieblichen Restriktionen) 	<ul style="list-style-type: none"> • Mögliche Einbußen in Produktqualität durch Eingriff in Betriebsabläufe • Effizienzeinbußen durch Erschließung/Nutzung der Potenziale • Offenlegung detaillierter Betriebsdaten 	<ul style="list-style-type: none"> • Notwendigkeit von Präqualifizierung industrieller Lastmanagement-Potenziale • Normung von Ansteuerungs-Schnittstellen 	<ul style="list-style-type: none"> • Erlöse aus Flexibilisierung müssen Eingriff in die Betriebsautonomie und die Kosten zur Erschließung, Vorhaltung und zum Einsatz der Potenziale kompensieren • Planungssicherheit für ggf. notwendige Investitionen muss gegeben sein
Elektrifizierung thermischer Prozessen	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöht in Kombination mit thermischen Speichern die elektrische Flexibilität 	<ul style="list-style-type: none"> • Investition in Erzeugungsanlagen und Speicher • Stromkosten übersteigen Brennstoffkosten • Effizienzeinbußen durch Erschließung/Nutzung der Potenziale • Offenlegung detaillierter Betriebsdaten 	<ul style="list-style-type: none"> • Flexibilisierung der regulären Netzentgeltstruktur und der Regelungen des §19 StromNEV • ggf. flexible Stromtarife 	<ul style="list-style-type: none"> • Kompensation der Mehrkosten & Investitionen • Planungssicherheit für Investitionen muss gegeben sein

Tabelle 1: Überblick von Potentialen und Barrieren der möglichen Handlungsoptionen, die eine neue Marktrolle zur Erhöhung der Flexibilitäten in einem Verteilnetz nutzen kann.

2.4.5 Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien mit dem europäischen Energiesystemmodell TIMES PanEU

Julia WELSCH¹, Ulrich FAHL¹, Markus BLES¹

Hintergrund und Zielsetzung

Der im Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehene Anteil der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung in Deutschland führt zu einem erhöhten Bedarf an Flexibilisierungsoptionen zum zeitlichen und räumlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage von elektrischer Energie. Das Ziel des Beitrags ist die Entwicklung methodischer Ansätze zur Abbildung von Speichern und Power-to-X in Energiesystemmodellen sowie die systemanalytische Bewertung von Energiespeichern in Deutschland im Kontext des europäischen Energiesystems.

Das europäische Energiesystemmodell TIMES PanEU

Den Ausgangspunkt bildet das europäische Energiesystemmodell TIMES PanEU. Dieses ist ein lineares Optimierungsmodell basierend auf dem Modellgenerator TIMES, der in der mathematischen Modellierungsumgebung GAMS implementiert ist. TIMES ist ein Modellgenerator für Bottom-up Energiesystemmodelle, der innerhalb des Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) der International Energy Agency (IEA) entwickelt wurde [1 bis 2].

In TIMES PanEU wird das Energiesystem der Staaten der EU-28 sowie von Norwegen und der Schweiz hinsichtlich seiner Gesamtsystemkosten integral optimiert. Der Modellierungszeitraum reicht von 2010 bis 2050 und ist in mehrere Zeitschritte unterteilt (5-Jahres-Schritte). Bei der Optimierung erfolgt eine integrale Ausbau- und Einsatzoptimierung über den gesamten Modellierungszeitraum [3 bis 5]. Das Referenzenergiesystem ist in mehrere Bereiche gegliedert: Öffentliche Strom- und Wärmebereitstellung, sonstige Energieumwandlung (z. B. Raffinerien) Haushalte, GHD, Landwirtschaft, Transport, Industrie (inklusive Eigenerzeugung) und Bereitstellung von Energieträgern.

Herausforderungen bei der Modellierung von Speichern in Energiesystemmodellen

Eine methodische Herausforderung bei der Modellierung von Speichern in Energiesystemmodellen besteht darin, sowohl die notwendige zeitliche und räumliche Struktur eines Modells als auch die Lösbarkeit des Modells zu gewährleisten [6]. Mit wachsender Anzahl an Regionen und Zeitsegmenten, die integral optimiert werden, steigt die Rechenzeit exponentiell an. Eine hohe zeitliche Auflösung, z. B. eine stündliche Auflösung, ermöglicht die Abbildung großer Schwankungen in den Einspeiseganglinien sowie die Darstellung von Lastspitzen und Lasttälern. Die Abbildung des kontinuierlichen Betriebes eines Energiespeichers erfordert eine hohe zeitliche Auflösung basierend auf repräsentativen, zusammenhängenden, aufeinanderfolgenden Zeitsegmenten.

Bei einer hohen räumlichen Auflösung, z. B. der Unterteilung jedes europäischen Staates in mehrere Teilregionen, können darüber hinaus Stromnetze und regional differenzierte Wärme- bzw. Fernwärmenachfragen detailliert abgebildet werden, so dass Kapazitäten der Stromnetze bzw. der Fernwärmeversorgung optimiert werden (bei Gewährleistung von Lösbarkeit und akzeptablen Rechenzeiten). Die Herausforderung besteht darin, eine angemessene zeitliche und räumliche Struktur im Zusammenhang mit der Komplexität der Topologie einer Modellregion zu finden.

¹ Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart, Fax: +49 711 685 878 73, www.ier.uni-stuttgart.de,
{Tel.: +49 711 685 878 48, julia.welsch@ier.uni-stuttgart.de},
{Tel.: +49 711 685 878 30, ulrich.fahl@ier.uni-stuttgart.de},
{Tel.: +49 711 685 878 65, markus.blesl@ier.uni-stuttgart.de}

Die Betrachtung aller Bereiche (Strom, Wärme, Mobilität) ermöglicht die integrierte Analyse der sektorübergreifenden Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Energiebereitstellungs- u. -nachfragesektoren, z. B. durch den Einsatz von Power-to-Heat, erhöht jedoch gleichzeitig auch die Komplexität des Energiesystem-modells. Dabei können sowohl Speicherausbau als auch Speichereinsatz durch diese Wechselwirkungen beeinflusst werden.

Darüber hinaus stellt sich bei der Ausbau- und Einsatzoptimierung die Frage nach der Dimensionierung der Speichertechnologien hinsichtlich des Verhältnisses von Speicherkapazität und Ein- bzw. Ausspeicherleistung. Ein variables, modellendogenes Verhältnis von Speicherkapazität und Speicherleistung führt auf der einen Seite zu einem optimierten Ausbau und Einsatz von Speichertechnologien, erhöht jedoch auf der anderen Seite auch die Komplexität des Modells.

Erhöhung der zeitlichen Auflösung in TIMES PanEU

Zur detaillierten Abbildung von Energiespeichern ist es notwendig, die zeitliche Auflösung für die Modellregion Deutschland zu erhöhen. Für Resteuropa wird die ursprüngliche zeitliche Auflösung beibehalten, da der Fokus bei der Modellierung und Bewertung von Speichertechnologien auf der Modellregion Deutschland liegt.

Aufgrund der zeitpunktübergreifenden Bedingungen eines Speicherprozesses, nach denen der Speicherfüllstand eines Zeitsegmentes Einfluss auf den Speicherfüllstand des nachfolgenden Zeitsegmentes hat, ist die Modellierung repräsentativer, zusammenhängender Zeitsegmente über mehrere Tage bzw. Wochen notwendig. Daher wird die zeitliche Auflösung für Deutschland auf fünf Typwochen mit dreistündlicher Auflösung erhöht. Diese fünf Typwochen setzen sich zusammen aus einer Standard-Typwoche pro Jahreszeit (224 Zeitsegmente pro Jahr) und einer zusätzlichen Herbst-Peakwoche zur Abbildung hoher Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien (56 Zeitsegmente pro Jahr). Damit können kurzfristige, tagesübergreifende Speicher detailliert dargestellt werden.

Speichermodellierung in TIMES PanEU

In der vorliegenden Analyse werden ausgewählte mechanische, thermische und chemische Energiespeicher betrachtet, die im Rahmen der Energiesystemmodellierung und bei der Bewertung von Speichertechnologien im deutschen und europäischen Energiesystem von besonderer Bedeutung sind. Bei der Modellierung von Stromspeichern werden Pumpspeicherkraftwerke, adiabate und diabate Druckluftspeicherkraftwerke sowie stationäre und mobile Akkumulatoren betrachtet, da diese Technologien in technischer und ökonomischer Hinsicht für die großtechnische Speicherung elektrischer Energie geeignet sind. Zur Flexibilisierung des Kraftwerkseinsatzes von KWK-Anlagen und solarthermischen Kraftwerken sind der elektrische Heizstab und die Großwärmepumpe in Kombination mit einem Wärmespeicher geeignet. Auch dezentrale Wärmespeicher in Haushalten in Kombination mit elektrischen Heizstäben sowie Nachtspeicherheizungen werden in TIMES PanEU abgebildet. Zentrale Gasspeicher (Erdgasspeicher, Wasserstoffspeicher, Erdgasnetz) in Kombination mit Power-to-Gas (Wasserelektrolyse, Methanisierung) können ebenfalls zur Flexibilisierung des Energiesystems beitragen.

Die Speicher werden in TIMES PanEU als Abfolge von drei Prozessen modelliert: Einspeicherprozess, Speicherprozess, Ausspeicherprozess. Dies ermöglicht ein variables, modellendogenes Verhältnis von Speicherkapazität und Speicherleistung, da dem Ein- und Ausspeicherprozess eine Leistung und dem Speicherprozess eine Energiemenge (maximaler Energieinhalt) als Kapazität zugewiesen wird.

Ergebnis der Szenarioanalyse und Ausblick

Die Analyse eines Energiewendeszenarios zeigt, dass die zunehmende fluktuierende Einspeisung von Strom aus Wind- und PV-Anlagen unter der Annahme der Fortschreibung des EEG bis zu einem Anteil von rund 55 % erneuerbarer Energien am Stromverbrauch insbesondere durch die Flexibilisierungsoptionen Curtailment, veränderte Stromnachfrage, Lastverschiebung und verstärkten Strom-handel erfolgen kann. Bei höheren Anteilen erneuerbarer Energien ist zusätzlich ein Zubau von großen Stromspeicherkapazitäten und Power-to-Heat notwendig. Power-to-Gas erweist sich unter den betrachteten Rahmenannahmen als ökonomisch nicht tragfähig. Zukünftige Szenarioanalysen sollen sich darüber hinaus mit der integrierten Berücksichtigung von Elektromobilität und Nachtspeicherheizungen bzw. Power-to-Heat (mit Wärmespeichern) in Haushalten befassen.

Literaturverzeichnis

- [1] Remme, U.: Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell. Dissertation. Stuttgart 2006
- [2] Loulou, R.; Lehtilä, A.; Kanudia, A.; Remme, U.; Goldstein, G.: Documentation for the TIMES Model, Part II. 2005
- [3] Blesl, M.: Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas – eine Energiesystem- und Technikanalyse. Forschungsbericht Nr. 120, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). Stuttgart 2014
- [4] Blesl, M.; Kober, T.; Kuder, R.; Bruchof, D.: Implications of different climate policy protection regimes for the EU-27 and its member states through 2050. Climate Policy Vol. 12, S. 301-319. 2012
- [5] Blesl, M.; Kober, T.; Bruchof, D.; Kuder, R.: Effects of climate and energy policy related measures and targets on the future structure of the European energy system in 2020 and beyond. Energy Policy 38 6278-6292. 2010
- [6] Welsch, J.; Blesl, M.: Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien mit dem europäischen Energiesystemmodell TIMES PanEU, VDI Optimierung in der Energiewirtschaft, November 2015

2.4.6 Geschäftsmodelle für verschiedene Akteure in hybriden Endkundenmärkten – Eine Power2Heat-Fallstudie

Daniel SCHWABENEDER¹, Georg LETTNER¹,
Andreas FLEISCHHACKER¹, Hans AUER¹

Inhalt

Durch die Weiterentwicklung der europäischen Energiemärkte ergeben sich neue Herausforderungen aber auch Geschäftsmöglichkeiten für verschiedene Akteure innerhalb der Energie-Versorgungskette. Im Allgemeinen können Energiedienstleistungen für Endkunden (Beleuchtung, Heizen, etc.) von diversen Energieträgern zur Verfügung gestellt werden. Daher konkurrieren Strom-, Wärme- und Gasversorger um die Nachfrage der Endkunden. Berücksichtigt man gewisse Kopplungspunkte (KWK, Wärmepumpen, etc.), so können die unterschiedlichen Verteilnetze als ein hybrides (energieträgerübergreifendes) Energienetz interpretiert werden.

Die vorliegende Arbeit ist Teil des europäischen FP7-Projekts „OPTimising Hybrid Energy grids for smart cities“ (OrPHEuS). Ziel dieses Projektes ist die Entwicklung und Analyse von Steuerungsstrategien und Geschäftsmodellen für hybride Energienetze. Für die ökonomische Evaluierung wurde ein formales Framework in der Form von individuellen Optimierungsmodellen für die jeweiligen Marktteilnehmer (Verteilnetzbetreiber, Versorger und Endkunden) entwickelt.

In diesem Beitrag wird eine Fallstudie für eine Power2Heat-Anwendung in einem Niederspannungsnetzabschnitt in Ulm, Deutschland, mit einem hohen Anteil an Endkunden mit PV-Systemen vorgestellt. Es wird untersucht, ob bei einem weiteren Zuwachs an PV-Installationen der Einbau von Heizstäben in den Warmwasserspeichern der einzelnen Haushalte und die Verwendung von PV-Überschussstrom zur Warmwasserbereitung eine wirtschaftliche Alternative zur Reinvestition in das Verteilnetz (in diesem Fall in einen leistungsstärkeren Transformator) darstellt.

Methodik

Um die Auswirkungen der Überschussstromnutzung für die Warmwasserbereitung zu ermitteln, wird ein Lineares Optimierungsproblem implementiert, das die Energiegestehungskosten für die 133 Haushalte in dem betrachteten Netzabschnitt minimiert. Für unterschiedliche PV-Ausbauszenarien wird dieses Modell jeweils ohne und mit installierten Heizstäben und entsprechender koordinierter Steuerung unter der Annahme von perfekter Voraussicht gelöst. Die Resultate werden in Bezug auf Kosten für den Netzbetreiber, Kosten für die Endkunden (aufgeschlüsselt nach Kunden mit und ohne PV-Systemen) und Auslastung des Transformators miteinander verglichen und nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten bewertet. Dabei wird auch nach unterschiedlichen Rahmenbedingungen (den Netztarif auf die Überschussstromnutzung und die Einspeisevergütung für PV-Anlagen betreffend) differenziert.

Ergebnisse

Derzeit ist die Analyse dieser Fallstudie noch nicht zur Gänze abgeschlossen. Die Ergebnisse werden für die unterschiedlichen PV-Ausbauszenarien jeweils ein Ranking der unterschiedlichen Alternativen für das Geschäftsmodell des Verteilnetzbetreibers zeigen. Die vorläufigen Resultate der Modellierung lassen vermuten, dass die Überschussstromnutzung für die Warmwasserbereitung in den meisten Szenarien keine wirtschaftliche Alternative zu einer Reinvestition in einen neuen Transformator darstellt.

¹ Technische Universität Wien, Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370375, schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

2.5 **SPEICHERUNG I (SESSION A5)**

2.5.1 **Netzstützende Speicherbewirtschaftung im Verteilnetz mittels der Speicherhandelsplattform SOLVER**

**Lukas GLOTZBACH¹, Nico RITSCHHEL¹, Klaus-Martin GRAF¹,
Johannes GERDES¹**

Einleitung

Der Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik der Hochschule Darmstadt hat gemeinsam mit der ENTEGA AG und der ads-tec GmbH – gefördert durch das Hessische Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung – im Rahmen des Forschungsprojektes SOLVER (*Speicheroptimierung in lokalen Verteilnetzen; Projektlaufzeit März 2013 bis April 2015, www.solver-hessen.de*), eine offene und unabhängige Handelsplattform für Speicherkapazitäten in lokalen Verteilnetzen entwickelt, die diskriminierungsfrei und abwicklungssicher arbeitet.

Konzept

Die Handelsplattform verfügt über ein Webfrontend über das der Handel abgewickelt wird. Gehandelt werden können folgende Produkte:

- Frequenzhaltung (PRL, SRL)
- Spannungshaltung
- Engpassmanagement
- Energiehandel
- Bezugsfahrplan
- USV & Netzinselvesorgung

Die Anbindung der Batteriespeicher erfolgt über die Big-LinX® Energy Cloud von ads-tec. Diese gewährleistet eine abgesicherte Kommunikation und dient als zentrale Datenaufbereitung verteilter und unterschiedlicher Speicherformen.

Aufbau Pilotsystem und Feldtest

Das erarbeitete Konzept wurde in einem Pilotsystem realisiert. Dazu entstand an der Hochschule Darmstadt der Handelsplattform-Server, der über ein öffentlich zugängliches Informationsportal und das private Handelssystem, das nur akkreditierten Nutzern innerhalb des Big-LinX®-VPN zugänglich ist, verfügt.

Das Pilotsystem wurde in einem Feldtest praktisch erprobt. Dazu stellte die ENTEGA vier Lithium-Ionen-Batterien und zwei Redox-Flow-Speicher im eigenen Netzgebiet in Südhessen zur Verfügung. Diese wurden jeweils mit einer Big-LinX®-Remote-Firewall ausgestattet. Weiterhin hat ads-tec einen Speichercontainer aus der eigenen Serie StoraXe® mit 250 kW Leistung für den Feldtest errichtet.

Frequenzregelung

Mit dem StoraXe®-Container, der über eine Frequenzmessung verfügt, konnte Frequenzhaltung nach dem Prinzip der Primärregelleistung (PRL) durchgeführt werden. Die Leistung des Speichers ist zwar für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt zu gering, doch kann die Leistung sehr schnell verändert werden, um als sogenannter „Schnellstarter“ in einem PRL-Pool teilzunehmen.

¹ Hochschule Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Birkenweg 8-10, 64295 Darmstadt, Tel.: +49 6151-16-8461, lukas.glotzbach@h-da.de

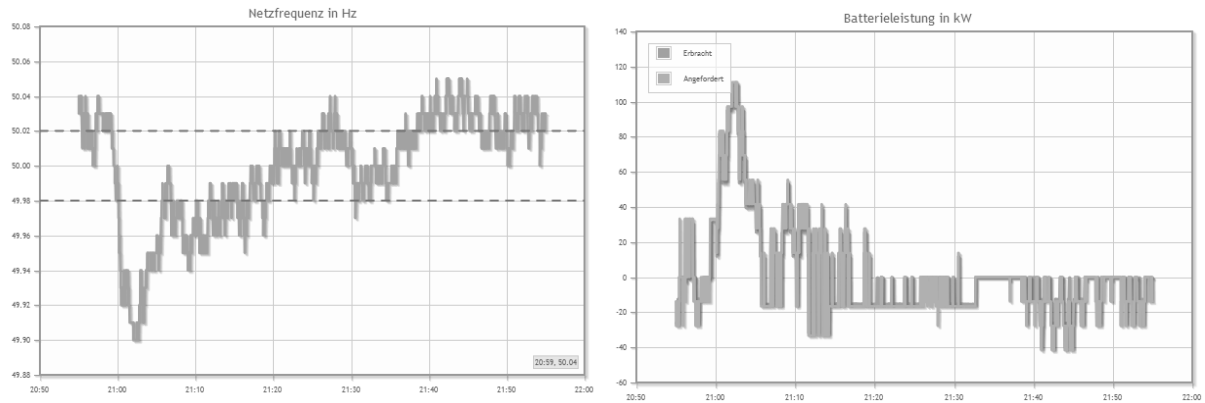


Abbildung 1: Frequenzeinbruch um etwa 0,12 Hz (links) am 21. März 2015 und Erhöhung der Einspeiseleistung auf circa 50% der Nennleistung des StoraXe®-Containers (rechts).

Spannungshaltung

Die Speicheranwendung Spannungshaltung regelt die Spannung innerhalb eines vorgegebenen Bandes anhand der lokalen Spannungsmessung am Netzknoten. Der Grenzwert für langsame Spannungsänderungen in Niederspannungsnetzen liegt nach DIN EN 50160 bei $230\text{ V} \pm 10\%$ (Ausnahmen bis -15%). Da im Niederspannungsnetz ein großes R/X-Verhältnis vorliegt, erfolgt die Spannungshaltung durch Wirkleistungsänderungen.

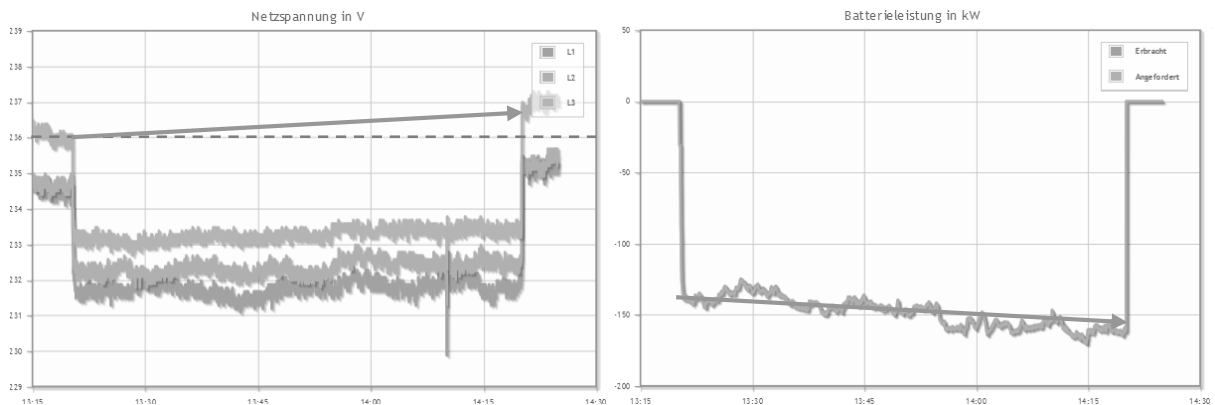


Abbildung 2: Mit dem StoraXe®-Container ist trotz Standort nahe einer Umspannanlage eine Beeinflussung der Spannung möglich. Der Regelungsalgorithmus hat dynamisch auf die netzseitige Spannungserhöhung mit einer Anpassung der Ladeleistung reagiert (rechts) und die Spannung bei etwa 234 V begrenzt (links).

Fazit

Die Handelsplattform stellt das Bindeglied zwischen den einzelnen Technologien und dem Markt bereit. Auf der Big-LinX®-Remote-Firewall sind die spezifischen Merkmale der einzelnen Speichertypen abgebildet, so dass die standardisierten Handelsprodukte auf verschiedenen Systemen ausgeführt werden konnten. Das Webfrontend stellt die Schnittstelle zu den Anwendern dar, die je nach Rolle unterschiedliche Einsatzzwecke für die Speicher vorsehen. Damit dient das System SOLVER einerseits zur optimierten Speicherbewirtschaftung und stellt andererseits wichtige Systemdienste auf Verteilnetzebene bereit. Dadurch trägt das System zu einem sicheren Netzbetrieb bei einem großen Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien und sich wandelnden Lastprofilen bei. Es unterstützt damit das Gelingen der Energiewende als Verknüpfung von Smart Grid und Smart Market.

Hinweis

Dieses Projekt (HA-Projekt-Nr.: 368/13-07) wird im Rahmen von Hessen Modellprojekte aus Mitteln der Energietechnologieoffensive Hessen – Projektförderung in den Bereichen Energieerzeugung, Energiespeicherung, Energietransport und Energieeffizienz gefördert.

2.5.2 Untersuchung des Selbstversorgungsgrades und der Wirtschaftlichkeit von PV-Batterie Systemen anhand eines großen Smart-Meter Datensatzes

Sandro SCHOPFER¹, Verena TIEFENBECK¹, Thorsten STAAKE²

Hintergrund

Fortschritte in der Batterietechnologie und sich ändernde Einspeisevergütungen für Photovoltaik (PV)-Anlagen steigern die Attraktivität einer Eigenversorgung für Privathaushalte. Die ambitionierten Pläne von Lösungsanbietern wie Tesla, Sonnenbatterie, ABB u.a. lassen bereits mittelfristig eine wachsende Anzahl von PV-Batterie-Systemen erwarten. Das Potential der Selbstversorgung hängt nicht nur von den lokalen Bedingungen ab (wie Ausrichtung und verfügbare Dachfläche für PV-Module), sondern auch vom Lastprofil. Die Stromgestehungskosten (engl. LCOE) solcher Anlagen können unter günstigen Bedingungen bereits heute deutlich unterhalb des netzbezogenen Strompreis ($LCOE_0$) liegen. Für Konsumenten eröffnet sich hier ein Spielraum hinsichtlich der Auslegung des Systems: Die PV-Batterie-Anlage kann a) primär nach wirtschaftlichen Kriterien optimiert werden (minimaler LCOE) oder b) es kann die Maximierung der Selbstversorgung angestrebt werden unter der Bedingung, dass die Stromgestehungskosten (LCOE) nicht den Preis des netzbezogenen Stroms ($LCOE_0$) überschreiten dürfen (Parität gegeben falls $LCOE=LCOE_0$). In dieser Arbeit wird mit Hilfe von 4200 Haushaltslastprofilen der maximale Selbstversorgungsgrad unterschiedlicher Kundengruppen ermittelt welcher bei a) Minimierung des LCOE und b) bei Maximierung des Selbstversorgungsgrades unter der Bedingung $LCOE \leq LCOE_0$ erreicht werden kann. Diese Selbstversorgungsquoten sind als obere Schranken zu verstehen, die unter wirtschaftlichen Bedingungen und gegebenen Lastprofil erreicht werden können.

Methoden und Daten

Als Grundlage zur Analyse dient ein einfaches Modell, das die grundlegenden physikalischen Prozesse eines PV-Moduls (in Abhängigkeit der Ausrichtung) und einer DC-seitig eingebundenen Batterieanlage abbildet. Meteorologische Jahresdaten (Typical Meteorological Year, TMY) können dem Modell zugeführt werden. Wichtige Wirtschaftlichkeitsparameter wie Levelized Cost of Electricity (LCOE), Internal Rate of Return (IRR) etc. werden integriert berechnet. Diesem einfachen Modell werden Wahrscheinlichkeitsverteilungen gemäß Abbildung 1 für die Ausrichtung, Neigung und installierte Leistung zugrunde gelegt, mit denen für jedes Jahreshaushaltsprofil (30-Minuten-Daten) eine Monte-Carlo-Simulation durchgeführt wird.

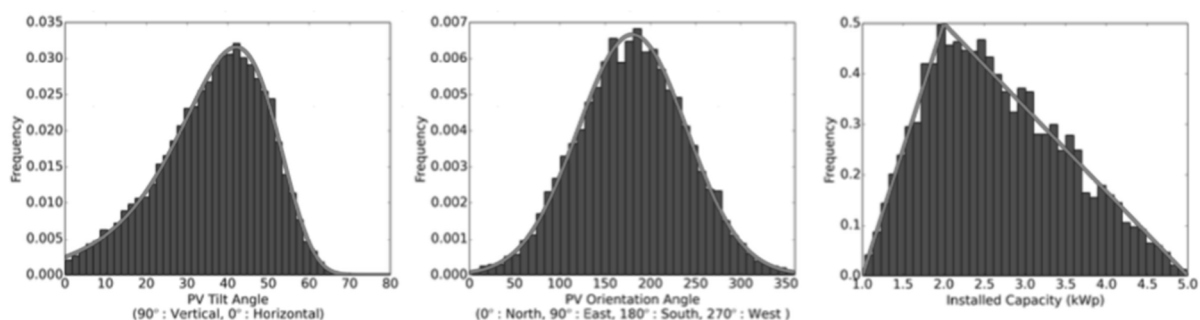


Abbildung 1: Wahrscheinlichkeitsverteilung von Modulneigung, Ausrichtung und installierter Leistung.

Insgesamt werden 4200 Haushaltslastprofile eines Smart-Meter-Pilotprojektes verwendet. Darüber hinaus fließen weitere Informationen zu den Haushalten (z.B. Größe des Haushalts, installierte Geräte, Anzahl Bewohner etc.) mit in die Analyse ein, was die Bildung von Kundensegmenten erlaubt. Für jedes Benutzerprofil werden je mind. 1000 Zufallsstichproben der Verteilungen für Ausrichtung, Neigung und Anzahl Module gezogen.

¹ ETH Zürich, Weinbergstr. 58, 8092 Zürich, www.bitstoenergy.ch, {sandro.schopfer|vtiefenbeck}@ethz.ch

² Otto-Friedrich-Universität Bamberg, An der Weberei 5, 96047 Bamberg, thorsten.staake@uni-bamberg.de, www.uni-bamberg.de/eesys

Mit dem beschriebenen Modell kann dann die Wahrscheinlichkeitsverteilung wichtiger Parameter wie Selbstverbrauchsquote, LCOE etc. berechnet werden. Aufgrund dieser Output-Verteilungen können Schranken aufgestellt werden für minimal und maximal erreichbare Selbstversorgungsquoten und dessen LCOE. Im Weiteren werden die Simulationen und ermittelten Systemkonfigurationen pro Gebäude nach minimalen LCOE und maximalem Selbstverbrauch bei Netzparität ($LCOE=LCOE_0$) aggregiert.

Resultate

Abbildung 2 stellt die Verteilung des Selbstversorgungsgrades (oben links), die Einsparungen gegenüber den Netzkosten (oben rechts), die Verteilung der optimalen Batteriekapazität (unten links) und die optimale PV-Leistung dar. Eine durchschnittliche Einsparung von ca. 18% kann gegenüber einer vollständigen Netzversorgung erzielt werden falls die Anlagengröße über die Lebensdauer wirtschaftlich optimiert wird. Optimiert man die Systemkonfiguration nach Selbstversorgung ohne Einsparungen bezüglich $LCOE_0$, kann der durchschnittliche Selbstversorgungsgrad von ca. 65% auf ca. 80% gesteigert werden. Die vorgestellte Methode wird zukünftig auf alle Kundengruppen und diverse Preisszenarien (Komponentenpreise und Subventionen) angewandt, um Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit der Anlage zwischen den verschiedenen Kundengruppen aufzuzeigen.

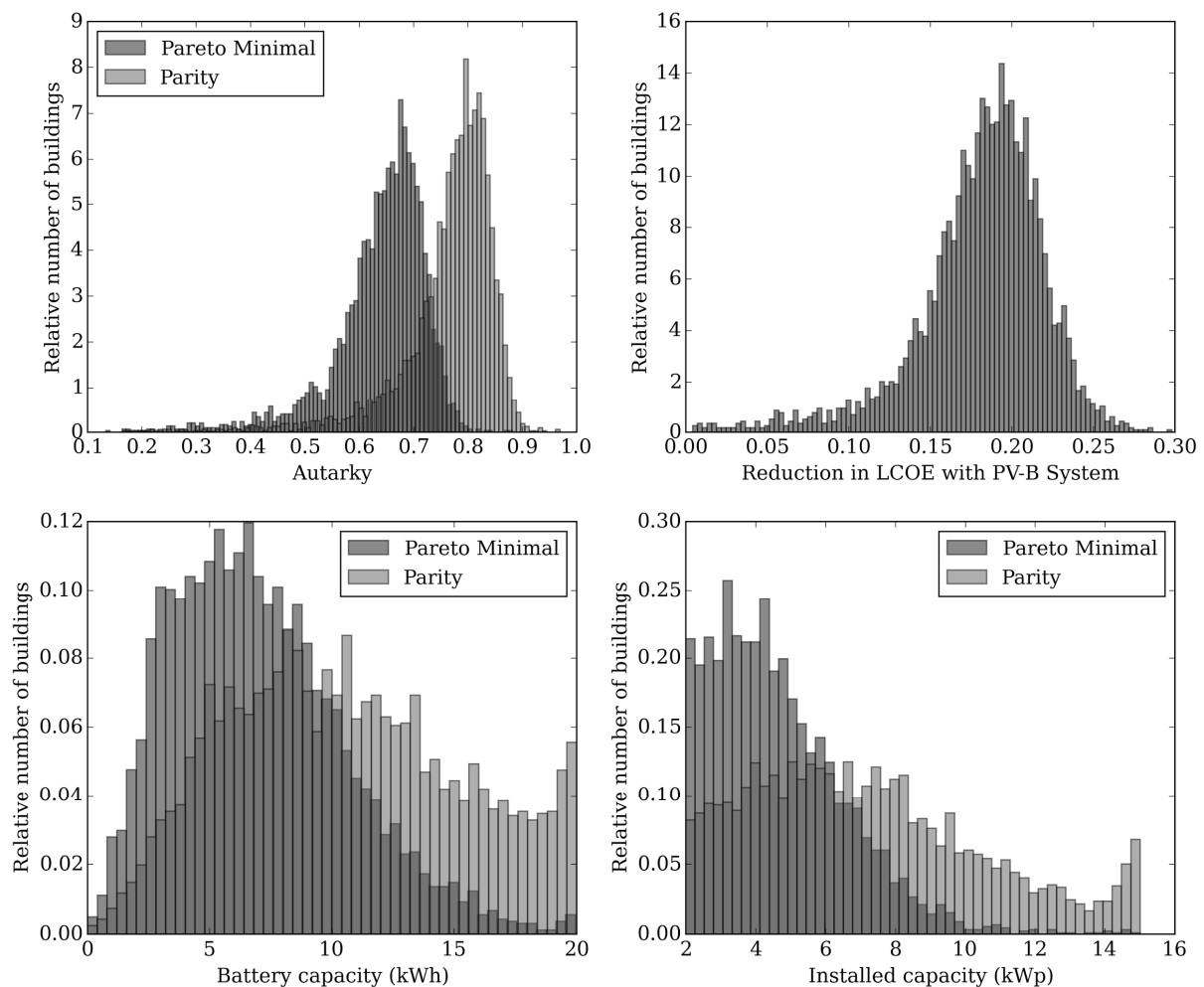


Abbildung 2: Selbstversorgungsgrad (Autarky, oben links), Reduktion relativ zu $LCOE_0$ (oben rechts), optimale Batteriegröße (unten links) und optimale installierte PV-Leistung (unten rechts).

2.5.3 Bewirtschaftungsstrategien für Photovoltaik-Speichersysteme im Einfamilienhaus

Peter MESCHÉDE¹, Matthias STIFTER², Hannes HEIGL³,
Martin WOLF³, Christoph WINTER³

Motivation

Eine effektive Möglichkeit für die signifikante Steigerung des Eigenverbrauchs der erzeugten PV-Energie stellt die Integration eines Batteriespeichers in das PV-System dar. Zur besseren Integration der PV-Anlagen in das Stromnetz sowie für eine Anregung der notwendigen Markt- und Technologieentwicklungen von Batteriespeichern existiert z.B.: in Deutschland ein eigenes Förderprogramm für Batteriespeichersysteme. Um die geltenden Förderungen für PV-Speichersysteme in Anspruch nehmen zu können, gilt es für Anlagenbesitzer die maximale Einspeiseleistung seiner Anlage auf 60% zu begrenzen.

Wird der Speicher eines PV-Speichersystems (PVSS) nach konventioneller Methode auf eine Optimierung des Eigenverbrauchs hin betrieben, ist basierend auf einer ökonomisch sowie energetisch sinnvollen Dimensionierung des Speichers, eine Reduktion der Einspeisespitze über den Speichereinsatz in aller Regel nicht gegeben. Der Speicher ist bereits vor der Erzeugungsspitze vollgeladen und kann so an Tagen mit hoher Einstrahlung keinen Beitrag zu einer Spitzenleistungsreduzierung erbringen. So kann es trotz des Speichereinsatzes zu Abregelungsverlusten kommen, welche die Wirtschaftlichkeit des Systems beeinflussen. Speicherbewirtschaftungsstrategien sollen die angestrebte Maximierung des Eigenverbrauchs sowie die Unabhängigkeit von hohen Strombezugskosten mit aktuellen Rahmenbedingungen, wie die genannte Bedingung zur Förderfähigkeit, in Einklang bringen.

Methode

Die Herangehensweise der Arbeit für die Erarbeitung der Bewirtschaftungsstrategien:

- Beschreibung unterschiedlicher Anwendungsszenarien einer PVSS
- Erarbeitung von Ablaufplänen zu ausgewählten Funktionalitäten und Überführung der Funktionalitäten in Simulationsumgebung
- Untersuchung ausgewählter Bewirtschaftungsstrategien mittels Simulation in Matlab/Simulink
- Energetische und monetäre Bewertung der Simulationsergebnisse
- Überführung in das Energie Management Systems (EMS) eines realen Systems
- Überprüfung der Korrektheit ausgewählter Algorithmen in realer Umgebung

Ergebnisse

Folgende Strategien wurden untersucht:

- S0: Eigenverbrauchsoptimierte (klassische) Strategie
- S1: Laden über Limit
- S2: Laden über Limit & Laden ab Uhrzeit
- S3: Speicherplatzreservierung
- S4: Speicherplatzreservierung mit Grundlastprognose
- S5: Persistenzschätzer

Abbildung 1 zeigt die Ergebnisse der Simulation für Strategie 5 Persistenzschätzer, sowie deren Schwachstellen aufgrund der Abregelung welche auf die Prognoseungenauigkeit der Strategie zurückzuführen ist.

¹ FH-Technikum Wien, Urbane Erneuerbare Energiesysteme, Giefinggasse 4, ENERGYbase

² AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Energy Department, 1210 Wien, Giefinggasse 2, Tel.: 050550-6673, Fax: 050550-6390, matthias.stifter@ait.ac.at, www.ait.ac.at

³ Fronius International GmbH, Günter Fronius Straße 1, 4600 Wels-Thalheim, www.fronius.com

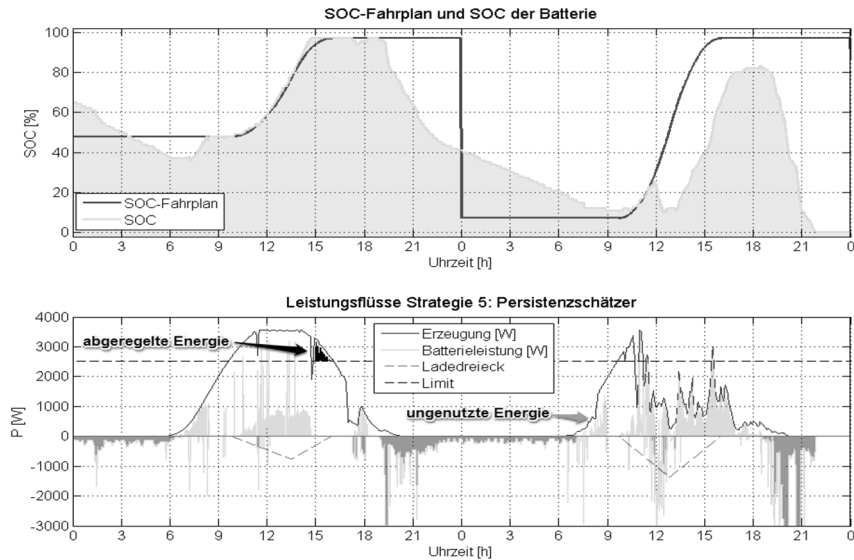


Abbildung 1: Batteriebeladung unter Strategie 5 / Schwachstellen der Strategie.

Den Vergleich der Strategien in Bezug auf die Größe der Kapazität und die Eigenbedarfsdeckung und die jährlichen Kosten als Differenz des Fördertarifes und der Kosten für Bezug zeigt Abbildung 2.

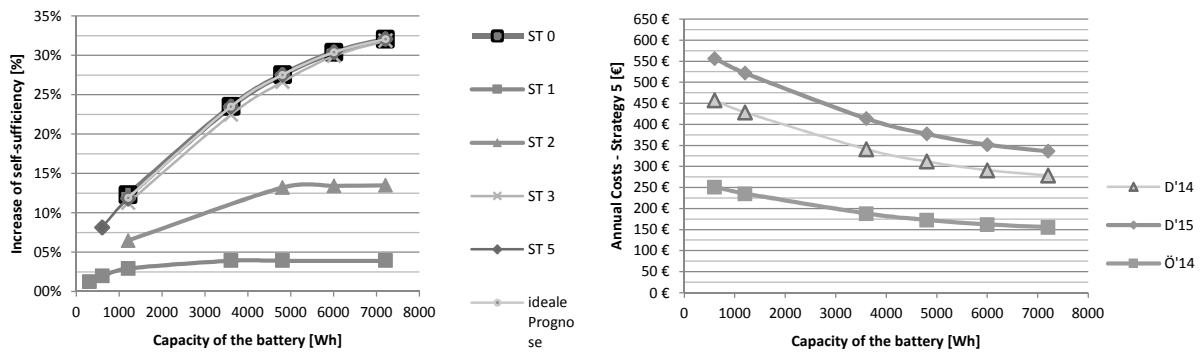


Abbildung 2: Vergleich der Strategien: (links) Eigenbedarfsdeckung, (rechts) jährliche Kosten.

Tabelle 1 zeigt den Vergleich der Strategien für Variante Ausgangssystem mit der Speichergöße 4,8 kWh. ST 0 und ST 5 liegen mit den Werten des Autarkiegrads und Eigenverbrauchsanteils auf gleicher Höhe wie bei Betrieb der Strategie mit idealer Prognose. Die Abregelungsverluste sind, durch Nutzung des Speichers der Größe 4,8 kWh unter ST 5 auf weniger als die Hälfte der Abregelungsverluste von ST 0 reduziert.

Strategie	ST 0	ST 6.2	ST 5	ST 3.2	ST 2	ST 1
Anmerkung / Prognoseart	Frühst-mögliche Beladung, $P_{Limit}=60\%$	P_{Pv} : Ideal $Last$: Ideal	P_{Pv} : Vortag $Last$: gleicher Wochentag	P_{Pv} : maximale Erzeugung	Ladung oberhalb von $P_{Limit}=60\%$ und ab $t_{SoD}=t_{Limit}$	Ladung nur oberhalb von $P_{Limit}=60\%$
Erzeugung [kWh]	4673	4673	4673	4673	4673	4673
Verbrauch [kWh]	4681	4681	4681	4681	4681	4681
Batterieentladung [kWh]	1289	1289	1289	1247	622	187.7
Batteriebeladung [kWh]	1321	1320	1320	1278	637.1	192.3
Direktverbrauch [kWh]	1527	1527	1527	1527	1527	1527
Netzspeisung [kWh]	1631	1768	1717	1802	2500	2955
Eigenverbrauchsanteil (%)	60.9%	60.9%	60.9%	60.0%	46.2%	36.7%
Autarkiegrad(%)	60.2%	60.2%	60.2%	59.3%	45.8%	36.6%
Abregelung (%)	3.45%	0.54%	1.63%	0.76%	0.00%	0.00%
Abregelung [kWh]	161	25	76	35	0	0
Netzbezug [kWh]	1865	1865	1865	1907	2532	2966
Zeit im SOCmax (%)	11.4%	7.1%	8.3%	6.5%	0.3%	0.0%
Zeit im SOCmin (%)	42.4%	42.4%	42.4%	43.4%	69.5%	84.0%
Vollzyklen pro Jahr	269	269	269	260	130	39
Theoretische Gebrauchsdauer (a)	30	30	30	31	62	205

Tabelle 1: Vergleich der Simulationsergebnisse für das Ausgangssystem mit 4,8 kWh Speichergöße.

2.5.4 Beitrag privater Haushalte als regionale Flexibilität zur Verteilnetz-Betriebsoptimierung

Martin UHRIG¹, Michael SURIYAH¹, Thomas LEIBFRIED¹,
Sven WAGNER²

Einleitung

Flexible Speichersysteme spielen neben weiteren regelbaren Betriebsmitteln und der Kopplung der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung in zunehmend regionalisierten Energieversorgungssystemen eine wichtige Rolle (vgl. [1], [2]). Deren Einsatz ermöglicht einen kontrollierten Netzbetrieb nahe den Auslastungsgrenzen. So können konventionelle Ausbaumaßnahmen verzögert oder gänzlich verhindert werden. Auch private Haushalte mit vorhandenen Flexibilitäten können zur optimierten Netzbetriebsführung einen Beitrag leisten. In diesem Artikel werden die Potentiale am Beispiel eines Versorgungsgebietes näher untersucht.

Methodik

Die Untersuchung bezieht sich auf ein Mittelspannungsnetz, das auf einer Fläche von 1.250 km² 380.000 Einwohner in 1.850 Niederspannungsnetzen versorgt. Anhand öffentlich zugänglicher Daten von Bundes- und Landesämtern wurden regionale Siedlungscharakteristika ermittelt und bei der Erstellung von Lastprofilen nach [3] für Niederspannungs-Netzanschlüsse berücksichtigt. Zur Modellierung der dezentralen Einspeisung dienen räumlich und zeitlich variable Klimaprofile nach [4]. Elektrische Lastprofile thermischer Verbraucher wie Wärmepumpen basieren auf einem Simulationsmodell, welches vorhandene Gebäude-Isolationsstandards und regionale Klimadaten berücksichtigt. Unter Verwendung der Dimensionierungsrichtlinien für Photovoltaik (PV)-Speicher nach [5], wurden Ausbauszenarien für das komplette Versorgungsgebiet berechnet. Konkret wurde abhängig von der Entwicklung des Strombezugspreises, der PV-Einspeisevergütung und der Speicherkomponentenpreise, für jeden Haushalt mit PV-Anlage die optimale Speicherkapazität und das Jahr, ab dem die Investition rentabel ist, ermittelt. Integriert in das Gesamtmodell, können so die aus dem Einsatz von PV-Speichern, der Einbindung der Haushalts-Wärmeversorgung und der Elektromobilität resultierenden Flexibilitäten, exemplarisch für das Jahr 2030 beziffert werden.

Ergebnisse

Installierte PV-Speicher im Versorgungsgebiet im Jahr 2030

Bis zum Jahr 2030 ist die Investition in einen PV-Speicher für 69,5 % der rund 4.400 Haushalte mit PV-Anlage unter den in Tabelle 1 aufgeführten Annahmen rentabel. Daraus resultiert eine im Netz installierte Gesamtkapazität von 16,8 MWh. Diese Werte variieren abhängig von zugrundeliegenden Annahmen unterschiedlich stark. Die Gesamtkapazität lässt sich anhand von Sensitivitätsanalysen im Minimum auf 10 MWh und im Maximum auf 21 MWh eingrenzen (vgl. Tabelle 2).

Strompreis	PV-Vergütung	Kalkulationszins	Variable Speicherkosten	Speicher-Fixkosten
28 ct/kWh (+2 %/a)	12 ct/kWh (-10 %/a)	2 %	1000 €/kWh (-8 %/a)	3000 € (-2 %/a)

Tabelle 1: Rahmenbedingungen für Referenz-Ausbauszenario ab dem Jahr 2015.

Angepasster Parameter	Installierte Kapazität 2030	Anteil an Haushalten mit PV-Speicher 2030	Frühester Zubau	Jahr maximalen Zubaus
Referenzszenario (Tabelle 1)	16,8 MWh	69,5 %	2021	2030
Fixkosten: -1 %/a	14,5 MWh	54,2 %	2022	2026
Variable Kosten: -5 %/a	10,7 MWh	45,2 %	2023	2028
Variable Kosten: -10 %/a	21,0 MWh	86,5 %	2021	2029
PV-Vergütung bis 2029: 38,86 ct/kWh	19,8 MWh	81,7 %	2025	2030
Strompreissteigerung: +1 %/a	10,8 MWh	38,6 %	2023	2029
Strompreissteigerung: +3 %/a	20,3 MWh	94,0 %	2020	2027
Kalkulationszins: 4 %	12,9 MWh	48,6 %	2023	2028

Tabelle 2: Sensitivitäten des PV-Speicher-Ausbauszenarios (Auszug für Kurzfassung).

¹ Karlsruher Institut für Technologie, Engesserstraße 11, 76131 Karlsruhe, Tel.: 0721/60843065, martin.uhrig@kit.edu, www.ieh.kit.edu

² EWR Netz GmbH, Klosterstraße 16, 67547 Worms, wagner.sven@ewr-netz.de, www.ewr-netz.de

Veränderung des Lastverlaufs mit PV-Speichern

Die Motivation für die Investition in einen PV-Speicher besteht hauptsächlich in der Verminderung des Strombezugs aus dem Netz, da außer der Begrenzung der PV-Einspeisung auf 70 % der Nennleistung, keine Anreize für intelligentes Laden existieren. Die Minimierung des Strombezugs stellt auch den einfachsten Fall für das Lademanagement dar. Die PV-Speicher werden unter Berücksichtigung technischer Restriktionen im Falle eines Überschusses an PV-Strom geladen und im Falle eines Defizites entladen. Das Laden und Einspeisen aus dem und in das Netz ist nicht vorgesehen.

Im Referenzfall liegt der Jahresenergiebezug der 4.400 Haushalte bei 12,7 GWh und reduziert sich durch den Direktverbrauch des PV-Stroms auf 7,4 GWh. Damit ist bereits ein Autarkiegrad von 42 % erreicht. Die PV-Speicher erhöhen diesen Wert auf 66 %, was einer Verringerung des Jahresenergiebezugs aus dem Netz auf 4,3 GWh entspricht. Das resultierende Jahresdurchschnittsprofil aller 4.400 Haushalte mit und ohne PV-Speicher ist in Abbildung 1 (a) dargestellt. In der Energiebilanz unterscheiden sich die beiden Lastprofile nur durch die Speicherverluste. Jedoch verdoppelt sich im Durchschnitt gerade am Vormittag der Leistungsbezug im Maximum, während am Abend durchschnittlich eine Halbierung des Leistungsprofils zu beobachten ist (Abbildung 1 (b)).

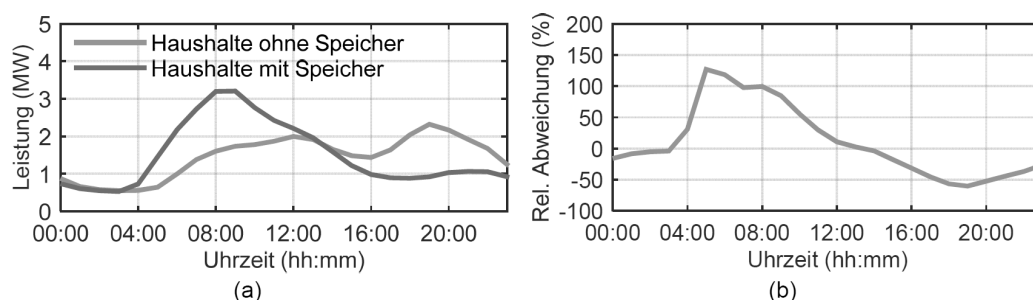


Abbildung 1: (a) Durchschnittliches Lastprofil der Haushalte ohne (grün) und mit (rot) PV-Speicher. (b) Relative Abweichung des Haushalt-Lastprofils mit Speicher vom Profil ohne Speicher.

Potentiale eines intelligenten Energiemanagements

Durch eine intelligente Betriebsweise von PV-Speichern kann unter anderem die Alterung der Batteriezellen verringert werden, was einen längeren Speicherbetrieb ermöglicht. Auch können zukünftig Erlöse durch die Bereitstellung vorhandener Flexibilitäten der Haushalte mit PV-Speicher, Wärmeversorgung mit Pufferspeicher und Elektrofahrzeug erzielt werden. Im Hauptbeitrag wird die Einbindung flexibler Verbraucher mit intelligentem Energiemanagement in die Verteilnetz-Betriebsoptimierung in Fallbeispielen für das vorgestellte Versorgungsgebiet näher behandelt.

Literatur

- [1] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Energietechnische Gesellschaft. Regionale Flexibilitätsmärkte, Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitäts Optionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze. Frankfurt, 2014.
- [2] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Energietechnische Gesellschaft. Der zellulare Ansatz – Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende. Frankfurt, 2015.
- [3] M. Uhrig, R. Mueller, T. Leibfried. Statistical consumer modelling based on smart meter measurement data. International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Durham, 2014.
- [4] P. Berg, S. Wagner, H. Kunstmann, G. Schädler. High resolution regional climate model simulations for Germany: Part I - validation. Climate Dynamics 40, 401-414, 2012.
- [5] M. Uhrig, J. Hieringer, B. Neu, T. Leibfried. Dimensioning energy storages for solar home systems with electric vehicles and heat pumps. 9th International Renewable Energy Storage Conference (IRES). Düsseldorf, 2015.

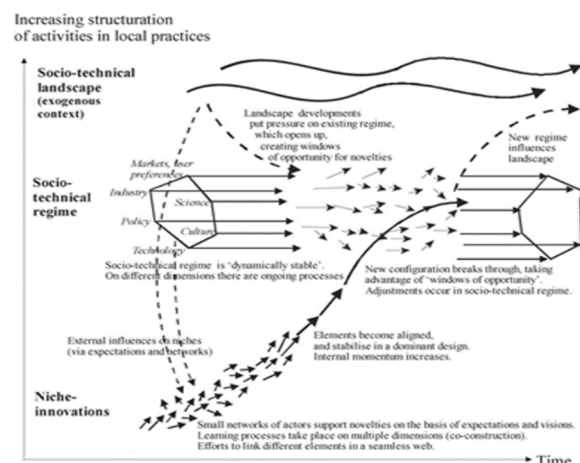
2.5.5 Innovationsökonomische Analyse der Entwicklung von Solarstromspeichern in Deutschland

Paul KUNZ¹, Stefan VÖGELE¹, Dirk RÜBBELKE²

Inhalt

Mit dem rasant ansteigenden Ausbau der PV-Kapazität in Deutschland stellt sich zunehmend die Frage, wie die zur Verfügung stehenden PV-Kapazitäten am besten genutzt bzw. wie das durch das PV zur Verfügung stehende Stromangebot und der anfallende Strombedarf synchronisiert werden können. Eine Möglichkeit hierfür stellen Stromspeicher dar. Im Folgenden wird mittels der Multi-Level-Perspektive der Innovationsverlauf im Bereich „PV-Stromspeicher-Systeme“ unter Berücksichtigung maßgeblicher Einflussfaktoren analysiert. Dabei wird die Entwicklung von Solarstromspeichern, welche eng mit der Entwicklung der Photovoltaik zusammenhängt, nachgezeichnet. Die Analyse der Entwicklung erfolgt auf mehrdimensionaler Ebene, d.h. es wird sowohl auf Veränderungen in den allgemeinen, exogen gegebenen Rahmenbedingungen als auch auf die Entwicklung innerhalb des dominierenden Regimes, dass durch das Zusammenwirken von technischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Strukturen gebildet wird, eingegangen. Besonderes Augenmerk gilt der Entwicklung auf Nischenebene, d.h. der Dynamiken innerhalb der Nische sowie der Wandlung der Nische hin zu einem Teil des Regimes.

Methodik



Die Untersuchung erfolgt auf Basis des Multi-Level-Perspektive (MLP) Ansatzes, der von FRANK W. GEELS entwickelt wurde [Geels, 2002]. Die MLP ist eine mehrdimensionale, heuristische Methode zur Beschreibung von Veränderungsprozessen. Mittels der MLP ist es möglich ökonomische, soziale und technologische Einflüsse auf Innovationsprozesse in einem einheitlichen Rahmen darzustellen und zu analysieren. Im Rahmen der MLP werden Einflüsse und Prozesse zwischen den Elementen Landscape, Regime und Nische untersucht. Die Basis für die MLP bildet die Annahme, dass Innovationen innerhalb von Nischen entstehen. Dies sind separierte, geschützte Bereiche mit einer marginalen Zahl an Nutzern.

Abbildung 1: Prozesse u. Elemente der MLP, Quelle: [Geels & Schot, 2007].

Nischen sind im Zusammenhang mit Regimen zu betrachten, welche das etablierte, dominierende sozio-technische System darstellen und ihrerseits wiederum in das Landscape eingebunden sind. Damit Nischeninnovationen aus der Nische in das Regime eingebunden werden, müssen sich sogenannte Windows-of-Opportunity öffnen. Diese ermöglichen eine Veränderung des Regimes und entstehen durch Landscapeeinflüsse.

Ergebnisse

Die Analyse zeigt, dass die Integration erneuerbarer Energien und insbesondere der Photovoltaik in das Energiesystem durch drei Hauptfaktoren ermöglicht wurde:

- Es existierte eine technisch und organisatorisch weit entwickelte Nische. Die Technologie fand Fürsprecher bei relevanten Akteuren auf industrieller, politischer und Verbraucherebene. Es existieren weiterhin erprobte und funktionsfähige Konzepte zum Betrieb. Dies waren einerseits netzgekoppelte Anlagen und andererseits speicherbasierte PV-Systeme.

¹ Forschungszentrum Jülich, 52425 Jülich, Tel.: +49 2461 613393, {paul.kunz@gmx.de}, {s.voegele@fz-juelich.de}

² Technische Universität Bergakademie Freiberg, Lessingstraße 45, 09596 Freiberg, Tel.: +49 3731 392749, dirk.ruebbelke@vwl.tu-freiberg.de

- Die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes beseitigte das Monopol der Energieversorgungsunternehmen auf Erzeugungs- und Verteilungsebene. Der diskriminierungsfreie Netzzugang und die Etablierung der Strombörse ermöglichten es neuen Wettbewerbern mit innovativen Konzepten und Technologien in den Markt einzutreten.
- Außerdem wurde der Ausbau regenerativer Energien durch das EEG und andere Förderprogramme massiv begünstigt.

Obwohl der Ausbau erneuerbarer Energien beträchtlich anstieg, wurde die Integration in ein relativ unflexibles, durch zentrale Großkraftwerke geprägtes Energiesystem in der Regulierungspolitik lange Zeit nicht hinreichend berücksichtigt.

Für dezentrale Stromspeicher zeichnet sich durch das Erreichen der Photovoltaik-Netzparität ein Window-of-Opportunity ab. Für private PV-Anlagenbesitzer wurde nun der Eigenverbrauch der erzeugten Energie finanziell attraktiver als die Netzeinspeisung. Vor dem Hintergrund der sinkenden Einspeisevergütung und steigender Strompreise rückt der Eigenverbrauch von PV-Strom in den Vordergrund. Gemäß der MLP befinden sich stationäre Stromspeicher noch in der Nische, allerdings weist der Markt ein beträchtliches Wachstum auf und Photovoltaiksysteme werden zunehmend in Verbindung mit Stromspeichern installiert. Folgende Faktoren wirken sich besonders positiv auf die Entwicklung aus:

- Das Hauptmotiv für die Investition in einen Stromspeicher bildet die Absicherung gegen steigende Endverbraucherstrompreise. Durch die Erhöhung des Eigenverbrauchs werden die Auswirkungen von Strompreiserhöhungen auf die zu zahlenden Stromkosten abgeschwächt.
- Stromspeicher wurden durch Investitionszuschüsse staatlich gefördert. Neben der direkten Verbesserung der Wirtschaftlichkeit konnten durch die Förderauflagen die Systemkompatibilität sowie die Qualitätsstandards beeinflusst werden.
- Der Markt für Elektromobilität erzeugt durch den Ausbau von Produktionskapazitäten für Batterien Ausstrahlungseffekte. Die Kostendegression durch Lern- und Skaleneffekte wirkt sich positiv auf den Bereich der stationären Energiespeicher aus.

Um Stromspeicher erfolgreich in das Regime zu integrieren, gelten folgende Punkte als kritisch:

- Es existiert bislang kein einheitlicher Standard hinsichtlich der Technologie und der Systemausgestaltung. Durch intelligente Vernetzung könnten Stromspeicher zusätzliche Aufgaben im Stromversorgungssystem wahrnehmen.
- Die Betriebssicherheit und Batterielebensdauer muss optimiert werden. Derzeit fehlt es an einheitlichen verbindlichen Qualitätsstandards. Insbesondere die Sicherheit von Batteriespeichern wird kritisch beobachtet.
- Zuletzt müssen die Investitionskosten weiter sinken. Ein wirtschaftlicher Betrieb von Stromspeichern ist in Deutschland derzeit nur mit Hilfe von Investitionszuschüssen oder an besonders günstigen Standorten möglich.

Referenzen

- [1] BRÄUTIGAM, A., ROTHACHER, T. & STAUBITZ, H. (2015) The Energy Storage Market in Germany, Issue 2015/2016. Berlin, Germany Trade & Invest.
- [2] GEELS, F. W. (2002) Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: a multi-level perspective and a case-study. Research Policy, 31:8-9, 1257-1274.
- [3] GEELS, F. W. & SCHOT, J. (2007) Typology of sociotechnical transition pathways. Research Policy, 36:3, 399-417.

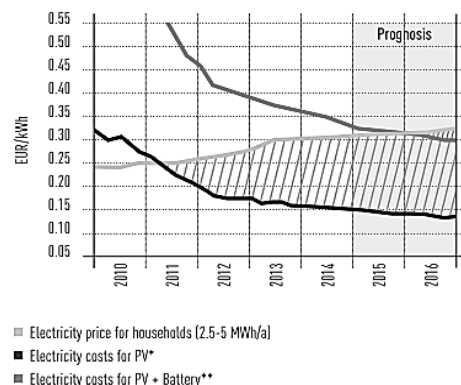


Abbildung 1: Prozesse und Elemente der MLP, Quelle: [Geels & Schot, 2007].

2.5.6 STORY – Demonstrating the Added Value of Storage in Distribution Systems

Johanna PUCKER¹, Heribert VALLANT¹, Stefan MARKSTEINER¹,
Andreas TÜRK¹

Introduction

Today, an increased share of highly variable renewables already challenges the European energy grid. In the future this situation will be intensified, as the EU has set a target of at least 27% for the share of renewable energy consumed in the EU in 2030. The European Commission's Energy Union strategy [1], published in February 2015, states the commitment of the European Union to become the world leader in renewable energy. To fulfil these aims and targets, storage technologies are outlined as a major requirement.

Therefore, energy storage is the focus of the HORIZON 2020 project STORY. STORY aims at

- Developing new ways to use storage and demonstrating these on a number of sites;
- Analysing impact of large scale rollout of the demonstrated storage technologies;
- Developing various business model archetypes and determining the required policy and regulatory framework supporting them;
- Communicating the findings to a wider public through systematic strategies for impact creation.

These topics are addressed by the STORY project team consisting of 18 European institutions from 8 countries, which started their work in May 2015 and will work together until 2020.

First, this paper presents the demonstration cases, which are the key activity of the project, on which further analysis builds. Second, it describes the role of ICT in integrating storage technologies into the grid. Third, it gives an outlook on the analysis of the impact of a large scale rollout of storage technologies in Europe.

Demonstration cases

STORY presents six different demonstration cases, each with different local/small-scale storage concepts and technologies, covering industrial and residential environments. Table 1 gives an overview of the investigated demonstration cases.

		Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6
		Residential building scale	Residential neigh-bourhood scale	Storage in a factory	Storage in residential district	Large scale storage unit	Roll out of private multi-energy grid
Type of storage	thermal storage	✓	✓			✓	✓
	battery	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	CAES						
Connected to the power grid		✓	✓		✓	✓	
Energy technology	CHP					✓	✓
	vacuum solar collectors	✓	✓				
	heat pump	✓	✓				
	PV	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	wind power plant				✓		
	tidal energy plant				✓		
	biogas plant				✓		
	fuel cell	✓	✓				
User sector		residential	residential	industrial	residential	residential & industrial	industrial
Location		Belgium	Belgium	Spain	Northern Ireland (UK)	Germany & Slovenia	Belgium

Table 1: Overview of the investigated demonstration cases.

¹ Joanneum Research Forschungsgesellschaft, Leonhardstraße 59, 8010 Graz, www.joanneum.at
{Tel.: +43 316 876-1433, johanna.pucker@joanneum.at},
{Tel.: +43 316 876-1197, heribert.vallant@joanneum.at},
{Tel.: +43 316 876-1163, stefan.marksteiner@joanneum.at},
{Tel.: +43 316 876-1337, andreas.tuerk@joanneum.at}

ICT as a supporting service

The focus of ICT as a supporting service for the management of STORY systems in smart multi-energy grid is to facilitate communication, integrate control algorithms, increase interoperability and provide measurement services. One major challenge is that STORY energy requests and sensed measured data is reliably transferred both internally within the demo site and externally outside of the company's network. This reliable transfer includes, besides availability and robustness, also additional security and privacy issues that arise when data is transferred outside the company's network. To cover these issues, a novel gateway will be developed, capable to perform some local optimisation regarding local needs and also to enable the distribution system operators to access and perform grid support actions under secure conditions.

Outlook: Large-scale impact assessment

The results from the six demonstrations feed into a large-scale impact assessment with the central question being: "What if a large amount of storage is integrated in the distribution grid?" The assessment considers challenges to the grid infrastructure, the impact on the integration of local decentralized and large scale centralized renewable energy sources. It includes economic, social and environmental impacts as well as the identification of business model archetypes and business preconditions.

Acknowledgement



This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 646426 Project STORY-H2020-LCE-2014-3

References

- [1] European Commission (2015) Energy Union Package Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank, COM(2015) 80 fin, Brussel, 25.2.2015, http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/docs/energyunion_en.pdf, accessed 26.11.2015

2.6 SPEICHERUNG II (SESSION A6)

2.6.1 Speichermanagement – Aktueller Stand und Überblick über künftige Anforderungen an Energiespeicher im Niederspannungsnetz am Beispiel Deutschland

Alfons HABER¹, Ouafa LARIBI²

Motivation und zentrale Fragestellung

Im Rahmen von aktuellen Forschungsthemen im Netz sowie Modellierungen hat sich gezeigt, dass die technischen Anschlussbedingungen von Energiespeichern, die parallel mit dem öffentlichen Niederspannungsnetz in Deutschland betrieben werden, noch nicht umfassend behandelt sind. Dies kann zum einen Anreize für die Integration von Energiespeichern bieten, nachdem hier aus Sicht der Kunden keine ausführlichen Regelungen für ein aktives Speichermanagement vorgeschrieben sind. Zum anderen birgt diese Unsicherheit aus Sicht des stabilen und netzrückwirkungsfreien Betriebes von Stromnetzen gewisse offene Punkte, die es mittelfristig zu klären gilt.

Methodische Vorgehensweise

Für die vertiefende Bewertung von aktuellen technischen Anschlussbedingungen beim Netzparallelbetrieb von Energiespeichern im Niederspannungsnetz werden eingangs die aktuell vorgeschriebenen Anforderungen an Anschluss und Betrieb von Speichern bzw. Speichersystemen am Beispiel Deutschland dargestellt. Weiterführend werden diese Anforderungen in Bezug auf eine stabile und sichere Einspeisung in das öffentliche Netz aus Sicht des Netzbetreibers als auch in Bezug auf einen diskriminierungsfreien und wirtschaftlichen Betrieb der Energieanlage aus Sicht der Anlagenbetreiber behandelt. Grundsätzlich werden hierfür die technischen Regelwerke VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ [VDE, Ausgabe 2011], die Technische Anschlussbedingungen (TAB) Niederspannung 2007 [bdew, Ausgabe 2011] sowie den technischen Hinweis „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ [VDE, Ausgabe 2013] als Orientierungsrichtlinien verwendet.

Darüber hinaus werden in dem vorliegenden Beitrag Maßnahmen für den Anschluss von Energiespeichern am Niederspannungsnetz hinsichtlich Einspeisemanagement und Leistungssteuerung evaluiert. Dies mit dem Ziel, die Integration von Speichersystemen am Niederspannungsnetz für die Energiewende als aktiven Bestandteil eines Smart Grids zukünftig effizient zu gestalten.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Anhand der Überblicke zu den technischen Anschlussbedingungen von Energiespeichern im Niederspannungsnetz am Beispiel Deutschland und ihrer Evaluierung hinsichtlich des Schwerpunktes Speichermanagement können unter Berücksichtigung von bisherigen Erfahrungen zielgerichtet technische Diskussionen über Handlungsmaßnahmen sowie allfällige Anpassungen der technischen Regelungen für den Parallelbetrieb beginnen.

¹ Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, 84036 Landshut, Tel.: +49 871 506-230, Fax: +49 871 506-9230, alfons.haber@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

² Wissenschaftszentrum Straubing, Fachgebiet Netzintegration, Schulgasse 16, 94315 Straubing, Tel.: +49 9421 187 173, ouafa.laribi@tum.de, www.wz-straubing.de

2.6.2 Akkumulatorenspeichersysteme für Stadtwerke

Georg KONRAD¹

Die Energiewirtschaft ist aktuell stark im Umbruch. Alte, schwerfällige fossile Systeme haben ausgedient und regenerativen Energien gehört die Zukunft. Durch deren fluktuierende Stromproduktion wird jedoch zukünftig vermehrt in Energiespeicher investiert werden (müssen). Eine Möglichkeit der Energiespeicherung – hier vor allem der Stromspeicherung – ist die Nutzung von Akkumulatorenspeichersystemen. Ein Projekt an der FH Kufstein Tirol untersuchte die Möglichkeit der Stromspeicherung mittels unterschiedlicher Akkumulatoren für die Stadtwerke Wörgl.

Akkumulatorenspeicher – Zentral oder dezentral?

Zur Netzstabilisierung auf kommunaler Ebene und zum Aufbringen von Regelenergie wird es zukünftig sinnvoll sein auf eine (große) zentrale Speicherlösung mit vollem Zugriff des Energieversorgungsunternehmens zu setzen und so einen stärkeren Einsatz von Erneuerbaren Energien zu ermöglichen. Zusätzlich ist es empfehlenswert (kleine) dezentrale Stromspeicher zu ermöglichen, da sich hier neue Geschäftsfelder eröffnen werden. Diese neuen Geschäftsfelder bieten Möglichkeiten für neue Anbieter, oder etablierte Anbieter die ihre Strukturen schnell genug anpassen und neue Dienstleistungen anbieten können.

Der Trend zur zunehmenden energetischen Eigenversorgung von Privathaushalten wird aller Voraussicht nach in den nächsten Jahren massiv zunehmen. Ein Grund dafür könnte sein, dass es eine Zielgruppe mit einem ausgesprochenen Sinn für Unabhängigkeit gibt. Diese Zielgruppe entscheidet emotional und kauft sich die nötige Technologie, egal ob das System wirtschaftlich ist oder nicht – hier geht es um Ideale. Diese Gruppe kann zu dem Bereich „Innovators“ gezählt werden. Die Existenz dieses zukünftigen Kunden belegte nicht zuletzt der fulminante Marktstart der Tesla Powerwall, welche gemeinhin als Marketing-Schachzug der Extraklasse in sämtlichen Weltmedien ausführlich diskutiert wurde. Und, abhängig des Strompreises – so zahlen z.B. in Deutschland Haushalte nach Dänemark den zweithöchsten Strompreis in der EU – rentieren sich private Akkumulatorenspeichersysteme heute schon (fast), siehe Abb. 1.

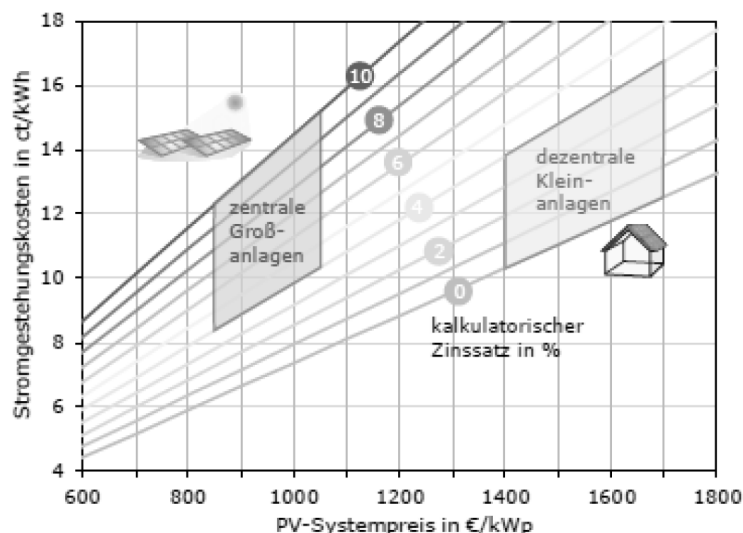


Abbildung 1: Stromgestehungskosten für netzgekoppelte PV-Systeme sowie die Bereiche typischer Systempreise und Renditeerwartungen für dezentrale und zentrale Systeme (Annahmen: jährliche Betriebskosten 2% der Investitionskosten, spezifischer Ertrag 950 kWh/kWp; Quelle: Weniger, J., Bergner, J., Tjaden, T. & Quaschnig, V. (2015): Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende).

¹ FH Kufstein Tirol, Andreas Hofer Straße 7, 6330 Kufstein, georg.konrad@fh-kufstein.ac.at, Tel.: + 43 5372 71819 119, www.fh-kufstein.ac.at

Die weitere Entwicklung des sich neu öffnenden Marktes der Vermarktung von dezentralen Stromspeichersystemen wird sich wahrscheinlich in Richtung „Strom-Contracting“ entwickeln, wobei der Energieversorger als Contractor die Technologie und sein Know-How einbringt. Der (Haus-)Eigentümer als Contracting-Nehmer stellt z.B. seine Dachfläche für die Aufstellung von Photovoltaikanlagen zur Stromproduktion zur Verfügung. Zusätzlich erklärt er sich dazu bereit z.B. eine Tesla Powerwall in seinem Keller montieren zu lassen. Der Energielieferant bleibt dabei der Energieversorger und abgerechnet wird, wie gewohnt, nach verbrauchten Energieeinheiten. Besonders hervorzuheben bei dieser Art des Stromverkaufs ist die Firma Solarcity Inc. – ein weiteres Unternehmen von Elon Musk von Tesla – welche in den USA bereits sehr erfolgreich operiert und eine rasch wachsende Zahl von Kunden ihr Eigen nennen darf. Das Konzept ist sehr einfach, leicht zu bedienen und zu erläutern.

Als wichtigsten Punkt für die Entscheidung von möglichen zukünftigen Kunden ist hier die fehlende Einstiegshürde der Investitionen. Durch eine langfristige vertragliche Vereinbarung finanziert der Energiedienstleister die Kosten für die Komponenten sowie deren Integration und Installation. Dies ermöglicht zusätzlich dem Kunden einen leichten Umstieg auf Erneuerbare Energien. Durch genaue Prognosen der erwarteten Abnahmemengen lassen sich die Komponenten ideal abstimmen und abschätzen, ob sich eine Investition seitens des Energieversorgers rechnet. Hierfür kann eine Herangehensweise wie bei einem Kfz-Leasing empfohlen werden, denn diese Art von Verträgen ist für Kunden nachvollziehbar und bekannt.

Schlussfolgerungen

Generell kann man von einem „Split“ ausgehen. Das bedeutet, dass die Konzentration auf ausschließlich zentrale- oder dezentrale Stromspeichersysteme nicht der Weg sein wird. Es wird auf den „Mix“ ankommen. Abschließend festzuhalten ist, dass es bereits jetzt schon perfekt funktionierende Systeme zur elektrochemischen Stromspeicherung gibt und diese sich auf Grund von zukünftig rapide fallenden Anschaffungskosten und neuen Geschäftsmodellen schnell am Markt etablieren werden.

2.6.3 Speichereinsatz zur Integration erneuerbarer Energien und zur Unterstützung des Verteilnetzes

Thomas NACHT¹, Manfred TRAGNER¹

Einleitung

Das steigende Umweltbewusstsein der Bevölkerung in Kombination mit der Verfügbarkeit erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien führt zu einem starken Ausbau dezentraler Erzeugungseinheiten, allen voran PV-Anlagen. Diese dezentralen Anlagen stellen mit ihrer dargebotsabhängigen Erzeugungscharakteristik und ihrer Positionierung in den untersten Netzebenen das energie-wirtschaftliche System vor neue Herausforderungen.

Der steigende Anteil erneuerbarer, dargebotsabhängiger Erzeugung im Energiemix führt zu einer zunehmenden zeitlichen Entkoppelung von Erzeugung und Verbrauch. Wurde bisher die Erzeugung an den Verbrauch angepasst, sind mittlerweile Situationen gegeben, in denen der Verbrauch der Erzeugung angepasst werden muss.

Die bisherigen Strukturen der Stromerzeugung und Verteilung werden durch die dezentralen Erzeuger ebenfalls stark beeinflusst. War bislang der Stromfluss von großen Kraftwerken über die Netzebenen hin zum Verbraucher gegeben, stellt sich mittlerweile teilweise eine Umkehr der Energieflussrichtung von Verbrauchern mit dezentralen Erzeugungskapazitäten in das übergeordnete Netz ein. Durch die dezentralen Erzeuger können die Spannungen an den Netzknoten des Systems ansteigen. Dabei ist die Einhaltung von vorgegebenen Grenzwerten für den ordnungsgemäßen Betrieb eines Netzes zwingend erforderlich. Bei dezentralen Erzeugern liegen die Grenzwerte für die zusätzliche Spannungserhöhung im Mittelspannungsnetz bei 2 % und im Niederspannungsnetz bei 3 % (E-Control, 2002).

Im Umgang mit den angesprochenen Problemen wird in dieser Arbeit der Einsatz eines Batteriespeichers an neuralgischen Punkten eines Verteilnetzes mittels Simulationen untersucht. Der Speicher soll dabei der Integration von erneuerbar erzeugtem Strom dienen und eine netzstützende Funktion einnehmen. Dabei ist wichtig, dass die Kosten des untersuchten Speichersystems über die generierten Vorteile wieder erwirtschaftet werden.

Methodik

Die Ermittlung der gewünschten Ergebnisse erfolgt in zwei Teilschritten: (1) Optimierung des Speichereinsatzes und (2) Analyse der Auswirkungen auf das zu untersuchende Verteilnetz.

Optimierung des Speichereinsatzes

Der Speichereinsatz dient der Integration von erneuerbar erzeugter, elektrischer Energie. Dafür wird das bestehende Verteilnetz in Teilbereiche untergliedert, für welche der Einsatz von Batteriespeichern unterschiedlicher Kapazität und Lade- sowie Entladeleistung untersucht wird.

Der Einsatz des Speichers geschieht auf Basis der Residuallast, welche sich aus der Summe der Lasten aller Verbraucher abzüglich der Summe der Einspeisungen aller Erzeuger im betrachteten Netzgebiet ergibt, vergleiche dazu Abbildung 1 (links). Die hierfür zugrundeliegenden Daten bestehen aus ¼-Stundenwerten und werden auf Basis der Daten des Netzbetreibers und unter Verwendung eines Modells zur Ermittlung der PV-Einspeisung (Wiedemayer, 2015) ermittelt.

Anhand der Residuallastkurve wird der Speicher so eingesetzt, dass der Summenlastgang nach dem Speichereinsatz weniger Spitzen und Täler aufweist und allgemein homogenisiert ist. Durch diese Homogenisierung, siehe Abbildung 1 (rechts), wird erreicht, dass ein hoher Anteil erneuerbarer Energie im Batteriespeicher gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgegeben werden kann. Für die Optimierung des Speichereinsatzes werden tägliche Lade- und Entladeschranken festgelegt, die an den Residuallastverlauf angepasst werden.

¹ 4ward Energy Research GmbH, Zweigstelle Graz, Reininghausstraße 13a, 8020 Graz, Tel.: +43 664 88500336, thomas.nacht@4wardenergy.at, www.4wardenergy.at

Da das Vorhandensein erneuerbarer Erzeugung eine Voraussetzung für den Betrieb des Speichers ist, gewährleistet diese Methode die bevorzugte Ladung mit erneuerbarer Energie bei einem gleichzeitigen Vorteil für das Gesamtsystem.

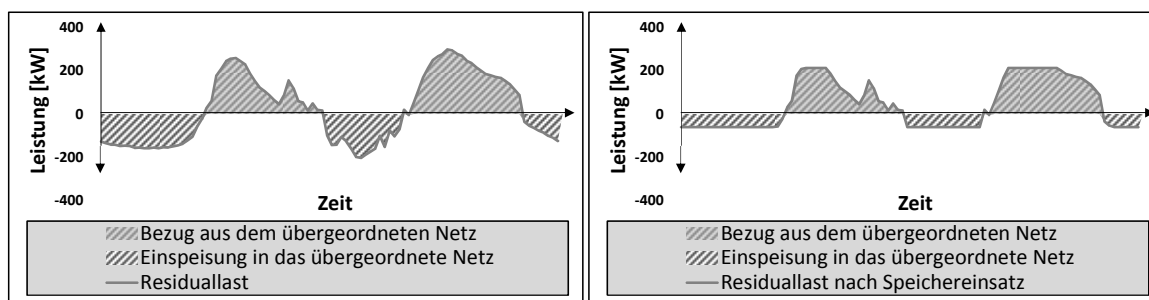


Abbildung 1: Darstellung eines beispielhaften Erzeugungs- und Lastverlaufes (links) und des resultierenden Residuallastverlaufs nach Einsatz des Speichers (rechts).

Um die Wirtschaftlichkeit des Speichereinsatzes zu bewerten werden die Ersparnisse am Energiemarkt durch eine Reduktion der Peak-Bezüge ermittelt und den Kosten für die Implementierung des Speichers gegenübergestellt.

Auswirkungen auf das Verteilnetz

Durch die Implementierung des Speichers, den koordinierten Einsatz und die damit verbundene Integration von erneuerbarer Erzeugung werden weitere Vorteile für das Verteilnetz abgeleitet. Um die Ermittlung der Auswirkungen zu ermöglichen, werden Lastflussrechnungen für jede Lastsituation (365 Tage je 24 Stunden je 4 Viertelstunden) durchgeführt. Für die Lastflussrechnungen werden die Last- und Erzeugungsverläufe auf die einzelnen Knoten des Netzes heruntergebrochen. Die Aufteilung geschieht auf Basis der Daten des lokalen Energieversorgers. Im Basisfall werden die Netzsituationen ohne einen Speichereinsatz berechnet. Als Ergebnisse dieser Betrachtung werden die Spannungen an den einzelnen Knoten sowie die Leitungsbelastungen ermittelt. In weiterer Folge werden Lastflussrechnungen unter Berücksichtigung eines Speichereinsatzes durchgeführt und die Ergebnisse anschließend miteinander verglichen.

Ergebnisse

Durch den Speichereinsatz lassen sich eindeutige, positive Effekte auf das betrachtete Netz ableiten. Wird der Speicher richtig positioniert und dimensioniert, kann ein residuallast-gesteuerter Einsatz zu (1) einer Reduktion der Spitzenlastbezüge des gesamten Netzes (bis zu 485 GWh), (2) einer Reduktion der erneuerbaren Überschusserzeugung und damit zu einem erhöhten Verbrauch von lokaler Erzeugung (bis zu 37 %) sowie (3) zu einer Entlastung des Netzes durch eine Reduktion der Knotenspannungen (bis zu 0,2 %) sowie der maximalen Leitungsbelastung (bis zu 5 %) führen. Generell haben die Untersuchungen jedoch gezeigt, dass für einen wirtschaftlichen Betrieb des Speichers, alternative Einnahmequellen zum Energiemarkt notwendig sind. Wird der Batteriespeicher einem anderen Hauptverwendungszweck gewidmet, bspw. als Batteriewechselstation für Fahrzeuge, kann die ungenutzte Flexibilität für den residuallast-gesteuerten Einsatz herangezogen werden und ermöglicht dann auch einen wirtschaftlichen Betrieb.

Da die Kosten für die Umsetzung und Implementierung der Flexibilitäten ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit und Akzeptanz sind, sollte für die Umsetzung eine Variante mit möglichst geringem finanziellen Aufwand für Messung und Regelung gewählt werden. Da der Einsatz des Speichers auf Basis der Residuallast aus gesamter Erzeugung und gesamtem Verbrauch erfolgt, wäre es für die Regelung des Speichers ausreichend, die entsprechenden Größen an zentralen Stellen zu messen, was den Aufwand entsprechend reduzieren würde.

Verweise

- [1] E-Control. (2002). Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR). Wien.
- [2] Wiedemayer, C. (2015). Die Integration eines Batteriespeichersystems in das Microgrid Güssing. Wien.

2.6.4 Energy Storage Beyond Arbitrage – Harnessing the Excess Energy of Wind Power Plants

Fabian MOISL¹

Abstract

High efforts to promote and expand renewable energy systems (RES) in Europe have led to fundamental changes in the electricity sector. Demand minus volatile generation from renewables (the residual load) tends towards zero in few moments during a year and could also become negative at times in the foreseeable future, which would force RES to shed generation. This is where storage devices, which are often considered to be indispensable elements of future energy systems, could produce relief, but they are currently suffering from low wholesale electricity prices and small price spreads in particular. Consequently, the traditional field of application for storage systems, energy arbitrage, often fails to trigger investment in those technologies. Hence there is a strong interest to employ them for additional purpose in order to generate extra revenues.

This paper aims to explore options of deployment of battery energy storage systems (BESS) when operated jointly with a wind power plant (WPP). Thereby the BESS is used in three different ways in order to maximize net revenues of the wind-storage system: (1) to reduce forecast errors of the WPP and thus reduce payments for balancing energy; (2) to provide ancillary service (negative control energy) to the grid; and (3) harness excess energy of the WPP by shifting production in moments of low corresponding value of energy to moments of high values.

To achieve this, the BESS must operate in both the (day-ahead) spot market and the control energy market. The optimal dispatch strategy of the BESS is obtained from a two-stage linear optimization model:

- In a first step dispatch of the BESS is optimized for the upcoming period (day) considering day-ahead spot market prices for electricity only. This first optimization leads to a scheduled dispatch of the BESS.
- Subsequently, the second step of optimization takes into account the forecast error of the WPP and the control energy that has to be delivered by the wind-storage system and gives the actual dispatch of the BESS.

Both steps of the optimization model assume perfect foresight and the wind-storage system to act as a price taker. Finally, resulting net revenues from storage deployment are calculated according to the actual dispatch of the BESS using historical data for forecast errors of a WPP and balancing energy prices, spot market prices, control energy calls and control energy market prices.

The calculation is based on data from the year 2014 of the Austrian spot and control energy market and was performed using the example of an existing 20 MW WPP in Austria. The linear optimization model was implemented in Matlab using Yalmip and a Gurobi Optimizer.

¹ Vienna University of Technology, Institute of Energy Systems and Electrical Drives, Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/E370, 1040 Vienna, Tel.: +43 1 58801 370373, moisl@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

2.6.5 Druckluftspeicherkraftwerk mit Dampfkreislauf

Stephan HERRMANN¹, Steffen KAHLERT¹, Hartmut SPLIETHOFF¹

Motivation

Der Wandel im Stromsektor setzt die deutschen Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) wirtschaftlich unter Druck. Zeitgleich steigt der Bedarf an Ausgleichsenergie um die fluktuierende Produktion der erneuerbaren Energien zu kompensieren.

In diesem Zusammenhang wurde ein neuartiges Konzept entwickelt, bei welchem ein Druckluftspeicherkraftwerk mit einem GuD-Kraftwerk gekoppelt wird und so eine Nutzung der Kompressionsabwärme ohne große thermische Speicher möglich ist.

Systemkonzept

Hierfür wird die Abwärme über einen Rekuperator an ein Umlaufmedium, von diesem an den Abhitzedampferzeuger des GuD-Kraftwerks abgegeben und die Dampfturbine betrieben. Im Ausspeichervorgang wird die Druckluft über den Rekuperator in umgekehrter Richtung wieder aufgeheizt. Der Rekuperator und der Abhitzedampferzeuger werden gleichzeitig durch Abgase beheizt. Dadurch wird effizient elektrische Energie gespeichert und ein breiter Lastbereich von -30 bis +100% ermöglicht. Neben dem Einspeicher- und Auspeicherbetrieb ist auch ein reiner GuD-Betrieb möglich, sodass das Kraftwerk auch bei leerem Speicher als effizientes Reservekraftwerk genutzt werden kann. Durch Wärmeauskopplung aus dem Dampfkreislauf kann in allen drei Betriebsmodi Fernwärme bereitgestellt werden.

Systemanalyse

Zwei unterschiedliche Ausführungen werden vorgestellt. In der ersten Ausführung in Abb. 1 wird die Druckluft über einen gefeuerten Expander entspannt und die Abwärme einem Rekuperator zugeführt. Alternativ kann die Druckluft einer Gasturbine als Sekundärluft zugeführt werden, wobei sich die vom Verdichter benötigte Leistung entsprechend verringert. Beide Konzepte werden hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile und ihrer Umsetzbarkeit diskutiert. Auch ein Vergleich zu bestehenden Druckluftspeicherkonzepten wird durchgeführt.

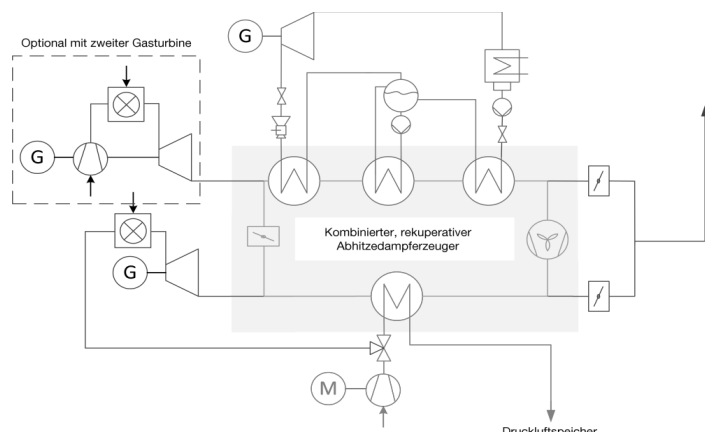


Abbildung 1: Mögliche Ausführung des kombinierten GuD-Druckluftspeicherkraftwerks.

Mithilfe einer Kreislaufsimulation wird eine energetische Analyse des Konzepts durchgeführt. Speichereffizienzen über 80% und ein geringer Brennstoffbedarf können erreicht werden. Beispielhaft wird eine Anlage ausgelegt und neben den Einsatzzeiten auch die Wirtschaftlichkeit mit einem herkömmlichen GuD-Kraftwerk für das Jahr 2014 anhand von EEX-Börsenstrompreisen verglichen. Dabei zeigt sich, dass die Auslastung der Anlage und die Erlöse signifikant höher sind. Es zeigt sich weiterhin, dass ein solcher Kraftwerkstyp durch seine hohe Flexibilität und vergleichsweise geringen spezifischen Investitionskosten wesentliche Vorteile gegenüber anderen Speicherkonzepten bieten und ein geeignetes Instrument für den wirtschaftlichen Erhalt der Versorgungssicherheit sein kann.

¹ Technische Universität München, Boltzmannstraße 15, 85747 Garching bei München, Tel.: +49 89 289 16279, Fax: +49 89 289 16272, stephan.herrmann@tum.de, www.es.mw.tum.de

2.6.6 Kann Eigenversorgung zur Entlastung von Niederspannungsnetzen beitragen?

Anna-Lena KLINGLER¹, Simon MARWITZ¹

Motivation und zentrale Fragestellung

In Deutschland ist derzeit ein dynamischer Anstieg von Eigenversorgung im Bereich privater Haushalte zu verzeichnen (Eisland 2015). Auf den mit der eigenen PV-Kleinanlage erzeugten Strom entfallen keine Umlagen (v.a. EEG-Umlage und Netznutzungsentgelte), daher ist Eigenversorgung finanziell sehr attraktiv (BMWi 2015). Auf der einen Seite scheint die Umlagebefreiung gerechtfertigt, da das Netz als öffentliches Gut bei der direkten Nutzung von eigenerzeugtem Strom nicht genutzt wird. Auf der anderen Seite leisten Eigenversorger nur dann einen effektiven Beitrag zur Reduktion von Netzbelastung und damit zur Vermeidung von Netzausbau, wenn dadurch langfristig Spannungs- und Leistungsspitzen reduziert werden (EU Commission 2015). Die Verbreitung von stationären Solarstromspeichern könnte diesen positiven Beitrag zukünftig begünstigen (Weniger 2015).

Im vorliegenden Beitrag wird daher untersucht, inwieweit Eigenversorgung in Verbindung mit Batteriespeichern zur Reduktion von Netzausbaumaßnahmen beitragen kann.

Methodische Vorgehensweise

Um zu zeigen inwieweit Eigenversorgung von privaten Haushalten dazu beitragen kann Einspeisespitzen und die damit verbundenen Netzbelastungen zu reduzieren, wird eine Eigenversorgungsoptimierung mit einem Verteilnetzmodell gekoppelt.

Das Netzsimulationsmodell bildet die Netztopologie von ländlichen, vorstädtischen und städtischen Verteilnetzen mittels Netzelementen wie Transformatoren, Kabeln, Leitungen und Knoten ab. Unter Berücksichtigung der technischen Parameter dieser Netzelemente, sowie der Erzeugungs- und Verbrauchsprofile werden die resultierenden Netzspannungen und Netzströme ermittelt.

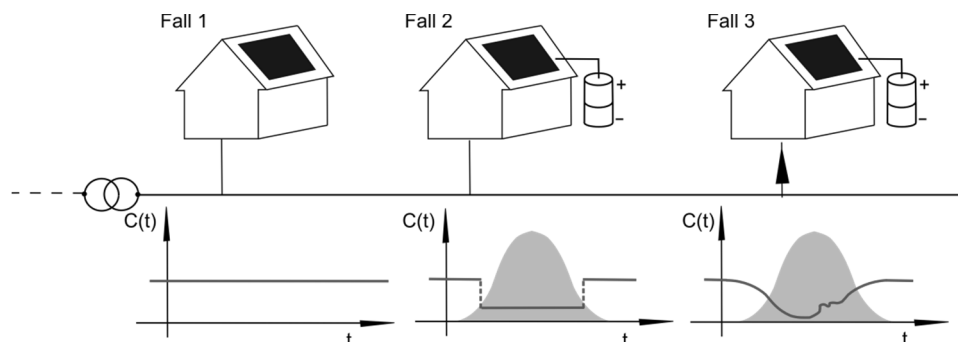


Abbildung 1: Schematische Darstellung der drei Fälle und zugehöriges Preissignal $C(t)$, in grau die PV-Leistung.

Das Eigenversorgungsmodell bildet für einen durchschnittlichen 2-Personen-Einfamilien-haushalt (EFH) mit einer 5,6 kWp PV-Anlage unterschiedliche Fälle der Bewirtschaftung eines 7 kWh Batteriespeichers ab. Die Speicherbewirtschaftung wird in einer Optimierung bestimmt, in der die Gesamtkosten für den Strombezug anhand eines Preissignals minimiert werden.

In der vorliegenden Analyse werden drei Fälle untersucht (siehe Abb. 1): Im Referenzfall (Fall 1) findet keine Eigenversorgung statt und der gesamte Strom zum konstanten Haushaltstrompreis von 28,81 ct/kWh bezogen wird. In Fall 2 reduziert sich der Strompreis für die eigenerzeugte Strommenge auf die entgangene Einspeisevergütung von 12,31 ct/kWh (Stand Sept. 2015). In Fall 3 werden im Preissignal zudem noch Netzrestriktionen berücksichtigt. Hierfür werden mit dem Netzmodell anhand der nicht optimierten EFH-Lasten aus Fall 1 Spannungsverletzungen ermittelt und in den entsprechenden Stunden der Strompreis zusätzlich reduziert, um netzkritische PV-Leistungsspitzen abzufangen.

¹ Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48, 76131 Karlsruhe, Tel.: +49 721 6809 180, anna-lena.klingler@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Es zeigt sich, dass Batteriespeicher kaum zur Netzentlastung beitragen, falls sie ausschließlich zur Erhöhung des Eigenversorgungsanteils betrieben werden: Im Sommer werden die Batterien bereits in den frühen Vormittagsstunden vollständig aufgeladen und reduzieren daher die PV-Leistungsspitze nur unwesentlich. Im Winter wird der erzeugte Strom fast vollständig im Direktverbrauch genutzt und der Batteriespeicher kann nur wenig beladen werden. Die größte Netzbelastung entsteht hier durch hohe Lasten erst am Abend, welche aufgrund der geringen Speicherbeladung nur geringfügig reduziert werden kann. In beiden Fällen werden die Spannungsspitzen nicht abgefangen und die maximale Netzbelastung ist dieselbe wie im Referenzfall. Die durchschnittlichen Lastverläufe sind in Abb. 2 dargestellt.

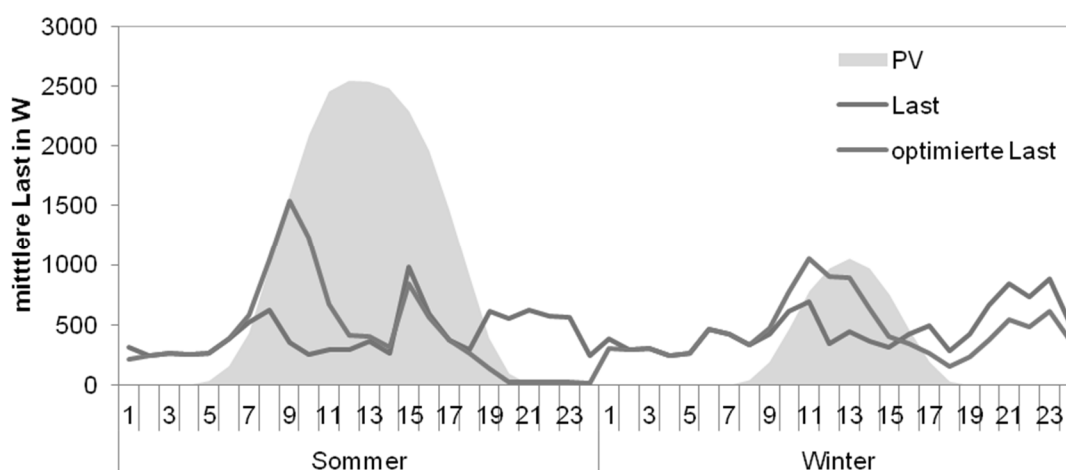


Abbildung 2: Mittlerer Lastgang eines 2-Personen-Einfamilienhaushalts über Sommer und Winter nach VDI 4655 (rot) und unter Einfluss einer Speicherbewirtschaftung zur Erhöhung des Eigenversorgungsanteils (blau).

Anders verhält es sich bei einer netzdienlichen Speicherbewirtschaftung. In Simulationen mit verschiedenen Netzkonfigurationen kann gezeigt werden, dass Netzüberlastungen in den untersuchten Szenarien vor allem in ländlichen Verteilnetzen auftreten. Durch gezielte Mechanismen, die eine netzdienliche Eigenversorgung anreizen, können diese vermieden werden.

Literatur

- [1] Elsland, R.; Boßmann, T.; Klingler, A.; Friedrichsen, N.; Klobasa, M. (2015): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2016 bis 2020. Studie des Fraunhofer ISI im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber.
- [2] European Kommission (2015): Best practices on Renewable Energy Self-consumption. SWD 141 final. Brüssel.
- [3] DIN (2008): DIN EN 50160-2008: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen.
- [4] VDE (2011): VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. VDE-Verlag.
- [5] Weniger, J.; Bergner, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V. (2015): Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin.

3 **STREAM B: ERNEUERBARE ENERGIEN**

3.1 **PHOTOVOLTAIK (SESSION B1)**

3.1.1 **Der Energieertrag von PV-Anlagen in alpinen Höhenlagen**

Wolfgang WOYKE¹, Gerhard DUMMELDINGER¹

Das Projekt SOLCLIM

Das COMET-K1-Zentrum alpS erforschte in der Höhenlage Gerlos Vorkogel (2067 m ü. NN) von 2012 bis 2015 das Solarpotenzial und ging der Frage nach, welche Systeme und Module sich dafür am besten eignen. Dazu wurden drei Photovoltaik-Test-Anlagen errichtet, für welche elektrische sowie meteorologische Daten erhoben wurden. Zwillingsysteme mit einem zu Gerlos identen Messaufbau wurden in Absam in Tallage (ca. 700 m ü. NN) betrieben, um mit einer Vergleichsanlage mit demselben regionalen Wettergeschehen den Einfluss der Höhenlage bewerten zu können.

Mit Mitteln des vom Land Tirol eingerichteten Wissenschaftsfonds untersucht die FH Kufstein das Potenzial, das sich bei diesen Höhenlagen erzielen lässt. Auch wenn die Datenlage sicherlich noch nicht ausreicht, um weitreichende und belastbare Aussagen ableiten zu können, zeichnen sich deutliche Trends ab.

Die Anlage SOLCLIM

In unmittelbarer Nähe zu Bergstationen von Seilbahnanlagen scheint sich ein signifikantes Potenzial für PV-Anlagen aufzutun. Die dezentrale Erzeugung der elektrischen Energie in direkter Nähe zum Verbrauch liefert diejenige Akzeptanz dieser Anlagen, die ansonsten als störend für das Landschaftsbild empfunden werden. Im Gegenteil sorgen sie für Nachhaltigkeit in Bezug auf den Betrieb von elektrischen Anlagen des Liftbetriebs und der Gastronomie. Zudem können an diesen Standorten die elektrischen Einrichtungen für die Verbrauchsanlagen für die Netzeinbindung genutzt werden, da diese für den Betrieb der elektrischen Verbraucher bereits ausreichend groß dimensioniert sind. Als Eigentumsanlagen der Liftbetreiber bieten sie eine sehr gute wirtschaftliche Wertschöpfung, da die Erzeugung Strombezug ersetzt.

Es stellt sich aber die Frage, welchen Ertrag PV-Anlagen an diesen für Betrieb und Wartung klimatisch kritischen Standorten im kommerziellen Einsatz erzielen können. Klimatische Einflüsse wie die erhöhte Strahlungsintensität, der Albedoeffekt und die tieferen Umgebungstemperaturen lassen einen deutlich höheren Ertrag erwarten, Vereisung, Schneebedeckung und Wolkenzug haben einen negativen Einfluss auf den Ertrag der Anlagen.

Um diesen Fragestellungen für verschiedene Systemkonfigurationen nachgehen zu können, wurden an beiden Standorten jeweils drei Trägersysteme errichtet:

- Solwing F (starr nach Süden ausgerichtet)
- Solwing S (einachsigt nachgeführt)
- Solwing T (annähernd 2-achsigt nachgeführt)

Auf jedem der drei Trägersysteme wurden jeweils drei PV-Systeme montiert:

- 4 Module Moser BaerSolar MBPV CAAP 220 (Monokristallin) PSTC = 880W
- 15 Module FS377 (Dünnschicht CdS/CdTe) PSTC = 1163 W
- 4 Module CNPV-300 P (Monokristallin) PSTC = 1.200W

¹ FH Kufstein Tirol Bildungs GmbH, Andreas Hofer-Straße 7, 6330 Kufstein, Tel.: +43 5372 71819 120, Fax: +43 5372 71819 104, www.fh-kufstein.ac.at, {wolfgang.woyke|stud.gerhard.dummeldinger}@fh-kufstein.ac.at

Typische Erzeugungsprofile im Mikroklima Berg- und Tallage

Abbildung 1 zeigt zwei typische Erzeugungsverläufe für die Unterschiedlichkeit der Erzeugungskurven in der Berglage Gerlos im Vergleich zur Tallage in Absam. Ein offensichtlich sonnig beginnender Tag am 3. März 2014 verdunkelt sich in der Höhenlage deutlich schneller und reduziert die Erzeugung damit mehr als in der Tallage. Dieser Tage endet mit einer geringeren Gesamterzeugung am Berg als im Tal. Im Gegensatz dazu steht die Erzeugungskurve vom 1. Februar 2014. Eingetrübtes Wetter schlägt sich in der Tallage folgenreicher auf die Erzeugung nieder als in Berglage.

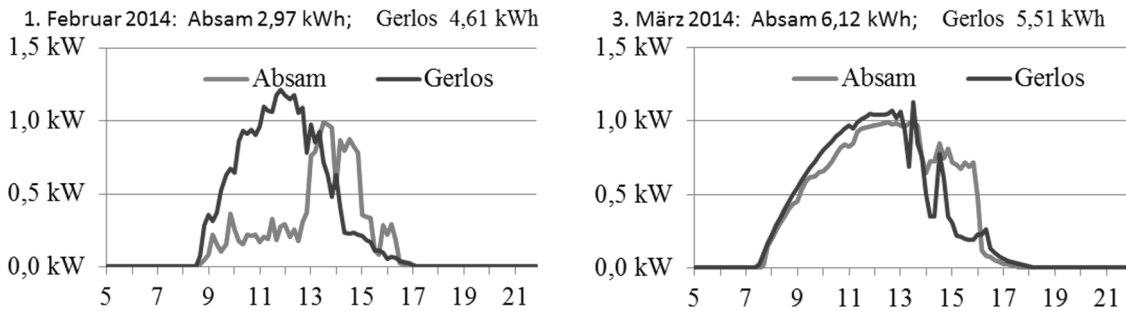


Abbildung 1: Erzeugung im Vergleich von Berg- und Tallage.

Bewertung der Standorte im Vergleich

Insgesamt liegen für beide Anlagen zueinander konsistente Daten im Zeitraum von 3 Monaten vor. Abbildung 2 zeigt einen Vergleich der einzelnen Tage. In Grün eingetragene Werte kennzeichnen Tage mit dem für die Berglage erwarteten höheren Ertrag in Gerlos, Rot markierte Werte kennzeichnen einen Mehrerertrag in Absam. Es wird sehr deutlich, dass das örtliche Mikroklima einen wesentlichen Einfluss auf die Ertragslage nimmt. In Summe ist die Ertragslage in Gerlos aber ca. 10% höher als in Absam und spiegelt damit die erwartete höhere Einstrahlung wieder.

Kalendertagsvergleich 12/2013 bis 3/2014

	Dez	Jan	Feb	Marz
1		1,06		1,64
2	0,73		0,29	0,70
3	0,22			1,59
4			0,41	0,57
5	1,70			1,81
6	1,39		0,68	0,00
7	0,30		0,21	0,31
8	1,40		0,19	0,01
9	0,93		0,20	0,47
10	0,20		0,10	0,68
11	0,25		1,26	1,81
12	0,23		2,37	1,94
13	0,26			0,61
14	0,49		0,22	0,41
15	0,43			0,53
16	0,25			0,00
17	0,61			0,36
18				1,17
19	0,93			1,05
20	0,58			0,54
21	0,45		0,08	2,27
22	0,04		2,45	1,92
23	0,35		0,53	3,50
24	0,86		0,52	0,13
25			3,81	0,58
26	0,49		0,13	0,68
27	0,14		0,66	0,62
28	0,22		1,29	0,38
29	0,16		2,98	
30	2,87		0,45	
31	0,40		0,35	

Grün [kWh]: Mehrertrag Gerlos
 Rot [kWh]: Mehrertrag Absam
 Solwing F; CNPV-Module

Abbildung 2: Kalendertägliche Mehr-/Minderertrag.

Ergebnis

Die höhere Strahlungsleistung der Höhenlage von ca. 10% wirkt sich direkt auf einen entsprechend höheren Energieertrag aus. Einflussfaktoren wie geringere Umgebungstemperaturen, die Reflexion des Schnees, die Schneebedeckung und die erschwerte Zugänglichkeit für die Anlagenwartung gleichen sich aus.

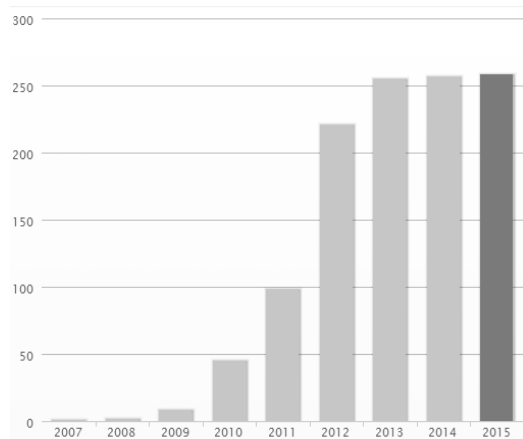
3.1.2 Generation of Electrical Energy from Solar Energy – Lessons of Experience from Slovenia Case

Klemen DEŽELAK¹, Mirza SARAJLIĆ¹, Tatjana KONJIĆ²,
Nermin SARAJLIĆ², Gorazd ŠTUMBERGER¹, Jože PIHLER¹

Abstract

Due to the increasing environmental awareness, legal regulations and international agreements that require reducing of carbon emissions and improvement of energy efficiency, there is need to increase the share of renewable energy in the total energy balance of the community. Renewable energy sources such as solar energy, wind energy, water energy, biomass, continue to set record levels for investment.

Solar energy is the main driving force of climate cycles and all life cycles on Earth, it is inexhaustible and it can be basically used in all countries of the world. Solar energy can be converted into electricity in many ways, but the simplest is the direct conversion using photovoltaic (solar) cells, where operating method is based on the photoelectric effect. As a result of the initiative to use renewable energy, photovoltaic (PV) systems have recently recorded a rapid increase in installed capacity. Currently, photovoltaic systems are the leading producers of electrical energy in relation to the number of installed capacity, and they have outscored wind energy and gas systems.



This paper gives an overview of constructed photovoltaic power plants in Slovenia. Fig. 1 shows a cumulative number of photovoltaic power plants in Slovenia from 2007 till 2015. The reason for increased situation is mainly in electricity feed-in support scheme for renewable energy source (RES) and high-efficiency cogeneration (CHP) power plants. For example, the subventions provided by the Slovenian government to green power producers in 2014 were about 130 million euro, where the bulk of the subventions went to the solar PV plants - 62.6 million euro. Described situation has some defectiveness, while conclusions could be applied in some countries where an increased economy level is about to start.

Figure 1: Cumulative number of photovoltaic power plants in Slovenia.

In that manner the current situation of Bosnia and Herzegovina about the area of photovoltaic power plants will be presented in the paper as well.

References

- [1] CIGRE Technical Brochure on Coping with Limits for Very High Penetration of Renewable Energy, Junij 2012
- [2] Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016, European Photovoltaic Industry Association, Maj 2012
- [3] Anton Verdenik, Damjan Kovačić, Tadej Dobrun: Izgradnja prve solarne elektrane u Bosni i Hercegovini; Međunarodna konferencija ENERGA, Tuzla, Junij, 2012
- [4] Targets, strategies and measures till the year 2020 on the field of green electricity production in Slovenia, EC, Boosting green electricity in 11 European regions (RES-e Regions)

¹ University of Maribor, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, Smetanova 17, 2000 Maribor, Slovenia, klemen.dezelak@um.si

² University of Tuzla, Faculty of Electrical Engineering, Franjevačka 2, 75000 Tuzla, Bosnia and Herzegovina

3.1.3 Defining Reasonable PV Penetration Goals – Assessment of the Effect of High PV Capacity Levels on Low Voltage Networks

Noel MICALLEF¹, Manfred WEISSENBACHER¹

Abstract

We analyzed 33 million residential Smart Meter 15-minute period records for electricity consumption and photovoltaic electricity generation from low voltage (LV) feeders with various photovoltaic (PV) penetration levels. In turn we modeled a range of higher PV penetration scenarios and assessed the effect on the LV network. We found that active power losses decreased in modest PV penetration scenarios, but increased beyond the PV-free scenario at PV penetration levels that do not yet experience overvoltage problems. We thus argue that active power loss might be a reasonable metric to define PV penetration targets that do not require any infrastructure upgrades such as on-load tap changers (OLTCs) or energy storage units.

Introduction

The benefits of high renewable energy shares in terms of climate change mitigation and energy security are well documented and reflected in national renewable energy plans around the world. However, the challenges that intermittent renewable energy regimes may pose to electricity grid operators are likewise known. Photovoltaic (PV) electricity generation may coincide well with mid-day electricity demand, but increasingly high PV penetration levels will eventually challenge grid stability and power quality. In this study we attempted to investigate if a rule-of-thumb can be devised that would allow the grid operator to quickly decide how much PV capacity may be added to a LV feeder under a given demand scenario and PV output profile. The data set used came from the central Mediterranean island of Gozo, which is part of European Union member state Malta.

Methodology

We reviewed and processed 15-minute electricity consumption and PV electricity generation SMART meter data for consumers and producers. We focused on meters ultimately connected to four substations known to experience overvoltage issues, and analyzed the data for the period 01/01/2013 to 30/06/2014. The total number of consumer meters associated with these four substations was 1600, while the total number of PV meters was 157. Since many of the PV systems in these locations had been relatively recently installed, we also used the data from 200 PV meters that were randomly selected from locations all over Gozo to create a generic PV output profile. Data from master meters installed in the substations was available as well.

Based on these data sets a Structured Query Language (SQL) model was developed as a first step. Data sets were subjected to filtering routines to exclude data or meters that showed unusual readings. (Significant NULL records; night-time, unrealistic daytime or significant zero PV output.) Notably, the meters installed in households in Malta do not register reactive power. Resulting standard, i.e. “typical”, 15-minute and 60-minute profiles for each type of consumer meter were then combined in the model with the generic PV output profile and compared to the substation master meter data sets.

More precise models utilizing Geographic Information System (GIS) data and physical network information (transformer and cable characteristics such as impedance, distance, etc.) were designed for two of the four substations’ networks using power systems software DiGSILENT PowerFactory. These models were used for load flow studies. We explored different photovoltaic penetration scenarios to reveal their effects on the LV network and to test compliance with the required standard, European Standard EN50160. From the results we derived a general rule of maximum allowable PV penetration (in absence of any mitigation measures) for the case studies’ given electricity consumption and PV generation profiles.

¹ Institute for Sustainable Energy, University of Malta, Msida, MSD 2080, Malta,
{noelmic@maltanet.net},
{manfred.weissenbacher@um.edu.mt}

Results

The SQL model achieved a close correlation between the sum of individual meters and the associated substation master meters. This model showed instances of reverse power flow during the period April to June around 11:00 to 15:00 at the current PV penetration level for all four modeled substations. The DIgSILENT model was initially built with monthly average hour records (consumer and PV output profiles from the SQL model) and then with actual SMART meter consumption data: the results remained largely the same. In the ensuing load flow analysis it was ensured that the maximum cable current loadings were never exceeded. In the Base Case/“No PV” scenario as well as the Present Situation Scenario (meters @ 31/12/2014) all feeders operated within the $\pm 10\%$ voltage range. In a “Plus 1kWp PV” scenario (for those households that were still without PV capacity), existing substation transformers coupled with load balancing were still able to bring all node voltages within EN50160 limits. In a “Plus 2kWp PV” scenario, transformers had to be replaced to allow for greater tapping flexibility. For one of the substations an OLTC 11kV:400V 9-step tap change transformer was required since two tap changes had to happen during the same month to keep all feeders within limits. (Solutions with energy storage are not included in this presentation.) For the other substation it was possible to avoid the investment into a new transformer by switching the inverters to Q(V) control. Since it was noticed that active power losses increased considerably at high PV penetration levels, instantaneous PV penetration ratios at the feeder level were correlated with active power losses.

As expected, low instantaneous PV penetration levels showed a decrease in active power loss, while a steep increase in losses occurred at a certain, relatively high penetration level. One way of defining a goal for PV penetration that does not require any substantial mitigation efforts is to target the penetration level at which active power losses are roughly equivalent to the “No PV” scenario. We found this level to be reached at instantaneous PV penetration ratios of about 200% in the given setting for the 10 LV feeders investigated (Figure 1).

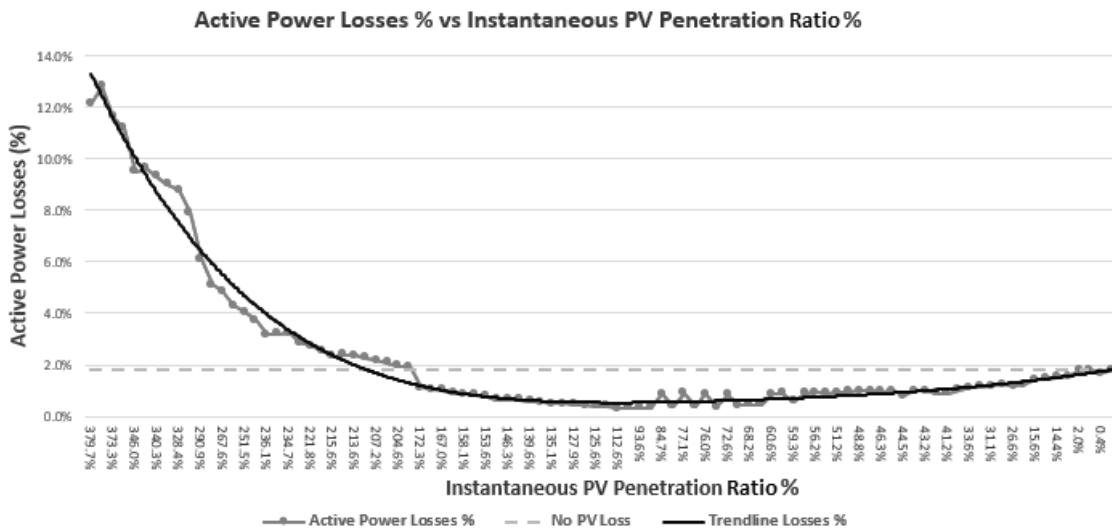


Figure 1: Active power losses decrease below the “No PV” scenario at low instantaneous PV penetration levels, but increase markedly when instantaneous PV penetration ratios above 200% are reached.

3.1.4 Solarstrom für 6 Cent/kWh – Entwicklung eines Low-Cost Heliostaten mit Dünnschichtreflektor am NASA Jet Propulsion Laboratory

Armin BUCHROITHNER¹, Gani GANAPATHI², Art PALISOC³,
Gyula GRESCHIK⁴

Inhalt

Heliostaten stellen einen wesentlichen Kostenfaktor bei der Errichtung und dem Betrieb solarthermischer Kraftwerke dar. Sie können bis zu 50% der gesamten Anlagekosten ausmachen. Das U.S. Department of Energy (DOE) verfolgt mit der Ausschreibung der SunShot Initiative das Ziel, die Energiekosten für Solarstrom auf unter 6 US-Cent pro kWh zu reduzieren. Da die Leistung von Solarturmkraftwerken (Concentrated Solar Power Anlagen) proportional zur installierten Spiegelfläche und der Genauigkeit der Sonnennachführung ist, spielt die Entwicklung kostengünstiger und leistungsstarker Heliostaten eine besondere Rolle. Die Kosten der Heliostatfläche müssen von den aktuell erreichbaren ~ \$ 200 - 250/m² auf ~ \$100/m² reduziert werden.

Am NASA Jet Propulsion Laboratory wurde im Rahmen eines vom DOE geförderten Projektes in Zusammenarbeit mit der TU Graz ein Heliostat entwickelt, welcher durch Einsatz von Schaumkern-Sandwichpaneelen und Dünnschichtreflektoren (in Abbildung 1 dargestellt) eine signifikante Gewichts- und Kostenreduktion ermöglicht. Die Spiegel wurden umfangreichen Reflektivitäts- und Lebensdauerstests unterzogen, sowie mittels Reverse Shack-Hartman Methode photogrammetrisch charakterisiert.

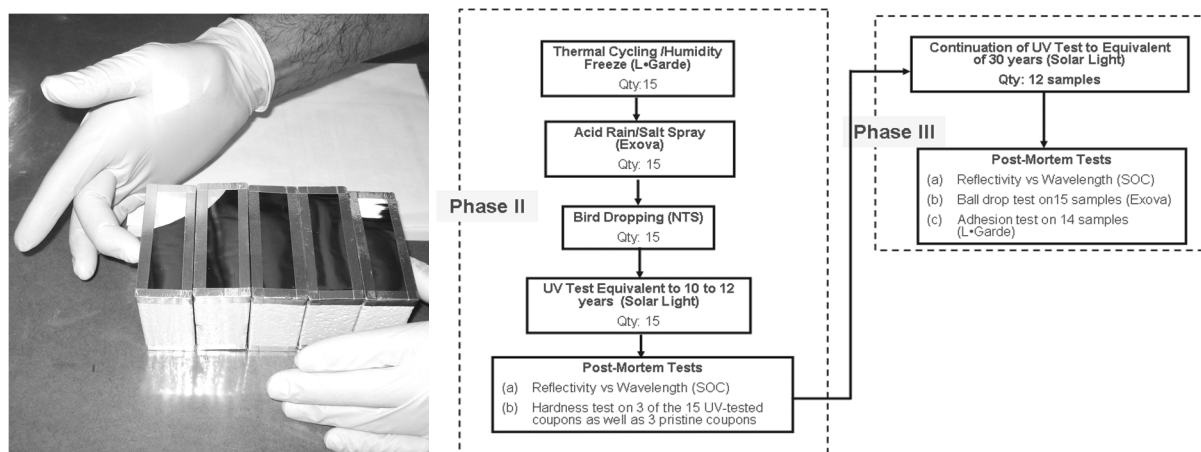


Abbildung 1: Testablauf für die Zuverlässigkeitsprüfung von 15 Spiegel-Test-Coupons.

Verschiedene Kosten-Nutzen-Analysen ergaben eine kostenoptimale Heliostatgröße von etwa 100m², wobei hierbei auch Installations-, Verkabelungs- und Fertigungskosten beachtet wurden. Ein kabelloser, autarker Heliostat, welcher über PV-Module und Batterie mit Energie versorgt wird und über Wi-Fi kommuniziert, erwies sich als kostengünstigste Variante. Basierend auf dieser Größenabschätzung wurde eine mechanische Grundstruktur entworfen, welche nicht nur durch konsequenten Leichtbau, sondern auch durch Optimierung von Transport und Montage die Gesamtkosten weiter reduziert.

Um die Performance und Praktikabilität des Heliostatkonzeptes zu verifizieren wurde ein verkleinerter Prototyp mit 3x2 m Spiegelfläche konzipiert und gebaut (siehe Abbildung 2).

¹ Technische Universität Graz, Institut für Maschinenelemente und Entwicklungsmethodik, Inffeldgasse 21 b/II, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7363, armin.buchroithner@tugraz.at, www.ime.tugraz.at

² Jet Propulsion Laboratory, 4800 Oak Grove Drive, 91109 Pasadena, USA, Tel.: +1 818 354-7449, gani.b.ganapathi@jpl.nasa.gov, www.jpl.nasa.gov

³ L'Garde, 15181 Woodlawn Ave, Tustin, CA 92780, USA, Tel.: +1 714 259-0771, www.lgarde.com, art_palisoc@lgarde.com

⁴ TentGuild Engineering Co., 4740 Table Mesa Drive, 80305 Boulder, USA, Tel.: +1 866 666-7761, greschik@teguec.com

Die Dimensionen all jener Bauteile, welche Einfluss auf die Nachgiebigkeit und folglich optische Genauigkeit des Heliostaten unter Einfluss von Wind- und Gewichtskraft haben, wurden so skaliert, dass der Gesamtwinkelfehler genau jenem des 100m²-Serienproduktes entspricht.



Abbildung 2: CAD-Modell und Foto des JPL Heliostat Prototypen.

Das CAD Modell des Prototypen wurde mit den Software Tools SOLIDWORKS, ANSYS und COMSOL Multiphysics unter Windlasten von bis zu 35 mph im Betrieb und 85 mph in Parkposition (Stow) simuliert, wobei ein optischer Gesamtwinkelfehler der mechanischen Grundstruktur von unter 1 mrad RMS ermittelt wurde.

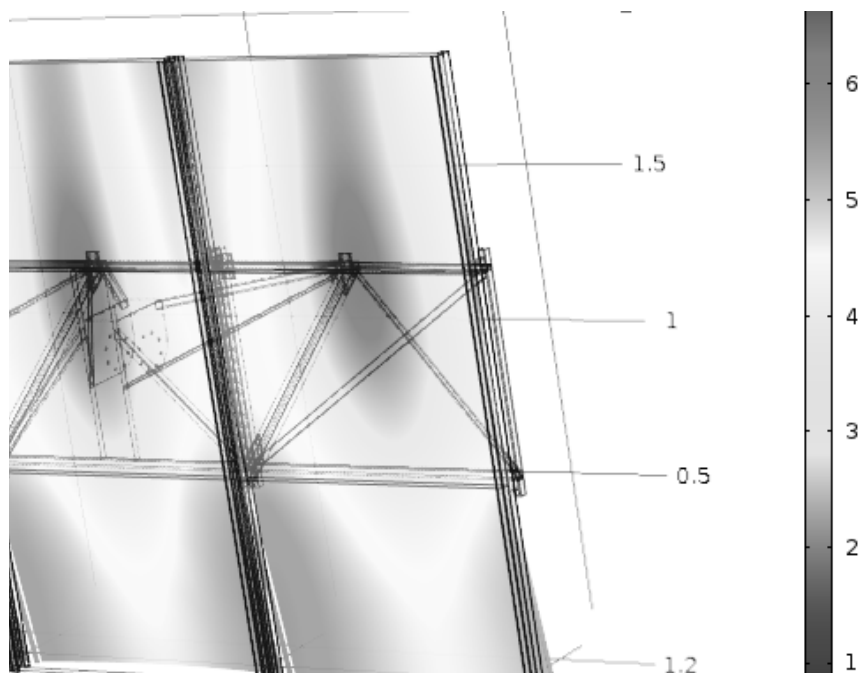


Abbildung 3: FEM Simulation des RMS Winkelfehlers des Heliostaten bei 35 mph Windgeschwindigkeit.

Bis zum März 2016 wird der Prototyp umfangreichen mechanischen und optischen Tests unterzogen. Die Ergebnisse dienen unter anderem der Verifikation des FEM-Modells zur Berechnung der Durchbiegung, der Eigenfrequenzabschätzung, des PV/Batteriesystems und der Funktionalität des Controllers. Weitere Details zu den Testergebnissen sowie Detaillösungen werden im Laufe des Jahres 2016 in separaten Publikationen erscheinen.

3.1.5 Modellierung der Investitionsdynamik von Aufdach-Photovoltaikanlagen in Deutschland

Martin KLEIN¹

Zusammenfassung

Untersuchungsgegenstand sind die Investitionen in Aufdach-Photovoltaikanlagen in Deutschland in den Jahren 2009 bis 2014. Es wird ein Modellmechanismus vorgestellt, der anhand der absoluten Anzahl der Installationen pro Monat Rückschlüsse auf die Investitionsbereitschaft im zeitlichen Verlauf zulässt.

Motivation

Ein vertieftes Verständnis der Dynamik der Investitionen in erneuerbare Energien wird Gesetzgebern Mittel in die Hand geben, besser abgestimmte Förderinstrumente zu gestalten und Ausbauziele genauer zu treffen. Verschiedene Arbeiten haben sich bereits mit der Dynamik des Ausbaus von Photovoltaikanlagen befasst: Grau [1] hat ein dynamisches Modell zur Anpassung von Einspeisevergütungen vorgestellt. Ähnliche Arbeiten stammen beispielsweise von Benthem et al. [2] und Wand & Leuthold [3], mit dem Zusatz von Technologie-Diffusionstermen. Diese Modelle betrachten nur den relativen Zubau, da sie an historische Daten angepasst werden und so keine Interpretation für den absoluten Wert des Zubaus liefern. In der Literatur werden auch Netzwerk- und Nachbarschaftseffekte betrachtet, siehe beispielsweise [4,5]. Diese Modelle sind jedoch nur schwierig zu generalisieren und lassen sich nicht in einer analytisch geschlossenen Form darstellen.

Methodik

Investitionsentscheidungen werden häufig auf Basis der Kapitalwertmethode (engl. Net Present Value, Abk.: NPV) getroffen, wobei ein $NPV > 0$ ein lohnendes Projekt bezeichnet [6]. Eingangparameter für die NPV-Berechnung in unserer Fallstudie sind die Anfangsinvestition für das PV-System, die Abzinsrate r , die Projektlaufzeit, die sogenannte Performance Ratio, der Eigenverbrauchsanteil, Moduldegradation, Dachneigung, die Einspeisevergütung, der Haushaltsstrompreis und die Solareinstrahlung. Mit einer Monte-Carlo-Methode variieren wir die Eingangparameter der NPV-Berechnung [7] und erstellen so eine Menge an NPVs von *möglichen* PV-Anlagen mit unterschiedlicher Wirtschaftlichkeit. Der Anteil an Anlagen mit einem $NPV > 0$ hängt von der gewählten Abzinsrate r und der Aufstellzeit t (die im Modell die Anfangsinvestition, die Vergütung und den Haushaltsstrompreis bestimmt) ab. Diesen Anteil nennen wir ökonomisches Potential Θ :

$$\Theta(r, t) = N^{-1} \sum_{i=1}^N \delta_i(r, t), \quad \delta_i(r, t) = \begin{cases} 1, & NPV_i(r, t) > 0 \\ 0, & NPV_i(r, t) \leq 0 \end{cases}$$

wobei der Index i ein einzelnen Monte-Carlo-Zug und N die Gesamtanzahl der Würfe beschreibt. Der Einwand, dass Hausbesitzer nicht nach rein ökonomischen Gesichtspunkten handeln werden, ist für unsere Analyse zunächst unerheblich. Jedes Projekt hat tatsächliche Kapitalflüsse und eine Laufzeit, und insofern kann man eine implizite Zinsrate ausrechnen, für die der NPV genau 0 wird, das heißt das Projekt gerade attraktiv genug wird, um gebaut zu werden. Die Ableitung der Potentials Θ nach der Abzinsrate r liefert die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der internen Zinsfüße der gewählten möglichen Projekte [8], da der interne Zinsfuß (engl: internal rate of return, Abk. IRR) genau als die Rate r definiert ist, für die $NPV = 0$ gilt. In unserer Simulation ist die Funktion etwa normalverteilt, mit einem Mittelwert $\mu_{IRR}(t)$ und Standardabweichung $\sigma_{IRR}(t)$. Um den absoluten Wert des Zubaus in einem Monat zu berechnen, schlagen wir folgenden Mechanismus vor: Potentielle PV-Anwender werden eine bestimmte Renditeerwartung an eine mögliche Anlage haben. Wenn diese Renditeerwartung erfüllt wird, das heißt wenn der interne Zinsfuß der möglichen Anlage über der erwarteten individuellen Mindestverzinsung (engl.: hurdle rate) liegt, wird eine Anlage auch tatsächlich gebaut. Sei $\rho(r, t)$ eine normalverteilte Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion mit Mittelwert $\mu_h(t)$ und Standardabweichung $\sigma_h(t)$, die eben diese individuelle Mindestverzinsung der Hausbesitzer bezüglich des Baus einer PV-Anlage angibt.

¹ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, Wankelstr. 5, 70563 Stuttgart, Tel.: +49 711 6862-8239, m.klein@dlr.de

Die Zubauwahrscheinlichkeit $a(t)$ in unserem Modell ist die Schnittmenge dieser beiden Kurven, siehe Abbildung 1 (a) für eine graphische Interpretation. Da beide Funktionen als normalverteilt modelliert werden, kann $a(t)$ über die Differenz zwischen den beiden Mittelwerten und deren Standardabweichungen angegeben werden. Der Verlauf von $a(t)$ für verschiedene Werte für σ_h und σ_{IRR} ist in Abbildung 1 (b) dargestellt.

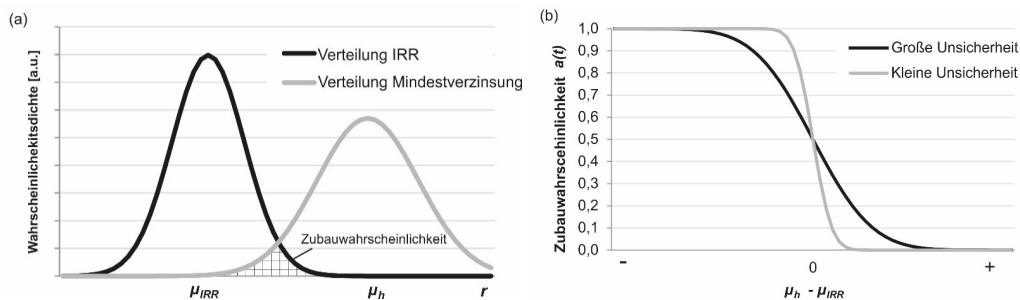


Abbildung 1: (a) Dichtefunktion der IRR- und Mindestverzinsungs-Verteilung. (b) Zubauwahrscheinlichkeit, große und kleine Werte für Unsicherheit bezeichnen hohe und niedrige Werte für die Summe der jeweiligen Standardabweichungen (jeweils schematische Darstellung).

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Wir schlagen einen Modellmechanismus vor, um den absoluten monatlichen Zubau an Aufdach-Photovoltaikanlagen zu modellieren. Da wir den tatsächlichen absoluten Zubau an PV-Anlagen in den Jahren 2009 bis 2014 empirisch bestimmen können, ermöglicht dies retrospektiv Rückschlüsse auf die Entwicklung der erwarteten Mindestverzinsung zu ziehen. Wir finden, dass die mittlere Mindestverzinsung, die angesetzt werden muss, um den tatsächlichen monatlichen Photovoltaik-Zubau in Deutschland zu erklären, über die Zeit gesunken ist.

Danksagung

Ich bedanke mich bei Marc Deissenroth, Kristina Nienhaus, Matthias Reeg und André Thess für die bereichernden Diskussionen zu dieser Arbeit. Weiterhin bedanke ich mich für die hilfreichen Kommentare im Rahmen der Helmholtz Research School on Energy Scenarios, der ETH Zürich PhD Academy on Sustainability and Technology 2015 und des Workshops "The science of choice – How to model the decision-making process?" am MPI-DR in Rostock.

Literaturverweise

- [1] T. Grau, "Responsive feed-in tariff adjustment to dynamic technology development," *Energy Economics*, vol. 44, Jul. 2014, pp. 36-46.
- [2] A. van Benthem, K. Gillingham, and J. Sweeney, "Learning-by-Doing and the Optimal Solar Policy in California," *The Energy Journal*, vol. 29, 2008, pp. 131-151.
- [3] R. Wand and F. Leuthold, "Feed-in tariffs for photovoltaics: Learning by doing in Germany?," *Applied Energy*, vol. 88, Dec. 2011, pp. 4387-4399.
- [4] J. Palmer, G. Sorda, and R. Madlener, "Modeling the diffusion of residential photovoltaic systems in Italy: An agent-based simulation," *Technological Forecasting and Social Change*, vol. 99, Oct. 2015, pp. 106-131.
- [5] V. Rai and S.A. Robinson, "Effective information channels for reducing costs of environmentally-friendly technologies: evidence from residential PV markets," *Environmental Research Letters*, vol. 8, Mar. 2013, p. 014044.
- [6] R.A. Brealey and S.C. Myers, *Principles of Corporate Finance*, McGraw-Hill, 2000.
- [7] S.B. Darling, F. You, T. Veselka, and A. Velosa, "Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics," *Energy & Environmental Science*, vol. 4, 2011, p. 3133.
- [8] F.S. Hillier, "The Derivation of Probabilistic Information for the Evaluation of Risky Investments," *Management Science*, vol. 9, Apr. 1963, pp. 443-457.

3.1.6 Wirtschaftlich optimale Auslegung von PV-Anlage und dezentralem Speicher bei zeitvariablem Bezugstarifangebot

Hans AUER¹, Andreas FLEISCHHACKER¹, Thomas LEBERER¹

Inhalt

Die wachsende fluktuierende Einspeisung von erneuerbarer Energieerzeugung führt zu enormen Herausforderungen im Energiesystem. Dezentrale Speicher können die Stromnetze stabilisieren und vor allem auch den Eigenverbrauchsanteil von PV-Anlagen bei Endkunden erhöhen. Spezielle Endkunden-Tarifmodelle können für den Endkunden Anreize für den kombinierten Betrieb von PV-Anlage und dezentralem Speicher liefern.

In dieser Arbeit werden unterschiedliche zeitvariable Tarifmodelle für Endkunden untersucht, um einen wirtschaftlichen Betrieb von PV-Anlage plus dezentralen Speicher zu gewährleisten. Ein wirtschaftliches Optimierungsmodell (Matlab) untersucht die verschiedensten Kombinationen von PV-Anlagen- und Speichergrößen für verschiedene Endkunden-Tarifmodelle für verschiedene zukünftige Szenarien der Entwicklung der relevanten energiewirtschaftlichen Parameter.

Nachfolgend werden in der Abbildung links exemplarisch Ergebnisse der Wirtschaftlichkeit in Form von Barwerten einzelner Kombinationen gezeigt:

- (1) Status quo mit konstantem Tarif
- (2) Status quo & zeitvariabler Tarif
- (3) PV & zeitvariabler Tarif
- (4) PV & Speicher & zeitvariabler Tarif.

In der Abbildung rechts werden die wirtschaftlichsten Kombinationen von optimaler PV- und Speichergröße beim entsprechenden zeitvariablen Tarif dargestellt.

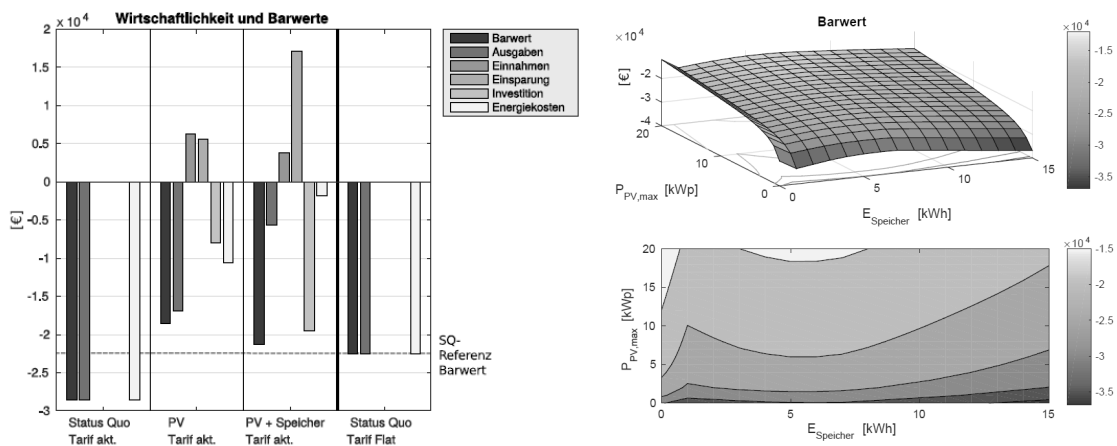


Abbildung 1: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeit (links) und wirtschaftlichsten Kombinationen von optimaler PV- und Speichergröße (rechts).

Die Analysen dieser Arbeit zeigen, dass bei entsprechendem zeitvariablem Tarifangebot für Endkunden die Investition in optimal ausgelegte PV- und Speicher für den Endkunden durchaus wirtschaftlicher sein kann als der reine Strombezug vom Netz.

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group (EEG), auer@eeg.tuwien.ac.at

3.1.7 Photovoltaic Power Plants as Active Elements of Distribution Networks

**Primož SUKIČ¹, Ernest BELIČ¹, Nevena SREČKOVIĆ¹,
Mislav TRBUŠIĆ¹, Katarina DEŽAN¹, Jurček VOH¹,
Gorazd ŠTUMBERGER¹**

Summary

According to Grid Codes in many countries, the photovoltaic (PV) power plants are obliged to generate reactive power and to curtail active power if this is required. In the case study, presented in the scope of this paper, the impacts of reactive power generation and active power curtailment on yearly electricity production of PV power plants and yearly energy losses in the distribution network are discussed. Additionally, the suitability of existing distribution networks for the yearly net self-sufficient energy supply, introduced through the net metering, is evaluated.

In order to evaluate the impacts of reactive power generation and active power curtailment on yearly electricity production of PV power plants, the principle of inverter (micro-inverter) operation and inverter's limits of operation are discussed in relation to the active and reactive power generation. Presented is measured efficiency characteristic of an inverter (micro-inverter). The measured efficiency characteristic is approximated by a surface, given as a function of generated active and reactive powers. Based on the data, measured over several years of PV power plant operation, the capacity of the discussed power plant for reactive power generation is presented. It is shown that even in the cases when inverter is chosen in such a way, that its maximal apparent power equals its maximal active power, only around 40 hours per year the active power curtailment would be required to operate all the time with $\cos \leq 0.8$. The measured active and reactive power in the discussed distribution network and the measured active power of several PV power plants were used to determine monthly maximum, average and minimum profiles. They are given as hourly values.

The described efficiency characteristic of the inverter, monthly load profiles for active and reactive powers as well as monthly profiles for active power generation of PV power plants, are applied to evaluate the impacts of reactive power generation in PV power plants on the yearly electrical energy production of PV power plants and the yearly energy transmission losses in several existing low voltage and medium voltage distribution networks. In order to determine the optimal reactive power generation of PV power plants, in each time interval of the discussed active and reactive power load profiles and profiles of active power generation in PV power plants, a stochastic search algorithm called Differential Evolution (DE) is applied as the optimization tool. The results presented in the paper clearly show that the reactive power generation in PV power plants can be used to control the voltage profile in the distribution networks to the certain level, whilst after that the curtailment of generated active power in PV power plants is required. The reactive power generation in PV power plants can be used also for reduction of losses in the distribution network, however on the costs of reduced energy production in PV power plants. The reduction of losses and the reduction of energy production in PV power plants are highly dependent on the level of network loading.

The discussed medium and low voltage distribution networks were also checked regarding their suitability for the introduction of yearly net self-sufficient energy supply. To do this additional PV power plants are installed in the vicinity of each load. The performed analysis is based on already determined active and reactive powers load profiles and profiles of active power generation in PV power plants. The results obtained clearly show that most of the discussed distribution networks are already suitable for the yearly net self-sufficient energy supply, but only in the cases when average load and generation profiles are considered. In the cases when maximum profiles for the PV power plants' active power generation are applied, the reactive power generation and sometimes even active power curtailment in PV power plants are indispensable to provide proper voltage profiles.

¹ University of Maribor, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, Smetanova ulica 17, 2000 Maribor, Slovenia, Tel.: +386 2220-7075, Fax: +386 2220-7072, {primoz-sukic|ernest.belic|nevena.sreckovic|mislav.trbusic|katarina.dezan|jurcek.voh|gorazd.stumberger}@um.si

3.2 WINDKRAFT (SESSION B2)

3.2.1 Dezentrale Windintegration bei Berücksichtigung von Anlagen und Netzkosten

Günther BRAUNER¹

Zusammenfassung

Bis zum Jahr 2050 wird der Anteil von Windenergie stark zunehmen. Die bisherige Auslegung der Windenergieanlagen (WEA) im Binnenland für etwa 2.000 Volllaststunden führt zu ineffizient ausgelegten Netzen. Zukünftig ist eine Auslegung als Schwachwindanlagen notwendig und es sollten die Gesamtkosten für die WEA-Anlage und den Netzausbau energiewirtschaftlich bewertet werden. Schwachwindanlagen haben höhere Volllaststunden und benötigen einen geringeren Netz- und Speicherausbau. Zukünftig werden sie gegenüber der konventionellen Auslegung wirtschaftlich sein.

Historische Entwicklung

Die Integration der Erneuerbaren Energien (EE) aus Windenergie und Photovoltaik erfolgte in der Vergangenheit in den meisten Ländern ohne Berücksichtigung der Netzausbaukosten. Den EE wurden quasi die Netzreserven des n-1-Prinzips zur Verfügung gestellt. Dies konnte so lange erfolgen, bis die Netzreserven aufgebraucht waren. Der adäquate Netzausbau für die Integration hoher Erzeugungsleistungen stellt derzeit das größte Problem dar, da die Akzeptanz für neue Freileitungen gering ist. Derzeit kommt es daher vermehrt zu Engpässen, insbesondere im Übertragungsnetz. Für das Engpassmanagement, insbesondere bei Windenergieanlagen, wird derzeit im europäischen Übertragungsnetz ein Redispatch durchgeführt, bei dem Windenergieanlagen im Norden vorübergehend abgeschaltet und dafür im Süden thermische Kraftwerke angefahren werden. Das statische n-1-Prinzip, bei dem die Übertragungssicherheit bei einem einfachen Komponentenausfall ohne Operatoreingriff gegeben war, wurde durch ein dynamisches Sicherheitsprinzip nach einem n-Prinzip ersetzt, bei dem jeder Engpass nur durch Operatoreingriff beherrschbar ist. Bei weiterem Ausbau der EE ist dieses Prinzip kaum weiterzuführen und muss durch neue Auslegungskriterien ersetzt werden.

Im Folgenden wird gezeigt, dass dies durch Leistungsbegrenzung der EE-Anlagen möglich ist.

Szenarien der Netzintegration erneuerbarer Energien bis 2050

Szenarien der Netzintegration von Windenergieanlagen

Zukünftig sind ganzheitliche Lösungsansätze erforderlich, bei denen sowohl die regenerativen Energiequellen und der erforderliche Netzausbaubedarf einem gemeinsamen energiewirtschaftlichen Optimum zugeführt werden.

Windenergie kann zukünftig verbrauchsnahe als kleine Windparks installiert werden oder als große Windparks, die fern von Verbrauchszentren angelegt sein können. Offshore-Windparks erreichen heute bis zu 4.500 Volllaststunden. Sie sind daher vergleichbar mit Wasserkraftanlagen, haben aber größere Fluktuationen. Zur Netzanbindung sind leistungsfähige Verbindungen zu den Ballungszentren erforderlich. Dies wird hier nicht betrachtet.

Im Binnenland haben die verbrauchsnahe aufgestellten Windenergieanlagen (WEA) heute etwa 2.000 Volllaststunden. Ein Netzausbau entsprechend von deren Spitzenleistung erscheint wegen der geringen Nutzungsdauer wenig wirtschaftlich. Die Reichweite der Windversorgung in einem Netz wird durch ein Struktur-Flächengesetz bestimmt. Die Reichweite ergibt sich bei der Spitzenleistung der Windenergieanlagen bei gleichzeitig geringster Netz-Flächenlast. Wenn eine lokale Speicherung oder eine vorübergehende Abregelung nicht betrachtet werden, sind hierfür Netzverstärkungen erforderlich.

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Tel.: +43 664 3401502, guenther.brauner@tuwien.ac.at

Neue Auslegungskriterien für Windenergieanlagen

Zukünftig sollte eine Auslegung der WEA für Schwachwindregionen gewählt werden, bei der die Rotorleistung vergrößert wird (z.B. auf 8 MW) und die Generatorleistung vermindert wird (z.B. auf 3 MW). Damit ergeben sich im Binnenland etwa 3.000 Volllaststunden. Diese Anlagen haben höhere Investitionskosten als konventionell ausgelegte Anlagen, wegen verstärkter Fundamente und Türme. Dafür werden Kosten beim Netzausbau eingespart. Um Anreize für diese neue netzfreundliche Auslegung zu geben, sollten die Kosten für den Netzausbau zukünftig berücksichtigt werden, z.B. durch eine einmalige leistungsorientierte Netzzugangsgebühr. Leistungsbegrenzte WEA haben hier geringere Netzzugangsgebühren und könne auch durch die höheren Volllaststunden und die geringeren Generatorkosten einen Teil der höheren Investitionskosten kompensieren. Abb. 1 zeigt eine Auslegung eine Schwachwindanlagen (grün). In Abb. 2 sind Vergleiche der Erzeugungskosten von WEA mit konventioneller und neuer netzfreundlicher Auslegung bei energiewirtschaftlicher Bewertung der Anlagen und Netzausbaukosten dargestellt.

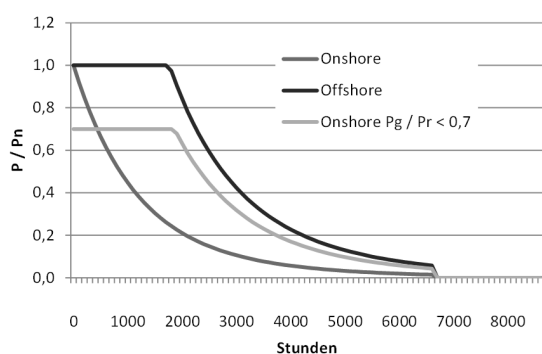


Abbildung 1: Leistungsbegrenzte Auslegung von Windenergieanlagen.

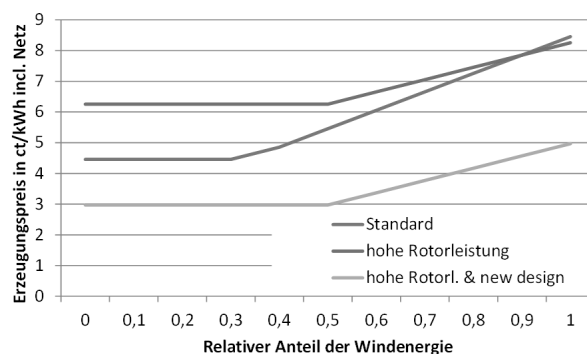


Abbildung 2: Erzeugungspreise von WEA bei Berücksichtigung von Anlagen und Netzkosten.

- Bei konventioneller Auslegung (blau, Rotor- = Generatorleistung) kann nur etwa ein Anteil von 30% an der Gesamtenergie eines Netzes ohne Ausbau transportiert werden (durch Nutzung der n-1-Netzreserve). Die Netzkosten steigen danach stärker an, da die Volllaststunden geringer sind.
- Bei neue leistungsbegrenzter Auslegung (rot, Rotorleistung = 2,5-fache Generatorleistung) kann ein Anteil von 50% an der Gesamtenergie eines Netzes ohne Ausbau transportiert werden. Die Netzkosten steigen wegen der höheren Volllaststunden geringer an und bei überwiegendem Windenergieanteil über 80% werden die Gesamtkosten aus Anlagen- und Netzkosten geringer.
- Zukünftig werden WEA-Anlagen nach neuen Fertigungsverfahren in Leichtbauweise ausgeführt (grün), wodurch die Kosten von Turm und Fundament geringer ausfallen und die Anlagenkosten denen bei heutiger Auslegung entsprechen. Die Netzkosten steigen wie bei den Schwachwindanlagen (rot). Die neuen Anlagen werden zukünftig niedrige Gesamt-Erzeugungskosten haben und daher den Elektrizitätsmarkt dominieren.

3.2.2 Eigentumsverhältnisse der (erneuerbaren) Elektrizitätswirtschaft & Effizienzpotentiale der Ökostromförderung in Österreich am Beispiel Windkraft

Josef THOMAN¹, Harald PROIDL²

Themenfeld

Der rasante Zuwachs von Strom aus erneuerbarer Energieträgern gilt als positives Beispiel für den ökologischen Umbau des Energiesystems. Sowohl in Deutschland als auch in Österreich wurden bzw. werden die Ausbauziele erneuerbarer Energie in Summe erfüllt. Setzt sich diese Entwicklung fort werden auch die 2020-Ziele, sowie in Deutschland die längerfristigen Ziele (bis 2050) erreicht werden [1].

Die Finanzierung des Ökostromausbau erfolgt in beiden Ländern über eine von den StromverbraucherInnen finanzierte „Umlage“. In Deutschland bedeutet das konkret, dass für einen privaten Haushalt mit einem durchschnittlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh p.a. eine jährliche Belastung von rund 220 € (2016) [2] anfällt, in Österreich (aufgrund des ohnehin bereits sehr hohen Anteils erneuerbarer Energie von rund 65 % am Gesamtstromverbrauch (inkl. Großwasserkraft) sind die Ausbauziele geringer. Dementsprechend niedriger sind Ausbauziele und Kosten) sind es rund 102 € (2015). Der massive Ausbau hat zu einem Preisrückgang des Strombörsenpreises geführt – davon profitiert zwar die Großkunden, bei den privaten Haushalten kommt der gesunkene Großhandelsstrompreis jedoch nur bedingt bis gar nicht an [3, 4].

Wer profitiert von diesem System und werden die Mittel effizient eingesetzt?

Die StromverbraucherInnen finanzieren also die Renditen der Ökostrom-Anlageneigentümer. Nicht zuletzt aus verteilungspolitischer Sicht stellt sich damit die Frage: Wer sind die Anlageneigentümer? Und ist die Förderhöhe gerechtfertigt oder können die Ausbauziele auch mit weniger Mitteln erreicht werden. Dieser Beitrag geht diesen beiden Fragen am Beispiel der Stromproduktion aus Windkraft in Österreich nach.

Wer sind Eigentümer?

Im Zusammenhang mit dem Ökostrom-Ausbau wird von FürsprecherInnen oftmals das Diktum einer "Energiewende von unten" benutzt. Die Investitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen würden demnach von einer Vielzahl privater EigentümerInnen getätigt, weshalb die Energiewende von einer dezentralen und vielfältigen ErzeugerInnenstruktur geprägt ist. Die wirtschaftlichen Partizipationsmöglichkeiten von BürgerInnen und das emanzipatorische Potential der Energiewende scheinen entsprechend breit angelegt.

Entspricht das Bild von der Energiewende, das die erneuerbare Energieerzeugung in breiter BürgerInnenhand zeichnet, den aktuellen Entwicklungen? Findet die "dezentrale" erneuerbare Erzeugung tatsächlich ihr Spiegelbild in einer dezentralen EigentümerInnenstruktur mit einer entsprechend großen Anzahl von Unternehmen bzw. EigentümerInnen? Oder handelt es sich um einen konzentrierten Markt, mit wenigen Unternehmen und EigentümerInnen? Bei der Photovoltaik erscheint eine erste intuitive Antwort verhältnismäßig leicht: Es sind vorwiegend private Haushalte! Aber stimmt das überhaupt? Und fällt die Antwort auch bei den anderen Erzeugungsformen so aus?

Werden die Mittel effizient eingesetzt?

Förderungen sind notwendig um einen Wandel in der Stromproduktion herbeizuführen. Doch ist das bestehende Fördersystem effizient? In diesem Beitrag soll nicht das System als Ganzes, sehr wohl jedoch die Förderhöhe am Beispiel der Windkraft kritisch hinterfragt werden. Konkret: Wie stark ist die Kostenentwicklung der Förderung von Windkraft in Österreich von überhöhten Einspeisetarifen getrieben.

¹ Arbeiterkammer Wien, Prinz-Eugen-Straße 20-22, 1040 Wien, Tel.: +43 1 501 65 2263, josef.thoman@akwien.at, www.arbeiterkammer.at, blog.arbeit-wirtschaft.at

² Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Tel.: +43 1 24 7 24 707, harald.proidl@e-control.at, www.e-control.at

Methodik

Anhand vorhandener Quellen werden die Stromproduktionsmengen einzelner Windkraftanlagen erhoben. Mithilfe von „Firmen-Compass“ (www.compass.at) der Compass-Verlag GmbH werden anschließend Rechtsform und der aktuelle Eigentümer ermittelt (Über die Eigentümerstruktur der Erneuerbarer-Energie-Anlagen bzw. der Ökostromanlagen in Österreich liegen keinerlei Daten vor. Einzig der „Berichte aus Energie- und Umweltforschung 26/2014“ enthält eine Aufstellung über die Markakteure im Bereich Wind-Energie).

Mit der Verbindung dieser beiden Datenquellen wird der Anteil unterschiedlicher EigentümerInnen bzw. EigentümerInnengruppen nach produzierten Mengen dargestellt.

Die Information über die produzierten Strommengen in einzelnen Jahren ermöglicht weitere Analysen. Unter der Annahme, dass zusätzlich produzierte Mengen auf eine zusätzliche, geförderte installierte Leistung zurückzuführen sind, wird in Kombination mit den gesetzlichen Einspeisetarifen (u.a. Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012) die Kostendynamik nachvollzogen.

Anstelle der verordneten Einspeisetarife werden aber auch hypothetische Einspeisetarife – wie beispielsweise Stromgestehungskosten aus einschlägiger Literatur – herangezogen. Die unterschiedlichen Szenarien werden verglichen und so Einsparungspotentiale (ex-post) ermittelt. Unter der Annahme, dass die eingesparten Mittel zur Förderung zusätzliche Ökostromanlagen verwendet werden hätten können wird ein alternativer („effizienter“) Ausbaupfad beschrieben. In Verbindung mit den Ergebnissen des ersten Teils der Untersuchung wird nach Eigentümerkategorien aufgeschlüsselt wohin die Fördermittel geflossen sind. Anhand des Vergleiches von (in Bezug auf die Ausnutzungsdauer) unterschiedlich effizienten Anlagengruppen werden die Ergebnisse plausibilisiert und Schätzungen über den Mindestertrag bzw. die Mindestrendite von Betreibern effizienter Anlagen durchgeführt.

Ergebnis

Anhand der produzierten Windstrommengen nach Anlagenbetreiber zeigt sich die starke Konzentration des Windenergiemarktes in Österreich. Mehr als drei Viertel der gesamten geförderten Produktion (2014) erfolgte durch nur sieben Betreiber. Rund ein Drittel der Produktion entfällt auf EVUs die mehrheitlich im Eigentum der öffentlichen Hand stehen, rund ein Viertel kann Unternehmen im Familienbesitz bzw. mit nur wenigen EigentümerInnen zugeordnet werden und erhebliche Anteile entfallen auf Banken/Fonds. Nur etwas mehr als ein Viertel entfallen auf Unternehmen, bei denen man aufgrund des breiten Streubesitzes im weitesten Sinne von BürgerInnenbeteiligung sprechen kann.

Der Vergleich von verordneten Einspeisetarifen und einschlägigen Studien/Gutachten zeigt insbesondere für die Jahre 2012 bis 2014 Effizienzpotentiale auf. Allein in diesem Zeitraum sind aufgrund des ungenützten Potentials nur im Bereich Windenergie geschätzte Kosten in der Höhe von mehreren Millionen Euro pro Jahr angefallen, die sich bis inkl. 2016 auf einen dreistelligen Millioneneurobetrag aufsummieren. Wären diese Mittel effizienter eingesetzt worden, hätte signifikant mehr Windenergie gefördert werden können.

Literatur und Datenquellen (Auszug)

- [1] E-Control (2014) Ökostrombericht 2014; BDEW (2015) Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015)
- [2] TENNET, Presseaussendung vom 15. Oktober 2015: <http://www.tennet.eu/de/news-presse/article/eeg-umlage-2016-betaegt-6354-cent-pro-kilowattstunde.html>
- [3] E-Control (2014) Marktuntersuchung Lieferanten Strom gem § 21 Abs. 2 E-ControlG <http://www.e-control.at/documents/20903/415340/E-Control-Marktuntersuchung-2014/50b399c1-f363-428b-b615-b3d09c505dc1>
- [4] Arbeiterkammer Wien (2008ff): AK-Energiepreismonitoring http://media.arbeiterkammer.at/PDF/Energiepreismonitoring_2015.pdf
- [5] E-Control (abgerufen 10/2015) Statistiken für den Elektrizitäts-, Erdgas- und Ökostrombereich, <http://www.e-control.at/statistikCompass-Gruppe> (abgerufen 10/2015) Firmen-Compass, compass.at

-
- [6] Gesetzliche Grundlagen (abgerufen 10/2015) <http://www.e-control.at/recht/bundesrecht/oekostrom-energieeffizienz>
 - [7] E-Control (2004ff) Gutachten zu den Einspeisetarifen gemäß Ökostromgesetz bzw Ökostromgesetz 2012
 - [8] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2010, 2012, 2013): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien
 - [9] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010; Schlussbericht 2012
 - [10] Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik (2009, 2014) Anreize für konventionelle Kraftwerke 2009; Die künftigen Kosten der Stromerzeugung.

3.2.3 Windausbauszenarien unter Berücksichtigung gesellschaftlicher und ökologischer Rahmenbedingungen für die Simulation des deutschen Energiesystems bis 2050

Marion CHRIST¹, Martin SOETHE¹, Melanie DEGEL²

Inhalt

Gegenwärtige Energiesystemmodelle zur Simulation des zukünftigen Energiesystems beruhen überwiegend auf technischen und ökonomischen Kriterien, wobei zunehmend zusätzlich soziale, ökologische und politische Faktoren Bedeutung bei der Entwicklung von Energiesystemen gewinnen [1, 2]. Dies zeigt sich vor allem bei den aktuellen Entwicklungen der gesellschaftlichen Akzeptanz von Windenergie und Netzausbau [3, 4]. Gegenstand des im Folgenden vorgestellten Forschungsprojektes VerNetzen ist daher die Integration gesellschaftlicher Akzeptanz in die Modellierung, und die sich daraus ergebenden Effekte auf die Verteilung der Windenergieleistung und den Netzausbau. Ziel ist die methodische Integration sozial-ökologischer Faktoren gesellschaftlicher Akzeptanz in ein Strommarktmodell durch die Entwicklung von Ausbauszenarien bis 2050. Basis bilden qualitative Ergebnisse der Sozialforschung heutiger lokaler Akzeptanzprobleme und quantitative ökonomische und technische Daten beim Windenergie- und beim Netzausbau. Der im Projekt verwendete Akzeptanzbegriff umfasst sowohl aktiven als auch passiven Widerstand bzw. Engagement für die Umsetzung von Ausbauprojekten. Ziel der Modellierung ist eine 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050, simuliert mit dem Simulationsmodell renpass (renewable energy pathways simulation system) [5]. renpass ist ein vollständiges open source Modell, das an der Europa Universität Flensburg entwickelt wurde [6].

Methodik

Grundlage der methodischen Entwicklung bildet der Aufbau einer georeferenzierten Datenbank. Diese beinhaltet Informationen zum deutschen Stromnetz und Kraftwerkspark, Strukturdaten zu Landschaft, Siedlungen, Naturschutzgebieten sowie regionalstatistische Daten zu Bevölkerung, Einkommen, Tourismus und Landnutzung bis zur kommunalen Ebene [7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14]. Die Verwaltung der Datenbank erfolgt auf Basis von PostgreSQL. Zusätzlich ermöglicht die Verwendung von PostGIS eine räumliche Darstellung und die Anwendung geometrischer Operationen.

Mit dem Ziel einer hoch aufgeschlüsselten regionalen Verteilung zukünftiger Windenergieanlagen in Deutschland wurde eine detaillierte Weißflächenkartierung (bebaubare Flächen) durchgeführt. Das Vorgehen zur präzisen Bestimmung der Weißflächen ist angelehnt an das Verfahren der Potenzialstudie des Deutschen Umweltbundamts [15]. Anhand festgelegter Abstandsregelungen und Schallemissionswerte der zur Modellierung eingesetzten Windenergieanlagen werden ungeeignete Flächen von der verfügbaren Landesfläche abgezogen. Auf diese Weise kann für jede Region eine maximal bebaubare Fläche geometrisch ermittelt werden.

Mittels eigener im Forschungsprojekt durchgeführter qualitativer Untersuchungen in Form von Fokusgruppen und Experteninterviews sowie der Untersuchung zahlreicher Ausbauprojekte hinsichtlich ihrer gesellschaftlichen Akzeptanz wurden Schlüsselfaktoren zur Akzeptanz von Windenergie und Netzausbau festgelegt [16]. Im Bereich Wind sind die für die Szenarioentwicklung genutzten Faktoren Flächenanteile und Einwohneranzahl auf Landkreisebene. Aus der bebauten Windfläche und der Einwohnerdichte pro Landkreis wird die Belastung pro Landkreis ermittelt. Diese Größe kann in das Modell integriert werden. Im Bereich Netz sind dies Widerstands- und Engagementrate, entwickelt aus 12 untersuchten Fallbeispielen von Vorhaben im deutschen Netzausbau. Hiermit wird für die Modellierung eine Verzögerungszeit für Trassenabschnitte ermittelt [17].

¹ Europa-Universität Flensburg, Munketoft 3b, 24937 Flensburg, Fax: +49 461 805 2532, {Tel.: +49 461 805 2540, marion.christ@uni-flensburg.de}, {Tel.: +49 461 805 3010, martin.soethe@uni-flensburg.de}, www.uni-flensburg.de/eum

² Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, Schopenhauerstraße 26, 14129 Berlin, Tel.: +49 30803088-22 bzw. Fax: +49 30803088-88, m.degel@izt.de, www.izt.de

Die Verwendung der zuvor beschriebenen Dimensionen der Akzeptanz in der Modellierung wird nun beispielhaft für die Verteilung der Windenergieleistung zur Szenarioentwicklung skizziert. Die Belastung ist eine rechnerische Größe mit der Einheit Einwohner je Quadratkilometer. Sie ist abhängig von der Weißfläche bzw. der bebauten Windfläche im Verhältnis zur gesamten Landkreisfläche und der Einwohnerdichte und kann für alle Landkreise berechnet werden. Auf Basis der Untersuchungen heutiger Problemregionen im Bereich Windenergie wurde die Belastung in den entwickelten Szenarien in allen Landkreisen auf 20 % des Maximalwertes begrenzt. Aktuell liegt die so ermittelte Belastung in 87 % aller deutschen Landkreise unter 10 % ihres Maximalwertes. Neben dieser generellen Begrenzung werden weitere spezifische Reduktionen der Belastung auf Basis ökologischer Faktoren durchgeführt. Diese basieren auf qualitativen Untersuchungen, die verstärkt Hinweise aufzeigen, dass Naturparke Teil aktiven Widerstands gegen Windausbau sind. In der Modellierung werden deshalb neben Naturschutzgebieten (die i.d.R. nicht bebaut werden dürfen) zusätzlich Naturparkflächen ausgeschlossen, so dass der Maximalwert der Belastung in Landkreisen mit hohen Naturparkflächenanteilen nochmals reduziert wird.

Diese Methodik ist die Grundlage des in python geschriebenen Algorithmus. In der Simulation werden, Stark- und Schwachwindanlagen abhängig von den regionalen Windgeschwindigkeiten anlagenscharf auf den Weißflächen ausgebaut bis keine weiteren Flächen verfügbar sind. Die beanspruchte Fläche wird anhand des Rotordurchmessers bestimmt. Dem Ausbualgorithmus zur Modellierung der Windenergieszenarien bis 2050 wird die auszubauende Kapazität vorgegeben. Dieser baut Windenergieanlagen regional anlagenscharf aus, dabei wird ökonomisch effizient in Regionen mit höheren Volllaststundenzahlen schneller ausgebaut, so dass dort ein höherer Anteil pro Jahr installiert wird. Anhand der integrierten Akzeptanzdimension ist der Ausbau in einem Landkreis zusätzlich durch den Maximalwert der Belastung begrenzt, ist dieser erreicht, kann nicht weiter ausgebaut werden.

Für die Erstellung der Ergebnisse wurden ausschließlich offen zur Verfügung stehende Daten (open data) und open source Software verwendet.

Ergebnisse

Die Graphik zeigt den regionalen Belastungsgrad von heute (2014) und im Jahr 2050 bei einem Ausbau von 50,8 GW [18] Windenergie an Land für Deutschland für ein Beispielszenario.

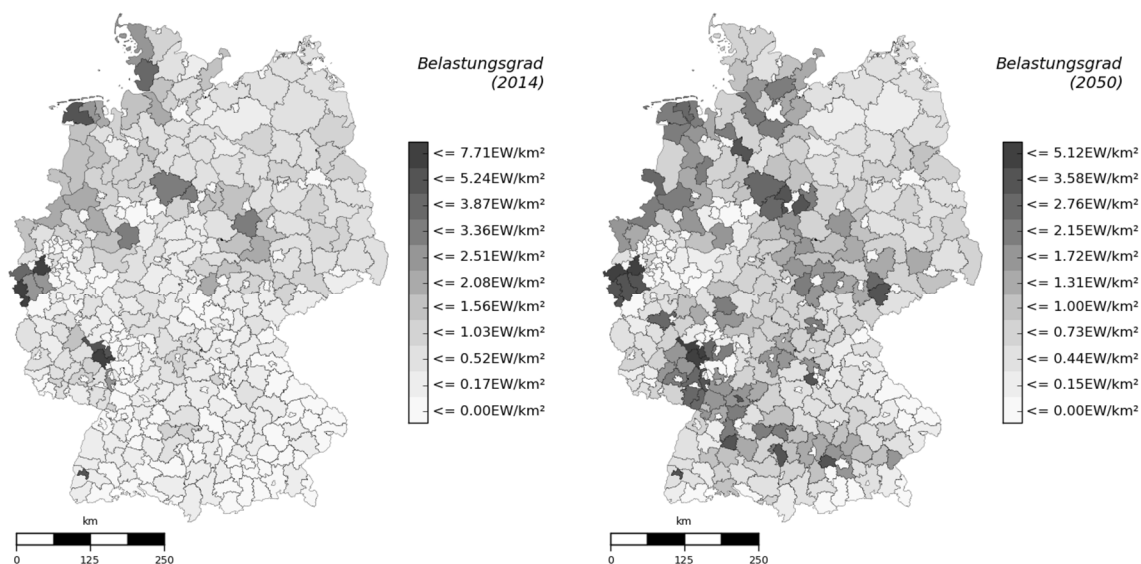


Abbildung 1: Belastungsgrad in Einwohner je km² Kreisfläche für 2014 und 2050 bei einem Ausbau von 50,8 GW Windleistung an Land im Jahr 2050. Grundlage für die regionale Verteilung sind zur Verfügung stehende Weißflächen (exklusive Naturparke), regionale Volllaststunden und Belastungsobergrenzen (10 % der Maximalbelastung).

Literatur

- [1] RETD, RE-ASSUME - A Decision Maker's Guide to Evaluating Energy Scenarios, Modeling, and Assumptions. IEA - Renewable Energy Technology Deployment, 2013.
- [2] Dieckhoff et. al, Zur Interpretation von Energieszenarien (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft). acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., 2014.
- [3] S. M. Hammami, S. chtourou und A. Triki, Identifying the determinants of community acceptance of renewable energy technologies: The case study of a wind energy project from Tunisia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 54, pp. 151-160, 2015.
- [4] P. Enevoldsen und B. K. Sovacool, Examining the social acceptance of wind energy: Practical guidelines for onshore wind project development in France. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 53, pp. 178-184, 2015.
- [5] F. Wiese, G. Bökenkamp, C. Wingenbach und O. Hohmeyer, An open source energy system simulation model as an instrument for public participation in the development of strategies for a sustainable future. *WIREs Energy Environment*, pp. 490-504, 2014.
- [6] F. Wiese, renpass - Renewable Energy Pathways Simulation System - Open source as an approach to meet challenges in energy modeling. Doktorarbeit. Europa-Universität Flensburg, 2015.
- [7] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, Digitales Landschaftsmodell 1:250000 (AAA-Modellierung) DLM 250 (AAA). 2014. [Online]. <http://www.geodatenzentrum.de/docpdf/dlm250.pdf>. [Zugriff am 18 03 2015].
- [8] Bundesamt für Naturschutz, WFS Layer der Schutzgebiete von Deutschland. 2015. [Online]. <http://geodienste.bfn.de/wfs/schutzgebiete>. [Zugriff am 18 03 2015].
- [9] Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. 2014. [Online]. http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html. [Zugriff am 23 03 2015].
- [10] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., EEG Anlagenregister Nov. 2014. 2014. [Online]. http://www.energymap.info/download/eeg_anlagenregister_2014.11.utf8.csv.zip. [Zugriff am 18 03 2015].
- [11] European Environment Agency, Corine Land Cover 2006 seamless vector data V-3. 2014. [Online]. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/natura-5#tab-gis-data>. [Zugriff am 18 03 2015].
- [12] European Environment Agency, Natura 200 data - the European network of protected sites. 2014. [Online]. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/natura-5#tab-gis-data>. [Zugriff am 18 03 2015].
- [13] OpenStreetMap.org, Geofabrik G. Karlsruhe. 2015. [Online]. <http://download.geofabrik.de/europe/germany-latest.osm.pbf>. [Zugriff am 18 03 2015].
- [14] Regionaldatenbank Deutschland, Datensätze der statistischen Ämter des Bundes und der Länder. 2014. [Online]. <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/logon>. [Zugriff am 18 03 2015].
- [15] I. Lütkehus, H. Salecker und K. Adlunger, Potenzial der Windenergie an Land. Umwelt Bundes Amt, 2013.
- [16] W.-D. Bunke, M. Christ und M. Degel, VerNetzen: Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende. Tagungsband: Bundesnetzagentur Wissenschaftsdialog 2014 Technologie, Landschaft und Kommunikation, Wirtschaft, pp. 107-125, 2015.
- [17] M. Degel und M. Christ, VerNetzen: Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende. Tagungsband: FONA Statuskonferenz des BMBF zur Fördermaßnahme Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems, p. 197ff, September 2015.
- [18] J. Nitsch et. al, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. BMU, 2012.

3.2.4 Einbindung von Offshore Windenergie durch innovative Prognosemodelle und Speichertechnologien

Stefan BALLUFF¹, Jörg BENDFELD¹, Stefan KRAUTER²

Einleitung

Der Anteil der regenerativen Energien an der Energieversorgung steigt stetig. Ein großer Anteil daran wird durch Windenergieanlagen erbracht. Wobei Offshore-Windparks mit Leistungen von 400 MW und mehr zurzeit in Betrieb gehen bzw. schon betrieben werden. Besonders die Betreiber dieser Windparks sind auf Wetterprognosen angewiesen, nicht nur aus Sicherheitsgründen zur Wartung des Windparks, sondern auch wirtschaftliche Gründe spielen hierbei eine große Rolle. Häufig treten Abweichungen zwischen der prognostizierten Leistung und der real erbrachten Leistung des Windparks auf. Dieses führt dazu, dass die Vermarktung der elektrischen Energie im freien Markt erschwert wird, weiterhin können ohne geeignete Gegenmaßnahmen Probleme in der Netzführung auftreten.

Die Grundidee hierbei ist es die auftretenden Differenzen zwischen Realwert und Prognose durch innovative Verfahren zu mindern und die restlichen Abweichungen durch geeignete Speicherverfahren wie Power-to-Gas und/oder Biogas-Anlagen auszugleichen. Durch beide Verfahren kann das vorhandene Erdgasnetz (mit den Speicherreserven) mit dem elektrischen Netz verknüpft werden.

Prognosealgorithmus

Windparkbetreiber sind stets bemüht den wirtschaftlichen Erfolg zu steigern, die Vergütung mittels Energieeinspeisegesetz [EEG] verliert dabei häufig an Bedeutung. Eine Vergütung auf Basis des EEG ist zwar einfach und bequem, aber auch hier wird eine Teilnahme am Energiemarkt angestrebt. Besonders unter dem Aspekt der sich steigenden Bereitstellung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen wird die Integration der regenerativen Energien in den Energiemarkt immer wichtiger.

Die kurzfristige Vorhersage von Windgeschwindigkeiten (respektive Energieertrag) hilft hierbei und ist ein essentieller Bestandteil bei der Energievermarktung. So ist es Energieanbietern möglich genau (weitesgehend) die Kapazität am Markt anzubieten, die durch das Portfolio der Windkraftanlagen und Parks erwirtschaftet wird.

Als Prognosealgorithmus dient in diesem Paper ein „Rekurrentes Neuronales Netzwerk“ (RNN) welches mit Druck- und Windgeschwindigkeitsdaten gespeist wird um eine Vorhersage für einen bestimmten Ort zu erstellen. Das RNN muss für die Vorhersage trainiert werden, wofür zunächst Informationen zum Druck an 25 verschiedenen Stellen in und nahe der Nord- und Ostsee benutzt werden.

Durch eine erfolgreiche Prognose stehen so Druckinformationen für 25 Orte bereit, die in Kombination mit dem Kriging Algorithmus in eine Fläche umgerechnet werden, so dass Vorhersagen der Windgeschwindigkeit für gewünschte Punkte in der Fläche ermöglicht werden. Über diese Druckverteilung können Hoch- und Tiefdruckgebiete identifiziert, sowie durch Berechnungen auf Windgeschwindigkeit und Richtung geschlossen werden. In einem weiteren Schritt werden mit einem RNN Windgeschwindigkeitsdaten auf Basis von gemessenen oder Reanalysedaten für den avisierten Ort im gleichen Zeitrahmen wie bei der Druckvorhersage erstellt.

Diese Vorhersage wird mit Berücksichtigung der Windgeschwindigkeitsinformationen aus der Druckvorhersage angepasst. Diese Korrektur ist vorerst auf die Mittelwertbildung beider Größen beschränkt, wird im Detail allerdings durch Gewichtungen angepasst werden.

¹ Universität Paderborn, Fakultät für Elektrotechnik, Informatik und Mathematik / Nachhaltige Energiekonzepte, Warburgerstraße 100, Tel.: +49 5251 602301, Fax: +49 5251603235, {stefan.balluff|joerg.bendfeld}@upb.de, www.nek.uni-paderborn.de

² Universität Paderborn, Kompetenzzentrum nachhaltige Energietechnik, Warburgerstraße 100, Tel.:+49 05251 604139, Fax: +49 5251603522, stefan.krauter@upb.de, ket.uni-paderborn.de

Speicher

Da auch bei einer verbesserten Prognosegüte immer noch Abweichungen auftreten können, können diese Probleme mildern oder lösen elektrische Speicher sind von den Kapazitäten und der Lebensdauer sehr beschränkt.

Eine Lösung besteht in der Nutzung der vorhandenen Speicherkapazität für Erdgas allein Deutschland verfügt laut BMWi über eine Speicherkapazität von 23 800 Millionen Kubikmetern.

Biogas

Unter dem Begriff Biogas versteht man ein Gasgemisch, das sich zu etwa zwei Dritteln aus Methan, einem Drittel Kohlendioxid sowie kleineren Anteilen von Spurengasen zusammensetzt. Es handelt sich dabei um einen anaeroben, d. h. unter Ausschluss von Sauerstoff ablaufenden, biochemischen Vorgang. [Fac-06b] Als Ausgangsmaterial der Biogasgewinnung dienen verschiedene Substrate aus organischen sowie biologisch abbaubaren Stoffen, welche zu Biogas und in geringen Mengen zu neuer Biomasse sowie Wärme umgewandelt werden. Je nach Verwertungsmöglichkeit des Biogases werden unterschiedliche Anforderungen an die Gasqualität gestellt.

So sind die Anforderungen an die Aufbereitung des Rohbiogases bei einer motorischen Nutzung weit geringere, als bei einer Einspeisung in das Erdgasnetz. Als Alternative zu den großen stationären Gasturbinen bieten sich insbesondere im Zusammenhang mit der Nutzung von Biogas die in den vergangenen Jahren stärker in den Vordergrund gerückten Mikrogasturbinen an. Mit einem Leistungsspektrum von etwa 30 kW bis 500 kW elektrischer Leistung, welches den derzeit vornehmlich eingesetzten Gas-Otto- und Zündstrahlmotoren entspricht, sind die Mikrogasturbinen besser auf das Anforderungsprofil von Biogasanlagen zugeschnitten, als es bei den stationären Gasturbinen der Fall ist. [Tigges]

Power to Gas - Technologie

Die Grundidee hinter dieser Technologie ist, positive Differenzen zwischen Prognose der elektrischen Leistung und Produktion nicht durch Abregeln des Windparks zu minimieren sondern die Leistung zu nutzen um „Windgas“ zu erzeugen. In diesem Prozess wird die elektrische Energie genutzt um Wasserstoff zu erzeugen und diesen zu speichern. Basierend auf diesem Konzept kann eine weitere Umwandlung des Wasserstoffs in Methan vorgenommen werden. Dieser ist sicherer in der Handhabung und eröffnet weitere Nutzungsmöglichkeiten. Im Fall einer negativen Differenz zwischen Prognose und Produktion kann dann das gespeicherte Gas wieder durch z.B. Gasturbinen in elektrische Leistung zur Unterstützung des Netzes genutzt werden.

Referenzen

- [1] EEG: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
- [2] Fac-06b: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): Handreichung: Biogasgewinnung u.-nutzung. 3. Auflage, Gülzow: FNR, 2006, ISBN 3-00-014333-5
- [3] Tigges: Modellbasierte Analyse zur Verbesserung der elektrischen Energiebereitstellung zukünftiger Offshore-Windparks mittels Biogastechnologie, Autor: Tigges, Martin, Erschienen 2010

3.2.5 Moderne Optimierungsverfahren zum Betrieb von Windparkclustern in Norddeutschland

David Sebastian STOCK¹, Lutz HOFMANN^{1,2}

Vorbemerkung

Die nachfolgenden Ergebnisse sind im Rahmen des Forschungsprojektes „IMOWEN“ [8] entstanden, welches durch das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen der Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ finanziert wird.

Hintergrund und Zielstellung

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vereinbaren in Deutschland mit ihren unterlagerten 110-kV-Verteilnetzbetreiber (VNB) bilateral Grenzen für den Blindleistungsaustausch. In Regionen in denen in der 110-kV-Ebene sehr viel Windleistung installiert ist, wie z. B. in Norddeutschland, ist die Einhaltung dieser Grenzwerte aufgrund ähnlicher Einspeisesituationen im überlagerten und unterlagerten Netzen (z. B. jeweils Blindleistungsüberschuss) eine besondere Herausforderung [1].

Das am Fraunhofer IWES entwickelte Windpark Cluster Management System (WCMS) ist konzeptionell für eine Vielzahl von Anwendungsmöglichkeiten zur Unterstützung der Netzbetriebsführung ausgelegt [2, 3]. Im Rahmen des Projektes IMOWEN und in dieser Veröffentlichung wird das Ziel verfolgt, eine große Anzahl von Windparks in das Spannungs-/ Blindleistungskonzept eines 110-kV-Verteilnetzbereichs so einzubinden, dass zum einen die Grenzwerte des Blindleistungsaustausches eingehalten werden und zum anderen die Einhaltung bindender Nebenbedingungen wie den Spannungsbändern, Stromtragfähigkeiten, etc. gewährleistet ist. Die einzelnen, an unterschiedlichen Netzknoten angeschlossenen Windparks, werden dabei aus Netzbetriebsicht zu einem Windpark-Cluster zusammengefasst und durch das WCMS als Ergänzung zum bestehenden Netzleitsystem automatisiert angesteuert.

Durch dieses Konzept sollen die grundsätzlichen Möglichkeiten der Blindleistungs-bereitstellung, über die moderne Windparks verfügen, aktiv und netzdienlich für den Systembetrieb erschlossen und genutzt werden.

Das WCMS erhält zu regelmäßigen festen Zeitpunkten für jeden Windparkstandort Windleistungseinspeiseprognosen aus einem Windprognosemodul, was auf eine verbesserte Prognosegüte im Kurzzeitbereich von bis zu 3 Stunden ausgelegt ist. Dieses Prognosetool wird ebenfalls im IMOWEN-Projekt entwickelt. Weiterhin gehen Betriebsmittel-, Last-, Einspeise- und Topologie-Informationen aus dem Netzleitsystem ein, um damit ein Lastflussmodell innerhalb des WCMS aufzubauen. Dieses Modell ist derart konzipiert, dass größere Abweichungen von derzeitigen Betriebspunkt, die im Rahmen der Analysen mit den Prognosewerten entstehen können, zulässig sind. Das WCMS errechnet dann zentral mit einem angepassten Optimal Power Flow Algorithmus Blindleistungssollwerte für jeden Windpark, die dann an die Parkregler übermittelt und durch diese umgesetzt werden.

Methodik

Für die Erreichung der Zielstellung wird ein angepasster Optimal Power Flow (OPF) Algorithmus erstellt. Allgemein ist es das Ziel eines OPF, Sollwerte für die Optimierung eines gegebenen Netzzustandes abzuleiten, um Ziele wie z. B. die Minimierung der Gesamterzeugungskosten, Systemverluste, Spannungsabweichungen, CO₂-Gesamtemission der Erzeugungseinheiten, Anzahl der Netzeingriffe zu erreichen. Dies muss unter Einhaltung von Nebenbedingungen wie den maximal zulässigen Betriebsmittelauslastungen, zulässige Bänder für die Knotenspannungen und weiteren Kriterien der Netzbetriebssicherheit geschehen [4]. Der Kern des WCMS ist ein in GAMS (General Algebraic Modeling System) entwickelte Umgebung zur komplexen Leistungsflussberechnung und -optimierung.

¹ Fraunhofer IWES, Königstor 59, 34119 Kassel, Tel.: +49 561 7294-458, sebastian.stock@iwes.fraunhofer.de

² Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme, Appelstrasse 9A, 30167 Hannover, Tel.: +49 511 762-2263, hofmann@ifes.uni-hannover.de

Die Stärken einer solchen algebraischen Hochsprache liegen in der einfachen Handhabung und „direkten“ Umsetzung der mathematischen Probleme in Programmcode [5]. Dabei werden die Interior-Point-Solver „IPOPT“ oder „KNITRO“ verwendet [6, 7]. Die Besonderheit des hier gewählten Ansatzes liegt darin, ein Lastflussziel zu realisieren, welches für Standard OPF-Verfahren nicht im Fokus liegt. Des Weiteren wird durch die Umsetzung als mathematisches Verfahren (im Gegensatz zu heuristischen Verfahren) sichergestellt, dass die Ergebnisse bei gleichen Eingangsgrößen reproduzierbar sind.

Ergebnisse

Die Zielfunktionen des vorliegenden zweistufigen Optimierungsablaufes bestehen im ersten Schritt in der Einhaltung eines Blindleistungssollwertes der 110-kV-Netzgruppe. Im zweiten Prozessschritt wird diese dann fixiert, als weitere Nebenbedingung eingefügt, und es wird eine Verlustminimierung durchgeführt. Als Flexibilitäten dienen jeweils die Windparks in dem Netz, welche als Cluster zusammengefasst sind. Können die Sollwerte nicht erreicht werden, wird die entsprechend maximal mögliche induktive oder kapazitive Fahrweise der Netzgruppe angestrebt. Als Nebenbedingungen gelten die komplexen Lastflussgleichungen, alle technischen Betriebsmittelgrenzen in dem Netz und die zulässigen Spannungsbänder. Das Ergebnis erreicht somit das Übergabeziel bei Verlustminimalität. Abbildung 1 zeigt die Ergebnisse an dem (zunächst) vereinfachten norddeutschen Netz. Die gestrichelten Linien zeigen den gesamten möglichen Blindleistungsbereich der Netzgruppe. Die blaue Linie („Lastfluss“) das Ergebnis falls die Windparks fest auf $\cos \varphi = 1$ eingestellt sind. Die Kennlinie „Loss-OPF“ zeigt die Übergabeblindleistung falls die Netzverluste der Netzgruppe alleiniges Optimierungsziel sind. Die Kennlinie „Q-OPF“ zeigt die Übergabeblindleistung für das beschriebene zweistufige Verfahren. Als Ziel wurden hier 200 Mvar hinterlegt. Als Stellbereich für die Windparks wurde für alle Untersuchungen $\cos \varphi = 0.95$ induktiv und kapazitiv unterstellt.

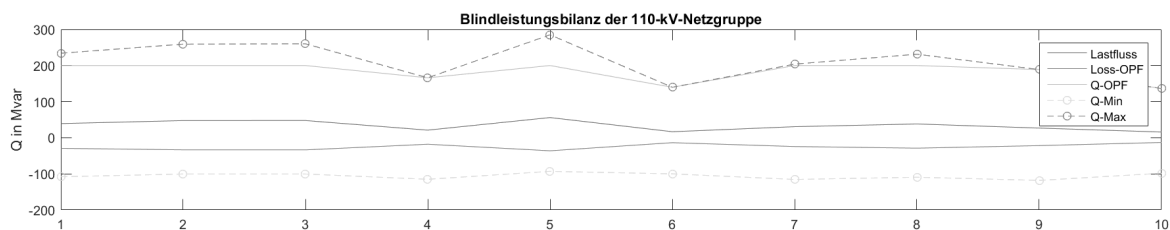


Abbildung 1: Ergebnisse von 10 untersuchten Szenarien für eine reine Verlustminimierung („Loss-OPF“) und die optimierte zweistufige Sollwerterreichung der Netzgruppe („Q-OPF“).

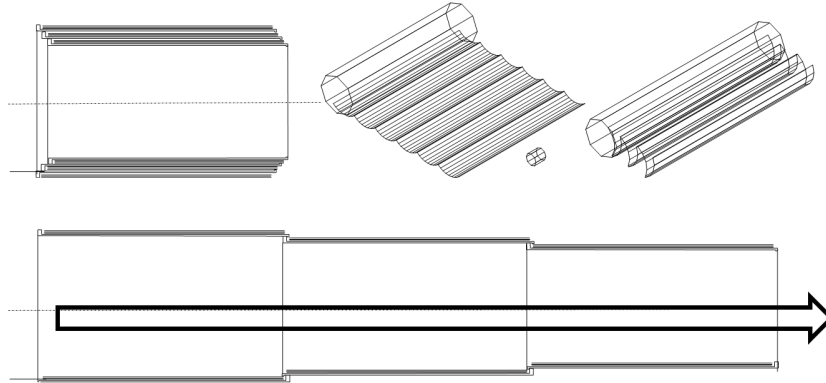
Referenzen

- [1] Bundesnetzagentur, EEG-Statistikbericht 2010.
- [2] S. Stock, L. Faiella, K. Rohrig, L. Hofmann, and K. Knorr, „Improving Grid Integration of Wind Energy Power Plants,“ Bremen, 2012.
- [3] K. Rohrig and B. Lange, „Improvement of the Power System Reliability by Prediction of Wind Power Generation,“ in IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007, pp. 1-8.
- [4] J. Zhu, Optimization of power system operation. Piscataway, NJ, Hoboken, New Jersey: IEEE Press, 2015.
- [5] B. A. McCarl, McCarl GAMS User Guide: GAMS Development Corporation, 2008.
- [6] A. Wächter, An Interior Point Algorithm for Large-Scale Nonlinear Optimization with Applications in Process Engineering. Pittsburgh, 2002.
- [7] R. H. Byrd, M. E. Hribar, and J. Nocedal, „An interior point algorithm for large scale nonlinear programming,“ SIAM Journal on Optimization, p. 9(4):877-900, 1999.
- [8] IMOWEN: Integration großer Mengen On- und Offshore erzeugter Windenergie in das elektrische Netz durch intelligente Netzanalyse und Clusterbetriebsführung, <http://forschung-stromnetze.info/projekte/windpark-cluster-sicher-ins-netz-integrieren/>

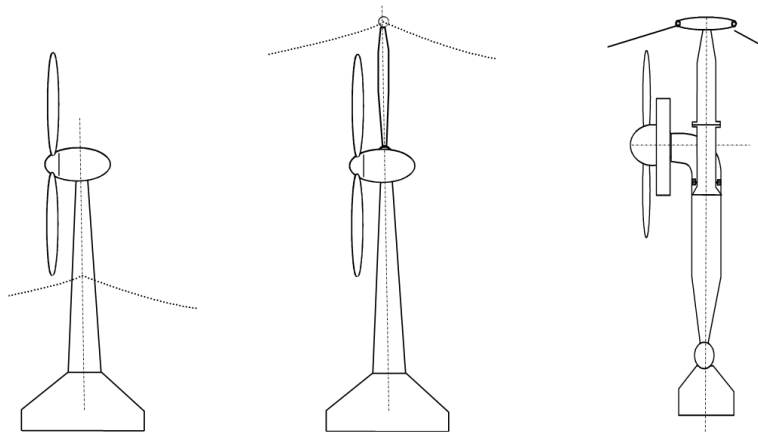
3.2.6 Windpark mit Solarfarm

Georg Michael ICKINGER¹

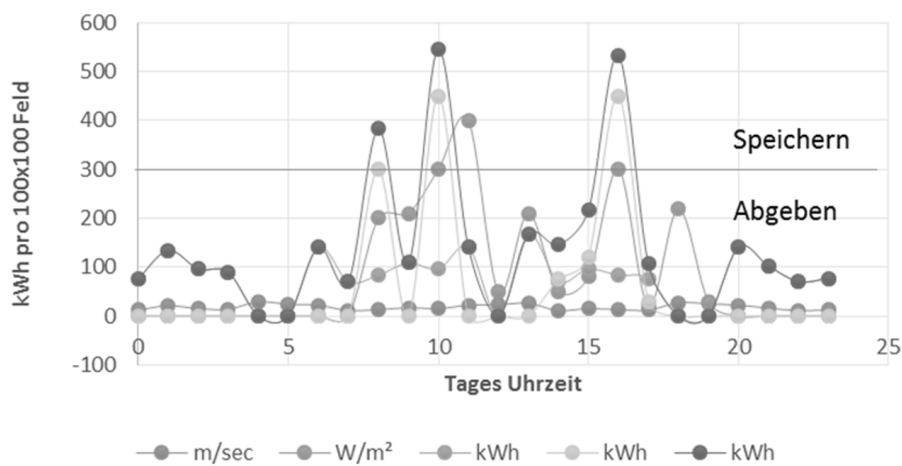
Ausrollbare Solarzelle



Seilkonstruktion oberhalb der Windturbinen



Kombinierte Nutzung von Wind und Globalstrahlung



¹ Sankt Peterstraße 4, 8071 Hausmannstätten, georg.ickinger@a1.net

Verfahren, Bauweise und Anwendungen großflächiger ausziehbarer Planen mit eingearbeiteten Lamellen und Solarzellen für Kulturlandschaften, Wüsten, Windparks, Windleitflächen, Solaranlagen:

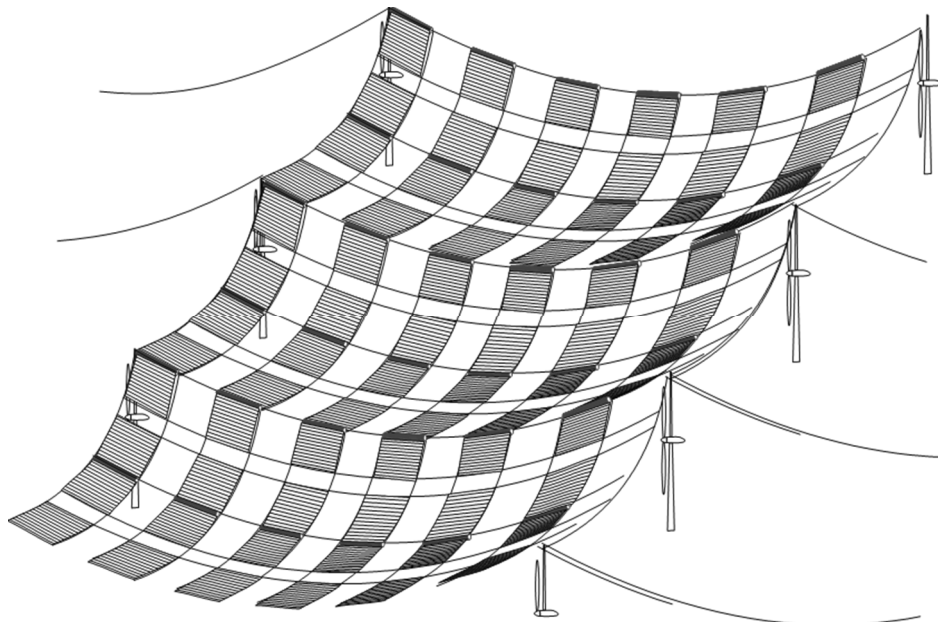
Für großflächige Solarparks, Solarfarmen, Windparks, Kulturlandschaften, Wüsten, Gebäude, Schiffe, Fluggeräte, wird vorliegend eine Plane mit eingearbeiteten Lamellen und aufgesetzten Solarzellen beschrieben.

Mit Berücksichtigung des Standes der Technik von:

- Vorrichtung zum Ausfahren von Solarzellen, Schutzflächen, Windleitflächen
- Solarzellenanordnung in Form von organischen-flexiblen Folien, Festkörperzellen, die in Netzen, Folien, Doppelfolien oder Lamellen eingearbeitet sind, sowie der
- bekannten Technologien der Seilbahntechnik und Schwingungsdämpfung werden
- Ausführungsformen, Verfahren, Anwendungen und Details beschrieben

Diese Planen sind geeignet, große Flächen abzudecken und werden für folgende Gebiete verwendbar sein:

- In Wüsten
 - Für die Schaffung von Kulturlandschaften, Erhalten der Feuchtigkeit, Vermeiden des Abkühlens in der Nacht, werden die Planen ausgefahren. Bei Sandsturm wieder eingerollt. Kombiniert mit Solarzellen wird die Energie für die Entsalzung von Wasser verwendet.
- Gebirge
 - Für die Überdeckung von Gletschern zum Vermeidung der Abschmelzung von Gletschern durch Sonneneinstrahlung.
- Kulturland
 - Zwecks Regulierung der Sonneneinstrahlung, Feuchtigkeit und Wärme werden die Planen teilweise aus- und eingefahren. Schutz vor Austrocknung und Frost.
- Bestehende Offshore Windparks



3.3 BIOGAS (SESSION B3)

3.3.1 Effizienzsteigerung der Biomassevergasung mittels Hochtemperaturbrennstoffzellen

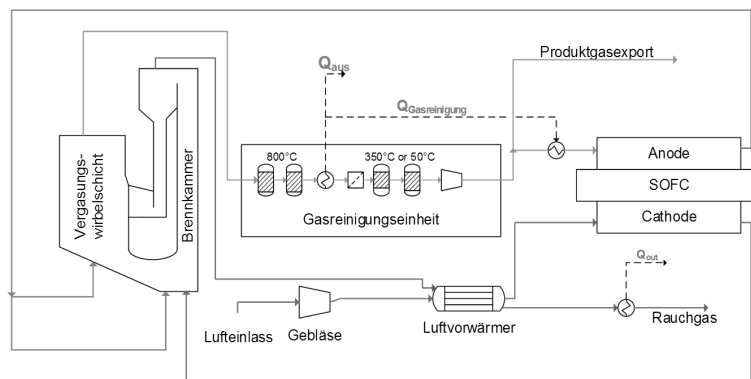
Stephan HERRMANN¹, Manuel JIMENEZ-ARREOLA²,
Sebastian FENDT¹, Matthias GADERER³, Hartmut SPLIETHOFF¹

Inhalt

Gegenstand der Präsentation ist ein neuartiges Verfahren zur effizienten Erzeugung von elektrischem Strom und Produktgas mittels der Kopplung von Festoxidbrennstoffzellen und einem Vergasungssystem nach Vorbild des Hofbauer-Reaktors der Güssing Renewable Energy GmbH in Güssing, Österreich.

Methodik

Hierbei werden die Abgase der Festoxidbrennstoffzellen als Vergasungs-, Fluidisierungs- und Verbrennungsmedien dem Vergaser zugeführt. Entgegen dem Stand der Technik wird also die Brennstoffzelle dem Vergaser vor- anstatt nachgeschaltet. Das Produktgas des Vergasers wird nach einer Gasreinigung zum Teil den Brennstoffzellen und zum Teil für weitere Prozesse, beispielsweise Methanisierung oder Fischer-Tropsch-Synthese, zur Verfügung gestellt. Eine schematische Abbildung des Prozesses findet sich in Abb.



1. Das System wurde in Aspen Plus® simuliert. Hierfür wurden zunächst Einzelmodelle der Komponenten erstellt und validiert, anschließend wurde das Gesamtsystem modelliert. Anhand verschiedener Parameterstudien erfolgte anschließend eine Charakterisierung des Betriebsbereichs, sowie eine energetische und exergetische Analyse.

Abbildung 1: Schematische Zeichnung des Systems.

Ergebnisse

Durch die neuartige Systemkonfiguration entfällt die Notwendigkeit zur separaten Dampferzeugung, da ausreichend Dampf für die Vergasung im Anodenabgas vorhanden ist. Weiterhin wird durch eine Rezyklierung der Brenngasreste (ca. 20%) im Anodenabgas der Restbrennstoff effizient genutzt. Ebenso ermöglicht die Abgasrückführung die Nutzung der SOFC-Abwärme für die Vergasung, wodurch insgesamt eine sehr hohe kombinierte Effizienz von etwa 30% elektrischer Leistung und 50% Produktgasleistung in Bezug auf den Brennstoffheizwert erzielt wird. Hierzu trägt insbesondere bei, dass bei optimierter Auslegung aufgrund der Zufuhr von Brenngasen und Hochtemperaturabwärme aus der SOFC in den Vergaser im Vergleich zum konventionellen Hofbauer-Reaktor auf eine Zufuhr von weiterem wertvollem Brenngas zu der Vergaserbrennkammer verzichtet werden kann. Hinsichtlich ökonomischer Gesichtspunkte ist zu beachten, dass durch die maximale exergetische Systemeffizienz mit einer vergleichsweise geringen Brennstoffzellenleistung erzielt wird (geringere Kosten für SOFC), wodurch noch viel heizwertreiches Produktgas für weitere Prozesse bereitsteht. Die Produktgaszusammensetzung kann mittels Anpassung der Split-Verhältnisse des Produkt- und des Anodenabgases in einem weiten Bereich variiert werden. Durch die hohe kombinierte elektrische und chemische Effizienz von 80% fällt lediglich eine geringe Wärme-Grundlast (ca. 10% des Brennstoffheizwerts) an.

¹ Technische Universität München, Boltzmannstr. 15, 85747 Garching bei München, Tel.: +49 89 289 16279, Fax: +49 89 289 16272, stephan.herrmann@tum.de, www.es.mw.tum.de

² Nanyang Technological University, 50 Nanyang Ave, Singapore

³ Technische Universität München, Schulgasse 16, 94315 Straubing

3.3.2 MethaNull, ein Programm zur Senkung der Methanemissionen in der Atmosphäre

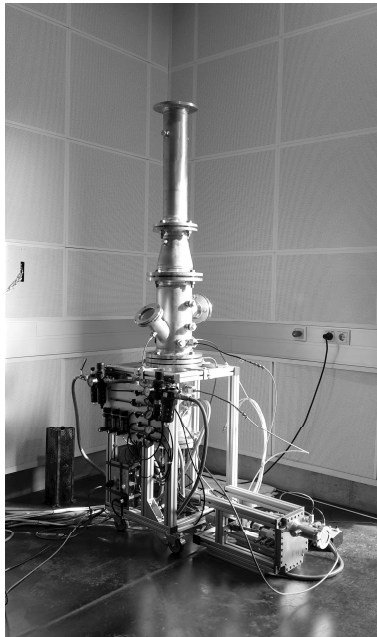
Fabrice GIULIANI¹, Vanessa MOOSBRUGGER¹

Inhalt

Die konventionelle Verbrennung stellt noch immer 80% der weltweiten Energieproduktion dar. Umweltfreundliche Energiequellen müssen weiterentwickelt werden um den Klimawandel aufzuhalten. Erneuerbare Energien werden noch etwas Zeit benötigen, bis sie eine vergleichbare Größe zur konventionellen Verbrennung darstellen. Deswegen ist es auch so wichtig, im Bereich Verbrennungstechnologie weiter zu forschen um die Umweltprobleme in den Griff zu bekommen. In diesem Beitrag wird über eine Technologie gesprochen, die es erlaubt eine um 2% effizientere Verbrennung durchzuführen, also ein „flexibleres Verbrennungsverfahren dank optionaler Pulsverbrennung“.

Dieses Projekt befasst sich mit der Entwicklung eines 2-stufigen Brenners, der mit Gasen niedriger Heizwerte mit pulsierender Verbrennung betrieben werden soll, um zu beweisen, dass durch das Prinzip der Pulsation der Flamme ein besseres Verbrennungsergebnis erzielt werden kann. Die pulsierende Verbrennung ist eine Alternative zur konventionellen Verbrennung. Durch die Pulsation kann eine bessere Vermischung der Luft mit dem Verbrennungsgas erzielt werden, eine höhere Energiedichte als auch eine höhere Reaktionsgeschwindigkeit.

Es kann auch eine gesteigerte Effizienz des Brenners durch den geringeren Bedarf an Verbrennungsgas nachgewiesen werden. Die Flamme ist durch die Pulsation fähig an der Löschgrenze zu brennen, was ohne Beschallung nicht möglich wäre.



Zusätzlich kann der Bedarf an Stützgas der Pilotflamme reduziert werden. Durch diese Art der Verbrennung kann das Kohlenmonoxid, das bei einer unvollständigen Verbrennung auftritt und zur Bildung von bodennahem Ozon beiträgt, reduziert werden. Auch das krebserregende Ruß, das einen eklatanten Beitrag zur globalen Erwärmung leistet, wird bei der pulsierenden Verbrennung gesenkt, sowie das Ozonschicht schädigende Stickstoffmonoxid.

Doch nicht nur die Umwelt profitiert durch die Anwendung der Pulsation der Flamme, auch die Wirtschaft kann einen enormen Nutzen durch die geringeren Betriebskosten daraus ziehen. Die pulsierende Verbrennung hat großes Potential dazu beizutragen die Umweltprobleme, die durch schlechte Verbrennung entstehen, zu mildern.

Der Anwendungsbereich des entwickelten Brenners liegt zum Beispiel in der Verbrennung von Gasen mit geringem Heizwert (Biogas, Abgas aus der Biomasse, wobei der Methaninhalt weit unter 40 vol.% liegt) mit Hilfe einer konventionellen Fackel, wo eine Reduktion des Stützgases von bis zu 20 Prozent erreicht werden kann.

Abbildung 1: MethaNull-Demonstrator, mit Pulsator, Versuchsbrennkammer und dezidiertem Steuerung & Instrumentierung.

Besonders für Deponien ist die pulsierende Verbrennung von Interesse. Das dort von Bakterien entwickelte Methan Gas ist hauptverantwortlich für den Treibhaus-Effekt und kann durch diese Art der Verbrennung einen weniger schädlichen Einfluss auf die Umwelt haben, durch die Umwandlung des schädlichen Methan-Gases in Kohlenstoffdioxid.

¹ Combustion Bay One e.U, Plüddemanngasse 39, 8010 Graz, Tel.: +43 316 22 89 80, Fax: +43 316 873 91 09, fabrice.giuliani@cbone.at, www.cbone.at

Das Ingenieurbüro für Verbrennungstechnik Combustion Bay One e.U. (CBOne) aus Graz beschäftigt sich mit der Weiterentwicklung dieser Technologie.

Eine eigens dafür entwickelte Sirene kann Frequenzen sowie Amplituden regeln, um die Flamme mit dem Brenner in Resonanz zu bringen und dadurch zu stabilisieren. Zusammen mit einem Demonstrator-Brenner wurden zahlreiche Tests im Labor durchgeführt, die eine Reduktion der Abgase widerlegen können. Auch fand eine Vielzahl von Sensoren Anwendung bei den Tests. Mit dieser Art der Verbrennung kann man auf jedes beliebige Brenngut zurückgreifen und trotzdem geringe Abgaswerte erzielen. Die pulsierende Verbrennung ist dabei eine neue Art der Verbrennung, bei der der Antrieb das Geräusch ist, das mit der Flamme interagiert, sie deformiert und kompakter sowie dynamischer macht. Das Geräusch treibt quasi die Verbrennung an.

Neueste Forschungsergebnisse belegen, dass durch die pulsierte Verbrennung das Kohlenmonoxid (CO) sowie das Stickstoffmonoxid (NO_x) um 15% gesenkt werden können, bei einer 2% höheren Wärmemenge. Während der Konferenz wird diese Technologie beschrieben und die Ergebnisse die damit erzielt werden konnten.

3.3.3 Biomasse-Vergasungs-Projekt Südtirol 2014ff

Erwin GREILER¹

Projektkurzbeschreibung

Diese innovative Biomasse-KWK-Anlage speist 100% der verfügbaren Abwärme in das örtliche Fernwärmesystem ein. Der anfallende Restkoks aus der Vergasung wird nach einer spezifischen Aufbereitung zu 100% landwirtschaftlich + stofflich verwertet (ab ~9/2015). Diese Holzvergasungsanlage zur Bioenergieerzeugung mittels Holzhackschnitzeln als Brennstoff kann als sehr umweltschonend und wirtschaftlich äußerst interessant bezeichnet werden.

Investitionsvolumen (gesamt)	ca. 3.500.000 €
Brennstoffart	Holzhackschnitzel (60-120) mm x (60-120 mm) x max. 30 mm
Wassergehalt / Feinanteil	kleiner 20% / max. 5%
Output elektrisch brutto	~500 kW
Output thermisch brutto	~1.050 kW
Wirkungsgrade <i>Holzgas-BHKW</i>	36% _{el} / 50% _{oth}
Wirkungsgrad <i>Vergasung</i>	~80%
Brennstoffbedarf	~400 kg/h (15% _{RF})
Jahresbetriebsstunden – BHKW	~8.150
Warmwasserspeicher	20 m ³
Jahresbiowärmeverkauf	~ 6.400 MWh
Jahresökostromverkauf	~ 3.715 MWh
Eigenenergiebedarf	< 40 kW _{el} / ~ 260 kW _{th}

Tabelle 1: Eckdaten des Projektes (Stand 06/2015)

Diese Eigenentwicklung soll in Q2/2016 um eine sog. *Thermische Nachverstromungseinheit* ergänzt werden. Hier werden die etwa 550 Grad heißen Abgase des Holzgas-BHKW für die zusätzliche Stromerzeugung verwendet. Es wird mit einer zusätzlichen elektrischen Leistung von etwa 40 bis 50 kW gerechnet.

¹ öCompany - Renewable Energy Consulting, Attemsgasse 23 / Hochparterre, 8010 Graz,
e.greiler@oecompany.eu, www.oecompany.eu

3.3.4 Biogas as a Partial Solution for Energy Shortages within a European Gas Grid Infrastructure

Christian JENNE¹, Bernd NOCHE¹

Introduction

Natural gas consumption across Europe is very dependent on fossil fuel imports which mainly comes from Russia channelling through the Ukraine. Natural gas is used for multiple applications starting from cooking, domestic- and commercial heating purposes, heat and electricity production via combined heat and power systems, and finally to fuel supply for the mobility sector. The current gas price per unit measured in kWh, is in comparison with raw and -heating oil as well as petro chemical fuels which are very environmental and competitive.

The beginning of the Ukraine crisis in November 2013 and the separation of the semi Island Crimean Peninsula has had an impact on causing tensions in negotiations about future gas prices. Also, delivery and supply security which is a vital component of a solid functional industrialised economy has been discussed. In 2014, 53% of fossil fuels were imported to Europe with the major share of 39% of gas imports coming from Russia, one of the major suppliers of natural gas.

Natural gas supply is a crucial part of the world's economy and cannot be neglected. Biogas production from renewable energy sources like anaerobic digestion plants and landfill sites have a huge potential in producing emission free and carbon neutral biogas. This will subsequently increase fuel security, develop job creations in the biogas area, will help in achieving national binding renewable energy 2020 targets and supporting waste management plans. This will also encourage farmers to use more bio-fertiliser from digested feedstocks as well as arranging better phosphorus and nutrient management which will have a positive impact on the surface water table.

Materials and Methodology

Decreasing gas reserves, along with increased demand by commercial and domestic gas users, create a growing dependence on energy imports from outside the EU and therefore, there is concern about the security of future supply. In addition, environmental concerns are being discussed more prominently in both public and political discourse. Biogas/biomethane represents a significantly under-utilised source of indigenous and renewable energy that can play a very important role for Europe in helping to meet the renewable energy targets 2020 for heat, transport and electricity and also help guarantee supply.

Biomethane which originates from a diluted form called "biogas" comes mainly from anaerobic digestion or landfill sites. This gas has to be treated, cleaned, purified and dried. The final end-product which is called biomethane has an equivalent calorific value as that of natural gas. The same product contains mainly methane but can surprisingly enough have various names depending on origin and state of gas (gaseous or liquid).

- CNG ⇒ Compressed Natural Gas (coming from fossil fuel sources)
- CBG ⇒ Compressed Biomethane Gas (coming from renewables)
- LNG ⇒ Liquefied Natural Gas (coming from fossil fuel sources)
- LBG ⇒ Liquefied Biomethane Gas (coming from renewables)
- Power to gas ⇒ Electricity produced Gas (coming from mainly renewable energy sources)

Methane, which after purification is the same end-product as gaseous coming from biomethane and natural gas, can also be synthetically produced from photovoltaic and wind energy generation, for example electrolysis technology such as that used by Audi in co-operation with ETOGAS GmbH in Germany.

¹ University of Duisburg-Essen (UDE), Institute of Product Engineering, Transport Systems and Logistics Department, Keetmannstraße 3-9, 47058 Duisburg, christian.jenne@uni-due.de, Tel.: +49 203 379-7044, www.uni-due.de/tul

Results and Conclusions

In order to inject methane into the German gas grid system, it has to comply with several requirements which describes the chemical composition, Wobbe Index, Calorific value, sulphur content, level of odourisation etc. Those very defined requirements are described in the information leaflet G 260 published by Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW). Every country has its own rules and gas grid requirements therefore regulations cannot be generalised and assessed according to the geographical locations. In the Netherlands, they are using low gas (L-gas) which is also used for small local grid systems in the western part of Germany but energy heating characteristics are totally different and Germany only imports from the Netherlands. The Irish gas grid has at present no own gas grid regulations and is using the British gas standards as references point.

Biomethane production from renewables has the potential to deliver all the above mentioned environmental benefits, as well as strengthening fuel supply in a moderate way and contributing towards price stabilisation and the creation of additional jobs. Biomethane can be used for direct gas grid injection, transported via gas mobile units from isolated anaerobic digestion sites and used in the transportation sector.

There are several transportation options in distributing locally produced biomethane. It can be compressed and sold off onsite in the form of vehicle fuel, injected to the local gas network or liquefied, which is called liquefied natural gas, and transported for distances above 400 km by shipping containers in supply to LNG filling stations.

3.3.5 Entwicklung eines autothermen Biogasreformers zur Herstellung von Wasserstoff

F. RAU¹, A. HERRMANN¹, H. KRAUSE, Y.S. MONTENEGRO C.²,
D. FINO², D. TRIMIS³

Einführung

Im europäischen Forschungs- und Entwicklungsvorhaben „BioRobur“ (Biogas robust processing with combined catalytic reformer and trap) arbeiten 8 Partner aus 6 europäischen Ländern an der Entwicklung eines effizienten dezentralen Systems zur Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff basierend auf der autothermen Reformierung von Biogas. Durch den so bereitgestellten Wasserstoff kann zukünftig u.a. die Betankung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen realisiert werden, wodurch ein Beitrag zur Entkarbonisierung des Verkehrssektors geleistet wird.

Anlagenbeschreibung

Die Pilotanlage, welche an der TU Bergakademie Freiberg errichtet wird, soll einen neuartigen Weg zur Herstellung von bis zu 50 Nm³/h Wasserstoff aus Biogas aufzeigen. Die Neuerungen sind die Hauptkomponenten ATR-Reaktor, Dampfstrahlpumpe und Rußfalle. Um der Rußbildungsproblematik bei der Biogas-Reformierung zu begegnen, wurde einerseits ein ATR Prozess und andererseits die Nutzung eines katalytisch beschichteten Rußpartikelfilters gewählt. Die berechneten Wirkungsgrade für den Einsatzstoff Biogas sind vergleichbar mit denen einer reinen Dampfreformierung, die jedoch empfindlicher bei der Rußbildung ist.

Ein vereinfachtes Fließbild des Gesamtsystems ist in Abbildung 1 dargestellt. In einem ersten Prozessschritt (Eduktaufbereitung) erfolgen die Vorwärmung und die Mischung der Edukte. Das Biogas wird durch überhitzten Dampf mit einer Dampfstrahlpumpe angesaugt, komprimiert und mit dem Dampf gemischt, wodurch die aufwendige Kompression des Biogases eingespart werden kann. Im zweiten Prozessschritt (ATR-Einheit) erfolgt die Umsetzung des Biogas-Dampf-Luft-Gemisches an einem Katalysator, wobei die Trägerstruktur des Katalysators auf Siliziumcarbid (SiC) in geometrischer Form einer am Computer entworfenen regelmäßigen porösen Struktur basiert. Dies stellt ein Novum dar, das im Rahmen des Projektes neu entwickelt und getestet wird.

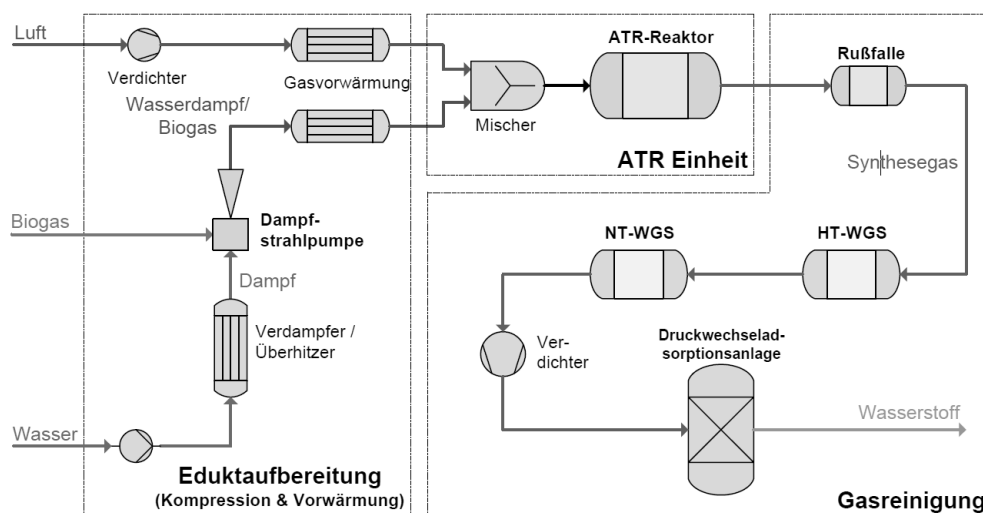


Abbildung 1: Vereinfachtes Fließbild des "BioRobur"- Gesamtsystems zur Erzeugung von Wasserstoff aus Biogas.

¹ Technische Universität Bergakademie Freiberg, Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik, Lehrstuhl für Gas- und Wärmetechnische Anlagen, 09599 Freiberg, Tel.: +49 3731 39-3940, Fax: +49 3731 39-3940, florian.rau@iwtt.tu-freiberg.de

² Politecnico di Torino, Department of Applied Science and Technology, 10129 Torino, Italy

³ Karlsruher Institut für Technologie, Engler-Bunte-Institut, Verbrennungstechnik, 76131 Karlsruhe

Der Prozess der Gasreinigung beginnt mit der Rußfalle, in der anfallende Rußpartikel nach dem Prinzip eines katalytisch beschichteten keramischen „Wall-Flow“ Filters zurückgehalten werden und mit dem Wasserdampfanteil vergast werden. Die weitergehende Wasserstoffanreicherung und Gasreinigung wird mit Hilfe eines Hoch- sowie Niedertemperatur-Wassergas-Shift Reaktors und abschließend durch eine Druckwechseladsorptionsanlage (DWA) realisiert.

Ergebnisse und Ausblick

Durch eine detaillierte Parameterstudie auf Basis von ASPEN PLUS® (Modellierungen von Masse- und Energieströmen) konnte das optimale S/C- (steam-to-carbon) und O/C- (oxygen-to-carbon)-Verhältnis bestimmt werden (siehe Abbildung 2). Die Simulationsergebnisse belegen den positiven Einfluss der Optimierung der Prozessparameter sowie der Wärmeintegration auf den Gesamtwirkungsgrad, der von 50% ohne Wärmeintegration auf ca. 65% steigt. Durch eine Nutzung des DWA-Restgases ist eine zusätzliche Wirkungsgradsteigerung möglich.

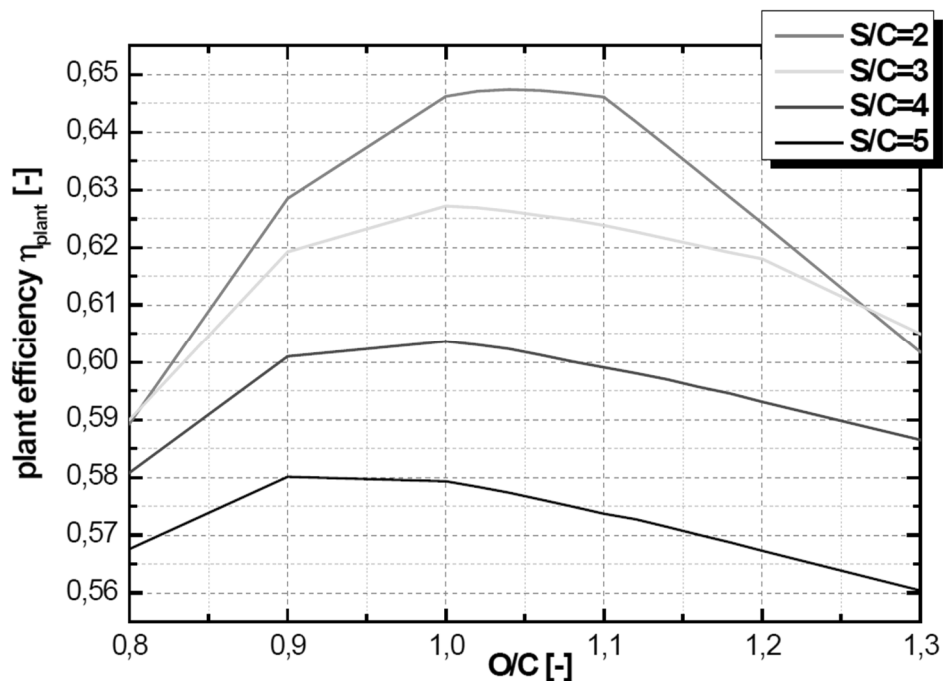


Abbildung 2: Effizienzanalyse ohne Nutzung von DWA-Restgas (600°C ATR-Eintrittstemperatur).

Im Vergleich zur Dampfreformierung sind durch die autotherme Reformierung ein kompakteres Design und dadurch geringere Materialkosten sowie ein besseres Start/Stop- und Regelverhalten möglich. Zudem ermöglicht eine innovative Fahrweise (stoßweise Zuführung eines Wasserdampf-Luft-Gemischs) die gezielte Oxidation der Rußpartikel, welche ansonsten zu einer Verschlechterung der Aktivität des Katalysators führen würden.

Weiterhin werden die Ergebnisse der experimentellen Untersuchungen der regelmäßigen Strukturen (Kelvinzelle, Würfelzelle in verschiedenen Orientierungen, Oktetzelte, unregelmäßiger Schaum) bzgl. der Katalysatoreigenschaften vorgestellt.

Derzeit wird die Anlage an der TU Bergakademie Freiberg aufgebaut. Die ersten Tests sind Anfang 2016 geplant.

3.4 BIOMASSE (SESSION B4)

3.4.1 Die globale Entwicklung der Bioenergie aus Sicht des IEA Bioenergy Agreements

Manfred WÖRGETTER¹

Österreich im IEA Bioenergy Agreement

IEA Bioenergy (IEA-B) steht für eine Kooperation im Rahmen der Internationalen Energieagentur. Derzeit sind 23 Staaten im Bioenergieabkommen vertreten, weitere Länder haben Interesse angemeldet. IEA-B befasst sich mit der Demonstration neuer Technologien, stellt politische Analysen bereit und unterstützt die Kommerzialisierung nachhaltiger Bioenergiesysteme. Behandelt werden Ressourcen, Versorgungssysteme, die Umwandlung und die Endprodukte. Von zentraler Bedeutung ist der Austausch von Informationen mit Industrie, Wirtschaft, Politik und Verwaltung sowie die Zusammenarbeit mit internationalen Organisationen wie der FAO, der Weltbank, dem IPCC, IRENA und der Global Bioenergy Partnership (www.ieabioenergy.com).

Die Arbeitsperioden im Agreement erstrecken sich über jeweils drei Jahre, die Arbeiten laufen in zehn Tasks. Der Informationsaustausch erfolgt vorwiegend über Task-Workshops und über Internetmedien sowie in einem nationalen Netz. Österreich hat 1979 als eines der ersten Länder das Agreement unterzeichnet. Seither haben es die Beteiligten geschafft, wichtige Beiträge zur Technologieentwicklung zu leisten und damit zur weltweiten Einführung menschen- und umweltgerechter Bioenergie beizutragen. Die Teilnahme wird vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie finanziert, ist eine wichtige Ergänzung zur österreichischen Energieforschung und spiegelt sich in den nationalen Forschungsschwerpunkten wider (www.nachhaltigwirtschaften.at/iea/results.html/id1970). Österreich beteiligt sich an folgenden Tasks:

- Verbrennung
- Thermische Vergasung
- Biogas
- Biotreibstoffe
- Märkte
- Bioraffinerien

Am Ende von Triennien werden die Ergebnisse der Periode und damit der Stand der Entwicklung aus Sicht von IEA Bioenergy in einer Konferenz dargestellt.

IEA Bioenergy Konferenz 2015

Die Arbeitsperiode 2013 - 2015 wurde mit der IEA Bioenergy Konferenz 2015 in Berlin abgeschlossen. Die Konferenz fasste die Ergebnisse der Periode zusammen und war damit auch in Hinblick auf COP 21 ein herausragendes Ereignis. In mehr als 50 Präsentationen wurden Biomassewertschöpfungsketten und übergreifende Fragen behandelt. Der gegenständliche Beitrag fasst die Kernaussagen und somit den Stand der Technik zusammen.

Bundesminister Christian Schmidt wies auf die Bedeutung einer international vernetzten, verantwortungsbewussten Wissenschaft hin. Bioenergie schafft in Deutschland 130 000 Arbeitsplätze. Es gilt jedoch, unterschiedlichen Interessen gerecht zu werden und Natur und Umwelt zu schützen. Deutschland hat es geschafft, den Energieverbrauch zu senken und den Anteil der erneuerbaren Energie zu steigern. Bioenergie führt mit einem Anteil von 59 % bei den erneuerbaren Energien.

Bis 2050 soll der Energieverbrauch von 12,4 auf 7,0 EJ verringert und damit fast halbiert werden, Bioenergie kann dazu 1,6 EJ beitragen. Das deutsche Bioökonomie-Programm ist ambitioniert, im Jahr 2015 wurden 612 Projekte mit einem Gesamtumfang von 203 Mio. € gestartet. Der IEA Market Report 2015 zeigt trotz niedriger Ölpreise Erfolge erneuerbarer Energie.

¹ BIOENERGY 2020+ GmbH, Office Graz: Inffeldgasse 21b, 8010 Graz, Tel.: +43 650 5532916, Fax: +43 7416 52238-99, manfred.woergetter@bioenergy2020.eu, www.bioenergy2020.eu

Für weitere Fortschritte sind politische Maßnahmen, Forschung, internationale Zusammenarbeit und eine proaktive Kommunikation notwendig. Ein Highlight war der Beitrag der International Renewable Energy Agency (IRENA), in der mittlerweile 144 Staaten vertreten sind. Im Jahr 2030 kann Bioenergie 108 EJ zur globalen Energieversorgung beitragen. Um das Ziel zu erreichen, sind politische Maßnahmen wie z.B. die Sicherstellung der Rohstoffversorgung unerlässlich.

Innovative technologische Lösungen setzen sich mehr und mehr durch. Eine finnische Firma hat einen Biomassevergaser mit einer Leistung von 140 MW in ein Kraftwerk integriert. Eine holländische Firma hat die Erzeugung von Bioplastik zur Marktreife gebracht. Intensive F&E-Anstrengungen haben zu saubereren, effizienten und kostengünstigen Feuerungen geführt, große Fortschritte wurden auch bei der internationalen Standardisierung gemacht. Höchst erfreulich dabei sind die Erfolge Österreichs.

Neue Technologien wie z.B. die Torrefizierung müssen vor dem Eintritt in den Markt beträchtliche Hürden überwinden. Dazu gehören die Entwicklung bis zur technologischen Reife und der Wettbewerb mit etablierten fossilen und erneuerbaren Energieträgern. Es gilt, das Vertrauen von Investoren und Verbrauchern durch „Success Stories“ zu gewinnen, das Risiko der Pioniere zu senken und Versorgungsketten aufzubauen.

Erfolge verzeichnet die Pyrolyseöltechnologie. Eine finnische Firma hat eine Demonstrationsanlage in ein Kraftwerk integriert, eine holländische Firma betreibt eine 25 MW-Anlage. Eine Firma in Kanada produziert seit 25 Jahren und entwickelt mit einem internationalen Industrieunternehmen ein Verfahren zur Erzeugung von Treibstoffen. Mit der Errichtung der „bioliq“-Forschungsplattform setzt Deutschland Maßstäbe beim Aufbau dieser neuen Wertschöpfungskette (dezentrale Erzeugung von „Biomasse-Slurry“, großindustrielle Vergasung und Synthesen). Erste Erfolge zeichnen sich bei Stroh als Rohstoff ab, die F&E-Herausforderungen sind beträchtlich.

In einer ersten Investitionswelle wurde über die Errichtung von sieben Anlagen zur Erzeugung von Ethanol aus lignozellulosen Rohstoffen entschieden. Eine Anlage in Italien, je zwei in Brasilien und in den USA sind in Betrieb und können jährlich 500 000 m³ Ethanol erzeugen. Für weitere 20 Projekte werden Investitionsentscheidungen vorbereitet. Tallöl, ein Koppelprodukt der Zellstoffherzeugung, wird in einer kommerziellen Anlage in Finnland zur Erzeugung eines „Drop-in“ Dieseltreibstoffs verwendet. Die Luftfahrt zeigt großes Interesse an „Aviation Biofuels“. Die International Air Transport Association (IATA), ein globaler Branchenverband, hat Biotreibstoffe in ihre langfristigen Strategien aufgenommen. „Biojetfuels“ müssen den Anforderungen der ASTM an Jet A Kerosin erfüllen, Produkte von drei Firmen wurden bereits zertifiziert.

Nur die Biogastechnologie kann Energie aus heterogenen nassen Biomassen und biogenen Abfällen erzeugen und zur Rückführung von Nährstoffen beitragen. Die Abfallmengen sind groß und wachsen ständig. Bis 2025 können weltweit 1,6 EJ Energie aus Biogas erzeugt werden. Die anaerobe Vergärung von Abfällen profitiert von der Integration in bestehende Energieanlagen im Industriemaßstab, Synergie- und Skaleneffekte verringern die Kosten. Durch „smarte“ Netzeinspeisung können höhere Preise lukriert und der Treibstoffmarkt erschlossen werden. Auch um den „neuen Rohstoff Abfall“ ist ein Wettbewerb zu erwarten.

Nachhaltige Biomasseketten brauchen nicht nur technologische Fortschritte, sondern und vor allem gesellschaftlichen Wandel. Der Umstieg ist komplex und erfordert eine sorgfältige Abwägung der Einflüsse auf das Klima, das Wasser und die Luft, den Boden und die Biodiversität, die Landnutzung und im Besonderen die Sicherung der Ernährung einer wachsenden Weltbevölkerung. Ein breit angelegtes strategisches Projekt von IEA Bioenergy ruft nach einem wissenschaftsbasierten Governance-Prozess, unter anderem werden ein konsistenter politischer Rahmen und wissenschaftlich belastbare Best Practice Beispiele wie z.B. Schweden empfohlen. In Schweden ist erneuerbare Energie mit 54 % die Nummer Eins am Energiemarkt, der Erfolg stützt sich auf Bioenergie. Trotz steigenden Einschlags von Holz wird mehr Kohlenstoff in den Wäldern gebunden als durch die Energieerzeugung freigesetzt. Brasilien könnte unter idealen Bedingungen 10 % des globalen Verbrauchs an Dieseltreibstoffen ohne zusätzliche Emissionen aus Landnutzungsänderungen erzeugen.

Generell lässt sich ein Wandel der Bemühungen in Richtung Kostensenkung, Effizienzsteigerung, Kreislaufwirtschaft und Bioraffinerien beobachten. Besonders wichtig sind die Sicherung der Versorgung mit Rohstoffen sowie die gesellschaftliche Akzeptanz.

3.4.2 Langfristige Auswirkungen veränderter Rahmenbedingungen für die energetische Biomassenutzung – Ergebnisse von System-Dynamics basierten Szenarien

Tobias STERN¹, Martin BRAUN², Franziska HESSER³,
Peter SCHWARZBAUER²

Inhalt

Die Nutzung von Holzbiomasse aus der österreichische Forstwirtschaft ist gegenwärtig von gravierenden Veränderungen unterschiedlicher Art betroffen. Großflächige Schadereignisse zum Beispiel, können die Holzmärkte nachhaltig verändern. Ein weiterer Aspekt, welcher die Forstwirtschaft nachhaltig verändert, ist der soziodemographische Wandel in der ländlichen Bevölkerung, insbesondere der Waldbesitzer (Hogl et al., 2005). Aber auch technische Neuerungen, wie etwa eine Einführung von Holz-Bioraffinerien könnten mittelfristig zu gravierenden Änderungen führen (Stern et al., 2014).

Letztlich gibt es auch zahlreiche politische Rahmenbedingungen welche sich auf die Verfügbarkeit und Verwendung Holzbiomasse auswirken, wie beispielsweise die Berücksichtigung der Kohlenstoffspeicherung in langfristigen Holzprodukten.

Diese Studie beschäftigt sich mit der Analyse dieser Veränderungen im Rahmen von Simulationen mit einem System-Dynamics-basierten Holzmarktmodell. Die Simulation mehrerer Szenarien zeigt die Auswirkungen und Wechselwirkungen auf und ermöglicht wichtige energie-, klima- und wirtschafts-politische Rückschlüsse.

Methodik

Die vorgestellten Untersuchungen beruhen auf mehreren in den vergangenen Jahren durchgeführten Projekten. In der Regel kam es dabei zu verschiedenen Adaptionen des Simulationsmodells der österreichischen Forst- und Holzwirtschaft (FOHOW) (z.B. Schwarzbauer und Stern, 2010), und der darauffolgenden Simulation mehrerer Szenarien.

Das Modell umfasst die gesamte österreichische Forst- und Holzwirtschaft, angefangen beim Wald über intermediäre bis hin zu Halbfertigprodukten, und berücksichtigt zwei Regionen: Österreich ist als eine Region abstrahiert, die abhängig von der wirtschaftlichen Entwicklung mit einer hypothetischen Rest-der-Welt (RdW) Region interagiert.

Während ein Modul Holzvorräte und -Flüsse entlang der Holzproduktkette simuliert (Struktur vgl. SCHWARZBAUER, 1993), berücksichtigt ein zweites Modul Holzströme für Holz aus sonstigen Quellen. Ein drittes Modul führt eine THG-Bilanzierung unter Berücksichtigung von Senkeneffekten durch.

Das vorliegende Modell wurde mit Hilfe von älteren Ergebnissen des Modells FOHOW, das sich bereits mehr als 30 Jahre lang bewährt hat, überprüft und validiert. Mittels eines Back-Casting-Ansatzes (i.e. das Modell wird für vergangene Zeiträume oder rückwärts betrieben) wurden Simulationen für den Zeitraum 1965-2010 getätigt und das Modell mit historischen Daten validiert.

Hierfür wurden die drei Hauptvariablen Nadel- und Laubschnittholz, Span- und Faserplatten sowie Papier und Pappe mit Hilfe einer Zeitreihenanalyse verglichen. Die Analyse zeigte, dass die Mittelwerte der historischen Daten adäquat vom Modell repräsentiert werden und die Korrelation zwischen beiden Zeitreihen sehr hoch ist.

¹ Karl-Franzens-Universität Graz, Institut für Systemwissenschaften, Innovations- und Nachhaltigkeitsforschung, Merangasse 18/1, 8010 Graz, Tel.: +43 316 380 3238, tobias.stern@uni-graz.at

² Universität für Bodenkultur Wien, Institut für Marketing & Innovation, Feistmantelstraße 4, 1180 Wien, Tel.: +43 1 47654 3564, martin.braun@boku.ac.at

³ Marktanalyse & Innovationsforschung, Wood K plus, Kompetenzzentrum Holz GmbH, Feistmantelstraße 4, 1180 Wien, Tel.: +43 1 47654 3567

Folgende Themen wurden zum Beispiel untersucht:

- Umsetzung von Bioraffinerieansätzen und ihre Auswirkung auf die energetische Nutzung
- Auswirkung eine Außernutzungstellung von Waldflächen zu Naturschutzzwecken
- Auswirkungen verstärkter energetischer Nutzung von Holz auf die Kohlenstoffspeicherung
- Folgen einer möglichen Reduktion der Scheitholznutzung
- Folgen einer deutlichen Kapazitätsreduktion bei der Sägeindustrie

Ergebnisse

Die verschiedenen Analysen führen zu einer Vielzahl interessanter Ergebnisse. Beispielsweise konnte gezeigt werden, dass bei einer energieorientierten Ressourcenpolitik die Nachfrage nach Brennholz bis 2100 um ca. 20% steigt. Die verstärkte Energieholznachfrage führt zu einem geringeren CO₂-Senkeneffekt. Die Simulation zeigt, dass ein alleiniger Fokus auf verstärkte energetische Nutzung einen um ca. 40 Gt CO₂eq geringeren Sequestrierungseffekt bei Holzprodukten bewirkt als im Referenzszenario.

Zu berücksichtigen ist jedoch, dass Substitutionseffekte (Substitution von energieintensiven – d.h. abiotischen, bzw. fossil basierten – Materialien sowie Vermeidung von THG-Emissionen; RÜTER et al., 2011, 19) ebenfalls eine immens wichtige Größe darstellen, welche in dieser Arbeit noch nicht inkludiert wurde.

In Bezug auf die Entwicklung von Holz-Bioraffinerien lässt sich zum Beispiel feststellen, dass neben der Papierindustrie insbesondere Forstwirtschaft, Sägewerke und Energieproduzenten von der Einführung der Bioraffinerien keine negativen Auswirkungen zu erwarten haben. In der Forstwirtschaft können steigende Holzpreise erwartet werden, welche die Bruttowertschöpfung hochschnellen lassen.

Die erhöhte Effizienz der Holznutzung hat zudem positive Auswirkungen auf die forstliche Nachhaltigkeit, da sie einer möglichen Übernutzung entgegenwirkt. Die Sägeindustrie kann durch steigende Preise bei Sägenebenprodukten profitieren. Effekte auf dem Arbeitsmarkt sind ein wesentlicher sozio-ökonomischer Indikator.

Insgesamt demonstrieren diese und weitere Ergebnisse die Möglichkeiten welche das Simulationsmodell FOHOW für die Beantwortung energiepolitischer Fragestellungen bietet.

Literatur

- [1] HOGL, K., M. PREGERNIG und G. WEISS (2005): What is New about New Forest Owners? A Typology of Private Forest Ownership in Austria. *Small-scale Forest Economics, Management and Policy*, 4(3): 325-34.
- [2] Schwarzbauer, P., 1993. Der österreichische Holzmarkt im Modell. EG - Waldsterben - Zellstoffmarkt Schriftenreihe des Instituts für forstliche Betriebswirtschaft und Forstwirtschaftspolitik, Bd. 17. Universität für Bodenkultur, Vienna
- [3] SCHWARZBAUER, P. und T. STERN (2010): Energy vs. Material: Uses of Wood Biomass – Economic Impacts of Alternative Scenarios for the Forest-based Sector in Austria, *Forest Policy and Economics* 12 (1), pp. 31-38
- [4] Stern, T; Ledl, C; Braun, M; Hesser, F; Schwarzbauer, P (2015): Biorefineries' impacts on the Austrian forest sector: A system dynamics approach. *TECHNOL FORECAST SOC.* 2015; 91: 311-326

3.4.3 Potentialanalyse eines Schwarms biogener Wärmekraftkoppelungsanlagen zur Kompensation fluktuierender erneuerbarer Stromquellen

Philipp VÖGELIN¹, Gil GEORGES¹, Konstantinos BOULOUCHOS¹

Das Forschungsprojekt „CHPswarm“

Der zunehmende Anteil erneuerbarer fluktuierender Elektrizitätserzeugung gepaart mit abnehmender Bandlast großer thermischer Kraftwerke fordert zukünftig dynamische einsetzbare Einheiten zur Stromerzeugung oder -Speicherung. Ein substantieller Beitrag könnten dabei dezentrale dynamisch eingesetzte Wärmekraftkoppelungsanlagen liefern, in deren Kern eine thermische Maschine chemisch gebundene Energie eines Brennstoffes in Kraft umwandelt und gleichzeitig die entstehende Wärme für Gebäude oder Industrieprozesse nutzbar macht. Weiter kann der koordinierte Verbund mehrerer Anlagen als virtuelles Kraftwerk dienen und den Einsatz gebündelter Leistung ermöglichen.

Das Projekt „CHPswarm“ untersuchte das Potential solcher Schwärme biogener WKK-Anlagen in verschiedenen Schweizer Regionen und deren Einfluss auf ein Stromnetz mit erhöhten PV-Penetrationen. Es waren vier Forschungsgruppen aus den Fachbereichen Verbrennungssysteme (WKK-Technologie, -Optimierung) Geoengineering (räumliche Daten, Biomasseverfügbarkeit), Elektrotechnik (Stromnetzsimulationen) und Energieökonomik (Zukunftsszenarien bis 2050) involviert. Wir stellen in diesem Beitrag das Projekt vor, gehen auf die Modellierung von Wärmesenken und WKK sowie deren Optimierung ein und geben Einblicke zum Potential eines solchen Ansatzes.

Für diese Untersuchung wurde als Brennstoff Biomethan angenommen, das aus Vergärung von Bioabfall oder mittels Vergasung und Katalyse aus Holz gewonnen wird. Die Speicherung und Verteilung erfolgt über das Gasnetz. Auf diese Weise soll aus einem CO₂-freien Brennstoff hochqualitative Energie in Form von Strom erzeugt werden, die zeitlich flexibel eingesetzt werden kann.

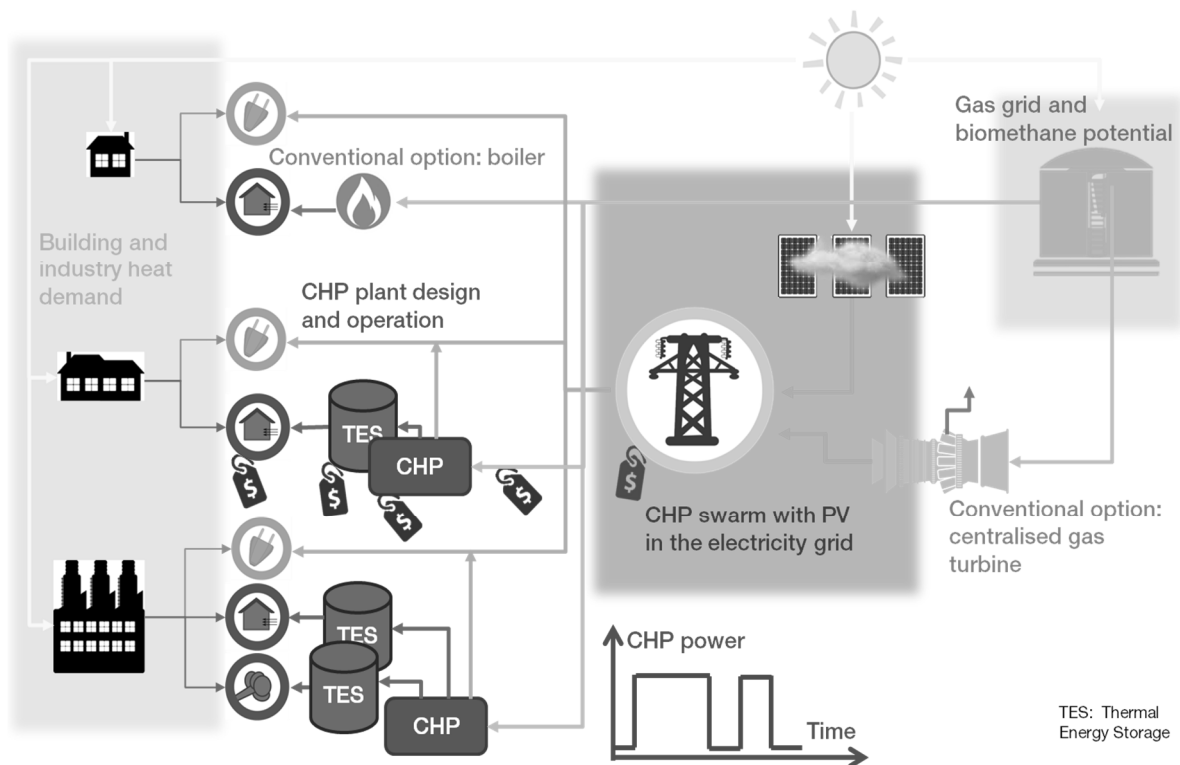


Abbildung 1: Potentialanalyse eines Schwarms biogener Wärmekraftkoppelungsanlagen zur Kompensation fluktuierender erneuerbaren Stromquellen.

¹ ETH Zürich, Sonneggstrasse 3, Tel.: +41 44 632 07 96, voegelin@lav.mavt.ethz.ch, www.lav.ethz.ch

WKK-Anlagen mit Gasmotoren haben folgende charakteristische Eigenschaften, die mehr für ihre Nutzung als flexible Stromerzeugungstechnologie und weniger als Heizung sprechen:

- Ansprechzeit auf Volllast von einigen Sekunden bei Kleinanlagen bis 25kW elektrischer Leistung und einige Minuten bei Großanlagen bis 20MW. Große Gas- und Dampfkraftwerke benötigen mindestens 20min.
- Dezentrale Anordnung der Anlagen auf den tiefsten beiden Netzebenen, wobei lokale fluktuierende Stromnachfrage gedeckt werden kann ohne Belastung der höheren Netzebenen.
- Hoher Gesamtwirkungsgrad von mindestens 90% bei vollständiger Nutzung von Strom und Wärme, im Gegensatz zu großen Gas- und Dampfkraftwerken mit etwa 60% und zusätzlicher nicht mehr verteilbaren Tieftemperaturabwärme.

Dem gegenüber stehen aber hohe spezifische Kosten im Vergleich zu Großkraftwerken, was für einen rentablen Betrieb hohe stündliche Strompreise bei Zeiten der Knappheit fordert. Die Betriebsflexibilität erreicht die Anlage durch einen Wärmespeicher, der für eine zeitliche Entkoppelung von Stromerzeugung und meist kontinuierlichen Wärmebereitstellung sorgt. Andere thermische Maschinen wie Brennstoffzellen oder Dampfturbinen scheiden vor allem wegen deren Brennstoffe oder Betriebsmuster (Anzahl Zyklen, Ansprechzeit) aus.

Modellierung von Wärmesenken und WKK

Als Wärmesenken werden grundsätzlich der Gebäudewärmebedarf (Räume, Warmwasser) und Industriewärmebedarf unterschieden. Gebäudedaten wie Grundfläche, Anzahl Geschosse und Baujahr haben wir in ein Gebäudewärmemodell basierend auf der EN ISO Norm 13790 übersetzt. Das Modell simuliert das Gebäude in stündlicher Auflösung über ein ganzes Jahr als eine thermische Masse mit Wärmeverlusten und -Erträgen. Dafür wurden Wetterdaten wie Außentemperatur und Sonneneinstrahlung mit dem Programm „*meteonorm*“ erzeugt. Der Industriewärmebedarf wurde für die untersuchten Regionen individuell mittels jährlichem Bedarf, Anteil Wärme über 90°C und dem Prozessbetrieb erfasst.

Die WKK-Anlage ist vereinfacht als Energiekonverter mit Wirkungsgraden für Elektrizität und Wärme modelliert, der nur auf Volllast bei höchstem elektrischem Wirkungsgrad betrieben wird. Die zeitliche Basis sind wiederum 8760 Stunden. Der Wärmespeicher ist als eine Kapazität mit konstantem stündlichem Verlustfaktor modelliert. Das breite elektrische Leistungsspektrum von 3-20.000kW wurde in neun Klassen mit konstanten Eigenschaften unterteilt, wo nebst den Wirkungsgraden auch Kostenparameter für die Anlage und den Speicher erfasst wurden. Als konstanter Wärmepreis sind die Kosten einer äquivalenten Gasheizung angenommen, wobei der Strompreis zeitvariabel von EEX-Marktdaten übernommen wurde.

Für das resultierende lineare Modell mit vorgegebener Anlagenleistung, den unbekanntenen Entscheidungsvariablen für den Anlagenbetrieb in jedem Zeitschritt und der gesuchten Speicherkapazität wird typischerweise mit einem kommerziellen Algorithmus gelöst. In der zu maximierenden Zielfunktion sind alle Anlagenkosten und Erträge aus Strom- und Wärmeverkauf zusammengefasst. Damit wurden für sämtliche Wärmesenken in den untersuchten Regionen Anlagen bezüglich Betriebsprofil und Speichergröße optimiert.

Einblick in die Projektergebnisse

Nimmt man als Biomethankosten 0.16EUR/kWh, 2000 Betriebsstunden pro Jahr und die Wärmevergütung an ergeben sich Stromgestehungskosten von 0.20 bis 0.28EUR/kWh je nach Größenklasse (bei Erdgas 0.11-0.18EUR/kWh).

Korreliert man für ein Spektrum von 27.000 Anlagen die elektrische Leistung mit der optimalen Speicherkapazität zeigt sich ein linearer Zusammenhang. Die Speicherkapazität entspricht der 20-fachen Leistung.

Die Jahresanalyse der Region des Kantons Luzern zeigt, dass die Nutzung der verfügbaren Biomasse als Biomethan (692GWh) in einem WKK-Schwarm (256GWh_{el}) vom Stromnetz (2713 GWh_{el}) toleriert wird, auch wenn die Anlagen ohne Kommunikation nach dem Marktpreis gewinnorientiert operieren. Auf diese Weise können bereits 20-30% der Residuallast aus Nachfrage und PV-Erzeugung abgedeckt werden. Erst bei der doppelten Größe entstehen erste Netzengpässe, die aber mittels Verlagerung von Betriebsstunden behoben werden können.

3.4.4 Energieträger-Gewinnung aus Biomasse unter Einbindung von Überschussstrom zur Erhöhung des Kohlenstoffnutzungsgrades (RSA OptFuel)

Viktoria LEITNER¹, Johannes LINDORFER¹, Horst STEINMÜLLER¹

Inhalt

Das Projekt „OptFuel“ verfolgt das Ziel einer optimierten Integration des Power-to-Gas-Konzeptes unter Verwendung von CO₂ aus Fermentationsprozessen. Dafür erfolgt eine zweistufige Biogasfermentation wobei in der ersten Stufe Wasserstoff und in der zweiten Stufe Methan über anaeroben Abbau von Reststoffbiomasse gewonnen wird. Zur Maximierung des Kohlenstoffnutzungsgrades wird entstandenes CO₂ der Fermentationen unter Verwendung des fermentativ erzeugten Wasserstoffs und integriertem Elektrolysewasserstoff in einer Methanisierungsanlage chemisch-katalytisch in Methan umgewandelt. Das so erhaltene Produktgas wird durch eine Membranaufbereitungsanlage auf Erdgaseinspeisequalität gebracht. Eine schematische Darstellung des Prozesses ist in Abbildung 1 enthalten.

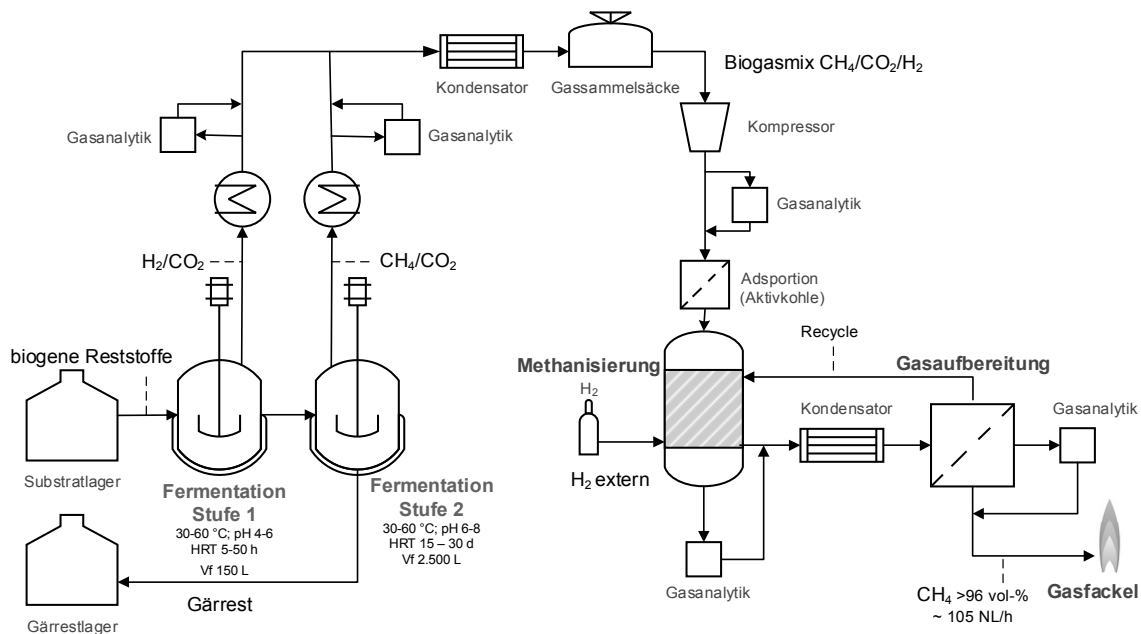


Abbildung 1: Grundfließbild Anlage RSA OptFuel.

Nach zwei Forschungsjahren der einzelnen Prozessschritte im Labormaßstab wurde im laufenden dritten Jahr die Prozesskette der zweistufigen Biogasfermentation (Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz), chemisch-katalytischen Methanisierung (Montanuniversität Leoben, Institut für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes) und Gasreinigung mittels Membranaufbereitungsanlage (Technische Universität Wien, Thermische Verfahrenstechnik) im Technikumsmaßstab (CH₄-Output ca. 100 L/h) durch die Projektpartner realisiert und untersucht. Der Beitrag stellt die wesentlichen Ergebnisse aus dem kontinuierlichen Betrieb der zweistufigen Biogasfermentation und nachgeschalteten Methanisierung & Gasaufbereitung vor.

Das Projekt wird in Form eines Research Studios Austria im Rahmen der „Energieforschungsinitiative“ des BMWFJ gefördert. Weitere Finanzierung durch den Anlagenbaupartner Christof Group und die Industriepartner OMV und EVN.

¹ Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, Tel.: +43 70 2468-5671, Fax: +43 70 2468 5651, leitner@energieinstitut-linz.at, www.energieinstitut-linz.at

3.4.5 Erste Untersuchungsergebnisse eines Rotationskolbenexpanders für den Einsatz in einer pelletsbefeuerten Mikro-KWK

G. ZOTTER¹, G. ARCHAN¹, R. RIEBERER¹, J. KALKGRUBER²

Inhalt

Biomassebetriebene Kraft-Wärme-Kopplungssysteme (KWK) bieten die Möglichkeit, dass nicht nur der Wärmebedarf von Mehrfamilienhäusern, Industrie- und Gewerbebetrieben, sondern auch z.T. deren Strombedarf durch nachwachsende, CO₂-neutrale Rohstoffe verbrauchernah gedeckt werden.

Trotz des großen ökologischen Potentials deckt der Markt den Bedarf an Mikro-KWKs vor allem im Leistungsbereich von ca. 10 kW_{el} derzeit nicht ab. Für Mikro-KWKs wurden sehr häufig Konzepte untersucht, die zur „Kraft-Gewinnung“ einen Organic Rankine Cycle (ORC) oder Stirling-Motoren nutzen.

Im FFG-Projekt „BioPower“ wird eine pelletsbefeuerte Mikro-KWK für eine Leistung von bis zu 10 kW_{el} und 60 kW_{th} (Nutztemperaturniveau ca. 80°C) mit einem Wasserdampf-Prozess und einem speziellen, nassdampftauglichen Expander untersucht. Dieses Konzept stellt in diesem Leistungsbereich eine Innovation dar und verspricht folgende Vorteile:

- Hohe Prozesstemperaturen im Rankine-Prozess durch die thermische Beständigkeit des ökologisch unbedenklichen Arbeitsmediums (Wasser) und damit hohe Stromausbeute sowie hoher Brennstoffausnutzungsgrad.
- Effiziente Teillastregelbarkeit sowie eine variable Stromkennzahl durch eine neue Regelstrategie mittels modularer Feuerungsleistung und Anpassung der Expanderleistung.
- Gewährleistung eines langlebigen Betriebs durch ein ölfreies Schmierkonzept.

Das Gesamtziel des Projektes ist es, eine Biomasse-Mikro-KWK für die dezentrale Anwendung mit großem Einsatzbereich zu entwickeln, die aufgrund der hohen Effizienz bei Voll- und Teillast sowie des schnellen Anfahr- und Regelverhaltens und einer variablen Stromkennzahl auch wirtschaftlich darstellbar ist.

Im ersten Schritt wurde – aufbauend auf dem derzeitigen Stand der Forschung und Entwicklung – ein innovatives Konzept für die Biomasse-Mikro-KWK erarbeitet. Darauf aufbauend wird derzeit der pelletsbefeuerte Dampfkessel mit geringem Füllvolumen und geeigneter Heizflächenreinigung ausgelegt, gebaut und experimentell untersucht. Parallel dazu wurde nach einem für diese Anwendung ölfreien Expander recherchiert. Die Fa. EN3 GmbH hat für die ersten Versuche zwei Prototypen eines Rotationskolbenexpanders zur Verfügung gestellt, die an einem Versuchsstand bei unterschiedlichen Dampfparametern vermessen wurden.

Dieser Beitrag behandelt – neben einer Gesamtkonzeptdarstellung – die ersten Versuchsergebnisse die mit den Rotationskolbenexpandern erzielt werden konnten und gibt einen Ausblick auf die noch geplanten Schritte.

Danksagung

Das Projekt „BioPower“ wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ENERGY MISSION AUSTRIA“ durchgeführt.



¹ Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik, Inffeldgasse 25/B, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873 7300, Fax: +43 316 873 7305, rene.rieberer@tugraz.at, www.iwt.tugraz.at
² SOLARFOCUS GmbH, Werkstraße 1, 4451 St.Ulrich/Steyr, Tel.: +43 7252 50 002-640, Fax: +43 7252 50 002-9640, jo.kalkgruber@solarfocus.at, www.solarfocus.at

3.4.6 Holzkohle als Klimaretter und Chance für unsere Bauern und die Energiewirtschaft

August RAGGAM¹

Die Problem-Situation

Bereits 400 Mrd. Tonnen Kohlenstoff zu viel in der Atmosphäre, gebunden im atmosphärischen CO₂, lassen einen Weltdurchschnittstemperaturanstieg von mindestens 2°C, wahrscheinlich aber von 8°C, erwarten. Die Hoffnung, +2°C noch zu beherrschen, ist in Wissenschafterkreisen weit verbreitet, jedoch derzeit durch nichts zu begründen. Mögliche und todbringende Anspringreaktionen sind schon bei +1°C zu erwarten [1].

Die Überlebensfrage

Wie bekommen wir die 400 Mrd. Tonnen Kohlenstoff, die etwa zur Hälfte aus der fossilen Energieumsetzung und zur Hälfte aus der Humusoxidation durch die chemische Landwirtschaft stammen, wieder zurück in unsere Böden? [2]

Die Lösung

1. Schritt

Ertragsreiche Kurzumtriebsgehölze nehmen mittels Fotosynthese gierig – weil Pflanzen unter CO₂-Mangel leiden – das Zuviel an CO₂ aus der Atmosphäre.

2. Schritt

Die Energiegehölze werden unter Freisetzung nutzbarer Wärme zu Holzkohle umgewandelt und auf Dauer sicher als Humusersatz, Wasserspeicher und Bodenverbesserer wieder in die obere Bodenschicht eingearbeitet oder nur aufgestreut. Nur 8 kg Kohlenstoff/m² in die 5 Mrd. Hektar landwirtschaftlich genutzten Flächen der Erde eingearbeitet, das entspricht den obigen 400 Mrd. Tonnen Kohlenstoff, würden unsere Zukunft sichern.

Wie viel Zeit haben wir hierzu noch? In spätestens 5 bis maximal 10 Jahren müssten die 400 Mrd. Tonnen Kohlenstoff im Boden sein. Dies ist möglich, wenn wir den Bauern für die CO₂-Einbindung mindestens €200 je Tonne CO₂ bezahlen. Eine Tonne CO₂ verursacht aber jährlich ohnehin bereits Umweltschäden von mindestens €1500 [3].

Referenzen

- [1] Raggam: „Biomasse stoppt Klimawandel“, ISBN 978-3-7041-0378-9, Seite 16
- [2] Raggam: „Energiewende oder Klimakollaps“, ISBN 978-3-7041-0511-0, Seite 41
- [3] Hohmeyer und Gärtner: „The Costs of Climate Change“, Fraunhofer Institut Karlsruhe

¹ KWB - Kraft und Wärme aus Biomasse GmbH, Industriestraße 235, 8321 St.Margarethen/Raab, Tel.: +43 3115 6116, Fax: +43 3115 6116-4, raggam@inode.at

3.5 ABFALLWIRTSCHAFT (SESSION B5)

3.5.1 POWERSTEP – Erneuerbare Energien aus der Abwasserwirtschaft

Christian LODERER¹, Christian REMY¹, Boris LESJEAN²

Wirtschaftswachstum bedeutet Energieverbrauch

Weltwirtschaftlich eine starke Rolle zu spielen, bedeutet für die Europäische Union ein Hin- und Hergerissen sein zwischen Wachstum auf der einen Seite sowie Energieverbrauch und Klimawandel auf der anderen. Auf den Punkt gebracht: um eine globale Wirtschaftsführungsrolle einzunehmen, sieht sich Europa mit steigendem Energiebedarf, schwankenden Preisen, Versorgungsengpässen und Umweltauswirkungen des Energiesektors konfrontiert.

Die EU-Energiepolitik hat hierzu drei Hauptziele definiert [1]: Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit um den unersättlichen Energiehunger Europas stillen zu können.

Erneuerbare Energien sorgen für die Nachhaltigkeit des Energiesektors

Durch den Ausbau von Windkraft-, Solar- und Biomasseanlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird auch in weiterer Zukunft der „Nachhaltigkeitsgedanke“ des europäischen Energiesektors verstärkt. Auch andere potenzielle Produzenten erneuerbarer Energie sollten dafür in Betracht gezogen werden, wie zum Beispiel die kommunalen Kläranlagen [2]. Im Moment gehören Kläranlagen zu den größten Stromverbrauchern vieler Gemeinden.

Die Energie, die heute in der EU für die Klärung des Abwassers benötigt wird, rechnet man im Schnitt 32kWh/(EW*a) für große Abwasserreinigungsanlagen [3], würde dies im Mittel der Produktion von zwei großen Kraftwerken (knapp 16.000 GWh pro Jahr, 1% des Stromverbrauchs der EU) entsprechen. Dabei wäre es durchaus möglich Kläranlagen so zu planen und zu betreiben, dass sie keinen Strom verbrauchen, sondern stattdessen sogar Energie aus erneuerbaren Quellen ins Stromnetz einspeisen [4]. Rechnet man mit 175kWh/(EW*a) als theoretisches Energiepotenzial des organischen Materials im Abwasser [4], würde das einem Gesamtenergiepotenzial von etwa 87.500 GWh pro Jahr für die EU25+3 entsprechen.

Nichtsdestotrotz soll die Grundaufgabe jeder Kläranlage, die Reinigung unserer Abwässer, trotz energetischer Optimierungen im Vordergrund stehen und nicht negativ beeinflusst werden.

Die Kläranlage auf dem Weg zum Energieproduzent aber mit Hürden

Heutzutage könnten theoretisch die meisten Kläranlagen energieneutral arbeiten, oft sprechen allerdings wirtschaftliche Betrachtungen dagegen [5]. Die typische konventionelle Kläranlage (Abbildung 1) bestehend aus einer Vorklärung und einer anschließenden biologischen Stufe zur Elimination von Kohlenstoff-, Stickstoff- und Phosphorverbindungen.

Man gewinnt am Ende des gesamten Reinigungsprozesses nur rund 10% des Energiepotenzials (18kWh/(EW*a)) als elektrische Energie mittels Faulung und anschließender Kraft-Wärme-Nutzung im Blockheizkraftwerk (BHKW) wieder [6]. Diese gewonnene Energie wird dabei komplett für den Reinigungsprozess selbst verwendet (Belüftung, Rührer, Pumpen, Heizung des Faulturms, ...).

¹ Kompetenzzentrum Wasser Berlin gGmbH, Cicerostraße 24, 10709 Berlin, Fax: +49 30 53653-888, {Tel.: +49 30 53653-806, christian.loderer@kompetenz-wasser.de}, {Tel.: +49 30 53653-808, christian.remy@kompetenz-wasser.de}, www.kompetenz-wasser.de

² Veolia Deutschland, Unter den Linden 21, 10117 Berlin, Tel.: + 49 30 20629 56 37, Fax: + 49 30 20629 56 31, boris.lesjean@veolia.com, www.veolia.de

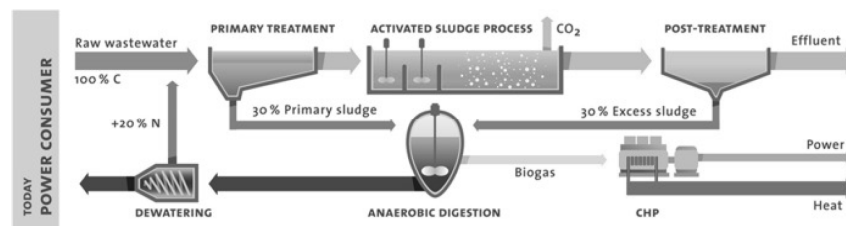


Abbildung 1: Herkömmliches Prinzip einer konventionellen Kläranlage mit Vorreinigung, biologischer Stufe und Faulung; Quelle: Kompetenzzentrum Wasser Berlin gGmbH.

Was steckt hinter dem EU geförderten Projekt „POWERSTEP“

Genau hier setzt das EU-Forschungsprojekt POWERSTEP an, in dem durch die richtige Kombination bestehender und innovativer Technologien und die Einbindung von neuen Konzepten die „energiepositive“ Kläranlage der Zukunft auch wirtschaftlich wettbewerbsfähig werden soll. Dieses Ziel verfolgen 15 europäische Partner (von der Industrie über die Kläranlagenbetreiber bis hin zur Wissenschaft) in dem dreijährigen Horizont 2020 EU-Projekt POWERSTEP mit einem Gesamtbudget von 5,2 Millionen Euro. Koordiniert wird das Vorhaben mit Partnern aus 7 Ländern vom Kompetenzzentrum Wasser Berlin gGmbH.

Was ist der Unterschied zu bisher?

In Abbildung 2 ist der neue Ansatz des POWERSTEP-Konzeptes veranschaulicht. In beiden Konzepten (im bisherigen aber auch im neuen) wird die Energie auf Kläranlagen mittels Faulung des Klärschlammes gewonnen. Da jedoch zur Produktion von Biogas der kohlenstoffreiche Primärschlamm am besten geeignet ist, beruht POWERSTEP auf dem Ansatz, anstatt der üblichen 30% bis zu 80% des Kohlenstoffs als Primärschlamm abzuziehen. Neben dem Vorteil mehr Biogas - sprich Energie - zu produzieren, kann auch der Flächenbedarf der Anlage reduziert werden, da die nachfolgende biologische Stufe verkleinert werden kann.

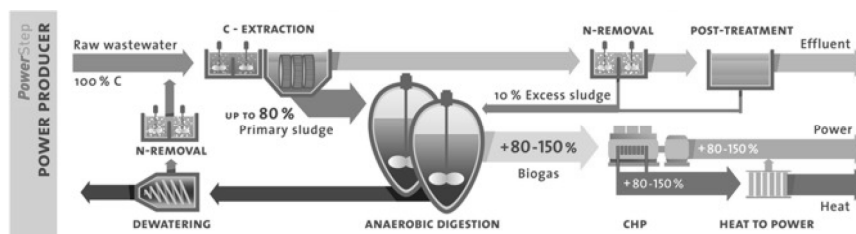


Abbildung 2: POWERSTEP-Konzept mit dem Ziel die „energie-positive“ Kläranlage der Zukunft zu entwickeln; Quelle: Kompetenzzentrum Wasser Berlin gGmbH.

Das Geheimnis: Bisherige mit innovativen Technologien kombinieren

Um das neue Konzept zu realisieren, bedarf es auch weiteren Anpassungen der nachfolgenden Prozesse bei der Abwasserreinigung. Hier kommen die innovativen Ansätze des Projektes ins Spiel: Einsatz von Filtertechnologie in der Vorreinigung um den kohlenstoffreichen Schlamm abzutrennen; Einsatz des Anammox-Prozesses um den teiloxidierten Stickstoff im Rohabwasser in gasförmigen Stickstoff (N_2) umzuwandeln und der Einsatz von innovativen Konzepten der Prozesswasseraufbereitung, um zur Energieoptimierung auf Kläranlagen beizutragen und den entfernten Stickstoff als Stickstoffdünger (Wertstoff) zurückzugewinnen.

Aber auch Ansätze wie „power-to-gas“ und „heat-to-power“ werden getestet und die Frage der richtigen Regel- und Vermarktungsstrategien werden in POWERSTEP beantwortet, um das Gesamtkonzept einer „energiepositiven“ Kläranlage zu realisieren. Europaweit einzigartig ist nämlich gerade auch die Prüfung dieses Konzeptes anhand von realen Fallstudien („case studies“) in Form von großtechnischer Demonstrationsanlagen auf 6 Kläranlagen Europas.

Literatur

- [1] Europäische Kommission: State of the Energy Union 2015
- [2] Seibert-Erling, G. (2015): Energiewende bringt Licht- und Schatten für Kläranlagen (Teil 1). Wasserwirtschaft, Wassertechnik (wwt), 10/2015, 27-31
- [3] DWA (2013): 25th Benchmarking of German wastewater treatment plants.
- [4] Heidrich, E. S. et al. (2010): Determination of the Internal Chemical Energy of Wastewater. EST 45 (2), 827-832
- [5] Geiss, P. (2015): Vom Kraftwerk zum Klärkraftwerk – Maschinen- und steuerungstechnische Modernisierung optimiert Kläranlagenbetrieb und Energiebilanz. Wasserwirtschaft, Wassertechnik (wwt), 3/2015, 31-33
- [6] Remy, C.; Boulestreau, M. and Lesjean, B. (2014): Proof of concept for a new energy-positive wastewater treatment scheme. Water Science and Technology 70 (10), 1709-1716.

3.5.2 Integration von Power to Gas in Kläranlagen – Analysen möglicher Synergieeffekte

Michaela HUEMER¹, Viktoria LEITNER¹, Johannes LINDORFER¹,
Horst STEINMÜLLER¹

Inhalt

Kläranlagen als technische Anlagen zur Reinigung von Abwasser sind nicht mehr aus unseren Siedlungsformen weg zu denken. Aus ökonomischer und ökologischer Sicht ist es zielführend energetische Vorteile aus diesen energieintensiven kommunalen Einrichtungen zu generieren. Aus diesem Grund wird in größeren Kläranlagen durch eine mikrobielle anaerobe Faulung des Klärschlammes Klärgas erzeugt. Dieses Klärgas weist 55-70 % Methan und 20-35 % Kohlendioxid auf. Das aktuell laufende Projekt „PtG Kläranlagen“ verfolgt das Ziel, die Power to Gas (PtG) Technologie in Kläranlagen zu integrieren. Dadurch kann der Kohlendioxidanteil im Gemisch, der derzeit noch ungenutzt emittiert wird, zu energiereichen Methan umgewandelt werden und weitere Synergieeffekte genutzt werden.

Die PtG Technologie bietet dabei die Möglichkeit elektrische Energie durch Umwandlung von Strom in Gas langfristig zu speichern. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion wird auf Basis nationaler und internationaler Zielsetzungen in der Zukunft stetig steigen. Zusätzlich wird auch eine potentielle Verbrauchszunahme angenommen. Da die Importabhängigkeit von Rohstoffen reduziert werden will, werden vermehrt erneuerbare Energieanlagen forciert, welche jedoch durch das volatile Energieangebot die Frage der Versorgungssicherheit und Themen wie Lastmanagement, Kapazitätsverlagerung zwischen Energienetzen und Energiespeicherung wichtiger werden lassen. Eine Lösungsmöglichkeit bietet dabei Power to Gas.

Schnittstellen der Klärtechnik bei Integration der Power to Gas Technologie können an folgenden Punkten definiert werden, wobei eine Maximierung des gewonnenen gasförmigen Produkts CH₄ das Ziel ist.

- Nutzung des Klärschlammes der Kläranlage als Substrat für Klärgaserzeugung mit dem Fermentationsnebenprodukt CO₂
- Nutzung des Fermentationsnebenprodukts CO₂ mit H₂ aus der Elektrolyse zur Produktion von Methan
- Nutzung des in der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs für die Belüftung des Belebungsbeckens (Luft wird durch reinen Sauerstoff ersetzt – Reduktion der notwendigen Volumenströme) und Nutzung regenerativer Energien für den Betrieb der Kläranlage
- Synergetische Nutzung bestehender Energieinfrastruktur bei kommunalen Kläranlagen (ev. Methanaufbereitung, Faulturm, BHKW, Netzanbindung Erdgas & Fernwärme) für die Demonstration und Implementierung von Power to Gas
- Nutzung der Abwärme der PtG Technologie in der Abwasserreinigung bzw. Aufreinigung des Biogasstromes

Da eine Kombination der PtG Technologie in Kläranlagen zahlreiche systemische Vorteile mit sich bringt, wurde eine detaillierte Analyse dieser Integrationsmöglichkeit anhand einer österreichischen Kläranlage durchgeführt und die Potentiale der 1.574 Kläranlagen in Österreich in diesem Zusammenhang aufgezeigt. Zusätzlich wurde eine Gestehungskostenrechnung von Wasserstoff und Methan durch die Integration der PtG Technologie auf Kläranlagen durchgeführt und bei unterschiedlichen Szenarien die Wirtschaftlichkeit untersucht. Darunter wurde eine ex-situ und in-situ Methanisierung differenziert. Dabei spielt die mögliche Lastverschiebung durch die Integration der PtG Technologie in Kläranlagen eine bedeutende Rolle.

¹ Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität, Altenberger Straße 69, 4040 Linz,
Tel.: +43 732 2468-5651, Fax: +43 732 2468 5651, huemer@energieinstitut-linz.at,
www.energieinstitut-linz.at

3.5.3 Beitrag der Abfallwirtschaft zu den 20-20-20 Zielen der EU – Herausforderungen und Chancen am Beispiel einer Landeshauptstadt

Franz NEUBACHER¹

Abfallwirtschaft

Abfallwirtschaft ist insgesamt ein außerordentlich komplexes und dynamisches System und angesichts der Globalisierung weitgehend „grenzenlos“, trotz vielfältiger gesetzlicher Regelungen mit mehr oder weniger regionaler Entsorgungsautarkie in Bezug auf Siedlungsabfall- und Siedlungswasserwirtschaft.

20-20-20 Ziele der EU

Die Gemeinschaftspolitik der EU nennt eine Vielzahl von Zielen, z.B. für 2020 die 20-20-20 Ziele:

- 20 % Reduktion der Treibhausgasemissionen (Bezug 1990).
- 20 % höherer Anteil an erneuerbarer Energie.
- 20 % mehr Energieeffizienz.

Beitrag der Siedlungsabfallwirtschaft zu den 20-20-20 Zielen

Die Gemeinschaftsstrategie der EU besagt gemäß Richtlinie 2008/98/EG, dass die Abfallvermeidung die oberste Priorität der Abfallwirtschaft sein sollte und dass die Wiederverwendung und stoffliches Recycling den Vorzug vor der energetischen Verwertung von Abfällen haben sollten, wenn und soweit dies unter Umweltschutzgesichtspunkten die besten Optionen sind.

Eine besondere Herausforderung ist die Energiebereitstellung durch Verbrennung von Restabfällen sowie nicht stofflich weiter nutzbaren Abfällen (z.B. Rückstände aus Recyclingprozessen, Rechengut und Klärschlämme aus der kommunalen Abwasserreinigung, etc.).

Gemäß gesetzlicher Rahmenbedingungen in Österreich ist die mechanisch-biologische Restabfallbehandlung unter Beachtung von Grenzwerten zulässig, allerdings im Hinblick auf die 20-20-20 Ziele als ungeeignet einzustufen. Analysen zeigen, dass der Unterschied zwischen 100 % mechanisch-biologischer Restmüllbehandlung und 100 % Restmüllverbrennung bzw. thermischer Abfallverwertung (egal ob Rostfeuerung oder Wirbelschichtfeuerung mit vorgeschalteter mechanischer Aufbereitung) über 1 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr betragen würde (siehe Studie „Klimarelevanz der Abfallwirtschaft“ im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, TU Wien, 2009).

Herausforderungen und Chancen für eine Landeshauptstadt

Herausforderungen

- *Politische Akzeptanz*

Entgegen alter Vorurteile bzw. politischer Ängste ist die Akzeptanz optimal konzipierter thermischer Abfallbehandlung auf Standorten mit zu erwartender ganzjähriger Wärmeverwertung bei entsprechend kompetenter Information zu erwarten.

Beispiele dafür sind die Entwicklung der Müllverbrennung in Wien seit den weltweit vorbildlichen emissionstechnischen Verbesserungen sowie die architektonisch ansprechende Gestaltung der MVA Spittelau durch Friedensreich Hundertwasser Ende der 80-er Jahre, die Entwicklung der Abfallverbrennungen in Wels und in Niklasdorf und jüngst die rechtskräftigen Bewilligungen - ohne einen einzigen Einspruch bereits in 1. Instanz - in Linz und Frohnleiten.

¹ UVP Environmental Management and Engineering GmbH, 1020 Wien, Lassallestrasse 42/12a, www.uvp.at, Tel.: +43 664 2106709, Fax: +43 12140520-20, franz.neubacher@uvp.at

- *Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit*

Die Wirtschaftlichkeit ist bei Verfügbarkeit von Abfällen jedenfalls gegeben, wie aktuell auch die Erfahrungen in der Landeshauptstadt Linz beweisen. Kleinere Kommunen (bzw. deren Abfallverbände), die selbst nicht über entsprechende Abfallmengen für eine betriebswirtschaftlich sinnvolle Anlagengröße verfügen, können gemäß der geltenden EU-Regelungen sehr vorteilhaft in einer interkommunalen Zusammenarbeit die Chance nutzen und somit einen – notwendigen – Beitrag im Sinne der bereits für 2020 geltenden 20-20-20 Ziele leisten und sich für die zu erwartenden verschärften Vorgaben für 2030 und 2050 vorbereiten.

Dazu passend die Erläuterung aus der Landeshauptstadt Graz: „Nachhaltigkeit bedeutet für die Holding Graz, verantwortungsvoll mit Menschen und Ressourcen umzugehen und die Lebensqualität im Stadtraum Graz für heutige und zukünftige Generationen zu erhalten und zu verbessern. Die Holding Graz nimmt die gesellschaftlichen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Herausforderungen aktiv in Angriff, indem schon heute in die Infrastruktur von morgen investiert wird.“

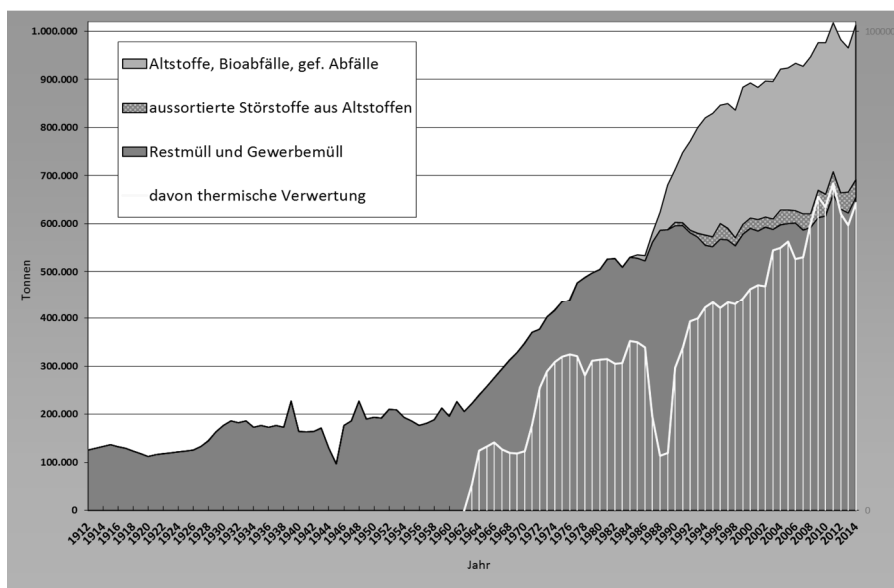


Abbildung 1: Die Abbildung zeigt die Entwicklung der Sammlung und Behandlung von Siedlungsabfällen seit 1912 bis 2014 in Wien, die größte Landeshauptstadt Österreichs (Quelle: MA 48, 2016).

Chancen und Vorteile

Gemäß Erfahrungen in Wien und der (im Vergleich zu Graz kleineren) Landeshauptstadt Linz können die Chancen und Vorteile – nachweisbar – wie folgt zusammengefasst werden:

- Energieeffizienz durch Kraft-Wärme-Kopplung (inkl. umweltfreundliche Nahwärmeversorgung aus thermischer Abfallverwertung).
- Brennstoffdiversifizierung und somit erhöhte Sicherheit in der Wärmeversorgung.
- Minimierung der Abfalltransporte durch Behandlung im Zentralraum (somit auch in Summe weniger Luftschadstoffe, Treibhausgase, Lärm).
- Entsorgungsautarkie bzw. Entsorgungssicherheit und Unabhängigkeit in der Abfallwirtschaft.
- Nachhaltige regionale Wertschöpfung (inkl. direkte und indirekte Sicherung von Arbeitsplätzen).
- Langfristig wirtschaftlich vorteilhafte Partnerschaften durch „Interkommunale Zusammenarbeit“ mit geographisch nahegelegenen oder verkehrstechnisch über Bahntransporte verbundenen Kommunen (siehe Beispiele Wien und Klosterneuburg, Linz und Innsbruck).

3.5.4 Thermische Nutzung von getrocknetem Gärrest

Andreas DENGEL¹, Bodo GROß², Yasmin AUßENDORF²

Inhalt

Die STEAG New Energies GmbH betreibt bundesweit mehr als 200 Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme überwiegend auf Basis regenerativer Energieträger wie Biomasse, Biogas, Grubengas und Geothermie, aber auch konventioneller fossiler Primärenergien. Die Biogasanlage Kirchwalsede ist östlich von Bremen in Niedersachsen lokalisiert, seit 2009 in Betrieb und hat eine elektrische Leistung von rund 1.430 kW. Die gekoppelt an die Stromproduktion erzeugte Nutzwärme wird zum Betrieb einer ORC-Anlage, zur Beheizung der Hofgebäude und des Fermenters genutzt sowie zur Wärmeversorgung des Gärresttrockners eingesetzt. Der getrocknete Gärrest wird derzeit als Dünger verwertet.

Im Rahmen des grenzüberschreitenden und transnationalen INTERREG IV B Vorhabens BioenNW soll eine beispielhafte Machbarkeitsanalyse bezüglich des Standorts der Biogasanlage in Kirchwalsede für ein lokales Bioenergieprojekt erstellt werden. In diesem Fall soll ein neues, ökonomisch und ökologisch nachhaltiges Konzept für die regionale Verwertung von Gärresten untersucht werden. Die Gärreste werden im ersten Schritt getrocknet und sollen in einem zweiten Schritt in hochwertige Biokohle umgewandelt werden. Um dies möglichst praxis- und anwendungsorientiert zu gestalten, sollen die betreffenden lokalen Akteure direkt beteiligt werden. Ziel ist die Entwicklung eines nachhaltigen und übertragbaren Verwertungskonzepts für Gärreste, welche als Reststoffe der auf Basis nachwachsender Rohstoffe betriebenen Biogasanlage zur Verfügung stehen. Die Einsatzstoffe für die Biogasanlage stammen überwiegend von lokalen Ackerflächen sowie aus lokalen Viehzuchtbetrieben.

Im Rahmen des Vorhabens wurden verschiedene Konversionsverfahren bzw. -technologien zur thermischen Konversion von festen biogenen Einsatzstoffen betrachtet. Neben der klassischen direkten Verbrennung wurden insbesondere die Umwandlung mittels Vergasung, trockener Karbonisierung, Pyrolyse und Torrefizierung untersucht. Mit der hydrothermalen Karbonisierung steht eine weitere Konversionstechnologie für biogene Reststoffe mit sehr hohen Wasseranteilen, z. B. unbehandelte Gärreste, zur Verfügung. Bei den fünf letztgenannten Technologien entstehen außer einem definierten Anteil an Nutzenergie eine Reihe, im Vergleich zu den Einsatzmaterialien höherwertiger Produkte, wie beispielsweise brennbare Gase, Öle und/oder (Bio-)kohle. Bei der Auswahl der geeignetsten Konversionsmethode für ein konkretes biogenes Einsatzmaterial müssen zahlreiche Randbedingungen und Parameter beachtet werden. Dazu gehören beispielsweise vorhandene Wärmesenken, Qualität und Wassergehalt des Einsatzmaterials etc. Im Rahmen der Standortanalyse der Biogasanlage in Kirchwalsede konzentrieren sich die Detailuntersuchungen auf die Verfahren trockene Karbonisierung sowie Pyrolyse.

Neben der technischen Machbarkeit wird auch die Wirtschaftlichkeit einer solchen Maßnahme untersucht. Dabei stehen vor allem die Vermarktungsmöglichkeiten der erzeugten Biokohle im Vordergrund. Die durchgeführten Untersuchungen ergaben, dass der Betrieb einer trockenen Karbonisierungsanlage auf dem Gelände der Biogasanlage in Kirchwalsede zur separaten Verwertung bzw. Umsetzung des getrockneten Gärrests technisch möglich ist. Die Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen ergaben, dass sich ab einem Erlös von rund 420,-€ pro Tonne Biokohle, unter sonst gleichen Annahmen, eine positive wirtschaftliche Bilanz ergibt. Die Menge der vermarktbar Wärmeenergie wurde hier mit 0% angenommen. Diesbezüglich müsste geprüft werden, ob eine Verlagerung der Karbonisierungsanlage an einen nahegelegenen Standort mit genügend großer Wärmesenke möglich bzw. ein solcher Standort vorhanden ist und die produzierte Nutzwärme dort zusätzlich zur Biokohle vermarktet werden kann.

¹ STEAG New Energies GmbH, St. Johanner Straße 101-105, 66115 Saarbrücken, Tel.: +49 681 9494-1600, Fax: +49 681 9494-9366, andreas.dengel@steag.com, www.steag-newenergies.com

² IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17, 66115 Saarbrücken, Tel.: +49 681 9762-851, Fax: +49 681 9762-175, gross@izes.de, www.izes.de

3.5.5 Fernwärme aus Abwärme – Aspekte der Abwärmennutzung im Hybridnetz

Simon MOSER¹, Gerold MUGGENHUMER¹, Horst STEINMÜLLER¹

Inhalt

Im Projekt „Open Heat Grid“ werden die Möglichkeiten zur Einspeisung von Abwärme in ein hybrides städtisches Energiesystem untersucht. Durch die Integration von industrieller Abwärme in bestehende Fernwärmenetze kann der volkswirtschaftliche Primärenergieverbrauch und die CO₂-Intensität gesenkt werden. Neben betriebswirtschaftlichen Erwägungen stehen der vermehrten Integration von industrieller Abwärme v.a. gesetzliche Vorgaben und gewachsene Standards entgegen. Ein Bestandteil des Projekts „Open Heat Grid“ ist die Identifikation der nicht-wirtschaftlichen Aspekte. Das vorliegende Papier beschreibt die diesbezüglichen Ergebnisse des Projekts.

Methodik

Die Projektmethodik umfasst eine einleitende, literaturbasierte Darstellung des Verständnisses eines Hybridnetzes. Eine Rechtsanalyse identifiziert die wesentlichen Parameter der Preissetzung und Kostenweitergabe laut jener Gesetze und Regularien, welche die Einspeisung und Entnahme in die drei Netze Strom, Gas und Wärme beeinflussen. In einem Expertenworkshop und sieben Experteninterviews wurde das themenspezifische Fachwissen von Experten aus Forschung, energieintensiver Industrie und Energieversorgern zusammengetragen.

Ergebnisse

Konkurrierende Lösungen

Gerade in den Sommermonaten wäre aufgrund des erhöhten Kühlbedarfs eine Einspeisung der Abwärme aus den energieintensiven Industriebetrieben interessant. Im Sommerhalbjahr steht die industrielle Abwärme in wirtschaftlicher Konkurrenz zu solarthermischen Anlagen, Müllverbrennungsanlagen und Biomasse-KWK. In den Wintermonaten konkurriert die industrielle Abwärme mit den zusätzlich zu Müllverbrennung und Biomasse betriebenen fossilen KWK-Anlagen bzw. Heizkesseln. Während die Energie selbst bei der industriellen Abwärme kaum Kosten verursacht, sind es v.a. die Kosten des Netzanschlusses (inkl. der notwendigen Wärmetauscher), ggf. notwendiger Speicher und ggf. notwendiger Back-Up-Kapazitäten, die über den Abwärmepreis in einem meist nur wenige Jahre umfassenden Zeitraum zu amortisieren sind. Eine auf die Wintermonate beschränkte Nutzung steigert also die absoluten Kosten der Abwärme (zB saisonaler Speicher), aber auch die relativen Abwärmepreise (geringere Menge genutzter kWh/a aus Abwärme).

Temperaturabsenkung

Für die Integration der Abwärme in das Fernwärmenetz ist ein bestimmtes Temperaturniveau erforderlich. Bei geringeren Temperaturniveaus im Fernwärmenetz wäre Abwärme aus technischer Sicht leichter einzuspeisen, es wären eine höhere eingespeiste Menge und auch mehr Abwärmelieferanten möglich. Eine inflexible Haustechnik in Form von aktuell bei Endkunden verbauten Wärmetauscher-Kapazitäten (Flächen) sowie die der Lieferung zugrundeliegenden Verträge machen aber bestimmte Vorlauf-temperaturen notwendig. Um die Temperatur der Abwärme nicht auf das Temperaturniveau des Vorlaufs anheben zu müssen, ist eine Einspeisung von vorhandener Abwärme in den Rücklauf des Fernwärmenetzes in Betracht zu ziehen; diese steht jedoch in Konkurrenz zur Nutzung der Abgastemperaturen der KWK-Anlage bzw. des Heizwerks selbst.

Organisatorische Komplexität

Aus organisatorischer Sicht wäre die Einspeisung von Abwärme in ein bestehendes Fernwärmenetz möglich. Abseits der wirtschaftlichen Barrieren sind Eigentumsrechte bzw. das Fernwärme-Marktdesign für eine Realisierung maßgeblich: Es bedarf der Vertragsentwicklung inkl. Preisverhandlungen und Einspeiseprofilabstimmungen mit dem Fernwärmebetreiber.

¹ Energieinstitut an der JKU Linz, Tel.: +43 732 4268-5656, office@energieinstitut-linz.at, www.energieinstitut-linz.at

Während Strom und Gas gesetzlich bzw. über Normen standardisiert sind, ist Abwärme bzw. allgemein Wärme als Energieträger nicht definiert. Wärmemengenzähler messen nur den Energiegehalt des Heißwassers (Wassermenge mal Differenz aus Vor- und Rücklauftemperatur) und keine anderen Qualitäten (Druck, Temperatur). Qualitätsvorgaben des Wärmenetzbetreibers für eine Einspeisung unterscheiden sich sowohl von Fernwärmenetz zu Fernwärmenetz als auch netztopografisch innerhalb dessen. Abwärme kann dazu beitragen, Temperatur- oder Druckniveaus im Fernwärmenetz (nur) dort anzupassen, wo dies benötigt wird (z.B. Netzperipherie). Auf Basis der Netztopologie können mögliche Einspeisepunkte, idealerweise so nahe wie möglich an der Abwärmequelle, abgeleitet werden.

Anmerkungen

Das Projekt wird im Zuge der ersten Ausschreibung von „Stadt der Zukunft“ des BMVIT durchgeführt (FFG.-Nr. 845161). Stadt der Zukunft ist ein Forschungs- und Technologieprogramm des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie. Es wird im Auftrag des BMVIT von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft gemeinsam mit der Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH und der Österreichischen Gesellschaft für Umwelt und Technik ÖGUT abgewickelt.

3.6 WASSERSTOFF (SESSION B6)

3.6.1 Techno-Ökonomische Analyse der Hochtemperaturelektrolyse (SOEC)

Henrik GOMMEL¹, Arko STEINWENDER¹, Christoph BIEGLER¹

Vorstellung des Gesamtprojektes HydroCell

Das Projekt „Hydrogen Production by Solid Oxid Electrolyser Cells“ (HydroCell) ist ein Forschungsprojekt des Programmes e!MISSION.at des Klima- und Energiefonds (KLIEN), gefördert durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG). Das Ziel des Projektes, durchgeführt durch ein Konsortium bestehend aus AVL List GmbH, Plansee SE, Fraunhofer IKTS, Montanuniversität Leoben und Fraunhofer Austria, ist die Entwicklung und Auslegung eines Hochtemperatur-Elektrolysesystems auf Basis von Feststoff-Oxid-Zellen (solid oxid electrolyser cells -SOEC).

Die Hochtemperaturelektrolyse verspricht signifikante Vorteile gegenüber konventionellen Verfahren (wie der PEM- oder alkalischen Elektrolyse). Generell stellt die Wasser-Elektrolyse und die damit verbundene H₂-Produktion bzw. -Speicherung eine Schlüsseltechnologie für die zukünftige Energieversorgung auf Basis stochastisch Strom-produzierender, regenerativer Kraftwerke (Wind, PV, Wasser) dar, wobei neben Wasserstoff auch synthetische Kraftstoffe (Bio-Methan und weiters „Gasto-Liquid Fuels“) hergestellt werden können. Fraunhofer Austria hat die technische/technologische Entwicklung begleitet und eine Studie zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der SOEC erstellt, die in diesem Beitrag vorgestellt wird.

Techno-ökonomische Analyse der Hochtemperaturelektrolyse

Im Zuge der techno-ökonomischen Analyse wird aufbauend auf einem technischen Prototyp eines SOEC-Systems (Proof-of-Concept) eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt. Diese gliedert sich in die Phasen „Identifikation potenzieller Nutzergruppen“, „Erarbeitung von Energieszenarien“, „Plankostenrechnung bei Skalierung des Proof-of-Concept“ und „Wirtschaftlichkeits- und Wertschöpfungsrechnung“.

Identifikation potenzieller Nutzergruppen

Das Ziel dieser Phase ist die Identifikation von potenziellen Nutzergruppen und deren Anforderungen an ein Elektrolyse- bzw. Stromspeichersystem. Daraus erfolgt die konkrete Ableitung eines Anforderungskataloges an ein SOEC-System zur Umwandlung erneuerbarer Energien in Wasserstoff bzw. andere synthetische Kraftstoffe.

Die durchgeführten Expertenbefragungen (Energieversorger, Netzbetreiber, Industrieunternehmen) und Sekundäranalysen kommen zu dem Ergebnis, dass SOEC-Systeme insbesondere dann geeignet sind, wenn das zur Elektrolyse verwendete Wasser bei Normbedingungen bereits dampfförmig vorliegt. Dadurch lässt sich die zur Hochtemperaturelektrolyse erforderliche Gastemperatur von ca. 800°C mit einem geringeren Energieeinsatz/aufwand erreichen.

Erarbeitung von Energieszenarien

Bei der Erarbeitung von Energieszenarien werden, aufbauend auf Studien zu den Auswirkungen der Energiewende hinsichtlich der zu erwartenden und zu speichernden bzw. umzuwandelnden Energiemengen aus volatilen, erneuerbaren Energiequellen, unterschiedliche Szenarien herangezogen. Schwerpunktmäßig wird hierbei Deutschland betrachtet, da dieser Strommarkt als besonders betroffen von der Energiewende gilt. Diesem „Angebotsszenario“ wird ein „Nachfrageszenario“ entgegengestellt, das die in energieintensiven industriellen Prozessen (Stahlerzeugung, Papiererzeugung etc.) vorhandenen Prozessabwärmern aufzeigt. Hierbei zeigt sich, dass ausreichend Prozessabwärme vorliegt, um die Überschussenergie volatiler Quellen mittels Hochtemperaturelektrolyse entsprechend umzuwandeln.

¹ Fraunhofer Austria Research GmbH, Theresianumgasse 27, Tel.: +43 1 504 69 06, Fax: +43 1 504 69 10 90, {henrik.gommel|arko.steinwender|christoph.biegler}@fraunhofer.at, www.fraunhofer.at

Plankostenrechnung bei Skalierung des Proof-of-Concept

Dieser Abschnitt umfasst die Herstellkosten bzw. Preisanalyse des SOEC-Systems auf Basis einer Subkomponentenanalyse des Proof-of-Concept. Ausgehend von den aktuellen Prototypenpreisen werden über Stückzahl- und Größeneffekte die Plankosten für mögliche SOEC-Anlagengrößenklassen 200kW, 600kW und 2MW hochgerechnet. Die Herstellkosten- bzw. Preisanalyse zeigt, dass SOEC-Systeme hinsichtlich des gewählten Nachfrageszenarios ein Preisniveau erreichen können, bei dem die Konkurrenzfähigkeit zu alternativen Elektrolysesystemen (PEM, Alkali) gegeben ist. Gleichzeitig können bei der Verwendung in Industrien mit hoher verfügbarer Prozessabwärme die in der Einleitung angesprochenen funktionalen Vorteile realisiert werden.

Wirtschaftlichkeits- und Wertschöpfungsrechnung

Die Wirtschaftlichkeits- und Wertschöpfungsrechnung umfasst zum einen die Betrachtung der Hochtemperaturelektrolyse in Bezug auf das Geschäftsmodell „Wasserstoffproduktion“ in Abhängigkeit unterschiedlicher Einkaufspreise für erneuerbare Überschussenergiemengen und Verkaufspreise für Wasserstoff. Zum anderen wird eine Wertschöpfungs- und Beschäftigungsbetrachtung durchgeführt, bei der eine Abschätzung der zu erwartenden Wertschöpfung und Beschäftigung der Produktion von SOEC-Systemen zur Erfüllung des gewählten Nachfrageszenarios erfolgt.

3.6.2 Speicherung von erneuerbarem Strom durch Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz – Erhebung des Potentials in Österreich

Gerda REITER¹, Markus Manuel SCHWARZ¹

Einleitung

Die verstärkte Integration erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien wie Windkraft und Photovoltaik in das Energiesystem ist aufgrund der fluktuierenden Charakteristik dieser Energiequellen mit großen Herausforderungen konfrontiert. Bereits jetzt sind auf lokaler Ebene Ausgleichsmaßnahmen notwendig und mit steigendem Anteil dieser fluktuierenden Erneuerbaren wird auch der Bedarf nach Energiespeichertechnologien steigen. Eine aktuell vieldiskutierte Langzeitspeichertechnologie ist Power-to-Gas, bei der elektrischer Strom in Wasserstoff (H_2) und in weiterer Folge optional in synthetisches Methan (CH_4) umgewandelt wird. Die Einspeisung dieser beiden Energieträger in das Erdgasnetz ermöglicht die Nutzung einer bestehenden Transportinfrastruktur mit hohem Speicherpotential. Aufgrund der höheren Gesamteffizienz ist die Nutzung von H_2 zu bevorzugen, die Einspeisung von H_2 in das Erdgasnetz ist allerdings mit Einschränkungen behaftet. In diesem Beitrag werden die verschiedenen Einflussfaktoren auf das Potential der Wasserstoffeinspeisung in das österreichische Erdgasnetz analysiert und die möglichen H_2 -Mengen für die Einspeisung erhoben.

Einflussfaktoren und Methodik der Potentialabschätzung

Das Potential der Wasserstoffeinspeisung in das österreichische Erdgasnetz hängt grundsätzlich von mehreren Einflussfaktoren ab. Wesentliche Bedeutung kommt hierbei Normen und Richtlinien wie der ÖVGW-RL 31 zu, welche den maximalen Volumenanteil von H_2 im Erdgas sowie die Einhaltung brenntechnischer Kennwerte regeln. Weitere begrenzende Faktoren der H_2 -Einspeisung sind die Verträglichkeit der Komponenten und Materialien in der Erdgasinfrastruktur sowie die tages- und jahreszeitlichen Schwankungen des Erdgasdurchflusses. Dabei sind vor allem die regionalen Unterschiede in den einzelnen Netzabschnitten zu beachten, welche stark von der Netzstruktur und den jeweiligen Verbrauchern abhängen.

Die Abschätzung des Potentials von Wasserstoff im österreichischen Erdgasnetz erfolgt anhand eines theoretischen Potentials (Jahresgasverbrauch) sowie durch Berücksichtigung der unterschiedlichen Gasverbrauchsprofile der Industrie und der Haushalte. Zudem wird der Sommerlastfall betrachtet, der das minimale Potential darstellt. Auf Basis der möglichen H_2 -Aufnahmekapazität des österreichischen Erdgasnetzes erfolgt zudem die Abschätzung der möglichen installierten Gesamtleistung von Power-to-Gas Anlagen und des speicherbaren Stroms in Form von H_2 .

Ergebnisse und Diskussion

Der maximale H_2 -Anteil im Erdgas in Österreich liegt gemäß ÖVGW-RL 31 aktuell bei 4 vol.-%. Diese Richtlinie regelt auch die Grenzwerte für die brenntechnischen Kennwerte Wobbe-Index, Brennwert und relative Dichte. Brenntechnische Größen hängen im Wesentlichen von der Herkunft des Erdgases (Russland, Nordsee) ab. Während der Grenzwert für die relative Dichte für Erdgas aus Russland bereits bei einem Volumenanteil von 4-5 vol.-% H_2 unterschritten wird, kann der Wobbe-Index auch bei einem Volumenanteil von 15 vol.-% noch eingehalten werden. Eine Einhaltung der Grenzwerte für den Brennwert ist ab 10 vol.-% H_2 als kritisch zu sehen. Hinsichtlich der H_2 -Verträglichkeit einzelner Komponenten besteht vor allem bei Gasturbinen sowie Transport- und Speicherverdichtern Anpassungsbedarf. Weiterer Anpassungsbedarf besteht zudem auch bei CNG-Fahrzeugen (aktuell max. 2 vol.-% H_2) und Prozessgaschromatographen (aktuell kein H_2 messbar). Bezüglich der Verträglichkeit von H_2 in Porenspeicher ist zudem von erheblichem Forschungsbedarf auszugehen.

¹ Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, {Tel.: +43 732 2468-5657, reiter@energieinstitut-linz.at}, {Tel.: +43 732 2468-5664, schwarz@energieinstitut-linz.at}, www.energieinstitut-linz.at

Die Einspeisung von Wasserstoff ist je nach Netzebene, örtlichen Gegebenheiten und Abnehmerstruktur gesondert zu betrachten. Bei Einspeisung in Transitleitungen ist zu beachten, dass sich die Gasqualität je nach Herkunft des Erdgases unterscheidet und bereits Wasserstoff enthalten sein kann. Hierbei ist zu klären ob eine zusätzliche H₂-Einspeisung und eine Weiterleitung in das jeweilige Nachbarland möglich sind. Bei Transportleitungen bestimmen in vielen Fällen weniger die physikalischen Eigenschaften als Gaslieferverträge, ob über die Leitung Erdgas fließt, was sich erheblich auf das H₂-Potential im jeweiligen Netzabschnitt auswirken kann. Im Verteilnetz hingegen folgen der Durchfluss und die Richtung des Erdgases physikalischen Bedingungen, wobei der Absatz, abhängig von der jeweiligen Verbraucherstruktur, teilweise starken tages- und jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt.

Eine Analyse unterschiedlicher Beispielnetze mit verschiedenen Verbrauchern zeigt, dass sich die Erdgasdurchflüsse stark unterscheiden und es vor allem in Netzabschnitten mit vorwiegend Industriekunden keine typischen Verbrauchsprofile gibt. Netzabschnitte mit vorwiegend Haushaltskunden weisen vor allem im Sommer sehr niedrige Gasverbräuche auf, da das Erdgas hier vorwiegend zur Wärmeproduktion eingesetzt wird. Die in den Analysen angegebenen Potentiale für die Wasserstoffeinspeisung können daher nur als Richtwerte dienen, eine detaillierte Potentialerhebung muss aufgrund der unterschiedlichen Beschaffenheit für jeden Netzbereich gesondert erfolgen.

Grundsätzlich wird die mögliche Wasserstoff-Aufnahmekapazität des österreichischen Erdgasnetzes stark von den gewählten Randbedingungen beeinflusst. Während sich das theoretische Potential auf den gesamten Jahresgasverbrauch bezieht und bei rund 300 Millionen m³ H₂ pro Jahr liegt, stellt der Sommerlastfall das Minimum an H₂-Aufnahmekapazität dar und reduziert das Potential auf rund ein Drittel. Die Abschätzung der möglichen installierten Gesamtleistung von Power-to-Gas Anlagen erfolgt auf Basis der erhobenen Wasserstoff-Aufnahmekapazität des österreichischen Erdgasnetzes. Während bei Auslegung auf den geringsten Erdgasdurchfluss im Sommerlastfall Power-to-Gas Anlagen mit insgesamt 60 MW_{el} integriert werden können, steigt das Potential bei Auslegung auf den mittleren Durchfluss auf insgesamt 176 MW_{el}. Nach welchen Kriterien die Auslegung der Power-to-Gas Anlage erfolgt, hängt stark vom jeweiligen Anwendungsfeld, dem betrachteten Netzabschnitt und den alternativen Nutzungsmöglichkeiten für den produzierten Wasserstoff ab. Sollen hohe Volllaststunden erreicht werden, so ist der Sommerlastfall entscheidend. Geht es vor allem um die Integration von Stromüberschüssen, so ist die momentan mögliche H₂-Aufnahmekapazität wesentlich, da Lastspitzen von Windkraft- und Photovoltaikanlagen eher kurzfristig und nicht ganzjährig anfallen.

Bei Speicherung von Überschüssen aus volatiler Stromerzeugung ist vor allem auch die Charakteristik der Stromerzeugung und des Gasverbrauchs in den unterschiedlichen Regionen zu beachten. Während beispielsweise im Burgenland und in Niederösterreich eine hohe Stromerzeugung aus Windkraft, jedoch nur eine geringe Einspeisekapazität in das Erdgasnetz möglich ist, weisen andere Bundesländer hohe Einspeisekapazitäten (z.B. OÖ und Wien) aber nur geringe Stromproduktion aus Wind und PV auf.

Schlussfolgerungen

Die Einspeisung von Wasserstoff in das österreichische Erdgasnetz ist aufgrund verschiedener Einflussfaktoren limitiert und hängt sehr stark von lokalen Randbedingungen und Gasverbrauchsprofilen ab. Für die Integration von Power-to-Gas Anlagen sind vor allem das jeweilige Anwendungsfeld sowie das Stromerzeugungsprofil entscheidend. Während im Winter große Mengen an Wasserstoff in das Erdgasnetz integriert werden können, ist der Erdgasdurchfluss und somit das Potential der H₂-Einspeisung im Sommer sehr gering. Neben der Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz bestehen allerdings auch noch weitere Nutzungsmöglichkeiten, wie die direkte Nutzung in der Mobilität, in der Industrie oder der Transport in Drucktanks. Wird der produzierte Wasserstoff in der Power-to-Gas Anlage mit Kohlendioxid zu Methan synthetisiert, so steigt das Einspeise-Potential in das Erdgasnetz deutlich, da synthetisches Methan ein direktes Substitut für Erdgas darstellt und somit ohne Restriktionen eingespeist werden kann.

3.6.3 wind2hydrogen – Umwandlung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff zur Speicherung und zum Transport im Erdgasnetz

Patrick SALMAN¹, Markus SARTORY¹, Manfred KLELL¹

Inhalt

In Europa hat die Produktion von erneuerbarem Strom aus Windkraft oder PV-Anlagen zu Spitzenzeiten ein Ausmaß erreicht, dass am Markt ein Überangebot an Energie herrscht und die Strompreise am Spotmarkt zeitweise sogar negativ werden. Für den geplanten Ausbau regenerativer Energien sind daher umfangreiche Stromspeicher eine essentielle Voraussetzung. Eine gut geeignete Möglichkeit, große Mengen an Überschussstrom langfristig zu speichern, besteht darin, den Strom in Wasserstoff oder in Methan umzuwandeln, in das Erdgasnetz einzuspeisen und dort zu speichern.

Als Voraussetzung für eine Power to Gas-Gesamtlösung für Österreich wurde das Pilotprojekt wind2hydrogen realisiert. Im Projekt erfolgte die Entwicklung eines neuen, modular-verschalteten Hochdruck-PEM-Elektrolyseurs, der Wasserstoff flexibel aus erneuerbarem (Überschuss)Strom entsprechend unterschiedlichen Lastprofilen erzeugt. Der dezentral produzierte Wasserstoff kann ohne mechanische Verdichtung in Druckbehälter abgefüllt oder ins Erdgasnetz eingespeist, dort gespeichert sowie weiter transportiert werden. Ziel des Projektes ist es, die gesamte Kette vom fluktuierenden Windstrom über den Elektrolyseur bis zur Speicherung im Gasnetz bzw. zur Nutzung bei Wasserstoffverbrauchern (Mobilität, chemische Industrie) zu entwickeln.

Methodik

In der ersten Projektphase wurde ein modularer Hochdruck-PEM-Elektrolyseur (als 100 kW Pilotanlage) entwickelt. Die Grundlage für die Auslegung und Konzeptionierung des Elektrolyseurs ergab sich aus mögliche Lastprofilen und Betriebsstrategien, die sich aus dem Angebot an Windstrom und die Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes definiert haben.

Aufgrund dieser Anforderungen wurde der Elektrolyseur aus einer Vielzahl von PEM Elektrolysemodulen aufgebaut, um diese Lastprofile optimal folgen zu können (in der Pilotanlage werden 12 Module eingesetzt). Der erzeugte Wasserstoff wird ohne mechanische Verdichtung in das Erdgassystem eingespeist, dort gespeichert und transportiert. Dazu waren umfangreiche Materialstudien erforderlich. Die maximale Zumischung und Verteilung im Netz wurde berechnet und simuliert.

Ergebnisse

Im Zuge des wind2hydrogen Projektes wurde ein modularer Hochdruck-PEM-Elektrolyseur inklusive Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz und Abfüllung in Flaschenbündel realisiert. Betriebserfahrung wird durch einen 2 Jahre langen F&E-Betrieb bei unterschiedlichen Lastfällen und Marktgegebenheiten gesammelt. Parallel dazu erfolgt eine F&E-Auswertung der gemessenen technischen Daten (Wirkungsgrade, etc.) über das Verhalten der wind2hydrogen-Anlage und insbesondere des Elektrolyseurs. Durch die Auswertung werden Kenntnisse über die optimale Anzahl an Stacks bzw. Modulen und deren Größenordnung, in Abhängigkeit der Standortauswahl und den bedienten Märkten ermittelt.

Aus der Errichtung der Pilotanlage konnte Know-how im Bereich Genehmigung, Sicherheitskonzepte, etc. erarbeitet werden. Als Vorbereitung für einen Rollout wird eine umfassende Analyse der ökonomischen, rechtlichen und ökologischen Auswirkungen des Betriebes durchgeführt.

Des Weiteren werden Tests und Untersuchungen zur maximalen H₂-Konzentration und der Speicherkapazität im österreichischen Erdgasnetz aufgrund von Materialtests und Verteilungsverhalten durchgeführt, um die Auswirkungen auf die Erdgasinfrastruktur zu ermitteln, sodass trotz volatiler Einspeiseleistung eine gleichbleibende Qualität im Gasnetz gewährleistet ist.

¹ HyCentA Research GmbH, Inffeldgasse 15, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873 9501, office@hycenta.at, www.hycenta.at

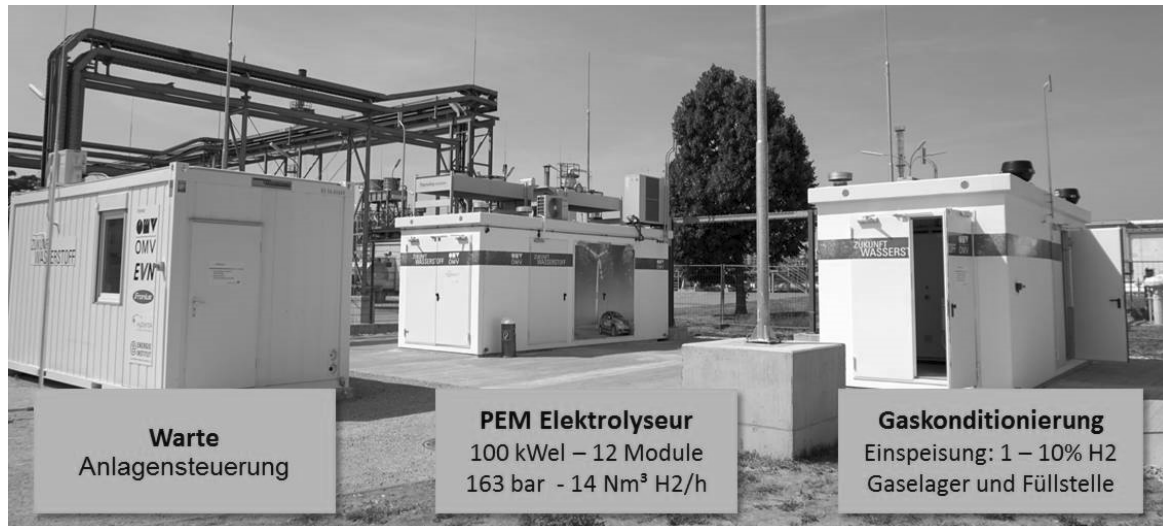


Abbildung 1: Anlage mit Warte, PEM Elektrolyseur und Gaskonditionierung.

Hinweis

Das Projekt wird im Rahmen des Energieforschungsprogramms des Klima- & Energiefonds gefördert.

Projektkonsortium

Leitung: OMV Gas&Power

Partner: EVN, Fronius, HyCentA, Energieinstitut

Projektlaufzeit: 01.01.2014 bis 31.12.2016

3.6.4 Wasserstoffinitiative – Vorzeigeregion Austria – Power & Gas

Manfred KLELL¹, Horst STEINMÜLLER², Alexander TRATTNER¹

Ausgangssituation und energiepolitische Herausforderungen

Sowohl aus ökonomischer (Reduktion importierter fossiler Energieträger, Erhöhung regionaler Wertschöpfung) wie auch aus ökologischer Sicht (Reduktion von Schadstoffen und insbesondere von Treibhausgasemissionen), empfiehlt sich eine rasche Umstellung des bestehenden Energiesystems auf ein nachhaltiges Energie- und Mobilitätssystem.

Derzeit beträgt der jährliche Energiebedarf in der EU ca. 70 EJ pro Jahr (ca. 1670 Millionen Tonnen Öläquivalent), wobei je etwa ein Drittel in Industrie, Haushalt und Mobilität eingesetzt wird. Dieser Energiebedarf wird derzeit zu über 80 % aus fossilen Energieträgern gedeckt. Im Jahr 2013 hat die EU 53 % ihres Energiebedarfs (90 % des Rohöls, 66 % des Erdgases und 42 % der festen Brennstoffe wie Kohle) durch Importe gedeckt, die mit einem Wert von etwa 400 Mrd. Euro mehr als 25 % aller Importe in die EU ausmachen. Darüber hinaus sind die fossilen Energieträger nur begrenzt und oft in politisch instabilen Ländern verfügbar. Die Umstellung auf ein nachhaltiges Energie- und Mobilitätskonzept könnte die Wirtschaftsleistung in der EU signifikant erhöhen und politische Unabhängigkeit gewährleisten. Eine sichere und umweltverträgliche Energieversorgung, bei gleichzeitiger Stärkung der heimischen Wirtschaftsleistung sowie eine umfassende Integration in europäische und internationale Märkte, ist gefordert.

Vision: Nachhaltiger Energiekreislauf mit erneuerbarem Strom und Wasserstoff

Mit der Kombination von erneuerbarem Strom aus Sonne, Wind und Wasser und erneuerbarem Wasserstoff aus Elektrolyse lässt sich ein nachhaltiger und emissionsfreier Energiekreislauf verwirklichen, der alle Bedürfnisse nach effizienter und sauberer Energie für Kraft, Wärme und Kraftstoffe in Industrie, Haushalten und Mobilität abdecken kann, siehe Abbildung 1.



Abbildung 1: Zukünftiges nachhaltiges Energiesystem, Quelle: Fronius GmbH 2015,
Energiebereitstellung: {1} Photovoltaik-Kraftwerk, {2} Windkraftwerk, {3} Wasserkraftwerk
Energieverteilung und -speicherung: {4} Erdgas/Wasserstoff-Porenspeicher,
{5} Gasnetz mit kommunalem Speicher, {6} Pumpspeicherkraftwerk,
{7} Zentrale Elektrolyse- / Methanisierungsanlage,
Energienutzung: {8} Gas- / Wasserstoff- / Elektro-Tankstelle, {9} Gaskraftwerk,
{10} Energieautonomes Einfamilienhaus, {11} Energieautonome Mobilfunkstation,
{12} Grüne Intralogistik mit Schwerverkehr, {13} Smart City,
{14} Smart Village und Kleinbetriebe, {15} Elektromobilität (Akkumulator & Brennstoffzelle)

¹ HyCentA Research GmbH, {klell|trattner}@hycenta.at

² Energieinstitut Linz, steinmueller@energieinstitut-linz.at

Energienutzung

Erneuerbarer Strom kann in Industrie, Haushalt und der Batterie-Elektromobilität direkt genutzt werden. Der elektrische Antrieb von Kraft- und Arbeitsmaschinen bietet höchste Wirkungsgrade, in der Elektromobilität bieten sich Batteriefahrzeuge {15} für Kurzstreckenwendungen an. Erneuerbarer Wasserstoff kann in vielen Anwendungen in Industrie, Haushalt und der Brennstoffzellen-Elektromobilität {8} direkt genutzt werden. Als Fahrzeugantrieb bietet die Brennstoffzelle durch die Trennung von Speicherung und Umformung gewohnte Reichweiten und gewohnt kurze Betankungsdauern. Batterie und Brennstoffzelle bieten deutlich höhere Wirkungsgrade als die konventionellen Wärmekreisprozesse fossiler Kraftstoffe, die mit dem Carnot-Wirkungsgrad begrenzt sind. Die Verbrennungskraftmaschine bietet Vorteile durch ihre Robustheit, hohe Energiedichte der flüssigen Kraftstoffe, ihre geringen Kosten und ihre Vielstofftauglichkeit. Sie kann als Brückentechnologie in Hybriden oder auch mit Wasserstoff-(gemischen) als Kraftstoff eingesetzt werden.

Der Einsatz von Fern- (Nah-)wärme oder -kälte sowie die bedarfsgeregelte Rückverstromung von Wasserstoff in Brennstoffzellen oder Verbrennungsmotoren runden den erneuerbaren Energie- und Mobilitätskreislauf ab {9,10, 11, 12} Des Weiteren bieten Smart Villages {13} und Smart Cities {14} höchste Lebensqualität bei gleichzeitiger effizienter Energie- sowie Ressourcennutzung.

Umsetzung: Nachhaltige Energie- und Mobilitätsregion Austria

Österreich bietet sich aufgrund seiner topografischen, geologischen und zentralen geografischen Gegebenheiten sowie seiner bereits seit Jahren auf diesem Gebiet tätigen Industrie- und Forschungsunternehmen (etwa im Rahmen des FCH Austria: Fuel Cell and Hydrogen Cluster Austria) optimal für eine Modellregion an, in der die Vision der nachhaltigen und emissionsfreien Energie- und Mobilitätsregion international sichtbar umgesetzt wird. Diese Modellregion wird alle in der Vision beschriebenen Elemente umfassen.

Die Umsetzung erfolgt durch die Vernetzung bereits vorhandener Projekte in Kombination mit der Durchführung neuer Projekte auf den Gebieten der Forschung & Entwicklung sowie der Demonstration.

3.6.5 Guiding Practical Pathways for Solar-Driven Electrochemical Hydrogen Generation

Sophia HAUSSENER¹

Abstract

Photo-electrochemical electrolysis of water provides a direct pathway for the conversion of solar energy into an energy-dense, storable and transportable fuel. The practical implementation of photoelectrochemical approaches requires focusing simultaneously on four key developmental concerns: device and system *i*) efficiency, *ii*) durability and reliability, *iii*) environmental sustainability, and *iv*) scalability with economic viability.

We developed a techno-economic model and coupled it to a life cycle assessment (LCA) in order to jointly assess efficiency, hydrogen cost, energy input, and lifetime/degradation of photo-electrochemical devices. The general input and output of the model platform is depicted in figure 1.a. The model we used accounted for optical losses in the concentrator, recombination and resistive losses in the photoabsorbers, overpotentials in the electrocatalysts (including mass transport limitations, relevant at high irradiation concentrations), as well as photoabsorber and electrocatalytic degradation. The sustainability assessment accounted for the energy input required for material mining and manufacturing of the device components, as well as operation. The cost assessment accounted for material and component cost and manufacturing. The model was used to investigate and compare a class of 16 devices: combinations of devices using *i*) concentrated or non-concentrated irradiation (irradiation concentration, C), *ii*) low quality Si-based or high quality III-V-based photoabsorbers, *iii*) earth abundant or rare electrocatalysts, and *iv*) integrated photoabsorber and electrocatalyst with the same or different absorber and electrolysis area (current concentration, F).

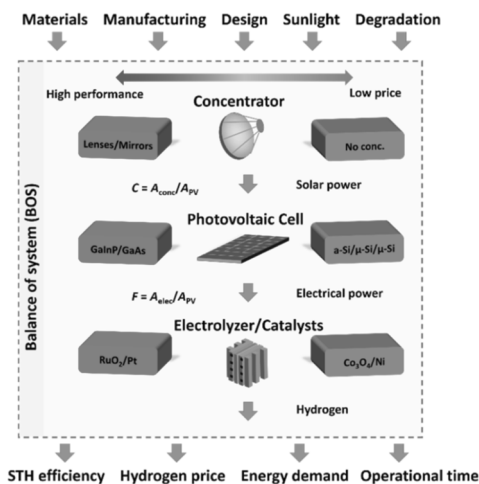


Figure 1 (a): Schematic representation of device component choices with inputs and outputs of this study.

		With current concentration (variable F)		No current concentration ($F = 1$)	
		High quality catalyst (RuO ₂ /Pt)	Low price catalyst (Co ₃ O ₄ /Ni)	High quality catalyst (RuO ₂ /Pt)	Low price catalyst (Co ₃ O ₄ /Ni)
With concentrator (variable C)	High quality photoabsorber (III-V)	1	2	9	10
	Low price photoabsorber (Si)	3	4	11	12
No concentrator ($C=1$)	High quality photoabsorber (III-V)	5	6	13	14
	Low price photoabsorber (Si)	7	8	15	16

Figure 1 (b): Device combinations and numbers.

The choice between advantageous performance or cost for the concentrator, the PV cell, and the PEMEC results in 8 possible device solutions, which are extended by considering current concentration for each case ($F \neq 1$), resulting in 16 device types investigated. For the concentrator, low price technology implies no concentration. b) Number coding of device types investigated according to PV cell and the PEMEC component choice, with ($C \neq 1$) or without ($C = 1$) concentrated irradiation, and with ($F \neq 1$, decoupled) or without ($F = 1$, closely integrated) current concentration.

¹ École Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), Laboratory of Renewable Energy Science and Engineering, Station 9, 1015 Lausanne, Switzerland, Tel.: +41 21 693 3878, sophia.haussener@epfl.ch, lrese.epfl.ch

The results predict that maximum efficiency does not guarantee minimum hydrogen price or minimum energy demand, as depicted in figure 2 for a selection of devices. Devices using large irradiation concentration and III-V-based photoabsorbers (designs 1, 2, 5, 6, 9, 10, 13, and 14) showed low hydrogen prices and best efficiencies while non-concentrating devices using Si-based photoabsorbers and rare electrocatalysts (designs 3, 7, 11, and 15) showed slightly higher energy demand and hydrogen price. An increase in the component's lifetime was generally beneficial to efficiency, cost, and energy demand. Degradation significantly influenced all three characteristics, and the calculations provided guidance for the most suitable exchange time of individual components – keeping overall device efficiency high while reducing energy and cost resulting from component exchange – during the lifetime of the complete device.

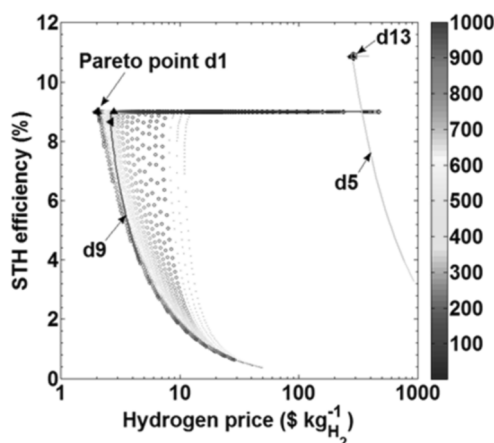


Figure 2 (a): STH efficiency as a function of energy demand.

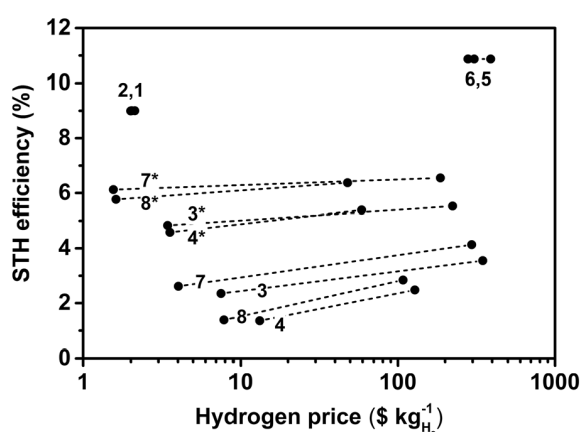


Figure 2 (b): STH efficiency as a function of hydrogen cost, for devices using concentrated irradiation (no. 1-8) or not (no. 9-16), using Si-based cells (no. 3, 4, 7, 8, 11, 12, 15, 16) or III-V cells (no. 1, 2, 5, 6, 9, 10, 13, 14), and using rare catalysts no. 1, 2, 5, 6, 9, 10, 13, 14) or earthabundant catalysts (no. 3, 4, 7, 8, 11, 12, 15, 16). No. 7* and 8* are Si-based cells with an additional junction.

The variations for the individual design results from variations in irradiation concentration (C) or current concentration (F). For the first time reported, we provide evidence that tailored device designs can significantly reduce hydrogen cost while ensuring high efficiency and low manufacturing and operation energy input.

We predict that devices utilizing extremely expensive components can operate cost competitively and efficiently if irradiation and current concentration is employed. Further, we demonstrate that not all device designs incorporating various material choices exhibit a global optimum, but rather, a set of partially optimal designs are found (a Pareto front) requiring a tradeoff and the prioritization of one of the four indicators (efficiency, cost, sustainability, lifetime). Finally, the influence of component degradation on the four indicators is quantified and strategies for device operation and component replacement are described. An accessible web-based form of the platform was developed and is accessible to the community.

Our model provides holistic design guidelines for integrated photo-electrochemical hydrogen generation accounting simultaneously for the four pillars of a practical and competitive future technology: efficiency, cost, sustainability, and lifetime. The results identify knowledge gaps that warrant further research on photo-electrochemical water splitting. The framework and findings presented here support the decision-making process for an integral and practical approach to competitive solar hydrogen production in the future.

3.6.6 Festoxidbrennstoffzellen als zukunftssträchtige, umweltfreundliche und dezentrale Energietechnologie für die Emissionsreduktion und Effizienzsteigerung

Vanja SUBOTIĆ¹, Christoph SCHLUCKNER¹, Hartmuth SCHRÖTTNER²,
Christoph HOCHENAUER¹

Hintergrund

Der Großteil der elektrischen und thermischen Energien, die einen unvermeidbaren Teil unseres Lebens darstellen, wird durch fossile Energieträger erzeugt. Die Ausbeutung dieser Energiequellen zur Energieerzeugung verursacht aber den anthropogenen Treibhauseffekt und trägt daher zum Klimawandel bei. Seit Beginn der industriellen Revolution stieg die Konzentration von primären Treibhausgasen wie CO₂ um 30%, CH₄ um 143% und N₂O um 14% [1]. Ein bestimmter Anteil des stetig steigenden Energiebedarfs könnte auch auf eine umweltfreundlichere Weise durch die Verwendung von erneuerbaren Energien sichergestellt werden. Die Integration von volatilen erneuerbaren Energiequellen in das Energiesystem erfordert aber entsprechende Energiespeichersysteme. Der Weg von der Primärenergiequelle bis zur Endenergie ist auch für diesen Fall durch eine Reihe von verschiedenen Verlusten im Zuge der Energieumwandlung behaftet, die im Endeffekt zu einer starken Reduktion der Gesamteffizienz führen. Die Energieversorgung, mit dem Ziel den Primärenergieverbrauch sowie die Umweltbelastung zu reduzieren, erfordert jedoch neue innovative Wege der umweltfreundlichen und hocheffizienten Energieerzeugung.

Hochtemperatur-Brennstoffzellen, sogenannte Festoxidbrennstoffzellen (engl. „Solid Oxide Fuel Cells“, SOFCs), stellen eine vielversprechende Technologie zur dezentralen Deckung der Grundlast in Form von Mikro-KWKs, oder für die mobile Anwendung als Hilfsantriebssystem in der Fahrzeugindustrie dar. Sie ermöglichen eine direkte Umwandlung von chemischer Energie aus gasförmigem Brennstoff in elektrische Energie ohne zusätzliche verlustbehaftete Schritte und sichern daher auch im Teillast-Bereich eine stabile Energieversorgung mit hohem Wirkungsgrad. Der Wirkungsgrad ist für Brennstoffzellensysteme unabhängig von der Anlagengröße, da diese Systeme nicht Carnot-beschränkt sind. Konventionelle Kraft-Wärme-Prozesse erfordern hingegen jedoch mehrere verlustbehaftete Schritte wodurch der Gesamtwirkungsgrad zur Gewinnung von elektrischer Energie beschränkt wird. Zusätzlich bieten SOFCs ebenfalls große Flexibilität im Bereich des zu verwendenden Brennstoffs. Werden sie mit fossilen Brennstoffen betrieben weisen sie eine höhere Effizienz als konventionelle Systeme (zum Beispiel Verbrennungskraftmaschinen oder Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen) auf, wodurch die Emissionen von Treibhausgasen sowie von Stickoxiden reduziert werden. Bei direktem Betrieb mit Wasserstoff, welcher umweltfreundlich aus erneuerbaren Energien gewonnen werden kann, entstehen keinerlei Belastungen für die Umwelt. [2-4]

Methodik

Eine SOFC-Zelle besteht aus zwei Elektroden – Anode und Kathode – und einem keramischen Festelektrolyt. Auf der Luft- oder Kathodenseite werden Sauerstoffmoleküle mittels Elektronen zu O₂-Ionen reduziert, die weiter durch den für diese Ionen durchlässigen Elektrolyt, zur Brennstoffelektrode oder Anode transportiert werden. Abbildung 1 zeigt die REM (Rasterelektronmikroskopie) – Aufnahme einer Festoxidbrennstoffzelle. Die Betriebstemperatur dieser Zellenart liegt zwischen 600°C und 1000°C. Aufgrund der thermodynamischen Grenzen erreicht eine Brennstoffzelle eine maximale Leerlaufspannung von ungefähr 1,23 V; bei der charakteristischen Betriebsspannung von 0,7 V können Ströme von bis ca. 80 A erzielt werden. So zeichnen sich Festoxidbrennstoffzellen durch sehr hohe Leistungsdichten aus. Um für technische Anwendungen ausreichend hohe Spannungen zu erzielen werden mehrere Einzelzellen in Stapeln oder sogenannten Stacks zusammengeschaltet.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik, Inffeldgasse 25b, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7319, Fax: +43 316 873-7305, vanja.subotic@tugraz.at, www.iwt.tugraz.at

² Technische Universität Graz, Institut für Elektronenmikroskopie und Nanoanalytik, Steyrergasse 17, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-8320, Fax: +43 316 811 596, office@felmi-zfe.at, www.felmi-zfe.at

Um genaue Aussagen über die Zelleneigenschaften und ablaufenden Prozessen machen zu können, werden Einzelzellen in speziell dafür ausgelegten Versuchsständen untersucht. Am Institut für Wärmetechnik werden sowohl Einzelzellen verschiedener Typen – elektrolytgestützte, anodengestützte oder metallgestützte Zellen – als auch Stacks analysiert. Zum Zweck der detaillierten Charakterisierung werden verschiedene Methoden, wie Messung von Polarisationskurven, elektrochemische Impedanzspektroskopie, Temperatur-, Druck- und Feuchte-messung, Gas- sowie Post-Mortem REM- und EDX-Analysen eingesetzt.

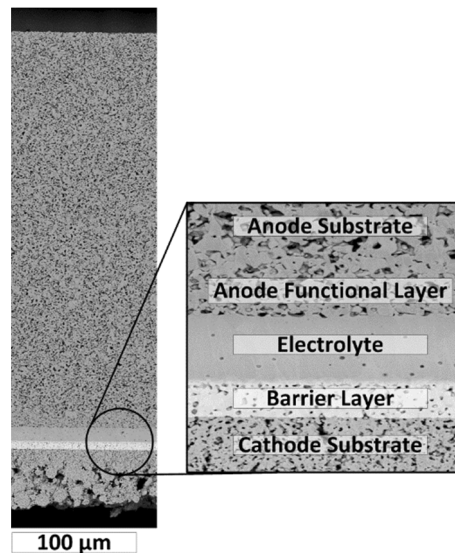


Abbildung 1: REM-Aufnahme einer Festoxidbrennstoffzelle [4].

Ausblick und Schlussfolgerungen

Der vorliegende Beitrag wird die Effizienz der attraktiven umweltfreundlichen Brennstoffzellentechnologie aufzeigen und sie mit anderen konventionellen und neuartigen Energiegewinnungsmethoden vergleichen. Für einen optimalen Betrieb von Festoxidbrennstoffzellen müssen jedoch noch einige Probleme überwunden und erforscht werden, welche verhindern, dass SOFC heutzutage zum Stand der Technik zählen.

Im finalen Beitrag wird näher auf diese Probleme, begleitet mit praxiserprobten Lösungsvorschlägen, eingegangen werden. Es wird ebenso gezeigt wie die Reduzierung der Kapitalkosten der innovativen SOFC-basierte Energiesysteme erzielt werden kann, um diese Technologie effektiv im Wettbewerb mit anderen Technologien der Energieerzeugung zu bringen.

Danksagung

Die Autoren möchten der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft FFG danken, die die Forschung im Bereich SOFC großzügig in zahlreichen nationalen und internationalen Projekten fördert.

Literatur

- [1] R.O'Hayre, S.-W. Cha, W. Colella, F.B. Prinz (2009), Fuel Cell Fundamentals, John Wiley & Sons, Inc.
- [2] Subotić, V.; Schluckner, C.; Hochenauer, C.: Festoxidbrennstoffzelle - eine vielversprechende Zukunftstechnologie. - in: TU Graz research (2014) 2, S. 27 - 29
- [3] Subotić, V.; Schluckner, C.; Hochenauer, C.: An experimental and numerical study of performance of large planar ESC-SOFCs and experimental investigation of carbon depositions. - in: Journal of the Energy Institute (2015)
- [4] Subotić, V.; Schluckner, C.; Schroettner, H.; Hochenauer, C.: Analysis of possibilities for carbon removal from porous anode of solid oxide fuel cells after different failure modes. - in: Journal of power sources 302 (2016), S. 378-386

4 STREAM C: ÜBERTRAGUNGSNETZE

4.1 ÜBERTRAGUNGSNETZE – AUSBAU (SESSION C1)

4.1.1 Energiewende in Europa und Rolle der Übertragungsnetze

Herbert POPELKA¹, Stefan FÜHRER¹, Stephan ÖSTERBAUER¹

Inhalt

Klimaschutz und der Ausbau erneuerbarer Energieträger (EE) sind spätestens seit der Jahrtausendwende ein präsendes Thema. Aufgrund des klaren Bekenntnisses zum Klimaschutz in Europa und der damit verbundenen starken Förderung der EE kommt es zu bedeutenden Veränderungen in der Elektrizitätswirtschaft. Bis Anfang 2015 haben weltweit über 160 Staaten entsprechende Klimaziele und Fördermechanismen definiert (vgl. Renewables 2015 Global Status Report). Dies bestätigt das politische Bekenntnis und die Notwendigkeit entsprechende Anstrengungen für den Schutz des Weltklimas zu unternehmen.

Anhand der installierten Kapazitäten von derzeit EU-weit fast 130 GW Windenergie sowie fast 90 GW Fotovoltaik zeigt sich, dass diese Ziele nicht nur theoretischer Natur sind und bereits heute einen gravierenden Einfluss auf den Netzbetrieb haben. Die bestehenden Übertragungsnetze in Europa werden mit höheren installierten Anlagenleistungen konfrontiert und müssen die teils stark fluktuierende Einspeisung aus Windenergie- und Fotovoltaikanlagen stets transportieren können. Erschwerend kommt das räumliche und zeitliche Auseinanderdriften von Erzeugung und Verbrauch hinzu. Im Gegensatz zu thermischen Kraftwerken, welche oft in unmittelbarer Umgebung zu den Lastzentren errichtet und deren Fahrpläne an den Bedarf bzw. die Marktpreise angepasst wurden, werden EE-Anlagen an Standorten mit günstigem Energiedargebot errichtet. Die zeitliche EE-Erzeugung wird dabei alleine durch das Dargebot der Primärenergie bestimmt. Ein Beispiel hierfür stellt die hohe Konzentration von Windenergieanlagen im Norden Deutschlands oder im Osten Österreichs dar.

Die Energiewende ist mit diesen bereits beeindruckenden Zahlen jedoch keineswegs abgeschlossen. Allein im Jahr 2014 wurden EU-weit fast 12 GW Windenergieanlagen und 8 GW Photovoltaikanlagen errichtet – dies entspricht einem Anteil von über 70% des europaweiten Kraftwerkszubaus (vgl. Wind in Power 2014 European statistics, EWEA). Gemäß des ENTSO-E Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2016 ist ein weiterer massiver Ausbau in den nächsten zehn bis fünfzehn Jahren zu erwarten. Die Szenarien bis 2030 gehen in Europa von installierten Leistungen für Windkraft und Fotovoltaik von 390 GW bis über 600 GW aus.

EE-Ausbauziele werden oft als erzeugte Energiemengen pro Jahr bzw. relativ zum jährlichen Verbrauch angegeben. Um energetisch beispielsweise ein konventionelles Kraftwerk durch erneuerbare Erzeugungseinheiten ersetzen zu können, ist aufgrund der niedrigen Volllaststundenzahl jedoch etwa die dreifache installierte Leistung erforderlich. Für den Abtransport der Energie müssen die Übertragungsnetze lokal und überregional auf diese Spitzenleistung ausgelegt werden. Weitere Einflüsse entstehen durch die zunehmende Integration eines europäischen Strommarktes mit steigender Dynamik bei gleichzeitig reduzierten Vorlaufzeiten (z.B. stark gestiegener Intraday-Stromhandel in den letzten Jahren). Es ist daher für die Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit wichtig, den Netzausbau zeit- und bedarfsgerecht voranzutreiben und die erforderlichen Ausbaumaßnahmen rechtzeitig einzuleiten.

In der Regel benötigt jedoch der Netzausbau aufgrund äußerer Einflussfaktoren (umfangreiche Genehmigungsverfahren, viele beteiligte Parteien aufgrund der großen räumlichen Ausdehnung von Leitungsprojekten etc.) um ein Vielfaches länger als die Errichtung erneuerbarer Erzeugungseinheiten. Daher sind eine umfangreiche Planung und eine gründliche Analyse der Anforderungen sowie die gesamthafte Betrachtung des Elektrizitätssystems inklusive der elektrischen Netze von enormer Wichtigkeit.

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, IZD Tower, 1220 Wien, Tel.: +43 50320-56303, herbert.popelka@apg.at, www.apg.at

Um ein Gesamtbild der Anforderungen an das Übertragungsnetz und der europäischen Ausbauvorhaben zu erhalten, werden von den Übertragungsnetzbetreibern der ENTSO-E gemeinsam umfangreiche Netzplanungsprozesse durchlaufen. Diese bilden die Basis für die Schaffung der zukünftigen Stromnetzinfrastur im Hinblick auf Versorgungs- und Systemsicherheit. So wurde im TYNDP 2014 ein Netzausbaubedarf von rd. 48.000 km neuer bzw. zu verstärkender Leitungen mit einem Gesamtinvestitionsvolumen von rd. € 150 Mrd. identifiziert. Neben der Schaffung eines europäischen Strommarktes und der Steigerung der Versorgungssicherheit dienen diese Projekte vor allem der Netzintegration der EE. Im Netzentwicklungsplan 2015 der APG zeigt sich ein ähnliches Bild: zahlreiche Umspannwerksprojekte dienen der Verstärkung der Anbindung der Verteilernetze und der EE-Einspeisung in das Übertragungsnetz – der Großteil der EE-Einspeisung erfolgt dabei in die 380-kV-Netzebene. Weiters dokumentiert der APG-Masterplan 2030 die nötigen überregionalen Leitungsprojekte im österreichischen Übertragungsnetz. Der Netzentwicklungsplan wird, ebenso wie der TY-NDP, nach entsprechenden Konsultationen jährlich (NEP) bzw. alle zwei Jahre veröffentlicht.

Es stehen in der Elektrizitätswirtschaft große Herausforderungen bevor. Neben der Erfüllung der Klimaziele durch Förderung und Errichtung der EE-Erzeugungsanlagen, ist ebenso viel Augenmerk auf die weitere Entwicklung der Netze zu richten. Diese stellen durch die sichere, zuverlässige und effiziente Übertragung der elektrischen Energie eine wesentliche Grundlage für die Energiewende dar. Im Rahmen des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung und -verstärkung vor Ausbau) kommen bei APG der optimierten Nutzung von Bestandstrassen und leitungsbautechnischen Innovationen – z.B. das Spannungs-Upgrade von bestimmten Bestandsleitungen – besondere Rollen zu. Klassische elektrotechnische Größen wie Blindleistungshaushalt, Spannungsstabilität und Kurzschlussleistung für die Spannungsqualität (Wegfall von rotierenden Massen v.a. bei Fotovoltaik) rücken wieder verstärkt in den Fokus bei den Übertragungsnetzbetreibern.

Zudem sind zukünftig weitere Entwicklungen im Bereich der Speichertechnologien (v.a. bei Batteriespeichern) sowie bei den Systemdienstleistungen durch neue Forecast-Tools, schnellere Marktprozesse und Anbieter-Pooling zu erwarten. Eine weitere Systementwicklung und v.a. Vernetzung wird mit dezentralen Systemen und über die Energiesektoren erfolgen (z.B. E-Mobility, Power-to-Heat, Power-to-Gas etc.). Damit ist gewiss, die Zukunft in der Elektrizitäts- und Energiewirtschaft wird spannend bleiben.

4.1.2 Auswirkungen der Energiewende auf den Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes

Bernd KLÖCKL¹

Randbedingungen

Mit dem im Jahre 2011 beschlossenen Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernkraft hat die deutsche Bundesregierung den kurzfristigen Abschied von einer der Grundsäulen des Elektrizitäts-Systems innerhalb von 10 Jahren und die langfristige Auslegung des Systems auf eine weitgehende Versorgung aus erneuerbaren Quellen angestoßen. So sollen im Jahr 2022 nicht nur alle Kernkraftwerke vom Netz gegangen sein, sondern auch ein erheblich beschleunigtes Ausbauszenario im Bereich der erneuerbaren Quellen eingesetzt haben. Eine bedeutende und zentrale Rolle in dieser als „Energiewende“ bezeichneten Entwicklung kommt dabei den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) zu. Sowohl in ihrer Verantwortung als Transportnetzbetreiber als auch als systemverantwortliche Regelzonenführer liefern sie die technischen und organisatorischen Grundlagen für die Umsetzung der Energiewende.

Netzausbau für die Energiewende

Mit der Veröffentlichung des ersten gemeinsamen Netzentwicklungsplans (NEP) der vier deutschen ÜNB im Jahre 2012 wurde das technische Grundgerüst für die Erfüllung des erforderlichen Transportbedarfs für die Energiewende gelegt [1]. Vor allem die geografische Verschiebung der Erzeugungsschwerpunkte sowie die markante Veränderung des Erzeugungsportfolios bewirken neue und vor allem deutlich komplexere Anforderungen an die Ausbauplanung des stark vermaschten deutschen 380-kV-Systems. Der NEP stellt auf Basis von ausgedehnten Markt- und Netzsimulationen für ganz Europa die erforderlichen Transportquerschnitte sowie effiziente Impedanzverhältnisse im deutschen 380-kV Netz basierend auf dem sogenannten NOVA-Prinzip dar, das die bestmögliche Nutzung der bestehenden Infrastruktur zur Planungsprämisse hat [2]. Außerdem werden innovative Overlay-Übertragungsstrukturen in VSC-HGÜ-Technik festgelegt, die in Verbindung mit dem Drehstromsystem das weltweit das erste hybride Transportsystem bilden werden. Im Ergebnis wurden für Deutschland über 8000 Trassenkilometer an neuen und bestehenden zu verstärkenden Leitungen identifiziert und in großen Teilen bereits von der Bundesnetzagentur bestätigt. Seit 2012 wird der NEP von den Planungsabteilungen der deutschen ÜNB jedes Jahr in vielen Szenarien und Sensitivitätsrechnungen für ein rollierendes 10- bis 20-Jahres-Zeitfenster neu errechnet und bewertet.

Energiewirtschaftliche Bedeutung des Netzausbaus in Deutschland

Den im Zuge der Energiewende rasch steigenden Anforderungen an das Übertragungsnetz wird seitens der ÜNB bereits mit vielen flankierenden Maßnahmen begegnet, einerseits mit hohen Investitionen beispielsweise in neue Offshore-Netzanbindungssysteme, neue 380-kV Leitungsverbindungen, Um- oder Zubeseilungen, Neu- und Ersatzneubauten von Umspannwerken und die Vorbereitung des Baus der erwähnten Overlay-HGÜ-Verbindungen, andererseits über die Beschaffung von Netzreserve und die Abwicklung von stetig steigenden Mengen an Redispatch im laufenden Betrieb. Das Netzgebiet von TenneT TSO überspannt das gesamte Bundesgebiet von Dänemark bis Österreich, umfasst dabei den windreichen Norden und die PV-reichen Industrieschwerpunkte des Südens und verbindet somit wichtige Teile des Gesamtsystems - einige der wichtigsten Maßnahmen der Energiewende liegen daher im TenneT-Netzgebiet. Der Bau jeder neuen Leitungsverbindung ist ein Schritt zur engpassfreien Integration der zukünftigen Erzeugungslandschaft und damit zu einer den Zielen der Bundesregierung entsprechenden Umsetzung der Energiewende. Die Berechnung der durch Leitungsneubauten oder -verstärkungen im System integrierbaren Erzeugungsarten und -mengen ist ein wichtiger Bestandteil moderner Netzplanungsmethoden und wird bei TenneT mittels neuer Algorithmen und hohem Rechenaufwand ständig weiterentwickelt.

¹ TenneT TSO GmbH, Bernecker Str. 70, 95448 Bayreuth, Tel.: +49 921 50740 4610, bernd.kloeckl@tennet.eu, www.tennet.eu

Technische Auswirkungen und Lösungen im Übertragungsnetz

Als Folge der oben beschriebenen energiewirtschaftlichen Notwendigkeiten tragen mehrere Faktoren zu einer deutlich erhöhten Komplexität im technischen Planungsprozess eines von der Energiewende betroffenen Übertragungsnetzes bei. Im Wesentlichen sind sie alle auf die zunehmende stochastische Bereitstellung der Primärenergie aus erneuerbaren Quellen sowie die tendenziell lastfernere Verortung der neuen Erzeugungsschwerpunkte zurückzuführen. Diese Faktoren sind unter anderem:

- Erhöhung des durchschnittlichen Transportmoments, damit „Entleerung“ des Netzes entlang der Transportachsen, dadurch große Leitungswinkel und Annäherung des Gesamtsystems an stabilitätsrelevante Kennwerte.
- Hohe Volatilität der über die Querschnitte zu transportierenden Wirkleistung, dadurch volatilerer Blindleistungsbedarf und Bedarf an Spannung stabilisierenden Maßnahmen.
- Durch den EE-getriebenen Kraftwerkseinsatz zeitweise starker Rückgang der System-Inertia sowie steigende Volatilität der lokal anstehenden Kurzschlussleistung, dadurch höhere Anforderungen an Schutzeinstellungen und Komplexität von Systemautomatiken.

Die technische Umsetzung manifestiert sich in zahlreichen neu eingesetzten Primär- und Sekundärtechnologien. Dazu zählen z.B. der großflächige Einsatz von Freileitungsmonitoring, ein ausgedehntes Blindleistungsprogramm auf Basis wahrscheinlichkeitstheoretischer Ansätze sowie die Planung und teilweise bereits erfolgte Errichtung von Anlagen zur dynamischen Spannungsstützung im 380-kV-Netz. Die bedeutendste Maßnahme jedoch ist der Bau von VSC-basierten HGÜ-Übertragungsleitungen zum Transport der Offshore erzeugten Windenergie an Land und von Nord nach Süd sowie deren nahtlose Integration in das 380-kV Drehstromsystem.

Schlussfolgerungen

Die Energiewende als Treiber für den Um- und Ausbau des deutschen Übertragungssystems ist dem Grunde nach eine Änderung des energiewirtschaftlichen Rahmens und als solche geeignet in den Netzentwicklungsprozess einzubeziehen. Die konkrete Planung und Umsetzung der Maßnahmen erfordert jedoch auch eine Fülle neuer, aufwändiger Analysemethoden und letztlich den Einsatz innovativer Technologien im Übertragungsnetz.

Referenzen

- [1] Netzentwicklungspläne der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: www.netzentwicklungsplan.de
- [2] Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes: <https://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/planungsgrundsätze>

4.1.3 Simulation Framework for Analysis of the European Transmission System under a Wide Range of Operating Conditions

Irina BOIARCHUK¹, Dominic HEWES¹, Sascha ALTSCHÄFFL¹,
Rolf WITZMANN¹

Problem Statement

Current challenges in the field of system stability, such as the balancing of load and generation in a predominantly renewable-based energy system or the incorporation of HVDC links in the European Transmission System (ETS), provide a large research area for power engineers and scientists. These issues require system behavior to be examined under a wide range of operating conditions, which correspond to execution of system analysis on DC, AC and dynamic levels with a possibility to examine the influence of different factors (e.g. weather conditions).

To conduct system simulations, multiple models of the ETS and its regions have been published in the literature during recent years. However, their applications are usually limited by the scope of the projects for which they were established.

In this paper, a flexible simulation framework for assessment of the ETS under a wide range of both normal and abnormal conditions is presented.

Method

The modelling framework is based primarily on the development of a quasi-stationary AC load-flow model (QS AC LF) of the ETS, as presented in [1]. The method of the ETS model creation is extended and set up as an automatic process within the simulation framework. As a result, the following four representations of the ETS can be generated and analyzed (Fig. 1): base model, market model, QS AC LF model with convergent AC load-flow results, and dynamic model. A stepwise transition between system representations is accomplished within the framework. To implement this feature, a set of necessary parameters is defined for each model type. The models are grouped according to the simulation type possible with them (quasi-stationary and dynamic), and subdivided into two modules.

Module 1 is responsible for the generation of system models for analysis under normal conditions. We define a scenario as an elementary system representation, which includes topology, power plant fleet, peak loads and installed capacities of known equipment (synchronous generators, renewable sources). Starting with a scenario, a desired complexity of a system representation can be achieved. To implement this, the profiles for load (1), PV (1), wind (1), storage capacities (2), representation of distribution systems in the simulation (2), load power factor (3), reactive power control strategies (3) are defined for a corresponding stage of the model generation process (stages 1 to 3 on Fig. 1). Different values can be assigned to these parameters such that the framework maintains maximum flexibility for simulation of different scenarios. Another advantage of the developed procedure is that both economical and technical limitations are taken into account in the simulation processes.

Module 2 incorporates functionalities for analysis of dynamic system behavior and can serve as a continuation of the module 1. Firstly, a desired operating point is selected from calculated AC load-flow results of a QS AC LF model of interest. Then, dynamic machine models are added to the stationary system representation. Finally, dynamic properties like frequency behavior of the system can be evaluated in corresponding simulations (short circuit analysis, eigenvalue analysis, transient stability, synchronous machine dynamics).

¹ Technische Universität München, Arcisstraße 21, 80290 München, Fax: +49 89 289 25089,
{Tel.: +49 89 289 25098, {irina.boiarchuk|dominic.hewes|sascha.altschaeffl}@tum.de},
{Tel.: +49 89 289 22004, rolf.witzmann@tum.de},
www.een.ei.tum.de

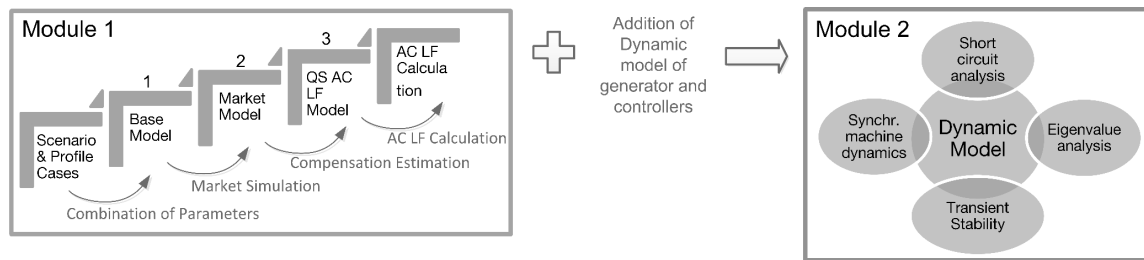


Figure 1: Functionalities of the Simulation Tool.

Results

The presented simulation framework is a generic tool with potential application for ETS development studies. A great variety of demand (active and reactive power), weather and economic cases can be simulated using the framework. The influence of changes in static system parameters or economic factors can be investigated and assessed in dynamic simulations. An example of results obtained from the simulation framework is presented on Figure 2.

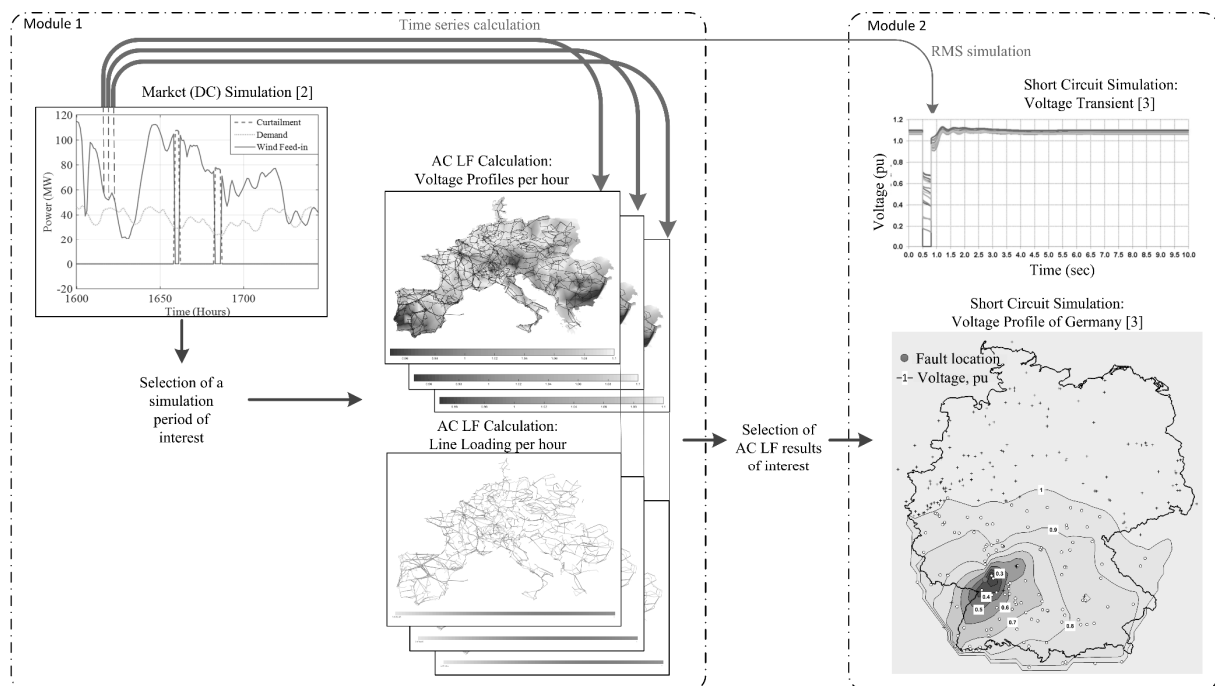


Figure 2: Example results of the Simulation Framework: DC, AC and dynamic simulations of the ETS.

References

- [1] D. Hewes, I. Boiarchuk, R. Witzmann. "Estimation of Reactive Power Compensation in the European Transmission System", PSCC 2016, submitted in October 2015.
- [2] D. Hewes, R. Witzmann, and P. Espinosa, "Influence of Energy Mix on the Future Grid Integration of PV and Wind in Europe," in Modern Electric Power Systems, IEEE Krakow 2015, 2015.
- [3] Altschäffli, S.; Witzmann, R.: EFFECT OF REDUCED ROTATING INERTIA ON EXPANSION OF VOLTAGE DIPS CAUSED BY THREE-PHASE FAULTS IN THE GERMAN POWER TRANSMISSION NETWORK. Cired Conference 2015: Tagungsband zur CIRED Conference 2015; 15. - 18.06.2015, Lyon, Frankreich.

4.1.4 FEM-Simulation des thermischen Langzeitverhaltens von Hochspannungs-Kabelanlagen bei Laständerungen

Rudolf WOSCHITZ¹, Uwe SCHICHLER¹, Alexander PIRKER¹,
Gernot KOMAR¹

Inhalt

Durch den zunehmenden Einsatz erneuerbarer Energien nimmt die Dezentralisierung der Stromnetze immer mehr zu und Belastungszustände von Kabelanlagen sind vielfach starken Schwankungen unterworfen. Dies erfordert die Untersuchung der transienten thermischen Belastung von Kabeln, da die thermische Auslegung von Kabelanlagen nach IEC 60287 nur den vollständig eingeschwungenen Zustand bei 100% Lastfaktor abdeckt. Am Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement der TU Graz wurde mittels Finite Elemente Methode (FEM) ein leistungsfähiges Programm zur transienten Simulation des thermischen Langzeitverhaltens von Hochspannungs-Kabelanlagen entwickelt. Unter verschiedenen Rahmenbedingungen, wie Art der Verlegung, Lastzustand, Anzahl der Kabelsysteme sowie Berücksichtigung von jahreszeitlich bedingten Temperaturschwankungen des Erdreichs kann das thermische Verhalten von erdverlegten Hochspannungs-Kabelanlagen durch Simulation mittels Finite Elemente Methode (FEM) untersucht werden.

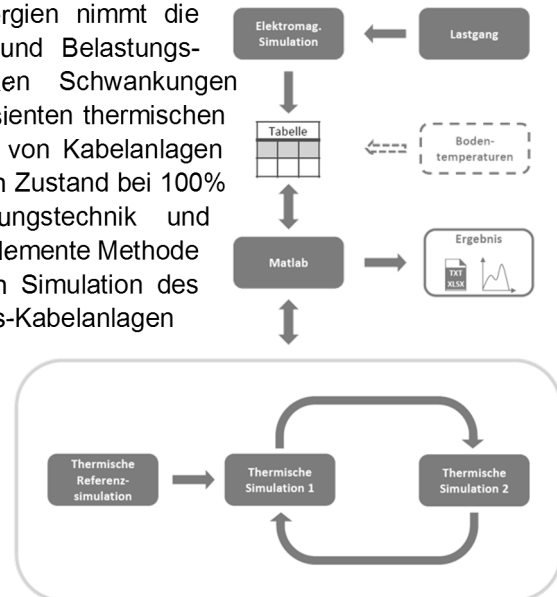


Abbildung 1: Zyklische Simulation.

Des Weiteren wird im Beitrag anhand von Fallbeispielen für Lastoptimierungen die zulässige Betriebsdauer von Kabelanlagen im Überlastbereich untersucht. Insbesondere bei Kabeln mit starken Lastschwankungen, wie etwa für Windparkanlagen, ist die Kenntnis des thermischen Verhaltens von Bedeutung. Anhand von 15 min-Leistungsdaten können zeitliche Temperaturverläufe für Beobachtungszeiträume von einigen Jahren simuliert werden. Aufgabenstellungen dieses Umfangs lassen sich jedoch nicht mehr mit der üblicherweise angewendeten schrittweisen Simulation bewerkstelligen. Abhilfe konnte die Umstellung auf eine zyklische Simulation schaffen. Ein eigens dazu am Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement entwickeltes Steuerprogramm kommuniziert mit dem Simulationsprogramm und den vorhandenen Stromwerte-Tabellen. Zu Beginn wird eine thermische Referenz-Simulation initiiert, welche für die transiente Simulation die Starttemperaturen liefert. Anschließend sucht das Steuerprogramm den ersten Belastungszustand des Kabels und speist die dazugehörigen thermischen Verlustleistungen in die erste Simulation ein. Nach vollendetem Durchlauf stellt diese Simulation die Anfangsbedingungen für die zweite Simulation bereit. Die zweite Simulation startet mit derselben Routine wie ihr Pendant und stellt das Endergebnis wieder der ersten Simulation zur Verfügung, womit sich der Kreislauf schließt und erneut beginnt (Bild 1).

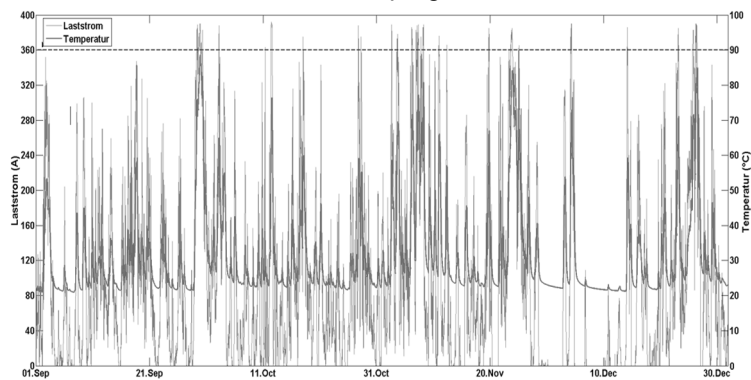


Abbildung 2: Ergebnis der Simulation des Temperaturverlaufs einer Kabelanlage anhand der aufgezzeichneten 15-min Werte des Belastungsstromes für den Zeitraum von 3 Monaten.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7401, Fax: +43 316 873-7408, www.hspt.tugraz.at, {woschitz|uwe.schichler|alexander.pirker|gernot.komar}@tugraz.at

4.1.5 Überblick betriebliche Forschung und Innovation bei APG

Michael WEIXELBRAUN¹, Georg ACHLEITNER¹

Aktuelle netzbetriebliche Herausforderungen

Durch die zentrale geografische Lage in Europa ist das Übertragungsnetz der APG stark von weiträumigen Stromflüssen beeinflusst. Als dominant haben sich in den letzten Jahren Lastflüsse in Nord/Süd- sowie in West/Ost- und Ost/West- Richtungen gezeigt. Die Herausforderungen im operativen Netzbetrieb zur Bewältigung der damit in zunehmenden Maße einhergehenden Netzengpässe ist daher ebenfalls stark gestiegen. Diese Entwicklungen können anhand einer Reihe von Kennzahlen, wie z.B. der Redispatch-Kosten oder der Dauer von notwendigen Unterbrechungen des Intraday-Stromhandels, deutlich gezeigt werden.

Viele dieser Entwicklungen sind auch der Motor für betriebliche Forschung und Innovation. Im Folgenden sind auszugsweise die wichtigsten Vorhaben beschrieben.

Aufbau eines „Wide Area Monitoring Systems“ - WAMS

Der zunehmende Ausbau Erneuerbarer Energien, überwiegend basierend auf Umrichter-Technologien, haben zu einer markanten Änderung der dynamischen Netzeigenschaften geführt. Dabei spielt auch die Dämpfung von niederfrequenten, aber auch von lokalen Generatorpendelungen eine zunehmend wichtige Rolle.

Um den dynamischen Zustand der (Übertragungs-) Netzes mit entsprechender Auflösung messen und darstellen zu können hat APG erstmals ein WAMS aufgebaut. Insgesamt messen 12 PMUs (*Phasor Measurement Units*) in 5 Umspannwerken hochgenau Spannung und Strom. Alle weiteren wesentlichen Stabilitätsparameter werden entweder lokal oder am Server berechnet und entsprechend dargestellt.

Forschungsprojekt „Space Weather“

Der Einfluss von Sonnenstürmen auf ausgedehnte Stromnetze ist grundsätzlich ein bekanntes Phänomen, welches üblicher Weise mit Polarregionen in Verbindung gebracht wird. Neueste Forschungserkenntnisse der APG, der TU Graz und weiteren Forschungspartnern zeigen, dass sich durch Sonnenstürme induzierte, quasi - Gleichströme messtechnisch im Übertragungsnetz der APG nachweisen lassen - abhängig von der Sonnenaktivität und der lokalen Bodenleitwerte.

Diese Effekte können praktisch zu Sättigungserscheinungen in Hochspannungstransformatoren führen, welche wiederum einen höheren Geräuschpegel zur Folge haben können.

Die Erforschung der genauen Zusammenhänge und die Abschätzung, inwieweit solche Erscheinungen eine potenzielle Gefahr für die Netzstabilität sein können, sind Gegenstand der Untersuchungen.

Weiterentwicklung des Netzwiederaufbaukonzeptes der APG

Die Methode der rampenförmigen Bespannung von langen, vorkompensierten und leerlaufenden Hochspannungsleitungen nach einem Blackout bietet neben der Vermeidung von „Inrush“-Strömen bei Transformatoren noch den großen Vorteil der Zeiteffizienz.

Dazu hat APG sowohl eine theoretische Studie durchgeführt, als auch einen praktischen Versuch absolviert, bei dem eine ca. 480km lange 220-kV-Leitung quer durch Südösterreich rampenförmig bespannt wurde.

¹ Austrian Power Grid AG (APG), Wagramer Straße 19, 1220 Wien, Tel.: +43 50320-161, apg@apg.at, www.apg.at

4.1.6 Ein Rahmen für die Entwicklung der Übertragungsnetze

Heinz STIGLER¹, Udo BACHHIESL¹

Inhalt

Die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft: hohe Lebensdauer und Kapitalintensität der Anlagen, fehlende Speicherbarkeit, Netzgebundenheit, Leitungsgebundenheit, Dargebotsabhängigkeit der erneuerbaren Energien treffen letztlich am Verbundnetz aufeinander.

Verbundnetze dienen vor allem der Zuverlässigkeit der Stromversorgung und der Verringerung der notwendigen Kraftwerksreservehaltung. Bei der Beschlussfassung der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL wurde die Bezeichnung „Verbundnetz“ ins Englische „transmission system“ übersetzt; bei der Rückübersetzung hatten wir plötzlich ein „Übertragungsnetz“. Begriffe bestimmen das Bewusstsein.

Neben den elektrizitätswirtschaftlichen Besonderheiten sind für die Entwicklung der Übertragungsnetze vor allem auch die politischen Einflussnahmen auf das Elektrizitätssystem von überragender Bedeutung. Die Forcierung der Erneuerbaren Energien (Art, Ort, zeitlicher Anfall), der damit verbundene Bedarf an Speicherung (Art, Ort), die Möglichkeiten der Flexibilisierung (Art, Ort) und die Verbrauchsvolatilität bedingen jeweils deutliche Veränderungen der Einspeise- und Entnahmemengen an den Netzknoten und damit die zugehörigen Stromflüsse im Übertragungsnetz.

Von ganz besonderer Bedeutung sind die politischen Regelungen bzgl. des Elektrizitätsmarktes und des Übertragungsnetzes selbst (NTC-Regelungen). Eine Veränderung der Marktorganisation bedingt wohl auch eine Änderung der Stromflüsse; eine Erhöhung der CO₂-Kosten bei der Erzeugung verlagert diese auf andere Kraftwerke. Die Veränderung der NTCs oder andere Formen der Regelung der grenzüberschreitenden Stromflüsse haben maßgeblichen Einfluss auf die erforderliche Entwicklung der Übertragungsnetze.

Ein recht wesentlicher Gesichtspunkt bei der Errichtung neuer Leitungen ist wohl darin zu finden, dass durch neue Leitungen einerseits neue Chancen für Marktteilnehmer entstehen können, andererseits aber vorhandene günstige Situationen durch neue Leitungen zunichte gemacht werden können. Beispiele für die letztgenannte Alternative sind wohl häufig „hinter“ Engpässen des Netzes zu finden. Dass derartige Auswirkungen zu berücksichtigen sind ist einsichtig und verständlich.

Die Besonderheit der Netzgebundenheit der Übertragungsnetze – die Erfüllung der Gesamtaufgabe durch „Verbinden“ aller Erzeuger mit allen anderen Erzeugern sowie allen Verbrauchern – führt zu einem Dilemma bei den Umweltverträglichkeitsprüfungen für die Errichtung neuer Leitungen. Die entsprechenden Gesetze sind auf singuläre Vorhaben ausgerichtet und nicht auf die infrastrukturelle Aufgabenstellung der Übertragungsnetze. Eine Übertragungsnetzleitung ist nicht nur eine Leitung, sondern vielmehr ein integraler Bestandteil eines übergeordneten Systems, das meines Wissens keine Entsprechung in anderen Infrastruktureinrichtungen hat.

Die geforderte Entflechtung von Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Verbrauch ist für die Entwicklung eines Übertragungsnetzes nicht durchhaltbar. Dies wird einem wahrlich bewusst, wenn man Szenariorechnungen für Europa für einen längeren Zeitraum erstellt, um ein dazu passendes Übertragungsnetz zu entwerfen. Scheingenauigkeiten mit Lastflussrechnungen für 8760 Stunden pro Jahr z.B. für das Jahr 2026 gehen angesichts der Volatilität von Wind, PV, Verbrauch usw. für die 972. Stunde dieses Jahres an der grundsätzlichen Problemstellung vorbei.

Mit den hier angeführten Gesichtspunkten ist die wesentliche Problemstellung für die Entwicklung der Übertragungsnetze umrissen: Schon wegen der langen Lebensdauer der Leitungsbauten muss die Politik einen entsprechenden Entwicklungsrahmen für die Entwicklung der Übertragungsnetze zur Verfügung stellen. Die von Politikern geäußerte Meinung, ein „robustes Netz“ sei jenes, das alle künftigen Anforderungen erfülle, wird wohl am Umweltschutz scheitern. „Robuste Leitungsausbauentscheidungen“ sind wohl jene, die in allen möglichen Zukünften benötigt werden.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7900, Fax: +43 316 873-107900, stigler@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

4.2 STOCHASTIK UND OPTIMIERUNG (SESSION C2)

4.2.1 Stochastische Abhängigkeiten von Prognosefehlern der dargebotsabhängigen Einspeisung

Jens D. SPREY¹, Annika KLETTKE¹, Albert MOSER¹

Motivation

Zur Aufrechterhaltung eines stabilen Betriebs des elektrischen Energieversorgungssystems ist die stetige Einhaltung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Nachfrage sicherzustellen. Der strukturelle Wandel des Erzeugungssystems führt zu einer zunehmenden Abhängigkeit der Einspeisung vom Dargebot und damit zu einer signifikanten Veränderung der Einflussfaktoren auf die Leistungsbilanzabweichungen. Im Vergleich zu den bisher dominierenden Ursachen wie Kraftwerksausfällen und der Lastprognosefehler nimmt die Bedeutung der Prognosegüte von Einspeisungen aus erneuerbaren Energien weiter zu.

Im Hinblick auf die Vermarktung der Einspeisungen aus erneuerbaren Energien werden für die individuellen Anlagen meistens zeitlich sowie räumlich hoch aufgelöste Prognosen erstellt. Für methodische Betrachtungen und Simulationen des europäischen Systems stehen diese jedoch derart aufgelöst selten zur Verfügung, sodass realitätsnahe Modelle Anwendung finden. Analysen bezüglich der stochastischen Abhängigkeiten zeigen, dass die Prognosefehler der dargebotsabhängigen Einspeisung sowohl zeitliche als auch geographische Zusammenhänge aufweisen und diese daher bei detaillierten Betrachtungen abzubilden sind. Dies gilt insbesondere wenn die Auswirkung einer räumlichen Konzentration von Prognosefehlern, wie beispielsweise bei Netzbetriebssimulationen, eine Rolle spielt.

Das Ziel dieses Beitrags ist es daher, ein Modell zur Abbildung stochastischer Abhängigkeiten von Prognosefehlern der dargebotsabhängigen Einspeisung für zukünftige Szenarien mit einer hohen geographischen Auflösung zu entwickeln.

Methodik

Aufgrund der geforderten Abbildung geographischer Abhängigkeiten bezüglich des Prognosefehlers sind für verschiedene Szenarien stochastisch abhängige Prognosefehler zu generieren, welche einer bestimmten Verteilung folgen. Für diesen flexiblen Fall der Modellierung eignet sich die Copula. Die Vorgehensweise zur Generierung stochastisch abhängiger Zufallszahlen unter Verwendung der Copula ist in Abbildung 1 dargestellt ist. [1]

Bei der copulabasierten Erzeugung von Zufallszahlen sind die Eingangsverteilungen x_1 und x_2 , die einer unterschiedlichen Verteilungsform wie z.B. der Normalverteilung oder der Gammaverteilung folgen können, zunächst in den Einheitsbereich zu transformieren. In dem Intervall $[-1, 1]$ erfolgt eine von der Randverteilung unabhängige Bestimmung der stochastischen Zusammenhänge der transformierten Verteilungen u_1 und u_2 . Basierend auf der ermittelten Abhängigkeit werden Zufallszahlen generiert, die anschließend mithilfe der Ausgangsverteilung in den Bildbereich rückzutransformieren sind.

Für die Erstellung der Copula werden regional aufgelöste, kurzfristige Prognosefehlerverteilungen benötigt, die jedoch nicht im benötigten Umfang vorliegen. Dahingegen existieren hoch aufgelöste Messwerte von Wetterstationen zum Beispiel für die Windgeschwindigkeit sowie die Solarstrahlung. Im Gegensatz zu der herkömmlichen Vorgehensweise bei der Copula, die gleiche Eingangs- wie Ausgangsverteilungen verwendet, wird vorliegend die Annahme getroffen, dass die stochastische Abhängigkeit der Prognosefehlerverteilungen der Abhängigkeit der Windgeschwindigkeitsänderungsverteilung ähnelt. Basierend auf diesen Verteilungen kann nun die Abhängigkeitsstruktur unabhängig von der Randverteilung bestimmt werden, wodurch ein wesentlicher Vorteil der Copula ausgenutzt wird. Die Rücktransformation in den Bildbereich erfolgt über die Ausgangsverteilung, die in erster Näherung als Normalverteilung angenommen wird und somit nicht der Eingangsverteilung entspricht.

¹ IAEW RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel.: +49 241 80-96713, Fax: +49 241 80-92197, ak@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

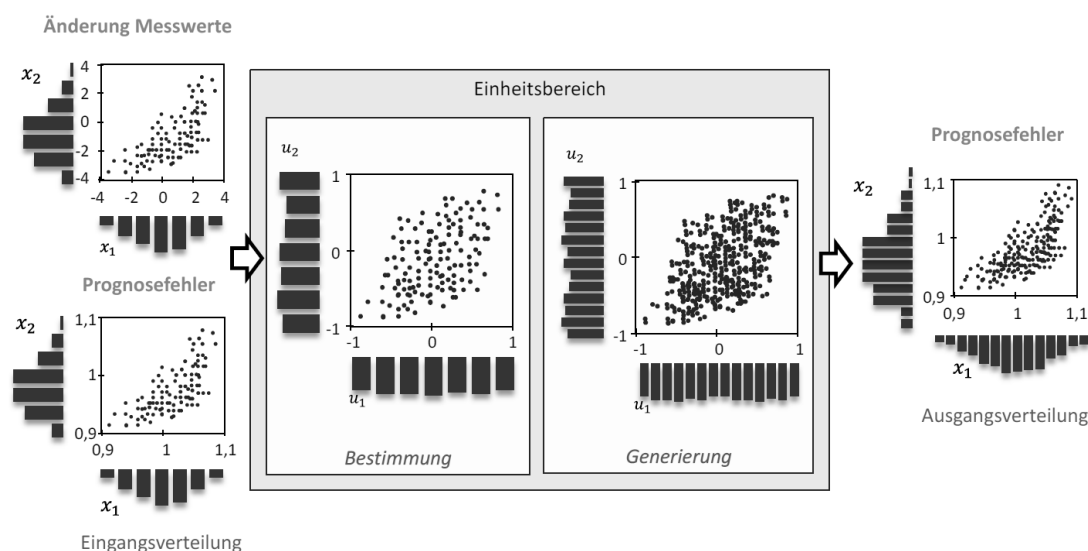


Abbildung 1: Vorgehen zur Erzeugung stochastisch abhängiger Zufallszahlen.

Die getroffenen Annahmen bei dem modifizierten Verfahren zur copulabasierten Erzeugung stochastisch abhängiger Zufallszahlen sind anhand historischer Daten zu verifizieren. Dabei wird zum einen untersucht, inwiefern die stochastischen Abhängigkeiten durch die Verteilung der Windgeschwindigkeitsänderung abbildbar sind und zum anderen der Randbereich der Summe der generierten Verteilungen unter Verwendung von Quantilswerten betrachtet.

Ergebnisse

Die Untersuchungen basieren auf historischen Messwerten von Wetterstationen und den dazugehörigen 2-Stunden-Prognosewerten, die für ein räumlich begrenztes Gebiet vorliegen. Für die Ermittlung der stochastischen Abhängigkeiten wird an dieser Stelle die Transinformation verwendet, welche ein Zusammenhangsmaß für unbekannte Abhängigkeitsstrukturen darstellt. [2]

Dabei ergibt sich für die Transinformation zwischen zwei Windparks im Falle der Windgeschwindigkeitsänderung als Eingangsverteilung eine Abweichung von 4,6 % gegenüber der herkömmlichen Vorgehensweise bei Verwendung der Copula. Somit wird die Abhängigkeitsstruktur durch das modifizierte Verfahren hinreichend genau abgebildet.

Darüber hinaus ergibt sich für die Quantilswerte der Summe der generierten Verteilungen bei der Verwendung des modifizierten Verfahrens für das 1 %-Quantil eine Abweichung von 1,7 % und für das 99 %-Quantil eine Abweichung von 6,4 %. Anhand dieser Quantilswerte ist festzustellen, dass ebenso wie die Abhängigkeitsstruktur auch der Randbereich hinreichend genau abgebildet wird.

Die Messwertänderungen der Windgeschwindigkeiten eignen sich folglich als Eingangsverteilung für die Copula zur Generierung stochastisch abhängiger Prognosefehler. Mithin wurde ein Modell entwickelt, welches bei der Simulation geographisch hoch aufgelöster Elektrizitätsversorgungssysteme Anwendung finden kann.

Literaturverzeichnis

- [1] G. Papaefthymiou und D. Kurowicka, „Using copulas for modeling stochastic dependence in power system uncertainty analysis“, IEEE Transactions on Power Systems, Bd. 24, Nr. 1, 2009.
- [2] Pluim, Josien P W, Maintz, J B Antoine und M. A. Viergever, „Mutual-information-based registration of medical images: A survey“, IEEE transactions on medical imaging, Bd. 22, Nr. 8, 2003.

4.2.2 Einfluss kurzfristig steuerbarer Netzbetriebsmittel auf den Übertragungsnetzbetrieb unter steigenden Unsicherheiten

Tobias VAN LEEUWEN¹, Jonas EICKMANN¹, Albert MOSER¹

Hintergrund

Betreiber von Übertragungsnetzen stehen im Kontext des strukturellen Wandels des Elektrizitätsversorgungssystems vor großen Herausforderungen. Der Ausbau von dezentralen dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen sowie der zunehmende Handel mit elektrischer Energie auf europäischer Ebene führen das Übertragungsnetz näher an betriebliche Grenzen. Darüber hinaus kommt es zu Verzögerungen beim Netzausbau, so dass Übertragungsnetzbetreiber vermehrt aktiv in den Netzbetrieb eingreifen müssen [1]. Zunehmende Unsicherheiten auf der Erzeugungsseite, wie Prognosefehler von Erneuerbaren Energien, erschweren den Übertragungsnetzbetrieb zusätzlich, da es zu Abweichungen von antizipierten Betriebszuständen kommen kann. Auf unerwartete Überlastungen müssen Übertragungsnetzbetreiber im Systembetrieb reagieren und entsprechende Maßnahmen einleiten. Dabei ist zu beachten, dass die Verfügbarkeit dieser Maßnahmen durch Aktivierungszeiten eingeschränkt ist. Situationen mit unzureichenden Reaktionsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber sind deshalb unbedingt zu vermeiden. Daher ist eine redundante Auslegung des Übertragungsnetzbetriebs eine Möglichkeit mit diesen Unsicherheiten umzugehen. Dies wird zwar im Rahmen des (n-1)-Kriteriums schon heute so gehandhabt, ist aber im Kontext von hohen Einspeiseunsicherheiten möglicherweise nicht immer ausreichend. Eine rein redundante Betriebsauslegung zur Beherrschung von Unsicherheiten würde daher hohe Redispatchmengen erfordern und ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll.

Daneben ermöglichen Netzbetriebsmittel, wie etwa HGÜ-Strecken, FACTS oder Phasenschiebertransformatoren, die sehr kurzfristige Steuerbarkeit von Leistungsflüssen im Übertragungsnetz. Betriebsstrategien, die dieses kurzfristige Potential nutzen, können daher ideal zur Beherrschung von Unsicherheiten eingesetzt werden. Durch eine kurative oder korrektive Maßnahmenumsetzung, wie z.B. die HGÜ-Arbeitspunktanpassung nach einem Ausfall, können die notwendigen präventiven Redispatchmengen zur Schaffung von Redundanzen deutlich reduzieren.

Methodik

Zur Quantifizierung des Einflusses von kurzfristig einsetzbaren Netzbetriebsmitteln auf den Übertragungsnetzbetrieb ist ein probabilistisches Optimierungproblem formuliert worden. Der „probabilistic security-constrained optimal power flow (pSCOPF)“ basiert dabei auf einem linearen deterministischen Optimierungsverfahren, das bereits für viele Fragestellungen auf Netzmodellen des europäischen Übertragungsnetzes eingesetzt wurde [2]. Dieses Optimierungsverfahren ist um die Berücksichtigung von Szenarien erweitert worden. Die Szenarien beinhalten korrelierte Einspeiseunsicherheiten von Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien und repräsentieren im Übertragungsnetzbetrieb möglicherweise auftretende Betriebszustände. Für jedes Szenario werden Strom- und Spannungsgrenzwerte sowie relevante Freiheitsgrade (HGÜ-Strecken, Transformatoren und Erzeugungsanlagen) berücksichtigt. Darüber hinaus sind szenario- und zeitkoppelnde Nebenbedingungen formuliert worden, um die Aktivierungszeit vorhandener Engpassbehebungsmaßnahmen adäquat abbilden zu können. Diese Formulierung erlaubt es somit eine präventive, kurative und korrektive Maßnahmenumsetzung im Übertragungsnetzbetrieb zu simulieren. Damit ist es möglich Steuerungsstrategien sowie Freiheitsgrade im Übertragungsnetzbetrieb unter dem Einfluss von Unsicherheiten zu bewerten. Das Optimierungsproblem ist als sukzessives lineares Optimierungsproblem formuliert. Zahlreiche Heuristiken erlauben außerdem die Anwendung des Verfahrens auf Modelle des Übertragungsnetzes auf europäischer Ebene.

¹ RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 80 96731, Fax: +49 241 80 92197, tl@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Exemplarische Ergebnisse

Exemplarische Ergebnisse sind für ein Erzeugungsszenario des Jahres 2024 auf einem Modell des deutschen Übertragungsnetzes simuliert worden. Dieses Modell enthält rund 2500 Knoten und 4000 Zweige. Die Ergebnisse zeigen, dass kurzfristig steuerbare Netzbetriebsmittel einen großen Einfluss auf die netzbetrieblichen Kosten und die notwendigen Redispatchmengen haben. Dabei ist insbesondere der Einsatz von HGÜ-Strecken bei einer korrektiven Maßnahmenumsetzung hervorzuheben, wodurch sich der zur Netzsicherheit notwendige Redispatchaufwand massiv reduzieren lässt.

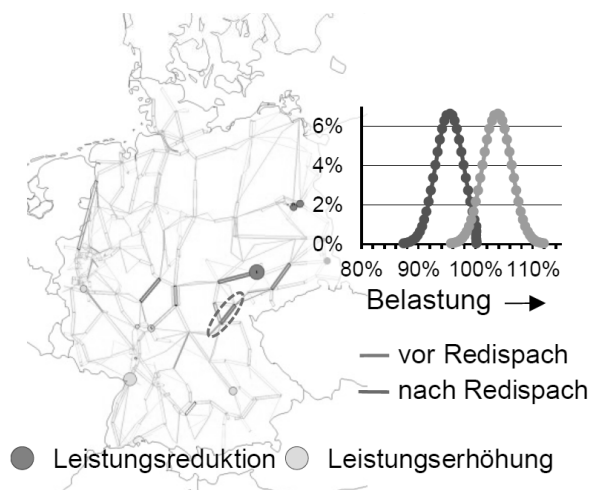


Abbildung 1: Exemplarisches Ergebnis der probabilistischen Optimierung.

Hinweis

Der Beitrag wird im Rahmen des geförderten Forschungsprojektes „Innovative Tools for Future Coordinated and Stable Operation of the pan-European Electricity Transmission System (UMBRELLA)“, unter dem 7. Rahmenprogramm (RP7) der Europäischen Union (Förderkennzeichen 282775) erstellt.

Referenzen

- [1] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. „Monitoringbericht 2014“. 14.11.2014
- [2] J. Eickmann, C. Bredtmann, A. Moser. Security-Constrained “Optimization Framework for Large-Scale Power Systems Including Post-Contingency Remedial Actions and Inter-Temporal Constraints”. International Symposium on Energy System Optimization, Heidelberg 2015.

4.2.3 Modellierung der zukünftigen Netznutzung elektrischer Übertragungssysteme als stochastischer Prozess

Andreas MOORMANN¹, Oliver SCHEUFELD¹, Simon KRAHL¹,
Albert MOSER¹

Inhalt

Die Betriebsplanung und -führung stellen Kernaufgaben europäischer Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung einer sicheren und zuverlässigen Versorgung mit elektrischer Energie dar. Durch den rasanten Anstieg der Anzahl von Erzeugungsanlagen auf Basis der sogenannten erneuerbaren Energien (EE-Anlagen) und der damit verbundenen Erzeugungskapazität sowie der von der EU forcierten Integration nationaler Märkte für elektrische Energie zu einem gemeinsamen Markt ist die Komplexität dieser Kernaufgaben in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Einerseits ist dies durch die Volatilität der EE-Anlagen begründet, andererseits durch die Intensivierung der länderübergreifenden Energieflüsse im europäischen Verbundsystem.

Der aktuell von den Mitgliedern des „European Network of Transmission System Operators for Electricity“ (ENTSO-E) durchgeführte Prozess zur vortäglichen Betriebsplanung („Day-Ahead Congestion Forecast“ (DACF)) basiert auf stündlichen, deterministischen Prognosen für die Einspeisung, den Verbrauch und den Handel elektrischer Leistung. Die Prognoseunsicherheit, d.h. eine potenzielle Differenz zwischen der Prognose und dem tatsächlich auftretenden Wert, findet hierbei keine Berücksichtigung. Aus der Prognose aller Lasten und Einspeisungen im betrachteten Netzbereich resultiert ein Netznutzungsfall (NNF), der als Eingangsdatum für Netzberechnungen und -analysen ((z.B. Lastflussrechnungen, Ausfallsimulationen (N-1)) dient. Die Ergebnisse dieser Berechnungen bzw. Analysen erlauben Aussagen zu zukünftigen Netzzuständen und liefern Hinweise für kritische Situationen, die ein Eingreifen der Betriebsführung erfordern (z.B. Redispatch, Schaltmaßnahmen, etc.). Eine mögliche Strategie zur Reduktion des erforderlichen Umfangs und der Komplexität der Eingangsdaten stellt die Identifikation repräsentativer NNF dar. Mit Hilfe dieser repräsentativen NNF ist es möglich, jene NNF, die im Rahmen des Betriebsplanungsprozesses ermittelt werden, einer Gruppe von NNF zuzuordnen, die ähnliche Eigenschaften aufweisen. Weiterhin lassen sich mit Hilfe der Modellierung zukünftiger NNF als stochastischer Prozess, die Wahrscheinlichkeiten für den Übergang zweier aufeinanderfolgender NNF bzw. der Gruppen, den sie zugeordnet sind, bestimmen. Für jede Gruppe können bereits im Vorfeld („offline“) Maßnahmen bzw. optimale Schaltzustände ermittelt und bewertet werden. Zudem ist es möglich, diese Information zur Ermittlung von Schaltzuständen zu verwenden, die für eine Vielzahl aufeinanderfolgender NNF gültig sind.

Methodik

Der erste Schritt des Verfahrens ist die Zusammenfassung zeitlich aufeinander folgender, historischer NNF mit ähnlichen Eigenschaften in Gruppen (sogenannten Clustern). Dabei ist die Anzahl der Cluster vordefiniert. Somit ist es möglich, alle NNF eines Clusters durch einen einzigen NNF zu repräsentieren. Bei diesem repräsentativen NNF handelt es sich um das sogenannte Clusterzentrum. Das Verfahren nutzt zum Clustering zum einen das meta-heuristische Verfahren der Partikel-schwarm-Optimierung (PSO). Die PSO findet die besten Clusterzentren nach einer bestimmten Anzahl von Iterationen in einem zufallsgesteuerten und nicht-willkürlichen Prozess. Zum anderen wird der k-Means Algorithmus genutzt, um der PSO sinnvolle Startlösungen vorzugeben. Auf diese Weise wird die Ergebnislösung signifikant verbessert und die benötigte Rechenzeit reduziert.

Die Cluster können als möglicher zukünftiger Zustand der Netznutzung definiert werden. Auf Basis der Clusterergebnisse werden anschließend die entsprechenden Erwartungswerte der Zustandsübergänge und -dauern bestimmt. Auf Basis dieser Informationen kann das stochastische Verhalten der Netznutzung mittels eines Markoff-Prozesses dargestellt werden. Hierzu werden die Übergangswahrscheinlichkeiten zwischen den Clustern berechnet.

¹ Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V., Roermonder Straße 199, Tel.: +49 241 997 857-16, +49 241/997857-22, andreas.moormann@fgh-ma.de, www.fgh-ma.de

Der Markoff-Prozess wird in der Energieversorgung unter anderem erfolgreich zur Zuverlässigkeitsanalyse verwendet. Die Eingangs- und Ausgangsdaten des Verfahrens sind in Abbildung 1 dargestellt. Mit Hilfe dieses stochastischen Prozesses können Aussagen über den grundsätzlichen Verlauf der Netznutzung getroffen werden. Insbesondere können z.B. zukünftige NNF einem entsprechenden Cluster zugeordnet werden und mögliche Folgezustände bestimmt werden. Das Verfahren wird in der Langfassung detailliert beschrieben.

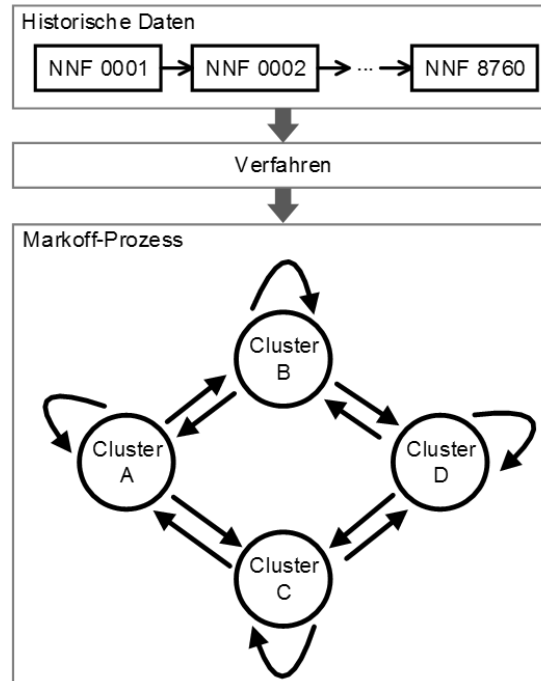


Abbildung 1: Schematischer Überblick.

Ergebnisse

Das entwickelte Verfahren wurde mit Hilfe historischer NNF, welche aus DACF-basierten Prognosen ermittelt wurden, getestet. Aus dem Ergebnis des Clustering lassen sich die Verteilungen der NNF innerhalb eines Clusters gewinnen und darstellen. In einem folgenden Schritt kann aus diesen Verteilungen abgeleitet, ob die NNF eines Clusters bspw. durch einen NNF oder das Ergebnis einer Monte-Carlo-Simulation repräsentiert werden können. Weiterhin wird die Zuordnung von NNF überprüft, die nicht Teil der historischen Datenbasis, die zur Erstellung der Cluster verwendet worden sind, sind. Dabei muss sichergestellt sein, dass zwei zeitlich aufeinanderfolgende NNF Clustern zugeordnet werden, die im Markoff-Modell einen Zustandsübergang aufweisen. Eine mögliche Anwendung des resultierenden homogenen Markoff-Modells ist die Verwendung als Eingangsdatum für die Ermittlung robuster Schaltzustände. Diese Schaltzustände zeichnen sich dadurch aus, dass sie für eine Vielzahl aufeinanderfolgender NNF gültig sind. Somit wird die Anzahl der Schalthandlungen reduziert.

4.2.4 Regional Generation Adequacy Assessment using a Probabilistic Approach (Pentalateral Energyforum)

Stefan HÖGLINGER¹

Einleitung

Das Pentalaterale Energieforum (PLEF) hat 2015 einen ersten gemeinsamen regionalen Versorgungssicherheitsreport für Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Österreich und der Schweiz veröffentlicht (*Im 2005 gegründeten Pentalateralen Energy Forum (PLEF) arbeiten unter dem Vorsitz der zuständigen Ministerien Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Strombörsen und Vertreter der regionalen Marktparteien-Plattform zusammen, um die regionale Strommarktintegration voranzubringen. Österreich ist seit 2011 Vollmitglied*).

Mit diesem Report haben zum ersten Mal die Übertragungsnetzbetreiber mehrerer Staaten ihre Lastdeckungsmöglichkeiten im Strombereich gemeinsam berechnet und dabei u. a. die wechselseitigen Einflüsse im Binnenmarkt berücksichtigt. Im vorliegenden Beitrag werden die Ergebnisse des Berichtes und die verwendete Methode vorgestellt sowie ein Ausblick auf zukünftige Entwicklungen und Verbesserungsmöglichkeiten gegeben.

Auf Ebene der ENTSO-E werden halbjährlich der Winter Outlook Report bzw. Summer Outlook Report publiziert, welche eine Einschätzung darüber geben, wie es um die Versorgungssicherheit aufgrund bestehender sowie zukünftiger Erzeugungseinheiten (Generation Adequacy) in den einzelnen Mitgliedsländern der ENTSO-E bestellt ist. Eine längerfristige Betrachtung wird mit dem System Outlook & Adequacy Forecast Report publiziert. Die dafür verwendete Methode (statische Leistungsbilanzen) berücksichtigt jedoch nur uneinheitlich den Beitrag der erneuerbaren Energieträger zur Lastdeckung. Unter anderem werden auch die Möglichkeiten des internationalen Energieaustausches nur unzureichend modelliert. Daher wurde im Rahmen des PLEF Versorgungsberichtes ein probabilistischer Ansatz gewählt um diese Unzulänglichkeiten der ENTSO-E Methode zu beseitigen. Die ENTSO-E plant in Zukunft, diese Methode auch für die ihre Generation Adequacy Berichte anzuwenden.

Methodischer Ansatz

Für den vorliegenden regionalen Versorgungssicherheitsbericht wurde erstmals ein probabilistischer Ansatz gewählt. Harmonisierte Eingangsdaten ermöglichen eine wahrscheinlichkeitsorientierte Risikoanalyse in stündlicher Auflösung. Für jede Stunde des zu analysierenden Jahres wird 210-mal die Lastdeckungsmöglichkeit für jedes der beteiligten sieben Länder mit Hilfe eines vereinfachten Marktmodells berechnet. Die variierenden Eingangsparameter ergeben sich aus der:

- Temperaturabhängigkeit der Last
- Ausfallswahrscheinlichkeit des eingesetzten Kraftwerksparks
- Stochastischen Verteilung der Erzeugung aus Kraftwerken mit erneuerbaren Energieträgern
- Differenzierten Modellierung der Erzeugung aus Wasserkraft
 - Modellierung von „dry“, „normal“ und „wet“ Jahren
 - Modellierung von Pumpspeicher- bzw. Speicherkraftwerken

Als beschränkender Faktor für den internationalen Energieaustausch wird im Modell ein von den Nachbarstaaten beidseitig akzeptierter BTC (Bilateral Transfer Capacity) verwendet. Indikatoren für die Einschätzung der Versorgungssicherheit sind u. a. Loss of Load Expectations (LOLE), Energy not served (ENS) und Remaining Thermal Capacity.

Die verwendete Methode ermöglicht eine Vielzahl von Sensitivitätsanalysen, wovon jedoch nur einige im Zuge dieses ersten Berichtes durchgeführt wurden (z. B. Auswirkungen von DSR Potenzial in Deutschland auf Versorgungssicherheit in Frankreich).

¹ Austrian Power Grid AG (APG), 1220 Wien, Wagramer Straße 19, Tel.: +43 50 320 56357, Fax: +43 50 320 156357, stefan.hoeglinger@apg.at, www.apg.at

Ausblick

Obwohl die verwendete Methode signifikante Verbesserungen gegenüber der herkömmlichen statischen Leistungsbilanzberechnungsweise der ENTSO-E darstellt, wurden im Zuge der Erstellung des Berichtes eine Reihe von Verbesserungsmöglichkeiten festgestellt.

- Die internationalen Energieaustauschmöglichkeiten werden in den PLEF Ländern bereits seit längerem mittels Flow Based Ansatz berechnet. Dies soll in Zukunft auch im Modell abgebildet werden.
- Die Temperaturabhängigkeit der Last stützt sich derzeit nur auf eine 10-jährige Zeitreihe von Last und Temperatur. Eine längere Betrachtungsdauer würde die Robustheit der berechneten Parameter erhöhen.
- Vor allem die Modellierung von Pumpspeichern stellt eine Herausforderung dar. Auch hier können Modellverbesserungen zu deutlich besseren Ergebnissen führen.
- Ein Kritikpunkt am vorliegenden Bericht betrifft auch die Konzentration auf Generation Adequacy, also die Versorgungssicherheit aufgrund ausreichend vorhandener Erzeugungskapazitäten. Transmission Adequacy Probleme, wie sie in Deutschland – aber auch in Österreich – bestehen, werden mit der Methode in der derzeitigen Form jedoch nicht erfasst.

Die ENTSO-E hat die Ergebnisse des PLEF Berichtes aufgegriffen und eine Task Force gegründet die zum Ziel hat, diese Methode auch für die bestehenden ENTSO-E Adequacy Berichte zu verwenden.



4.2.5 Einfluss des Unit-Commitments im Redispatch

Jonas EICKMANN¹, Jens PRIEBE¹, Albert MOSER¹

Hintergrund

Anzahl und Umfang von Redispatchmaßnahmen, die im Jahr 2015 zur Entlastung des deutschen und polnischen Übertragungsnetzes erforderlich waren, zeigen deutlich auf, dass das Übertragungsnetz der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien nicht mehr vollständig gewachsen ist. Stattdessen müssen insbesondere in Zeiten mit hoher Einspeisung aus Windenergieanlagen umfängliche Eingriffe in den konventionellen Kraftwerkseinsatz durchgeführt werden. Bei diesen Eingriffen werden zunehmend auch die Abschaltung sowie die Anfahrt von Kraftwerksblöcken erforderlich.

Für die Simulation der Redispatchmaßnahmen in zukünftigen Szenarien des Elektrizitätsversorgungssystems, die bisher Rechenzeit entweder nur linear oder ohne Berücksichtigung der Unit-Commitments durchgeführt wird, bedeutet dies, dass eine Erweiterung der bestehenden Simulationsverfahren erforderlich ist.

Ziel dieses Beitrags ist daher die Vorstellung eines Verfahrens, welches die zeitkoppelnde Simulation der Engpassbehebung im Übertragungsnetzbetrieb unter Berücksichtigung aller verfügbaren Maßnahmen ermöglicht, und dabei auch ganzzahlige Kraftwerkseinschaltentscheidungen berücksichtigt.

Modellbildung

Basis des entwickelten Verfahrens ist eine Modellierung der Engpassbehebung im Übertragungsnetzbetrieb als zeitkoppelndes und gemischt-ganzzahliges Security-Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) Problem. Die Modellierung umfasst dabei die Einhaltung von Strom- und Spannungsgrenzen im Normalbetrieb sowie nach Betriebsmittelausfällen. Zur Behebung von Grenzwertverletzungen stehen Topologieschaltmaßnahmen, die Stufung von Phasenschiebertransformatoren und Kompensationselementen, der Einsatz von HGÜ sowie Eingriffe in die Last- und Einspeisesituation zur Verfügung. Die Eingriffe in die Last- und Einspeisesituation umfassen Maßnahmen des Einspeisemanagements und der Lastabschaltung, insbesondere aber auch den Redispatch konventioneller Kraftwerke unter Berücksichtigung von Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten, zulässigen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten und Startkosten.

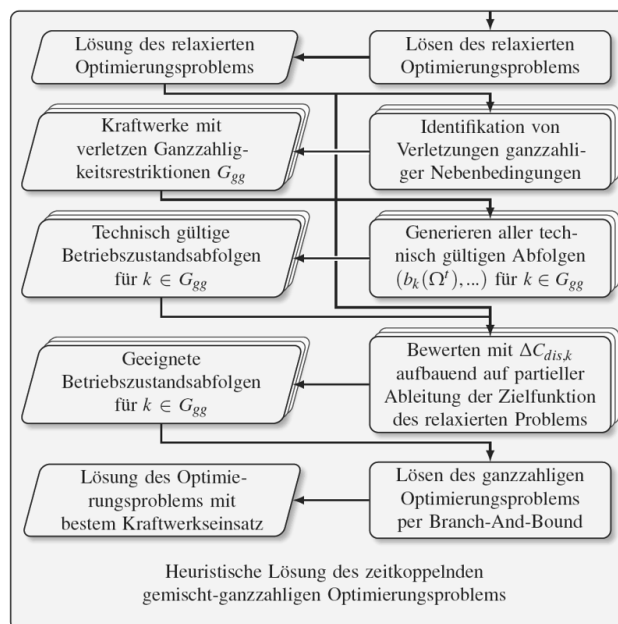


Abbildung 1: Heuristische Lösung des gemischt-ganzzahligen Unit-Commitment Problems.

¹ RWTH Aachen, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 8096711, je@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Verfahren

Zur Lösung des beschriebenen SCOPF-Problems für große Übertragungsnetzmodelle, wie sie zur Simulation des deutschen Übertragungsnetzes als Teil des europäischen Synchronverbundes erforderlich sind, wird das modulare ZKNOT-Optimierungsframework eingesetzt. Dieses basiert auf einer sukzessiv linearen Lösung des SCOPF-Problems unter Verwendung von Reduktions-, Approximations- und Prädiktionsmechanismen.

Zur Berücksichtigung ganzzahliger Kraftwerkseinsatzentscheidungen wird das Optimierungsframework um Methoden zur effizienten Berücksichtigung dieser Entscheidungen erweitert. Dazu werden in einem ersten Schritt die Betriebsdiagramme der Synchrongeneratoren derart relaxiert, dass die Anzahl der explizit zu berücksichtigenden Ganzzahligkeitsentscheidungen minimiert wird. Darauf aufbauend wird ein modifizierter Branch-and-Bound-Algorithmus angewendet, der aufbauend auf der Lösung des kontinuierlich relaxierten Optimierungsproblems Kraftwerkseinsatzentscheidungen so trifft, dass auch für große Optimierungsprobleme der Berechnungsaufwand beherrschbar bleibt. Der schematische Aufbau der vorgestellten Verfahrenserweiterung ist in Abbildung 1 dargestellt.

Exemplarische Untersuchungen

Abschließend werden die Eigenschaften des entwickelten Verfahrens auf Basis eines zukünftigen Szenarios der elektrischen Energieversorgung untersucht. Hierzu wird aufbauend auf dem Szenario B 2024 des deutschen Netzentwicklungsplans 2014 untersucht, welchen Einfluss ganzzahlige Kraftwerkseinschaltentscheidungen auf die Menge an erforderlichem Redispatch und die Zusammensetzung der Redispatchmengen nach Primärenergieträger haben.

In einem ersten Schritt wird dazu der Einfluss der heuristischen Vereinfachungen des entwickelten Lösungsverfahrens untersucht. Dieser ist exemplarisch in Abbildung 2 dargestellt. Es zeigt sich, dass die entwickelten Verfahren zu einer signifikanten Reduktion des Berechnungsaufwandes bei einem geringen Einfluss auf die Lösungsgüte führen.

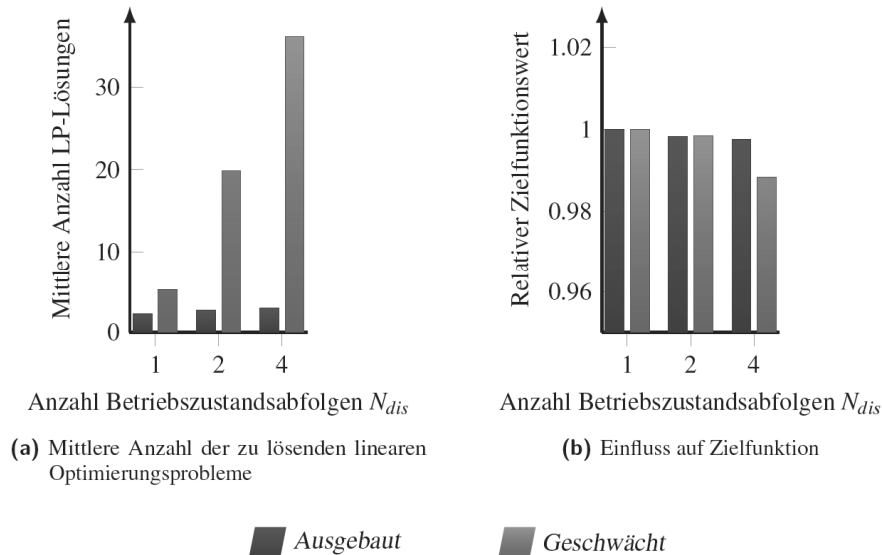


Abbildung 2: Rechenaufwand und Lösungsgüte durch heuristische Lösung des gemischt-ganzzahligen SCOPF-Problems.

Bei weitergehenden Analysen zeigt sich, dass die Berücksichtigung von Kraftwerksabfahrten bei der Simulation von Redispatchmaßnahmen eine große Wechselwirkung mit der Menge an erforderlichen Maßnahmen des Einspeisemanagements hat. Darüber hinaus hat auch die Berücksichtigung zeitkoppelter Kraftwerkseinsatzrestriktionen einen Einfluss auf die Zusammensetzung der Redispatchmaßnahmen nach Primärenergieträger, während die gesamte Redispatchmenge weitestgehend unabhängig von der Berücksichtigung zeitkoppelter Restriktionen ist.

4.2.6 Methoden zur Reduktion der Rechenzeit linearer Optimierungsmodelle in der Energiewirtschaft – Eine Performance-Analyse

Karl-Kiên CAO¹, Ambros GLEIXNER², Matthias MILTENBERGER²

Hintergrund

Liberalisierung und zunehmende Dezentralisierung in der Energiewirtschaft führen dazu, dass Energieversorgungssysteme stetig komplexer werden. Vor dem Hintergrund der angestrebten Schaffung gemeinsamer Energiebinnenmärkte und der fortschreitenden Transformation des Energiesystems hin zu einer verstärkten Sektor-Kopplung und hohen Stromversorgungsanteilen aus dezentralen Erzeugungsanlagen kann von einer Fortführung dieses Trends ausgegangen werden. In diesem Zusammenhang stehende, neue energiewirtschaftliche und energiepolitische Fragestellungen werden häufig mit Hilfe von Optimierungsmodellen untersucht.

Die zunehmende Komplexität des zu modellierenden Systems führt allerdings dazu, dass heutige Energiesystemmodelle an ihre Grenzen in Bezug auf die vertretbare Rechenzeit stoßen. Denn die sich ergebenden linearen Optimierungsprobleme (LPs) erreichen mittlerweile Größenordnungen, die zum Zeitpunkt der Entwicklung der verwendeten Lösungsalgorithmen keine anwendungsnahe Relevanz hatten.

Eine Vielzahl an Arbeiten im Bereich der Energiesystemanalyse, die sich mit dieser Herausforderung konfrontiert sieht, begegnet ebendieser mit unterschiedlichen Strategien. Naheliegend aus Anwendersicht ist die Reduktion der Modellgröße entweder durch die Verkleinerung der Modellauflösung oder mittels verstärkter Einschränkung des Untersuchungsgebiets, innerhalb der zeitlichen, räumlichen oder technologischen Dimensionen des Modells. Dazu zählen unter anderem 1. die Aggregation bzw. Reduktion von Modellknoten, 2. die Verringerung der Anzahl berücksichtigter Technologien, 3. die Vergrößerung von Zeitschritten und 4. die Verkleinerung betrachteter Zeitperioden, beispielsweise durch die Verwendung von „Typ-Tagen“. Zwar ist die Anwendung dieser Strategien häufig Teil der Methodik inhaltlicher Studien, systematische Benchmarks zur Bewertung ihrer Effektivität werden jedoch meist nicht durchgeführt.

Untersuchungsschwerpunkt und Methodik

Neben der Erstellung einer Übersicht und der Kategorisierung existierender Ansätze zur Reduzierung der Rechenzeit in Energiesystemmodellen adressiert die vorliegende Arbeit genau diesen Sachverhalt. Hierzu werden LP-Instanzen verschiedener Größenordnungen des Modells REMix [1] generiert. Diese unterscheiden sich jeweils in den o.g. Modellcharakteristika (1.-4.) und ferner darin, inwieweit zusätzlich eine Ausbauplanung (5.) für bestimmte Technologien zulässig ist. Unter Berücksichtigung einer dreistufigen Differenzierung der jeweiligen Modellcharakteristika in „min“, „std“, „max“ wird für eine Anzahl von 45 Modellinstanzen ein Benchmarking kommerzieller Löser (u.a. CPLEX und MO-SEK) durchgeführt. Neben dem Einsatz unterschiedlicher Lösungsalgorithmen, wie dem Simplex- oder Barrier-Verfahren (mit und ohne Crossover), wird sowohl der Speed-Up mittels Multithreading als auch die Skalierung der LP-Instanzen analysiert.

Für letzteres werden im Folgenden Modellinstanzen, welche sich jeweils nur in einem Merkmal (1.-5.) unterscheiden, miteinander verglichen. Als wesentliche Indikatoren dienen hierzu zum einen die Modellgröße (Anzahl der „non-zeros“ im LP) und zum anderen die Zeitdauer zum Lösen des Optimierungsproblems.

¹ Institut für Technische Thermodynamik, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart, Tel.: +49 711 6862-459, karl-kien.cao@dlr.de, www.dlr.de/tt

² Zuse Institut Berlin, Takustraße 7,
{Tel.: +49 30 84185-169, gleixner@zib.de},
{Tel.: +49 30 84185-245, miltenberger@zib.de},
www.zib.de

Exemplarische Ergebnisse

Die Untersuchungsergebnisse zeigen im Allgemeinen, dass sich im Vergleich der Lösungsverfahren die Verwendung des Barrier-Lösungsverfahrens ohne anschließenden Crossover empfiehlt. Die folgenden Abbildungen veranschaulichen für eine Auswahl von Modellinstanzen, die so gelöst wurden, inwieweit sich Modellgröße und Lösungsdauer erhöhen, wenn einerseits die im Modell betrachtete Zeitspanne (4.) und andererseits der Grad der zulässigen Ausbauplanung (5.), verändert werden. Konkret bedeutet dies im Falle von ersterem eine Verlängerung des modellierten Zeithorizonts von einem Tag („min“) auf 30 Tage („std“). Anhand des Box-Plots auf der linken Seite von Abbildung 1 wird erkenntlich, dass die Modellgröße in allen Fällen nahezu proportional dazu skaliert. Dies gilt im Mittel zwar weitestgehend auch für die Dauer zum Lösen des Optimierungsproblems, diese variiert allerdings stärker. Je nach Modellkonfiguration erhöht sie sich um das 5- bis 70-fache.

Im Vergleich dazu zeigt Abbildung 2, inwieweit die Modellinstanzen skalieren, wenn einerseits lediglich die Ausbauoptimierung einer flexiblen Stromerzeugungstechnologie („min“) zulässig ist, andererseits aber auch zusätzlich Übertragungsnetzkapazitäten („std“) oder sogar Energiespeichertechnologien („max“) bei der Ausbauplanung hinzukommen. Während sich hierdurch die Modellgröße nur minimal ändert, wird deutlich, dass sich zwar für einen Großteil der untersuchten Instanzen die Lösungsdauer um nicht mehr als das 2,5-fache erhöht, sie in bestimmten Fällen aber auch erheblich zunimmt. Dies ist jedoch nicht auf die Modellgröße zurückzuführen, denn die höchsten Rechenzeiten ergeben sich u.a. für eine Instanz der Größenklasse „medium“, wo Ausbauplanung von Übertragungskapazitäten und Speichern gleichzeitig stattfindet und die maximale Anzahl an Modellknoten berücksichtigt wird.

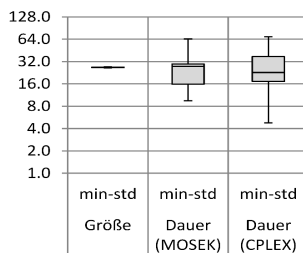


Abbildung 1: Skalierung der Modellinstanzen durch Variation der berücksichtigten Zeitspanne.

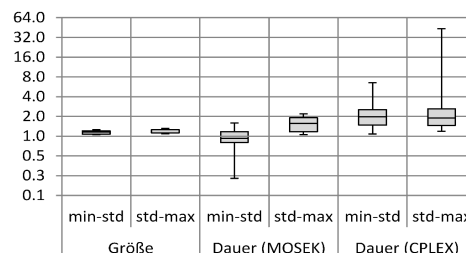


Abbildung 2: Skalierung der Modellinstanzen^{1*} durch Variation der zulässigen Ausbauplanung.

Schlussfolgerungen und weitere Inhalte

Der hier vorgestellte Beitrag zeigt mögliche Ansätze zur Reduktion der Rechenzeit von LPs mit energie-wirtschaftlichem Anwendungshintergrund auf. Diese Ansätze bilden im Allgemeinen die Grundlage für konzeptionelle Strategien zur Beschleunigung von Energiesystemmodellen, welche häufig auf eine Vereinfachung des zu Grunde liegenden Optimierungsproblems durch dessen Zerlegung in Teilprobleme abzielen. Die gezeigten Ergebnisse legen u.a. den Schluss nahe, dass, im Vergleich von Verkürzung von Betrachtungszeiträumen gegenüber unterschiedlichen Stufen der Ausbauplanung, ersteres deutlichere Potentiale zur Senkung der Rechenzeit bietet. Dies trifft umso mehr vor dem Hintergrund zu, dass typische energiewirtschaftliche Anwendungen nicht nur wenige Tage, sondern ganze Jahreszeiträume betrachten. Folgerichtig findet deshalb auch vermehrt die Methode der rollierenden Einsatz- bzw. Ausbauplanung in der Praxis Anwendung. Weitere, hier nicht vorgestellte Analysen, zeigen zudem die Potentiale zur Rechenzeitreduktion durch Änderung der räumlichen oder zeitlichen Auflösung der LPs, sowie durch Ausnutzung der Parallelisierbarkeit des Barrier-Lösungsverfahrens.

Verweise

- [1] „Renewable Energy Mix for sustainable electricity supply“ (Scholz Y, Gils HC, Pregger T, Luca de Tena D, Heide D: Integrated capacity expansion and operation modelling for variable renewable energy based power supply in Europe. Energy 2016 [in preparation])

^{1*} Diese Auswertung ist gültig für drei von vier Modellgrößen-Klassen (34 Instanzen): „small“ (< 1MB), „medium“ (<40 MB) und „large“ (<100 MB), d.h. die 12 Instanzen der Größenklasse „huge“ (<200 MB) sind in dieser Auswertung nicht berücksichtigt. Rechenumgebung: Intel Xeon CPU X5672 3.20GHz, Quad-core, 4 Threads, 48 GB Arbeitsspeicher Ubuntu Linux 14.04.1 LTS, 64 bit

4.3 SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN I (SESSION C3)

4.3.1 Preisbildung im Regelenergiemarkt – Ein Vergleich von linearen, gemischt-ganzzahligen und spieltheoretischen Ansätzen

Daniel HUPPMANN¹, André ORTNER², Christoph GRAF³

„Strom ist ein ganz besond’rer Saft“

Aufgrund der besonderen Eigenschaften von elektrischer Energie funktionieren Strommärkte in vielerlei Hinsicht nicht wie Märkte im herkömmlichen Sinn. Auf der Angebotsseite unterliegen Kraftwerke vielen technisch-ökonomischen Einschränkungen wie etwa Anfahrkosten, Minimallast und Restriktionen bezüglich der Laständerungen. Auf der Nachfrageseite ist der Netzbetreiber dafür verantwortlich, kurzfristige Abweichungen vom Fahrplan, unvorhergesehene Ausschläge des Verbrauchs sowie Frequenzschwankungen durch die Vorhaltung von Regelenergie auszugleichen. Diese Märkte betreffen unterschiedliche Produkte und funktionieren auf unterschiedlichen zeitlichen Ebenen – in der derzeitigen Situation in Deutschland und Österreich müssen sich Kraftwerksbetreiber lange vor Marktschluss des Spotmarkts für die Bereitstellung von Regelenergie über einen längeren Zeitraum verpflichten (Müsgens et al., 2014).

Durch die binären Entscheidungen der Kraftwerksbetreiber (Kraftwerk: ein oder aus, Teilnahme am Regelenergiemarkt: ja oder nein) eignen sich lineare Modelle nur sehr eingeschränkt zur Abbildung des Spot- und Regelenergiemarktes, da dieser Ansatz die technisch-ökonomischen Restriktionen nicht ausreichend berücksichtigen kann. Insbesondere die Anfahrkosten und die Mindestlastbeschränkungen müssen stark vereinfacht werden (Just & Weber, 2008), wodurch die Kraftwerkseinsatzentscheidungen nicht korrekt abgebildet werden.

Auf der anderen Seite erlauben gemischt-ganzzahlige Optimierungsmodelle nicht – wie in konvexen Marktgleichgewichtsmodellen üblich – die Ableitung von Schattenvariablen und deren Interpretation als markträumende Preise (O’Neill et al, 2005). Die Bestimmung eines Marktgleichgewichtes und der entsprechenden Preise zwischen nicht-kooperativen Akteuren, die den deregulierten Strommarkt widerspiegeln, ist daher nicht trivial.

„Nun sag, wie hast du’s mit dem Markt?“

Im europäischen Markt sehen sich Kraftwerke bei der Bewertung von Regelenergiepreisen zwei Formen von Opportunitätskosten gegenüber: wenn die Strompreise im Spotmarkt über ihren Grenzkosten liegen, können sie die im Regelenergiemarkt reservierte Kapazität nicht im Spotmarkt anbieten; auf der anderen Seite müssen Kraftwerke, sofern sie im Regelenergiemarkt verpflichtet sind, auch dann auf Mindestlast Strom erzeugen, wenn der Strompreis unter ihre Grenzkosten sinkt. Der Regelenergiepreis muss daher beide Aspekte berücksichtigen und die Kraftwerksbetreiber entsprechend kompensieren (Ortner & Graf, 2013).

Wir adaptieren den Ansatz von Huppmann & Siddiqui (2015) zur Formulierung eines Nash-Gleichgewichts in binären Entscheidungsvariablen für den Regelenergiemarkt und vergleichen diese Methodik mit den „Standard“-Methoden eines linearen und eines gemischt-ganzzahligen Optimierungsmodells anhand einiger stilisierter numerischer Beispiele. Der Kraftwerkseinsatz unterscheidet sich zwischen den verschiedenen Methoden; insbesondere gibt es mehrere Situationen, in denen die Preise aus dem gemischt-ganzzahligen Modell nicht anreizkompatibel sind und daher kein Marktgleichgewicht darstellen.

¹ International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), Schlossplatz 1, 2361 Laxenburg, huppmann@iiasa.ac.at, www.iiasa.ac.at

² Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group (EEG), Gußhausstraße 25-29, 1040 Wien, ortner@eeg.tuwien.ac.at, eeg.tuwien.ac.at

³ Wirtschaftsuniversität Wien, Institut für Regulierungsökonomie, Welthandelsplatz 1, 1020 Wien, christoph.graf@wu.ac.at, www.wu.ac.at/regulation

Im Gegensatz dazu findet die Methode auf Grundlage eines binären Nash-Gleichgewichts immer anreizkompatible Preise. Allerdings sind die Gesamtkosten in der Regel höher als im wohlfahrtsmaximierenden Optimierungsmodell, das implizit einen sozialen Planer unterstellt.

Weiteres diskutieren wir die numerischen Eigenschaften der verschiedenen Methoden und zeigen die Grenzen der Lösbarkeit in angewandten Beispielen auf; während lineare Optimierungsmodelle mit Millionen von Variablen umgehen können, sind gemischt-ganzzahlige Ansätze auf einige tausend Binärvariablen begrenzt, bevor die Computerkapazität zum limitierenden Faktor wird. Das binäre Marktgleichgewichtsmodell erreicht am schnellsten die Grenzen der Lösbarkeit, sodass nur numerische Simulationen mit einigen Kraftwerken über den Verlauf einer Woche realistisch möglich sind.

„Das also ist des Pudels Kern!“

In unserem Beitrag diskutieren wir die Fragestellung, wie markträumende Preise in Märkten mit Nichtkonvexitäten zu finden sind; insbesondere der Strommarkt weist durch die verschiedenen technisch-ökonomischen Beschränkungen des Kraftwerkseinsatzes diese Problematik auf, dass Marktgleichgewichte numerisch nicht einfach zu bestimmen sind. Der Regelernergie verstärkt die Schwierigkeiten, da Kraftwerksbetreiber für die entstehenden Opportunitätskosten entschädigt werden müssen.

Wir vergleichen drei Optimierungs- bzw. Marktgleichgewichtsmodelle aus der Literatur und arbeiten anhand mehrerer numerischer Simulationsbeispiele die Unterschiede zwischen den Methoden heraus. Wie so oft in der angewandten Ökonomie erweist sich, dass der Anwender eine Abwägung zwischen der theoretischen „Sauberkeit“ – insbesondere der Berücksichtigung der Anreize der Marktteilnehmer – und den Grenzen der numerischen Lösbarkeit treffen muss.

Referenzen

- [1] André Ortner and Christoph Graf. Multi-market unit-commitment and capacity reserve prices in systems with a large share of hydro power: A case study. 10th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2013
- [2] Daniel Huppmann and Sauleh Siddiqui. An exact solution method for binary equilibrium problems with compensation and the power market uplift problem, DIW Discussion Paper 1475, 2015.
- [3] Sebastian Just and Christoph Weber. Pricing of reserves: Valuing system reserve capacity against spot prices in electricity markets. *Energy Economics* 30(6):3198-3221, 2008.
- [4] Felix Müsgens, Axel Ockenfels, and Markus Peek. Economics and design of balancing power markets in Germany. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 55:392-401, 2014.
- [5] Richard P. O'Neill, Paul M. Sotkiewicz, Benjamin F. Hobbs, Michael H. Rothkopf, and William R. Stewart Jr. Efficient market-clearing prices in markets with nonconvexities. *European Journal of Operational Research* 164(1):269-285, 2005.

4.3.2 Die „richtige“ Preisregel für Auktionen – Eine theoretische und empirische Untersuchung (inter-)nationaler Regelleistungsmärkte

Matej BELICA¹, Karl-Martin EHRHART¹, Fabian OCKER¹

Inhalt

Wir diskutieren anhand einer theoretischen Analyse des deutschen Sekundärregelleistungsmarktes die Auswirkungen der beiden Preisregeln Einheitspreis- und Gebotspreisverfahren auf das Bietverhalten der Anbieter. Zudem zeigen wir mithilfe einer empirischen Analyse internationaler Regelleistungsmärkte, dass keine vorherrschende Ausgestaltung hinsichtlich der Wahl der Preisregel existiert.

Der deutsche Sekundärregelleistungsmarkt für Strom

Regelleistung stellt die Einhaltung einer konstanten Stromnetzfrequenz sicher und ermöglicht somit den sicheren Betrieb von elektrischen Geräten. Die Beschaffung von Regelleistung wird im Rahmen einer öffentlichen Auktion durchgeführt. Bieter, d.h. im Vorfeld präqualifizierte Anlagenbetreiber, können im Falle des Sekundärregelleistungsmarktes (SRL-Markt) sowohl für positive (falls zu wenig Energie ins Netz eingespeist wird) als auch für negative (falls zu viel Energie ins Netz eingespeist wird) SRL ein oder mehrere Gebote abgeben.

Das Gebot eines Bieters besteht aus drei Komponenten: der Angebotsleistung [MW], dem Leistungspreis-Gebot (LP-Gebot) [€/MW] und dem Arbeitspreis-Gebot (AP-Gebot) [€/MWh]. Für die Vorhaltung von SRL fallen Vorhaltekosten an, welche über das LP-Gebot kompensiert werden. Bei der tatsächlichen Bereitstellung von Regelarbeit treten Abrufkosten auf, welche über das AP-Gebot kompensiert werden.

Die Berechnung der beiden Kostenkomponenten hängt dabei einerseits davon ab, ob positive oder negative SRL bereitgestellt werden soll, und andererseits, ob ein Anlagenbetreiber seine Energie zu einem kostendeckenden Marktpreis verkaufen kann oder nicht (vgl. [1]). Die Zuschlagsregel berücksichtigt im aktuellen Marktdesign lediglich das LP-Gebot, d.h. die Bieter mit den günstigsten LP-Geboten erhalten einen Zuschlag bis die Nachfrage nach SRL gedeckt ist. Alle bezuschlagten Bieter stellen Regelleistung und bei Abruf zusätzlich vergütete Regelarbeit bereit.

Da die Kosten für den Abruf von Regelarbeit so gering wie möglich gehalten werden sollen, werden zunächst die Bieter abgerufen, welche die niedrigsten AP-Gebote abgegeben haben. Die Aktivierungsstrategie ist somit die einer aufsteigenden Merit-Order, wobei eine vordere Positionierung die Wahrscheinlichkeit für den Regelarbeitsabruf steigen lässt.

Dies hat zur Konsequenz, dass auf AP-Seite keine homogenen, sondern rangabhängige Güter gehandelt werden. Da im deutschen SRL-Markt sowohl für den LP als auch für den AP ein Gebot abgegeben wird, müssen auch für beide Gebote Preisregeln festgelegt werden. Im aktuellen Marktdesign wird für beide Gebote das Gebotspreisverfahren verwendet.

Motivation der Forschungsfrage

In der Literatur wird die Wahl der Preisregel im Rahmen der Ausgestaltung einer Auktion kontrovers diskutiert, da diese entscheidende Auswirkungen auf das Verhalten der Bieter hat. Zum einen gibt es Befürworter für die Einheitspreisregel (Uniform Pricing), nach welcher allen erfolgreichen Bietern der gleiche „Einheitspreis“ gezahlt wird (vgl. [2] und [3]).

Zum anderen gibt es Unterstützer der Gebotspreisregel (Pay-as-bid), bei welcher der Preis, den ein erfolgreicher Bieter erhält, mit dem Gebot des Bieters übereinstimmt (vgl. [4] und [5]). Diese kontroverse Diskussion setzt sich in Energiemärkten fort (vgl. [6], [7] und [8]).

¹ Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Volkswirtschaftslehre, Forschungsgruppe für Strategische Entscheidungen, 76137 Karlsruhe, Neuer Zirkel 3, Tel.: +49 721 608 43383, fabian.ocker@kit.edu, www.games.econ.kit.edu

Im aktuellen Gesetzesentwurf des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur „Weiterentwicklung des Strommarktes“ (vgl. [9]) wird vorgeschlagen, zukünftig Sekundärregelleistung als auch erbrachte Sekundärregelarbeit nach dem Einheitspreisverfahren zu vergüten, da „bei einem Einheitspreisverfahren (...) die Marktteilnehmer Gebote in Höhe ihrer Grenzkosten [abgeben]. (...) Durch ein Einheitspreisverfahren könnten sich einfachere Gebote und damit effizientere Marktergebnisse einstellen.“ Diese Argumentation wird im vorliegenden Papier auf Grundlage von entscheidungstheoretischen Bieterkalkülen für den SRL-Markt untersucht. Zudem werden internationale Märkte empirisch hinsichtlich der verwendeten Preisregel analysiert.

Theoretische Analyse verschiedener SRL-Marktausgestaltungen

In unserer Analyse betrachten wir die verschiedenen Ausgestaltungsvarianten des SRL-Marktes hinsichtlich der Preisregel. Eine Änderung der Zuschlagsregel wird nicht untersucht, sodass lediglich die Höhe des LP-Gebots über den Zuschlag entscheidet. Durch die Kombination von Einheits- und Gebotspreisverfahren für sowohl LP- als auch AP-Seite ergeben sich vier verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten: Gebotspreisverfahren für LP-/AP-Gebot (Variante 1, aktuelles Marktdesign), Einheitspreisverfahren für LP-Gebot und Gebotspreisverfahren für AP-Gebot (Variante 2), Gebotspreisverfahren für LP-Gebot und Einheitspreisverfahren für AP-Gebot (Variante 3, Gesetzesentwurf des BMWi) sowie Einheitspreisverfahren für LP-/AP-Gebot (Variante 4). Mittels einer entscheidungstheoretischen Analyse zeigen wir, dass die Bieter unabhängig von der Preisregel ihre erwarteten AP-Gewinne bei der Wahl ihres LP-Gebotes in der Form einbeziehen, dass sie diese von ihren wahren Vorhaltekosten subtrahieren.

Bieter „subventionieren“ somit das LP-Gebot, da nur dieses relevant für den Zuschlag eines Gebotes ist. Unter dem Einheitspreisverfahren ist es dann für einen Bieter optimal, die Differenz zwischen seinen Vorhaltekosten und seinen erwarteten AP-Gewinnen zu bieten. Folglich offenbaren Bieter unter dem Einheitspreisverfahren in ihrem LP-Gebot (Variante 2 und 4) nicht ihre wahren Vorhaltekosten. Unter dem Gebotspreisverfahren (Variante 1 und 2) haben die Bieter einen Anreiz, diese Differenz mit ihrem LP-Gebot zu übertreiben. Auch auf der AP-Seite veranlasst das Einheitspreisverfahren (Variante 3 und 4) die Bieter nicht entsprechend ihren wahren Abrufkosten zu bieten, sondern diese zu untertreiben. Dies resultiert aus der unterschiedlichen „Wertigkeit der Güter“ in der Merit-Order der Arbeitspreise.

Somit kann festgehalten werden, dass das Ziel des BMWi, einfachere Gebote seitens der Bieter zu induzieren und damit effizientere Marktergebnisse zu erreichen, nicht durch die alleinige Umstellung der Preisregel umgesetzt werden kann. Dies liegt einerseits darin begründet, dass die momentane Zuschlagsregel lediglich das LP-Gebot berücksichtigt und andererseits, dass auf AP-Seite keine homogenen Güter gehandelt werden.

Empirische Untersuchung internationaler Regelleistungsmärkte

Die Untersuchung europäischer Regelleistungsmärkte hinsichtlich der verwendeten Preisregeln ergibt, dass keine vorherrschende Ausgestaltung existiert. So wird in den 24 untersuchten Ländern in zehn Ländern überwiegend das Einheitspreisverfahren und in zwölf Ländern überwiegend das Gebotspreisverfahren eingesetzt (In Einzelfällen determinieren außer dem Preis noch andere Faktoren (bspw. Übertragungs-restriktionen) den Zuschlag). Die restlichen beiden Länder verwenden andere Regeln, wie bspw. die Abgabe nur eines Gebotes für Regelleistung und -arbeit oder setzen Mischungen aus Einheits- und Gebotspreisverfahren ein. Zudem zeigt sich, dass neben einer aufsteigenden Merit-Order als Aktivierungsstrategie von Regelarbeit auch parallele Aktivierung angewendet wird. Hierbei werden alle bezuschlagten Bieter in gleichem Maße zur Bereitstellung von Regelarbeit eingesetzt.

Literatur

- [1] Ocker, F., Ehrhart, K.-M., Ott, M. (2015): An Economic Analysis of the German Secondary Balancing Power Market, Arbeitspapier.
- [2] Kahn, A. E., Cramton, P. C., Porter, R. H., Tabors, R. D. (2001): Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond, *The Electricity Journal* 14, 70-79.
- [3] Milgrom, P. R., Weber, R. J. (1982): A Theory of Auctions and Competitive Bidding. *Econometrica* 50, 1089-1122.

- [4] Wilson, R. (1979): Auctions of Shares, Quarterly Journal of Economics, 93, S. 675-689.
- [5] Klemperer, P. (2002). What Really Matters in Auction Design, Journal of Economic Perspectives 16, 169-190.
- [6] Bushnell, J. B.; Oren, S. S. (1994): Supplier Cost Revelation in Electric Power Auctions, Journal of Regulatory Economics 6, 5-26.
- [7] Chao, H.-P., Wilson, R. (2002): Multi-Dimensional Procurement Auctions for Power Reserves: Robust Incentive-Compatible Scoring and Settlement Rules, Journal of Regulatory Economics 22, 161-183.
- [8] Müsgens, F., Ockenfels, A., Peek, M. (2014): Economics and design of balancing power markets in Germany, Electrical Power and Energy Systems 55, 392-401.
- [9] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Gesetzesentwurf zur Weiterentwicklung des deutschen Strommarktes, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/strommarkt-2-0.html> [14.01.2015]

4.3.3 Modellierung der Vorhaltung und des Abrufs von Regelenergie mit dem EDisOn+Balancing Modell

Bettina BURGHOLZER¹

Inhalt

Für die Erreichung des europäischen Energiebinnenmarktes (Internal Energy Market - IEM) wurde die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) und der Europäische Verbund der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) gegründet. Die Aufgabe von ACER ist, Rahmenrichtlinien vorzuschlagen, welche die Grundlage, für die von ENTSO-E entwickelten Netzwerk Codes (NCs) für ein grenzüberschreitendes Stromnetz und für die Strommarktintegration erneuerbarer Energiequellen bildet. Die Rahmenrichtlinie, genannt Framework Guidelines on Electricity Balancing (FG EB), bildet die Grundlage für den Netzwerk Code on Electricity Balancing (NC EB), [1] [2]. Der Hauptzweck des NC EB ist die Erreichung eines gut funktionierenden, integrierten Regelenergiemarktes. Der NC EB bietet allgemeine Richtlinien, während er viele Fragen offen lässt.

Die hier vorgestellte Arbeit beschäftigt sich unter anderem mit diesen offenen Fragen und ist Teil eines europäischen Projektes des Intelligent Energy - Europe (IEE) Programmes (genannt Market4RES [7]), welches mögliche zukünftige Strommarktdesigns analysiert, um eine effiziente Integration von Strom aus erneuerbaren Energien im europäischen Elektrizitätssystem zu gewährleisten. Dies ist auch im Einklang mit den EU Klimazielen bis 2020 [8] und jenen bis 2030 [9].

In diesem Artikel werden mögliche zukünftige Marktmechanismen der Regelenergiebeschaffung analysiert, insbesondere bis zum Jahr 2030. Die Analyse berücksichtigt die erwarteten installierten Kapazitäten von konventionellen Kraftwerken und von erneuerbaren Energiequellen. Das Hauptziel ist die quantitative und qualitative Auswertung der analysierten Regelenergie Marktmechanismen, um damit ein Ranking zu erhalten. Insbesondere wird die Beschaffung von positiven und negativen Regelleistungs- und Regelenergieprodukten analysiert, diese kann entweder gemeinsam oder separiert organisiert werden. Darüber hinaus werden die Auswirkungen der unterschiedlichen Mindestgebotsgrößen (von 1 MW bis 5 MW), der Produktpreisgestaltung (Pay-as-bid vs. marginal), des Preissystems (Dual, Single, kombiniert) und des Abrechnungszeitraumes (15 Minuten bis zu einer Stunde) analysiert.

EDisOn (Electricity Dispatch Optimization) ist ein fundamentales Strommarktmodell, welches im Zuge des europäischen Projektes GridTech [10] in MATLAB (basierend auf [3] [4]) entwickelt wurde. Das Modell berechnet den optimalen (kostenminimalen) Einsatz der thermischen Kraftwerke um die Stromnachfrage zu decken. Des Weiteren werden auch erneuerbare Energiequellen, wie Wind, PV und Laufwasserkraft zur Stromerzeugung berücksichtigt. Es ist ein lineares Programmierungsproblem mit stündlicher Auflösung über das betrachtete Jahr und ist deterministisch. Es geht von einem perfekten Wettbewerbsmarkt mit perfekter Voraussicht aus. Die binären Ein-/Aus-Entscheidungen wurden linearisiert, siehe [5]. Darüber hinaus ist die Berücksichtigung eines detaillierten Übertragungsnetzes und von Pumpspeicherkraftwerken möglich.

Um auch die Abbildung des Regelenergiemarktes zu ermöglichen, ist eine Modellerweiterung notwendig. In zwei zusätzlichen Simulationsschritten werden im Modell EDisOn+Balancing diverse Regelenergiemarktmechanismen berücksichtigt. Im ersten Schritt erfolgt die stündliche Vorhaltung der Regelleistung. Anschließend der Abruf der Regelenergie zum Ausgleich der Ungleichgewichte zwischen den Prognosefahrplänen (Erzeugung und Verbrauch) und der tatsächlichen Abweichung, welche in den Regelzonen auftreten. Diese Optimierung basiert auf viertelstündlichen Werten. Das Modell ist mit Daten aus dem Jahr 2013 und den Regelenergiemarktdesigns validiert. Danach werden verschiedene Szenarien für 2030 simuliert und analysiert.

Der räumliche Geltungsbereich umfasst Mitteleuropa, was genauer bedeutet, dass die Regelzonen von Österreich, Deutschland, Belgien und der Niederlande im Detail betrachtet werden. Für diese Länder werden die Regelenergiemarktmechanismen analysiert.

¹ Technische Universität Wien, EEG, Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801-370366, burgholzer@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

Die übrigen Nachbarländer wie Polen, Tschechien, Slowakei (noch keine direkte Verbindung nach Österreich), Ungarn, Italien, Schweiz und Frankreich sind nur für den Day-Ahead-Markt berücksichtigt.

In der Langfassung werden erste quantitative Ergebnisse präsentiert. Die quantitativen Ergebnisse sollten die qualitative Bewertung bestätigen [6]. Die qualitative Bewertung besagt, dass die Marktdesigns mit getrennter Beschaffung von Regelleistung und Regelenergie, sowie die getrennte Beschaffung von positiver und negativer Regelenergie, zu bevorzugen sind. Die Mindestgebotsgröße sollte so gering wie möglich definiert werden, d.h. unter 1 MW. Die Preisgestaltung der Regelenergieprodukte sollte marginal sein. Bezüglich des Preissystemes wäre die effizienteste Vorgehensweise eine Kombination von Dual- und Single Pricing und der Abrechnungszeitraum sollte nicht länger als 15 Minuten sein.

Referenzen

- [1] ACER, Framework Guidelines on Electricity Balancing. Available: www.acer.europa.eu.
- [2] ENTSO-E, Network Code on Electricity Balancing. Available: www.entsoe.eu.
- [3] M. Shahidepour, H. Yamin, and Z. Li, Market operations in electric power systems: Forecasting, scheduling, and risk management. [New York]: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Wiley-Interscience, 2002.
- [4] M. Burger, B. Graeber, and G. Schindlmayr, Managing energy risk: An integrated view on power and other energy markets. Chichester and England and Hoboken and NJ: John Wiley & Sons, 2007.
- [5] H. Farahmand and G. L. Doorman, "Balancing market integration in the Northern European continent," Applied Energy, vol. 96, pp. 316-326, 2012.
- [6] L. Olmos, and P. Rodilla et al, Developments affecting the design of short-term markets: D3.2 of the EU project Market4RES. Available: http://market4res.eu/wp-content/uploads/D3.2_20151009_final.pdf.
- [7] "Post 2020 framework in a liberalised electricity market with large share of Renewable Energy Sources" (IEE/13/593/SI2.674874), www.market4res.eu
- [8] COM(2010) 639 final
- [9] COM(2014) 15 final
- [10] "Impact Assessment of New Technologies to Foster RES-Electricity Integration into the European Transmission System" (IEE/11/017/SI2.616364), www.gridtech.eu.

4.3.4 Analyse der Abhängigkeiten der Sekundärreserve-Abrufe und Preise

Tara ESTERL¹, Nikolaus RAB², Fabian LEIMGRUBER¹

Einführung

Die wöchentlichen Kosten für Regelreserve in Österreich sind sehr volatil mit einer Schwankungsbreite von 1 bis 6 Mio. € pro Woche. Den größten Anteil an diesen Kosten hat die Sekundärregelreserve (SRL). In diesem Paper werden die Abhängigkeiten der SRL-Abrufe und des Preises von Sekundärregelreserve von möglichen exogenen Einflussfaktoren analysiert, um ihre möglichen Auswirkung auf diese Schwankungen zu charakterisieren.

Die der Analyse werden Kalendereffekte berücksichtigt und die einzelnen Produkte separat betrachtet. Insbesondere wird der Einfluss von Wind und der Last analysiert. Auf Basis dieser Analyse werden Abruf-Wahrscheinlichkeiten abhängig vom Preis auf Basis der vorhandenen Prognose-Werte geschätzt. Außerdem wird die langfristige Entwicklung der Abrufe durch einen höheren Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien am Kraftwerkspark betrachtet.

Methodik

Datengrundlage

Auf Basis der öffentlich verfügbaren Daten wird analysiert, inwiefern SRL-Abrufe und SRL-Preis-Schwankungen durch exogene Variablen erklärt werden können. Die Datenbasis umfasst Prognosen und tatsächliche Werte für Windenergie und Last im Jahr 2015, bereitgestellt auf der ENTSO-E transparency platform [1]. Eine andere Quelle dieser Daten stellt die APG Marktinformation für den Zeitraum 2010 bis 2014 dar [2]. Daten der abgerufenen Regelenergie und Preise wurden aus der Statistik der APG Regelzone entnommen [3].

Bei der Analyse werden Feiertage und Brückentage, die Saison und verschiedene Tages- und Wochenzeiten als auch der Einfluss der day-ahead Prognose, der Prognosefehler sowie der Ist-Einspeisung von Wind und der Last berücksichtigt. Dabei wird auch der Einfluss der vorherigen Zeitpunkte auf die Abruf-Wahrscheinlichkeit berücksichtigt, um kurzfristige zeitliche Zusammenhänge abbilden zu können.

Zeitreihen-Modellierung

Zur Analyse der Abhängigkeiten der viertelstündlichen Regelenergiepreise wird ein ARMAX-Modell verwendet. Dieses Zeitreihenmodell berücksichtigt neben den exogenen Faktoren auch die Abhängigkeiten der Regelenergiepreise auf vergangene Werte und modelliert somit auch eine mögliche serielle Korrelationsstruktur.

Nicholson et al. [4] verwenden ebenfalls ARMAX-Modell für stündliche Regelenergiepreise in ERCOT wobei Winderzeugung, Temperatur und Stromerzeugung mit Gaskraftwerken als exogene Zeitreihen verwendet werden, die jeweils auch einen signifikanten Einfluss aufweisen. Ilievaa and Bolkesjøa [5] verzichten für ihre Analyse der Regelenergiepreise an der Nordic Power Exchange hingen auf autoregressive Terme. Als abhängige Zeitreihen in ihrer Regression zeigen Sportpreis sowie die Anzahl der Regelenergiegebote einen signifikanten Einfluss.

Ergebnisse

Die Ergebnisse erlauben ein besseres Verständnis über die Zusammensetzung der Regelenergiepreise am Sekundärregelenergiemarkt in Österreich. Die daraus ableitenden Prognose Möglichkeiten besitzen vielfältige Einsatzmöglichkeiten in der Modellierung der Kraftwerkseinsatzplanung.

¹ Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien,
{Tel.: +43 50550 6077, tara.esterl@ait.ac.at},
{Tel.: +43 50550 6648, fabian.leimgruber@ait.ac.at}

² Technische Universität Wien, EEG, Gußhausstraße 25-29/370-3, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370 333,
rab@eeg.tuwien.ac.at

Verweise

- [1] <https://transparency.entsoe.eu/>
- [2] <https://www.apg.at/de/markt>
- [3] <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/statistik>
- [4] E. Nicholson, J. Rogers, and K. Porter: "The Relationship between Wind Generation and Balancing-Energy Market Prices in ERCOT: 2007-2009", NREL Subcontract Report SR-5500-49415, 2010
- [5] Iliana Ilieva, Torjus Folsland Bolkesjø: "An Econometric Analysis of the Regulation Power Market at the Nordic Power Exchange", Energy Procedia, Volume 58, 2014, Seiten 58-64, ISSN 1876-6102

4.3.5 Regelleistungsbedarf im europäischen Übertragungsnetz

Jens D. SPREY¹, Annika KLETTKE¹, Albert MOSER¹

Motivation

Die Einhaltung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Nachfrage elektrischer Energie ist für einen stabilen Betrieb des Energieversorgungssystems zu jedem Zeitpunkt sicherzustellen. Der strukturelle Wandel des Erzeugungssystems als auch die Schaffung europäischer Binnenmärkte für Elektrizität verändern dabei jedoch die Anforderungen an eine bedarfsgerechte und effiziente Systemführung des europäischen Übertragungsnetzes.

Zum einen führt der steigende Anteil an dargebotsabhängiger und somit volatiler Einspeisung bei der Planung der Last-/Einspeisesituation zu Abhängigkeiten von Prognosen und Wettermodellen. Jede Prognose unterliegt Unsicherheiten, welche in einer Abweichung der realen Einspeisung vom prognostizierten Wert resultiert. Für den Ausgleich dieser Abweichungen, sowohl seitens der Erzeugung als auch der Nachfrage muss durch die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung vorgehalten werden, die bei Bedarf abgerufen wird. Zum anderen strebt ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) einen gemeinsamen Regelenergiemarkt in Europa an. Dieser soll historisch gewachsene, nationale Konzepte der Leistungsfrequenzregelung zur Regelleistung harmonisieren, um vorhandene Synergien zu nutzen. Regelzonenübergreifende Maßnahmen im Bereich der Regelleistungsvorhaltung sowie des -abrufs bieten das Potential Kosten zu senken und die Sicherheit des Netzbetriebs zu erhöhen.

Beide Entwicklungen führen zu neuen, innovativen Konzepten wie dem Imbalance Netting Process, welcher in der Lage ist, die Regelleistungsaktivierung zu reduzieren. Grundsätzlich muss jedoch auch zukünftig in jedem Zeitpunkt ausreichend Regelleistung zur Verfügung stehen.

Methodik

Obwohl der reelle Bedarf an Regelleistung in Europa, je Regelzone, je Stunde und je Situation stark verschieden ist und eine starke Volatilität aufweist, so ist die derzeitige Dimensionierung und Beschaffung der benötigten Menge an Regelleistung in vielen Teilen starr und unflexibel. Ziel des Beitrages ist es daher, die motivierten Veränderungen in einem Verfahren zur Regelleistungsdimensionierung zu berücksichtigen und die Bestimmung der benötigten Regelleistung bedarfsgerechter zu gestalten.

Dafür sind zunächst die Auswirkungen der Prognosefehler der Einspeisung erneuerbarer Energien auf die Leistungsbilanzabweichungen sowie mögliche stochastische Abhängigkeiten zwischen diesen zu analysieren. Aus der direkten Wetterabhängigkeit lässt sich hierbei neben geografischen auch eine zeitliche Abhängigkeit der Einflussfaktoren auf die Leistungsbilanz vermuten. Soll die dimensionierte Regelleistung bedarfsgerecht für mehrere Regelzonen bestimmt werden, sind diese stochastischen Abhängigkeiten regelzonenübergreifend und situativ abzubilden. Darüber hinaus gilt es Ausgleichseffekte sowie Restriktionen, die sich aus dem zugrundeliegenden Übertragungsnetz ergeben, in die Dimensionierung zu integrieren. Als ein wesentlicher Bestandteil ist hier der Imbalance Netting Process zu nennen. Dieser ermöglicht durch die Nutzung von freien Übertragungskapazitäten zwischen Regelzonen die Vermeidung von gegenläufigen Regelleistungsabrufen. Dies führt zu einer reduzierten Aktivierung und somit zu einer Verringerung der eingesetzten Regelenergie.

Die Integration dieser Effekte in die Regelleistungsdimensionierung führt zu einer situativen Betrachtung einzelner Situationen. Mittels einer Monte-Carlo-Simulation werden Szenarien möglicher Leistungsbilanzabweichungen generiert. Die Ziehung der Szenarien s je Region geschieht dabei für jeden betrachteten Zeitpunkt t und berücksichtigt die geografischen Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Regionen. Die generierten Szenarien werden anschließend in einer Netzbetriebssimulation genutzt, um die optimierte regionale Vorhaltung zu bestimmen. Eine schematische Darstellung ist nachfolgend gegeben.

¹ RWTH Aachen, IAEW, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel.: +49 241 80-96711, Fax: +49 241 80-92197, sy@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

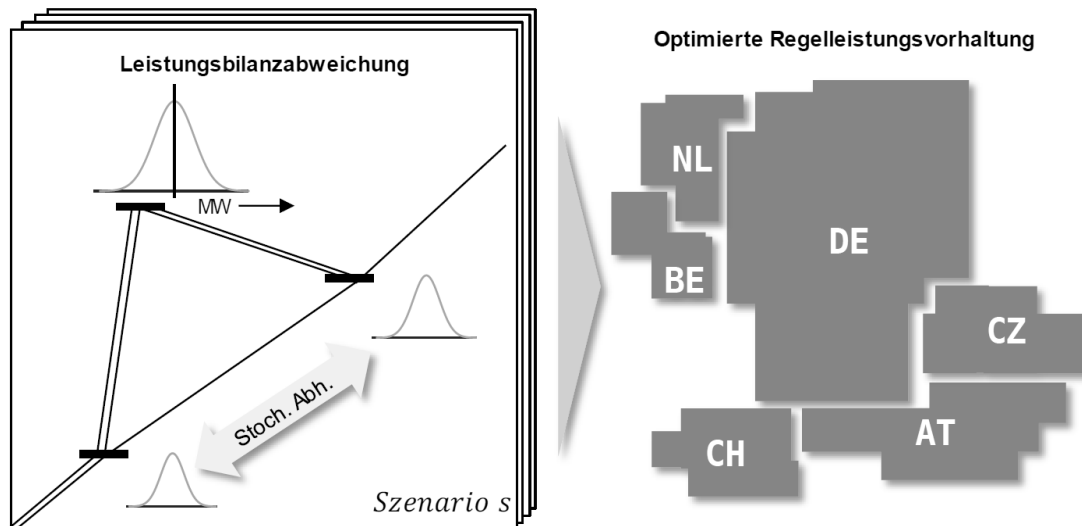


Abbildung 1: Schematischer Verfahrensablauf.

Die optimierte Regelleistungsvorhaltung stellt dabei sicher, dass die benötigte Regelleistung zu jedem Zeitpunkt vorgehalten wird und auch aktiviert werden kann. Darüber hinaus lassen sich regionale Mindestvorhaltungsmengen, aber auch eine effiziente Verteilung der Vorhaltung auf einzelne Regionen bestimmen. Das zur Lösung aufgestellte Optimierungsproblem basiert dabei auf einem Security-Constrained Optimal Power Flow. Dadurch werden kritische Netzzustände berücksichtigt sowie alle technischen Randbedingungen des Übertragungsnetzes eingehalten.

Ergebnisse

Anhand der exemplarischen Untersuchungen lassen sich die Wechselwirkungen der motivierten Veränderungen im Energieversorgungssystem mit dem Regelleistungsbedarf quantifizieren. Weiterhin kann gezeigt werden, welche Regelleistungsmengen zukünftig wo vorgehalten werden müssen. Grundsätzlich können Fragestellungen der Kapazitätsreservierung bzw. -berücksichtigung für Regelenergie im Übertragungsnetz beantwortet werden. So ergibt sich für jede Regelzone individuell zeitlich abhängig ein Regelleistungsbedarf, welcher jedoch bei Vorhandensein freier Übertragungskapazitäten durch eine andere Regelzone gedeckt werden kann (vgl. Abb. 2). Die geschlossene Optimierung über alle Szenarien erlaubt eine gültige, regionale Bestimmung der Regelleistungsvorhaltung.

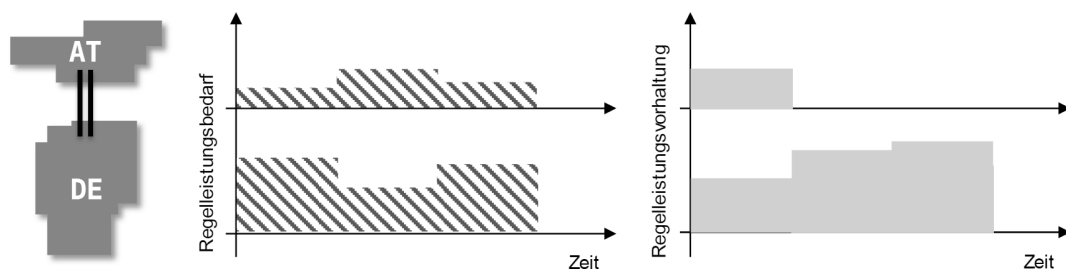


Abbildung 2: Ergebnisdarstellung

4.3.6 SWARM – Primärregelleistungserbringung mit verteilten Batteriespeichern in Haushalten

David STEBER¹, Peter BAZAN¹, Reinhard GERMAN¹

Ausgangslage

Im Juli 2015 wurde ein aus 65 Batteriespeichersystemen bestehender virtueller Großspeicher mit einer Leistung von 1 MW erfolgreich für den Primärregelleistungsmarkt präqualifiziert. Er befindet sich in der Regelzone der TenneT TSO GmbH des deutschen Übertragungsnetzes und erfüllt die in 2015 von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Anforderungen an Batteriespeicher für die Erbringung von Primärregelleistung. Die einzelnen Batteriespeichersysteme sind in Haushalten installiert, die über eine Photovoltaikanlage verfügen.

Im Gegensatz zu anderen Hausenergiespeichern erhöhen die vernetzten Batteriespeicher nicht nur den PV-Eigenverbrauch des Haushaltes, sondern werden über eine zentrale Kontrollinstanz zur Erbringung von Primärenergieleistung intelligent gebündelt. Somit ist der virtuelle Großspeicher innerhalb weniger Sekunden in der Lage, proportional zu Frequenzabweichungen von der Normfrequenz von 50 Hz über das Produkt Primärregelleistung zur Netzstabilisierung beizutragen. Er stellt demnach einen konsequent dezentralen Ansatz dar, um den aktuellen Herausforderungen der Energiewende zu begegnen und die erneuerbaren Energien weiter in das elektrische Energieversorgungssystem zu integrieren.

Der virtuelle Großspeicher wurde im Rahmen des Kooperationsprojekts SWARM (Storage With Amply Redundant Megawatt) von der N-ERGIE AG (Nürnberg) und der Caterva GmbH (München) installiert und in Betrieb genommen. Lehrstühle der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg begleiten das Projekt wissenschaftlich in Bezug auf ökonomische und technische Fragestellungen. Letztere behandeln sowohl die Einflüsse auf das Verteilnetz, als auch die Qualität der Primärregelleistungserbringung mit einem virtuellen Speicherverbund sowie dessen Betrieb.

Zielsetzung und Aufbau des Modells

Aufgrund der Verbindung von Systemdienstleistung und dem lokalen Ziel der Eigenverbrauchserhöhung ergeben sich komplexe Zusammenhänge, deren Parametrierung Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Investition in ein Batteriespeichersystem für den einzelnen Haushalt nehmen kann. Ein Batteriespeichersystem ermöglicht es ihm, über den aktuellen Verbrauch hinausgehende PV-Energie einzuspeichern, diese zu Zeiten höheren Verbrauchs wieder zu entnehmen und somit seinen Eigenverbrauch zu erhöhen. Es bewirkt somit finanziell eine Verringerung der Strombezugskosten und der Erlöse aus der Einspeisung. Der finanzielle Vorteil des Haushalts hängt somit sowohl von dem zu zahlenden Strompreis als auch der gesetzlich zugesicherten Einspeisevergütung ab. Erste Ergebnisse zeigen einen positiven Nutzen der Installation eines Batteriespeichersystems für den Haushalt unter verschiedenen Bedingungen.

Zur Eigenverbrauchsoptimierung können verschiedene Strategien eingesetzt werden. Ziel aktueller Auswertungen ist, diese im Zusammenspiel mit sich ändernden regulatorischen Bedingungen zu betrachten und aus Sicht des Haushalts finanziell zu bewerten. In [1] wurden Vorgaben zur vorzuhaltenden Energie und freien Speicherkapazität eines Batteriespeichers veröffentlicht, der im Primärregelleistungsmarkt eingesetzt wird. Hieraus ergeben einzuhaltenden Grenzen des Speicherfüllstandes (SOC) für den virtuellen Großspeicher und somit auch die einzelnen Batteriespeicher in den Haushalten. Je nach Ausprägung dieser Vorgaben, könnte eine andere Bewirtschaftungsstrategie vorteilhafter für den Haushalt sein. Hierzu gilt es, verschiedene Strategien zu identifizieren und mittels dem Simulationsmodell gegeneinander abzugrenzen.

¹ Informatik 7, FAU, Erlangen-Nürnberg, Martensstraße 3, 91058 Erlangen, Fax: +49 9131 85-27409, {Tel.: +49 9131 85-27907, david.steber@fau.de}, {Tel.: +49 9131 85-27914, peter.bazan@fau.de}, {Tel.: +49 9131 85-27916, reinhard.german@fau.de}, www7.cs.fau.de

Zu diesem Zweck wird ein stochastisches und hybrides Simulationsmodell eingesetzt, das aus der Komponentenbibliothek i7-AnyEnergy basierend auf der Simulationssoftware AnyLogic erstellt wurde. Es ermöglicht die Generierung von Einspeise- und Verbrauchsprofilen, aus denen mittels hinterlegter Kontrollalgorithmen jegliche Energieflüsse in den 65 Häusern einzeln betrachtet werden können. Außerdem wird die angeforderte Primärregelleistung basierend auf einer real gemessenen Zeitreihe der Netzfrequenz berechnet und gemäß einer hinterlegten Logik auf die einzelnen Batteriespeichersysteme verteilt. Das Simulationswerkzeug bietet sowohl die Möglichkeit zur diskreten Ereignissimulation (z.B. Wetter, Steueralgorithmen) als auch *System Dynamic* Modelle, die zur Abbildung der Energie- und Kostenflüsse genutzt werden können. Mittels dem so flexibel gestalteten, objektorientierten hybriden Simulationsmodell ist es auf einfachem Wege möglich, die verschiedensten Betriebsstrategien sowohl für den virtuellen Großspeicher als auch für das einzelne Batteriespeichersystem im Haushalt zu testen.

Exemplarische Ergebnisse

Die ersten Ergebnisse der Variation der einzuhaltenden Grenzen des SOC (vgl. Abbildung 1) sind aufbauend auf [2] in Tabelle 1 dargestellt. Die SOC-Grenze beschreibt dabei sowohl eine Restriktion für den Haushalt, als auch die Grenzen, ab denen der virtuelle Großspeicher zur Sicherstellung der Primärregelleistungserbringung nachge- bzw. entladen wird. Die Grenze 80/20 % stellt die Erbringung von 1 MW Regelleistung über den Zeitraum von ca. 15 Minuten sicher, die 57,26/42,74 % Grenze erfüllt die aktuellen Anforderungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Die Ergebnisse zeigen eine erhebliche Beeinflussung der Wirtschaftlichkeit für den Haushalt. Zwar ist diese weiterhin gegeben, doch werden längst nicht so hohe Autarkie- bzw. Eigenverbrauchsraten erreicht und die Amortisationszeit der Investition verlängert sich aufgrund des niedrigeren internen Zinsfußes.

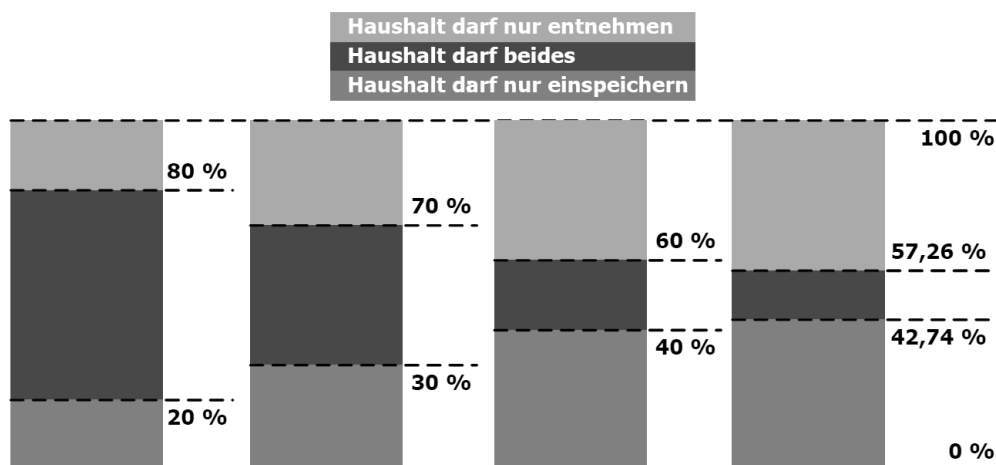


Abbildung 1: Veranschaulichung der untersuchten SOC Grenzen.

Grenzen [% des SOC _{max}]	80/20	70/30	60/40	57,26/42,74
Eigenverbrauchsrate [%]	58,75	57,68	53,67	50,16
Autarkierate [%]	97,20	95,33	88,52	83,85
Jahressaldo Haushalt [€]	262,68	244,43	179,14	138,79
Interner Zinsfuß Investition [%]	7,8	7,35	5,62	4,32

Tabelle 1: Ergebnisse der Variation der SOC-Grenzen aus Sicht des Haushalts.

Referenzen

- [1] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: "Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung". www.regelleistung.net, September 2015.
- [2] Steber, David, Peter Bazan, and Reinhard German. "SWARM - Increasing Households - Internal PV Consumption and Offering Primary Control Power with Distributed Batteries." Energy Informatics - 4th D-A-CH Conference, EI 2015, Karlsruhe, Germany, November 12-13, 2015, Proceedings Eds. Sebastian Gottwalt, Lukas König, Hartmut Schmeck, Karlsruhe, Germany: Springer International Publishing, 2015.

4.4 SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN II (SESSION C4)

4.4.1 Flexibilität aus Wind- und Photovoltaikanlagen im Regelenergiemarkt 2035

Sebastian SPIEKER¹, Jakob KOPIŠKE¹, George TSATSARONIS¹

Inhalt

Mit zunehmendem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien (Wind, Photovoltaik) an der Stromerzeugung sind besondere Herausforderungen an die Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks verbunden. Neben den steigenden Gradienten der Residuallast betrifft dies insbesondere die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Regelenergie. Ein Ausbau der erneuerbaren Energien führt aufgrund der Prognoseunsicherheiten zu einem erhöhten Bedarf an Regelleistung. Diese wird im heutigen Stromsystem v. a. durch konventionelle thermische Kraftwerke und Pumpspeicherwerke bereitgestellt.

Bei steigender Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen werden in einer Vielzahl von Stunden konventionelle Erzeuger nur betrieben, um Systemdienstleistungen erbringen zu können. Dies führt einerseits zu Must-run-Kapazitäten und somit zur Abregelung von EE-Anlagen aber auch zu hohen Kosten für die Beschaffung von Regelleistung.

In diesem Beitrag wird für Deutschland gezeigt, dass durch eine Vermarktung der Flexibilität von Wind- und Photovoltaikanlagen auf dem Regelenergiemarkt diese Effekte deutlich verringert werden können. Dazu wird der Einsatz des deutschen Kraftwerksparks mit Hilfe eines Fundamentalmodells für das Jahr 2035 abgebildet und die Entwicklung des Spot- und Regelleistungsmarktes untersucht. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf der technologiespezifischen Regelleistungsbereitstellung und der Betrachtung der Regelleistungspreise.

Methodik

Zur Beschreibung des deutschen Strommarkts wird ein am Fachgebiet für Energietechnik und Umweltschutz der TU Berlin entwickeltes Fundamentalmodell in stündlicher Auflösung verwendet. Das Modell ist als MIP-Optimierungsproblem formuliert. Bestimmt wird der kostenoptimale Einsatz des deutschen Kraftwerksparks unter Berücksichtigung der relevanten Nebenbedingungen. Dazu zählen insbesondere der zu deckende Strom- und Fernwärmebedarf, die Regelleistungsbereitstellung, sowie kraftwerkstechnische Restriktionen. Neben dem Kraftwerkseinsatz werden in einem mehrstufigen iterativen Verfahren auch Strom- und Regelleistungspreise bestimmt. Dieser modellendogene Ansatz ermöglicht es, bei der Marktpreisbestimmung sämtliche Kosten bspw. auch Anfahrkosten oder Opportunitätskosten zu berücksichtigen. Es wird in der Modellierung differenziert in die Regelleistungserzeugnisse Primär-, Sekundär- und Minutenreserve (PRL, SRL und MR), für die jeweils spezifische Anforderungen erfüllt werden müssen.

Zur Untersuchung der Auswirkungen eines hohen Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien wird das Jahr 2035 betrachtet. Unterschiede zu 2014 liegen vor allem in einem veränderten Kraftwerkspark (Zubau Gaskraftwerke/ Stilllegung Kohlekraftwerke) und der deutlich höheren Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen sowie veränderten Brennstoff- und CO₂-Preisen. Für das Jahr 2035 wird von Brennstoffpreisen und Erzeugungskapazitäten gemäß des Netzentwicklungsplans 2025 (Szenario B 2035) ausgegangen. Die Prognose der grenzüberschreitenden Lastflüsse erfolgt mittels eines linearen Regressionsmodells, das auf Daten der Jahre 2013 und 2014 basiert. Der zukünftige Regelleistungsbedarf wird unter Berücksichtigung der Kurzfristprognosefehler der Wind/PV-Einspeisung bestimmt.

¹ Technische Universität Berlin, Institut für Energietechnik, FG Energietechnik und Umweltschutz, Marchstraße 18, 10587 Berlin, www.energietechnik.tu-berlin.de,
{Tel.: +49 30 314 24639, j.kopiske@iet.tu-berlin.de},
{Tel.: +49 30 314 24763, spieker@iet.tu-berlin.de},
{Tel.: +49 30 314 24776, tsatsaronis@iet.tu-berlin.de}

Ergebnisse

Das Modell wird durch einen Vergleich mit historischen Daten des Jahres 2014 validiert. Sowohl die Stromerzeugung als auch die Spotpreise im Day-Ahead-Markt werden mit der Modellierung sehr gut beschrieben. Es wird zudem gezeigt, dass sich die Regelleistungspreise gut anhand der Kosten der Leistungsvorhaltung bestimmen lassen. Positive Regelleistung wird dabei vor allem von Pumpspeicher- und Gaskraftwerken, negative Regelleistung hauptsächlich von Kohlekraftwerken angeboten.

Bis zum Jahr 2035 soll entsprechend dem EEG der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch etwa 55-60 % betragen. Der Anteil von Kohlekraftwerken an der Stromerzeugung sinkt deutlich, während durch den Zubau von Gaskraftwerken Gas als Energieträger wichtiger wird. Durch hohe CO₂-Preise verbunden mit dem Umbau des Kraftwerksparks steigt das Strompreisniveau deutlich an.

Die mit dem fundamentalen Marktmodell bestimmten Preise für Regelleistung sind in Tabelle 1 dargestellt. Wird die Regelleistung ohne Marktteilnahme von Wind und PV bereitgestellt, so ergeben sich für das Jahr 2035 trotz des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien weiterhin relativ niedrige Preise für negative Regelleistung. Grund hierfür ist v. a. der mit einem hohen Anteil an Gas- und Pumpspeicherkraftwerken sehr flexible zukünftige Kraftwerkspark. Für positive Regelleistung zeigt sich dagegen ein deutlich höheres Preisniveau. Maßgeblich dafür ist u. a. die sinkende gesamte installierte Kapazität konventioneller Erzeugungstechnologien, wodurch im Modell Knappheitssituationen mit hohen Strompreisen entstehen, so dass in diesen Stunden die Vorhaltung positiver Regelleistung mit hohen Opportunitätskosten verbunden ist.

			2035	
			ohne RL durch Wind/PV	mit RL durch Wind/PV
PRL			13,3	10,1
SRL	pos.		14,1	12,3
	neg.		4,7	0,5
MR	pos.		6,7	6,4
	neg.		2,8	0,4

Tabelle 1: Modellergebnisse – zukünftige Regelleistungspreise (Preise in €/MW*h).

Die Teilnahme fluktuierender erneuerbarer Energien am Regelenergiemarkt hat insbesondere Auswirkungen auf die Bereitstellung und den Marktwert negativer Regelleistung. Die Vorhaltung aufgeschlüsselt nach Kraftwerkstyp ist in Abbildung 1 dargestellt. In dem untersuchten Szenario werden etwa 25 % der negativen Regelleistung durch Wind und PV bereitgestellt. In Tabelle 1 sind deutlich die Auswirkungen auf die Regelleistungspreise zu sehen. Die Vorhaltung negativer Regelleistung ist sowohl für Wind als auch PV i. d. R. ohne Opportunitätskosten möglich, so dass sich zu Zeiten geringer Residuallast ein sehr niedriges Preisniveau einstellt. Konventionelle Anbieter von negativer Regelleistung werden in diesen Stunden verdrängt und die Must-run-Leistung reduziert sich deutlich (11 GW → 9 GW). Der Einfluss auf die Bereitstellung und die Preise positiver Regelleistung ist gering.

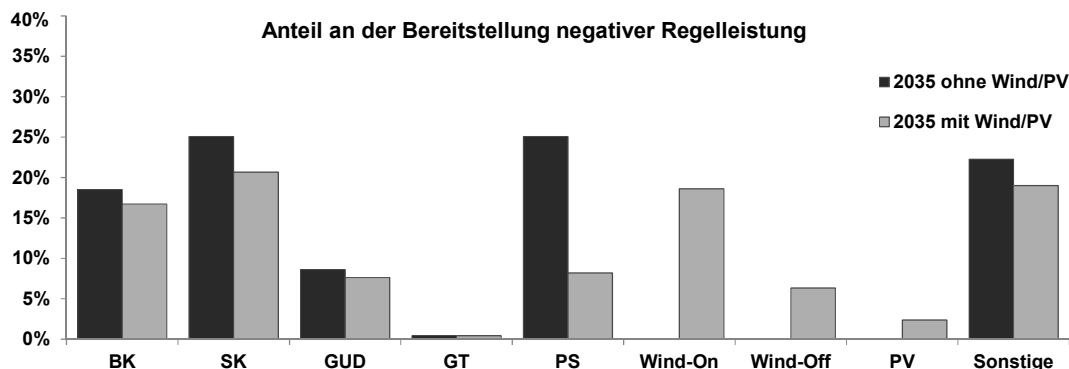


Abbildung 1: Regelleistungsbereitstellung nach Kraftwerkstyp für das Jahr 2035 mit/ohne Teilnahme von Wind und PV am Regelenergiemarkt.

4.4.2 Kombinierte Veräußerung von PV-Strom an Spot- und Regelleistungsmarkt

Julia SEIDEL¹, Björn OSTERKAMP¹, Tobias STEINMETZ¹,
Daniel PREMM², Mario BOHNENBERGER², Bernd ENGEL^{1,2}

Motivation

Aktuell befindet sich das deutsche Energieversorgungssystem in einer grundlegenden Neuorientierung. Die Photovoltaik (PV) ist mit einer installierten Leistung von mehr als 38 GWp [1] die leistungsstärkste Kraftwerkstechnologie im deutschen Energieversorgungssystem und muss zukünftig ihren Beitrag zur Systemsicherheit weiter erhöhen. Im Rahmen der Frequenzhaltung werden PV-Anlagen die konventionellen Kraftwerke im Bereich der Regelleistungsbereitstellung unterstützen bzw. zeitweise ablösen. Ziel ist es, die Kapazität der konventionellen Mindesterzeugung durch die Integration fluktuierender Erzeugungssysteme zu reduzieren, um in Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Systemstabilität auch ohne konventionelle Kraftwerke zu gewährleisten.

Ausgangslage

Die heutigen Rahmenbedingungen des deutschen Regelleistungsmarktes sind für fluktuierende Erzeuger insbesondere aufgrund wöchentlicher Ausschreibungszeiträume und Produktzeitscheiben hemmend. Eine Anpassung derer ist daher unerlässlich. Aus diesem Grund hat die Bundesnetzagentur im November 2015 ein Festlegungsverfahren eröffnet [2]. Hierin werden u.a. kalendertägliche Ausschreibungen für Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL), vierstündige Zeitscheiben für SRL sowie eine Mindestangebotsgröße ab 1 MW angestrebt. Auf Anpassungen der heutigen Rahmenbedingungen des Regelleistungsmarktes wird zusätzlich in [3], [4], [5] und [6] bestanden. Hervorzuheben sind die Verkürzungen der Ausschreibungszeiträume und Produktzeitscheiben. Wie in einer ersten Analyse in [7] gezeigt wurde, führen diese Änderungen zu einer verbesserten Teilnahmemöglichkeit für PV-Anlagen bei der Regelleistungsbereitstellung.

Untersuchungsgegenstand

Um die Wirtschaftlichkeit der Bereitstellung von Regelleistung aus PV-Anlagen ganzheitlich zu beurteilen, ist eine umfassende Betrachtung und Bewertung einer kombinierten Vermarktung an Strombörse und Regelleistungsmarkt sinnvoll. Die Angebote am Markt für SRL oder MRL werden auf Basis probabilistischer Prognosen erstellt. Somit können sie mit einer vorab gewählten Zuverlässigkeit eingehalten werden. Zusätzlich können die Erträge über den Spotmarkt erhöht und optimiert werden.

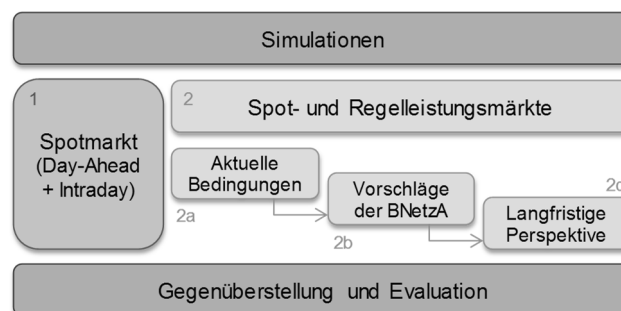


Abbildung 1: Ablauf der Simulation.

Im Folgenden werden die angestrebten Anpassungen an den Märkten für SRL und MRL bewertet, weiterentwickelt und den heutigen Bedingungen gegenübergestellt. Abbildung 1 zeigt einen Überblick der betrachteten vier Szenarien.

¹ Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen, elenia, Schleinitzstraße 23, 38106 Braunschweig, Tel.: +49 531 391-9720, Fax: +49 531 391 8106, j.seidel@tu-braunschweig.de, www.elenia.tu-braunschweig.de

² SMA Solar Technology AG, Sonnenallee 1, 34266 Niestetal, Tel.: +49 561 9522-3239, Fax: +49 561 9522 531001, daniel.premm@sma.de

Im ersten Szenario wird die ausschließliche Veräußerung der erzeugten Leistung am Spotmarkt untersucht. Anschließend wird der Regelleistungsmarkt in drei unterschiedlichen Szenarien einbezogen. Szenario 2a beinhaltet die aktuellen Marktbedingungen, nach denen lediglich der Minutenreservemarkt berücksichtigt werden kann. Szenario 2b umfasst die Vorschläge der Bundesnetzagentur [2], wodurch auch SRL angeboten werden kann. In Szenario 2c werden langfristig angestrebte Bedingungen, wie stündliche Zeitscheiben, integriert. Ziel der Simulationen ist die Bewertung unterschiedlicher Marktbedingungen für ein kombiniertes Angebot von PV-Anlagen am Regelleistungs- und Spotmarkt. Auf Basis dessen werden Empfehlungen für Anpassungen des Marktes ausgesprochen.

Ergebnisse und Ausblick

Durch die dargestellten Anpassungen der Marktbedingungen wird ein deutlich höheres Potential für PV-Anlagen zur Teilnahme an der Regelleistungsbereitstellung ermöglicht. Unter Berücksichtigung historischer Preis- und Marktdaten kann die Vermarktung von Regelleistung in Kombination mit der Direktvermarktung zu höheren Erlösen gegenüber einer alleinigen Veräußerung am Spotmarkt führen. Abbildung 2 zeigt dies an einem Beispieltag für negative MRL und SRL.

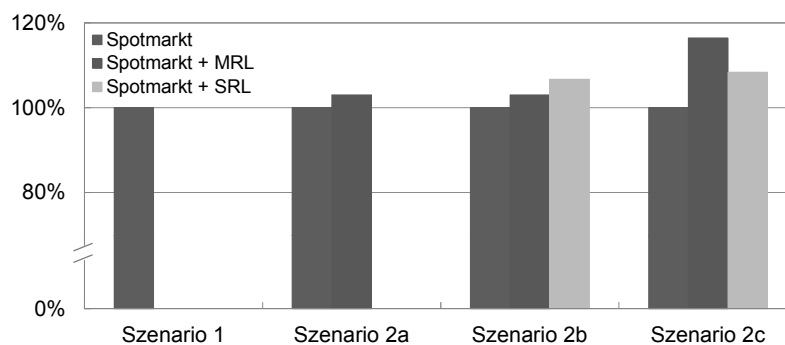


Abbildung 2: Erlöse am 28.08.2014, bezogen auf Szenario 1.

Abschließend lässt sich sagen, dass nach aktuellem Stand der Technik eine Frequenzhaltung durch PV-Anlagen möglich ist und wirtschaftliche Vorteile gegenüber einer alleinigen Vermarktung an Strombörsen bietet. Zukünftig werden PV-Systeme neben ihrer Leistungseinspeisung ebenfalls Netzsystemdienstleistungen bereitstellen und somit einen wichtigen Baustein in Richtung erneuerbare Vollversorgung leisten.

Hinweis

Das Verbundforschungsvorhaben *PV-Regel – Entwicklung von Konzepten und Lösungen zur Regelleistungserbringung mit Photovoltaikanlagen* wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in Zusammenarbeit mit dem Projektträger Jülich.

Literatur

- [1] Bundesnetzagentur (BNetzA), „EEG in Zahlen 2014“, 2015
- [2] Bundesnetzagentur (BNetzA) – Beschlusskammer 6, „Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve“, Bonn, 2015
- [3] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Hannes Seidl, „Roadmap dena-Studie Systemdienstleistungen 2030“, Berlin, 2014
- [4] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), „ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing“, Brüssel, 2014
- [5] Connect Energy Economics GmbH, „Leitstudie Strommarkt 2015“, Berlin, 2015
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)“, Berlin, 2015
- [7] J. Seidel, B. Osterkamp, B. Engel, „Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagenkonzepten zur Regelleistungserbringung bei veränderten Marktbedingungen“, NEIS 2015, Hamburg, 2015

4.4.3 SysDL 2.0 – Methoden und Anwendungen

**S. WENDE-VON-BERG¹, N. BORNHORST², S. GEHLER²,
E. SCHNEIDER³, T. PILZ⁴, K. SEIDL⁵, U. ZICKLER⁶**

Einleitung

Durch den stetig steigenden Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) und dem damit verbundenen Rückgang von konventionellen Energiequellen, wie Kohle- oder Atomkraftwerken, sind die Verteilnetzbetreiber (VNB) sowie Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gezwungen über neue Möglichkeiten und Methoden zur Erhaltung der Netz- und Systemstabilität nachzudenken. Durch den in manchen Netzgebieten bereits vorhandenen Mangel an Großkraftwerken und deren Möglichkeiten zur Spannungsstabilisierung, müssen die DEA diese wichtige Aufgabe teilweise bereits heute übernehmen. Hierzu eignet sich besonders der Einsatz von Blindleistung. (Eine Analyse über das Blindleistungspotenzial in einem projektbeteiligten Verteilungsnetz findet sich in einem Beitrag dieser Konferenz von M. Kreutziger et al.) Die Herausforderungen sind hierbei neben den wetterbedingten Schwankungen und der damit verbundenen Planungsunsicherheit, die Koordination der über ein großes Gebiet verteilten DEA und deren koordinierter Einsatz zur Bereitstellung von Blindleistung.

In dem hier vorzustellenden Verbundprojekt „SysDL2.0“ [1] werden Lösungsansätze und Realisierungen für die benannten Herausforderungen erarbeitet. Diese erstrecken sich hauptsächlich auf das 110-kV-Verteilungsnetz, beziehen aber auch die Kommunikations- und Systemdienstleistungsanforderungen des Übertragungsnetzbetreibers mit ein. Der Verbund aus Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern sowie Partnern aus Wirtschafts- und Forschungsunternehmen hat im Rahmen des Projekts einen Satz von Anwendungsfällen definiert, in denen mit koordinierter Bereitstellung von Blindleistung erneuerbarer Anlagen die Systemstabilität gewährleistet werden soll. Des Weiteren wurde ein einheitliches, auf dem Common Information Model (CIM) [3] basierendes Datenprofil erstellt, welches die Kommunikation zwischen den beteiligten Modulen, wie z.B. Optimierung und Prognose, sicherstellen kann. Das CIM-Datenprofil beschreibt und definiert universelle Schnittstellen und fördert die allgemeine Einsatzfähigkeit der entwickelten Funktionalitäten sowie deren Integration in eine gemeinsame Systemumgebung (SysDL2.0 Demonstrator) und dessen Einsatz. Ein weiterer Vorteil ist die allgemeine Anwendbarkeit von entwickelten Modulen in den jeweiligen Hard- und Softwareumgebungen, da von unterschiedlichen Leitsystemen bei den einzelnen VNB ausgegangen werden muss.

Anwendungen und Methoden

Beschreibung der Anwendungsfälle und deren Lösungsansatz in der Optimierung

Die definierten Anwendungsfälle (siehe [1,2] für Details) lassen sich in zwei Kategorien unterteilen: Systemdienstleistungen (SDL) für den ÜNB und SDL für den VNB.

Die SDL für den ÜNB umfassen die Punkte Spannungsband am Netzverknüpfungspunkt (NVP), Blindleistungsanforderung des ÜNB aus dem VN und Redispatchanfragen. Die SDL des VNB beinhalten die Punkte lokale Spannungshaltung, Netzverluste und Engpassmanagement. Aus den Anwendungsfällen ergeben sich Anforderungen, Grenzen und Sollwerte. Diese gehen in die Optimierung des SysDL-Moduls als Rand- und Nebenbedingungen (RB und NB) ein, unter denen dann eine spezifische Zielfunktion minimiert wird. Die Zielfunktionen der Anwendungsfälle sind auf zwei unterschiedliche Funktionen reduziert, so dass der konkrete Anwendungsfall durch die Bedingungen definiert wird.

¹ Fraunhofer IWES, Königstor 59, 34119 Kassel, Tel.: +49 561 7294 298, sebastian.wende-von.berg@iwes.fraunhofer.de

² Universität Kassel, Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze, Wilhelmshöher Allee 73, 34121 Kassel, Tel.: +49 561 8046201, www.e2n.uni-kassel.de

³ DREWAG NETZ GmbH, Rosenstraße 32, 01067 Dresden, Tel.: +49 351 4685309, eric_schneider@drewag-netz.de

⁴ ENSO NETZ GmbH, Friedrich-List-Platz 2, 01069 Dresden, Tel.: +49 351 468 5307, thomas.pilz@enso.de

⁵ DNV GL - Energy / KEMA-IEV GmbH, Gostritzer Straße 67, 01217 Dresden, Tel.: +49 351 871 9263, kristian.seidl@dnvgl.com

⁶ TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Schwerborner Straße 30, 99087 Erfurt, Tel.: +49 361 652 2766, uwe.zickler@thueringer-energienetze.com

Fall 1:

Hier wird als Zielfunktion die Minimierung der Netzverluste innerhalb des Hochspannungsnetzes gewählt. Diese wird je nach Anwendungsfall soweit minimiert, wie es die NB zulassen. Permanente NB sind z.B. die Einhaltung von Spannungsgrenzen und zulässige Belastung von Betriebsmitteln, aber auch Netzschutzgrenzen und (n-1)-Sicherheit. Bei Letzterer ist sicherzustellen, dass im Falle eines Betriebsmittelausfalles die eingestellte Kombination von Blindleistungssollwerten an den DEA nicht zu einer Überlastung eines Betriebsmittels führt, oder eine unzulässige Spannung erreicht wird. Nicht permanente NB wäre eine Blindleistungsvorgabe am NVP.

Fall 2:

Neben der Optimierung auf eine bestimmte Größe, wird auch ein potenzieller Blindleistungsbereitstellungsbereich am NVP bestimmt. Hierbei wird in der Zielfunktion die jeweils maximal induktive bzw. kapazitive Blindleistung am NVP berechnet. Auf dieser Grundlage kann der ÜNB eine Blindleistungsanforderung stellen.

Des Weiteren werden zu jedem Zeitpunkt Prognosen von Lasten und Einspeisern verwendet um zu prüfen, ob die vorgeschlagenen Lösungen und Stellbereiche auch innerhalb der nächsten Stunden realisierbar sind und bleiben.

Aufbau des SysDL2.0 Moduls u. dessen Umgebung auf Basis d. Common Information Models (CIM)

Das SysDL-Modul ist in mehrere Untermodule gegliedert, die im Folgenden aufgelistet sind:

- State Estimation zur Plausibilisierung der Messwerte und Korrektur von Messfehlern oder fehlenden Werten.
- Optimierung der aktuellen bzw. auch der prognostizierten Netzsituation unter den Bedingungen der jeweiligen Anwendungsfälle.
- Verwendung der Prognose zum Abschätzen zukünftiger Netzsituationen und Berechnung von Blindleistungsbereichen.

Das Modul wird an einem Kommunikationsserver angebunden sein, der die Eingangsdaten sowie Prognosedaten und Ergebnisse weiterleitet und in einer Datenbank verwaltet. Das komplette System wird als Demonstrator bezeichnet und abschließend als Projektergebnis an die VNB-Leitsysteme angekoppelt und in der realen Netzbetriebsführung getestet.

Um diese Kommunikation und den Anschluss an externe Schnittstellen wie Leitsystem und Prognose einheitlich und schnittstellenunabhängig zu gestalten, wird momentan ein CIM-Profil auf Basis von CIM 16 [3] verwendet. Dieses CIM-Profil wurde in enger Absprache mit den VNB's und Modulentwicklern entworfen und realisiert. Es umfasst alle zur Optimierung nötigen Netzelemente, geht aber auch über diese grundlegenden Anforderungen hinaus, um in weiteren Anwendungen wie z.B. Visualisierung verwendet zu werden. Das CIM definiert weiterhin einen Standard zum Austausch der Topologie-, Betriebsmittel- und Prozessdaten mittels „vollständigen CIM-Dateien“ oder „CIM Difference Messages“ [4]. Diese werden im RDF-Format [4] erstellt und über Filetransferschnittstellen in regelmäßigen Abständen von ca. 5-10 Minuten ausgetauscht. Da die RDF-Files schnittstellenunabhängig sind, bieten sie die Möglichkeit, den Demonstrator an Systeme anzukoppeln, welche eine CIM-Schnittstelle bieten.

Ergebnisse und Diskussion

In diesem Beitrag werden wir die Anwendungsfälle innerhalb der Optimierung beschreiben und in Offline-Simulationen anhand realer anonymisierter Netzdaten und Zeitreihen demonstrieren. Außerdem werden wir das entwickelte CIM-Profil vorstellen und das Zusammenspiel der verschiedenen Komponenten miteinander vorführen. Dieses wird sich speziell auf die Integration, den Einsatz und den Nutzen der Prognosedaten beziehen. Abschließend werden wir den weiteren Entwicklungsverlauf darstellen und auf mögliche zukünftige Ergebnisse und Herausforderungen eingehen.

Literaturverzeichnis

- [1] <http://www.sysdl20.de/>; [2] siehe „ Beiträge von Flächenverteilnetzen zur Erbringung von Systemdienstleistungen - Technische Anwendungsszenarien“ unter <http://www.zukunftsnetz.net/programm.html#c1328>; [3] <http://cimug.ucaiug.org/default.aspx> ; [4] RDF Difference Models von Arnold deVos (<http://www.langdale.com.au/CIMXML/DifferenceModelsR05.pdf>)

4.4.4 Anwendungsfall-Optimierte Bereitstellung von Blindleistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen im 110-kV-Verteilnetz

Marcus KREUTZIGER¹, Wilma BECKER², Peter SCHEGNER¹,
Elisabeth HABERMANN³

Einführung

Im Zuge der Energiewende in Deutschland erfolgt der Zubau regenerativer dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) zum Großteil in den Verteilnetzen (VN). Dies führt zu einer Reduzierung verfügbarer konventioneller Kraftwerksleistung im Übertragungsnetz (ÜN) und somit zu veränderten Anforderungen bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Im Forschungsprojekt SysDL 2.0 gilt es zu untersuchen, in welchem Maße die Beiträge zu den Systemdienstleistungen aus dem 110-kV-Verteilnetz koordiniert geleistet werden können. Aufgabe ist es, diese Anforderungen an die Betriebsführung in ausgewählten Verteilnetzgruppen zu integrieren und die Funktionalität und Leistungsfähigkeit in einem Feldtest nachzuweisen.

Methodik

Zum Erreichen der Zielstellung wurden zunächst sechs Anwendungsfälle (A bis F) in Anlehnung an [1] durch das Projektkonsortium identifiziert. Für diese soll das zu entwickelnde „SysDL-Modul“ optimierte Arbeitspunkte der DEAs im VN bestimmen. Innerhalb der Anwendungsfälle wird zwischen Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung sowie Engpassmanagement unterschieden. Im Einzelnen wurden folgende Anwendungsfälle ausgewählt:

- (1) Anpassung des Spannungsbandes am Netzverknüpfungspunkt (NVP)
- (2) Blindleistungsanforderung an das VN
- (3) Prüfung von Redispatch-Anfragen des ÜNB
- (4) Lokale Spannungshaltung im VN
- (5) Minimierung der Netzverluste im VN
- (6) Lokales Engpassmanagement im VN

Auf dieser Basis sind Netzbetriebsführungs-Algorithmen zu entwickeln, welche sowohl die Vorgaben durch die Anwendungsfälle erfüllen als auch die Komplexität eines vermaschten VN mit einer hohen Anzahl von DEAs beherrschen. Innerhalb dieses Kontextes gilt es zunächst Anlagen auszuwählen, die bezüglich der Anwendungsfälle jeweils das höchste Potenzial aufweisen.

Ergebnisse

Im Folgenden wird eine ländlich geprägte 110-kV-Verteilnetzgruppe der MITNETZ STROM untersucht. Das Netz weist eine Leitungslänge von ca. 1.600 km mit 3 NVPs zum ÜN und 41 direkt an das 110-kV-Netz angeschlossenen DEAs auf. Die Datengrundlage bilden gemessene Last- und Einspeisezeitreihen des Jahres 2014 in 15 Minuten Zeitschritten.

Zur Bestimmung der Anlagen mit dem höchsten Potenzial der Blindleistungsbereitstellung für die einzelnen Anwendungsfälle gibt es unterschiedliche Auswahlkriterien. Ausgangspunkt hierfür ist zunächst der P-Q-Arbeitsbereich, welchen jede DEA an ihrem Netzanschlusspunkt erfüllen muss [3]. Hieraus lassen sich drei Arbeitsbereiche ableiten. Bei Einspeiseleistungen unter 10 % der Nennleistung kann gegenwärtig kein definierter Blindleistungsstellbereich abgefordert werden (t_{Q0}).

¹ Technische Universität Dresden, Mommsenstraße 10, 01062 Dresden, Fax: +49 351463-37036,
{Tel.: +49 351463-43202, marcus.kreutziger@tu-dresden.de},
{Tel.: +49 351463-34374, peter.schegner@tu-dresden.de},
www.tu-dresden.de/etieeh

² Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Magdeburger Straße 36, Tel.: +49 345216-3225,
Fax: +49 345216-3212, wilma.becker@mitnetz-strom.de, www.mitnetz-strom.de

³ 50Hertz Transmission GmbH, Eichenstraße 3A, 12435 Berlin, Tel.: +49 305150-4536,
elisabeth.habermann@50hertz.com, www.50hertz.com

Bei Einspeiseleistungen zwischen 10 % und 20 % der Nennleistung ist ein eingeschränkter Bereich vorgegeben. Ab Leistungen über 20 % der Nennleistung muss die DEA den vereinbarten maximalen Blindleistungsbereich durchfahren können. Tabelle 1 zeigt die Anzahl der Teilbereich-Reaktivstunden (t_{Qt}), der Bemessungs-Reaktivstunden (t_{Qr}) und deren aufsummierten Gesamt-Reaktivstunden (t_Q) verglichen mit den üblicherweise für DEAs verwendeten Volllaststunden (t_{Voll}). Es ist zu erkennen, dass die DEAs über ein Jahr deutlich mehr Stunden Blindleistung zur Verfügung stellen können, als der Wert der Volllaststunden vermuten lässt. Zudem ist kein direkter Bezug der Anzahl der Volllaststunden auf die Gesamt-Reaktivstunden möglich (vgl. WEA 17 und WEA 10). Eine Besonderheit weist PV 14 auf. Sie bildet eine Kombination aus WEA und PVA, wodurch das Verhältnis t_Q/t_{Voll} größer als bei PV 08 ist.

	WEA 17	WEA 10	PV 14	WEA 16	WEA 26	PV 08
t_{Q0} in h ($P < 0,1P_r$)	3.621	3.782	3.906	4.128	5.540	6.022
t_{Qt} in h ($0,1P_r \leq P < 0,2P_r$)	2.115	1.686	1.986	1.531	1.378	630
t_{Qr} in h ($P > 0,2P_r$)	3.024	3.292	2.868	3.101	1.842	2.108
t_Q in h ($t_{Qt} + t_{Qr}$)	5.139	4.978	4.854	4.632	3.220	2.738
t_{Voll} in h	1.406	1.672	1.425	1.562	1.056	1.221

Tabelle 1: Zeitwerte der Arbeitsbereiche von DEAs für 2014 ($t=8760$ h).

Im Folgenden soll die Auswahl einzelner DEAs zur Verwendung für die Anwendungsfälle A/B und D/E untersucht werden. Es wurde bestimmt, welchen Einfluss jede DEA zu jedem Zeitschritt im Jahr 2014, unter Voraussetzung einer direkten Steuerung gehabt hätte. Die Wirkung jeder DEA ist dabei abhängig von der Lage im Netz, dem zu untersuchenden Anwendungsfall sowie der Einspeiseleistung und somit vom jeweils möglichen Blindleistungsstellbereich. Abbildung 1 zeigt in einer Boxplot-Darstellung die Wirkung ausgewählter Anlagen für die genannten Anwendungsfälle über das Jahr 2014. Die Sortierung der DEAs erfolgt dabei nach der Anzahl der Gesamt-Reaktivstunden, wobei WEA 28 erst im Laufe des Jahres angeschlossen wurde. In beiden Abbildungen ist zu erkennen, dass nicht zwingend DEAs mit hoher Anzahl an Gesamt-Reaktivstunden auch einen guten Einfluss auf die Anwendungsfall-spezifische Zielgröße haben. Zudem ist beim Vergleich der Abbildungen untereinander festzustellen, dass Anlagen (bspw. WEA 10) mit hohem Einfluss auf die Blindleistung an NVP 1 einen eher geringen Einfluss auf die Spannungshaltung im VN haben.

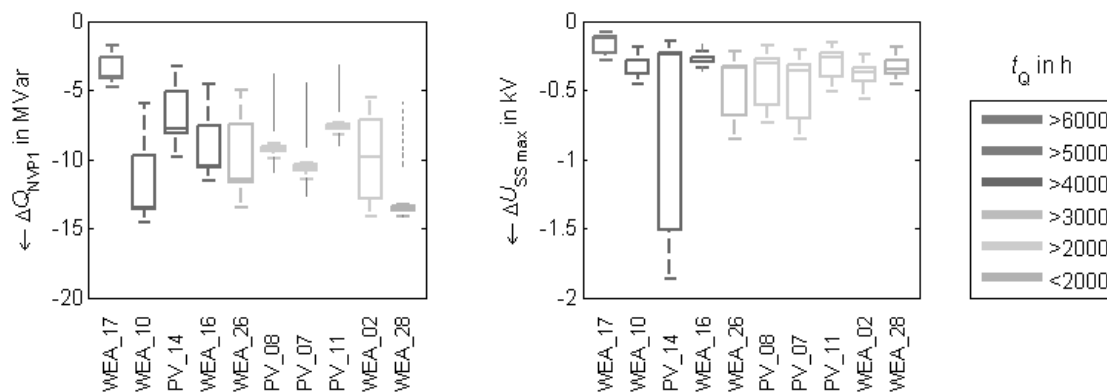


Abbildung 1: Anlagenpotenzial für Anwendungsfall B an NVP1 (links) und Anwendungsfall D zur Spannungssenkung der Sammelschiene mit höchster Spannung (rechts).

Literatur

- [1] 10-Punkte-Programm der 110-kV-Verteilnetzbetreiber und des Übertragungsnetzbetreibers der Regelzone 50 Hertz; [online] http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Medien/Positions-papiere/10_Punkte_Programm_Systemsicherheit-Langfassung.pdf, Abruf: 26.10.2015
- [2] Technische Anwendungsszenarien, [online] <http://www.sysdl20.de/ergebnisse/>, Abruf: 15.10.2015
- [3] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2015); Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen in das Hochspannungsnetz

4.4.5 Optionen für die Gestaltung des zukünftigen Blindleistungsaustauschs an der Schnittstelle Verteil-/Übertragungsnetz

Philipp SCHÄFER¹, Hendrik VENNEGEERTS¹, Simon KRAHL¹,
Albert MOSER¹

Inhalt

Die zunehmende Verdrängung konventioneller, direkt an das Übertragungsnetz angeschlossener Großkraftwerke durch steigende Anschlussleistung dezentraler Erzeugungsanlagen in Deutschland führt zu neuen Herausforderungen in der Sicherstellung der Systemstabilität. Insbesondere der Wegfall von Blindleistungsquellen im Übertragungsnetz legt die Frage nahe, inwieweit Blindleistungsquellen, z.B. in Form von dezentralen Erzeugungsanlagen im Verteilnetz, für die Unterstützung der Spannungshaltung des Übertragungsnetzes nutzbar sind. Dieser Beitrag zeigt verschiedene Konzepte und Strategien für einen spannungsebenen-übergreifenden Blindleistungsaustausch auf und stellt diese in einen technischen und gesamtwirtschaftlichen Vergleich. Mit Hilfe der Untersuchungen ist es möglich, grundlegende Empfehlungen für die Gestaltung des zukünftigen Blindleistungsaustausches an den Schnittstellen der Spannungsebenen sowie zukünftiger Richtlinien abzuleiten.

Methodik

Eine Gesamtoptimierung aller Spannungsebenen im Betrieb erscheint nicht praxismäßig, da sich der Problemumfang und Informationsaustausch als äußerst umfangreich herausstellt und die Verantwortungsbereiche unterschiedlich sind. Zu Vergleichszwecken wird diese jedoch ebenfalls berechnet und mit $Q_{\text{GesamtOpt}}$ bezeichnet. Es bieten sich Vorgaben für den Blindleistungsfluss an den Schnittstellen zwischen Übertragungs- und Verteilnetz an, für deren Gestaltung unterschiedliche Optionen bestehen. Im Rahmen dieses Beitrags werden die in Abbildung 1 gezeigten Strategien untersucht, deren Untersuchung aufgrund der vielfachen Wechselwirkungen einen Optimierungsansatz erfordert.

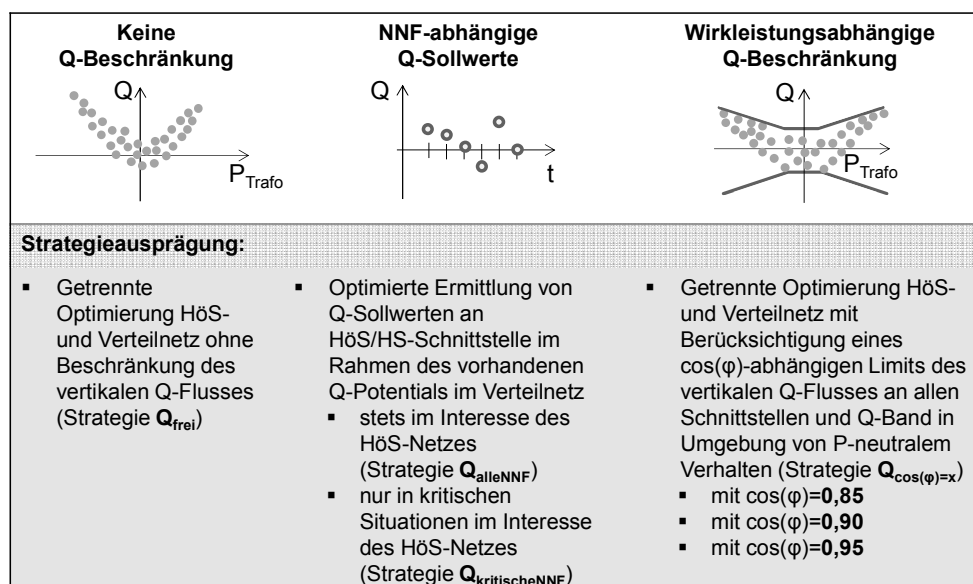


Abbildung 1: Strategien für den spannungsebenen-übergreifenden Blindleistungsaustausch.

Für jede untersuchte Strategie wird mit dessen Hilfe die Einhaltung der betrieblichen Randbedingungen wie Spannungshaltung und thermische Belastbarkeitsgrenzen in allen Netzen garantiert und die jeweils kostengünstigste Lösung in Bezug auf Verlustleistung und eventuellem Neubaubedarf von Kompensationsanlagen ermittelt. Dies erlaubt einen objektiven Vergleich der Strategien.

¹ FGH e.V., Roermonder Straße 199, 52072 Aachen, Tel.: +49 241 997857-19, Fax: +49 241 997857-22, philipp.schaefer@fgh-ma.de, www.fgh-ma.de

Die für die Untersuchung erforderliche Modellbildung erfolgt über eine detailgetreue Nachbildung des zukünftigen Übertragungsnetzes anhand von Daten aus dem deutschen Netzentwicklungsplan sowie des 110-kV-Hochspannungsnetzes (u.a. mithilfe von veröffentlichten Netzschemaplänen). Die ebenfalls für die Bewertung erforderlichen MS/NS-Netze werden über auf Basis realer Daten parametrisierten Musternetze abgebildet.

Ergebnisse

Anhand von zwei Modellregionen für einen HöS-Netzabschnitt im Norden und Süden von Deutschland werden die vorgestellten Strategien bewertet und verglichen. Abbildung 2 zeigt einen gesamtwirtschaftlichen Vergleich der Strategien, der die annuitätischen Kosten für zusätzliche zur Einhaltung der betrieblichen Randbedingungen erforderliche Kompensationsanlagen sowie jährliche Kosten für zusätzliche Verlustleistung, die auf eine reduzierte Flexibilität der Blindleistungsquellen in den einzelnen Strategien durch die Q-Vorgaben zurückzuführen ist, gegenüberstellt.

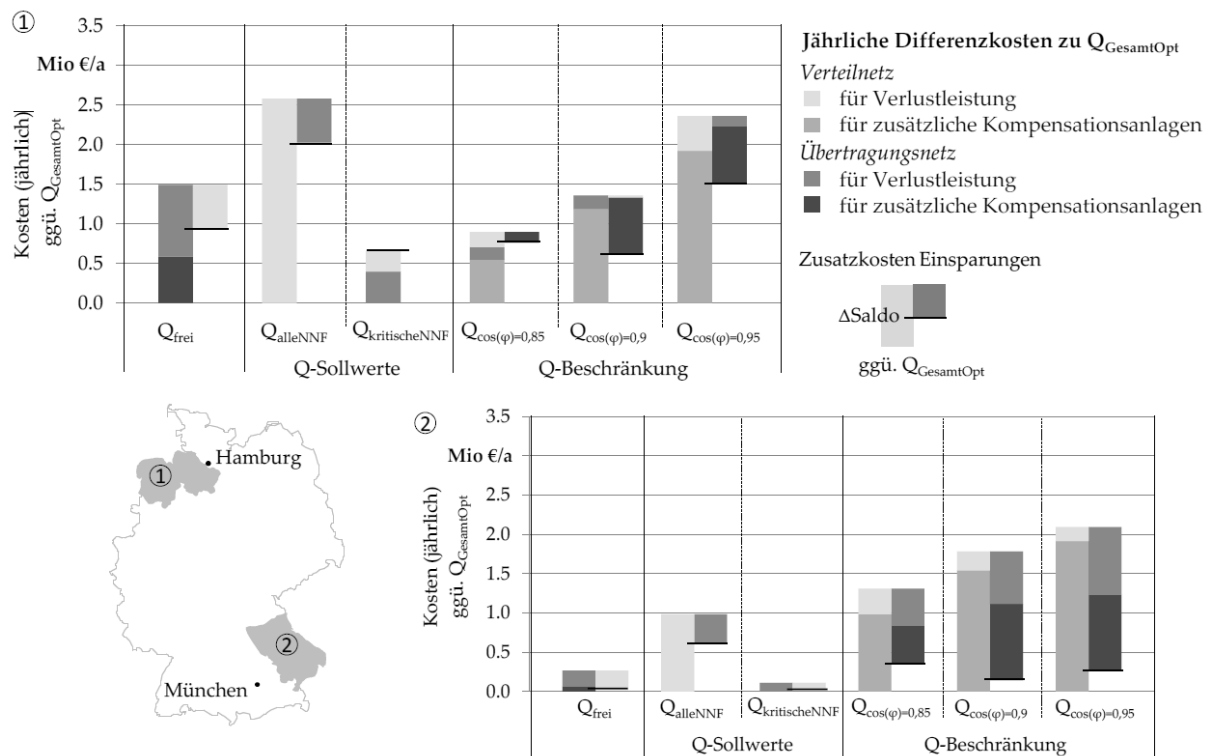


Abbildung 2: Kostenbetrachtung verschiedener Q-Strategien für zwei beispielhafte Modellregionen.

Insbesondere für die nördliche Modellregion ist zu erkennen, dass ein unkoordinierter Blindleistungsfluss zwischen Übertragungs- und Verteilnetz zu hohen Gesamtkosten aufgrund vermehrten Kompensationsbedarfs im HöS-Netz führt. Daher erscheinen hier Vorgaben an den Schnittstellen zielführend. Eine vollständige Kontrolle des vertikalen Q-Flusses ist möglich, jedoch aufwendig, da eine Realtime-Sollwertbestimmung durch den ÜNB erfolgen muss. Erfolgt die Sollwertvorgabe in allen Situationen ausschließlich im Sinne des HöS-Netzes, steigt die Verlustleistung aufgrund unflexibler Blindleistungsquellen im Verteilnetz massiv an. Bezieht sich eine Sollwertvorgabe nur auf für das HöS-Netz kritische Fälle und kann zu allen weiteren Zeitpunkten die Flexibilität auch zur Verlustminimierung im Verteilnetz genutzt werden, können die Gesamtkosten deutlich reduziert werden. Eine bedarfsgerechte Beschränkung des vertikalen Blindleistungsflusses erscheint ebenfalls ökonomisch sinnvoll, wobei zu beachten gilt, dass eine zu starke Beschränkung zu Flexibilitätsverlust im Verteilnetz ohne zusätzlichen Nutzen im Übertragungsnetz führt. Die optimale Beschränkung ist dabei von spezifischen Eigenschaften der betrachteten Region abhängig, zumal in allen Fällen die zur Verlustoptimierung bzw. Steuerbarkeit des Blindleistungsflusses im Verteilnetz notwendige Mess- und Kommunikationstechnik ohne Mehrkosten vorausgesetzt wurde. In der südlichen Modellregion ist eine Blindleistungsunterstützung aus dem Verteilnetz weniger effizient, da ein Großteil der Erzeugungsanlagen in der NS-Ebene angeschlossen sind und daher nicht flexibel ansteuerbar sind.

4.4.6 Blindleistungserbringung im zukünftigen bundesdeutschen Stromsystem – Technische Alternativen und energiewirtschaftliche Umsetzungsmöglichkeiten

Johannes KOCHEMS¹

Hintergrund und Motivation

Das bundesdeutsche Stromsystem befindet sich derzeit in einer Transformationsphase, welche die Entwicklung weg von einem durch zentral gelegene konventionelle Großkraftwerke geprägten hin zu einem Erzeugungssystem umfasst, in dem die fluktuierenden erneuerbaren Energien Windenergie und Photovoltaik mit dezentralem Charakter das Zentrum der zukünftigen Stromversorgung bilden werden.

Die fortschreitende Verdrängung konventioneller Erzeuger zu Zeiten eines hohen regenerativen Dargebots erfordert zukünftig Alternativen zur kraftwerksunabhängigen Bereitstellung der für einen stabilen Netz- bzw. Systembetrieb erforderlichen Systemdienstleistungen. Hierzu zählt die Spannungshaltung, die durch ausreichende und lokale Blindleistungsbeiträge zu gewährleisten ist. Derzeit stellen konventionelle Kraftwerke neben Blindleistungskompensationsanlagen die „klassischen“ Erbringer der benötigten Blindleistung dar, wodurch ein netztechnischer Must-Run von bis zu 20 GW aus fossilen Kraftwerken mit ihren spezifischen Mindestnennleistungen und Gradienten impliziert wird. Ein derart hoher netztechnischer Must-Run würde zukünftig zu einem hohen Maß an Abregelungen der Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien führen, weshalb es geboten ist, den netztechnischen Must-Run konventioneller Kraftwerke zur Erreichung energie- und klimapolitischer Zielsetzungen auf ein Mindestmaß zu reduzieren. Zu diesem Zweck sind zukünftig alternative technische Optionen zur Blindleistungsbereitstellung zu erschließen.

Zentrale Fragestellungen

Das Ziel der Arbeit war es, Kernfragen zur zukünftigen Blindleistungserbringung aus technischer sowie energiewirtschaftlicher Sicht aufzuzeigen und Antwortansätze zu diesen zu liefern. Im Wesentlichen sollte untersucht werden, wie sich die Blindleistungsbedarfe zukünftig verändern, welche technischen Alternativen die Beiträge konventioneller Kraftwerke substituieren können, wie eine sinnvolle Aufteilung der Verantwortlichkeiten zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern ausgestaltet sein könnte sowie welches Spektrum an ökonomischen Mechanismen zur Abgeltung von Blindleistungsbeiträgen zur Verfügung steht. Abgestellt wurde hierbei auf einen Betrachtungshorizont nach 2020.

Strukturierung und methodische Vorgehensweise

Nach einer Einbettung des Themas Blindleistung in den Komplex der Systemdienstleistungen werden der Status quo heutiger Beschaffungs- und Abgeltungskonzepte und die erzeugungsseitigen Veränderungen innerhalb des Transformationsprozesses im bundesdeutschen Stromsystem beschrieben. An eine auf Studienergebnissen basierende Darstellung prognostizierter zukünftiger Blindleistungsbedarfe schließt sich ein Überblick über technologische Optionen an, die zur zukünftigen Blindleistungsbereitstellung infrage kommen.

Ein Schwerpunkt liegt auf der Betrachtung des Blindleistungspotenzials aus Wechselrichtern der in der Verteilnetzebene angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen hinsichtlich der Gewährleistung eines blindleistungsneutralen Betriebs des Verteilnetzes sowie einer Bereitstellung von Blindleistung für das Übertragungsnetz. Regulatorische Anpassungsbedarfe werden andiskutiert, die vor dem Hintergrund kurz umrissener europäischer Harmonisierungsbestrebungen zu sehen sind. In einer Diskussion von Modellansätzen werden konzeptionelle Beschaffungsansätze und Abgeltungsmechanismen für Blindleistungsbeiträge beleuchtet. Hierbei werden die Grundzüge dreier Ansätze beschrieben, bevor sich eine Bewertung dieser Ansätze anhand eines im Rahmen dieser Arbeit entwickelten ökonomischen Kriterienkatalogs anschließt, welcher sechs Kriterien umfasst.

¹ IZES gGmbH, Altenkesseler Str. 17, Geb. A1, 66115 Saarbrücken, Tel.: +49 681 9762-865, Fax: +49 681 9762-850, kochems@izes.de, www.izes.de

Als Kriterien dienen beispielsweise die Kosten der Bedarfsdeckung, die Praktikabilität der Ansätze sowie eine Einschätzung zu deren Übertragbarkeit auf die Bundesrepublik Deutschland. Den Abschluss bildet eine Diskussion von alternativen ökonomischen Mechanismen zur Abgeltung von Blindleistungsbeiträgen.

Wesentliche Ergebnisse

Durch höhere Leistungsflüsse über größere Distanzen, fortschreitenden Netzausbau und erhöhten Verkabelungsgrad sowie zunehmende Einspeisungen auf niedrigen Spannungsebenen ist zukünftig ein insgesamt größerer Blindleistungsbedarf als im aktuellen System zu erwarten.

Aus technischer Sicht ist die zukünftige Bereitstellung von Blindleistung ein zu bewältigendes Problem: Neben den „klassischen“ Erbringern existiert eine Reihe von technischen Lösungen, die zur Deckung des Blindleistungsbedarfs in einem sich verändernden Stromsystem herangezogen werden und damit zur Reduktion des konventionellen Must-Run-Sockels beitragen können. Die betrachteten Lösungen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer technischen Charakteristika, ihrer Kostenstruktur sowie möglichen weiteren Anwendungsfällen. Die Auswahl der einzusetzenden Technologien stellt letztlich eine wirtschaftliche Optimierungsaufgabe dar. Hierbei sind Synergien derart nutzbar, als solche Anlagen eingesetzt werden können, die zusätzlich zur Blindleistungslieferung auch andere Aufgaben übernehmen, wie Wirkleistungsbereitstellung (z. B. HGÜ-Konverter oder Wechselrichter dezentraler Erzeugungsanlagen) oder die Erbringung zusätzlicher Systemdienstleistungen (z. B. FACTS oder rotierende Phasenschieber). Teilweise sind die genannten technischen Anlagen ohnehin vorhanden bzw. geplant. Diese Aspekte sollten in die Gesamtkostenbewertung einfließen.

Grundsätzlich erscheint es sinnvoll, einen verstärkten Beitrag der oberen Spannungsebenen des Verteilnetzes zum Ausgleich der Blindleistungsbilanz des Übertragungsnetzes zu fordern. Das Potenzial, gesicherte Blindleistungsbeiträge aus den Wechselrichtern dezentraler Erzeugungsanlagen für übergelagerte Netzebenen zum Blindleistungsbilanzausgleich bereitzustellen ist aktuell sowie zukünftig nicht in allen Netzregionen gegeben. Dennoch existieren ungesicherte sowie gesicherte Potenziale, die erschlossen werden können, sofern technische Voraussetzungen erfüllt und regulatorische Anpassungen vorgenommen werden. Hierzu gehört z. B. die Anerkennung der Kosten der Netzbetreiber für die Beschaffung der Blindleistung, deren wirtschaftliche Bedeutung gegenwärtig gering ist, zukünftig aber einen größeren Anteil an den Kosten der Systemdienstleistungen einnehmen dürfte. Für die übergeordnete Koordination und den Ausgleich der Blindleistungsbilanz sollte weiterhin der Übertragungsnetzbetreiber als Systemkoordinator zuständig bleiben, wobei Verteilnetzbetreiber – insbesondere auf der der 110-kV-Ebene – diesen nach ihrem individuellen Blindleistungsvermögen entlasten. Angesichts netztechnischer Charakteristika untergelagerter Spannungsebenen sowie des zur Ansteuerung der Anlagen entstehenden Investitionsaufwands sollte in einer Kosten-Nutzen-Analyse überprüft werden, bis zu welcher Spannungsebene eine Einbeziehung der Blindleistungsbeiträge aus Wechselrichtern erneuerbarer Energien-Anlagen auf Anforderung des Netzbetreibers nutzenstiftend ist.

Die Betrachtung dreier unterschiedlicher konzeptioneller Ansätze zur Blindleistungsbedarfsdeckung führte unter anderem zu nachfolgenden Einschätzungen: Blindleistungsauktionen, wie sie in Großbritannien vorzufinden sind, sind durch einen hohen Aufwand charakterisiert und dürften wegen des heterogenen Felds der Verteilnetzbetreiber auf Deutschland kaum ohne Anpassungen übertragbar sein. Das Schweizer Modell liefert einen interessanten Ansatz zur Blindleistungsbedarfsdeckung, der, gegebenenfalls in modifizierter Form, auch für die Bundesrepublik Deutschland anwendbar erscheint, um das Blindleistungspotenzial der Verteilnetzebene verstärkt nutzbar zu machen.

Das Spektrum an ökonomischen Abgeltungsmechanismen für Blindleistungsbeiträge umfasst neben einer kostenlosen Bereitstellung Kompensationszahlungen sowie Anreizsysteme. Letztere ließen sich theoretisch marktbasiert gestalten. Dabei könnten die Vielzahl der entstehenden Marktplätze bei Beschränkung von Blindleistungsmärkten auf das Netzgebiet eines Verteilnetzbetreibers, die Gefahr, nicht jederzeit auf ein ausreichend großes Angebot zur Bedarfsdeckung zurückgreifen zu können und das aktuell verhältnismäßig kleine Marktvolumen eine sichere Bereitstellung von Blindleistung hemmen. Diese Hemmnisse rechtfertigen die Forderung nach einer ergebnisoffenen Kosten-Nutzen-Analyse zur Klärung, ob (dezentrale) Blindleistungsmärkte eingeführt werden sollten.

4.5 **SCHUTZASPEKTE (SESSION C5)**

4.5.1 **Beiträge der Sternpunktsbehandlung zur Versorgungsqualität**

Lothar FICKERT¹, Elisabeth HUFNAGL¹

Ausgangssituation

Der Begriff der Versorgungsqualität beinhaltet im Wesentlichen die Komponenten

- Versorgungskontinuität
- Spannungsqualität
- Sicherheit

Netzplanung und Netzbetrieb haben sicherzustellen, dass diese Kriterien innerhalb gewisser Grenzen eingehalten werden, welche zum Beispiel auch die Europeanorm EN 50 160 bzw. die Europeanorm EN 50 522 beschreibt. Wie umfangreiche Untersuchungen gezeigt haben (zum Beispiel durch UNIPEDA), und wie man auch anhand typischer Musternetze ableiten kann, ist in den derzeitigen in Mitteleuropa üblichen Netzen der Parameter

- Versorgungskontinuität hauptsächlich auf das Geschehen in der Mittelspannungsebene
- Spannungsqualität bezüglich des die Verbraucher maßgeblich beeinträchtigenden Parameters der Spannungseinbrüche (Dips) auf Störungen in der Höchst- und Hochspannungsebene
- Sicherheit auf Erdfehlerströme und damit maßgeblich auf die Sternpunktbehandlung

zurückzuführen.

Der Grund dafür liegt hinsichtlich der Versorgungskontinuität üblicherweise im Netzaufbau (NE1 und NE3 - vermaschte Netze mit mehreren Einspeisepunkten vs. NE5 - Strahlennetze mit einem Einspeisepunkt / Slack Generator) und im Ausbreitungsradius bei Spannungseinbrüchen für relevante Störungen (Kurzschlüsse).

Die sowohl für die Sicherheit als auch die Versorgungskontinuität relevante, übliche Betriebsform der Sternpunktsbehandlung bei Mittelspannungs- und bei Hochspannungsnetzen (NE3) ist die Löschung, und bei Höchstspannungsnetzen (NE1) die starre Erdung.

In der jüngeren Vergangenheit ist aber die Diskussion der Sternpunktbehandlung wieder aufgeflammt: Die Treiber für weiterführende Überlegungen sind in der Mittelspannungsebene

- (1) in (städtischen) Kabelnetzen - die Alterung der Betriebsmittel und herabgesetzte Resilienz beim häufigsten aller Fehler, nämlich dem Isolationsdurchbruch gegen Masse (einpoliger Erdschluss)
- (2) in (ländlichen) gemischten Netzen - die zunehmende Erweiterung durch Kabelstrecken bzw. der Ersatz von bestehenden Freileitungen bzw. in manchen Regionen der starke Zubau von verkabelten Windparkanspeisungen.
- (3) in Hochspannungsnetzen (NE3) - die internationale Entwicklung (Bundesrepublik Deutschland), wo durch die Anwendungsrichtlinie VDE-AR-N 4202 „Vorgehensweise beim Einsatz von Kabeln in Hochspannungsfreileitungsnetzen“ der Verkabelungsgrad der 110-kV- Netze zunehmen wird bzw. ganz allgemein durch Netzausbau die zu löschenden kapazitive Erdschlussströme stark zunehmen.

Aufgrund dieser Entwicklungen wird auch vermehrt die Frage des Weiterbetriebes eines Netzes im Falle eines einpoligen Fehlers (Erdschlusses) hinsichtlich technischer als auch operativer/wirtschaftliche Fragestellungen gestellt.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz,
Fax: +43 316 873-7553, www.ifea.tugraz.at,
{Tel.: +43 316 873-7550, lothar.fickert@tugraz.at},
{Tel.: +43 316 873-7552, elisabeth.hufnagl@tugraz.at}

Neuartige Lösungsansätze bei der Sternpunktbehandlung

Allgemein gilt, dass bei steigendem Netzausbau wegen der Zunahme des zu löschenden kapazitiven Erdschlussstroms nicht nur zusätzliche Petersenspulen oder Netzteilungen (Bau neuer Umspannwerke / Errichtung neuer Netzbezirke) erforderlich sind, sondern dass wegen der quadratischen Abhängigkeit des Doppelerdschlussgeschehens von der Netzausdehnung die Wahrscheinlichkeit von Doppelerdschlüssen und Mehrfachfehlern und in der Folge der Verletzung des (n-1)-Prinzips drastisch zunimmt. Hier wurden schon Fälle beobachtet, wo – ausgehend von einem einfachen Erdschluss – in der Folge durch immer neu hinzutretende weitere Fußpunkte so viele Kabelstrecken ausfielen, dass in der Folge selbst ein notdürftiger Netzbetrieb de facto nicht mehr möglich war.

Als Abhilfe ist daher in ausgewählten und begründeten Fällen das Verlassen der Philosophie des Weiterbetriebes eines gelöschten Netzes im Erdschlussfall zugunsten einer raschen und gezielten Abschaltung des erdschlussbehafteten Netzelementes überlegenswert und sinnvoll.

Schutztechnisch sind dazu hochselektive (zumindest abschnitts-, wenn nicht sogar punktgenaue), robuste und schnell wirkende Erdschlussortungsverfahren erforderlich, welche oft durch die Einspeisung von relativ kräftigen Ortungs-Hilfsströmen in der Größenordnung von 60 A – 200 A – 1200 A und entsprechende

- Überstromanzeiger oder Phasen-Überstromrelais mit oder ohne Richtungscharakteristik bzw.
- Summenstrom-Überstromrelais mit oder ohne Richtungscharakteristik

realisiert werden.

Diese Verfahren haben den *Vorteil* der Robustheit und eines i.A. günstigen Preis-Leistungs-Verhältnisses hinsichtlich der Gerätekonfiguration. Demgegenüber stehen die *Nachteile* der Zwangsabschaltung (Energieentzug von Verbrauchern bzw. Verhinderung von Netzeinspeisung bei regenerativen Erzeugern). Im Falle von besonders starken Ortungsströmen in der Größenordnung der Nennströme der Einspeisetransformatoren kommen als weitere kritische Punkte Fragen der Gefährdungsspannungen bzw. die Höhe der resultierenden Spannungseinbrüche der einzelnen verketteten Spannung an der Sammelschiene hinzu.

Beurteilungsmethodik und Ausblick

Der erste Schritt einer Bewertung einer zu untersuchenden Sternpunktbehandlung besteht in der technischen Analyse hinsichtlich Strömen und Spannungen im Netz, gefolgt von einer Risikoanalyse hinsichtlich allfälliger Schritt- und Berührungsspannungen.

Gerade hinsichtlich des letzten, sicherheitsrelevanten, Kriteriums sind allfällige Diskussionsspielräume sehr gering, und je nach Höhe und Dauer der Erdschlussströme kann man allfällige entsprechende Nachrüstungskosten der Erdungsanlagen bestimmen. Da außerdem i.d.R. nicht von einem „green field approach“ ausgegangen werden kann, sondern bereits eine bestehende Infrastruktur hinsichtlich Erdungsanlagen, Schutzeinrichtungen, Kommunikations- und Warteneinrichtungen besteht, gestaltet sich die Umrüstsituation je nach Netzbetreiber verschieden und darf nicht verallgemeinert werden.

Im Falle einer erwünschten Schnellabschaltung von Erdschlüssen gehen diese prima vista zu Ungunsten der Versorgungskennzahlen (z.B. SAIDI) ein. Allerdings wendet sich das Blatt sehr schnell, wenn man mit Doppel- und Mehrfach-Erdschlüssen rechnen muss und das in Rechnung stellt. Gerade in Hinblick auf eine vielerorts diskutierte Pönale (Q-Faktor) kann hier die Abschaltung durchaus positiv zu Buche schlagen.

Die Beurteilungsmethodik muss also individuell sowohl die technischen Möglichkeiten als auch die operativen bzw. die regulatorischen Ansätze berücksichtigen, um eine unternehmens-optimale Lösung zu finden.

4.5.2 Erdschlussortung in USV-Batteriesystemen – Ein innovativer Ansatz

Georg ACHLEITNER¹, Lothar FICKERT²

Einleitung

Gleichspannungsnetze finden in zahlreichen Gebieten, wie beispielsweise in der Verkehrstechnik, in der Energietechnik sowie in Bereichen mit hohen Anforderungen an die Versorgungssicherheit oder an den Personenschutz, Anwendung. Aufgrund der speziellen Eigenschaften von Gleichspannungsnetzen können einige der bei den Wechselspannungsnetzen üblichen Schutzmaßnahmen nicht in gleicher Weise umgesetzt werden. So werden für Wechselspannungsnetze unter anderem TN-System, TT-Systeme sowie IT-Systeme eingesetzt, die sich durch Ausführung eines Neutralleiters, Ausführung und Anbindung der Transformatoren und Implementierung der Erdung und der Anbindung der Verbraucher unterscheiden. Die Auslegung des elektrischen Netzes, der Verbraucher sowie der Schutzmaßnahmen bestimmen damit Reaktionen auf Isolationsfehler gegen Erde (also eine elektrische Verbindung einer Phase mit Erdpotential). Je nach Anwendungsfall werden dabei unterschiedliche Anforderungen an die Selektivität, Schnelligkeit, Empfindlichkeit, Genauigkeit, Zuverlässigkeit, Unabhängigkeit und Wirtschaftlichkeit gestellt.

Erdfehler in Batteriesystemen

Batteriesysteme werden normalerweise in isolierter Betriebsweise ausgeführt. Diese Betriebsart führt bei Erdfehlern nicht zu Ausfällen. Erdfehler können zum Beispiel durch Schäden bei der Kabelverlegung, Tierverbiss oder Wassereintritt entstehen. Dank der isolierten Betriebsweise kann das Netz weiter betrieben werden, jedoch müssen diese Fehler rasch gefunden und behoben werden um Folgefehler oder Schäden zu vermeiden, welche in weiterer Folge zu einem weiteren Ausfall der Anlage führen könnten.

Grundsätzlich muss aufgrund von normativen Vorgaben in einem isolierten Netz ein System zur Isolationsüberwachung vorhanden sein. Damit wird die Erkennung eines Erdfehlers vorgenommen. Durch diese Überwachungssysteme wird ein Fehler erkannt, jedoch ist der fehlerhafte Abzweig selten bekannt, was zu längeren Fehlersuchzeiten führen kann. Die Fehlersuche wird durch Ein- und Ausschalten vorgenommen und gestaltet sich meist als sehr aufwendig. Speziell in großen und ausgedehnten Anlagen kann dies längere Zeit in Anspruch nehmen und für das Betriebspersonal eine große Herausforderung darstellen.

Fehlerortungsverfahren

In diesem Beitrag wird ein neues, einfaches und robustes, von TU Graz und APG patentiertes Verfahren zur Fehlerortung in Batteriesystemen vorgestellt. Es basiert auf bekannten Isolationsüberwachungssystemen und ermöglicht eine Abzweigortung in Batteriesystemen.

In diesem Verfahren kommt ein Spannungsteiler zum Einsatz, der eine Mittelpunktserdung hat. Durch dieses Element kann bereits ein Isolationfehler erkannt werden. Weiters kann aufgrund dieses sehr hochohmigen Spannungsteiler ein eventueller Fehlerstrom definiert zum Mittelpunkt retour abfließen. Im Fehlerfall wird durch die Isolationsüberwachung die fehlerhafte Phase erkannt. Der Suchschalter dient dazu, die gleiche Phase direkt an der Batterie nochmals zu erden. Damit verändert sich das Fehlerbild nicht (der Fehler bleibt in der gleichen Phase bestehen). Jedoch kommt es durch den Schalter zu einer Reduktion des Fehlerstromes an der Fehlerstelle, was zu einer Reduktion einer möglichen Beeinflussung führt. Weiters wird im Gegensatz zu bestehenden Systemen kein zusätzlicher Suchstrom eingepreßt, sondern sogar der Fehlerstrom reduziert. Durch geeignete Messverfahren kann die Änderung des Differenzstromes im Abzweig erfasst und der Abzweig eindeutig erkannt werden. Die Messung findet im stationären und eingeschwungenen Bereich statt, sodass aufgrund des Gleichstromes der Einfluss der Leitungskapazitäten vernachlässigt werden kann.

¹ Austrian Power Grid AG, APG, Wagramerstrasse 19, 1220 Wien, www.apg.at

² Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, www.ifea.tugraz.at

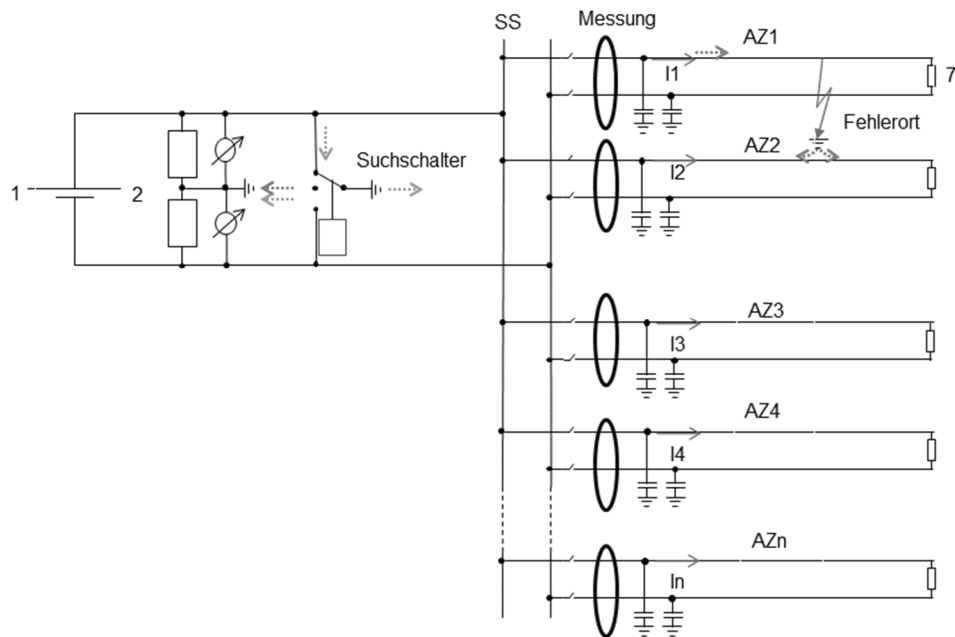


Abbildung 1: Prinzip des Fehlerortungsverfahrens.

Versuche und Ausblick

Erste Feldversuche haben die Anwendbarkeit bis zu 40kOhm Isolationsfehlerwiderstand gezeigt. Damit konnten fehlerhafte Abzweige bei sehr hohen Fehlerwiderständen mit einer bisher ungekannten Präzision erkannt werden.

Derzeit wird gemeinsam mit einer österreichischen Firma ein Prototyp entwickelt. Die Errichtung einer Prototypenanlage ist für den Herbst 2016 geplant.

Quellen

- [1] Patent Achleitner, Fickert, Raunig, „Schaltungsanordnung zum Lokalisieren von Isolationsfehlern“, EP 2796886 A1

4.5.3 Auswirkung des Crowbar-Schutzes auf das LVRT-Verhalten von DFIG-Generatoren

Darío LAFFERTE¹

Inhalt

Heutzutage sind gemäß den Netzanschlussregeln der Netzbetreiber Windkraftanlagen (WKA) im Falle eines durch Netzfehler verursachten Spannungseinbruches dazu verpflichtet, den Fehler zu durchfahren (LVRT-Fähigkeit), Blindleistung bereitzustellen und dadurch die Netzspannung zu stützen, in ähnlicher Form wie bei konventionellen Kraftwerken. LVRT ist eins der wichtigsten Themen bezüglich der Windkraftnetzintegration und des Betriebs von WKA in neuen Grid Codes. Doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren (DFIG) sind derzeit einer der am häufigsten verwendeten Generatoren für WKA im Netzverbund und erfüllen die LVRT-Netzanschlussnormanforderungen. DFIG-Generatoren verfügen über eine sogenannte Crowbar, eine unerlässliche Schutzeinrichtung, die die Trennung des DFIG vom Netz im Fehlerfall vermeidet und das Umrichtersystem von Kurzschlussströmen schützt. In dieser Arbeit wird eine Analyse der Auswirkungen des Crowbar-Betriebs auf die LVRT-Fähigkeit von DFIG und Simulationsergebnisse präsentiert.

Low Voltage Ride Through (LVRT)

LVRT ist eine der wichtigsten Anforderungen, die Netzbetreiber an WKA stellen, bezüglich deren Verhalten bei Spannungseinbrüchen aufgrund von Netzfehlern. Diese Anforderung schreibt vor, dass WKA bei Spannungseinbrüchen festgelegter Dauer und Tiefe nicht vom Netz getrennt werden dürfen, sondern sie sollen den Fehler durchfahren und aktiv die Spannung während und nach dem Fehler durch die Einspeisung vom Blindstrom stützen, so wie es bei konventionellen Kraftwerken der Fall ist. Die Trennung von WKA in Netzen mit einem hohen Anteil an Windkraft kann die Systemstabilität gefährden. Die gleichzeitige Trennung von WKA während eines Spannungseinbruches verstärkt die Absenkung der Spannung und kann zu einem Spannungskollaps führen [1]. Außerdem kann der Verlust an Einspeiseleistung zu einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch führen und somit zu Frequenzstabilitätsprobleme [1]. Abb. 1 zeigt einen Vergleich der Anforderungen verschiedener Grid Codes bezüglich des geforderten Durchfahrens von durch Netzfehler verursachten Spannungseinbrüchen.

Doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren (DFIG)

DFIG-Generatoren sind eine führende WKA-Technologie und haben sich als eine kosteneffektive drehzahlvariable WKA-Alternative erwiesen. Der Ständer ist direkt mit dem Netz gekoppelt während der Läufer mittels eines IGBT-basierten bidirektionalen Teilumrichters mit dem Netz verbunden ist. Der Teilumrichter besteht aus dem rotorseitigen Umrichter (RSU), einem Spannungszwischenkreis (DC-link) und dem netzseitigen Umrichter (NSU). Durch den Teilumrichter lässt sich die Erregung des Generators steuern und es wird ein induktiver und kapazitiver Blindleistungsfluss ermöglicht. Der RSU regelt die Wirk- und Blindleistung durch die Steuerung der Rotorströme. Der NSU regelt die Zwischenkreisspannung und den Leistungsfluss des Rotors mit dem Netz. Die Crowbar-Einrichtung ist an die Rotorklemmen angeschlossen. Eine ausführliche Modellierung von DFIG-basierten WKA ist in den folgenden Quellen zu finden [3,4]. Abb. 2 zeigt eine schematische Darstellung einer WKA mit DFIG. Abb. 3 zeigt den über- und untererregten DFIG-Betrieb.

Crowbar-Schutz in DFIG-Generatoren

Das Crowbar-Schutzsystem wird an die Rotorklemmen angeschlossen. Falls eine regelwidrige Situation detektiert wird, wie z.B. Rotorüberströme, Überspannungen im Zwischenkreis oder eine niedrige Ständerspannung, wird der Rotorstrom in das Crowbar-System umgeleitet und der RSU wird dementsprechend getrennt. Dies hat zur Folge, dass die Leistungsflüsse zwischen DFIG und Netz nicht geregelt werden können. Da der NSU mit den Wicklungen des Generators nicht direkt gekoppelt ist, kann der NSU in Betrieb bleiben.

¹ Universität Kassel, Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze, Wilhelmshöher Allee 73, 34121 Kassel, Tel.: +49 561-8046653, dario.lafferte@uni-kassel.de, www.e2n.uni-kassel.de

Dadurch besteht die Möglichkeit, dass dieser während der Crowbar-Anwendung als STATCOM benutzt werden kann und im Rahmen seiner Möglichkeiten Blindleistung bereitstellt [5]. Im Kurzschlussfall werden massive Überströme ausgelöst, die nicht mehr kontrolliert werden können, da die induzierten Leiter-Leiter-Spannungen die Zwischenkreisspannung des NSU überschreiten können. Dann werden die rückwärts leitenden Schalter des RSU unkontrollierbar. Eine übliche und angewendete Methode als Crowbar-System ist ein 3-poliger Kurzschließer mit einem bestimmten Serienwiderstand. Auf diese Weise werden die induzierten Überströme an den Anschlussklemmen des Umrichters vorbei in ein Crowbar-Widerstandssystem umgeleitet, um den RSU vor einer Beschädigung oder Zerstörung zu bewahren. Aktuelle WKA benutzen daher eine „aktive Crowbar“, in der die Auslösung und die Abschaltung aktiv kontrolliert werden können. Daher ist es möglich, die Ein- und Ausschaltzeiten der Crowbar zu steuern bzw. zu optimieren, um die Totzeit minimieren zu können. Die Abb. 4 zeigt das Durchfahren eines durch einen dreipoligen Kurzschluss verursachten Spannungseinbruchs für eine konventionelle und eine aktive Crowbar und deren Effekt bei der Spannungsanhebung während des Fehlers. In der Endversion dieses Beitrages wird die Auswirkung auf die Rotorströme und die Klemmenspannung von DFIG-basierten WKA im Netzverbund von verschiedenen Ein- und Ausschaltzeiten und unterschiedlichen Widerstandswerte eines Crowbar-Schutzes in DlgSILENT PowerFactory simuliert.

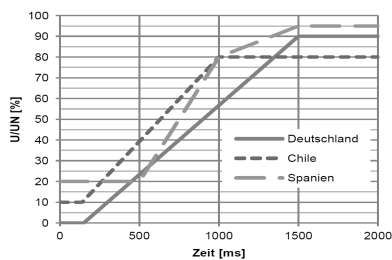


Abbildung 1: Anforderung in Bezug auf das Durchfahren von Spannungseinbrüchen bei Netzfehlern in verschiedenen Ländern; Daten aus [1,2].

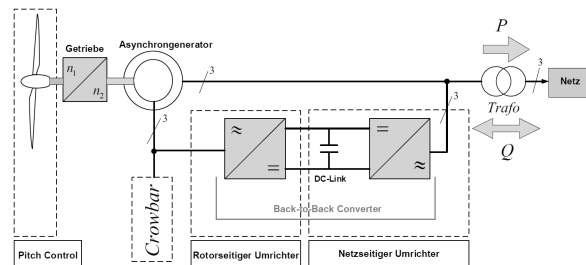


Abbildung 2: Schematische Darstellung einer DFIG-basierte WKA.

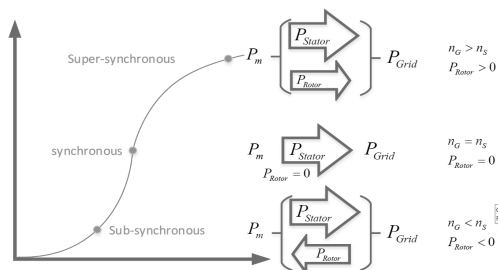


Abbildung 3: Betrieb eines DFIG-Generators.

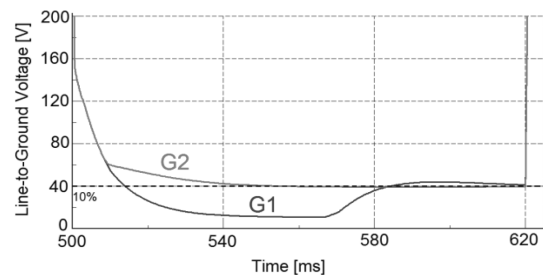


Abbildung 4: Spannung an den Klemmen der Generatoren G1 (mit konventioneller Crowbar) und G2 (mit aktiver Crowbar).

Literatur

- [1] C. Sourkounis, P. Tourou, "Grid code requirements for wind power integration in Europe. Conference Papers in Energy," vol. 2013, Article ID 437674, 9 pages, 2013.
- [2] Chilenische Energiekommission (CNE), "Norma técnica de seguridad y calidad de servicio (chilenische Netzanschlussregeln)," Santiago de Chile, Nov. 2014.
- [3] V. Akhmatov, "Induction generators for wind power," Multi-Science Publishing Co. Ltd., UK 2005.
- [4] G. Abad, J. López, M. Rodríguez, L. Marroyo, G. Iwanski, "Doubly fed induction machine – modeling and control for wind energy generation," IEEE Press, John Wiley & Sons, Inc., New Jersey, 2011.
- [5] A. Hansen, G. Michalke, P. Sørensen, T. Lund, "Co-ordinated voltage control of DFIG wind turbines in uninterrupted operation during grid faults," John Wiley & Sons, Wind Energy, vol. 10, issue 1, S. 51-68, Feb. 2007.

4.5.4 Automatisierte Schutzfunktionsprüfungen

**Christian GERERSTORFER¹, Georg STIX¹, Simon STUKELJ¹,
Wolfgang GAWLIK¹**

Motivation und zentrale Fragestellung

Das elektrische Energiesystem befindet sich im Wandel von zentralen hin zu dezentralen Strukturen. Ein wichtiger Treiber für diese Entwicklung ist das Ziel, CO₂-Emissionen zu reduzieren, weshalb dezentrale Erzeuger die Energie meist aus regenerativen Quellen beziehen. Solche Anlagen speisen ihre Leistung größtenteils in das Verteilnetz ein. Daraus folgt, dass es im Gegensatz zum unidirektionalen Leistungsfluss eines zentralen konventionellen Energiesystems zu einem bidirektionalen Leistungsfluss zwischen den Spannungsebenen kommt. Die Einspeisung aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen weist im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken auch eine höhere Volatilität auf.

Daraus folgende Auswirkungen auf den Netzbetrieb müssen untersucht und berücksichtigt werden. Die dezentrale Einspeisung im Verteilnetz hat jedoch nicht nur Folgen für den regulären Betrieb. Im Fehlerfall wird von heutigen dezentralen Anlagen verlangt, dass diese während der Dauer eines Fehlers am Netz bleiben, um einen Beitrag zum Kurzschlussstrom zu liefern.

Die Fähigkeit sich bei Spannungseinbrüchen nicht vom Netz zu trennen wird Fault-Ride-Through (FRT) genannt. Dabei gelten länderspezifische Mindestanforderungen bis zur erlaubten Netztrennung der dezentralen Erzeugungsanlage bei Eintritt einer Störung [1].

Des Weiteren speisen dezentrale Erzeuger mit unterschiedlichen Einspeisetechnologien in das Verteilnetz ein, wobei sich das Kurzschlussverhalten eines Synchrongenerators stark von jenem einer umrichterbasierten Einspeisung unterscheidet [2].

Die korrekte Funktion der verwendeten Schutzkonzepte bzw. der eingesetzten Schutzgeräte für die neu auftretenden Bedingungen während eines Fehlerfalles kann durch Simulationen und analytische Betrachtungen überprüft werden. Dafür sind Simulationsmodelle von dezentralen Erzeugern, Schutzfunktionen sowie Netzen, in denen die zu untersuchenden Fehlerfälle auftreten, notwendig. Um die erzeugten Simulationsergebnisse beziehungsweise die erlangten Erkenntnisse verifizieren zu können, werden diese an realen Schutzgeräten getestet. Da die manuelle Prüfung von vielen Fehler Szenarien eine große Zeitspanne in Anspruch nimmt, wird eine automatisierte Schutzfunktionsprüfung verwendet.

Methodische Vorgangsweise

Der automatisierte Prüfprozess ist in Abbildung 1 dargestellt und zeigt, dass dieser als VBA-Programm (Visual Basic for Applications) in Microsoft Excel implementiert ist und mittels der Programmierschnittstelle OMICRON CM Engine mit dem Schutzprüfgerät OMICRON CMC356 kommuniziert. Dem Prüfprozess stehen als Eingangsgrößen die simulierten Spannungs- und Stromverläufe der Fehler Szenarien, unter Berücksichtigung von Spannungs- und Stromwandlerverhältnissen, zur Verfügung.

Folgende Parameter der Automatisierung können durch den Benutzer vor der Prüfung definiert werden:

- Anzahl der Prüfungswiederholungen eines Fehlerfalles (Ermittlung statistischer Kenngrößen).
- Angenommene Eigenzeit des Leistungsschalters (hat Auswirkungen auf Zeitspanne, die zur Fehlerortung zur Verfügung steht).

Mit den eingestellten Parametern wird der Automatismus gestartet, bei dem alle in einer Ordnerstruktur vorliegenden simulierten Spannungs- und Stromverläufe in Form von .xls-Dateien nacheinander geprüft werden.

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25-29/370-1, 1040 Wien, www.ea.tuwien.ac.at
{Tel.: +43 1 58801 370136, gererstorfer@ea.tuwien.ac.at},
{Tel.: +43 1 58801 370139, georg.stix@tuwien.ac.at},
{Tel.: +43 1 58801 370131, stukelj@ea.tuwien.ac.at},
{Tel.: +43 1 58801 370111, wolfgang.gawlik@tuwien.ac.at}

Nach jeder Prüfung werden die Anrege- und Auslösezeiten des geprüften Schutzgerätes aus dem Speicher des OMICRON CMC356 ausgelesen und verarbeitet.

Nach einer definierten Anzahl von Prüfungen werden die Störfallmeldungen vom Fehlerspeicher des Schutzgerätes abgefragt, wobei das Ausleseintervall abhängig vom geprüften Schutzgerät angepasst werden muss. Die Ergebnisse der Störfallmeldungen sind herstellerspezifisch, weshalb der Auslesealgorithmus einer herstellerspezifischen Adaptierung unterliegt.

Der vorgestellte automatisierte Prüfablauf ist beispielhaft für Schutzgeräte der Siemens SIPROTEC 5 Reihe konzipiert und den Störfallmeldungen können somit folgende Informationen entnommen werden:

- Anrege- und ausgewählte Fehlerschleife
- Fehlerrichtung
- Fehlerort: Fehlerdistanz, X- und R-Werte

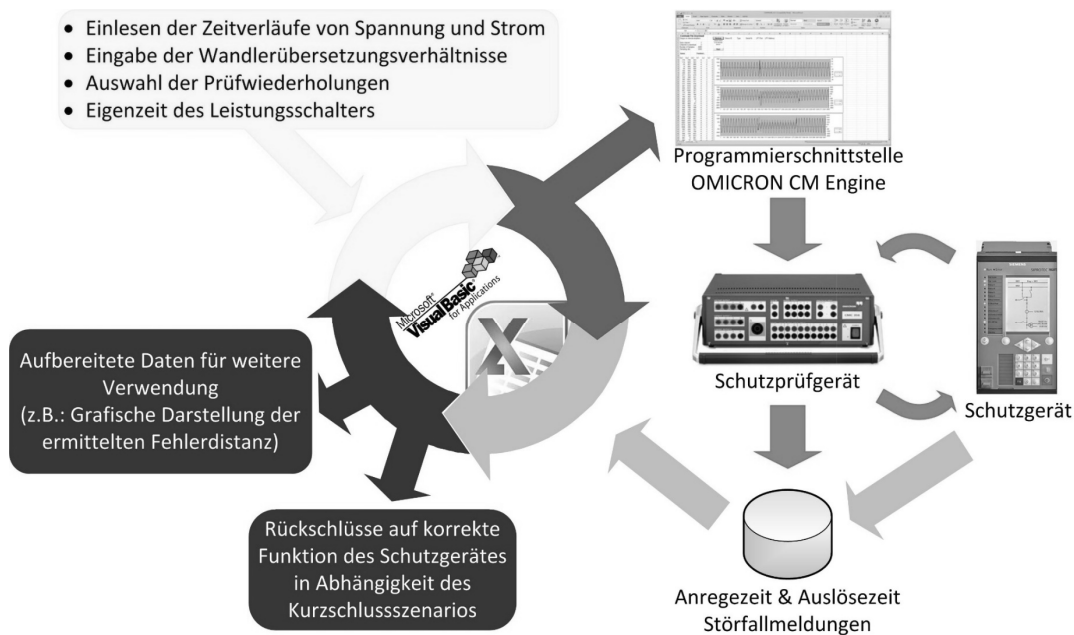


Abbildung 1: Automatisierte Schutzfunktionsprüfungen.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

In Matlab®Simulink wurde anhand eines Modellnetzes eine Simulationsreihe mit 2-poligen Kurzschlüssen durchgeführt. Dabei wurden der Fehlerort sowie der Fehlerwiderstand variiert und die Ergebnisse dem Prüfablauf zugeführt. Die in Matlab®Simulink für jeden Fehlerfall berechnete Schleifenimpedanz wurde mit den gemessenen Impedanzwerten des automatisierten Prüfprozesses verglichen. Dabei konnten die Ergebnisse der Simulation verifiziert werden.

Literatur

- [1] F. Iov et al., „Mapping of grid faults and grid codes“, Tech. Rep. Risø-R-1617(EN), 2007, ISBN 978-87-550-3622-2
- [2] Gevorgian, V.; Muljadi, E., „Wind Power Plant Short Circuit Current Contribution for Different Fault and Wind Turbine Topologies“, Power and Energy Society General Meeting, IEEE, 2010

4.5.5 Kritikalität der Parallelführung eines 110-kV-Netzes mit einem Mittelspannungs-Netz und der Einfluss der Nichtlinearität der Petersenspule

Elisabeth HUFNAGL¹, Lothar FICKERT¹, Wolfgang LEITNER²

Inhalt

Von einer Parallelführung eines Mittelspannungs-Netzes über die Länge von wenigen Kilometern mit dem 110-kV-Netz ausgehend, ergeben sich basierend auf der Möglichkeit von Sonderschaltzuständen (welche zum Betrieb eines Klein-Netzes führen, das mit einer Petersenspule mit einem Nennstrom von wenigen Ampere gelöscht wird) folgende Fragestellungen:

- Kann es aufgrund der Unsymmetrien in Zusammenhang mit der Parallelführung beider Systeme im Falle eines 110-kV-Erdschlusses zu unzulässigen Spannungsüberhöhungen in einem solchen Klein-Netz kommen?
- Wenn ja, sind diese Spannungen gefährlich für die Betriebsmittel?

Mit Bezug auf diese Fragestellungen wird untersucht, wie sich die Unsymmetrien des Netzes im fehlerfreien Zustand auf die Verlagerungsspannung und die resultierenden Leiter-Erde-Spannungen des unterlagerten Mittelspannungs-Netzes im stationären Betrieb auswirken. In weiterer Folge wird auch der Einfluss der unsymmetrischen Leiteranordnung unter Berücksichtigung eines möglichen Erdschlusses im 110-kV-Netz auf die Leiter-Erde-Spannungen des Mittelspannungs-Netzes untersucht, wobei auch denkbare Doppelerdschluss-Varianten (mit gemeinsamen Fußpunkt) analysiert werden.

Abschließend wird das Potential der Reduktion der Verlagerungsspannung (auf der Mittelspannungs-Seite) im Resonanzfall – basierend auf der Nichtlinearität der Löserspule untersucht und bewertet.

Methodik

Zur Beantwortung der angeführten Fragestellungen – mit Ausnahme der Untersuchung des Resonanzfalles und der damit einhergehenden Nichtlinearität der Petersenspule – wird ein auf der Kopplung der beiden Spannungssysteme über Kapazitäten (siehe „Ermittlung der Systemparameter“) basierendes Gleichungssystem aufgestellt.

Ermittlung der Systemparameter

Anhand der geometrischen Anordnung des Mastkopfbildes werden alle relevanten Kapazitäten mithilfe der Potentialkoeffizienten und der Invertierung der K-Matrix ermittelt.

Numerisch-analytische Lösung

Nach Ermittlung aller relevanten Größen, wird ein Gleichungssystem aufgestellt, dessen Lösung die Verlagerungsspannung des Mittelspannungs-Systems unter linearen Verhältnissen ist. Diese Herangehensweise eignet sich für alle Betriebspunkte, sofern die Kniespannung der Petersenspule nicht überschritten wird. Verlässt die Petersenspule ihren linearen Betriebsbereich, werden detaillierte Untersuchungen unter Zuhilfenahme der symmetrischen Komponenten notwendig.

Analytische Lösung anhand des Nullsystems

Zunächst wird der im Falle eines satten Erdschlusses durch das 110-kV-Leitungssystem in das Mittelspannungs-Leitungssystem eingekoppelte Nullstrom bestimmt. Im Regelfall kann die Auswirkung des eingepprägten Stromes anhand eines Einlinien-Ersatzschaltbildes des Nullsystems ermittelt werden.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz,
Fax: +43 316 873-7553, www.ifea.tugraz.at,
{Tel.: +43 316 873-7552, elisabeth.hufnagl@tugraz.at},
{Tel.: +43 316 873-7550, lothar.fickert@tugraz.at}

² Netz Oberösterreich GmbH, Bahnhofstraße 67, 4810 Gmunden, Tel.: +43 5 9070-2217,
Fax.: +43 5 9070-52217, wolfgang.leitner@netzgmbh.at, www.netzgmbh.at

Die perfekte Resonanzabstimmung der Löschspule wird als Sonderfall definiert. Hier müssen die nichtlinearen Eigenschaften der Spule bei der Bewertung der Auswirkungen des eingepprägten Stromes in das Nullsystem berücksichtigt werden.

Ergebnisse

Im Falle eines Erdschlusses wird über die Kopplung der Nullkapazitäten ein (kapazitiver) Fremdstrom in das als gesund angenommene Mittelspannungs-Netz eingepragt. Es handelt sich hier um einen Strom von weniger als 1 A, der im Wege des Mittelspannungs-Netzes (bestehend aus einer Parallelschaltung der Leiter-Erde-Kapazitäten des gesamten Netzes mit der Petersenspule gegen Masse abfließen muss. Wie man zeigen kann, wird jener Strom durch die Höhe der Verlagerungsspannung (UN) des 110-kV-Netzes bestimmt.

Die maximale, durch kapazitive Einkopplungen im Fehlerfall zu erwartende Verlagerungsspannung UNE auf der Mittelspannungs-Seite liegt für den Fall eines einphasigen Erdschlusses der Phase T auf der 110-kV-Seite deutlich unter der Nennspannung der Petersenspule.

Als bedenklich wird der Fall einer ungewollten Parallelresonanz (hervorgerufen durch bestimmte Netzzustände) betrachtet, da in diesem Fall eine signifikante Verlustleistung von der Spule abgeführt werden muss, wobei die Erwärmungszeitkonstanten sehr klein (wenige Minuten) sind.

4.5.6 Die Rolle von globalen Erdungssystemen zur Sicherstellung der Zuverlässigkeit elektrischer Netze

Thomas MALLITS¹, Ernst SCHMAUTZER¹, Lothar FICKERT¹,
Thomas HÖHN¹, Redzo MURATOVIC¹, Joachim GETHER¹

Motivation

Für den zuverlässigen und sicheren Betrieb von Verteilernetzen ist die koordinierte Ausführung von Hoch- und Niederspannungserdungsanlagen (Erdungsanlagen von Kunden, Erdungsanlagen von Netzbetreibern wie z.B. von Umspannwerke, Trafostationen, Freileitungs- und Kabelanlagen, ...) von zentraler Bedeutung. Die Altersstruktur vieler Kabelverteilnetze und die damit verbundene, verminderte Isolationsfestigkeit erfordert immer häufiger die Umsetzung alternativer Schutzkonzepte (KNOPE...kurzzeitige niederohmige Phasenerdung, KNOSPE...kurzzeitige niederohmige Sternpunktterdung, ...) zur sicheren Beherrschung von einpoligen Erd-(Kurz)schlüssen. Diese mit erhöhtem Fehlerstrom verbunden Verfahren können Versorgungsunterbrechungen bzw. deren Dauer reduzieren, führen aber zu erhöhten Anforderungen an die oben angeführten Erdungsanlagen hinsichtlich Personensicherheit und Sachgüterschutz.

Methodik

Anhand eines realen Beispiels wird die Auswirkung bei Umstellung der Sternpunktbehandlung von „gelöscht“ auf „niederohmig“ bzw. „starr geerdet“ hinsichtlich möglicher Gefährdungsspannungen im Globalen Erdungssystem analysiert. Mittels Simulationsrechnungen erfolgt die Darstellung des Erdoberflächenpotentials sowie der resultierenden Schritt- und Berührungsspannungssituation in nicht Globalen als auch in Globalen Erdungssystem bei Stations- und Kabelfehlern. Weiter werden messtechnisch erfasste Gefahren bedingt durch die Induktionswirkung des hohen Fehlerstromes auf Signalleitungen, dargestellt.

Ergebnisse

Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass in globalen Erdungssystemen im städtischen Raum bei Stationsfehlern, auch unter der Einwirkung von Strömen im kA-Bereich die normativ zulässigen Grenzen hinsichtlich Schritt- bzw. Berührungsspannung meist eingehalten werden, jedoch neue Gefahrenstellen z.B. durch induzierte Spannungen aufgrund der hohen Fehlerströme und somit Beschädigungen von empfindlichen elektronischen Betriebsmitteln entstehen können. Abhängig vom Fehlerort kann es auch innerhalb globaler Erdungssysteme, z.B.: bei Kabelfehlern, zu unzulässigen Schritt- bzw. Berührungsspannung im Fehlerfall kommen. Der Beitrag zeigt, dass globale Erdungssysteme somit nicht für jede Fehlersituation die Personensicherheit sicherstellen können, welche neuen Gefahren durch die hohen Fehlerströme entstehen und wie diese durch entsprechende Adaptierungsmaßnahmen beherrscht werden können.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, 8010 Graz, Inffeldgasse 18/I, www.ifea.tugraz.at,
{Tel.: +43 316 873-8064, thomas.mallits@tugraz.at},
{Tel.: +43 316 873-7555, schmautzer@tugraz.at},
{Tel.: +43 316 873-7550, lothar.fickert@tugraz.at},
{Tel.: +43 316 873-8069, thomas.hoen@tugraz.at},
{Tel.: +43 316 873-7556, redzo.muratovic@tugraz.at},
{Tel.: +43 316 873-8062, j.gether@student.tugraz.at}

4.6 KOMPONENTEN (SESSION C6)

4.6.1 Komponenten zu Systemen verbinden – Aktuelle Herausforderungen

Maria HERING¹, Steffen GROSSMANN¹

Motivation

Das Energieversorgungs-System ist ein intelligentes Zusammenwirken von Komponenten mit dafür geeigneten Gebrauchswerteigenschaften.

Welche Ziele stehen zukünftig im Vordergrund?

- Verstärkter Einsatz regenerativer Energien
- Gleichzeitigkeit von dezentralen Netzen (lokale Erzeugung, Speicherung und Verteilung, intelligentes Verbraucher-Management) und Zentralisierung (Windparks, Wasserkraftwerke mit extrem langen Transportwegen – Asien, Amerika, Afrika, auch EU)
- Hohe Verfügbarkeit und hohe Zuverlässigkeit bei niedrigen Kosten und moderaten Preisen

Auf welche veränderten Rahmenbedingungen muss reagiert werden?

Der liberalisierte Strommarkt und die verstärkte Einbindung regenerativer Energien haben die Energieversorgungssysteme verändert und werden diese auch zukünftig stark beeinflussen:

- Neue Netzstrukturen, wie beispielsweise mit zellularen Ansätzen, sowie veränderte Lastprofile und Energieflüsse führen zu völlig andersartigen elektrischen, thermischen und umgebungsbedingten Belastungen der Komponenten
- Erweiterte klimatische Einsatzgebiete (Tropen, Wüsten, Hochgebirge) ergeben neue Anforderungen an die Komponenten
- Stärkere Anforderungen an Platz-, Kosten- und Energieeffizienz
- Veränderte gesellschaftliche Wahrnehmung und Akzeptanz

An drei Beispielen für Komponenten soll auf derartige Veränderungen und neue Anforderungen hingewiesen und auf Forschungsansätze aufmerksam gemacht werden.

Beispiele für aktuelle Herausforderungen

Schaltanlagen

Moderne Niederspannungs- und Mittelspannungsanlagen sind durch Kompaktheit, Kostendruck und eine hohe Leistungsdichte gekennzeichnet. Deshalb ist die Stromtragfähigkeit von Schaltgeräten und Schaltanlagen zur Einhaltung von Grenztemperaturen neu zu bewerten. Für Niederspannungs-Hochleistungs-Schmelzsicherungen sind Abschaltkennlinien und das Langzeitverhalten für verschiedene Einsatzbedingungen wissenschaftlich zu untersuchen. Die Einbindung in neue Schutzkonzepte muss gewährleistet werden.

Anschluss- und Verbindungstechnik

Derzeitige Entwicklungstrends sind bestimmt durch:

- Höhere Strombelastungen
- Höhere Betriebs- und Umgebungstemperaturen
- Extremes Klima (besonders bei Komponenten- und Anlagenexport)
- Hohe Anforderungen an die Zuverlässigkeit bei gleichzeitig

¹ Technische Universität Dresden, Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Professur für Hochspannungs- und Hochstromtechnik, Mommsenstraße 10, 01062 Dresden, Tel.: +49 351 463 33428, Fax: +49 351 463 37157, {maria.hering|steffen.grossmann}@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/etieeh

- Kostengünstigerem Materialeinsatz, z. B. Aluminium als Leiter- und Kontaktwerkstoff und
- Einfachere Montagetechnologien.

Neue Leiterkonstruktionen und -abmessungen für Hochspannungskabel und -freileitungen erfordern detailliertere Kenntnisse zu geeigneten Fügeverfahren. Die Nutzungsdauer von Energieversorgungsanlagen beträgt mehrere Jahrzehnte. Um die permanente Verfügbarkeit sicher zu gewährleisten, ist das Langzeitverhalten der Komponenten, hier elektrische Verbindungen, zu untersuchen und zu bewerten, um mit einem besseren physikalisch-technischen Verständnis Hinweise für Gestaltung, Materialauswertung und Betriebsführung geben zu können.

Komponenten für hohe Gleichspannung (HVDC)

Die Verdopplung des Energiebedarfs seit 1971, die geforderte Reduktion von CO₂-Ausstoß und der Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland machen den Ausbau regenerativer Energie unumgänglich. Da sich die Windparks in Europa entlang der Küsten befinden und sich die Erzeugung von Solarenergie in Südeuropa konzentriert, ist die Übertragung der Energie über große Entfernungen zum Verbraucher notwendig. Dafür sind Verbindungen der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ, HVDC) ergänzend zu bestehenden Wechselspannungsnetzen aufzubauen. Ein überlagertes Gleichspannungsnetz ist die Vision zur globalen Integration regenerativer Energie, der Vereinfachung des europaweiten Stromhandels und der Erhöhung der Zuverlässigkeit.

Transformatoren in Gleichspannungssystemen werden durch den Umrichtungsprozess in den Konverterstationen am Anfang und am Ende der Leitung zusätzlich zur Wechselspannungsbelastung mit einer überlagerten Gleichspannung beaufschlagt, was Grundlagenkenntnisse für völlig neue Dimensionierungsansätze der elektrischen Isolierung erfordert. Umfangreiche wissenschaftliche Experimente und Berechnungen mit geeigneten Werkzeugen sind dafür erforderlich.

Gasisolierte Anlagen im Gleichspannungsbetrieb gewährleisten eine hohe Zuverlässigkeit beim Einsatz in dicht besiedelten Gebieten, zur ästhetischen Stadtplanung, unter extremen Umwelteinflüssen sowie bei extrem geringem Platzbedarf, z. B. für die Anbindung von Offshore-Windparks. Gegenüber konventionellen Wechselspannungsanlagen führt die Gleichspannung zu einer veränderten Beanspruchung des Isoliersystems. Experimentelle Untersuchungen und Berechnungen der transienten Vorgänge liefern die Grundlagen für ein umfassendes Verständnis der komplexen Prozesse bei Gleichspannungsbelastung für die die Verwendung der elektrischen Leitfähigkeit als integrale Größe unzureichend ist.

Fazit

Auch scheinbar längst bekannte und erprobte Betriebsmittel und deren physikalischen Funktionsprinzipien kommen erneut auf den Prüfstand und erfordern umfangreiche, wissenschaftlich Forschung.

Die Energiewende ist mehr als der (dringend notwendige) Zubau regenerativer Energiequellen. Der Vortrag will damit einen Beitrag zum Leitthema des Symposiums – Energie für unser Europa und unsere Welt – leisten.

4.6.2 Innovationssektion der APG zur Erprobung von innovativen Technologien für Upgrades von Hochspannungsfreileitungen

**Klemens REICH¹, Oskar OBERZAUCHER¹,
Michael LEONHARDSBERGER¹**

Inhalt

Der zeitgerechte Ausbau des europäischen Höchstspannungsnetzes ist eine Grundvoraussetzung für ein Gelingen des geplanten Ausstieges aus CO₂-intensiver Stromerzeugung und der Energiewende. Gleichzeitig zeigt die Erfahrung, dass neue Leitungstrassen europaweit nur geringe Akzeptanz finden und die Umsetzungszeiten für neue Leitungen – von der Planung, Genehmigung, Errichtung bis hin zur Inbetriebnahme – sehr lange dauern.

Als Resultat hat die APG das Prinzip „Netzoptimierung vor Ausbau“ als Grundlage für die Netzplanung definiert und erarbeitet gemeinsam mit Industrie und Universitäten Möglichkeiten, die Netzoptimierung weiter voranzutreiben. Dazu gehören u.a. Thermal Rating, die Installation von Hochtemperaturleiterseilen, sowie auch das Upgrade von Hochspannungsfreileitungen von 220-kV-Betrieb auf 380-kV-Betrieb unter weitgehendem Erhalt der Komponenten der 220-kV-Bestandsleitung.

Natürlich sind die Möglichkeiten und der Kapazitätsgewinn von Netzoptimierungsmaßnahmen begrenzt und hängen von der jeweiligen Ausgangssituation im Anlagenbestand ab und müssen immer in einer Fall-zu-Fall-Betrachtung untersucht und individuell angepasst werden. Ein Ersatz für neue Leitungen, wenn große zusätzliche Übertragungskapazitäten erforderlich sind, wird eine Netzoptimierungsmaßnahme jedoch nicht bieten können. In einzelnen Fällen jedoch können Netzoptimierungsmaßnahmen eine wesentliche Verbesserung der Netzsituation ermöglichen.

Unter Upgrade einer Leitung wird in diesem Paper die Spannungsanhebung von 220 kV auf die 380 kV Nennspannungsebene unter Beibehaltung der Trasse, der Maststandorte und der Mastkörper verstanden.

Die Vorteile eines Upgrades von bestehenden Freileitungen liegen in folgenden Aspekten:

- Keine neue Trassensuche
- Keine neuen Grundeigentümer und Gemeinden
- Rasche Umsetzung
- Sehr geringe Umweltauswirkungen
- Höhere Akzeptanz
- Kostengünstig

Voraussetzungen an den Leitungsbestand sind vor allem ein geeignetes Mastbild sowie eine Leitungsbeseilung mit einem Zweierbündel. Eine solche Konfiguration findet sich im Österreichischem Höchstspannungsnetz an einzelnen Leitungen. Zur Erprobung eines Upgrades hat die APG ein Forschungsprojekt, die „APG-Innovationssektion“, initiiert um die Systemlösung für ein Upgrade an einer bestehenden 380-kV-Leitung zu prüfen. Die 1,2 km lange Innovationssektion wurde nach einer Vorbereitungszeit von rd. drei Jahren, die seit den ersten Ansätzen bei APG verstrichen sind, im Herbst 2015 erfolgreich in Betrieb genommen.

Die im Rahmen der Innovationssektion entwickelten Technologien und Abläufe betreffen:

- Technik
 - Isolatoren
 - Seile
 - Mastkonstruktion

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, IZD Tower, 1220 Wien, Tel.: +43 50320-56368, klemens.reich@apg.at, www.apg.at

-
- Montage
 - Montagevorgang
 - Arbeitsablauf in Hinblick auf eine möglichst kurze Abschaltdauer
 - Umweltaspekte
 - Schall
 - Elektrische Felder
 - Normen und rechtliche Aspekte
 - Genehmigung
 - Wirtschaftliche Aspekte
 - Kosten für Upgrade
 - Kosten für Instandhaltung
 - Lebensdauer
 - Betriebliche Erprobung

Der Abschluss des Projektes Innovationssektion ist nach einer umfassenden Evaluierung, insbesondere der Umweltaspekte mit einer geplanten Langzeitmessungen von Schallemissionen, für 2017 geplant.

4.6.3 Anlagensicherheit – Voraussetzungen für moderne Hochspannungs-Schaltanlagen

Stephan PACK¹, Ernst SCHMAUTZER²

Ausgangssituation

Heute stehen bei Hochspannungssystemen neben dem Personen- und Umweltschutz eine hohe Betriebszuverlässigkeit und eine hohe Wirtschaftlichkeit der energietechnischen und informationstechnischen Anlagen und Betriebsmittel im Vordergrund.

Hochspannungsschaltanlagen stellen eine zentrale Komponente von Energiesystemen dar, die im Sinne einer zukunftsorientierten Entwicklung und Modernisierung der Netze eine hohe Flexibilität aufweisen müssen. Gerade in Zeiten der Energiewende werden an die Anlagensicherheit und den zuverlässigen Betrieb von Schaltanlagen sowohl seitens der Betreiber als auch seitens der Öffentlichkeit hohe Erwartungen gesetzt.

Hintergründe

Elektrische Anlagen sind in Österreich grundsätzlich so zu errichten, in standzuhalten und zu betreiben, dass ihre Betriebssicherheit, die Sicherheit von Personen und Sachen im Gefährdungs- und Störungsbereich der Anlagen gewährleistet bleibt. Auch dürfen andere benachbarte elektrische Anlagen und Betriebsmittel nicht gefährdet oder gestört werden. Diese allgemeinen Forderungen betreffen auch die Errichtung, die Modernisierung und den Betrieb von Hochspannungsschaltanlagen und basieren auf dem Elektrotechnikgesetz ETG 1992 sowie einer Vielzahl von Verordnungen, in der europäische Sicherheits-Richtlinien in nationales Recht umgesetzt werden. Für den sicheren Betrieb von Hochspannungsschaltanlagen sind Anlagenbetreiber, Anlagenverantwortliche und Arbeitsverantwortliche zuständig. Hinzu kommt aber auch die Verantwortung von Planern, Errichtern, Lieferanten und Fremdfirmen sowie von bevollmächtigten Personen deren Zusammenarbeit zielgerichtet koordiniert werden muss. Alle diese Akteure müssen ein grundlegendes Anlagenverständnis aufweisen, um letztendlich die erforderliche Anlagensicherheit und Zuverlässigkeit umsetzen zu können.

Anlagensicherheit heute



Wurden Hochspannungsanlagen in der Vergangenheit mit gut ausgebildetem, örtlich fachkundigem und dem Unternehmen zugeordnetem Personal errichtet und betrieben, so stellt sich heute eine Situation dar, in der zunehmend der Betrieb aber auch die Planung und die Errichtung von Anlagen durch unternehmensfremde Fachleute erfolgt.

Daraus ergibt sich für die verantwortlichen Anlagenbetreiber von heute ein hohes Maß an Koordinationsaufgaben und Verpflichtungen, um die Anlagensicherheit zu gewährleisten und einen sicheren Betrieb zu ermöglichen.

Abbildung 1: Anlagensicherheit

Ausgehend von den betrieblichen Aufgaben und Erwartungen stehen dabei immer noch die technischen Aspekte im Vordergrund, jedoch erfordern die gegebenen Rahmenbedingungen wie z.B. gesetzliche Vorgaben, wirtschaftliche und organisatorische Aspekte wachsende Aufmerksamkeit.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, pack@tugraz.at

² Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Österreich, schmautzer@tugraz.at

Anlagensicherheit in der Zukunft

Obwohl heute wirtschaftlichen und organisatorischen Bereichen wachsende Bedeutung zugeschrieben wird, ist die Berücksichtigung der technischen Aspekte in Bezug auf Anlagensicherheit und Zuverlässigkeit immer noch eine der bedeutendsten Herausforderungen, da wirtschaftliche Szenarien und Ziele nur auf Basis eines technisch richtig zusammenspielenden Gesamtsystems zuverlässig definiert und erreicht werden können.

Um den Herausforderungen für zukunftsorientierte und sichere Hochspannungsanlagen gerecht zu werden, müssen folgende sich gegenseitig beeinflussende und voneinander abhängige Themenbereiche aufgegriffen und im Rahmen der Planung, Errichtung und Betrieb bearbeitet werden:

- Lage der Schaltanlage (Grundstück, Umgebung, Anrainer)
- Zustand der Schaltanlage (Altanlage, Neuanlage, Modernisierung, Revitalisierung)
- Regionale Situation (Stadt, Land, Tourismusregion, Gewerbegebiet)
- Aufgabe der Schaltanlage im Netz (Übertragungsnetz, Verteilernetz, Erzeugungsnetz, Netzverbund)
- Bauweise der Schaltanlage (Gekapselte Anlagen, Freiluftanlagen, Kompaktanlagen)
- Elektrotechnische Einbindung der Schaltanlage in das Hochspannungsnetz (Freileitung, Kabel, Gasisolierte Leitung)
- Lage der Schaltanlage im Netz (Netzknoten, Energiekorridor, Netzausläufer)
- Energietechnische Situation (Lastfluss, Kurzschluss, Beeinflussung, Erdung, Potenzialausgleich, Blitzschutz)
- Informationstechnische Situation (Steuer- und Regelnetzwerke, Datennetze, Ersatzstromversorgung)
- Ausnahmestände (Kurzschlussstrom, Blitzstrom, Komponentenausfälle, Leitungsausfälle)
- Betriebsführung, Funktionskontrollen, Instandsetzung
- Berücksichtigung von Vorschriften (sicherheitstechnisch, arbeitsrechtlich, umweltrelevant)
- Arbeitsplanung und Arbeitssteuerung, Koordination von Fremdpersonal, Weiterbildung
- Personensicherheit, funktionale Anlagensicherheit, Betrieb und Fehlerfall, Blackout
- Risikoanalysen
- Unternehmerische Ziele, Öffentlichkeitsarbeit

Wahrnehmung der Anlagenverantwortung

Zur Wahrnehmung der Anlagenverantwortung im Rahmen der Anlagensicherheit mit den damit verbundenen Aufgaben und Verpflichtungen sind Know-how und Fachkenntnisse auf den Gebieten von Hochspannungsschaltanlagen und Hochspannungsnetzen sowie den oben angeführten Themenbereichen erforderlich.

Einer solchen Aufgabe können die Verantwortlichen nur mit Hilfe einer unternehmensinternen und anlagenbezogenen Ablauforganisation sowie einer verständlichen Dokumentation gerecht werden. Dazu gehören klar definierte Organigramme, die die Arbeitsabläufe beschreiben und die notwendigen Koordinationsaufgaben festlegen.

4.6.4 Zustandsbewertung elektrischer Betriebsmittel als Basis für eine sichere Energieübertragung

Alexander PIRKER¹, Uwe SCHICHLER¹

Inhalt

Für das Assetmanagement von Betriebsmitteln der elektrischen Energieversorgung ist der aktuelle Zustand bzgl. Alterung, Restlebensdauer und Ausfallwahrscheinlichkeit von hoher Bedeutung, um die erforderlichen Wartungsmaßnahmen und Ersatzinvestitionen unabhängig vom Alter der Geräte und Komponenten zu planen und festzulegen. Der aus wirtschaftlichen Gründen vorteilhafte Wandel von ereignis- bzw. zeitbasierten Wartungsmaßnahmen in Richtung zustandsorientierter Wartung erfordert eine Zustandsbewertung der elektrischen Betriebsmittel. Dabei sind die eingesetzten Mess- und Diagnoseverfahren in Abhängigkeit der in den Betriebsmitteln verwendeten Isoliersysteme bzw. der eingesetzten Komponenten auszuwählen. Eine Aufwand/Nutzen-Bewertung der Zustandsbewertung sollte durch die Analyse des tatsächlichen Störungsgeschehens erfolgen. Verfügbare weltweite Umfragen und Auswertungen zu Ausfallraten von Betriebsmitteln sind grundsätzlich hilfreich für die Entscheidungsprozesse im Assetmanagement, wobei aber die Zulässigkeit der Übertragung weltweiter globaler Ergebnisse und Analysen auf die im jeweils eigenen Übertragungs- und Verteilnetz eingesetzten Betriebsmittel unbedingt zu überprüfen ist [1]. Anderenfalls werden eventuell kostenintensive Maßnahmen durchgeführt, die aus technischer Sicht nicht begründet sind.

Die weltweiten Erfahrungen mit gasisolierten Hochspannungsschaltanlagen (GIS) zeigen eine hohe Betriebssicherheit und Verfügbarkeit in Verbindung mit einer geringen Fehlerhäufigkeit. Zahlreiche Anlagen haben bereits eine Lebensdauer von mehr als 45 Jahren ohne Zunahme der Fehlerhäufigkeit erreicht. Für das Assetmanagement von GIS ist insbesondere der aktuelle Zustand des Isoliersystems von Bedeutung. Verschiedene Teilentladungs(TE)-Meßverfahren können für die erforderlichen Diagnosemessungen eingesetzt werden und die UHF-Methode hat sich auch für ein kontinuierliches Monitoring im Betrieb bewährt. Das Isolationssystem von GIS besteht aus der gasförmigen Isolierung, dem Feststoff der Gießharzdurchführungen bzw. -stützer und der Grenzfläche Isoliergas/Feststoff (Oberfläche der Gießharzisolatoren). Unzulässige Defekte im Isoliersystem wie Hohlräume in Isolatoren, Spitzen am Innenleiter bzw. Gehäuse und elektrisch nicht korrekt kontaktierte Elektroden, Verunreinigungen durch metallische Partikel, Transportschäden und Montagefehler können im Rahmen der herstellerseitigen Qualitätssicherung durch empfindliche Teilentladungsmessungen erkannt und beseitigt werden. Eventuell im Betrieb entstehende Defekte können mit Teilentladungsmonitoringsystemen detektiert werden. Geeignete Auswerteverfahren sind bereits in der Erprobung, um eine Risikoabschätzung für die Ausfallwahrscheinlichkeit zu ermöglichen. Die im zukünftigen europäischen Supergrid (Hybrid-Netz bestehend aus HDÜ und HGÜ) eingesetzten HGÜ-Betriebsmittel stellen neue Herausforderungen an die Zustandsbewertung der Betriebsmittel. Die Gleichspannungs- bzw. Mischfeldbeanspruchung der Isoliersysteme führt teilweise zu Phänomenen, die bei einem Einsatz unter Wechselspannung nicht auftreten. Die für HDÜ-Betriebsmittel bekannten und bewährten Diagnoseverfahren der Hochspannungstechnik müssen daher auf ihre Anwendbarkeit und Aussagekraft hin überprüft werden. Insbesondere die Teilentladungsmessung bei Gleichspannungsbeanspruchung ist derzeit Gegenstand der aktuellen Forschung im Hinblick auf den verstärkten Einsatz von HGÜ-Transformatoren, DC-Kabeln und gasisolierten DC-Systemen (HVDC GIS/GIL) im zukünftigen Hybrid-Netz [2].

Literatur

- [1] Schichler, Neumann: Lifetime of GIS based on Analysis of Service Experience and Cigre Surveys. CIGRE SC A3/B3 Joint Colloquium, Nagoya, Japan, 2015, Bericht 1056
- [2] Schichler, Pirker: PD Measurement at DC Voltage on Typical Defects of GIS/GIL. CIGRE SC D1 Colloquium „Trends in Technology, Materials, Testing and Diagnostics applied to Electric Power Systems“, Rio de Janeiro, Brasilien, 2015, Bericht 20

¹ Technische Universität Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7415, alexander.pirker@tugraz.at, www.hspt.tugraz.at

4.6.5 Technische Voraussetzungen für den Einsatz von Hochspannungskabeln in elektrischen Netzen

**Redzo MURATOVIC¹, Ernst SCHMAUTZER¹, Rudolf WOSCHITZ²,
Wolfgang EMMER¹, Klemens REICH³, Michael KLEIN⁴, Georg SVEJDA⁵**

Inhalt

In zunehmendem Maß müssen Betreiber von Übertragungs- und Verteilernetzen überlegen, ob für den Transport elektrischer Energie Hochspannungskabelsysteme anstatt von Freileitungen eingesetzt werden können oder müssen. Unabhängig von der Frage der Investitions- bzw. Lebenszykluskosten ist eine Reihe von technischen Fragestellungen zu klären, um einen sicheren und vergleichsweise zuverlässigen Betrieb von Kabelsystemen gewährleisten zu können.

Im folgenden Beitrag werden grundsätzliche technische Voraussetzungen für die Errichtung von 380-kV-Höchstspannungsfreileitungs- und Höchstspannungskabelsystemen dargestellt und die Besonderheiten bei der Errichtung von Höchstspannungskabelanlagen beschrieben. Dazu gehören die Übertragungseigenschaften, das Impedanzverhalten, thermische Aspekte sowie der Einfluss von Parametern wie spezifischer Bodenwiderstand, Verlegearten, Schirmbehandlung auf die wechselseitige induktive und ohmsche Beeinflussung sowie die Beeinflussung anderer technischer Systeme.

Hinsichtlich der Übertragungseigenschaften von Kabeln im Vergleich zu Freileitungssystemen ist zu beachten, dass Kabel bei gleicher Übertragungskapazität deutlich kleinere Impedanzen aufweisen und der Lastfluss in einem vermaschten Höchstspannungsübertragungsnetz dadurch wesentlich beeinflusst wird. Durch die kleinere Impedanz kommt es zu einer Konzentration des Lastflusses im Bereich der Kabel. Höherimpedante parallele Leitungszüge mit Freileitungen werden hingegen entlastet. Dies bedarf sowohl für den Normalbetrieb als auch für den Fehlerfall einer Überarbeitung des Energieübertragungs- und des Schutzkonzeptes.

Aufgrund von umweltpolitischen Aspekten, vorwiegend optischer Natur, wird heute bei neuen Projekten immer häufiger gefordert Kabel statt Freileitungen zu errichten. Diese Tatsache macht es erforderlich sich mit dem Thema wissenschaftlich zu beschäftigen. Im Rahmen eines wissenschaftlichen Forschungsprojektes, das gemeinsam von der Austrian Power Grid AG, der Wiener Netze GmbH, der TenneT TSO B.V. und der Technischen Universität Graz durchgeführt wurde, wurden die Aspekte der induktiven und der ohmschen Beeinflussung sowie deren thermische Effekte bei 400-kV-Kabelsystemen untersucht. In der vorliegenden Veröffentlichung wird die wechselseitige induktive Beeinflussung mit dem Fokus auf den, beim Betreiben von 400-kV-Kabelsystemen möglichen Fall eines Crossbonding-Fehlers behandelt.

Grundsätzlich hängt die Höhe der durch die induktive Kopplung induzierten Größen, d.h. der Spannungen und Ströme bei 400-kV-Kabelsystemen von den nachfolgenden Faktoren ab:

- Abstände zwischen den Systemen sowie zw. den einzelnen Phasen eines Systems
- Anzahl der Abschnitte (abhängig von der Gesamtleitungslänge und der lieferbaren und transportfähigen Kabellänge einer Trommel)

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18, 8010 Graz,
Fax: +43 316 873-7553, www.ifea.tugraz.at,
{Tel.: +43 316 873-7556, redzo.muratovic@tugraz.at},
{Tel.: +43 316 873-7555, schmautzer@tugraz.at},
{Tel.: +43 316 873-8065, emmer@tugraz.at}

² Technische Universität Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Inffeldgasse 18,
8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7410, Fax: +43 316 873-7408, woschitz@tugraz.at, www.hspt.tugraz.at

³ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, IZD Tower, 1220 Wien, Tel.: +43 50 320-56368,
Fax: +43 50 320-156368, klemens.reich@apg.at, www.apg.at

⁴ Wiener Netze GmbH, Erdbergstraße 236, 1110 Wien, Tel.: + 43 1 90190-32215, Fax: +43 1 90190-9932215,
michael.klein@wienernetze.at, www.wienernetze.at

⁵ Gerichtssachverständiger für 110kV und 380kV Kabelanlagen, Gogolgasse 56, 1130 Wien,
Tel.: +43 660 6232626, georg.svejda@gmx.at

- Anzahl der Kabelsysteme bzw. der Leiter (Phasenleiter, Schirm, Begleiterder)
- Betriebszustände (Normalbetrieb, Grenzlast, Fehlerfall, Kühlung)
- Elektrische Symmetrie der Kabelsysteme (System-, Crossbonding Hauptabschnitts- und Unterabschnittslänge)
- Erdungsbehandlung der Kabelschirme, Begleiterder
- Erdungswiderstände (Auswirkung der Alterung bzw. Korrosion)
- Spezifischer Bodenwiderstand
- Verdrillungskonfigurationen (Crossbonding)
- Verlegearten (Dreieck, flach [horizontal, vertikal])
- Verlegetiefe
- Querschnittsfläche der Leiter
- Leiterform (Kabelschirm (Hohlleiter), Phase (Rundleiter))
- Leitermaterialien
- Leitergeometrie

Die Verlegung von 400-kV-Kabelsystemen wird in der Regel so durchgeführt, dass die einzelnen Leiter flach oder im Dreieck verlegt und gegebenenfalls zusätzlich zu den Kabelschirmen auch die Phasenleiter verdrillt werden. Das Verdrillen von Kabelschirmen entlang einer Kabeltrasse in der Art und Weise sodass jeder Kabelschirm jeden der drei Phasenleiter innerhalb eines Hauptabschnittes einmal umgibt wird als Crossbonding bezeichnet.

Im Normalbetrieb oder im Kurzschlussfall können hohe induzierte Kabelschirmspannungen gegenüber der Erde bzw. hohe induzierte Ströme in den Kabelschirmen auftreten.

Im Detail wird in der vorliegenden Veröffentlichung auf den sogenannten Crossbonding-Fehler (= direkte Erdung eines Crossbonding-Unterabschnitts) und dessen Auswirkungen auf das thermische Verhalten des Kabels, das heißt die Einhaltung der maximal zulässigen Leitertemperatur, die Magnetfelder und die induktive und ohmsche Beeinflussung eingegangen. Es werden verschiedene Betriebszustände der Kabelanlage berechnet um Gefährdungen von Personen und Betriebsmitteln zu analysieren und Vorschläge zur Lösung der möglichen Probleme darzustellen.

Simulation	Simulation 1			Simulation 2			Simulation 3			Simulation 4			
Crossbonding-Fehler	Nein			Zwischen A1 und A2 im System 1 Kabelschirm 1			Zwischen A1 und A2 im System 2 Kabelschirm 3			Zwischen A1 und A2 im System 3 Kabelschirm 1			
Abschnitt		A1	A2		A1	A2		A1	A2		A1	A2	
		Leiter	Schirm		Leiter	Schirm		Leiter	Schirm		Leiter	Schirm	
	A	A		A	A		A	A		A	A		
System 1	L1	1035	91	91	1035	309	62	1035	86	86	1035	86	86
	L2	1035	93	93	1035	92	92	1035	90	90	1035	92	92
	L3	1035	94	94	1035	89	89	1035	98	98	1035	90	90
System 2	L1	1035	7	7	1035	11	11	1035	11	11	1035	5	5
	L2	1035	10	10	1035	3	3	1035	13	13	1035	8	8
	L3	1035	7	7	1035	6	6	1035	206	73	1035	16	16
System 3	L1	1035	12	12	1035	10	10	1035	13	13	1035	212	70
	L2	1035	11	11	1035	12	12	1035	9	9	1035	6	6
	L3	1035	9	9	1035	14	14	1035	8	8	1035	13	13
System 4	L1	1035	91	91	1035	93	93	1035	88	88	1035	93	93
	L2	1035	91	90	1035	92	92	1035	89	89	1035	92	92
	L3	1035	90	90	1035	93	93	1035	91	91	1035	93	93

Tabelle 1: In der obigen Tabelle sind die induzierten Kabelschirmströme im fehlerfreien Normalbetrieb (Simulation 1) und bei Crossbonding-Fehler von 3 unterschiedlichen Kabelschirmen, angegeben.

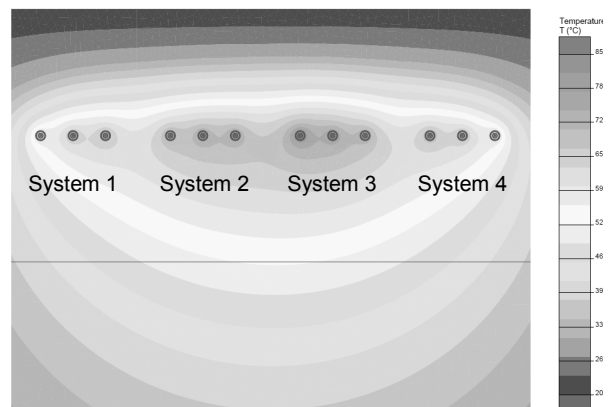


Abbildung 1: Im fehlerfreien Fall (Simulation 1) liegt die maximale Leitertemperatur bei 76,1 °C (bei 1035 A pro Kabelphase) und beim Crossbonding-Fehler vom Kabelschirm 1 des Systems 3 liegt die maximale Leitertemperatur bei 84,9 °C (siehe oben).

5 STREAM D: ENERGIEMARKT

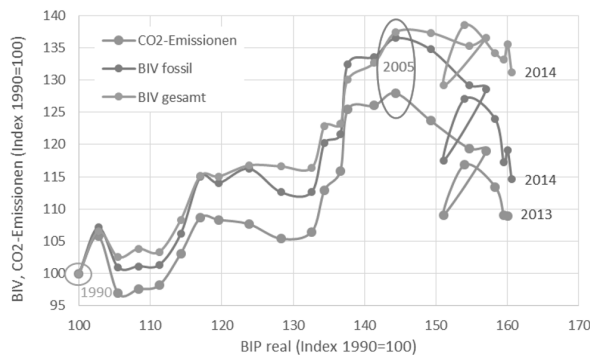
5.1 EU-ENERGIESYSTEM (SESSION D1)

5.1.1 Energie- & Klimaschutz-Ziele: Einige grundsätzliche Betrachtungen

Andreas VEIGL¹

Inhalt

In diesem Beitrag werden einige grundsätzliche Überlegungen angestellt, welche Pfade bei Energiewende und Klimaschutz in Österreich eingeschlagen werden können, um einen fairen Beitrag zur Begrenzung der globalen Klimaerwärmung im Sinne des Paris Agreements zu leisten. Laut Empfehlung des IPCC müssen Industriestaaten dazu ihre Emissionen von Treibhausgasen (THG) bis 2050 gegenüber 1990 um 80 bis 95 Prozent senken.

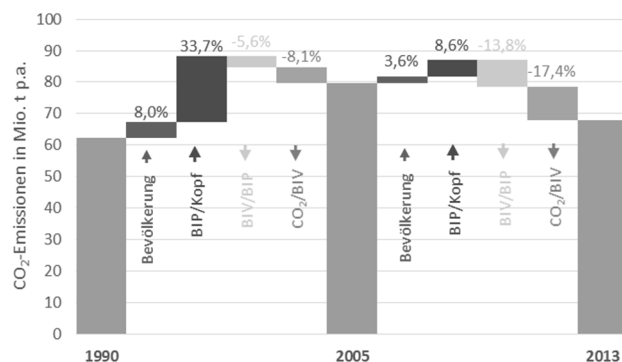


Den mit Abstand größten Anteil an den THG-Emissionen Österreichs machen energiebezogene CO₂-Emissionen aus, 2013 betrug ihr Anteil 85 %. Im ersten Schritt werden, einer Analyse von Handrich et al. (2015) folgend, die Trajektorien dieser CO₂-Emissionen, des Bruttoinlandsverbrauchs (BIV) und des fossilen Primärenergieverbrauchs der letzten 25 Jahre analysiert, siehe Abbildung 1.

Abbildung 1: Trajektorien des Bruttoinlandsverbrauchs (BIV ges), des Bruttoinlandsverbrauchs an fossiler Energie (BIV fossil) und der CO₂-Emissionen in Österreich gegenüber dem realen BIP, 1990-2014.

Es zeigt sich, dass der Primärenergieverbrauch und die CO₂-Emissionen bis 2005 stark ansteigen. Erst ab dann findet eine gewisse Entkopplung statt, die im Wesentlichen auf den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien zurückgeht, der gesamte Primärenergiebedarf sinkt nur leicht, während sein fossiler Anteil deutlich abnimmt.

In der Folge werden die CO₂-Emissionen gemäß der Kaya-Dekomposition in die Effekte der Entwicklungen von Bevölkerungszahl, Pro-Kopf-BIP, Energieintensität des BIP und die CO₂-Intensität des Energieverbrauchs zerlegt (vgl. Raupach et al. 2007, Blanco et al. 2014 oder Sussams et al. 2015). Die Dekomposition wird nach der Logarithmic Mean Divisia Index Methode (LMDI) durchgeführt. Sie hat den



Vorteil, dass kein unerklärter Residualterm verbleibt (vgl. Ang & Liu 2001 bzw. Ang 2005). Das Ergebnis in Abbildung 2 zeigt, dass das Pro-Kopf-BIP mit einem Anstieg von 42 % im Zeitraum 1990-2013 den höchsten Beitrag zum Anstieg der CO₂-Emissionen liefert, die Bevölkerungszunahme weitere 12 %; diese Effekte können durch die Verbesserung der gesamtwirtschaftlichen Energieintensität und der Reduktion der CO₂-Emissionen des Primärenergiebedarfs nicht kompensiert werden.

Abbildung 2: Kaya-Dekomposition der CO₂-Emissionen 1990-2013 und Veränderungen der Faktoren Bevölkerung, reales Pro-Kopf-BIP (BIP/Kopf), Primärenergieintensität des BIP (BIV/BIP) und CO₂-Intensität des Primärenergieverbrauchs (CO₂/BIV). Prozentsätze bezogen auf 1990. Quelle: Eigene Darstellung.

¹ Untere Weißgerberstraße 10, 1030 Wien. Tel.: +43 650 5015465, info@andreasveigl.at, www.andreasveigl.at

Die Kaya-Identität als eine spezielle Formulierung der IPAT-Identität (Ehrlich & Holdren 1971) trennt die Technologie-Komponente in eine Komponente der Energieintensität des BIP und eine CO₂-Intensität des Energieverbrauchs auf. Ein näherer Blick auf den historischen Trend dieser beiden technologischen Komponenten in Abbildung 3 zeigt, dass zwar in einzelnen Jahren Verbesserungen von bis zu 6 % erreicht werden, diese Erfolge jedoch nicht über mehrere Jahre lang beobachtet werden können: im Zeitraum 1990-2013 liegt die durchschnittliche Verbesserung der Energie-intensität bei 0,72 % p.a., jene der CO₂-Intensität des Energieverbrauchs bei 0,95 % p.a.

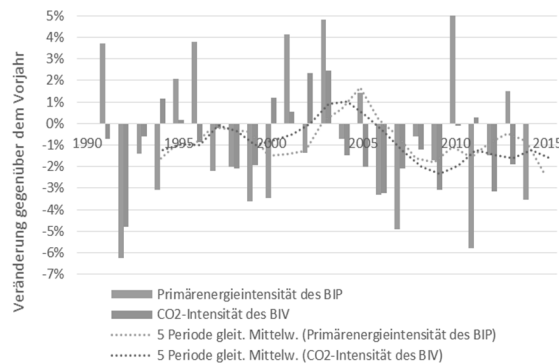


Abbildung 3: Jährliche Veränderungen der Primärenergieintensität des BIP und der CO₂-Intensität des Primärenergieverbrauchs 1990-2013. Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 1 zeigt die Annahmen der Veränderungs-raten der Komponenten für verschiedene Szenarien: Die Szenarien S1 und S2 gehen von Mittelwerten der historischen Intensitäts-verbesserungen aus, Szenarien S3 und S4 von den maximal im 5-Jahres-Mittel beobachteten. In Szenario S5 und S6 werden die Intensitäts-entwicklungen so weit verändert, dass sich die energiebedingten CO₂-Emissionen auf ein Minimum reduzieren. (In den Szenarien S5 und S6 werden Energie- und CO₂-Intensität zusammengefasst, d.h. nicht zwischen den Möglichkeiten Energieeffizienz und CO₂-ärmeren Energieträgern differenziert, weil die Verfügbarkeit erneuerbarer Energiepotenziale nicht berücksichtigt wird), (Es verbleibt ein Rest von 2 Mio. t p.a., der auf die energetische Nutzung nicht-erneuerbarer Abfälle zurückgeht, vgl. Veigl (2015)). Weiters werden die Wachstumsraten des Pro-Kopf-BIP variiert. Es zeigt sich, dass selbst in jenen Szenarien mit konstantem Pro-Kopf-BIP eine de-facto-Dekarbonisierung nur dann erreichbar ist, wenn die technischen Faktoren (also die Energie- und Kohlenstoffintensität ceteris paribus kontinuierlich und deutlich über das historisch erzielte Maß hinaus verbessert werden können.

Die Ergebnisse der Szenarien 1-4 in Abbildung 4 zeigen, dass weiteres Wachstum des Pro-Kopf-BIP die Dekarbonisierung erschwert. Daraus kann gefolgert werden, dass Energiewende und Klimaschutz nicht lediglich als technisch bzw. techno-ökonomisch zu lösendes Problem gesehen werden soll.

Mit dem Ausblick auf das Jahr 2050 wird anschließend analysiert, welche Pfade – ausgedrückt in den Komponenten der Kaya-Identität – prinzipiell realistisch erscheinen, um das beschriebene THG-Ziel zu erreichen. Auf Basis aktueller Zahlen würde die Erreichung dieses Ziels bedeuten, dass die CO₂-Emissionen auf Null reduziert und das Energiesystem damit de facto vollständig dekarbonisiert wird. Nur in dem Ausmaß, in dem auch Emissionen anderer THG als CO₂ reduziert werden, könnten energiebezogene CO₂-Emissionen im System verbleiben.

	Bevölkerung*1	BIP/Kopf	BIV/ BIP	CO ₂ / BIV	CO ₂
Mittelwert 1990-2013	0,44	1,62	-0,72	-0,95	0,37
S1 T_mean_BIP_mean	0,35	1,62	-0,72	-0,95	0,29
S2 T_mean_BIP_0%	0,35	0,00	-0,72	-0,95	-1,31
S3 T_max_BIP_mean	0,35	1,62	-2,00	-2,50	-2,56
S4 T_max_BIP_0%	0,35	0,00	-2,00	-2,50	-4,11
S5 T_Ziel_BIP_mean	0,35	1,62	-10,85		-9,08
S6 T_Ziel_BIP_0%	0,35	0,00	-9,40		-9,08

Tabelle 1: Veränderungs-raten der Komponenten der Kaya-Identität historisch und in den Szenarien bis 2050 in Prozenten pro Jahr.

*1: Bevölkerungswachstum ab 2013 gemäß Hauptvariante der Bevölkerungsprognose 2015 (Statistik Austria 2015b)

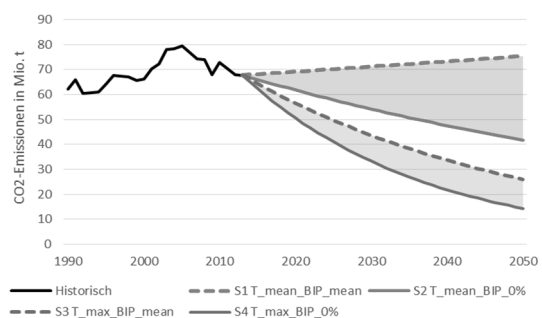


Abbildung 4: Szenarien für die Entwicklung der CO₂-Emissionen. Rot: dargestellt mit historischen Mittelwerten der Intensitäten, blau mit den maximal beobachteten 5-Jahres-Durchschnitten. Farbige unterlegt ist der Bereich eines Wachstums des Pro-Kopf-BIP zwischen 0 % p.a. und dem historischen Durchschnitt von 1,62 % p.a. Quelle: Eigene Darstellung.

Literatur und Daten

- [1] Ang BM (2005). The LMDI approach to decomposition analysis: a practical guide. *Energy Policy* 33 (2005) 867–871
- [2] Ang BW, Liu FL (2001). A new energy decomposition method: perfect in decomposition and consistent in aggregation. *Energy* 26 (2001) 537–548
- [3] Blanco G, Gerlagh R, Suh S, Barrett J, de Coninck HC, Diaz Morejon CF, Mathur R, Nakicenovic N, Ofori Ahenkora A, Pan J, Pathak H, Rice J, Richels R, Smith SJ, Stern DI, Toth FL, Zhou P (2014). Drivers, Trends and Mitigation. In: *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Edenhofer O et al. (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- [4] Eurostat (2015). Eurostat Datenbank. Unter <http://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database> [30.11.2015]
- [5] Handrich L, Kemfert C, Mattes A, Pavel F, Traber T (2015). *Turning Point: Decoupling Greenhouse Gas Emissions from Economic Growth*. Published by Heinrich-Böll-Stiftung, Berlin.
- [6] Raupach MR, Marland G, Ciais P, Le Quéré C, Canadell JG, Klepper G, Field CB (2007). Global and regional drivers of accelerating CO₂ emissions. *Proceedings of the National Academy of Sciences* 104, 10288–10293
- [7] Statistik Austria (2015a). *Energiebilanzen Österreich 1970-2014*, Wien.
- [8] Statistik Austria (2015b). Pressemitteilung: 11.159-219/15. Unter http://www.statistik.at/web_de/presse/105677.html [30.11.2015]
- [9] Sussams L, Leaton J, Drew T (2015). *Lost in Transition: How the energy sector is missing potential demand destruction*. Carbon Tracker Initiative, London
- [10] Umweltbundesamt (2015). *Emissionstrends 1990–2013 – Ein Überblick über die Verursacher von Luftschadstoffen in Österreich (Datenstand 2015)*. Report REP-0543, Wien
- [11] Veigl A (2015). *Energiezukunft Österreich. Szenario für 2030 und 2050*. Im Auftrag von GLOBAL 2000, Greenpeace und WWF

5.1.2 Multimodale Marktsimulation zur ganzheitlichen Analyse des europäischen Energiesystems

Christoph MÜLLER¹, Tobias FALKE¹, Stephan RATHS¹,
Armin SCHNETTLER¹

Motivation und Zielsetzung

Die integrierte Betrachtung des Strom-, Wärme-, Gas- und Transportsektors stellt einen vielversprechenden Ansatz für die Gestaltung effizienter, kostengünstiger und umweltfreundlicher Energieversorgungssysteme bei einer hohen Durchdringung Erneuerbarer Energien dar. Das heutige Energieversorgungssystem ist durch zentrale Erzeugungsanlagen, wie Kohle- und Gaskraftwerke, geprägt. Aufgrund der zunehmenden Durchdringung von dezentralen Erzeugungsanlagen und Speichern müssen aber auch diese bei der Untersuchung eines integrierten Energiesystems berücksichtigt werden. Die große Anzahl dieser Anlagen sowie die integrierte Betrachtung einer Vielzahl an Energiesektoren führen zu einer hohen mathematischen Komplexität. Aus diesem Grund werden neue und effiziente Modellierungstechniken und Instrumente zur ganzheitlichen Analyse multimodaler Energiesysteme benötigt.

Im Rahmen des Projekts „The Energy System Development Plan“ [1] wurde ein Modell (ESDP-Toolchain, Abbildung 1) zur Analyse und Bewertung unterschiedlicher Ausprägungen (Szenarien) des Energiesystems entwickelt, das für verschiedene Regionen anwendbar ist. Die Bewertung umfasst sowohl die Erzeugungsanlagen und Speicher als auch die Übertragungs- und Verteilungsnetze. Das Ziel dieses Papers ist die Präsentation des entwickelten Modells der multimodalen Marktsimulation des Europäischen Energiesystems (European Multimodal Market Simulation, EMMS). Dieses ermöglicht die Simulation von Energiewandlung und Speicherung in zentralen und dezentralen Energiesystemen im Europäischen Kontext. Zur Handhabung von potentiell Millionen von verteilten Energiesystemen im Gesamtsystem wird dabei das Konzept regional aufgelöster Energie-Zellen eingeführt.

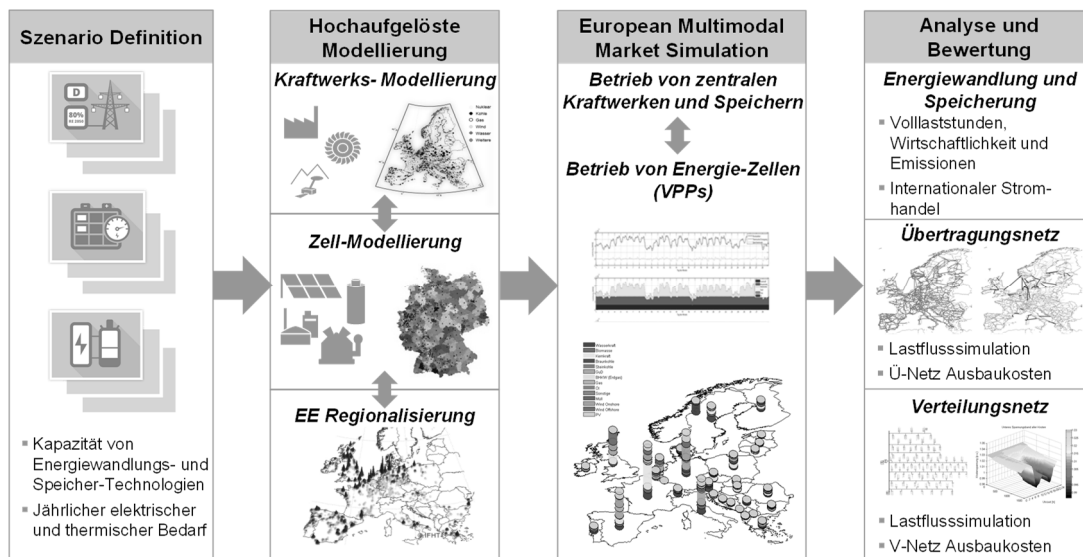


Abbildung 1: Einordnung d. European Multimodal Market Simulation in den Ablauf der ESDP-Toolchain.

Konzept der Energie-Zellen

Die Energie-Zellen repräsentieren in jeweils aggregierter Form das Versorgungsgebiet eines HÖS/HS-Umspannwerks (380/110 kV bzw. 220/110 kV). Die Modellierung basiert auf regional hochaufgelösten Geo-Daten und erfolgt Bottom-Up.

¹ Institut für Hochspannungstechnik, RWTH Aachen, Schinkelstraße 2, 52056 Aachen, Tel.: +49 241 80 90149, mueller@ifht.rwth-aachen.de, www.ifht.rwth-aachen.de

In einer umfangreichen Datenbank wird jedes Gebäude bzw. jeder Betrieb in den betrachteten Sektoren Haushalte, Gewerbe und Industrie zunächst individuell mit seinem spezifischen Strom- und Wärmeverbrauch sowie seinem Portfolio an Erzeugungsanlagen und Speichern abgebildet. Anschließend erfolgt die Aggregation spezifisch für jeden Sektor und jeden Technologietyp (z.B. KWK-Anlagen, Wärmepumpen, Heizstäbe, Speicher). Dabei werden auch Kombinationen mehrerer Technologien (z.B. Blockheizkraftwerk mit Spitzenlastkessel und Solarthermieanlage) berücksichtigt. Das Konzept der Energie-Zellen ermöglicht die Betrachtung verschiedener Zellbetriebsmodi. Zu den implementierten Betriebsstrategien zählen unter anderem der marktgeführte Betrieb (in Abhängigkeit des Strommarkt-Spotpreises als Teil eines Virtuellen Kraftwerks) oder die Vorgabe lokaler Betriebsstrategien, z.B. die Eigenverbrauchsmaximierung von PV-Batteriespeichersystemen.

European Multimodal Market Simulation (EMMS)

Die European Multimodal Market Simulation (EMMS) ist ein multiregionales und multimodales Optimierungsmodell zur Berechnung der kostenminimalen Einsatzfahrpläne von zentralen und dezentralen Erzeugungsanlagen und Speichern in Europa. Dazu wurde ein umfassendes Abbild des Strom- und Wärmeversorgungssystems entwickelt. Dies umfasst unter anderem die detaillierte Modellierung der Strom- und Wärmebedarfe sowie der verfügbaren Technologien zur Energiewandlung zwischen unterschiedlichen Energieformen (Strom, Wärme, Brennstoffe z.B. Gas etc.). Zudem berücksichtigt das Modell den stündlichen internationalen Stromhandel zwischen den einzelnen europäischen Marktgebieten auf Basis des NTC-Ansatzes (Net Transfer Capacity). Auch die Fern- und Prozesswärmeversorgung durch zentrale Kraftwerke sowie der potentielle Einsatz von zentralen Power2Heat-Anlagen und thermischen Speichern wird betrachtet. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit der Integration weiterer zentraler Power2X-Technologien, die zur Flexibilisierung des Systems beitragen, z.B. von Power2Gas-Anlagen.

Als Zielgröße des Optimierungsproblems dient die Minimierung der variablen Kosten von Kraftwerken, dezentralen Erzeugungsanlagen und Power2Gas Anlagen gemäß Formel 1. Die Formulierungen der systemischen sowie der technologischen Nebenbedingungen werden im Rahmen der Langfassung aufgeführt.

$$\text{Min} \sum_t \sum_i \left(\sum_{pp} P_{pp,i,t}^{PP} \cdot c_{pp,i} - \sum_{p2g} P_{p2g,i,t}^{P2G} \cdot \text{Eff}_{p2g,i} \cdot p_{gas,i} + \sum_c \sum_{sc} \sum_{dgs} \dot{Q}_{dgs,sc,c,i,t}^{DGS} \cdot c_{dgs,sc,c,i} \right)$$

Die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und Speicher wird über den vorgestellten Ansatz der Energie-Zellen erreicht. Die Zellen werden in Form von virtuellen Kraftwerken zur Deckung von elektrischen und thermischen Lasten in den Sektoren Haushalte, Gewerbe und Industrie in die Marktsimulation eingebunden. Zusätzlich kann die Elektromobilität zur Partialbetrachtung des Transportsektors abgebildet werden. Die Aggregation dezentraler Energiesysteme zu Energie-Zellen ermöglicht somit die Reduktion der mathematischen Komplexität hinsichtlich der Anzahl an Entscheidungsvariablen und Nebenbedingungen im EMMS-Modell.

Erwartete Ergebnisse

Im Rahmen der Langfassung werden das entwickelte EMMS-Modell sowie der Zell-Ansatz detailliert erläutert. Funktionalität und Ergebnisse des Modells werden anhand eines exemplarischen Szenario-Rahmens vorgestellt. Neben den elektrischen und thermischen Fahrplänen von zentralen und dezentralen Erzeugungsanlagen und Speichern sowie den Import/Export Zeitreihen der einzelnen gekoppelten Marktgebiete, umfassen die Ergebnisse die resultierenden gesamtsystemischen Kosten, Schadstoffemissionen, Volllaststunden und den Primärenergieverbrauch aller Technologien. Darüber hinaus wird ein detaillierter Einblick in die Energieflüsse der vielfältigen Energieträger gegeben.

Referenzen

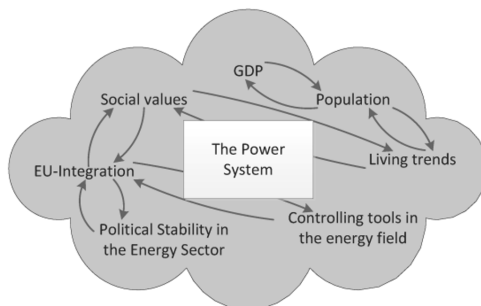
- [1] Raths, S.; Koopmann, S.; Müller, C. et al.: „The Energy System Development Plan (ESDP)“, ETG-Congress 2015, Bonn, 2015

5.1.3 Entwicklung sozio-technischer Szenarien der Stromversorgung in Europa

Yvonne SCHOLZ¹, Anna GARCIA TERUEL¹, Wolfgang WEIMER-JEHLE²,
Sigrid PREHOFER²

Einleitung

Szenarien der Energieversorgung beinhalten stets Annahmen über treibende Eingangsgrößen, wie z.B. Strombedarf, Wärmebedarf, Bedarf an Kraftstoffen oder nationalstaatliche Erzeugungsziele. Aus den Treibergrößen und weiteren Annahmen zu den Randbedingungen der Versorgung, wie z.B. verfügbare Technologien und Ressourcen, werden Szenarien der benötigten technischen Infrastruktur abgeleitet.



Dabei bleiben die Wechselwirkungen der Treibergrößen und Randbedingungen bisher häufig unberücksichtigt. Um inkonsistente Szenarien zu vermeiden, können sogenannte Kontextszenarien als Rahmen technischer Szenarien herangezogen werden. Kontextszenarien werden erzeugt, indem wichtige gesellschaftliche, politische und wirtschaftliche Deskriptoren identifiziert, ihre Wechselwirkungen durch Experteninterviews bewertet und die daraus resultierenden Kombinationsmöglichkeiten analysiert werden.

Abbildung 1: Schema der Rahmenbedingungen der Stromversorgung, angepasst aus [1].

Inhalt

Es wird eine Methode zur Kopplung von Kontextszenarien [2] mit dem Energiesystemmodell REMix [3,4] vorgestellt. Wegen der Vielzahl der sozio-ökonomischen Deskriptoren und der Parameter des Energiesystemmodells kommen Techniken des Komplexitätsmanagements zum Einsatz: Matrixanalysen, Clusterbildung. Die Anwendung der Methode zur exemplarischen Erzeugung sozio-technischer Szenarien der europäischen Stromversorgung wird beschrieben: Implementierung eines myopischen Ansatzes (schrittweise aufeinander aufbauender Kapazitätsausbau) in REMix, Parametrierung des Modells und Bestimmung eines Basisszenarios und von Sensitivitätsuntersuchungen anhand der sozio-ökonomischen Deskriptoren. Ergebnisse werden präsentiert und der Mehrwert der Methode für die Politikberatung wird diskutiert.

Ausgewählte Ergebnisse

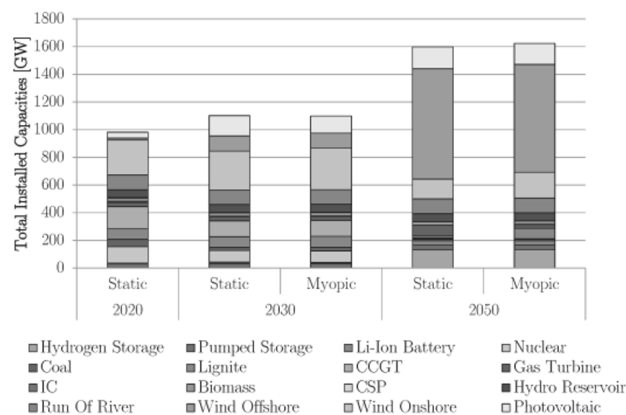


Abbildung 2: Installierte Leistungen zur Stromerzeugung in Europa in den Jahren 2020, 2030 und 2050. Statischer und myopischer Modellierungsansatz im Vergleich.

¹ DLR-Institut für Technische Thermodynamik, Wankelstraße 5, Tel.: +49 711 6862 296,

Fax: +49 711 6862 8100, yvonne.scholz@dlr.de, www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2904/4394_read-6500

² Zentrum für interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung der Universität Stuttgart

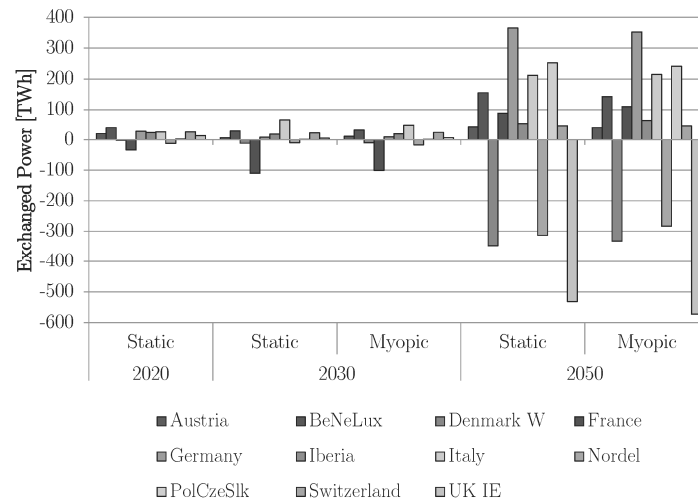


Abbildung 3: Internationaler Stromtausch innerhalb Europas in den Jahren 2020, 2030 und 2050. Statischer und myopischer Modellierungsansatz im Vergleich.

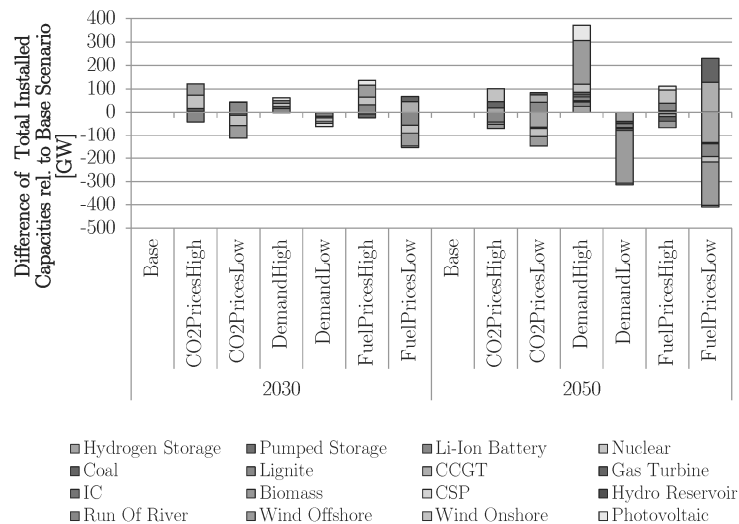


Abbildung 4: Sensitivitätsanalyse: Veränderung der installierten Leistungen mit Variation der CO₂-Emissionskosten, des Strombedarfs und der Brennstoffpreise im Jahr 2020 und 2030.

Literatur

- [1] WEIMER-JEHLE, Wolfgang; PREHOFER, Sigrid; VÖGELE, Stefan: Kontextszenarien. In: Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis 22 (2013), July, S. 27-36
- [2] WEIMER-JEHLE, Wolfgang; PREHOFER, Sigrid; HAUSER, Wolfgang: Kontextszenarien der deutschen Energiewende: eine Datenerhebung zur Analyse gesellschaftlich-politischer Rahmenbedingungen einer sozio-technischen Transformation. urn:nbn:de:bsz:93-opus-103621, url: <http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2015/10362/>
- [3] SCHOLZ, Yvonne: Renewable energy based electricity supply at low costs: Development of the REMix model and application for Europe. Universität Stuttgart, Dissertation, 2012
- [4] LUCA DE TENA, Diego: Large scale renewable power integration with electric vehicles: long term analysis for Germany with a renewable based power supply. Universität Stuttgart, Dissertation, 2014

5.1.4 Versorgungssicherheit europäisch Denken – Chancen und Voraussetzungen einer intensivierten europäischen Integration der Strom- und Leistungsmärkte

Florian ESS¹, Silvan ROSSER¹, Jens HOBOHM², Frank PETER², Inka ZIEGENHAGEN²

Aufgabenstellung und Ausgangslage

Die Prognos AG, Berlin/Basel, erhielt im Dezember 2014 den Auftrag des Weltenergierats – Deutschland e.V. zur Erstellung einer Untersuchung zu den Potenzialen einer intensivierten stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit in Europa. Im Mittelpunkt der Analyse steht die Frage, inwiefern durch eine engere Zusammenarbeit bei der Leistungsabsicherung Potenziale zur Kostensenkung gehoben werden können. 15 Länder wurden im Rahmen der durchgeführten Arbeiten untersucht: die sieben Länder des Pentalateralen Energieforums (PLEF) sowie acht angrenzende Länder.

Heute erfolgt Leistungsabsicherung in der Regel auf nationaler Ebene, internationale Effekte werden dabei nicht oder nur am Rande berücksichtigt. Eine Berücksichtigung länderübergreifender Effekte könnte aber die nationale Bilanz entlasten: Lastspitzen in Europa treten nicht gleichzeitig auf, außerdem erfolgt die erneuerbare Einspeisung zu unterschiedlichen Zeiten. Daraus ergibt sich ein Einsparpotenzial, weil weniger Leistung durch konventionelle Kraftwerke abzusichern ist.

Methodik

Indikator für das Einsparpotenzial durch eine gemeinsame Leistungsabsicherung ist in der vorliegenden Studie die Residuallast. Diese bezeichnet die nachgefragte elektrische Leistung abzüglich der fluktuierenden Einspeisung von nicht steuerbaren Kraftwerken. Sie stellt also die Restnachfrage dar, welche von regelbaren Kraftwerken, wie z.B. Kohle- und Gaskraftwerke oder aus Speichern, gedeckt werden muss. Die Untersuchung basiert auf Analysen vorliegender Daten von stündlichen Lasten und erneuerbarer Einspeisung in den Jahren 2009 bis 2014. Darüber hinaus wurden insbesondere zwei Szenarien (basierend auf den „Visions“ V1 und V3 des SOAF der ENTSO-E) für das Jahr 2030 entwickelt. Aufgrund der wetterbedingten Variabilität der Ergebnisse wurde zur Absicherung mit Sensitivitäten zur Windenergie ein Ergebniskorridor aufgespannt. Netzengpässe werden in der durchgeführten Analyse nicht berücksichtigt.

Ergebnisse

Die Untersuchung kommt zu folgenden Ergebnissen:

- Die Residuallast sinkt im Jahr 2030 im Länderverbund des PLEF in ihrer höchsten Stunde um bis zu 2 bis 15 Gigawatt. Im gesamten Untersuchungsraum der 15 Länder sinkt die Residuallast um bis zu 15 bis 50 Gigawatt. Die Ergebnisse gelten bei Anwendung einer gemeinsamen Leistungsbilanzierung.
- Der Großteil des heute bereits vorhandenen Potenzials kommt aus dem Zeitversatz der Lastspitzen. In Zukunft steigt das Potenzial vor allem aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien, also des wetterabhängigen Stromangebots.
- Das Potenzial steigt bei Betrachtung eines größeren Untersuchungsraums (der über den PLEF-Raum hinaus geht) deutlich an.
- Windenergie kann im PLEF-Raum bis 2030 je nach Szenario gesicherte Leistung von mind. 1,2 bis 2,2 GW bereitstellen. Im gesamten Untersuchungsraum sind es bis 2030 mind. 9 bis 13 GW. Dies entspricht im PLEF-Raum mind. 1,3 %, im gesamten Untersuchungsraum mehr als 4% der installierten Windleistung.

¹ Prognos AG, Henric Petri-Strasse 9, 4010 Basel, Tel.: +41 61 3273 361, florian.ess@prognos.com, www.prognos.com

² Prognos AG, Goethestraße 85, 10623 Berlin

- Im PLEF-Raum treten Überspeisesituationen im Jahr 2030 nur in einem von sechs Jahren auf, während dies auf nationaler Ebene jedes Jahr der Fall wäre. Dies bedeutet, dass bis 2030 auch eine hohe erneuerbare Einspeisung in den Strommärkten ohne Zwischenspeicherung „untergebracht“ werden könnte, wenn die Netze den Stromtransport erlauben.
- Wenn das Potenzial der Senkung der Residuallast realisiert werden kann, muss weniger Kraftwerksleistung vorgehalten werden. Speicher zur Aufnahme von Überschussenergie werden ggf. erst später benötigt. Aus beiden Aspekten können Kosteneinsparungen resultieren. Den Einsparungen sind die für eine gemeinsame Bilanzierung notwendigen Netzausbau- und Transaktionskosten gegenüber zu stellen.

Voraussetzungen und Handlungsempfehlungen

Folgende Voraussetzungen sind notwendig, wenn diese Potenziale gehoben werden sollen:

- Ergänzend zu den nationalen Ansätzen sind länderübergreifende Methoden der Leistungsbilanzierung weiter zu entwickeln.
- Prozesse der Leistungsabsicherung sind international zu harmonisieren. Dies betrifft insbesondere den rechtlichen und organisatorischen Rahmen der Leistungsabsicherung.
- Akteure, die auf nationaler Ebene für Versorgungssicherheit verantwortlich sind, brauchen Verlässlichkeit bei der Absicherung des inländischen Bedarfs mit ausländischen Kapazitäten.
- Netzinfrastruktur muss zumindest entlang der bestehenden Planungen (z.B. TYNDP) ausgebaut werden, wobei Verbundeffekte noch stärker zu berücksichtigen sind.

Dabei sind Hemmnisse sowie Transformations- und Transaktionskosten zu berücksichtigen, die zum Teil nur schwer zu quantifizieren sind, aber in der Praxis eine wichtige Rolle spielen können.

Eine gemeinsame Definition von Versorgungssicherheit und ein koordinierter Prozess der Bilanzierung und der länderübergreifenden Leistungsabsicherung tragen in jedem Fall zur Verwirklichung des Binnenmarktes bei. Dies kann als Handlungsempfehlung für die Politik abgeleitet werden. Die tatsächlichen Kosteneinsparungen und der Aufwand sowie das sinnvolle Ausmaß für die Implementierung dieser Maßnahmen sind aus heutiger Sicht schwer abzuschätzen und bedürfen weiterer Analysen.

Regionale Kooperationen (z.B. im PLEF-Raum) können dazu dienen, einen Teil des ermittelten Potenzials zu heben. Diese Zusammenarbeit kann in weiterer Folge schrittweise auf größere Regionen ausgedehnt werden.

5.1.5 Eine modellbasierte Evaluierung der energiepolitischen Rahmenbedingungen des Erneuerbare-Energien-Sektors in der EU in Hinblick auf die 2020 Zielerreichung

Lukas LIEBMANN¹, Gustav RESCH¹

Motivation und zentrale Fragestellung

- Welche Ergebnisse liefern modellbasierte Evaluierungen der energiepolitischen Rahmenbedingungen für den Sektor der Erneuerbaren Energien der 28 EU Mitgliedsstaaten in Hinblick auf die 2020 Zielerreichung eines 20% Anteils am Bruttoendenergieverbrauch?
- Wie entsprechen der historische Verlauf und die Szenarienergebnisse des erneuerbaren Elektrizitäts, Wärme- und Verkehrssektors den selbstgesteckten Zielen der nationalen Aktionspläne der 28 Mitgliedsstaaten?
- Ein Vergleich von verschiedenen Ausbauszenarien des Green-X Modells soll ein detailliertes Verständnis für den Stand, die Aussichten und Herausforderungen des Erneuerbare-Energien-Sektors innerhalb der EU und deren 28 Mitgliedsstaaten liefern.

Methodische Vorgangsweise

Das bestehende Klima- und Energiepaket der EU legt unter anderem verbindlich Ziele für alle Mitgliedsstaaten für den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 fest. Die Details für eine Förderung der erneuerbaren Energien und eine Erleichterung des Marktzugangs für Investitionen in entsprechende Technologien werden mit der Richtlinie 2009/28/EG [1] geregelt. Die Richtlinie sieht ebenso eine Berichterstattungspflicht der Mitgliedsstaaten erstmals mit 31. Dezember 2011 und danach alle zwei Jahre vor. Die sogenannten Fortschrittsberichte müssen in einem einheitlichen Format Maßnahmen bezüglich der Rahmenbedingungen für Investitionen in erneuerbare Energie beinhalten. Damit können Informationen über aktuell implementierte Politiken zur Förderung von erneuerbaren Energien und geplante politische Initiativen für alle MS gesammelt werden. Dabei wird zwischen folgenden Maßnahmen unterschieden

- Politische Initiativen zur Verbesserung des finanziellen Förderkonzepts für erneuerbare Energien.
- Maßnahmen zur Minderung von nicht-wirtschaftlichen Barrieren, welche die Investitionsbereitschaft in erneuerbare Energien derzeit einschränken.

Diese Vorgangsweise lieferte eine umfangreiche Grundlage für eine modellbasierte Evaluierung der energiepolitischen Rahmenbedingungen für den Erneuerbare-energien-Sektor der 28 EU Mitgliedsstaaten. Ausgeführt wurde diese Arbeit für zwei Ausschreibungen mit dem Namen „Renewable energy progress and biofuels sustainability“ Anfang des Jahres 2012 und 2014 in [2] und [3]. Darüber hinausgehen werden laufend Daten über Änderungen bezüglich der Fördersysteme für erneuerbare Energien aller EU Mitgliedsstaaten gesammelt und in das Green-X Modell übernommen. Das Green-X Modell verfügt außerdem über eine umfangreiche Datenbank bezüglich der Kosten und Potentiale für einen Ausbau von erneuerbaren Energien innerhalb Europas und den Mittelmeerränderstaaten. Für die Berichte [2] und [3] wurden jeweils zwei Szenarien inklusive Sensitivitätsanalysen erstellt, mit dem Zweck aktuell implementierte energiepolitische Rahmenbedingungen und zusätzlich geplante Änderungen abzubilden und Ausbauszenarien bis zum Jahr 2020 zu erstellen.

Weitere Szenarien bezüglich einer EU 2020 Zielerreichung wurde im Rahmen des Intelligent Energy Europe Projekts Keep-on-Track! im Jahr 2014 und 2015 erstellt [4] und [5]. Dabei wird eine „business as usual“ Szenario mit einem Szenario verglichen, in dem von dem Projektkonsortium erarbeitet Politikempfehlungen zur gezielten Förderung der erneuerbaren Energien umgesetzt werden.

¹ Technische Universität Wien, EEG, Gußhausstraße 25-29/370-3, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370355, {liebmann|resch}@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Ein Vergleich der Modellergebnisse, welche die zum jeweiligen Zeitpunkt politischen Rahmenbedingungen wiedergeben, zeigt eine Verfehlung des EU 2020 Ziels für erneuerbare Energien. In [2] wird im Jahr 2020 ein Anteil an erneuerbaren Energien von 14,5% in [4] 17,9%, in [3] 18,3% und in [5] 18,4% am Bruttoendenergieverbrauch erreicht. Die Ergebnisse in chronologischer Reihenfolge für Modellierungen aus dem Jahr 2012, 2014 und 2015 angeführt und für [2] und [3] die untere Schranke der Sensitivitätsanalyse genannt. Damit wird ersichtlich, dass eine Zielerreichung im Verlauf der letzten Jahre etwas wahrscheinlicher wurde. Das unterstützen auch die Szenarien aus [2] und [3] unter Beachtung der zusätzlich geplanten Maßnahmen. Der Fortschrittsbericht aus dem Jahr 2012 [2] gibt hierbei einen erwarteten Anteil von 15,6% bis 16,7% an, und der Fortschrittsbericht des Jahres 2014 [3] 18,5% bis 19,7%. Die Ergebnisse aus [3] veranlassten die Europäische Kommission im Jahr 2015 ein recht positives Urteil bezüglich einer möglichen Zielerreichung zu kommunizieren [6].

Die sektorale Entwicklung der erneuerbaren Energien einiger Mitgliedsstaaten, die auch unter Beachtung der geplanten politischen Maßnahmen ihr national verbindliches Ziel im Jahr 2020 nicht erreichen, werden im Rahmen dieser Arbeit im Detail diskutiert. Diese sind unter anderem Frankreich, Luxemburg, die Niederlande und das Vereinigte Königreich, bei welchen auch die Europäische Kommission in [6] einen zusätzlichen Handlungsbedarf für eine Umsetzung von ausreichenden und effektiven politischen Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien sieht.

Literatur

- [1] Richtlinie 2009/28/EG Des europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.
- [2] Hamelinck, C., de Lovinfosse, I., Koper, M., Beestermöller, C., Nabe, C., Kimmel, M., van den Bos, A., Yildiz, I., Hartevelde, M., Ragwitz, M., Steinhilber, S., Nysten, J., Fouquet, D., Resch, G., Liebmann, L., Ortner, A., Panzer, C., Walden, D., Diaz Chavez, R., Byers, B., Petrova, S., Kunen, E., Fischer, G. (2012) Renewable energy progress and biofuels sustainability, Ecofys: Utrecht, Niederlande
- [3] Hamelinck, C., Koper, M., Janeiro, L., Klessmann, C., Kuwahata, R., Nabe, C., Doering, M., Cuijpers, M., van den Bos, A., Spoettle, M., Alberici, S., Ragwitz, M., Steinhilber, S., Nysten, J., Fouquet, D., Resch, G., Liebmann, L., Ortner, A., Panzer, C., Johnson, F., Olsen, O., Godar, J., Karlberg, L., Fischer, G. (2014) Renewable energy progress and biofuels sustainability, Ecofys: Utrecht, Niederlande, Verfügbar unter <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Final%20report%20-November%202014.pdf>.
- [4] Resch, G., Liebmann, L., Ortner, A., Busch, S. (2014) 2020 RES scenarios for Europe - are Member States well on track for achieving 2020 RES targets?, Ein Bericht erstellt im Rahmen des Intelligent Energy Europe Projekts Keep-on-Track!, koordiniert von Eufores und Eclareon, Technische Universität Wien - Energy Economics Group (EEG): Wien, Österreich, Verfügbar unter www.keepontrack.eu.
- [5] Resch, G., Liebmann, L., Welisch, M. (2015) 2020 RES scenarios for Europe - are Member States well on track for achieving 2020 RES targets?, Ein Bericht erstellt im Rahmen des Intelligent Energy Europe Projekts Keep-on-Track!, koordiniert von Eufores und Eclareon, Technische Universität Wien - Energy Economics Group (EEG): Wien, Österreich, Verfügbar unter www.keepontrack.eu.
- [6] COM(2015) 293 final Report from the commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social committee and the committee of the regions, Renewable energy progress report, Brussels, 15.6.2015.

5.1.6 Zubau von erneuerbaren Energien – Verursachte (Verteil-) Effekte in Europas Strommärkten

André ORTNER¹, Sebastian BUSCH¹, Gustav RESCH¹,
Gerhard TOTSCHNIG¹, Lukas LIEBMANN¹

Inhalt

Ein wesentlicher Bestandteil zur Erreichung der europäischen Klimaschutzziele ist der gezielte Ausbau von Erneuerbaren Energien (EE) [EK 2011]. Entsprechend des Politikfolgenabschätzungsberichts der Kommission wird das Verfolgen der Klimaschutzziele aller Voraussicht nach bis zum Jahr 2030 einen Anteil der EE an der Stromerzeugung in der EU von bis zu 50% benötigen [EK 2014].

Die Technologien von denen der höchste Zubau erwartet wird, sind Windkraft- und Photovoltaikanlagen; also Technologien mit vom Wetter abhängiger, volatiler Stromerzeugung und niedrigen Grenzkosten. Aufgrund des niedrigen Kapazitätsfaktors dieser Anlagen bedeutet dies, dass ein derart hoher Anteil an der Stromerzeugung, nur durch ein Vielfaches an zu installierender Erzeugungsleistung erreicht werden kann. Aus diesem Grund ist zu erwarten, dass in Zukunft temporär große Mengen von erneuerbarer Stromerzeugung in einzelnen Preiszonen des europäischen Großhandelsmarktes gehandelt werden wird. Die Größenordnung der resultierenden Effekte auf die Strompreise in verschiedenen EU-Ländern hängt aber von einer Vielzahl an Einflussgrößen ab.

Die wichtigsten Einflussgrößen lassen sich in folgende Schlüsseldimensionen unterteilen:

Förderpolitik

Nachdem für das Jahr 2030 nur ein EU-Ziel von 27% EE am Endenergieverbrauch festgelegt wurde, ist noch nicht klar, wie sich dieses Ziel auf Länderebene aufteilen wird. Des Weiteren hängt der resultierende EE-Erzeugungsmix von den angewandten Politikinstrumenten, deren konkreter Ausgestaltung und der Möglichkeit der Nutzung von internationalen Förderkooperationen ab. Letztlich ist für den Anteil von EE am Stromsektor auch die Überlappung von Politikinstrumenten (z.B. CO₂-Zertifikatehandel mit Einspeiseprämien, oder Energieeffizienzrichtlinien mit EE Ziel) entscheidend.

Zu- und Abbau konventioneller Kraftwerke

Hier muss zwischen ökonomisch und politisch motivierten Motiven unterschieden werden. Entsprechend der Einschätzung von Investoren über die zukünftige Entwicklung der Strompreise werden Investitionen in neue Kraftwerke getätigt werden. Bestandskraftwerke werden entweder altersbedingt, oder aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt. Aus politischen Gründen wird in manchen Ländern ein Ausstieg aus bestimmten Technologien forciert (z.B. Deutschland: Kernkraft, Großbritannien: Kohlestrom).

Übertragungsnetze und Engpassbewirtschaftung

Zur Verwirklichung des EU-Strombinnenmarktes strebt die EU in ihrer Energiepolitik den Ausbau der länderübergreifenden Übertragungskapazitäten an [EK 2015]. Vor dem Hintergrund des schleppenden Netzausbaus in der Vergangenheit, muss eine Verzögerung der Fertigstellung der geplanten Leitungen im TYNDP von ENTSO-E in Betracht gezogen werden. Des Weiteren ist noch unklar, ob das mittlerweile in der Netzregion CWE angewendete (flussbasierte) Modell der Engpassbewirtschaftung zukünftig auch auf andere Regionen ausgeweitet werden wird.

Entwicklung der Stromnachfrage

Die Einbindung der Nachfrage in die Strommärkte wird als eines der wichtigsten Elemente eines funktionierenden Marktes gesehen. Wie konkret und in welchem Umfang diese Einbindung am besten realisiert werden sollte, ist jedoch noch nicht ganz klar.

Die Netztarifgestaltung und Anreizregulierung von Endkunden, sowie auch die Nutzung sektorübergreifender Energiewandlungen, stellen in diesem Zusammenhang bedeutende Einflussgrößen für die Realisierung bestehender Potentiale dar.

¹ Technische Universität Wien, Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29, 1040 Wien,
Tel.: +43 1 58801 370 367, ortner@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

Strommarktdesign

Die anhaltende Debatte über die Notwendigkeit der Einführung von Kapazitätsmärkten und entsprechende Absichtserklärungen aus verschiedenen EU-Ländern legen nahe, dass eine Mischung aus Kapazitätsmechanismen und Energy-Only Märkten eingerichtet werden wird.

Energieträger- und CO₂-Preise

Als Folge der Wirtschaftskrise und der daran anschließenden Stagnation sind diese Preise gefallen. Die zukünftige Höhe dieser Preise beeinflusst wesentlich das Strompreisniveau. Außerdem bedingt das Verhältnis der Brennstoffpreise zueinander und die Höhe des durchschnittlichen CO₂-Preises den sich einstellenden Erzeugungsmix.

Im Lichte dieser Einflussgrößen, werden in dieser Arbeit der mögliche Einfluss der europäischen Förderpolitik von EE und der daraus resultierende Zubau von EE-Kapazitäten auf die Charakteristik der Strompreise in den EU28 Ländern bis zum Jahr 2030 unter verschiedenen Rahmenbedingungen untersucht. Die Inhalte dieser Arbeit sind Teil des EU-geförderten Projektes DiaCORE [DiaCORE 2015], welches eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse des Ausbaus von EE in den EU28 Ländern zum Ziel hat.

Methode

Zur Beantwortung der Fragestellung wird das EE-Investitionsmodell Green-X (www.green-x.at), ein Kraftwerksausbau- und ein Kraftwerkseinsatzmodell (www.eeg.tuwien.ac.at/hireps) miteinander gekoppelt. Eine genaue Beschreibung der Modellkopplung findet sich in [TUWien 2015]. Alle Modelle bilden die EU28 Länder ab. Die untenstehende Tabelle beschreibt die berechneten Szenarien, welche sich an den oben angeführten Schlüsseldimensionen orientieren. Es werden sowohl Sensitivitäten, als auch Trends durchgerechnet um etwaige Portfolioeffekte mit zu berücksichtigen.

Nr.	Type	Acronym	RES policy			Grid development		Electricity market design		Demand-Side response		Energy efficiency and carbon pricing		Fuel prices	
			LOW	REF	HIGH	REF	DELAY	EOM	CM	REF	HIGH	REF	HIGH	REF	LOW
①	Pathway	P-NoPolicy	●			●		●		●		●		●	
②	Pathway	P-Reference		●		●		●		●		●		●	
③	Pathway	P-High-RES			●	●		●		●			●	●	
④	Sensitivity	S-Grid		●			●	●		●		●		●	
⑤	Sensitivity	S-Market		●		●			●	●		●		●	
⑥	Sensitivity	S-Carbon		●		●		●		●			●		●
⑦	Sensitivity	S-Demand		●		●		●			●	●		●	
⑧	Trend	T-NoPolicy	●				●		●	●		●		●	
⑨	Trend	T-Trend		●			●				●		●		●
⑩	Trend	T-Optim			●	●		●			●		●		●

Tabelle 1: Berechnete Szenarien.

Ergebnisse

Das Ziel dieser Arbeit ist die oben angeführten Szenarienergebnisse des Modellverbunds hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Strompreise in den EU28 Ländern auszuwerten. Um den Einfluss erneuerbarer Energien herauszufiltern werden die Pathway-Szenarien wechselseitig gegenübergestellt. Die Auswertung der Sensitivitäts-Szenarien soll zusätzlich einen Überblick über die Signifikanz einzelner Rahmenbedingungen auf die resultierenden Strompreise in Europa zeigen.

Referenzen

- [1] EK 2011, Energiefahrplan 2050, KOM(2011) 885 endgültig, Mitteilung der Europäischen Kommission, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0885&from=DE>, Brüssel, 15.12.2011.
- [2] EK 2014, SWD (2014) 015, European COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT accompanying the document "A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030", <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:52014SC0015>, Brüssel, 22.01.2014.

- [3] EK 2015, COM (2015) 82 final, Achieving the 10% electricity interconnection target, Making Europe's electricity grid fit for 2020, http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/docs/interconnectors_en.pdf, Brüssel, 25.02.2015.
- [4] DiaCORE 2015, "Policy Dialogue on the assessment and convergence of RES policy in EU Member States", EU project, Intelligent Energy Programme, <http://www.diacore.eu>.
- [5] TUWien 2015, "RES market values and the merit-order effect", Deliverable 5.2, <http://www.diacore.eu>.

5.2 LÄNDER-STROMMÄRKTE (SESSION D2)

5.2.1 Strommarktdesign Schweiz

Michel PIOT¹

Ausgangslage

In zahlreichen europäischen Ländern werden Anpassungen am Strommarktdesign diskutiert bzw. vorgenommen:

- Kapazitätsmechanismen sollen längerfristig Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke schaffen. Frankreich hat eine Vernehmlassung zur grenzüberschreitenden Anerkennung von Kapazitäten durchgeführt;
- Deutschland hat die Einführung einer Kapazitätsreserve beschlossen;
- Es setzt sich die Einsicht durch, dass mit dem bestehenden Energy-only-Markt erneuerbare Energien trotz tiefer Grenzkosten bei einer hohen Durchdringung als Folge des Merit-order- Effektes zu geringe Deckungsbeiträge erwirtschaften können, um ihre hohen Investitionskosten amortisieren zu können.

Die Auswirkungen der Weiterentwicklung der Strommärkte durch neue Eingriffe, Anpassungen und Regulierungen sind auch für größere Länder in Europa mit erheblichen Unsicherheiten verbunden und schwer abschätzbar.

Für kleine Länder wie die Schweiz stellt sich zusätzlich die Schwierigkeit, dass sie keinen marktbestimmenden Einfluss haben und folglich ihre ergänzenden Entscheidungen zum inländischen Marktdesign abhängig von den zu erwartenden Auswirkungen der Entscheidungen der marktbestimmenden Länder treffen müssen.

Strommarktdesign Schweiz

Basierend auf diesen Überlegungen soll aufgezeigt werden, ob, und wenn ja welche Entscheidungen die Schweiz aktiv treffen kann, um sicherzustellen, dass sie i) weiterhin eine jederzeitige sichere Stromversorgung gewährleisten kann und ii) ihre bestehenden Assets wirtschaftlich betreiben kann.

Methodik (siehe Abbildung 1)

Strommarktdesign im weiteren Sinne: Ausgehend von der von der Politik zu beantwortenden Frage, ob die Schweiz sich ein Minimalziel in der Eigenversorgung vorgeben soll, werden entlang der Versorgungssicherheit bestimmenden Kriterien Energie, Leistung, Netze mögliche Stromangebotsvarianten bis 2050 abgeleitet und im Anschluss daran nach dem Kriterium der Umwelt- und Sozialverträglichkeit bewertet.

Strommarktdesign im engeren Sinne: Exemplarisch wird für eine Angebotsvariante mit erhöhter Realisierungschance aufgezeigt, welche Anpassungen bzw. Weiterentwicklungen des nationalen Strommarktes unter Berücksichtigung der internationalen Entwicklungen nötig sind, um die Ziele i) und ii) sicherstellen zu können.

Anschließend kann die dritte Dimension des Zieldreiecks, die Wirtschaftlichkeit, beurteilt werden. Zusammen mit der Umwelt- und Sozialverträglichkeit und der Beurteilung der Versorgungssicherheit kann die Gesamtbewertung erfolgen.

Weiterführende Schritte

Bei den weiterzuverfolgenden Pfaden kann im Anschluss die Frage angegangen werden, welche Akteure mit welchen Rollen und Verantwortungen auftreten.

¹ swisselectric, Postfach 7950, 3001 Bern, Tel.: +41 31 381 64 00, michel.piot@swisselectric.ch

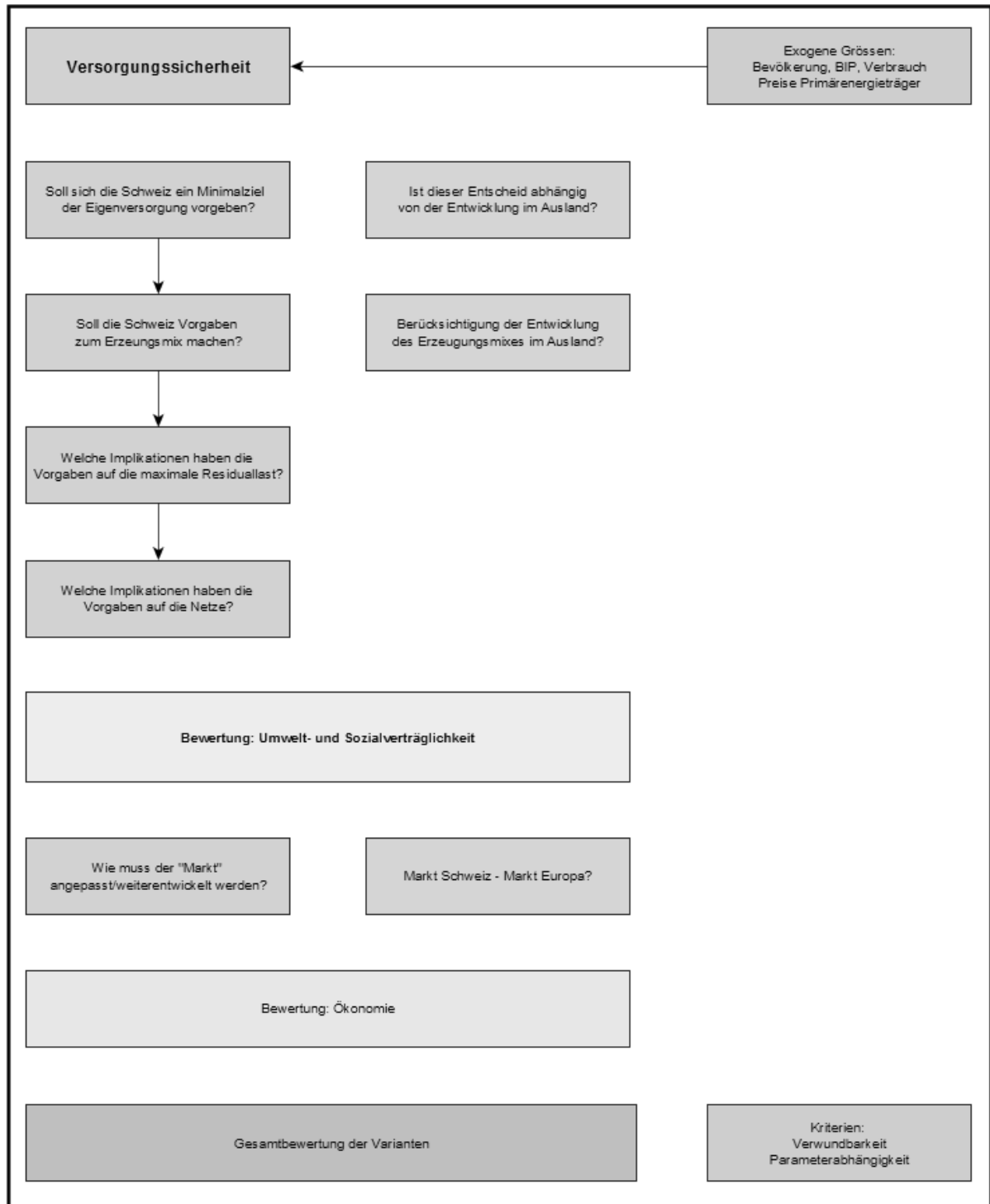


Abbildung 1: Übersicht über die Bestimmung und Bewertung einzelner Pfade.

5.2.2 Electricity Economics in India – Lessons learned from Europe

Karthik Subramanya BHAT¹, Udo BACHHIESL¹

Abstract

The global energy sector is gradually going through a major transition, due to increasing concern over sustainability and climate change. Production and use of energy are responsible for almost two thirds of the world's Green House Gas (GHGs) emissions. However, the use of low carbon energy sources is rapidly increasing, and there are indicators that the growth in global economy and energy related emissions might be starting to decouple [1]. Nearly half of all the newly added power generation capacity in 2014 were accounted for by Renewable Energy Technologies. In 2014, the European Union agreed on the 2030 climate and energy policy framework for the EU and set new targets for GHG emissions, renewable energy and energy efficiency for 2030 [2]. Presently, the situation in Europe is mainly characterized by the need to increase the share of renewables, the de-carbonization of electricity generation and the stagnation of the electricity demand growth rates.

Developing countries like India are now predominantly concerned with rapidly increasing electricity demand growth rates, an ever increasing demand- supply gap and growing concern about environmental consequences. Furthermore, the population explosion situation in India resulting in a high electricity demand growth rate of 4.9% per year elevates the risk of energy scarcity in the coming future.

An accelerated realization of key Indian policy targets, notably the 'Make in India' [3] campaign of 2015, which promotes industry as the main priority for India's growth model implies a much higher electricity demand growth rate. Thus, a strong economic growth along with an improved energy security will be one of the main challenges for India. Consequently, a keen interest in large scale renewable energy integration and new transmission technologies like HVDC is developing.

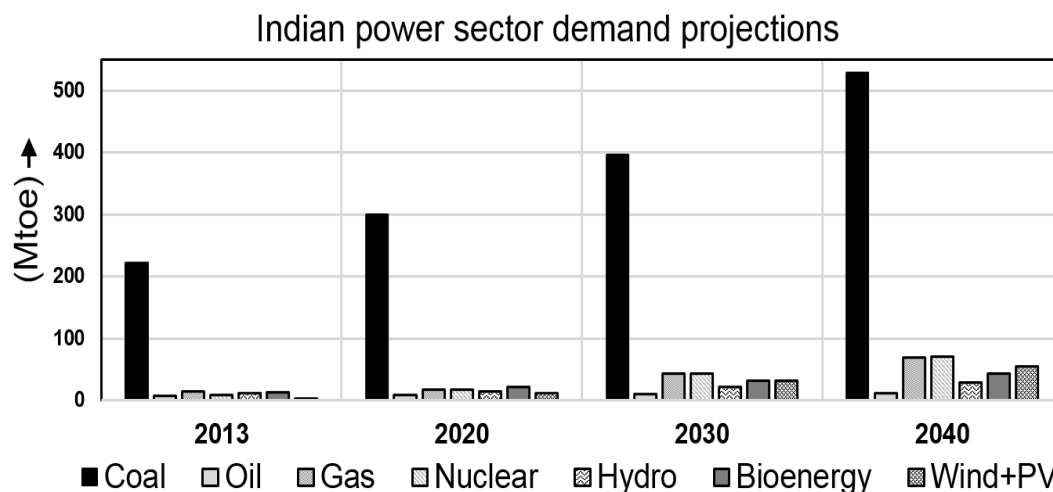


Figure1: Power sector demand projections for India, 2013-2040, New Policies Scenario, WEO2015, IEA

The energy sector today in India is already unrecognizable from the one that existed two decades ago, before the beginning of the large economic reforms in 1991. With the projected exponential growth in the Indian economy, the change over the next decade is expected to be more dramatic [4], as economic development and energy use go hand in hand.

A significant growth in nuclear power is expected, rising about nine times of today's share in 2040 [5]. India also aims to install 60 GW of wind power and 100 GW of solar power capacity by 2022.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, 8010 Graz, www.iee.tugraz.at,
{Tel.: +43 316 873-7908, Fax: +43 316 873-107908, karthik.bhat@tugraz.at},
{Tel.: +43 316 873-7903, Fax: +43 316 873-107903, bachhiesl@tugraz.at}

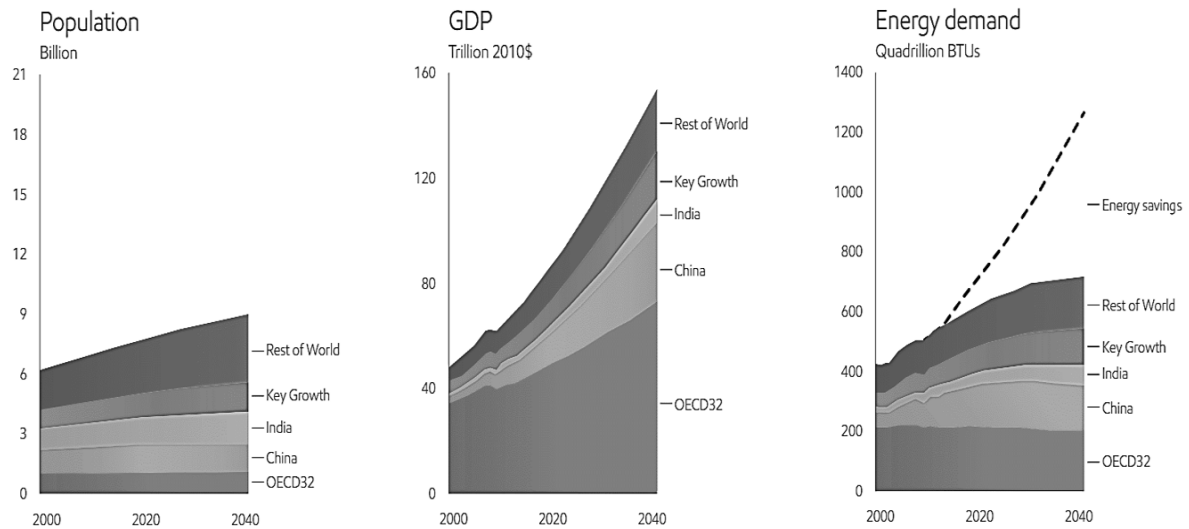


Figure 2: Population, GDP growth and Energy demand projections: ExxonMobil and United Nations

In this paper the main challenges for the transition of the Indian energy sector are identified, and an attempt has been made to compare the Indian and the European sectors to draw conclusions in aiding the transition process of the Indian energy sector.

References

- [1] World Energy Outlook, 2015, International energy Agency
- [2] 'Trends and Projections in Europe 2015', European Environment Agency
- [3] 'Make in India' : <http://www.makeinindia.com/policy/new-initiatives>
- [4] 'Energy transition for Industry: India and the global context', 2011, International Energy Agency
- [5] 'The outlook for energy : A view to 2040', 2015, ExxonMobil

5.2.3 Masterplan Klima + Energie 2020 im Rahmen der Klima- und Energiestrategie Salzburg 2050 Klimaneutral.Energieautonom.Nachhaltig

Gunter SPERKA¹, Wolfram SUMMERER²

Handlungsmöglichkeiten und -grenzen in der Klima- und Energiepolitik eines Bundeslandes am Beispiel Salzburgs

Unter dem Eindruck der Reaktorkatastrophe von Fukushima hat die Salzburger Landesregierung im Jahr 2011 einen „Grundsatzbeschluss zur Energiewende“ gefasst. Im Rahmen der Umsetzungsarbeiten wurde die langfristige Klima- und Energiestrategie SALZBURG 2050 definiert und als klima- und energiepolitische Zielsetzung des Landes beschlossen:



Abbildung 1: Diese Zielsetzungen verstehen sich bilanziell pro Jahr. Das Bezugsjahr für die Treibhausgasreduktion ist 2005 und entspricht dem Bezugsjahr der EU-2020-Vorgaben. Erneuerbare Energieträger sind wie in der Energieträgerklassifikation der Energiebilanzen (Statistik Austria) nach EU-Vorgaben definiert. Die Treibhausgase entsprechen jenen der zweiten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls.

Um die ersten Zwischenziele 2020 zu erreichen wurde der Masterplan Klima + Energie 2020 entwickelt und am 17.11.2015 von der Landesregierung beschlossen.

Elemente des Masterplanes Klima + Energie 2020

Der Masterplan Klima + Energie 2020 des Landes Salzburg ist Teil einer integrierten Klima- und Energiestrategie. Er enthält folgende Kernelemente:

- Festlegung eines Einsparzieles für Treibhausgasemissionen, gegliedert nach Zuständigkeiten.
- Festlegung eines Ausbauzieles für erneuerbare Energien, unterteilt nach Energieträgern.
- Beschluss von Einspar- und Ausbaumaßnahmen in „primären Aktionsfeldern“, die unmittelbar auf den Weg gebracht werden.
- Definition von „Ressortzielen“, die die nötigen Gesamtmengen bis 2020 erbringen sollen.

In dem Beitrag werden die Ziele im Kontext der internationalen Verpflichtungen sowie die klima- und energiepolitischen Möglichkeiten auf regionaler Ebene diskutiert. Die wahrscheinliche Entwicklung des Energieverbrauches und der Treibhausgasemissionen wird den (durch Hintergrundstudien) bewerteten Wirkungen möglicher Maßnahmen gegenübergestellt. Neben der eingeschlagenen Vorgangsweise bei der Erarbeitung der Ziele für die einzelnen Ressorts und Abteilungen des Landes werden weitere Elemente, wie SALZBURG 2050 Partnerschaften und das SALZBURG 2050 Gemeindeprogramm vorgestellt sowie die Möglichkeiten dieser Instrumente zur Erreichung der Ziele diskutiert.

¹ Land Salzburg, Klimaschutzkoordination, Postfach 527, 5010 Salzburg, Tel.: +43 662 8042-4500, gunter.sperka@salzburg.gv.at; www.salzburg2050.at

² Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, Tel.: +43 662 8042-3445, wolfram.summerer@energyagency.at, www.salzburg2050.at

5.2.4 Zur Entwicklung der Energiewirtschaft in der Steiermark

Udo BACHHIESL¹, Martin STROHMAIER¹, Petra GSODAM¹,
Heinz STIGLER¹

Motivation

Die Energiepolitik bzw. -planung in der Steiermark baut auf einer sehr langen Tradition auf, wobei gesamtsystemische und interdisziplinäre Betrachtungen eine wesentliche Basis bildeten und eng mit der Funktion des Landesenergiebeauftragten verbunden waren. Bedeutende Meilensteine waren der bereits nach den Erdölpreiskrisen veröffentlichte Energieplan 1984, welcher durch den Energieplan 1995 abgelöst wurde. Der Energieplan 2005-2015 fußte erstmalig auf einem umfassenden Beteiligungsprozess und aufbauend auf weiteren diesbezüglichen Initiativen wurde die Energiestrategie Steiermark 2025 erarbeitet, auf welcher wiederum kurz darauf der Klimaschutzplan aufbaute. In all diesen Energieplänen wurden zahlreiche Maßnahmen definiert, welche die Energiewirtschaft der Steiermark im Sinne der jeweiligen Zielsetzung weiterentwickeln sollten. Zentrale Bestandteile sind dabei neben Fragen der Versorgungssicherheit vor allem einerseits die Hebung der Energieeffizienz sowie andererseits die Steigerung des Anteiles erneuerbarer Energie.

Methodik

Im Rahmen dieses Beitrages werden die bisherigen Umsetzungen der Energiestrategie2025 für den Zeitraum 2009-2014 dargestellt. Nach der einleitenden Kurzdarstellung der energiepolitischen Rahmenbedingungen auf globaler, europäischer sowie österreichischer Ebene sowie der energiestrategischen Zugänge der Steiermark werden im Hauptteil entsprechend der Strukturierung in der Energiestrategie2025 die einzelnen Maßnahmenbereiche im Detail betrachtet und ausgehend von den in der Energiestrategie2025 formulierten Maßnahmen erfolgte Entwicklungen aufgezeigt. Neben der qualitativen Einschätzung der erfolgten Umsetzung werden – insofern vorhanden und möglich – auch quantitative Entwicklungen in den Bereichen der Einzelmaßnahmen dargestellt. Zusätzlich zur Betrachtung der Einzelmaßnahmen ist vor allem die Wirkung dieser auf die Gesamtenergiebilanz und Emissionen entscheidend, wobei auch auf die Entwicklung bedeutender Rahmenparameter wie Bevölkerung oder Wirtschaft eingegangen wird.

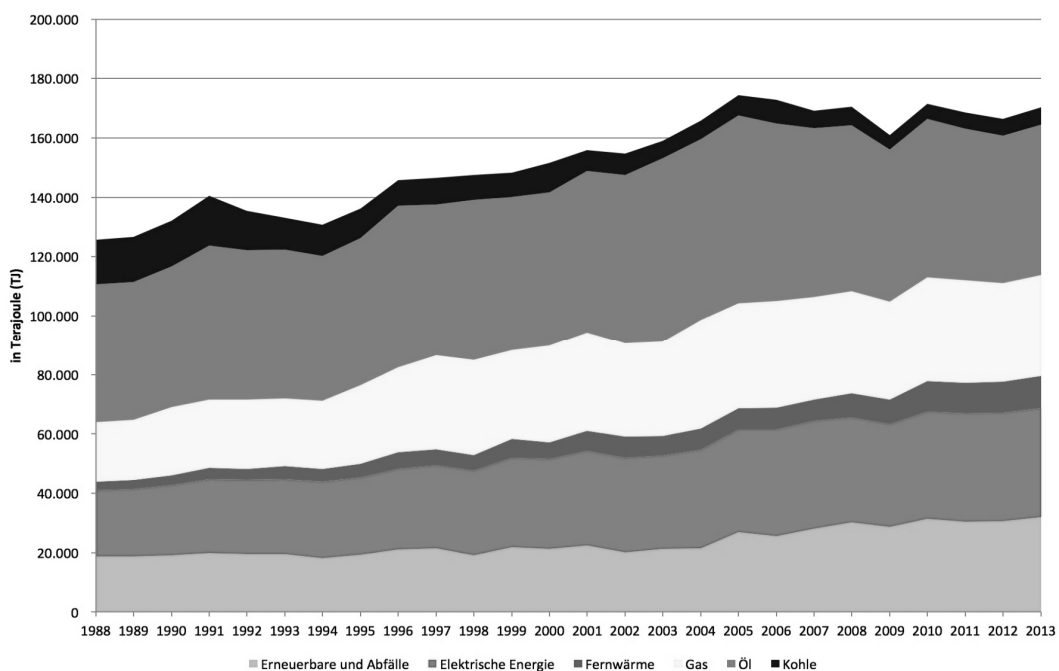


Abbildung 1: Entwicklung des Endenergieeinsatzes in der Steiermark nach Energieträger.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7903, Fax: +43 316 873-107903, bachhiesl@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Ergebnisse

Die Betrachtung des energetischen Endverbrauchs zeigt bis 2005 ein stetiges Verbrauchswachstum und von 2005 bis 2013 erstmals einen leichten Rückgang. Obwohl die Steiermark hinsichtlich des Anteiles an erneuerbarer Energie im Bundesländervergleich an vorletzter Stelle rangiert, zeigt die Betrachtung ab 2009, dass in diesem Zeitraum die Steiermark zu den Bundesländern mit der höchsten Steigerungsrate zählt. Hinsichtlich der Stromproduktion in der Steiermark zeigt diese seit 2000 einen etwa gleichbleibenden oder sogar leicht sinkenden Verlauf, allerdings ab dem Jahr 2010 auch eine deutliche Steigerung. Die Treibhausgasemissionen zeigen seit dem Jahr 2004 einen sinkenden Verlauf. Abschließend kann festgehalten werden, dass im Rahmen der Energiestrategie2025 zahlreiche Maßnahmen in zentralen energiewirtschaftlichen Bereichen initiiert wurden und teils schon ihre Wirkung entfalten, allerdings dieser Weg konsequent weitergegangen werden muss.

Da Energiefragen und Klimaschutz untrennbar miteinander verbunden sind, sollte künftig eine Zusammenführung der Energiestrategie und des Klimaschutzplanes angestrebt und ein gemeinsames jährliches Monitoring durchgeführt werden.

5.2.5 openMod.sh – Ein regionales Strom-Wärme-Modell für Schleswig-Holstein basierend auf Open Source und Open Data

Clemens WINGENBACH¹, Simon HILPERT¹, Stephan GÜNTHER¹

Inhalt

Das Voranschreiten der Energiewende stellt in Zukunft neue Systemanforderungen:

- Stromerzeugungsanlagen werden vermehrt an Orten mit den besten Standortbedingungen für die jeweiligen Anlagen vorzufinden sein, anstatt in unmittelbarer Nähe von Verbraucherzentren.
- Durch die zunehmende Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energie, fallen Verbrauch und Erzeugung zeitlich auseinander.
- Durch den Ausbau von Erzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung und Power-to-Heat-Anlagen entstehen zusätzliche Wechselwirkungen zwischen dem Strom- und Wärme-Sektor.
- Insbesondere der Ausbau von Windenergieanlagen und Stromleitungen erfordert eine transparente Planung und gesellschaftliche Diskussion über verschiedene Alternativen und deren Auswirkungen.

Das Modell openMod.sh (Open Energy Model Schleswig-Holstein) stellt eine Möglichkeit dar, um diesen Anforderungen gerecht zu werden. Das Energiesystem des Bundeslandes Schleswig-Holstein weist schon heute viele Eigenschaften zukünftiger Systeme auf, die mit dem Modell analysiert werden können. Aufgrund der besonderen geografischen Lage und regionalen Strukturen wurden in Schleswig-Holstein schon im Jahr 2011 rechnerisch ca. 72 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien und primär Windenergie gedeckt (in 2012 ca. 89 %, Quelle: Statistikamt Nord). Zusätzlich können verschiedene Entwicklungspfade mit dem Modell abgebildet werden.

openMod.sh bildet Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie Übertragungs- und Verteilnetze des Strom- und Wärmesektors in Schleswig-Holstein anlagen- und netzknotenscharf ab. Darüber hinaus sind auch nicht technische Aggregationen (z.B. administrativer Natur wie Gemeinden und Kreise) möglich. Es kann zur Simulation, Analyse, Visualisierung und Optimierung des Energiesystems oder einzelner Komponenten verwendet werden. Dabei ist die geringste zeitliche Auflösung datenabhängig und beträgt zurzeit eine Stunde.

Durch die ausschließliche Nutzung von Open Source Software und Open Data, kann openMod.sh ebenfalls mit einer Copyleft-Lizenz veröffentlicht werden. Dies ermöglicht neben der Nachvollziehbarkeit, die bei proprietären Modellen nicht in diesem Maße gegeben ist, auch die Nutzung und Weiterentwicklung durch andere Modellierer.

Das Modell wird innerhalb des Open Energy Modelling Frameworks (oemof) entwickelt, das selber einer offenen und kollaborativen Entwicklung auf github unterliegt. Dadurch können verschiedene Vorteile genutzt werden:

- **Synergien**
Bei der gemeinsamen Entwicklung können Synergien zwischen den beteiligten Instituten genutzt werden.
- **Kontrolle**
Fehler werden aufgrund mehrerer Entwickler und Nutzer schneller identifiziert und behoben.
- **Verbesserung**
Die auf oemof basierende Applikation profitiert von Weiterentwicklungen des Frameworks.

¹ Zentrum für nachhaltige Energiesysteme, Auf dem Campus 1, 24943 Flensburg, www.znes-flensburg.de,
{Tel.: +49 461 805-3015, clemens.wingenbach@uni-flensburg.de},
{Tel.: +49 461 805-1562, simon.hilpert@fh-flensburg.de},
{Tel.: +49 461 805-3046, stephan.guenther@uni-flensburg.de}

5.2.6 Marktwert und Merit-Order-Effekt von erneuerbaren Energien in europäischen Strommärkten

Marijke WELISCH¹, Gustav RESCH¹, André ORTNER¹

Inhalt

Die Debatte um die Erreichung der Erneuerbaren-Ziele der EU Kommission (20% Anteil Erneuerbarer am Verbrauch bis 2020 und 27% bis 2030) [1] betrifft viele verschiedene Bereiche. Um diese Ziele zu erreichen ist unter anderem ein starker Ausbau erneuerbarer Technologien nötig. Der höchste Zubau wird im Stromsektor bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen erwartet; also Technologien mit vom Wetter abhängiger, volatiler Stromerzeugung und niedrigen Grenzkosten. Der Marktwert dieser variablen erneuerbaren Technologien ist tendenziell niedriger als der Marktwert anderer Technologien, deren Erzeugung nicht den kurzfristigen Schwankungen von natürlichen Ressourcen unterliegen.

In Zeiten hoher Einspeisung durch Erneuerbare verdrängt der Strom aus Erneuerbaren zudem den Strom aus den teuersten konventionellen Kraftwerken – und löst den sogenannten Merit-Order-Effekt aus. Der Merit-Order-Effekt bezeichnet die Verdrängung teuer produzierender Kraftwerke durch den Markteintritt eines Erzeugers mit geringeren Grenzkosten. Dies führt zu einem niedrigeren Strompreis am Spotmarkt, da sich die marginale Technologie, die den Preis setzt verändert. Es stellt sich damit die Frage nach der Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Technologien. Erneuerbare wurden bisher unter verschiedenen Fördersystemen ausgebaut – wie diese in Zukunft ohne Förderung auskommen könnten, ist in diesem Zusammenhang eine wichtige Frage. Weiterhin stellt sich die Frage, inwieweit der geplante Ausbau sich in Zukunft auf Strompreise und -märkte auswirken wird.

Die vorliegende Studie untersucht den Merit-Order-Effekt sowie den Marktwert variabler erneuerbarer Energien (Windkraft und Photovoltaik). Die historische Preisentwicklung in verschiedenen Europäischen Mitgliedsstaaten wurde dafür mit unterschiedlichen Methoden analysiert. Die Studie umfasst insgesamt 73 % der installierten Energien in Europa und beinhaltet wichtige Märkte wie Österreich/Deutschland, Dänemark oder Spanien. Mithilfe dieser Ergebnisse soll ein grundlegendes Verständnis für den Effekt der Erneuerbaren auf den Strommarkt erreicht werden, was wiederum Rückschlüsse auf zukünftige Fördermechanismen und allgemeine Zukunftsaussichten geben soll. Die Studie ist Bestandteil des IEE (Intelligent Energy Europe) Projekts DIA-CORE.

DIA-CORE ist ein gemeinsames Projekt verschiedener europäischer Forschungsinstitute, Beratungsunternehmen und eines Industriepartners und beschäftigt sich mit dem Politik-Dialog zur Konvergenz der entsprechenden Regulativen auf nationaler und EU-Ebene. Die Initiative kam dank finanzieller Unterstützung seitens des Intelligent Energy Europe (IEE) Programms der Europäischen Kommission zustande, mit deren Ausführung EASME (Agentur zur Förderung kleiner und mittelständischer Unternehmen) betraut ist. Für weitere Informationen möchten wir Sie gerne auf www.diacore.eu verweisen.

Methode

Historische Strommarkt- und Erzeugungsdaten wurden verwendet um Einsicht in die Zusammenhänge zwischen Day-Ahead Strompreisen und der Einspeisung erneuerbarer Energien zu gewinnen.

Für die Marktwerte wurde dafür eine Ex-Post Kalkulation des stündlichen Strompreises durchgeführt:

$$\frac{\sum_{z,m,t} (p_{z,m,t} * qW_{z,m,t})}{qW_{z,m,t}} = P_{MWh}$$

Der Merit-Order-Effekt wurde mithilfe verschiedener multivariabler Regressionsanalysen berechnet.

¹ Technische Universität Wien, Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/370-3, 1040 Wien, welisch@eeg.tuwien.ac.at, eeg.tuwien.ac.at

Die Ergebnisse für verschiedene Länder wurden sowohl untereinander verglichen als auch mit einer umfangreichen Literaturstudie kontrastiert, um einen möglichst umfassenden Einblick in den Gesamt-Europäischen Markt zu erhalten:

$$P_h = \beta_0 + \beta_1 LOAD_h + \beta_2 RE_h + \beta_3 ExIm_h + \beta_4 lagp_h + \beta_5 dummies + \varepsilon_h$$

Neben Wind- und PV-Einspeisung (RE), fließen in die Regression als weitere Einflussfaktoren die Last (LOAD), Ex- und Importe (ExIm) und Strompreislags (lagp) in stündlicher Auflösung ein. Dummy-Variablen modellieren zudem ein Jahres-, Wochen- und Tagesprofil.

Ergebnisse

Wie in Abbildung 1 ersichtlich, stellte sich in allen untersuchten europäischen Ländern ein erkennbarer Merit-Order-Effekt ein. Dieser wurde als Preis-änderung im Day-Ahead Spotpreis gemessen.

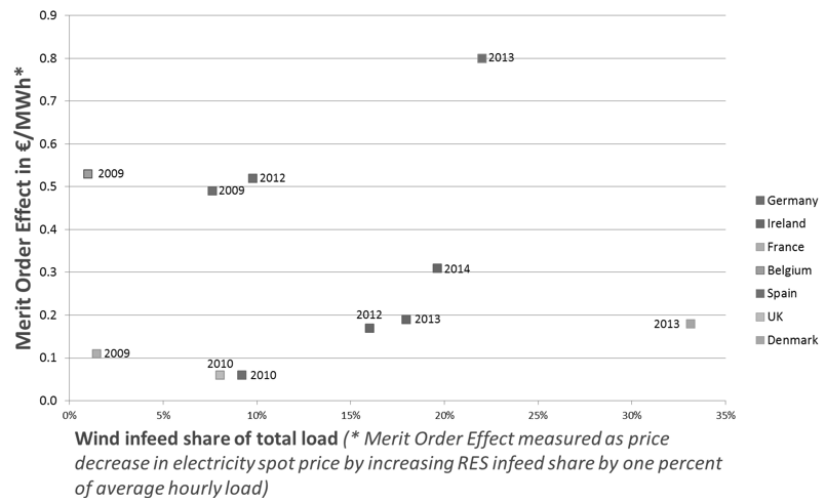


Abbildung 1: Merit-Order-Effekt von Windkraft und Photovoltaik – Preissenkungen des Day-Ahead Strompreises (2008-2014).

Die Graphik zeigt, exemplarisch für Windkraft, inwieweit der stündliche Börsenpreis für Strom pro MWh im jeweiligen Land sinken würde, wenn sich der Erneuerbaren-Anteil an der Last um 1% erhöht. Es ist länderübergreifend kein eindeutiger Trend ersichtlich, der darauf hinweist, dass ein höherer Anteil an Erneuerbaren automatisch einen stärkeren Merit-Order-Effekt auslöst. Von hohem Einfluss erscheint hier beispielsweise zu sein, wie flexibel der residuale Kraftwerkspark (oder künftig auch die Nachfrageseite) auf entsprechende kurzfristige Fluktuationen im Dargebot Erneuerbarer reagieren kann.

Marktwerte (nicht abgebildet) von erneuerbaren Technologien weisen eine eindeutigere Tendenz auf, i.e. je höher der Anteil an Erneuerbaren an der gesamten Last, desto niedriger ist der Marktwert. Allerdings lässt sich auch bei der Berechnung der Marktwerte feststellen, dass sich je nach Mitgliedsstaat ein verhältnismäßig hoher Marktwert bei einem hohen Erneuerbaren-anteil erhalten lässt. In einem Vergleich der verschiedenen Mitgliedsländer wird herausgestellt, was die Werte im Einzelnen aussagen und wie die jeweiligen Ergebnisse Aufschluss darauf geben können, wie in Zukunft mit hohen Anteilen an variablen Erneuerbaren umgegangen werden kann, sodass diese möglichst ohne oder mit wenig Förderung bestehen bzw. ausgebaut werden können.

Referenzen

- [1] <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2030-energy-strategy>
- [2] L. Gelabert, X. Labandeira, and P. Linares, "An ex-post analysis of the effect of renewables and cogeneration on Spanish electricity prices," *Energy Econ.*, vol. 33, pp. S59-S65, Dec. 2011.
- [3] K. Würzburg, X. Labandeira, and P. Linares, "Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria," *Energy Econ.*, vol. 40, pp. S159-S171, Dec. 2013.
- [4] DiaCORE 2015, "Policy Dialogue on the assessment and convergence of RES policy in EU Member States", EU project, Intelligent Energy Programme, <http://www.diacore.eu>.

5.3 ELEKTRIZITÄTSMARKTORGANISATION (SESSION D3)

5.3.1 Europäische Netzwerkcodes – Bidding Zone Review Auswirkungen von Änderungen der Marktgebiete in Europa am Beispiel Österreich-Deutschland

**Alexander KAISER¹, Christian TODEM¹, Valentin WIEDNER¹,
Hannes WORNIG¹**

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Entwicklung der europäischen Energiepolitik in Anbetracht des sich vollziehenden Paradigmenwechsels im Rahmen der Energiewende in einzelnen Mitgliedstaaten hat direkte Auswirkungen auf die Betreiber der europäischen Verbundnetze. Die langfristige Planungssituation im Netzausbau nimmt durch die stark geänderte Situation bei der Erzeugung und Förderung von erneuerbaren Energien, sowie durch die stetige Weiterentwicklung von Marktaufbau und Ablauf stark an Unsicherheit zu.

Regulation on Capacity Allocation and Congestion Management

Durch Einführung der europäischen Verordnung zur Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement (EC No 2015/1222) ist es in regelmäßigen Abständen notwendig die Effizienz der europäischen Marktgebietszone zu evaluieren.

Im Zuge dieser Evaluierung werden von Übertragungsnetzbetreibern (TSOs) und anderen Stakeholdern mögliche Szenarien einer zukünftigen Marktgebietseinteilung im europäischen Raum eingebracht. Anschließend werden die Auswirkungen dieser Änderungen in Bezug auf Marktliquidität, Versorgungssicherheit, Beschränkung von grenzüberschreitendem Handel, Markteffizienz, erforderlicher Remedial-Actions, auftretende Engpässe und weiterer Indikatoren untersucht. Weiters muss die preisliche und temporäre Stabilität der Marktgebiete sichergestellt und verifiziert werden.

Am Beispiel eines bereits mehrfach angedachten marktseitigen Handelsengpasses zwischen Österreich und Deutschland sollen mit Hilfe eines bei APG entwickelten Fundamentalmarktmodells gezeigt werden, welche monetären volkswirtschaftlichen Auswirkungen für Österreich zu erwarten wären.

Methodische Vorgangsweise

Das Ziel der Untersuchung stellt die Abschätzung der volkswirtschaftlichen Mehrkosten dar, die durch die Beschränkung des Stromhandels zwischen den Marktgebieten Österreich und Deutschland erzeugt werden würden. Hierzu wurde das europäische Verbundnetz bestehend aus den kontinentaleuropäischen Mitgliedsländern anhand des Konzeptes der Net Transfer Capacities (NTC) in 26 Marktgebiete abstrahiert und ein europaweites Market Coupling berechnet. Weiters wurde der europäische Kraftwerkspark mit über 10.000 Erzeugungseinheiten hinterlegt. Die Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern wurde historisch modelliert. Die zu deckende Last wurde stundenscharf für 8760 Stunden vorgegeben. Die Optimierung der Fahrpläne der thermischen Kraftwerke erfolgt unter Berücksichtigung von Anfahrtkosten, minimalen und maximalen Stillstandzeiten, Brennstoffkosten und CO₂-Zertifikatskosten sowie einer jährlichen optimierten Revisionsplanung aller Kraftwerke. Pumpspeicherkraftwerke werden als Tages- und Wochenspeicher optimiert, wobei ein Profil für die saisonale Speicherverlagerung der Optimierung hinterlegt wird. Die Modellierung erfolgt dabei in MATLAB und die Optimierung in GAMS.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Ergebnis der Berechnungen sind unter anderem stundenscharfe Fahrpläne aller Kraftwerke im Simulationsgebiet, die grenzüberschreitenden, durch die NTCs limitierten Austausch zwischen den einzelnen Marktgebieten, der Schattenpreis in den Marktgebieten und der Pumpspeichereinsatz.

¹ Austrian Power Grid AG (APG), Wagramer Straße 19, 1220 Wien, Tel.: +43 50320-161, apg@apg.at, www.apg.at

Die Berechnungen wurden zuerst in einem Basisszenario durchgeführt, unter der Annahme eines NTCs zwischen Österreich und Deutschland, welcher der thermischen Übertragungskapazität der Grenzleitungen entspricht. In weiterer Folge wurde der NTC schrittweise von 6GW bis zu 2GW in 1GW Schritten verkleinert und die Differenz der österreichischen volkswirtschaftlichen Kosten im Vergleich zum Basisszenario berechnet. Weiters wurden die durch die Engpassbewirtschaftung generierten Erlöse abgeschätzt. Abbildung 1 zeigt die Abschätzung der theoretischen volkswirtschaftlichen Mehrkosten und Erlöse im Jahr 2014 in Österreich im Falle einer Einführung eines grenzüberschreitenden NTCs zwischen den Markgebieten Deutschland und Österreich.

Durch den starken Zuwachs an erneuerbarer Erzeugung im Norden von Deutschland kommt es zu immer stärkeren Abweichungen zwischen den grenzüberschreitenden Fahrplänen und den tatsächlichen Lastflüssen, da sich die von Nord nach Süd verlaufenden Handelsbeziehungen im realen Netz in verstärkten Lastflüssen im Osten und Westen äußern. Dies resultiert in verstärkten Bestrebungen der TSOs der österreichischen und deutschen Nachbarländer den Nord-Süd-Handel künstlich zu beschränken. Durch die Abschätzung der Mehrkosten wäre es zum Beispiel möglich, nicht markverzerrende Alternativen zu einer Handelsbeschränkung zu finanzieren.

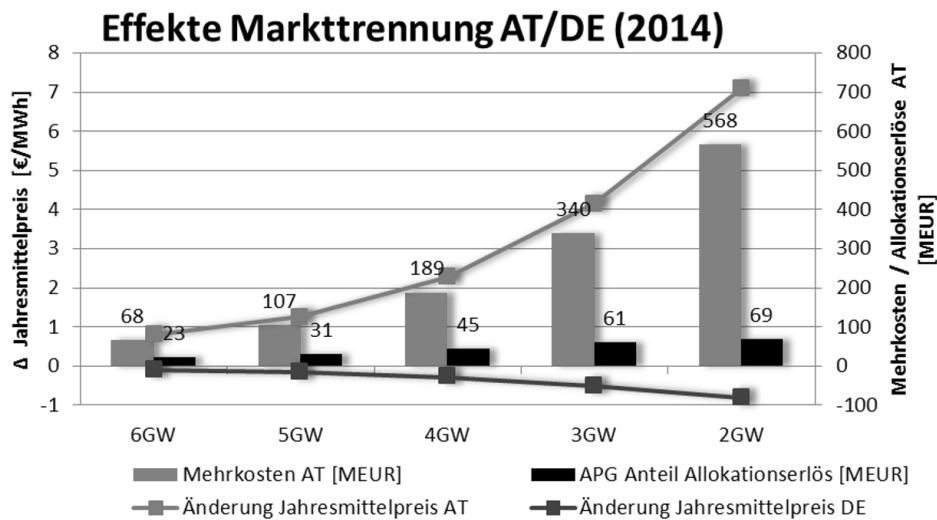


Abbildung 1: Abschätzung der theoretischen volkswirtschaftlichen Mehrkosten und Erlöse im Jahr 2014 in Österreich im Falle einer Einführung eines grenzüberschreitenden NTCs zwischen Deutschland und Österreich.

5.3.2 Die Kosten der NTC-Konzeption für Europa

Gerald FEICHTINGER¹, Udo BACHHIESL¹, Petra GSODAM¹,
Heinz STIGLER¹

Motivation

Die 1996 von der Europäischen Union (EU) verabschiedete Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 96/92/EG gilt als der Beginn des Liberalisierungsprozesses der europäischen Elektrizitätswirtschaft. Grundlage dafür war die Vollendung eines europäischen Binnenmarktes auf den Grundsätzen des freien Verkehrs von Waren, Personen, Dienstleistungen und Kapital sowie die Sicherstellung von Eigentum und Wohlstand. Dies implizierte die Umsetzung eines wettbewerbsorientierten europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes unter Gewährleistung der Versorgungssicherheit, Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft und der Wahrung des Umweltschutzes. Der darauf aufbauende Erlass der Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG zielte auf eine umfassende Steigerung der Energieeffizienz und Dienstleistungsqualität sowie auf eine Strompreissenkung ab. Die 2009 erlassene Richtlinie 2009/72/EG forcierte zusätzlich einen diskriminierungsfreien sowie transparenten Netzzugang für alle Marktteilnehmer und definierte neue Vorgaben für eine effizientere Nutzung von grenzüberschreitenden Übertragungs-kapazitäten innerhalb der EU.

In einem gewissen Widerspruch zur Umsetzung eines gesamteuropäischen Elektrizitätsbinnenmarktes steht das im Jahr 2001 von den European Transmission System Operators (ETSO, heute ENTSO-E) verabschiedete und in der Folge europaweit umgesetzte Konzept der Net Transfer Capacities (NTC). Dieses Konzept dient der Beschränkung der maximal verfügbaren Übertragungskapazität zwischen zwei Strommarktgebieten [2]. Aufgrund von (historisch bedingt) geringer bzw. fehlender grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten war der ursprüngliche Gedanke der Beschränkung des grenzüberschreitenden Stromhandels als Anreizregulierung für den weiteren grenzüberschreitenden Netzausbau sowie zur Sicherung der bestehenden Elektrizitätsversorgungsstruktur durchaus legitim. Aus rein ökonomischer Sicht ist das Ziel eines wettbewerbsorientierten grenzüberschreitenden Elektrizitätsbinnenmarktes allerdings die reine Wohlfahrtsmaximierung und die damit verbundene Ausschöpfung der Konsumenten- wie auch Produzentenrente. Eine weitgehende Beschränkung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten verursacht somit unnötige wohlfahrtsökonomische Ineffizienzen.

In dieser Arbeit erfolgt eine Evaluierung unterschiedlicher Elektrizitätsmarktordnungsvorstellungen verschiedener bestmöglicher Kraftwerkseinsatzmodelle. Insbesondere werden u.a. die aus den einzelnen Modellen resultierenden wohlfahrtsmaximierenden variablen Produktionskosten für Kontinentaleuropa kritisch analysiert und diskutiert.

Methodik

Die durchgeführten Untersuchungen basieren auf Simulationen mit dem institutseigenen techno-ökonomischen Simulationsmodell der kontinentaleuropäischen Elektrizitätswirtschaft ATLANTIS. ATLANTIS ist ein modular aufgebautes Simulationspaket, welches neben allen wesentlichen physikalischen Komponenten wie den Netzknoten, dem Höchstspannungsübertragungsnetz sowie einem umfassenden Kraftwerkspark verschiedene wirtschaftliche Mechanismen in Form von Strombörsen und grenzüberschreitenden Marktkoppelungsmodellen unter Berücksichtigung der wichtigsten Elektrizitätsunternehmen aller kontinentaleuropäischen Länder umfasst. In weiterer Folge sind vier unterschiedliche Optimierungsmodelle von ATLANTIS relevant: [1]

Eine wohlfahrtsoptimierende Kraftwerkstauschbörse ermöglicht die Berechnung eines europaweit wohlfahrtsoptimalen Kraftwerkseinsatzes. Diesem theoretischen Berechnungsansatz wird eine europaweite Kupferplatte ohne jegliche physikalische Übertragungseinschränkung unterstellt (Modell „CuPlatte“), wodurch alle günstigsten europaweit verfügbaren Kraftwerkskapazitäten uneingeschränkt für die Strombedarfsdeckung verwendet werden können.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, 8010 Graz, Fax: +43 316 873-7910, Tel.: +43 316 873-7909, gerald.feichtinger@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Ein europäischer *Elektrizitätsbinnenmarkt* wird anhand eines DC Optimized Power Flow (DC-OPF) basierten Lastflussoptimierungsmodells unter Berücksichtigung des europäischen Übertragungsnetzes simuliert (Modell „*CuPI+Netz*“). Die mit diesem Modellansatz erzielten Ergebnisse entsprechen dem – unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen – günstigsten erzielbaren Kraftwerkseinsatz.

Das Konzept der Net Transfer Capacities (NTC oder Nettoübertragungskapazität) wird zunächst anhand eines börsenorientierten Marktkoppelungsmodells berechnet (Modell „*CuPI+NTC*“). Dabei wird Kontinentaleuropa nach Ländern in Preiszonen unterteilt, die anhand von (z.T. geschätzten) NTCs miteinander gekoppelt sind. Diesem Modellansatz entspringen zonenabhängige Marktpreise, ein wohlfahrtsoptimierter Kraftwerkseinsatz in jeder Zone sowie kommerzielle Stromhandelsflüsse zwischen den berücksichtigten Preiszonen.

Die kommerziellen Stromhandelsflüsse werden in einem vierten Modellansatz berücksichtigt. Hierbei erfolgt wiederum eine DC-OPF-basierte Lastflussrechnung, mit der Einschränkung, dass für alle Preiszonen die vorhin berechneten spezifischen Stromhandelsrestriktionen eingehalten werden müssen (Modell „*NTC+Netz*“). Diese zusätzliche Nebenbedingung verursacht aufgrund der NTC-Handelsbeschränkungen innerhalb der Preiszonen ein erhöhtes Redispatch-Aufkommen und somit einen wesentlich ungünstigeren (teureren) Kraftwerkseinsatz.

Als Basis für die Untersuchungen dient ein auf EU-20-20-20-Zielen basierendes Referenzszenario mit einem zeitlichen Simulationsrahmen bis zum Jahr 2030. Die wirtschaftlichen Auswirkungen („Mehrkosten“) der Umsetzung eines NTC-basierten elektrizitätswirtschaftlichen Ordnungsrahmens in Kontinentaleuropa werden anhand der vorgestellten Modellansätze analysiert. Der Fokus der Analyse liegt dabei auf den variablen Kraftwerkseinsatzkosten, der produzierten Energie je Kraftwerkstechnologie (Technologie- oder Strommix) und den gesamten entstehenden CO₂-Emissionen.

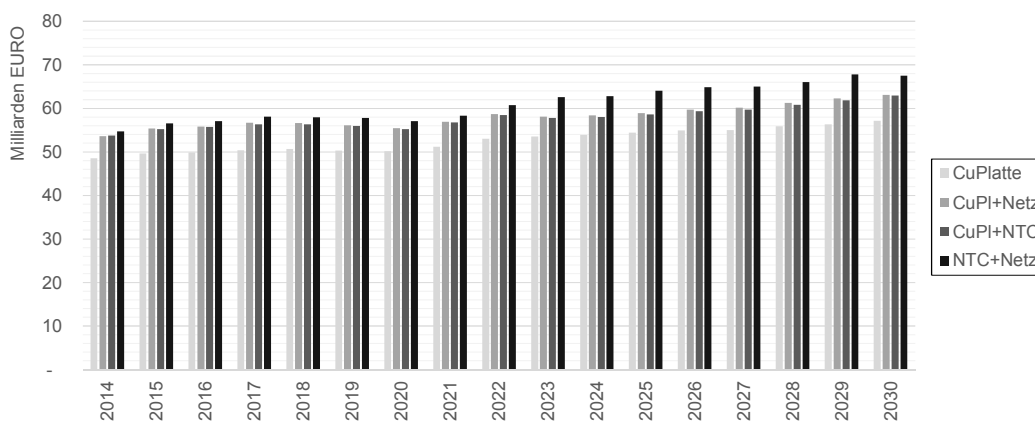


Abbildung 1: Entwicklung und Vergleich der mit ATLANTIS berechneten variablen Kraftwerkseinsatzkosten in Kontinentaleuropa bis 2030 [1].

Ergebnisse

Ein Vergleich der variablen Kraftwerkseinsatzkosten zwischen 2014 und 2030 zeigt deutliche Kostenunterschiede zwischen den genannten Optimierungsansätzen (Abbildung 1). Der wohlfahrtsökonomischen Theorie folgend wird durch eine europaweite Kraftwerkstauschbörse (*CuPlatte*) das kostengünstigste Ergebnis erzielt, welches allerdings von theoretischer Natur ist. Die Kosten durch einen europäischen Binnenmarkt sowie das NTC basierte Börsenmodell fallen entsprechend höher aus, deuten aber auf ein relativ gut ausgebautes europäisches Übertragungsnetz hin. Die Kostenunterschiede zwischen diesen beiden Modellansätzen sind verhältnismäßig gering. Das teuerste Ergebnis resultiert aus dem Leitungs- und NTC-beschränkten Lastflussmodell (*NTC+Netz*) mit jährlich steigenden Mehrkosten von bis zu 5 Mrd. EURO pro Jahr gegenüber einem Elektrizitätsbinnenmarkt. Gleiche Ergebnisse entstehen auch bei den produzierten CO₂-Emissionen.

Referenzen

- [1] Stigler H., Bachhiesl U., Nischler G., Feichtinger G. (2015), ATLANTIS: techno-economic model of the European electricity sector, DOI 10.1007/s10100-015-0413-8
- [2] ETSO (2001), Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets, Final Report

5.3.3 Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management – Market Coupling Kooperationen in Richtung eines pan-europäischen Strommarktes – Entwicklung des europäischen Day-Ahead Marktes

Christian TODEM¹, Florian PINK¹, Stefan WAGNER¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Die europäische Stromversorgung ist im Umbruch. Mit dem Bekenntnis zum Ausbau erneuerbarer Energien hat Europa einen tiefgreifenden Transformationsprozess in der europäischen E-Wirtschaft eingeleitet. Als Grundlage dafür wurde im Rahmen des 3. Pakets, zur Liberalisierung des europäischen Energiemarkts, die Ausarbeitung EU-weit einheitlicher Regelungen für den Elektrizitätsbinnenmarkt vorgesehen.

Diese europaweit gültigen Regeln sind gemeinhin als Network Codes (NC) bzw. Guidelines (GL) bekannt und wurden bzw. werden von der Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) erarbeitet. Die EU-Regulierungsbehörde ACER gibt mit den Framework Guidelines die Prinzipien zur Erstellung der jeweiligen Network Codes vor. Insgesamt sind zehn prioritäre NC bzw. GL aus den Bereichen Markt, Betrieb und Netze vorgesehen.

In diesem Zusammenhang stellt die Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (GL CACM) das zentrale Element zur Umsetzung des Integrierten Europäischen Strommarktes dar. Darin werden die Rahmenbedingungen für die Zeithorizonte Day-Ahead und Intraday definiert und im Wesentlichen die Harmonisierung bzw. Verschränkung dieser Märkte gefordert. Weiters legt die GL CACM die erforderlichen Schritte fest, die notwendig sind um die einzelnen derzeit, weitgehend nationalen Strommärkte zu einem gemeinsamen Markt zusammenzufügen, wodurch als Ergebnis die pan-Europäische Wohlfahrt signifikant erhöht werden soll.

Methodische Vorgangsweise

Die GL CACM behandelt vor allem die Integration, Koordination und Harmonisierung der Engpassmanagementregime. Einerseits für die Erleichterung des Stromhandels innerhalb des einheitlichen Elektrizitätsmarktes und andererseits für die optimierte Ausnutzung von vorhandenen Leitungskapazitäten im Übertragungsnetz.

Ein Hauptbestandteil dabei ist die Abwicklung des Day-Ahead und des Intraday Handels mittels impliziter Allokation. Bei diesen werden die grenzübergreifenden Leitungskapazitäten auf der einen Seite, und die gehandelten Strommengen auf der anderen Seite, gemeinsam in einem einheitlichen Prozess europaweit über die teilnehmenden Strombörsen behandelt. Dieses Zusammenführen verschiedener Marktsegmente wird unter dem Schlagwort Market-Coupling geführt.

Die bisher bzw. derzeit noch angewandten expliziten Auktionen – also die getrennte Abwicklung von Energiehandel und dem Transportrecht grenzüberschreitender Leitungskapazitäten – werden dadurch nur mehr in Sonderfällen, als Backup im Störfall, durchgeführt.

Das europäische Zielmodell zielt auf eine Optimierung der Gesamtwohlfahrt am europäischen Strommarkt ab, welche vor allem in der Vereinfachung des Stromhandels und der effizienteren Vergabe von grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten resultieren soll. Die GL CACM spezifiziert dabei unter anderem folgende Punkte:

- *Market Coupling*: Die Integration von einzelnen, meist nationalstaatlich organisierten Elektrizitätsmärkten in ein einheitliches europaweites Marktsystem unter Berücksichtigung von leistungsbedingten Übertragungsempässen.

¹ APG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, www.apg.at,
{Tel.: +43 50 320 56112, christian.todem@apg.at},
{Tel.: +43 50 320 56149, florian.pink@apg.at},
{Tel.: +43 50 320 56143, stefan.wagner@apg.at}

- *Explizite/Implizite Allokation*: Im Gegensatz zu expliziten Auktionen – die getrennte Behandlung von Energiemengen und Leitungskapazitäten – ist es bei der impliziten Allokation für Stromhändler nicht mehr notwendig sich in getrennten Systemen zu bewegen. Die Energiemengen werden automatisch – durch einen integrierten Algorithmus mit gesammelten Informationen u.a. von etwaigen leitungstechnischen Restriktionen – und somit ohne zusätzlichen Aufwand handelbar.
- *Kapazitätsberechnung*: Einführung von lastflussbasierter Kapazitätsberechnung welche die physikalische Netzstruktur realitätsnäher abbildet.
- *Day-Ahead / Intraday Märkte*: Am Day-Ahead Markt werden Strommengen und Leitungskapazitäten für den Folgetag gehandelt. Am Intraday Markt geschieht dies untertäglich, also am Tag der tatsächlichen Lieferung bzw. Leitungsbenützung.
- *Bidding Zones*: Stellt jene Zone dar, welche durch keine leitungsbezogenen Engpässe beeinträchtigt ist und durch einen gemeinsamen Preis gekennzeichnet ist.
- *Gate Closure Time*: Dieser Begriff bezeichnet jenen Zeitpunkt einer Handelsperiode bis zu dem es für Marktteilnehmer möglich ist Gebote an Strombörsen abzugeben.

Die inhaltliche Konsolidierung der GL CACM erfolgte in Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der ENTSO-E und den Regulierungsbehörden im Rahmen der ACER. Zusätzlich wurden diverse Stakeholder (z.B.: Erzeuger, Verteilnetzbetreiber, verschiedene Interessensgemeinschaften, etc.) in den Entwicklungsprozess in Form von öffentlichen Workshops oder Konsultationen eingebunden. Die GL CACM ist mit 14. August 2015 in Kraft getreten und momentan bereitet sich die APG intensiv auf die Umsetzung der GL CACM vor.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Vor dem Hintergrund, dass die auf Day-Ahead Ebene gehandelten Energiemengen immer höheren Stellenwert erlangen, als auch durch die verpflichtenden Vorgaben aus der GL CACM, gewinnen Market Coupling Kooperationen benachbarter Übertragungsnetzbetreiber und Strombörsen weiter an Bedeutung.

Dabei ist auf Day Ahead Ebene das generelle Ziel das Multi Regional Coupling (MRC) um weitere Grenzen bis hin zum pan-Europäischen Market Coupling zu erweitern. Das MRC wird als gemeinsames Pilotprojekt zur Umsetzung des European Single Price Coupling auf der Day Ahead Ebene erachtet.

Österreich war über die gemeinsame Preiszone Deutschland-Österreich bereits von Beginn an implizit in das Multi Regional Coupling (MRC) eingebunden. MRC ist im Mai 2014 als Erweiterung des NTC-basierten NWE Market Coupling (Nord-West-Europäischen) in Betrieb gegangen und fungiert seitdem als Pilotprojekt für die Umsetzung des European Single Price Coupling. Durch die Erweiterung von MRC um die norditalienischen Grenzen ist Österreich seit Februar 2015 auch operativ in diese Market Coupling Kooperation eingebunden.

Durch eine optimierte Ausnutzung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten werden im Market Coupling Prozess, Preisunterschiede minimiert und somit wirtschaftliche Ineffizienzen abgebaut, was wiederum zu einer Wohlfahrtsoptimierung des gesamten Systems führt. Als Resultat konnten in Europa kontinuierliche Wohlfahrtsgewinne erzielt werden, vor allem durch den Abbau ineffizienter Kapazitätsvergaben welche teilweise eine gegensätzlich gerichtete (oder spekulative) Nutzung von grenzüberschreitenden Kapazitäten beinhaltet hat.

Momentan arbeitet die APG intensiv daran weitere österreichische Grenzen in das MRC einzubinden. Aktuelle Projektpläne sehen eine weitere Integration in naher Zukunft vor. Als nächster konkreter Schritt ist die Erweiterung um die Grenze Österreich-Slowenien geplant. Parallel dazu wird momentan außerdem die Umsetzung vom lastflussbasierten Market Coupling in der CEE-Region (Central East Europe) geplant. Bei der lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode werden die verfügbaren Übertragungskapazitäten basierend auf einem detaillierten Netzmodell berechnet. Dadurch werden dem Markt zusätzliche Kapazitäten zur Verfügung gestellt und damit die Energieaustausche maximiert, wodurch wiederum zusätzliche Wohlfahrtsgewinne erzielt werden können. Bisher üblich war eine weniger komplexe Kapazitätsermittlungsmethode (NTC - Net Transfer Capacity), welche primär auf den Übertragungskapazitäten der grenzüberschreitenden Transportleitungen gestützt war.

In der CWE-Region (Central West Europe) ist die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung seit Mai 2015 bereits in Betrieb. Vor dem Hintergrund der gemeinsamen Preiszone Deutschland-Österreich arbeitet die APG ebenfalls an der vollständigen CWE-Integration und damit der Umsetzung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode.

Entsprechend GL CACM ist als finaler Integrationsschritt die Zusammenführung der CWE- und CEE-Region geplant. Die vollständige Umsetzung wird in der GL CACM für spätestens 2020 vorgesehen.

Literatur

- [1] Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on Capacity Allocation and Congestion Management http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2015.197.01.0024.01.ENG
- [2] <http://www.apg.at/de/markt>

5.3.4 Implikationen von NTC, Zonal Pricing, Nodal Pricing, PTDF und ENTSO-E Leitungsausbauverfahren

Martin STROHMAIER¹, Heinz STIGLER¹

Inhalt

Eines der Hauptziele der europäischen Energiepolitik ist die Schaffung eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes. Durch die Kopplung der Strommärkte soll die Wettbewerbsfähigkeit sowie die Versorgungssicherheit gesteigert werden, was in Zeiten des fortschreitenden Erneuerbaren-Energien-Ausbaues stetig wichtiger wird. Als ursprüngliches Vorbild für einen funktionierenden internen Strommarkt diente Skandinavien, in dem der Day-Ahead Energiemarkt von der skandinavischen Strombörse Nord Pool Spot geführt wurde.

Das Problem bei der Kopplung der Strommärkte liegt im Engpassmanagement des grenzüberschreitenden Übertragungsnetzes. Historisch gesehen besaß das Übertragungsnetz eine absichernde Funktion und war nicht primär für den Stromhandel gedacht. Um Engpässen, die den Austausch von Energie limitieren, entgegenzuwirken und damit ein einheitliches Preisniveau der Strommärkte zu fördern, wurden zum einen das europäische Übertragungsnetz ausgebaut und zum anderen neue Konzepte des grenzüberschreitenden Stromhandels implementiert. Vor allem im Bereich der Kapazitätsbestimmung der grenzüberschreitenden Leitungen will man einen flussbasierten Ansatz einführen.

Das bisherige Konzept der Net Transfer Capacity (NTC) [1] funktioniert in einer langgestreckten Elektrizitätswirtschaft wie beispielsweise in Skandinavien, ist jedoch für ein hoch vermaschtes System, wie es in weiten Teilen Europas vorzufinden ist, nur wenig geeignet (siehe Abbildung 1).

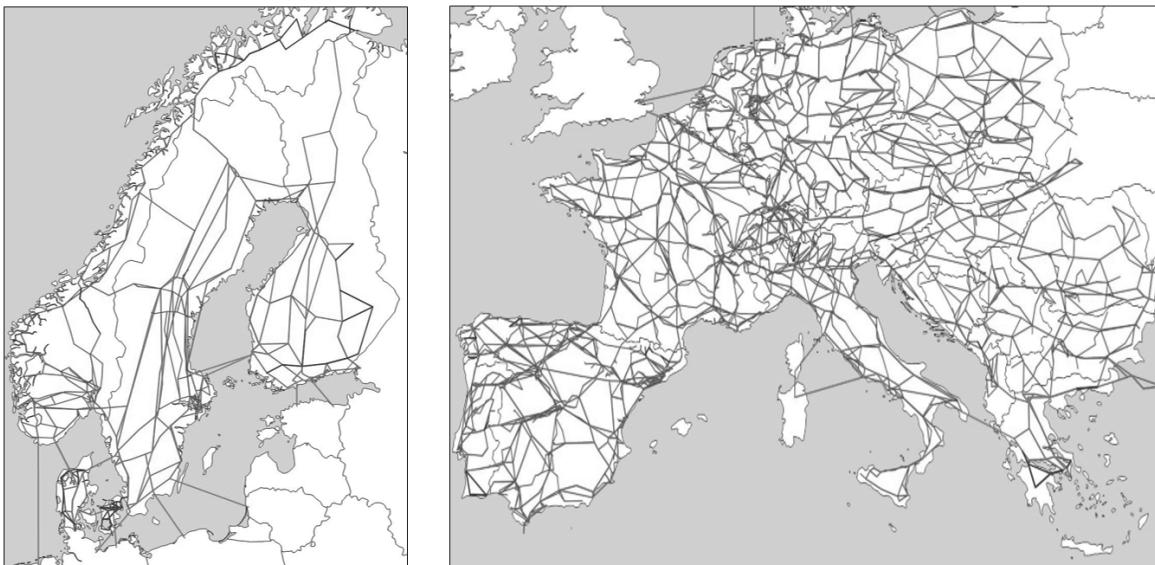


Abbildung 1: Langgestrecktes Elektrizitätssystem in Skandinavien (links) sowie hoch vermaschtes Elektrizitätssystem in Europa (rechts); (eigene Darstellung mittels VISU).

Die Umsetzung des Elektrizitätsbinnenmarktes in Europa erfolgt mittels Market Coupling. In diesem werden unterschiedliche Strommärkte über Ländergrenzen hinweg miteinander gekoppelt (derzeit wird der Day-Ahead Markt gekoppelt, die Marktkopplung für den Intra-Day-Markt ist in der Vorbereitung [2]). Dadurch ist es möglich überregional einen Strompreis zu ermitteln, der zur Steigerung der Wohlfahrt führt. Die Anfänge des Market Couplings in Europa begannen im Jahr 2006 mit dem Trilateralen Market Coupling zwischen den Niederlanden, Frankreich und Belgien. Der größte Schritt hin zu einem Elektrizitätsbinnenmarkt erfolgte am 4. Februar 2014 mit dem North Western Europe Market Coupling [3].

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7904, martin.strohmaier@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Durch die Nachteile der Kapazitätsbestimmung grenzüberschreitender Leitungen mittels der NTC-Methode und der damit verbundenen Weiterentwicklung der lastflussbasierten Kapazitätsbestimmung, soll zukünftig das derzeitige Market Coupling durch ein lastflussbasiertes Market Coupling ersetzt werden. In diesem lastflussbasierten Modell wird die Kapazitätsberechnung unter Zuhilfenahme von Power Transfer Distribution Factors (PTDF) durchgeführt. Die Ausgestaltung dieses Market Coupling ist in den Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management dargestellt [4].

Während in Europa Strombörsen miteinander gekoppelt werden, verwendet Skandinavien das sogenannte Market Splitting. Bei diesem entscheiden die lokalen Übertragungsnetzbetreiber der nordischen Länder in wie viele Zonen (Zonal Pricing) das jeweilige Land unterteilt werden soll (*die Aufteilung in kleinstmöglichen Zonen wäre auf Knotenbasis und wird Nodal Pricing genannt*). Norwegen hat derzeit fünf Preiszonen, Dänemark zwei und Schweden vier. Zwischen 2010 und 2013 sind die baltischen Staaten Estland, Lettland und Litauen dem Nord Pool beigetreten und bestehen wie Finnland jeweils aus einer Zone. Die Unterteilung in Zonen dient zur Erkennung von Engpässen im Übertragungsnetz, da sich im Falle knapper Übertragungskapazitäten verschiedene Preise einstellen [5].

Referenzen

- [1] European Transmission System Operators (ETSO), „Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets - Final Report,“ 2001.
- [2] „swissgrid,“ 2015. [Online]. Available: https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/power_market/market_coupling.html. [Zugriff am 22. 01. 2016].
- [3] „EPEXSPOT,“ 2016. [Online]. Available: <http://www.epexspot.com/en/market-coupling>. [Zugriff am 21. 01. 2016].
- [4] European Commission, „Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management,“ 2014. [Online]. Available: http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/cacm_final_provisional.pdf.
- [5] „Nord Pool Spot,“ 2016. [Online]. Available: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Bidding-areas/>. [Zugriff am 22. 01. 2016].

5.3.5 Guideline on Electricity Balancing – Internationale Kooperationen zur Verschränkung der Regelreservemärkte

Christian TODEM¹, Jean-Yves BEAUDEAU¹, Markus RIEGLER¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Ein wichtiger Baustein zur Vollendung des integrierten europäischen Strommarktes ist die schrittweise Integration der europäischen Regelreservemärkte, wobei die Entwicklung der Guideline on Electricity Balancing (GL EB) marktseitig das zentrale Element darstellt. Diese steht jedoch in enger Verknüpfung mit dem Network Code Load-Frequency Control & Reserves, der die technischen Rahmenbedingungen definiert.

In der GL EB werden im Wesentlichen folgende Aspekte behandelt:

- (1) Harmonisierung bzw. Definition zukünftiger Standardprodukte
- (2) Koordinierte Dimensionierung und Beschaffung zur Leistungsvorhaltung
- (3) Ökonomische Optimierung bei der Aktivierung von Regelreserven
- (4) Reservierung von grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten zur Netzregelung

Die GL EB legt den Zeitraum fest, in welchem die derzeit einzelnen nationalen Regelreservemärkte in grenzüberschreitende regionale Märkte und später in einen paneuropäischen Regelreservemarkt integriert werden sollen.

Die GL EB soll die Implementierung und den Betrieb eines europaweiten Regelreservemarktes forcieren um die Kosten für die Netzregelung in Europa zu senken. Durch diese neuen Rahmenbedingungen müssen die aktuell etablierten volkswirtschaftlichen Geschäftsmodelle und aktuell angewandten marktwirtschaftlichen und betrieblichen Prozesse angepasst werden.

Methodische Vorgangsweise

Im Rahmen der 3. EU-Binnenmarkttrichtlinie zur Liberalisierung des europäischen Energiemarkts (Richtlinie 2009/72/EG) ist die Ausarbeitung EU-weiter, einheitlicher Regelungen für den Elektrizitätsbinnenmarkt vorgesehen. Diese europaweit gültigen Marktregeln sind gemeinhin als Network Codes (NC) bzw. Guidelines (GL) bekannt und werden von der Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) erarbeitet. Die EU-Regulierungsbehörde ACER gibt mit den Framework Guidelines die Prinzipien zur Erstellung der jeweiligen NCs bzw. GLs vor. Die ENTSO-E entwickelt derzeit insgesamt zehn NCs bzw. GLs in den Bereichen Netzanschluss, Netzbetrieb und Markt.

Die derzeitige inhaltliche Konsolidierung des GL EB erfolgt in Zusammenarbeit zwischen der ENTSO-E und der ACER. Zusätzlich werden die Stakeholder (z.B.: Erzeuger, Verteilnetzbetreiber, Interessensgemeinschaften, etc.) in den Entwicklungsprozess in Form von öffentlichen Workshops oder Konsultationen eingebunden. Um als geltendes Recht in jedem Mitgliedstaat direkt wirksam zu werden, muss der GL EB anschließend noch ein Komitologieverfahren durchlaufen. APG bereitet sich intern bereits intensiv auf die Umsetzung des NC EB vor.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Kooperationen mit benachbarten Übertragungsnetzbetreibern im Bereich Netzregelung gewinnen durch die Vorgaben der GL EB weiter an Bedeutung. Die Vergrößerung des Anbieterkreises und die bereits erzielten, signifikanten Einsparungseffekte (derzeit geschätzt etwa 20-30 MEUR pro Jahr) tragen kontinuierlich zu einem entsprechenden Wohlfahrtsgewinn im österreichischen Energiemarkt bei.

¹ APG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, www.apg.at,
{Tel.: +43 50 320 56112, christian.todem@apg.at},
{Tel.: +43 50 320 56150, jean-yves.beaudeau@apg.at},
{Tel.: +43 50 320 56138, markus.riegler@apg.at}

Darüber hinaus wirken sich die Erhöhung der Liquidität und die Nutzung von Synergieeffekten bei Regelreserveabrufen positiv auf die Netzsicherheit aus.

Unter dem Titel „Netting“ und Nutzung von Synergieeffekten bei Regelreserveabrufen wurden für APG durch die Umsetzungen der Imbalance Netting Cooperation (INC) mit ELES Mitte Mai 2013 und der International Grid Control Cooperation mit zehn weiteren Übertragungsnetzbetreibern (IGCC) Ende April 2014 erste Initiativen in Richtung grenzüberschreitender Regelreservekooperationen im Bereich Sekundärregelkooperation geschaffen. Dabei handelt es sich um die Vermeidung und den Ausgleich von gegenläufigen Abrufen von Sekundärregelreserven in Kooperation mit den Partner-Regelzonen. Energetische realisierte Einsparpotenziale bewegen sich in einem Bereich von 35-45%. Im Rahmen dieser Projekte wird jährlich eine Kostenersparnis in der Höhe von ca. 20-25 MEUR eingeschätzt.

Parallel dazu wurde Anfang Juli 2013 die gemeinsame Beschaffung für Primärregelreserve (PRR) auf Basis eines TSO-TSO Modells mit dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid erfolgreich umgesetzt. Die Ausdehnung dieses Modells auf die Übertragungsnetzbetreiber aus Deutschland und den Niederlanden fand Anfang April 2015 statt. Bei dieser Initiative handelt es sich um die Deckung des Bedarfs an Primärregelreserven der Übertragungsnetzbetreiber durch ein zentral koordiniertes optimierendes Zuschlagsverfahren der PRR-Geboten. Im Rahmen dieses Projekts wird eine jährliche Gesamtersparnis in der Höhe von ca. 4-6 MEUR im Vergleich zur vorherigen Situation erwartet. Mit der Marktöffnung Richtung Deutschland und die Niederlande wird ein breites Vermarktungspotenzial für die österreichischen Anbieter ermöglicht.

Als nächsten wesentlichen Schritt der Regelreservemarktintegration wird von APG gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern aus Deutschland an einer Kooperation für Sekundärregelung gearbeitet. Das Projekt umfasst die gemeinsame Beschaffung von Sekundärregelreserven und die koordinierte Aktivierung davon. Eine Umsetzung wird aktuell für die zweite Hälfte 2016 angestrebt.

Literatur

- [1] ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing, Version 3.0, 06 August 2014; https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/140806_NCEB_Resubmission_to_ACER_v.03.PDF
- [2] <http://www.apg.at/de/markt>

5.4 WIRTSCHAFTSFRAGEN (SESSION D4)

5.4.1 A Cost Allocation Methodology in Hybrid Energy Systems

Andreas FLEISCHHACKER¹, Daniel SCHABENEDER¹,
Georg LETTNER¹, Hans AUER¹

Motivation

The key question of planning energy infrastructure is which kind of technology provides the most advantages in terms of economic, environmental and security of supply issues. So far, energy infrastructure e.g. electricity, natural gas and heat grids are planned and operated usually independently from each other. This is not least due to the implementation of unbundling rules in competitive energy markets, where market participants maximize their individual benefits and profits. Therefore, synergies as long as they are compatible with the implemented regulations and market rules, are envisaged in this paper.

Nowadays investments in decentralized generation units (e.g. photovoltaic) increase the competition among grid connected energy carriers, because demand is reduced. On the other hand, decentralized technologies are used to satisfy both, electric and heat demand. Due to this reason, competition of between energy carriers continues on the end-customer level (e.g. locally produced electricity can be used to satisfy heat demand too). This paper investigates the effect of decentralized investments, if they are realized in an economic way. For this reason this paper's analysis focuses on the framework development and evaluation of an optimal energy system from the end-user's perspective.

Methodology

The methodology of this work is an optimization model minimizing the energy system's total costs. The method uses a steady-state power flow model and considers all costs of the predefined technologies (investment, fuel, operation and maintenance costs). It is based on a multi-energy-grid approach and the modelling of energy hubs according to (Schulze 2010; Kienzle 2011; Geidl 2007).

In this work, the hybrid-energy approach is used to model the end user's perspective with an economic model with technical restrictions (techno-economic model). It consists of decentralized energy conversion (e.g. μ CHP and boilers) and production units (e.g. solarthermal and photovoltaic system) as well as grid connection (for energy consumption and feed-in). From an economic perspective each asset is characterized by investment, operational, and maintenance costs. Since electricity can be used for satisfying the electrical demand (e.g. light) as well as the heat demand, power flows of each asset have to be split up as shown in Figure 1, to calculate the end customer's levelized costs of electricity and heat. With this method investment, operational and maintenance costs can be allocated in a proper way.

Results

The expected results of the investigated cases shall indicate optimal investment strategies differentiated by technology, energy carrier and supply/demand pattern. It also determines the optimal technology portfolio subject to fuel costs scenarios as well as the optimal dispatch of assets over a predefined planning horizon. Energy prices are used, among others, as sensitivity parameters. E.g. it will be shown that a high dynamic in energy prices usually decrease the risk of investing in decentralized generation. Additionally by equipping end customers with decentralized storages, flexibility is increased.

¹ Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25-29, E370-3, Tel.: +43 1 58801 370361, www.eeg.tuwien.ac.at, {fleischhacker|schwabeneder|lettner|auer}@eeg.tuwien.ac.at

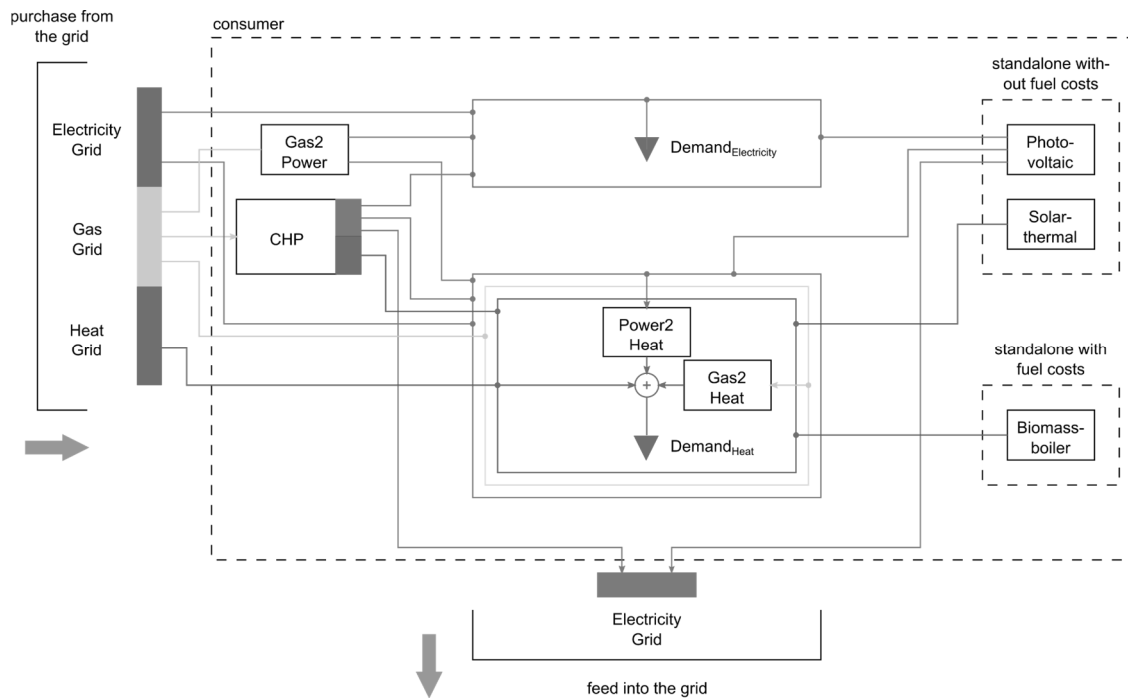


Figure 1: Graphical representation of the methodology.

Literature

- [1] Geidl, M., 2007. Integrated Modeling and Optimization of Multi-Carrier Energy Systems. Dissertation.
- [2] Kienzle, F., 2011. Valuing Investments in Multi-Energy Conversion, Storage, and Demand-Side Management Systems Under Uncertainty. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2, 194-202.
- [3] Schulze, M., 2010. Pricing of multi-energy network flow. Energy Conference and Exhibition (EnergyCon), 2010 IEEE International, 542-547.

5.4.2 Ermittlung unterschiedlicher Einflüsse auf Stromgestehungskosten fossiler und erneuerbarer Erzeugungstechnologien

Thomas WEIGLHOFER¹, Maria AIGNER¹, Ernst SCHMAUTZER¹

Motivation

Die Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien sind von den unterschiedlichsten Einflussfaktoren abhängig. Sind es bei erneuerbaren Energieformen vor allem die vorliegenden Standortbedingungen, welche die Stromgestehungskosten maßgeblich beeinflussen, so sind die Erzeugungskosten fossiler Energietechnologien von ganz anderen Faktoren, wie zum Beispiel von Brennstoffkosten und CO₂-Zertifikatskosten, abhängig. Eine genaue Aussage über die Auswirkungen der einzelnen Einflüsse (wie z.B. der Investitionskosten oder der Volllaststunden) auf die Stromgestehungskosten verschiedener Anlagentypen ist im Vorhinein nur sehr eingeschränkt möglich. Als Beitrag zur aktuellen Debatte über die Wichtigkeit der Reduktion des weltweiten CO₂-Ausstoßes wird in der vorliegenden Publikation ein Vergleich der Stromgestehungskosten ausgewählter erneuerbarer Energietechnologien mit Stromgestehungskosten fossiler Erzeugungsanlagen in Österreich angestellt. Im Konkreten werden die zurzeit besonders aktuellen Technologien Photovoltaik und Windkraft sowie Gaskraft und Kohlekraft näher analysiert. Bei letzteren Technologien wird das Hauptaugenmerk vor allem auf die Auswirkungen unterschiedlich hoher CO₂-Zertifikatspreise auf die Stromgestehungskosten solcher Anlagen gelegt.

Methodische Vorgangsweise

Ausgehend von der Analyse und Darstellung wesentlicher Einflussfaktoren auf die Stromgestehungskosten der oben genannten Erzeugungsanlagen werden jeweils Maxima, Minima sowie Mittelwerte für die anlagenspezifischen Stromgestehungskosten ermittelt. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten werden die jeweiligen anlagenspezifischen Kosten (Investitionskosten, jährliche Fixkosten etc.) ermittelt und durch den zugehörigen jährlichen Ertrag dividiert. Sowohl (jährliche) Kosten als auch jährliche Erträge werden mit einem spezifischen Zinssatz diskontiert und über die Anlagenlebensdauer summiert. Um eine Vergleichsbasis unter den betrachteten Technologien zu schaffen, werden die je nach Erzeugungstechnologie unterschiedlichen gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) als spezifischer Zinssatz herangezogen. Ausgehend von den berechneten mittleren Stromgestehungskosten der jeweiligen Technologie wird eine Variation der einzelnen Parameter wie z.B. der Investitionskosten, der Betriebskosten, oder der Volllaststunden etc. vorgenommen und deren Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten graphisch dargestellt.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Da die Ermittlung detaillierter Stromgestehungskosten schwer zu bewerkstelligen ist, können für die verschiedenen Technologien sinnvollerweise nur Maximalwerte und Minimalwerte ermittelt werden. Aus diesem Grund kommt der graphischen Darstellung der Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von den Einflussfaktoren (Investitionskosten, Anlagenlebensdauer, etc.) eine große Bedeutung zu. Mit Hilfe dieser kann somit abgeschätzt werden, wie wichtig die genaue Kenntnis eines einzelnen Parameters in Bezug auf die Höhe der Stromgestehungskosten ist und welche Auswirkungen ausgehend von welchen Parametern zu erwarten sind. Als Beispiel kann hier die Auswirkung des Brennstoffpreises auf die Stromgestehungskosten fossiler Erzeugungsanlagen genannt werden. Aufgrund der Langlebigkeit dieser Anlagen ist eine detaillierte Preisprognose über die gesamte Anlagenlebensdauer nur eingeschränkt möglich. Daher ist es umso wichtiger, die genauen Auswirkungen von unterschiedlichen Brennstoffpreisen auf die Stromgestehungskosten zu ermitteln. Anhand der Berechnungsergebnisse und der aktuell niedrigen Kosten für CO₂-Zertifikate wird ebenfalls gezeigt, dass bei steigenden Zertifikatspreisen ein weiterer Rückgang der Energieerzeugung aus fossilen Energieträgern zu erwarten ist und somit ein entscheidender Anreiz für den Ausbau erneuerbarer Energietechnologien vorhanden ist.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, {Tel.: +43 664 5144104, thomas.weiglhofer@student.tugraz.at}, {Tel.: +43 316 873-7567, maria.aigner@tugraz.at}, {Tel.: +43 316 873-7555, schmautzer@tugraz.at}

5.4.3 Herausforderungen der Modellierung von In- und Desinvestitionsentscheidungen im langfristigen Strommarktgleichgewicht

**André ORTNER¹, Sebastian BUSCH^{1,2}, Roman MENDELEVITCH³,
Gerhard TOTSCHNIG¹, Lukas LIEBMANN¹**

Inhalt

Zwei maßgebliche Entwicklungen der vergangenen Jahre im Europäischen Stromsektor sind der Übergang von vertikal integrierten Unternehmen zu einem liberalisierten Marktmodell und ein signifikanter Anstieg der Erzeugung aus volatilen Energiequellen.

Daraus leiten sich neue Herausforderungen für das Treffen von Investitionsentscheidungen im Strommarkt und deren modellmäßige Implementierung ab: Der Übergang von vertikal integrierten Unternehmen zu einem liberalisierten Marktmodell hat dazu geführt, das nunmehr nicht ein einzelnes Unternehmen versucht die Kosten der gesamten Wertschöpfung zu minimieren, sondern Einzelne Akteure eine Maximierung ihrer Profite anstreben. Während in den vertikal integrierten Unternehmen alle Informationen zu Optimierung des Gesamtsystems zur Verfügung standen findet die Koordination der Austauschbeziehungen nun in Form von Preisen über Märkte statt. Das kann dazu führen, dass einzelne Akteure Entscheidungen treffen, welche aus ihrer Sicht sich als optimal darstellen, nicht jedoch aus Sicht des Gesamtsystems bedingt durch die unterschiedlichen Systemgrenzen. Zudem resultieren die Anreizstrukturen der einzelnen Marktakteure aus dem vorherrschenden Marktdesign, welches zu unterschiedlichen Verteilungseffekten und ggfs. Auch Marktgleichgewichten führen kann.

Die zweite Herausforderung ergibt sich aus dem stark zunehmenden Anteil volatiler Erzeugung: Wegen der hohen intra- und interjährlichen Schwankung der Erzeugung, werden Investitionsmodelle mit einer hohen zeitlichen Auflösung benötigt, um Marktwerte korrekt ermitteln zu können. Diese Schwankungen wirken sich auch auf den Zustand der Stromnetze aus was sich in jüngerer Zeit in Form von immer stärker schwankenden Net Transfer Capacities zwischen Marktgebieten geäußert hat. Deshalb ist in der EU für die Zukunft der Übergang zu einer Fluss-basierten Marktkopplung geplant. Eine Herausforderung der Modellierung besteht darin dieses Marktdesign in einem Marktmodell korrekt darzustellen.

Methode

Um die zukünftigen Investitionsentscheidungen von Marktteilnehmern richtig darstellen zu können, entwickeln wir eine Investitions- und Einsatzmodell des Europäischen Strommarktes. Das Modell ist formuliert als partielles Gleichgewichtsproblem, welches simultan die Optimierungsprobleme der Akteure (Erzeuger, Konsumenten, TSO, Markt-Koppler, Regulator) am Strommarkt betrachtet, welche über Markträumungsbedingungen miteinander verbunden sind. Marktteilnehmer maximieren ihre Gewinne, aber müssen zumindest ihre fixen Kosten verdienen, um im Markt zu bleiben. Dadurch lassen sich die Investitions- und Einsatzentscheidungen der Marktteilnehmer im langfristigen Gleichgewicht ermitteln.

Diese Entscheidungen können nun unter unterschiedlichen Marktdesigns untersucht werden. Dies ist möglich, das die Formulierung des Modells als Mixed-Complementarity-Problem es erlaubt, sowohl die Primal (Mengen) als auch Dual(Preise) Variablen in den Optimierungsproblemen der Marktteilnehmer zu verwenden.

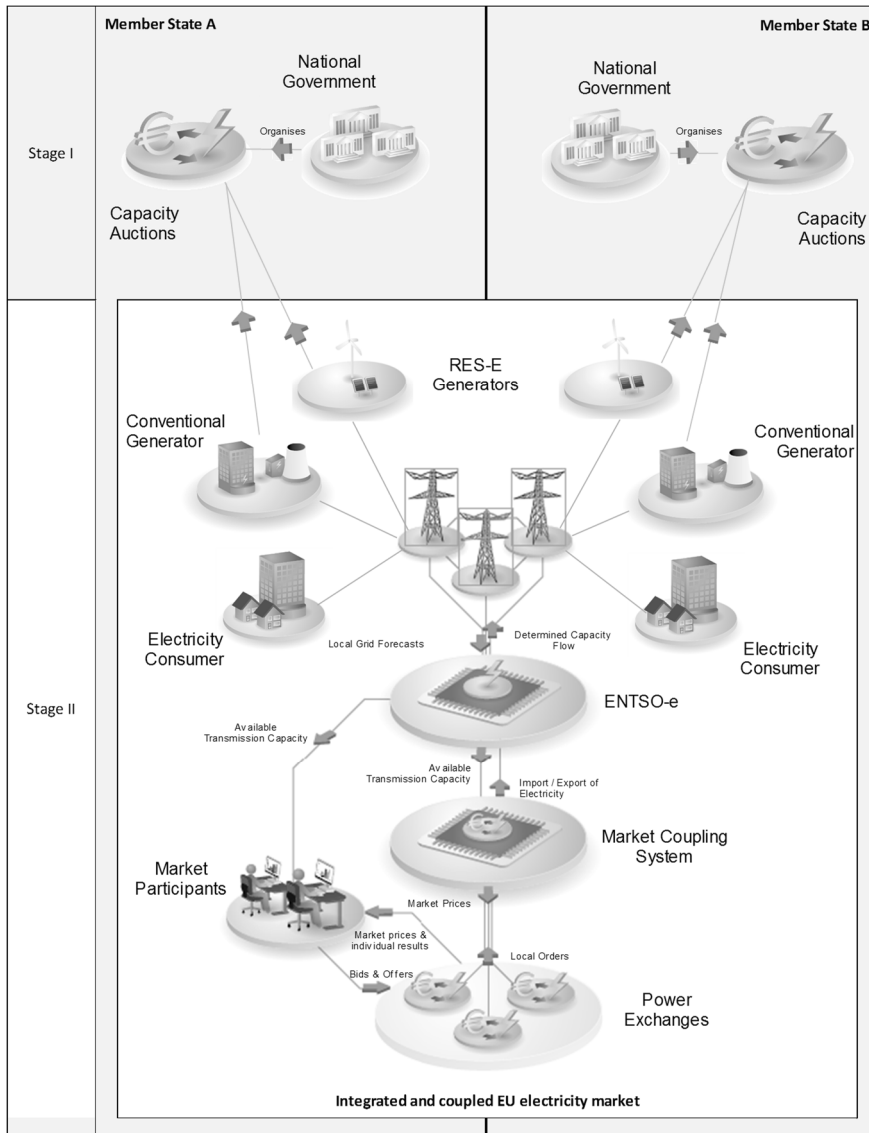
Um den Effekt volatiler Erzeugung auf die Strompreise korrekt zu erfassen, aber gleichzeitig einer numerisch bedingten Komplexitätsreduktion gerecht zu werden, parametrisieren wir anhand einer residualen Lastdauerkurve, welche durch einen Clusterringverfahren gewonnen wird.

¹ Technische Universität Wien, Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370 367, busch@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

² Internationales Institut für angewandte Systemanalyse, Transitions to New Technologies Program

³ DIW Berlin und TU Berlin

Um die flussbasierte Marktkopplung abbilden zu können, führen wir als Modellakteur einen Marktkoppler ein, welcher versucht die Preisdifferenzen zu minimieren, indem er über die (technisch möglichen) Handelsflüsse entscheidet, indem er die Spannungswinkel der Leitungen im Stromnetz bestimmt.



Ergebnisse

Das Ziel ist die Entwicklung eines Marktmodelles, welches die Investitionskalküle der einzelnen Marktteilnehmer, sowie regulatorische Rahmenbedingungen gut abbilden kann, um anhand dessen den Einfluss von Marktentwicklungen, sowie regulatorischen Markteingriffe untersuchen zu können.

5.4.4 Der Nutzen der „Projects of Common Interest“-Leitungen für Europa

Gerald FEICHTINGER¹, Udo BACHHIESL¹, Karthik BHAT¹,
Heinz STIGLER¹

Motivation

Die Umsetzung der Energie-Strategien 2020 (20,20,20), 2030 (40,27,27) und 2050 (-80% bis -95% CO₂-Emissionen) der Europäischen Union (EU) forciert eine „Dekarbonisierung“ der europäischen Ökonomien, einen ambitionierten Ausbau von erneuerbaren Energien (EE) und erfordert eine umfassende Realisierung eines integrierten gesamteuropäischen Energiebinnenmarkts. Um das Erreichen dieser ambitionierten Klima- und Energieziele zu gewährleisten, hat die EU im Zuge ihrer Strategie für den Ausbau der Transeuropäischen Energienetze (TEN-E) ein umfassendes Energieinfrastrukturpaket verabschiedet. Dieses beinhaltet alle wichtigen Infrastrukturkorridore und definiert zugleich alle förderbaren Infrastrukturprojekte für den Ausbau des transeuropäischen Elektrizitäts- und Erdgasnetzes, um vorhandene Inselregionen in den bestehenden Netzverbund zu integrieren und den europäischen territorialen Zusammenhalt zu verstärken. [4]

Aus diesem Grund wurde von der EU eine umfassende Liste mit „Projects of Common Interest“ (PCI) – oder auch Vorhaben des gemeinsamen Interesses (VGI) – erstellt, welche insgesamt 195 wirtschaftlich tragbare Schlüsselprojekte umfasst. Alle darin enthaltenen Stromleitungsausbauprojekte sind dem Ten Year Network Development Plan (TYNDP) entnommen, welcher biennial vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E oder European Network of Transmission System Operators for Electricity) veröffentlicht wird. Die PCI-Projekte zählen zu den vorrangigen Infrastrukturvorhaben und stellen somit einen signifikanten Beitrag zur vollständigen Realisierung des integrierten gesamteuropäischen Energiebinnenmarkts dar. Damit einhergehend formulierte die EU neue Ziele in Form von Stromverbundgraden zwischen allen EU-Mitgliedsstaaten für 2020 mit 10% und 2030 mit 15%. Durch einen gezielten Ausbau von insbesondere grenzüberschreitenden Stromleitungen sollen diese ambitionierten Zielvorgaben erreicht werden. Zusätzlich werden die Versorgungssicherheit innerhalb des europäischen Verbundnetzes erhöht, erneuerbare Energiequellen integriert und die europäische Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen sowie die CO₂-Emissionen wesentlich reduziert. [2,3,5]

Diese Arbeit fokussiert auf die Evaluierung des wirtschaftlichen Nutzens von ausgewählten PCI-Leitungen durch die Integration dieser Projekte in das bestehende kontinentaleuropäische Verbundnetz.

Methodik

Die in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen basieren auf Simulationen mit dem institutseigenen techno-ökonomischen Simulationsmodell der kontinentaleuropäischen Elektrizitätswirtschaft ATLANTIS. ATLANTIS ist ein modular aufgebautes Simulationspaket, welches neben allen wesentlichen physikalischen Komponenten wie den Netzknoten, dem Höchstspannungsübertragungsnetz sowie einem umfassenden Kraftwerkspark verschiedene wirtschaftliche Mechanismen in Form von Strombörsen und grenzüberschreitenden Marktkoppelungsmodellen unter Berücksichtigung der wichtigsten (europäischen) Elektrizitätsunternehmen aller kontinentaleuropäischen Länder umfasst. Die für diese Untersuchungen relevanten Modelle sind eine gesamteuropäische Optimierungsbörse, ein auf Net Transfer Capacities (NTC) basiertes zonales Marktkoppelungsmodell sowie zwei DC Optimized Power Flow (DC-OPF) basierte Lastflussmodelle, deren optimierte Kraftwerkseinsatzkosten gegenübergestellt werden. [1]

Das den Untersuchungen zu Grunde liegende Referenzszenario basiert auf den EU 20-20-20-Zielen mit einem Simulationszeitrahmen bis ins Jahr 2030. Darauf aufbauend wurde ein Vergleichsszenario definiert, in dem alle kontinentaleuropäischen PCI-Leitungsprojekte in die ATLANTIS-Datenbasis integriert wurden.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, 8010 Graz, Fax: +43 316 873-7910, Tel.: +43 316 873-7909, gerald.feichtinger@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Zusätzlich wurden in diesem Vergleichsszenario basierend auf den grenzüberschreitenden Stromleitungen die NTC-Werte zwischen den betroffenen Ländern adaptiert, um transnationale Handelseffekte abzubilden. Die Auswirkungen der Integration der PCI-Leitungen werden anhand der variablen Produktionskosten, der produzierten Energie je Technologie (Strommix) und der gesamten CO₂-Emissionen analysiert.

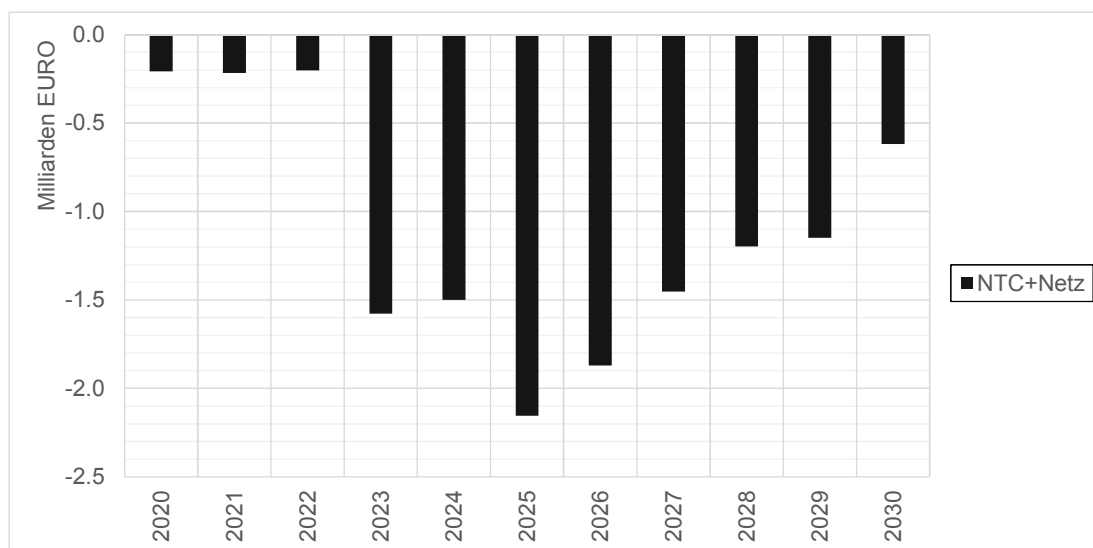


Abbildung 1: Variable Produktionskostensparnis durch Integration von PCI-Leitungen [3,5].

Ergebnisse

Die Integration der ausgewählten PCI-Leitungsprojekte in das bestehende Verbundnetz in Kontinentaleuropa verursacht in allen gerechneten Teilmodellen deutliche Reduktionen bei den variablen Produktionskosten. Die Gesamtersparnis zwischen 2020 und 2030 beträgt knapp 12 Mrd. EURO (Abbildung 1). Die jährlichen Schwankungen werden durch die unterschiedlichen Inbetriebnahmezeitpunkte der PCI-Leitungen verursacht. Zusätzlich werden CO₂-Emissionen eingespart und das „Redispatch“-Aufkommen reduziert, wodurch günstigere Kraftwerkskapazitäten verstärkt eingesetzt werden können.

Referenzen

- [1] Stigler H., Bachhiesl U., Nischler G., Feichtinger G. (2015), ATLANTIS: techno-economic model of the European electricity sector, <http://dx.doi.org/10.1007/s10100-015-0413-8>
- [2] Europäische Kommission (2015a), Achieving the 10% electricity interconnection target, COM(2015) 82 final
- [3] Europäische Kommission (2015b), Projects of common interest - Electricity, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>
- [4] Europäische Kommission (2015c), Energy Strategy – Secure, competitive and sustainable energy, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy>
- [5] ENTSO-E (2015), Major projects at ENTSO-E – Projects of Common Interest, <https://www.entsoe.eu/major-projects/Pages/default.aspx>

5.4.5 Verschränkung des Input-Output-Ansatzes mit dem detaillierten Elektrizitätswirtschaftsbranchenmodell ATLANTIS

Gerald FEICHTINGER¹, Christian LAGER², Petra GSODAM¹,
Heinz STIGLER¹

Motivation

Die europäischen Energie-Strategien 2020 (20,20,20) sowie 2030 (40,27,27) und 2050 (mind. -80% CO₂-Emissionen) forcieren einen bedeutenden Ausbau der erneuerbaren Energietechnologien (EE). Insbesondere der Elektrizitätssektor ist im Zuge dieser „Energiewende“ von einer sehr starken „Dekarbonisierung“ betroffen (bis zu -68% CO₂-Emissionen im Jahr 2030 und bis zu -99% im Jahr 2050). Diese ambitionierten Zielvorgaben verursachen somit eine umfassende und tiefgreifende Veränderung im Erzeugungspark innerhalb der europäischen Elektrizitätswirtschaft. [1] Damit einhergehend verursacht dieser tiefgreifende Strukturwandel hin zu CO₂-armen („grünen“) Produktionstechnologien langfristig wesentliche volkswirtschaftliche Produktions-, Handels- und Beschäftigungseffekte. Aus diesem Grund ist eine möglichst detaillierte technologiebasierte volkswirtschaftliche Analyse gerade im sehr langlebigen und kapitalintensiven Sektor der Elektrizitätswirtschaft unabdingbar.

Methodik

Mit diesem Modellansatz erfolgt eine Kopplung der (vorerst) österreichischen Input-Output-Tabelle (IOT) mit dem Simulationsmodell der kontinentaleuropäischen Elektrizitätswirtschaft ATLANTIS. [2,3] In einem ersten Schritt wird der Sektor der Energieversorgung (#35) in die einzelnen Teilbereiche Stromproduktion/-verteilung/-übertragung/-handel unterteilt. Der Teilsektor Elektrizitätsproduktion wird anschließend in einzelne Technologiebereiche wie Biomasse, Kohle, Gas, Öl, Wasserkraft, Speicherkraft, Pumpspeicherkraft, Photovoltaik sowie Wind zerlegt, um technologiespezifische Effekte besser abzubilden. Basierend auf der sektoralen Struktur der IOT erfolgt für jede Produktionstechnologie eine detaillierte Definition der Intermediär- sowie Wertschöpfungsstruktur (Vorleistungen/Inputs). In Abhängigkeit von dem in ATLANTIS integrierten Simulationsszenario (Referenz) erfolgt anhand des berechneten Stromproduktionsmix (Technologiemix) eine anteilmäßige Gewichtung der technologiespezifischen Vorleistungsstrukturen. Alternativ dazu werden mit den in ATLANTIS ermittelten technologieabhängigen Stromproduktionskosten die Inputstrukturen adaptiert, zumal durch eine kapitalintensive Veränderung hin zu EE-Technologien eine Vorleistungsverschiebung von Intermediären (keine bis wenig variable Vorleistungen) hin zur Wertschöpfung (hohe Abschreibungen und Zinsen) zu erwarten ist. Die Abschließende Gegenüberstellung der Ergebnisse erfolgt durch Anwendung eines einfachen komparativ-statischen (vorher/nachher) Analyseverfahrens.

Referenzen

- [1] European Commission (2015), Energy Strategy – Secure, competitive and sustainable energy, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy>
- [2] Statistik Austria (2014), Input-Output Tabelle 2010, Wien, 2014
- [3] Stigler H., Bachhiesl U., Nischler G., Feichtinger G. (2015), ATLANTIS: techno-economic model of the European electricity sector, <http://dx.doi.org/10.1007/s10100-015-0413-8>

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7909, Fax: +43 316 873-7910, gerald.feichtinger@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

² Karl-Franzens-Universität Graz, Institut für Volkswirtschaft, Universitätsstraße 15/F4, 8010 Graz, christian.lager@uni-graz.at, volkswirtschaftslehre.uni-graz.at

5.4.6 Ansätze zur Ermittlung des Kapitalstocks der europäischen Elektrizitätswirtschaft

Petra GSODAM¹, Gerald FEICHTINGER¹, Heinz STIGLER¹

Motivation

Eine der Besonderheiten des Wirtschaftssektors Elektrizitätserzeugung und -verteilung ist die Langlebigkeit der Anlagen. Die Langlebigkeit spiegelt sich auch in der betriebswirtschaftlichen Nutzungsdauer wieder. Die meisten Anlagen in der Energiewirtschaft, und hier insbesondere die der Elektrizitätswirtschaft, weisen im Vergleich zu anderen Wirtschaftssektoren sehr hohe Lebens- und Nutzungsdauern auf. Einen Anhaltspunkt für die betriebswirtschaftliche Nutzungsdauer ist in den amtlichen AfA-Tabellen aus Deutschland zu finden, die auch in Österreich verwendet werden können. Bei einem Vergleich der Nutzungsdauern dieses Sektors mit denen anderer Sektoren, ist ersichtlich, dass die Nutzungsdauer für Anlagen der Elektrizitätserzeugung und -verteilung nicht selten um einige Jahre höher liegt [1]. Bei der Betrachtung der Kapitalintensität, die als Quotient zwischen eingesetztem Kapital und Beschäftigtenanzahl angegeben wird, ergibt sich ein ähnliches Bild. Die Kapitalintensität des Sektors Energie- und Wasserversorgung ist in etwa um einen Faktor drei höher als die Kapitalintensität der anderen Wirtschaftszweige in Österreich. Hieraus lässt sich der hohe Einsatz von Kapital in diesem Sektor ableiten: zur Produktion des Gutes „elektrische Energie“ ist ein vergleichsweise höherer Kapitaleinsatz im Vergleich zum Arbeitseinsatz notwendig. Dasselbe Ergebnis zeigt sich, wenn der Quotient zwischen eingesetztem Kapital und eingesetzten Arbeitskosten betrachtet wird. Der Quotient im Sektor Elektrizitätsversorgung ist wiederum annähernd um einen Faktor drei höher als der Durchschnitt über alle anderen Wirtschaftszweige [2].

Wegen der Kapitalintensität und besonders der Langlebigkeit der Anlagen ist es wichtig, dass Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihr Handeln möglichst langfristig ausrichten, um ihr finanzielles Gleichgewicht zu sichern sowie zeit- und kostspielige Fehler in der Planung vermeiden.

Eine weitere Besonderheit, die sich aufgrund der Langlebigkeit ergibt, ist, dass dem Vermögen der Elektrizitätswirtschaft eine besondere Bedeutung zukommt, dessen Ermittlung sich jedoch als schwierig gestaltet. Der tatsächliche Kapitalstock, der mit dem nichtfinanziellen reproduzierbaren Vermögen gleichzusetzen ist [3], lässt sich nicht aus den Jahresabschlüssen – konkreter aus den Bilanzen – der einzelnen Unternehmen ablesen, wie es durchaus in anderen Sektoren mit einer hohen Kapitalumschlagshäufigkeit der Fall ist. Daher ist es von großem Interesse, die Höhe des Kapitalstocks der Elektrizitätswirtschaft zu ermitteln und darzustellen. Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, die verschiedenen Möglichkeiten zur Ermittlung des Kapitalstocks der europäischen Elektrizitätswirtschaft darzustellen und deren praktischen Nutzen hervorzuheben.

Methodik

Die Arbeit basiert auf einer intensiven Literaturrecherche über die verschiedenen Methoden zur Ermittlung des Kapitalstocks. Im Speziellen werden die verschiedenen Methoden nach betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Aspekten erläutert und einander gegenüber gestellt.

Der Kapitalstock kann als Brutto- oder Nettokapitalstock sowie als Kapitalstock zu historischen Anschaffungswerten (Kapitalstock zu laufenden Preisen) dargestellt werden. Der berechnete Kapitalstock ist in jeder Berechnungsmethode stark von den gewählten Eingangsgrößen und Annahmen abhängig. Hierzu zählen beispielsweise die Methode zur Bestimmung des historischen Anschaffungswertes und des Wiederbeschaffungswertes, die Nutzungsdauer und Abschreibungsmethode der Anlagegüter bei Berechnung des Restbuchwertes und die Entscheidung, ob konstante oder laufende Preise verwendet werden sollen. Deshalb werden verschiedene aus der Literatur bekannte Ermittlungs- und Bewertungsmöglichkeiten, aufgezeigt und einander gegenüber gestellt.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, 8010 Graz, Fax: +43 316 873-107902, Tel.: +43 316 873-7902, www.iee.tugraz.at

Schlussfolgerungen

In der Elektrizitätswirtschaft kommt dem Kapitalstock aufgrund der Anlagenlanglebigkeit eine besondere Bedeutung zu. Viele Kraftwerke, allen voran ältere Wasserkraftwerke, sind aus Sicht der betrieblichen Buchhaltung schon vollständig abgeschrieben und stehen nur mehr mit dem „Erinnerungseuro“ in den Bilanzen der Unternehmen. Diese Anlagen tragen aber immer noch einen wichtigen Teil zur Elektrizitätsproduktion bei. Es stellt sich daher die Frage, welcher Wert solchen Kraftwerken zukommt und wie der Wert der Kraftwerke des äußerst kapitalintensiven und in langen Zyklen wirtschaftenden Elektrizitätssektors ermittelt werden kann. Eine Möglichkeit hierzu liefert der Kapitalstock, der das tatsächliche Vermögen des Sektors darstellt. Der Kapitalstock kann anhand von drei unterschiedlichen Bewertungen für ein und dieselbe Anlage bestimmt werden: auf Basis (1) des Wiederbeschaffungswertes, (2) des Restbuchwertes oder (3) des historischen Anschaffungswertes. Werden nun auch noch die Eingangsgrößen und Annahmen für die Bestimmung des Kapitalstocks variiert, erhöht sich die Anzahl der unterschiedlichen Bewertungen wiederum. Das Kapitalstockkonzept als Bewertungsmethode des Anlagevermögens liefert also je nach gewählter Methode unterschiedliche Ergebnisse, wodurch unterschiedliche Aussagen getroffen werden können. Welche Methode letztendlich gewählt wird, hängt von der Art der Untersuchung und der zu berücksichtigten Einflüsse ab. Der Nettokapitalstock dient oft als Input für die Erstellung von Vermögensbilanzen sowie zur Berechnung der Abschreibungen. Der Bruttokapitalstock wird häufig als relevante Messzahl für Produktivitätsanalysen verwendet. Interessant sind beispielsweise die Kapitalproduktivität (Verhältnis Bruttowertschöpfung zum Bruttoanlagevermögen) sowie die Kapitalintensität (Verhältnis zwischen den Produktionsfaktoren Kapital und Arbeit) [4].

Referenzen

- [1] Bundesministerium der Finanzen. (2016). Bundesfinanzministerium – Afa-Tabellen. http://www.bundesfinanzministerium.de/Web/DE/Themen/Steuern/Weitere_Steuerthemen/Betriebspruefung/AfA_Tabellen/afa_tabellen.html, letzter Zugriff am 13.01.2016
- [2] Schüppel, A. (2014). Wertigkeit von Windkraft, Photovoltaik und Spitzenlastkraftwerken als Teil des gesamten Elektrizitätssystems. Dissertation. Technische Universität Graz.
- [3] Rais, G., Sollberger, P. (2009). Nichtfinanzieller Kapitalstock – Methodenbericht. Arbeitsdokument. Bundesamt für Statistik BFS, Neuchâtel, Schweiz.
- [4] Statistik Austria (2015). Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen: Hauptergebnisse. Bundesanstalt Statistik Österreich: Wien.

5.5 ELEKTRIZITÄTSMARKTTEILNEHMER (SESSION D5)

5.5.1 Erste Erfahrungen der Regulierungsbehörde mit dem Bundes-Energieeffizienzgesetz

Mathias REINERT¹, Harald PROIDL¹

Motivation

Im Juni 2014 wurde das österreichische Bundes-Energieeffizienzgesetz, mit dem die europäische Energieeffizienzrichtlinie umgesetzt wird, beschlossen. Kern des Gesetzes ist das im § 10 festgelegte Verpflichtungssystem für Energielieferanten. Diese müssen Energieeffizienzmaßnahmen setzen, die zu einer Einsparung von 0,6 % ihrer jährlichen Abgabemenge führen [1]. 40 % der Maßnahmen sind im Haushaltsbereich zu setzen [2]. Wird das Einsparziel von 0,6 % nicht erreicht, müssen Ausgleichszahlung in Höhe von 20 Cent/kWh geleistet werden [3]. Das Gesetz schafft auch die Möglichkeit mit Energieeffizienzmaßnahmen zu handeln. Die Energie Control Austria hat gemäß § 21 Abs. 2 die Aufgabe die korrekte Höhe des Ausgleichsbetrags zu evaluieren. Dieser soll sich an den durchschnittlichen Grenzkosten der erforderlichen Anreize, die zur Setzung von Energieeffizienzmaßnahmen nötig sind, orientieren [4]. Der Ausgleichsbetrag muss nach oben korrigiert werden, wenn weniger als zwei Drittel der Maßnahmen direkt gesetzt werden bzw. wenn mehr als ein Drittel der Einsparpflicht per Ausgleichszahlung abgedeckt wird [5].

Wiederholt wurde die Energie Control Austria von Gewerbekunden kontaktiert, die von ihren Gas und Stromlieferanten darüber informiert wurden, dass zukünftig eine Umlage zur Finanzierung von Energieeffizienzmaßnahmen eingehoben wird. Hier stellten sich die Kunden die Frage ob und in welchem Umfang dies erlaubt ist. Teilweise wurden Lieferanten dazu aufgefordert selbst Maßnahmen zu setzen und diese an den Lieferanten zu überschreiben. Ansonsten müsste der Ausgleichsbetrag von 20 Cent/kWh vom Kunden bezahlt werden.

Methodik

Zur Beurteilung ob eine Weiterverrechnung der Kosten rechters ist, wurden die allgemeinen Bedingungen diverser Lieferanten für Gewerbe- und Industriebetriebe untersucht. Hier wurden auch übermittelte Lieferverträge mit einbezogen. Ziel war es Klauseln zu finden, die sich mit der Weiterverrechnung von zusätzlichen Gebühren bzw. der Preisanpassung befassen. Für Haushaltskunden, die dem Konsumentenschutzgesetz unterliegen, ist eine Weitergabe der Kosten nur im Zuge des Gesamtpreises für die bezogene Energie möglich [6].

Des Weiteren wurde die Höhe der von den Lieferanten veranschlagten Energieeffizienzumlage beurteilt. Hierzu wurden die Rechnungen verschiedener Lieferanten, für Gas und Strom, analysiert. Daneben wurden die Preise für Energieeffizienzmaßnahmen, die an den am Markt operierenden Handelsplattformen erzielt werden, ausgewertet. Diese wurden den veranschlagten Effizienzumlagen gegenübergestellt. Auch wurden die Angebote von Energielieferanten für bestimmte Effizienzmaßnahmen für Haushaltskunden, beispielsweise Energieberatungen, untersucht.

Ergebnisse

Der Großteil der allgemeinen Bedingungen der Lieferanten verfügt über Preisanpassungs- bzw. Preisgleitklauseln. Diese müssen jedoch im Einzelfall dahingehend geprüft werden ob eine Weiterverrechnung der Effizienzumlage möglich ist [6]. Alle untersuchten Lieferanten veranschlagten zur Finanzierung der Maßnahmen einen Aufschlag von 0,12 Cent/kWh. Hierbei wird die verpflichtete Einsparung von 0,6 % mit dem Ausgleichsbetrag von 20 Cent/kWh multipliziert.

¹ Energie Control Austria, Rudolfsplatz 13a, www.e-control.at,
{Tel.: +43 1 24724-716, mathias.reinert@e-control.at},
{Tel.: +43 1 24724-707, harald.proidl@e-control.at}

Die Lieferanten kalkulieren somit ein, dass für die gesamte Einsparungsverpflichtung Ausgleichszahlungen anfallen und keine Energieeffizienzmaßnahmen gesetzt werden.

An den Handelsplattformen für Energieeffizienzmaßnahmen lagen die durchschnittlichen Preise für Haushaltsmaßnahmen im Jahr 2015 bei 7,33 Cent/kWh [7]. Die erzielten Preise für Gewerbemaßnahmen lagen bei rund 5,3 Cent/kWh [7]. Beschaffen sich Lieferanten zu diesen Preisen Maßnahmen würde dies zu einer Energieeffizienzumlage von 0,037 Cent/kWh statt der 0,12 Cent/kWh führen.

Durch die Weiterverrechnung des kompletten Ausgleichsbetrags von 20 Cent/kWh ergibt sich in diesem Fall eine Mehreinnahme von 0,083 Cent kWh. Bei einem Stromverbrauch von 30.000 kWh sind dies rund 25 Euro. Diesen stehen bei einem Energiepreis von rund 5 Cent/kWh Energiekosten (Strom) von 1500 Euro im Jahr gegenüber. Durch die aktuelle Vorgehensweise erzielen Lieferanten, mit dem Verweis auf eine gesetzlich angeordnete Gebühr, zusätzliche Gewinne. Hinzu kommt, dass Lieferanten entgeltlich die Durchführung von Energieeffizienzmaßnahmen anbieten. Teilweise zahlen Kunden somit doppelt für die Erfüllung der Energieeffizienzverpflichtung der Lieferanten.

Abschließend muss festgehalten werden, dass die Verpflichtung gemäß § 10 Bundes-Energieeffizienzgesetz explizit die Lieferanten von Energie und nicht deren Kunden betrifft.

Referenzen

[1] § 10 Abs. 2 EEffG

[2] § 10 Abs. 1 EEffG

[3] § 21 Abs. 2 EEffG

[4] § 21 Abs. 2 EEffG

[5] § 21 Abs. 2 EEffG

[6] Reiter, Urbantschitsch (2015) „Weiterverrechnung der Kosten des EffG“, OeZW 2/2015

[7] ETHUS GmbH Stand 23.11.2015

5.5.2 Ein unumgänglicher Wandel: Vom grundversorgungsorientierten Energieversorger zum kundenorientierten Energiedienstleister

Simon MOSER¹, Horst STEINMÜLLER¹

Methodik

Die Ergebnisse dieses Beitrags resultieren aus einer Vielzahl von am Energieinstitut an der JKU Linz durchgeführten Projekten. Die beinahe allen diesen Projekten zugrundeliegende Hauptmethode war die Experteinbindung über wissenschaftlich moderierte Workshops oder die Methode des Experteninterviews. Diese auf Argumentation ausgerichtete kausal-qualitative Methode eignet sich besonders für die Abschätzung von Zukunftsentwicklungen in Systemen, da Extrapolationen auf Basis vorhandenen Zahlenmaterial statistisch nicht zulässig sind oder dieses Zahlenmaterial schlicht fehlt.

Inhalt bzw. Ergebnisse

Die klassischen Energieversorger erwartet ein umfangreicher Strukturwandel: Als Herausforderungen sind einerseits der politische Wille zur Verbrauchsreduktion und andererseits Kunden, die diesem Willen sogar oftmals einen Schritt vorausgehen und ihren Energiebezug durch Effizienz und Eigenerzeugung drastisch senken, anzusehen. Den klassischen Energieversorger erwartet ein harter Preis- und Kostenkampf auf einem Wettbewerbsmarkt für ein sehr homogenes Gut. Gleichzeitig bieten sich Chancen auf verwandten Märkten: Anspruchsvollere Kunden fordern bei vorhandener Zahlungsbereitschaft mehr Dienstleistung als Ware, und bisherige und neue komplementäre Produkte eröffnen neue Geschäfts- und Ertragsfelder.

Wahrscheinlich weil eine ständige Verfügbarkeit gewährleistet und die Qualität garantiert sind, ist Energie ein „low-involvement“ Massenprodukt (Stiller 2014, Kilian 2004). Die Eigenschaft als Massenprodukt wiederum ist wahrscheinlich auf die Kostendegression durch Mengenvorteile und auf die komplexe Differenzierbarkeit eines standardisierten Produkts zurückzuführen. Konträr zu dieser Massenmarkt-Orientierung lässt sich ableiten, dass heute viele Energiedienstleistungen (noch) Nischen-Produkte sind und kurzfristig nicht die Mehrheit der Kunden (Haushalte und Unternehmen) ansprechen können. Aber: Die sich aus der subjektiven Gewichtung der verschiedenen monetären und nichtmonetären Aufwände und Nutzen ableitende Zahlungsbereitschaft eines Kunden ist wiederum subjektiv; mit der Varianz der Zahlungsbereitschaft geht eine gewisse Nachfrage einher. Es lässt sich zusammenfassen: Energiedienstleistungen sind Nischenprodukte, diesen Nischenprodukten stehen aber durchaus Kunden in der jeweiligen Nische gegenüber.

Die Kosten der Identifikation von Kunden und die Kontaktaufnahme mit interessierten Kunden werden als Suchkosten bezeichnet. Da bei Energiedienstleistungen nur eine Nische angesprochen wird, sind die Suchkosten pro möglichen Kunden sehr hoch, wenn die Kunden der Nische nicht bekannt sind und sie nur über Promotion in der Allgemeinheit angesprochen werden können. Die Kenntnis des Marktes und der eigenen Kunden durch Kunden- und Marktsegmentierung können also Kostensenkungen mit sich bringen. Papesch et al. (2012) weisen insbesondere auf den Nutzen der Segmentierung der eigenen Kunden hin, denn hier können eventuell wertvolle Informationen (Kundenwert und Loyalität) gewonnen werden.

Kunden verbinden mit dem Energieversorger ein Image, das nicht mit dem neuen Angebot an Energiedienstleistungen übereinstimmt (Stiller 2014). Zugänge zur Überwindung des Markenimages sind fokussiertes Marketing zum Transport einer gezielten Message zum Kunden, oder die Kooperation mit Partnern, welche die notwendigen Kompetenzen oder Images besitzen.

¹ Energieinstitut an der JKU Linz, Tel.: +43 732 4268-5656, office@energieinstitut-linz.at, www.energieinstitut-linz.at

5.5.3 Geschäftsmodellanalyse kommunaler Energieversorger im liberalisierten Energiemarkt – Problemformulierung und Modellentwicklung

Fabian SCHELLER¹, Balthasar BURGENMEISTER²,
Patrick WELLNITZ², Hendrik KONDZIELLA³, Thomas BRUCKNER^{1,3}

Motivation und Zielsetzung

Energiepolitische und regulatorische Maßnahmen in Verbindung mit dem steigenden Wettbewerbsdruck im Strommarkt erfordern die Anpassung bzw. Neuentwicklung von Geschäftsmodellen durch Energieversorger. In diesem Zusammenhang treffen diverse Systemakteure Entscheidungen gemäß ihrer eigenen Zielsetzung. Kommunale Energieversorger sind dazu angehalten, das Geschäftsmodell fortlaufend unter Einbeziehung der Entscheidungen der Systemakteure zu prüfen. Neue Methoden und Modellansätze sind diesbezüglich unentbehrlich, um die richtigen strategischen Maßnahmen – aus den unterschiedlichen Geschäftsfeldern und unter Einbeziehung der Kundengruppen – zu finden.

Das techno-ökonomische Optimierungsmodell IRPsim (Integrierte-Ressourcen-Planung und Simulation) unterstützt bei der quantitativen Bewertung von Geschäftsmodellen unter Einbezug der Ziele wesentlicher Systemakteure. Dabei zielt das Modell auf die Beantwortung der folgenden Fragestellungen ab: Inwieweit führt die Integration von Kundengruppen zu einer energieeffizienteren Zukunft? Für welche Kundengruppen sind die potentiellen Geschäftsmodelle wirtschaftlich relevant? Welche Maßnahmen stellen die Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodelle in diversen Szenarien sicher? Wie entwickeln sich die Geschäftsbereiche über den mehrjährigen Optimierungszeitraum ohne eine Erneuerung des Geschäftsmodells? In diesem Sinne bewertet IRPsim nicht nur die Wirtschaftlichkeit einer Geschäftsmodellinnovation, sondern betrachtet auch die Wertschöpfungskette des Unternehmens und des Gesamtmarktes.

Literaturverweis und Abgrenzung

Das Modell IRPsim baut auf bestehende Modelle aus der Literatur auf. Einen vergleichbaren Ansatz im Hinblick auf das kommunale Umfeld ist unter anderem in [1] gegeben. Der Fokus auf das Versorgungsunternehmen im liberalisierten Energiemarkt erfolgt in [2]. Diesbezüglich löst IRPsim unter Einsatz eines Dispatch-Modells die Lösung gemischt-ganzzahliger Probleme in $\frac{1}{4}$ -Auflösung über mehrjährige Zeiträume hinweg. Die Zielsetzungen der Akteure ist durch eine 2-stufige Optimierung aus Kunden- als auch aus Unternehmenssicht bedacht. Ein besonderes Augenmerk liegt auf den detailliert definierbaren Kundengruppen, die wachsen oder schrumpfen sowie dezentrale Technologien zugewiesen bekommen können. Für die explizite Modellierung der Geschäftsmodelle können dabei die Anschlusspunkte der Kunden hinsichtlich Leistungsmessung und Energieflüsse individuell definiert werden. Darüber hinaus wird der das Versorgungsunternehmen, mit Hilfe einer Matrixstruktur aus Geschäftssparten (Strom, Fernwärme, Biogas-Erdgas, Dienstleistungen) und Geschäftsfelder (Erzeugungsseite, Netzseite, Handelsseite, Vertriebsseite, Dienstleistungsseite, n-Kundenseiten) abgebildet, welche eine differenzierte Betrachtung dieser erlaubt und die Besonderheit gegenüber bestehenden Modellansätzen darstellt. Für die Umsetzung wurde eine Programmierung in GAMS/CPLEX (General Algebraic Modeling System) gewählt.

Optimierungssystematik und Bilanzierungsansatz

Der Aufbau des Modells ist durch eine Kopplung von Mengen, wie Sektoren (u) (Strom, Wärme, Gas), Systemkomponenten (p) (Energienetze, Energiemärkte, Erzeugungsanlagen, Speichersysteme, Lastgänge), Leistungsmessungspunkten (z) sowie Marktakteure (s) (Versorgergeschäftsfelder, Prosumenten,

¹ Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM), Grimmaische Straße 12, 04109 Leipzig, {scheller|bruckner}@wifa.uni-leipzig.de, www.wifa.uni-leipzig.de/iirm

² IWB Industrielle Werke Basel, Energielösungen Entwicklung, Margarethenstr 40, 4002 Basel, {balthasar.burgenmeister|patrick.wellnitz}@iwb.ch, www.iwb.ch

³ Fraunhofer-Zentrum für Internationales Management und Wissensökonomie, Neumarkt 9-19, 04109 Leipzig, {hendrik.kondziella|thomas.bruckner}@moez.fraunhofer.de, www.moez.fraunhofer.de

Markt, Politik) gekennzeichnet, die über die Wechselwirkungen der Energieflüsse (E), Leistungsmessungen- (P) und Tarife (F) miteinander verbunden sind. Das Optimierungsziel besteht in der Maximierung des Gesamtgewinns $\max\{T^{total} = T^{energy} + T^{power}\}$ der einzelnen Akteure, unter der Optimierung der Einsatzplanung der Systemkomponenten mit Hilfe eines Dispatch-Modells.

$$T^{energy} = \sum_{\dot{s}} \sum_{\dot{t}} \left(- \sum_{\bar{s}} \sum_u \sum_{\bar{p}} \sum_{\bar{p}} (E_{i,u,\bar{p},\bar{p}} \cdot F_{i,u,\bar{s},\bar{p},\bar{p}}) + \sum_{\bar{s}} \sum_u \sum_{\bar{p}} \sum_{\bar{p}} (E_{i,u,\bar{p},\bar{p}} \cdot F_{i,u,\bar{s},\bar{p},\bar{p}}) \right)$$

$$T^{power} = \sum_{\dot{s}} \sum_{\dot{m}} \left(- \sum_{\bar{s}} \sum_u \sum_z (P_{\dot{m},u,z} \cdot F_{\dot{m},u,\bar{s},z}) + \sum_{\bar{s}} \sum_u \sum_z (P_{\dot{m},u,z} \cdot F_{\dot{m},u,\bar{s},z}) \right)$$

Dabei entspricht T^{energy} den energiebezogenen Gewinnen und T^{power} den leistungsbezogenen Gewinnen. Die zu optimierenden Kundengruppen bzw. Geschäftsfelder sind durch $\dot{s} \subseteq s$ gegeben. Die zu optimierenden Zeitschritte durch $\dot{t} \subseteq t$ und die zu optimierenden Monate durch $\dot{m} \subseteq m$. Abfluss von Energie von einer Komponente zu einer Komponente ist durch $\bar{p} \subseteq p$ der Zufluss durch $\bar{p} \subseteq p$. In punkto der Finanzströme ergibt sich eine ähnliche Darstellung der Zu- und Abflüsse $\bar{s} \subseteq s$ bzw. $\bar{s} \subseteq s$.

Der Kapitalwert der einzelnen Kundengruppen sowie der Geschäftsfelder berechnet sich aus der Summe der variablen und fixen Zahlungsströme. Während die variablen Zahlungsströme von den in der Optimierung bestimmten Ergebnissen der Energieflüsse und Leistungsmessungen abhängig sind, stellen die fixen Zahlungsströme monatlich oder jährlich abgezinste Erlöse oder Kosten dar. Diese werden nicht durch die Optimierung beeinflusst. Entscheidende Größen sind Basistarife, Investitions-, Installations- und Wartungskosten sowie Anreize. Diesbezüglich kommt im Modell auch ein umfassender Bilanzierungsansatz zum Tragen. Abschreibungen werden linear unter Berücksichtigung des Preisverfalls und der Abzinsung der Technologie vorgenommen. Im Rahmen einer mehrjährigen Optimierung kann somit auch eine Aussage über den passenden Optimierungszeitpunkt getroffen werden.

Implikationen und Forschungsbedarf

IRPsim unterstützt den modell- und datengetriebenen Geschäftsmodellentwicklungsprozess unter Beachtung wesentlicher Rahmenbedingungen des liberalisierten Energiemarkts. Innovative Geschäftsmodelle für kommunale Energieversorger sind variabel modellierbar, z.B. Direktvermarktung von EE-Strom, Quartierspeicher sowie Contracting-Modelle. Eine Evaluation kann im Rahmen von Szenarioanalysen erfolgen. In der Praxis unterstützt die Energiesystemlösung bei der Beantwortung strategischer Fragestellungen. Diesbezüglich steht derzeit noch der gesamtplanerische Ansatz im Fokus. Eine differenzierte Auseinandersetzung der Optimierung aus Sicht der einzelnen Geschäftsfelder stellt einen Anknüpfungspunkt dar. Ein weiterer Forschungsschwerpunkt in Zukunft betrifft die modellendogene Auswahl eines geeigneten Geschäftsmodells, auch in Form von agenten-basierten Ansätzen.

Bibliografie

- [1] Bruckner, T. (1997): Dynamische Energie- und Emissionsoptimierung regionaler Energiesysteme. In: Doktorarbeit, Universität Würzburg, Würzburg.
- [2] Rebennack, S.; Kallrath, J.; Pardalos, P. M. (2010): Energy portfolio optimization for electric utilities: case study for Germany. In: Energy, Natural Resources and Environmental Economics: Springer, S. 221-246.

5.5.4 Increasing Power Self-Sufficiency of German House-Holds – Implications for Energy Companies' Business Models

Melanie HILLENBRAND¹, Fabian SCHELLER², Joachim SCHLEICH³

Content

With shrinking costs for local production plants and rising retail prices for electricity, the decentralized generation of electricity and its direct consumption is getting increasingly attractive (Bardt et al. 2014, 5). While for some time past there has been the possibility of power self-supply of house own-ers, concepts for the direct power supply of tenants are recently developed under the term 'Mieterstrom'.

The decisive difference between both end-consumer groups is that house owners are able to buy or lease the decentralized energy plant and so become the plant operator. Tenants do not have this possibility. At a first glance, the tendency towards power self-sufficiency displays a threat to energy companies since it reduces the amount of electricity sold and challenges their traditional business models.

Starting at this observation, the superior research question of the master's thesis underlying this paper is '(How) Can companies respond to households' power self-sufficiency?' (Hillenbrand 2015). It is divided in the following sub-questions:

- Which regulatory features have to be considered?
- What are business models in the field of residential power self-sufficiency in Germany?
 - Which players are involved and how are they related?
 - What are the main characteristics of the business models?
- What does a closer look at the profitability of the business models reveal?

The aim of the investigation was to analyze the German market for residential power self-sufficiency. It is focused on both consumer groups: house owners as well as tenants. The technologies under consideration are: PV systems, CHP units and storage solutions if offered in context with the first two.

Methodology

To answer the research questions a qualitative, exploratory methodology was chosen. A case study implying eight companies was conducted. Interviews were carried out, four personally and four per phone. Complementary, a literature and online research was done. Based on a general market overview, for the in-depth analyzes business models were chosen covering the variety of the market for residential power self-sufficiency. Relevant criteria for the selection process were the customer group served (house owners, tenants), technology used (PV, CHP, storage), type of company (start-up, cooperative, established energy company), complexity of the offering and the availability of in-formation.

The data evaluation was based on the business model canvas concept of Osterwalder and Pigneur (2010). It contains the four pillars: 'value proposition', 'customer interface', 'infrastructure', and 'financial aspects'.

For taking a closer look at the profitability of different business models, the net present value (NPV) method was applied. The economic analysis was done for two representa-tive projects encompassing both customer groups: house owners and tenants.

¹ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, jetzt MVV EnergySolutions GmbH, Luisenring 49, 68159 Mannheim, Tel.: +49 171 766 1249, melanie.hillenbrand@mvv.de

² Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, Grimmaische Straße 12, 04109 Leipzig, Tel.: +49 341 9733 517, scheller@wifa.uni-leipzig.de

³ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Tel.: +49 721 6809 203, joachim.schleich@isi.fhg.de,

--- & ---

Grenoble Ecole de Management, 12, rue Pierre Semard, 38003 Grenoble Cedex 01, Tel.: +33 4 56 80 66 19, joachim.schleich@grenoble-em.com

Results

Regulatory framework

In the event of power self-sufficiency, electricity production and consumption take place in direct spatial context and the public grid is not used. This leads to the exemption from paying most statutory levies included in the end-consumer's electricity price.

There is a special rule for the EEG apportionment. If plant operator and end-consumer are the same person and if electricity is generated in a renewable energy or CHP plant, the EEG levy has to be paid only partially (EEG 2014). Since only house owners can fulfill the 'same person condition' tenants do not have this privilege. If the plant's capacity does not exceed 10 kW the surcharge is relieved for the first 10 MWh consumed per year.

Business model analysis

Setting up business models for self-sufficiency solutions requires the implementation of several players from different fields. In the center of such concepts are the end-consumer and the owner of the building, which may be the same person. Besides the solution provider, especially partners for the installation of the plant and the financing as well as institutions from the energy market are involved.

Mainly young companies and start-ups, such as DZ-4 and BEEGY, are active in the field of power self-supply of house owners. Recently, more established energy companies, like RWE, join the market. Some, like EnBW and MVV Energie, realize this by participating in start-ups. Looking at 'Mieterstrom' offerings, well established companies can be found more frequently. They often expand their heating contracting agreements based on CHP units by the supply with electricity produced in the same plant (e.g., MVV ImmoSolutions). For both customer groups the 'value proposition' varies strongly.

Some offerings imply a full service package covering nearly the whole value chain, like that of DZ-4, Engynious, MVV ImmoSolutions and Heidelberger Energy Cooperative. Other companies focus on single services, as among others BEEGY, LichtBlick, and MVV Energie do. Common features of the business models are creating close relationships to customers as well as operating small-scale and customized projects. These aspects combined with a difficult legal situation leads to a high complexity. Therefore, among the intersections in the 'infrastructure' pillar is the network of partners necessary to handle the complexity. The financial aspects are subject to the profitability analysis.

Profitability analysis

The representative cases imply a four-person household and a multi-family house with 100 rental units. While PV plants are operated in both cases, it is supposed that only multi-family houses use CHP units. Considering the one-family house, an internal rate of return (IRR) of 3.1 % can be reached if a realistic self-consumption rate (SCR) of 30 % is assumed.

Looking at tenants, a positive NPV can only be earned if the direct consumption rate (DCR) exceeds 40 % in case of PV-based solutions. If an IRR > 2 % is intended to be gained, a DCR of 60 % is needed. Considering business models focusing on CHP units, at least 56 % of the total electricity output needs to be directly consumed for being profitable.

This requires about 64 % of the tenants to take part in the 'Mieterstrom' offering. After this threshold is reached, the model stays lucrative also if discounting with 4 %. The sensitivity analysis revealed that irradiance, CHP bonus and investment costs are the most important variables. While storage solutions combined with 'Mieterstrom' offerings are not yet gainful, they are relevant for house owners if a SCR of more than 70 % is achieved.

Conclusion

Innovative business models have been set up recently in response to increasing residential power self-sufficiency. Whereas the scope of the available business models varies strongly, they share common features such as establishing close relationships to customers as well as operating small-scale and customized projects within a network of partners.

The economic analysis revealed that particularly PV based solutions for house owners are promising while the profitability of 'Mieterstrom' offerings strongly depends on the legal framework.

References

- [1] Bardt, H., Chrischilles, E., Growitsch, C., Hagspiel, S. & Schaupp, L. (2014) Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom. Stand, Potentiale und Trends. [Online] Available at: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/3D07D0E3866043D0C1257CB30034DC29/\\$file/EWI_IW_Gutachten_Eigenerzeugung_Selbstverbrauch_04042014.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/3D07D0E3866043D0C1257CB30034DC29/$file/EWI_IW_Gutachten_Eigenerzeugung_Selbstverbrauch_04042014.pdf) (Accessed: 12.10.2015).
- [2] EEG (2014) Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 29. Juni 2015 (BGBl. I S. 1010) geändert worden ist. Berlin: Federal Ministry of Justice and Consumer Protection.
- [3] Hillenbrand, M. (2015) Increasing power self-sufficiency of German households – Implications for energy companies' business models. Leipzig: University of Leipzig, Master's Thesis. [Undisclosed]
- [4] Osterwalder, A. & Pigneur, Y. (2010) Business model generation: A handbook for visionaries, game changers, and challengers. Hoboken, NJ: Wiley.

5.5.5 Lessons Learned from European Pilot Projects – Recommendations on Market Access Requirements for Electricity Consumers

Julia SCHMIDMAYER¹, Wolfgang PRÜGGLER², Matthias STIFTER¹

Motivation

System flexibility is needed to utilize and efficiently integrate high shares of renewable energy technologies. In order to achieve this, electricity market design have to be revisited and re-designed with new market players.

This paper deals with the question of which kind of market access requirements need to be provided to electricity consumers in order to attract them accessing the energy market. It focuses on residential consumers (households) and analyses pilot projects applying the concept of load aggregation.

Methodology

'Good practice' examples of Demand Response (DR) operator models on their way to commercialization are identified in the pilot projects (e.g. pooling, aggregators, virtual power plants) and their applicability to the Austrian situation are discussed.

Pilot projects and interviews

From screening of reports and public deliverables together with experts interviews recommendations are drawn (Figure 1). Among various other projects, the following pilot projects have been selected and studied in more detail:

- The Dutch demonstration project Power Matching City
- The FP7 R&D ADDRESS with pilot sites in France and Spain
- The German E-Energy project RegModHarz
- The German E-Energy project E-DeMa

Analytical framework

An analytical framework is developed which assesses pilot projects along a set of indicators grouped in four categories:

- Participation and acceptance of consumers (e.g. user activation, access to information, data security & privacy)
- Institutional and regulatory framework (e.g. definition of roles and responsibilities of market players, formalisation of interactions between different parties)
- Economic and financial aspects (e.g. business models, profitability)
- Technical aspects (e.g. data communication standards, enabling technologies, interoperability)

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, {julia.schmidmayer|matthias.stifter}@ait.ac.at

² Technische Universität Wien, EEG, Gußhausstrasse 25-29/370-3, 1040 Wien, prueggler@eeg.tuwien.ac.at

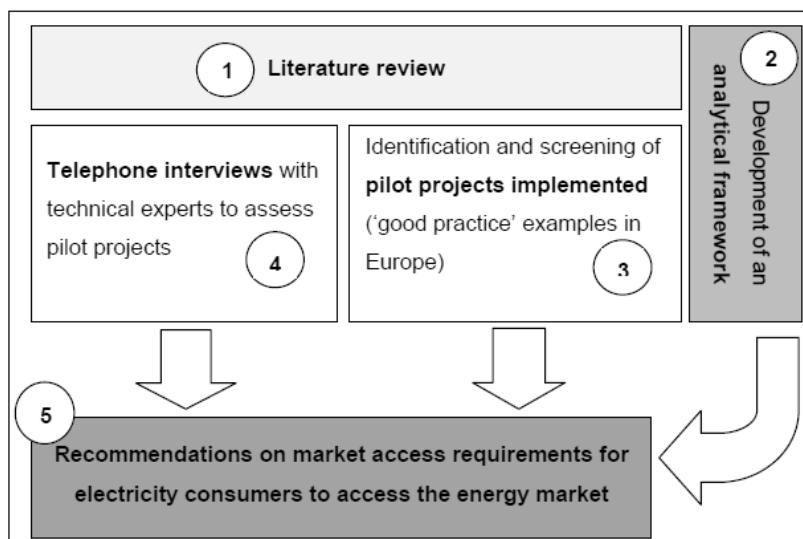


Figure 1: Methodological approach.

Recommendations

The following recommendations are drawn from the analysis and are presented in the work:

- Community creation supports user activation as the sense of belonging to a community influences the engagement and participation
- Variable tariff models need to offer an added value for an acceptable price to attract consumers
- Based on the visualised electricity consumption data consumers can be incentivised with premiums and other rewards to participate in DR programs
- Data protection, privacy & security aspects need to be considered when ICT infrastructures and systems are designed and participation agreements with consumers concluded
- The institutional and regulatory transformation of the energy market requires the introduction of new market players that develop services attractive for consumers
- Detailed cost-benefit-analyses are crucial for defining the added value of business models; financial advantages for consumers are quite low. Thus, aggregators respectively companies, who offer aggregation services, need to concentrate on key messages on a broader level in order to attract consumers
- Standardisation and interoperability of technologies proved to be a basic condition for interaction of technical appliances and enabling technologies

Conclusions

In the pilot projects DSM operator models were developed supported by different software solutions connected to hardware devices following the concept of a virtual power plant (VPP). In Austria a few VPP operators are currently active but which only commercialise flexibilities of industrial and commercial companies. The sector of residential consumers is still untapped. Although Austria has advanced its regulatory conditions the economic analyses in the pilot projects have proved that load aggregation in the residential sector does not offer a viable business model. Economic advantages for residential consumers are limited as well. Thus, other aspects as saving money or financial rewards need to attract or convince users to participate in DR programs.

Nevertheless, it can be expected that the market for DR in the residential sector will develop in the upcoming years (under the condition that technical requirements as a smart meter roll-out has been carried out and the interoperability of home energy management systems improved).

5.5.6 Modellierung der Eigenversorgung mit Elektrizität für verschiedene Akteure

Philipp OEHLER¹, Holger HÖFLING¹, Anna-Lena KLINGLER¹

Inhalt

In der wissenschaftlichen und politischen Diskussion gewinnt das Thema Eigenversorgung zunehmend an Bedeutung.

Projektdefinition der Eigenversorgung: Konzept, bei dem mindestens ein Teil des erzeugten Stroms nicht physisch in ein Netz für die allg. Versorgung eingespeist wird, sondern ohne dessen Nutzung verbraucht wird. Ausgehend von einem expliziten Förderregime spielt die Eigenversorgung, mit ihren impliziten Förderelementen, für den Ausbau der Erneuerbaren Energien eine immer größere Rolle.

Neben den Veränderungen der gesetzlichen Regelungen sind auch Veränderungen der ökonomischen Rahmenbedingungen ursächlich für diese Entwicklung. Die zentralen Treiber sind dabei die Kostendegression von Photovoltaiksystemen und Batteriespeichern, steigende Abgaben auf den Strombezug über das Netz, und sinkende Fördersätze. Die veränderten Rahmenbedingungen führen für manche Akteure zu betriebswirtschaftlichen Anreizen, einen Teil ihres Strombedarfs nicht mehr über das Netz für die allgemeine Versorgung, sondern über Eigenerzeugungsanlagen zu decken. Dieser, sich aus dem einzelwirtschaftlichen Kalkül ergebende Systemzustand, wird in der Literatur häufig unter dem Stichwort „grid parity“ diskutiert.

Der öffentliche Diskurs zum Thema Eigenversorgung ist häufig geprägt von der Vorstellung der Akteure, einen wertvollen (ökologischen) Beitrag zu leisten, dabei ist die tatsächliche Wirkung der Eigenversorgung umstritten und keineswegs eindeutig. Es mangelt jedoch bisher an tiefergehenden wissenschaftlichen Untersuchungen zu den vielfältigen Wirkungen der Eigenversorgung, damit der zukünftige Diskurs auf fundierte Erkenntnisse gestützt werden kann

Von Interesse sind hierbei weniger technische Fragen zu Eigenversorgungssystemen aus Akteurssicht, sondern vielmehr die mögliche Entwicklung und die Wirkungen der Eigenversorgung aus Systemsicht. Hier stehen vor allem die ökonomischen Auswirkungen und die Verteilungswirkungen im Mittelpunkt.

Ein elementarer Baustein zur Untersuchung der Systemwirkungen der Eigenversorgung ist die Berechnung von möglichen Szenarien unter den aktuellen ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen. Das hierzu entwickelte Modell führt diese Berechnung in zwei Stufen aus:

Zunächst soll für jeden Akteur aus einer Auswahl von verschiedenen Versorgungstechnologien das im Hinblick auf die Gesamtkosten günstigste Portfolio bestimmt werden, mit dem die Versorgung gewährleistet werden kann. Hierzu wird die Strom- und Wärmebilanz eines Akteurs stündlich aufgestellt und für ein Jahr optimiert. Das mögliche Portfolio umfasst sowohl konventionelle Versorgungsmöglichkeiten wie Netzbezug und Brennwertkessel als auch Eigenerzeugungstechnologien wie Photovoltaik- oder KWK-Anlagen. Für Last- und PV-Profile werden sowohl gemittelte als auch echte Daten verwendet. Auch Lastprofile unter Zunahme des Ladens von Elektrofahrzeugen werden berücksichtigt. Im Haushaltsbereich werden Ein- und Mehrfamilienhäuser mit unterschiedlich vielen Wohneinheiten betrachtet. Im GHD-Bereich werden verschiedenste Akteure aufgelöst, darunter z.B. büroähnliche Betriebe, Schulen oder Herstellungsbetriebe.

Durch das Variieren einzelner Parameter wird das Modell auf Sensitivitäten hin untersucht. So soll erörtert werden, auf welche Einflüsse sich das Portfolio verändert und was mögliche Treiber hin zur Eigenversorgung sind. Als kritische Größen sollen hier unter anderem Technologiepreise, Börsenstrompreise oder Vergütungen betrachtet und variiert werden.

¹ Fraunhofer ISI, Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe, www.isi.fraunhofer.de, Tel.: +49 721 6809 654, philipp.oehler@isi.fraunhofer.de

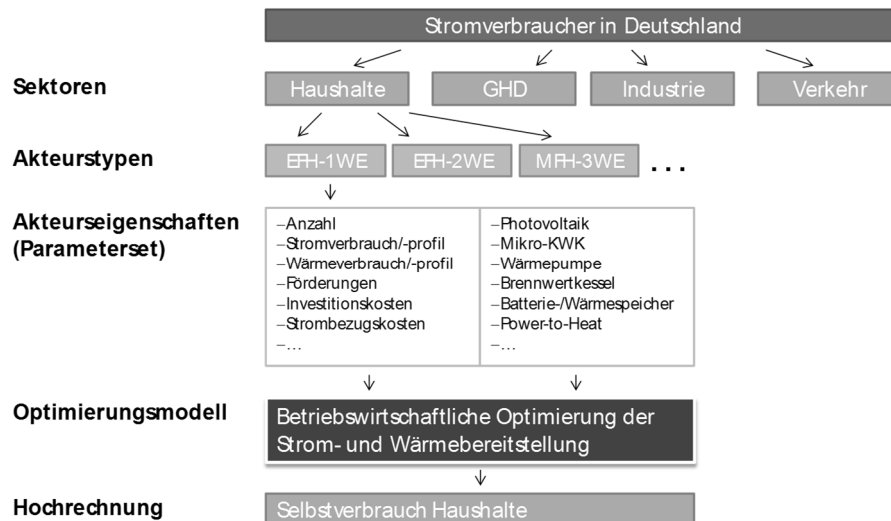


Abbildung 1: Bottom-up-Ansatz zur Berechnung der Wirkungen und Sensitivitäten (Stufe 1).

In einer zweiten Stufe werden die Resultate der einzelnen Akteure hochgerechnet, um die Systemwirkungen zu betrachten. Diese hochskalierten Ergebnisse sollen als Grundlage für weitere Analysen und somit als Input für andere Modelle und Berechnungen dienen. Im Fokus stehen hier beispielsweise die Untersuchung möglicher Rückkopplungen mit der EEG-Umlage, Einflüsse auf die Netze, oder ökonomische Auswirkungen auf das Stromsystem.

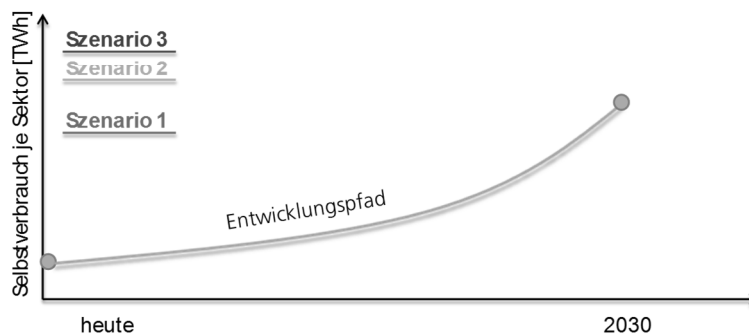
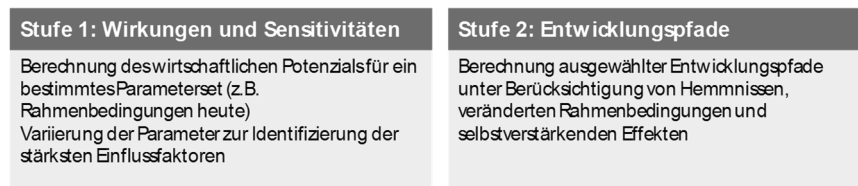


Abbildung 2: Zweistufiges Modellierungskonzept.

5.6 STROMMÄRKTE (SESSION D6)

5.6.1 Market Integration of European Electricity Markets? – Evidence from Spot Prices

Klaus GUGLER¹, Adhurim HAXHIMUSA¹, Mario LIEBENSTEINER¹

Introduction

One of the major targets of the EU is to promote the integration of initially autarkic national electricity markets to increase competition, induce competitive prices, enhance efficiency, achieve higher standards of service, and secure supply and sustainability (Directive 2009/72/EC; European Commission, 2014). In order to connect electricity markets, efforts by the EU to introduce market coupling (i.e. simultaneous auctioning of power and capacity), remove transmission bottlenecks and to foster invest in interconnector capacity are crucial.

On theoretical grounds we argue that electricity trade is welfare enhancing compared to autarkic supply, since it promotes allocative efficiency. Eventually, we provide reasoning that price convergence (law of one single price) from market integration represents a normative benchmark for policy from a social welfare perspective, yet it may be politically cumbersome to realize, because the transition brings about winners and losers. Electricity trade causes the initially low-price market A to export to the initially high-price market B, so that the price in market A rises, while the price in market B declines. While consumers in market A lose some of their rent, producers gain some rent. In market B, consumers win and producers lose. Besides these rent redistributions, we face a rise in welfare in both markets.

The paper is relevant because it bears some important features compared to the existing literature. First, we are able to empirically address interconnection congestion (and its direction) at the hourly level. Second, we contend that for day-ahead spot markets each hour of the day represents its own relevant market (rather than the whole 24 hours of a day). Third, we put price convergence to empirical scrutiny that goes beyond econometric modelling of other studies not only in its scope but also in its application (see below).

Methodology & Data

Against this background, we empirically investigate the current state of integration among European electricity markets in a two-step analysis. First, we focus on the long-run cointegrating price relation of both adjacent and indirect (no common border) market pairs: $P_{A,t} = \alpha + \beta P_{B,t} + Z_t$. If the two price series are integrated of order one ($P_{A,t}$ & $P_{B,t} \sim I(1)$), they have a long-run equilibrium relation (β) between $P_{A,t}$ and $P_{B,t}$ so that a shock ($Z \sim I(0)$) cannot cause these two series to move away from each other for long. In a second step, we apply an error correction model (ECM) to evaluate the *efficiency* of markets: $\Delta P_{A,t} = \gamma + \delta \Delta P_{A,t-24} + \eta \hat{Z}_{t-24} + \theta' X + \varepsilon_t$, where $\Delta P_t = P_t - P_{t-24}$. The coefficient of the error correction term (ECT) η shows by how much a shock to the system is absorbed within 24 hours. In other words, the faster spot prices adjust back to their long-run cointegrating relation, the higher the efficiency from market integration. The vector X includes control variables that may influence demand and/or supply. Although the model is specified in first differences, all coefficients can be interpreted as changes in levels.

In contrast to the existing literature, we stress that the general applications of an error correction model as in other literature (e.g.) is inadequate for electricity prices at the hourly level because during times of unconstrained trade flows (given unconstrained interconnection capacity and market coupling) the law of one price holds and shocks to the system are absorbed instantaneously ($ECT = -\infty$). Hence we estimate the ECM both for daily averages of peak and off-peak periods (1am-7am & 7pm-24pm) and for periods of congestion spells (i.e. consecutive daily hours of congested interconnection). While the first allows for inference about the *average daily* efficiency of market integration, the latter enables us to infer about the *efficiency of market integration at given hours during periods of congestion*.

¹ Vienna University of Economics and Business, Department of Economics, {klaus.gugler|adhurim.haxhimusa|mario.liebensteiner}@wu.ac.at

For this analysis, we employ novel data on hourly day-ahead spot prices from 25 markets for the period 01.01.2010-30.06.2015 and combine these with a rich set of control variables, such as hourly interconnection congestion (and its direction), market coupling, daily input prices of gas and oil, hourly forecasts of wind and solar production (for selected markets) and seasonal fixed effects (days of week, months, years, national holidays).

Preliminary and Expected Results

Preliminary results show that on average, 49 out of 76 adjacent market pairs have a cointegrating relation of greater than 80%, which we interpret as an already high degree of integration. Yet there are still a few (15) adjacent market pairs with $\beta \leq 0.60$. Indirect market pairs exhibit lower degrees of integration on average, but their cointegrating relationships have been increasing rapidly over time. This is an indication for increasing international integration of European markets.

Moreover, the ECM shows that while some market pairs (mainly in central Europe) are able to deal very efficiently with shocks during congested hours, there are many market pairs which cannot deal with shocks as efficiently. Results vary strongly by the respective hour of the day. On average, market efficiency is lowest when interconnection congestion is especially pronounced. What is more, for some markets (e.g. Germany) congestion (to France) would cause a fall in prices. In such countries, consumers lose from market integration. This may explain political obstacles for investments in interconnection capacity or the implementation of market coupling.

5.6.2 Analyse der Einflussfaktoren des schweizerischen Strompreises

Joris DEHLER¹, Florian ZIMMERMANN¹, Dogan KELES¹,
Wolf FICHTNER¹

Inhalt

Im Zuge der europäischen Integration entwickeln sich auch die nationalen Elektrizitätsmärkte hin zu einem gemeinsamen Binnenmarkt. Durch verschiedene Mechanismen wie implizite oder explizite Auktionen der grenzüberschreitenden Stromtransportkapazitäten wird der grenzüberschreitende Austausch von Strom geregelt und vermarktet. Ein weiterer Trend unter Eindruck der Forschungsergebnisse zum menschengemachten Klimawandel ist die Umstellung der Stromproduktion auf Erneuerbare Energien (EE) in der Europäischen Union. Die Binnenmarktentwicklung und die Integration volatiler EE führen zu Wechselwirkungen zwischen den Großhandelsstrompreisen an den Börsen der verschiedenen Länder und zwischen den Elektrizitätssystemen. Teilweise können Wechselwirkungen erwünscht sein: zum Beispiel kann der europäische Binnenmarkt teilweisen Ausgleich der Einspeisung von Strom aus fluktuierenden Quellen über große geographische Zusammenhänge leisten. Auf der anderen Seite können Effekte auftreten, die in dieser Form nicht gewünscht sind und weiterer Regulierung bedürfen. Eine Auswirkung der Förderung der EE firmiert unter dem Titel des „Merit-order Effekts“. Dabei senkt die Einspeisung von EE mit sehr niedrigen Grenzkosten den Börsenpreis, was die langfristige Finanzierung von Stromproduktion aus anderen Quellen infrage stellt, die für eine sichere Stromversorgung notwendig sind. In Kombination mit der Kopplung der europäischen Strommärkte besteht die Gefahr, dass sich dieser Effekt über Nationalstaatsgrenzen hinweg vererbt und unerwünschte Probleme in Nachbarländern verursacht.

Die besondere geographische Situation der Schweiz begründet den Fokus dieser Arbeit. Durch die zentrale Lage in Europa und die starke Produktion von Windstrom in Deutschland fungiert die Schweiz als eine Art Transitland für Strom auf dem Weg nach Italien. Der niedrige Preis in Deutschland hat auch einen Einfluss auf den Schweizer Strompreis. Es wird befürchtet, dass die Wasserkraft in der Schweiz an Wettbewerbsfähigkeit verliert.

Vor diesem Hintergrund erscheint es dringlich, die Einflussfaktoren des Schweizer Strompreises einer differenzierten Analyse zu unterziehen. Um die Einflussfaktoren genau zu analysieren, werden Regressionsmethoden und Clusterverfahren oder Korrelationsanalysen angewendet, die alle relevanten Parameter in Betracht ziehen. Unter anderem sind Witterungsverhältnisse und Zuflüsse der Schweizer Flüsse auf Grund der Zusammenstellung der Stromproduktion zu berücksichtigen. Um aus den Wasserabflussmengen Indikatoren für den Einfluss auf die Strompreise abzuleiten, werden Methoden wie die Hauptkomponentenanalyse angewendet. Besonderer Wert wird auf die Wechselwirkungen mit den benachbarten Strommärkten gelegt. Sowohl die Interaktion mit den Preisen der italienischen Strombörse als auch den Elektrizitätspreisen aus Deutschland werden detailliert untersucht. Dabei spielt die Einspeisung der EE in Deutschland eine wichtige Rolle für die Schweiz. Zusätzlich werden auch in Italien die Haupteinflüsse des Strompreises analysiert, so dass der Effekt des Schweizer Marktes auf den (nord-)italienischen Strompreis quantifiziert werden kann. So kann der Strom auf seinem Weg von Norddeutschland nach Italien anhand seiner Markteffekte „verfolgt“ werden.

Die erwarteten Ergebnisse beinhalten eine Zunahme der Preiseffekte und der Auswirkungen der übertragenen Leistungen aus den Anrainerstaaten der Schweiz. Insbesondere wird die Hypothese untersucht, dass die Produktion von Strom aus EE in Deutschland einen starken Effekt auf die Schweizer Preise hat. Weitere Analysen quantifizieren saisonale Effekte und die Abhängigkeit der Schweizer Stromwirtschaft vom Wetter in Form von Niederschlägen und den damit verbundenen Abflussmengen der Flüsse. Langfristig können unter Zuhilfenahme dieser und ähnlicher Untersuchungen Maßnahmen zur Unterstützung oder Förderung der Wasserkraft und zum Strommarktdesign besser abgestimmt werden.

¹ Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl Energiewirtschaft, Hertzstraße 16, 76187 Karlsruhe, Tel.: +49 721 608-44579, Fax +49 721 608-44682, dehler@kit.edu, iip.kit.edu

5.6.3 Neue Transparenz im Strommarkt

Lothar RAUSCH¹

Transparenzdaten der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E)

Mit der Umsetzung der EU-Richtlinie 543/2011 liegen seit Januar 2015 für alle europäischen Länder einheitliche Transparenzdaten zur Verfügung. Die Daten sind auf der Homepage transparency.entsoe.eu für jedermann zugänglich.

Probleme beim Download und hoher Aufwand bei der Verarbeitung haben bisher viele Interessenten davon abgehalten die Daten systematisch auszuwerten. Die von uns gewählte Herangehensweise bei der Verarbeitung der Daten wurde im ersten Workshop der ‚Open Power System Data‘ - Initiative erläutert.

Mit dem hier vorgelegten Erfahrungsbericht für das Jahr 2015 werden beispielhaft durchgeführte Auswertungen vorgestellt.

- Total Load aktuell und Vorhersage
- Erzeugung und Verbrauch für jede Produktionsart (Brennstoff)
- Erzeugung anlagenscharf
- Erzeugung und Prognose Erneuerbare
- Day-Ahead Strompreise

Bei der Auswertung der anlagenscharfen Erzeugung zeigt sich, dass die konventionellen Kraftwerke durch den Verfall der Börsenpreise immer stärker in Bedrängnis geraten. Die Zahl der Stunden, bei denen Kraftwerke trotz niedriger Strompreise wegen hoher Mindestlast weiter betrieben werden müssen, steigen weiter an. Es wird nachgewiesen, dass insbesondere Betreibern, die keine Maßnahmen zur Senkung der Mindestlast durchführen, hohe Defizite drohen.

Erstmals wurde der stündliche Einsatz der erneuerbaren Energieträger europaweit ausgewertet. Die realisierten Einspeiseprofile aus südlichen Ländern zeigen deren rasche Aufholjagd. Ein ähnlicher Preisverfall der Börsenstrompreise wie in der Bieterzone DA-AT-LU ist zu erwarten.

Andere Transparenzdaten

Neben der eher technischen Transparenz gibt es auch eine EU-Richtlinie zur Marktintegrität u. -transparenz (EU-Richtlinie 1348/2014 REMIT). Hier wird es in Zukunft weitere Möglichkeiten geben, die Situation aller Marktteilnehmer zu beleuchten.

In Deutschland gibt es mit der Stromnetzzugangsverordnung eine eigene Transparenzvorschrift für Verteilnetzbetreiber. Auch diese sind verpflichtet Lastdaten auf ihren Internetauftritten zu veröffentlichen. Eine konsolidierte Auswertung dieser Daten ist bisher nicht erfolgt.

Zu erwartende Neuerungen bei der ENTSO-E

Der Autor ist Core-Mitglied der ENTSO-E Transparency User Group und stellt die für 2016 zu erwartenden Verbesserungen beim Datendownload auf der ENTSOE-Transparenzseite vor.

¹ Öko-Institut e.V., Schicklerstraße 5-7, 10179 Berlin, Tel. +49 30 405085-148, Fax +49 30 405085-388, l.rausch@oeko.de

5.6.4 Analyse der zukünftigen Entwicklung von negativen Preisen am Strommarkt

Michael HÄNDEL¹

Inhalt

Für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist mit einem weiteren Ausbau an Erneuerbaren Energien (EE) zu rechnen. Bedingt durch diesen Ausbau kommt es jedoch zunehmend zu Situationen eines hohen Angebotes an EE am Strommarkt, welches in Abhängigkeit der Marktregeln zu negativen Marktpreisen führen kann. Die Hauptursache für das Auftreten von negativen Preisen ist dabei dem Verhalten von Anlagenbetreibern zuzuschreiben, falls diese es für ökonomisch vorteilhafter halten negative Strompreise in Kauf zu nehmen, um anderweitige Mehrkosten wie beispielsweise Anfahrkosten bei konventionellen Anlagen zu vermeiden oder den Förderanspruch von EE-Anlagen aufrecht zu erhalten.

Im Zusammenhang mit der Einführung des §24 EEG in Deutschland gewinnen Erkenntnisse über die zukünftige Entwicklung negativer Preise bei Investitionsentscheidungen zunehmend an Bedeutung. Denn der §24 EEG ändert für viele zukünftige Neuanlagen die Erlöspotentiale, die durch die EEG-Förderung in Abhängigkeit vom Auftreten von negativen Marktpreisen erzielt werden können; so entfällt für §24 EEG betroffene Anlagen die Marktprämie für einen Stundenblock mit negativen Preise falls dieser länger ist als 5 Stunden. Entscheidungshilfen zur Abschätzung der Auswirkungen dieser Änderung der EEG-Förderung sind daher erforderlich.

In diesem Beitrag wird eine Entscheidungshilfe vorgestellt, die es ermöglicht, die zukünftige Entwicklung des Auftretens negativer Preise und ihrer Auswirkungen auf den §24 EEG zu untersuchen. Dazu wird eine Methodik entwickelt, die die zukünftige Entwicklung negativer Preise abbilden und näher untersuchen kann. Die Auswahl und Beschränkung auf wenige wichtige Parameter sorgt dafür, dass die Komplexität beherrschbar bleibt, aber zugleich eine realistische Abbildung der zukünftigen Entwicklung ermöglicht wird. Neben der Vorstellung der Methodik werden auch Ergebnisse einer Analyse mittels dieser Methodik zur zukünftigen Entwicklung negativer Preise bis 2035 vorgestellt.

Methodik

Zur Abschätzung der Entwicklung von negativen Preisen am Strommarkt werden Szenarien einer möglichen Entwicklung mittels einer Residuallastanalyse untersucht. Bei der Residuallastanalyse werden jährliche Profile in stündlicher Auflösung für die Stromerzeugung denjenigen für die Stromnachfrage gegenübergestellt und somit Stromüberschussstunden bestimmt. Das Auftreten von Überschussstrommengen wird dabei als Indikator für das Auftreten von negativen Preisen interpretiert. Der Überschuss bestimmt damit auch die erforderliche abzuregelnde Energiemenge, um negative Preise zu verhindern.

Als Eingangsdaten der Residuallastanalyse werden historische Zeitreihen der letzten Jahre für die Last, und die fluktuierender Erzeuger wie Wind-Onshore, Wind-Offshore und PV verwendet. Mittels einer linearen Skalierung auf die zukünftigen installierten Leistungen bzw. Nachfrage werden die zukünftige jährlichen EE-Einspeise- und Nachfrageprofile bestimmt. Durch die Verwendung mehrerer Wetterjahre bei der Analyse kann eine realistische Bandbreite für das Auftreten negativer Preise bestimmt werden. Um auch den zukünftigen Anlagenbestand und eine damit verbundenen Änderung der Einspeisecharakteristik zu berücksichtigen, wird zusätzlich zu den historischen Wetterjahren ein auf den zukünftigen Anlagenbestand moduliertes Einspeiseprofil in die Analysen miteingeschlossen.

Neben dem auf der installierten Leistung basierendem Stromangebot und der allgemeinen Stromnachfrage spielt bei der Preisbildung auch die mögliche Flexibilität des Energiesystems eine entscheidende Rolle.

¹ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48 76139 Karlsruhe, Tel.: +49 721 6809-676, michael.haendel@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de

Um diese abzubilden wird als Parameter ein sogenannter Inflexibilitätssockel verwendet, der für die Menge an Erzeugung steht, die nicht auf einen negativen Marktpreis in der Höhe bis zur negativen Marktprämie reagiert. Der Inflexibilitätssockel fasst dabei mehrere Einflussfaktoren zusammen; so beinhaltet der Inflexibilitätssockel sowohl den Must-Run-Sockel zur Bereitstellung erforderlicher Systemdienstleistungen, die Import- und Exportkapazitäten über die Landesgrenzen hinweg als auch den potentiellen Beitrag von Flexibilitätsoptionen und neuen Verbrauchern zur Systemstabilisierung. Für eine realistische Festlegung des Inflexibilitätssockels wird eine Kalibrierung mittels historischer Daten vorgenommen, sowie Sensitivitäten bei der Analyse berücksichtigt.

Um detailliertere Untersuchungen wie Fragestellungen zum §24 EEG besser beantworten zu können, verfügt die Residuallastanalyse zudem über eine Möglichkeit stufenweise Energiemengen der Nachfrage gegenüber zu stellen. Dazu werden jeder Stufe einzelne Mengen an installierten Leistungen zugeordnet, um entsprechend für jede Stufe passende EE-Einspeiseprofile zu erzeugen. Diese Aufteilung erlaubt es dann eine Abregelungsreihenfolgen zwischen den unterschiedlichen EE-Erzeugern festzulegen als auch Anlagenportfolios verschiedenen Alters zu berücksichtigen.

Ergebnisse

Die Analyse der zukünftigen Entwicklung von negativen Preisen greift auf ein Szenario zurück, dass die Ziele der deutschen Energiewende berücksichtigt. Die Entwicklung des EE-Ausbaus basiert dabei bis 2025 auf dem EEG-Ausbaukorridor und dem Netzentwicklungsplan und bis 2035 auf dem EEG-Ziel einen EE-Anteil von 55-60% an der Bruttostromerzeugung zu haben.

Historisch betrachtet traten in den letzten Jahren nur vereinzelt Stundenkontrakte mit negativen Preisen auf, die zudem überwiegend in Verbindung mit einer hohen Windeinspeisung standen. Für die zukünftige Entwicklung zeigt die Residuallastanalyse jedoch, dass insbesondere bis 2025 mit einem Anstieg an Stunden mit negativen Marktpreisen bedingt durch den weiteren EE-Ausbau zu rechnen ist (Abbildung 1). Dabei ist das Auftreten von Stromüberschuss in der Zukunft vorwiegend geprägt durch das gleichzeitige Auftreten einer hohen Wind- als auch PV-Einspeisung. Für 2035 bedeutet dies beispielsweise, dass ungefähr 5 TWh (3 GW Inflexibilitätssockel) abgeriegelt werden muss, um negative Preise zu verhindern. Die gesamte Analyse zeigt jedoch deutlich, dass die zukünftige Entwicklung stark abhängig vom Wetterjahr und der zukünftigen Anpassungsfähigkeit des Systems ist.

Die Analyse zeigt auch, dass sich die Entwicklung der Anzahl an §24 EEG-relevanter Stunden weitestgehend analog zur Entwicklung der Gesamtanzahl an negativen Stundenkontrakten verhält. Basierend auf der jährlich abzuregelnden Energiemenge steigt der Erlösausfall mit der Zeit leicht an und beträgt im Jahr 2035 durchschnittlich ungefähr 3%. Unter ungünstigen Rahmenbedingungen kann dieser Wert jedoch auch auf 9% ansteigen und zu einem größeren Erlösausfall führen.

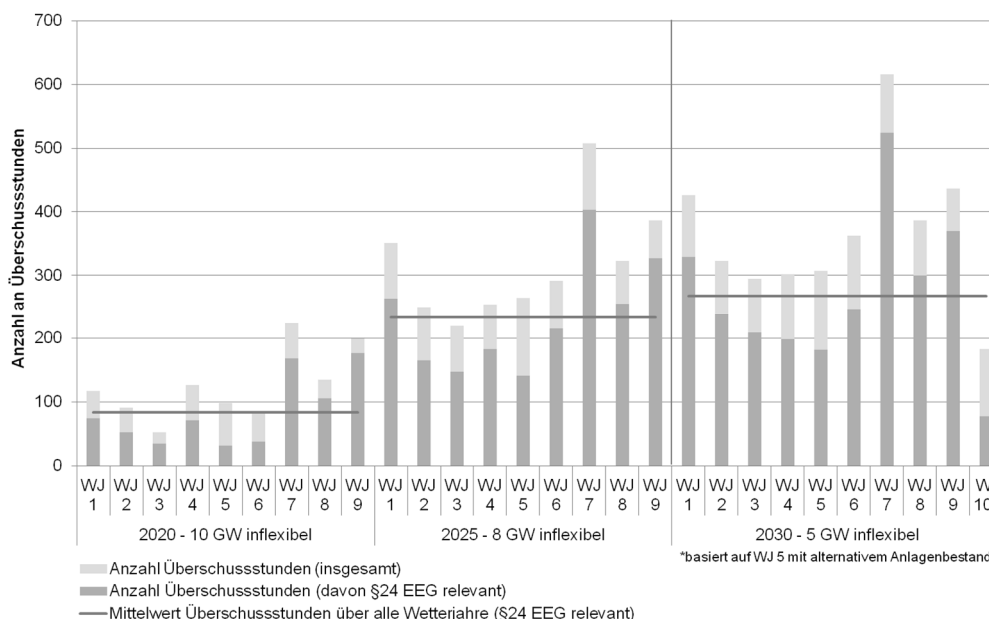


Abbildung 1: Mögliche Entwicklung der Anzahl an Stunden mit negativen Preisen.

5.6.5 Hypothetische Zahlungsbereitschaft für grünen Strom – Bekundete Präferenzen privater Haushalte für das Jahr 2013

Mark A. ANDOR¹, Manuel FRONDEL^{1,2}, Colin VANCE³

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Überschätzung der Zahlungsbereitschaft in rein hypothetischen Entscheidungssituationen ist ein in der Literatur wohlbekanntes Phänomen und firmiert unter dem Begriff Hypothetical Bias. Zur Eliminierung dieser Verzerrung wurden verschiedene Methoden vorgeschlagen, unter anderem der sogenannte Cheap-Talk-Ansatz und das Consequential-Skript. Auf Basis einer Erhebung unter mehr als 6.500 deutschen Haushalten aus dem Jahr 2013 untersucht dieser Beitrag die Effekte solcher Korrekturen anhand der bekundeten Präferenzen privater Haushalte für reinen Grünstrom.

Methodische Vorgangsweise

Zur Eliminierung des Hypothetical Bias wurden verschiedene Methoden vorgeschlagen, unter anderem das Consequential-Skript und das Cheap-Talk-Protokoll. Diese beiden Ex-Ante-Korrekturen haben gemein, dass den Befragten unmittelbar vor der Erfragung der Zahlungsbereitschaft ein Text präsentiert wird, der diese zum Nachdenken über die Implikationen ihrer Antworten anregen soll. Beim Consequential-Skript etwa wird den Probanden mitgeteilt, dass ihre Antworten echte Konsequenzen haben können [1]. Der von Cummings und Taylor (1999) eingeführte Cheap-Talk-Ansatz besteht aus einem Text, der eine ausführliche Darstellung des Hypothetical Bias und seiner Ursachen enthält. Die Befragten werden sodann gebeten, dies bei der Angabe ihrer Zahlungsbereitschaften zu berücksichtigen [2].

Als ein weiteres Korrektiv wurde von Johannesson et al. (1998) der sogenannte Sicherheits-Ansatz vorgeschlagen [3]. Bei diesem Ex-Post-Korrektiv werden Angaben zur hypothetischen Zahlungsbereitschaft in zwei Klassen eingeteilt, je nachdem, ob sich die Antwortenden in einer Folgefrage als ganz sicher oder lediglich als eher sicher bezüglich ihrer Zahlungsbereitschaft zeigen. Blumenschein et al. (1998) benutzen in ihrer Analyse allein die Angaben der sich ganz sicheren Befragten und schlussfolgern, dass dieses Korrektiv den Hypothetical Bias sowohl in Labor- als auch in Feldexperimenten effektiv beseitigt hat [4].

In unserer Studie wurden die Haushaltsvorstände des Haushaltspanels des Marktforschungsinstituts forsa nach ihrer Zahlungsbereitschaft für fünf verschiedene Strommixe befragt. Diese wurden per Zufallsgenerator aus einer Gesamtheit von 14 Strommischen ausgewählt, bei denen der Strom auf 14 verschiedene Weisen erzeugt wird, unter anderem ausschließlich mit Hilfe von erneuerbaren Energietechnologien. Es wurde ein experimentelles Design benutzt, bei dem die Haushalte in zufälliger Weise in drei gleich große Gruppen aufgeteilt wurden (Tabelle 1): (1) In eine Gruppe von Haushalten, die vor der Bekundung ihrer Zahlungsbereitschaft das Cheap-Talk-Skript zu lesen bekamen, (2) eine Gruppe von Haushalten, denen das Consequential-Skript vorgelegt wurde und (3) eine Kontrollgruppe, die durch keines der beiden Skripte beeinflusst wurde.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Nicht ganz unerwartet fiel die Zahlungsbereitschaft für reinen Atomstrom am geringsten aus. Gäbe es Stromangebote, die allein auf Atomstrom basieren würden, müssten sie im Mittel um 40 % günstiger sein als Vergleichsangebote auf Basis von 100 % fossilen Energieträgern, um von der Hälfte der Befragten akzeptiert zu werden. Strommixe mit großen Anteilen an grünem Strom genießen hingegen große Wertschätzung. So ergab sich die höchste Zahlungsbereitschaft für Strom, der ausschließlich mittels erneuerbaren Energietechnologien erzeugt wird. Im Vergleich zu Strom, der zu 100 % auf Basis fossiler Brennstoffe hergestellt wird, lag die Zahlungsbereitschaft der befragten Haushaltsvorstände für reinen Grünstrom im Mittel um 10 % (Median) bzw. 12,6 % (arithmetisches Mittel) höher.

¹ Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Hohenzollernstraße 1-3, 45128 Essen, Tel.: +49 201 81 49-0, Fax: +49 201 81 49-200, rwi@rwi-essen.de

² {1} & Ruhr-Universität Bochum, Universitätsstraße 150, 44801 Bochum

³ {2} & Jacobs-Universität Bremen, Campus Ring 1, 28759 Bremen

	Sicherheit über WTP		Summe	Anteile
	Definitiv sicher: S=1	Eher sicher: S=0		
Gruppe 1 (Kontrollgruppe)	990	1.185	2.175	33,35 %
Gruppe 2 (<i>cheap talk</i> =1)	1.180	997	2.177	33,38 %
Gruppe 3 (<i>consequential</i> =1)	1.074	1.096	2.170	33,27 %
Insgesamt	3.244	3.278	6.522	100,00 %
Anteile	49,74 %	50,26 %	100,00 %	

Tabelle 1: Experimentelles Design.

Auf Grundlage unserer ökonometrischen Analyse schlussfolgern wir, dass allein Cheap Talk die hypothetischen Angaben zu den Zahlungsbereitschaften für grünen Strom in statistisch signifikanter Weise senkt, jedoch nur bei jenen Befragten, die sich hinsichtlich ihrer Angaben zur Zahlungsbereitschaft nicht ganz sicher sind (Tabelle 2).

	WTP-Sicherheit		Tests über Differenzen t-Statistiken	WTP	Zahl an Beob.
	Ganz sicher: S=1	Eher sicher: S=0			
Gruppe 1 (Kontrollgruppe)	113,4	115,5	0,79	114,4	743
Gruppe 2 (<i>cheap talk</i> =1)	111,0	108,0	-1,09	109,7	681
Gruppe 3 (<i>consequential</i> =1)	116,3	110,3	-1,58	113,6	727
Insgesamt	113,6	111,5	-1,17	112,6	-
Zahl an Beobachtungen	1.176	975	-	-	2.151

Tabelle 2: Mittlere relative Zahlungsbereitschaften für reinen Grünstrom, wenn im Vergleich dazu Strom, der aus 100 % fossilen Energieträgern erzeugt wird, annahmegemäß 100 € kostet.

Darüber hinaus zeigen unsere Befragungsergebnisse einen starken Kontrast zwischen der Unterstützung für erneuerbare Energien und der Zahlungsbereitschaft für grünen Strom. So sprechen sich 85,1 % der Antwortenden für die Förderung erneuerbarer Energietechnologien aus, aber nur knapp die Hälfte der Antwortenden ist bereit, für grünen Strom zusätzliche Kosten in Kauf zu nehmen.

Diese 3.215 Haushaltsvorstände akzeptieren für den gegenwärtigen Anteil von rund 25 % Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch im Mittel einen Aufpreis von 13,5 Cent pro Kilowattstunde (kWh). Im Vergleich dazu liegt der Median der akzeptierten Mehrkosten dieser Gruppe deutlich niedriger, bei 6 Cent je kWh. Die 2016 geltende EEG-Umlage zur Förderung erneuerbarer Energien von 6,35 Cent pro kWh wird somit offenbar von der Mehrheit der Befragten nicht unterstützt.

Literatur

- [1] Bulte, E., Gerking, S., List, L. A., de Zeeuw, A. (2005) The Effect of Varying the Causes of Environmental Problems on Stated WTP Values: Evidence from a Field Study. *Journal of Environmental Economics and Management* 49(2), 330-342.
- [2] Cummings, R. G., Taylor, L. O. (1999) Unbiased Value Estimates for Environmental Goods: A Cheap Talk Design for the Contingent Valuation Method.
- [3] Johannesson, M., Liljas, B., Johansson, P-O. (1998) An Experimental Comparison of Dichotomous Choice Contingent Valuation Questions and Real Purchase Decisions. *Applied Economics* 30(5), 643-647.
- [4] Blumenschein, K., Johannesson, M., Blomquist, G. C., Liljas, B., O'Connor, R. M. (1998) Experimental Results on Expressed Certainty and Hypothetical Bias in Contingent Valuation. *Southern Economic Journal* 65(1), 169-177.

5.6.6 Preisstruktur für Erzeugungs-Volatilität und Flexibilität bei Erzeugung und Verbrauch

Heinz STIGLER¹, Udo BACHHIESL¹

Inhalt

Die Europäische Union ist strukturell primärenergieabhängig und tut gut daran, die Effizienz des Energieverbrauchs zu verbessern und die eigene Energieerzeugung zu erhöhen. Dies soll insbesondere durch Ausweitung des Anteils der Erneuerbaren Energien bewerkstelligt werden. Gleichzeitig wird dadurch ein wesentlicher Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasemissionen und damit für die Bewältigung des Klimaproblems geleistet.

Die Problematik der neuen Erneuerbaren Energien liegt vor allem in ihrer Volatilität. Diese wird durch die Art der Förderung der Erneuerbaren Energien mittels Einspeisetarifen noch verstärkt: So werden keine „Schwachwind“-Windräder errichtet, sondern vor allem „Starkwind“-Windräder. Dies wohl deshalb, da die Stromerzeugung bei hohen Windgeschwindigkeiten mit der 2. bis 3. Potenz ansteigt und es sich damit rentiert, gerade solche Windräder zu errichten.

Da elektrische Energie nicht direkt speicherbar ist, werden andere Formen der Speicherung gesucht wie Pumpspeicherung, Power-to-X usw. aber auch der Ausgleich über Flexibilisierung der übrigen Erzeugung und des Verbrauches selbst.

Generell gibt es viele Möglichkeiten, das Stromverbrauchssystem an unterschiedliche Stromerzeugungssituationen volatiler Erzeuger anzupassen, wie viele Beispiele aus der Vergangenheit zeigen: hier sei an die „note bleue“ der EdF, Rundsteuereinrichtungen usw. erinnert. Der Autor hat als Vorstand eines EVU mit vielen Industriekunden entsprechende Vereinbarungen zum beiderseitigen Nutzen geschlossen.

Grundsätzlich geht es bei einer Verbrauchs-Flexibilisierung nicht darum, dass die Kunden insgesamt weniger Strom verbrauchen, sondern dass sie ihren zeitlichen Stromverbrauch an die zeitlichen Gegebenheiten der volatilen Erzeugung anpassen.

Die Verlagerung einer bestimmten Energiemenge während einer bestimmten Zeitspanne entspricht also einer bestimmten Leistung, die zwischen zwei Zeitpunkten verschoben wird. Diese Leistung muss bei den Verbrauchern (aber auch bei Power-to-X-Techniken usw.) mit Geräten aufgenommen werden können, erfordert also entsprechende Investitionen wie z.B. Elektroheizpatronen in Gaskesseln für Warmwasserbereitung (statt Power-to-Gas).

Von besonderem Interesse sind natürlich stromintensive industrielle Prozesse, da hier konzentriert große Strommengen nicht nur aufgenommen, sondern zeitlich auch reduziert werden können. Dies bedingt aber eine Änderung der heutigen just-in-time-Produktion. Bei der just-in-time Produktionsweise werden sowohl die Eingangslager als auch die Ausgangslager möglichst reduziert, sodass die Produktionskosten insgesamt verringert werden. Eine Flexibilisierung braucht mehr Lager.

In Zeiten besonders hohen Stromanfalls der volatilen Erzeugung werden die Lager aufgefüllt; in Zeiten geringer Stromverfügbarkeit aus volatiler Erzeugung werden die Produktionsprozesse eben aus den vorhandenen Lagerbeständen bestritten.

Klarerweise ist für eine solche Produktionsweise die entsprechende Lagerhaltung mit den damit verbundenen Kosten erforderlich. Für die Aufnahme besonders hoher Strommengen ist die gesamte Produktionskapazität höher auszulegen, was ebenfalls mit Investitionskosten verbunden ist. Wie man hieraus einfach erkennt, ist eine Flexibilisierung regelmäßig mit Investitionskosten bei den Verbrauchern verbunden, die entsprechend abgegolten werden müssen. Die heutige Preisstruktur mit Energy-Only-Preisen ist hierfür wohl wenig geeignet und eine Leistungskomponente wäre wohl zielführender. Klarheit über die Voraussetzungen für eine Flexibilisierung des Verbrauchssystems können wohl nur Gespräche mit der Industrie bringen.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, 8010 Graz, Fax: +43 316 873-107900, Tel.: +43 316 873-7900, stigler@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

6 STREAM E: VERTEILNETZE

6.1 SMART/MICRO GRIDS UND VIRTUELLE KRAFTWERKE (SESSION E1)

6.1.1 Wie wirklich ist die Wirklichkeit – 2. Teil: Eine Bestandsaufnahme

Thomas Karl SCHUSTER¹

Einleitung

In den Ausführungen aus dem Jahr 2012 „Wie wirklich ist die Wirklichkeit – Wie schnell werden Smart Grids wirklich benötigt?“ [8] sind mittels eines technischen philosophischen Ansatzes mögliche Ausführungen von intelligenten Netzen diskutiert worden. Fortführend dieser Gedanken soll folgend eine Evaluierung des derzeitigen Standes von Smart Grids und Querverweise zu den vergangenen Vorgehensweisen von Netzstrukturen und Netzaufbau aufgezeigt werden.

Anforderungen – Die Veränderung

Noch vor einigen Jahren wurden die Netzanforderungen wie in Abbildung 1 als „derzeitige Netzanforderungen“ definiert. Jetzt werden diese wie in Abbildung 2 beschrieben. Die „damalige Zukunft“ hat die Branche sehr schnell eingeholt und nach schnellen effektiven, effizienten und wirtschaftlich günstigen Lösungen verlangt.



Abbildung 2: Vergangenen Anforderungen.

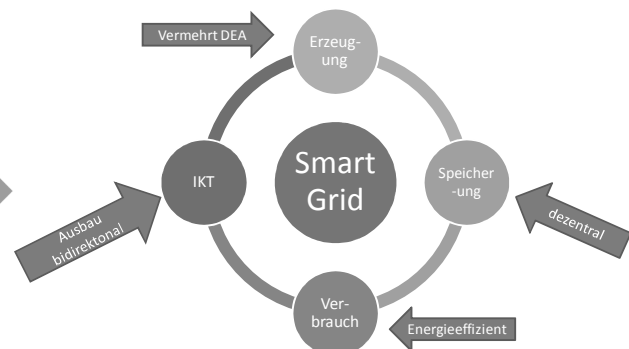


Abbildung 3: Derzeitigen Anforderungen.

Es stellen sich nun folgende Fragen, wie sich die Veränderung in diesem Tempo vollziehen konnte:

- Gibt es Änderungen bezüglich des Netzaufbaues und der Betriebsführung?
- Welche Anlagenteile sind am meisten betroffen?
- Sind die nächsten notwendigen Investitionen und dem hohen Kostendruck durchführbar?

Die in Abbildung 2 dargestellten Einflussfaktoren (blaue Pfeile) sind im Transport- als auch im Verteilernetz mehr oder weniger ausgeprägt. Da sich die Infrastruktur binnen kurzer Zeit nicht im erheblichen Maße verändern kann, sind die Systemgrenzen fast ganz ausgenutzt worden. Bei Überschreitung dieser, sind diverse Maßnahmen, wie Vorschreibung der Reduzierung der Einspeiseleistung oder eine Blindleistungsregelung, ergriffen worden. Am Netzaufbau an sich sind keine Änderungen erkennbar, abgesehen von Optimierungsvorgängen [1, 2, 7] die auch ohne die Veränderungen in der Energiesparte durchgeführt hätten werden müssen.

Durch die Inflation der Einspeiser im Netz ist die Koordination und Prognose der Energieeinspeisung sehr komplex [4]. Es existieren schon gute Prognosemodelle, jedoch sind Extremwetterzustände wie plötzlicher Starkwind oder gute Verhältnisse für PV-Einspeisung nicht ausreichend zu vorhersagen.

¹ Wiener Netze GmbH, Erdbergstraße 236, 1110 Wien, Tel.: +43 1 90190 91200, Fax: +43 1 90190 99 91200, thomas.schuster@wienernetze.at, www.wienernetze.at

Daher ist es wichtig, den Ausbau der IKT (für große Anlagen) einerseits und genau definierte Regelverhalten (für kleine Anlagen, z.B.: Haushalte) voranzutreiben.

Zurzeit befindet sich das gesamte System in einer Übergangs- und zum Teil noch in einer Findungsphase. Viele Regelwerke sind noch nicht fertiggestellt oder sind in Entstehung. Der Ausbau der IKT kann dadurch auch nur langsam erfolgen, da Technologie bzw. Protokoll-Anforderungen noch fehlen und dadurch die monetären Aufwendungen zur Einbindung in die Betriebsführung sehr hoch sein können.

Speziell in der Mittel- und Niederspannung, wo die meiste Anzahl von Erzeugern angeschlossen ist, zeigt sich, dass die Systemgrenzen [5] erreicht sind und wie oben beschrieben Maßnahmen gesetzt werden müssen. Ein weiterer Ausbau Erneuerbarer bedeutet hohe Investitionen in die Infrastruktur [8], zumal noch zukünftige Anforderungen wie Elektromobilität [6], Speicher [3], usw. noch nicht im vollen Ausmaß vorhanden sind. Daher scheint es notwendig, Anpassungen im Regulierungssystem vorzunehmen.

Um die Systemstabilität gewährleisten zu können ist es wichtig, die IKT und die Funktionsfähigkeit des Netzes so weit zu entkoppeln, dass bei Ausfall der IKT die Versorgung (natürlich eingeschränkt) der Kunden aufrechterhalten werden kann. Oftmals scheint es, vielleicht aus Gründen des Enthusiasmus, die Energiewelt so verändern zu müssen, dass das wichtigste Ziel, den Kunden jederzeit mit Energie versorgen zu können, aus den Augen verloren wird.

Literatur

- [1] Leiter M., Schuster T.K., Organisatorische und wirtschaftliche Umsetzung einer Mittelspannungssystemoptimierung in Wien, TU Wien IEWT2015, Februar 2015
- [2] Jung A., Zoll R., Schuster T.K., Energiewende im Niederspannungsnetz: Anforderungen an zukünftige Niederspannungsnetze im urbanen Wiener Netz, TU Wien IEWT2015, Februar 2015
- [3] Schuster T.K., Speicher im Netzverbund; 3. Viktor Kaplan Lectures, Wien, Oktober 2014
- [4] Schuster T.K., PV im Wiener Stromnetz – Segen oder Fluch, PV Enquete Wien, Juni 2014
- [5] Jung A., Leitner M., Schuster T.K., Rahmenbedingungen für die Einführung von E-Taxi aus der Sicht eines Verteilnetzbetreibers, TU Graz EnInnov 2014, Februar 2014
- [6] Leitner M., Jung, A., Schuster T.K., Optimierte Mittelspannungsrestrukturierung im Ballungsraum Wien, TU Graz EnInnov 2014, Februar 2014
- [7] Wieland T., Otto F., Fickert L. Schuster T.K., Analyse Bewertung und Steigerung möglicher Einspeisekapazität dezentraler Energieerzeugungsanlagen in der Verteilnetzebene, TU Wien IEWT 2013, Februar 2013
- [8] Schuster T.K., Wie wirklich ist die Wirklichkeit – Wie schnell werden Smart Grid wirklich benötigt?, TU Graz EnInnov 2012, Februar 2012

6.1.2 Konzept für eine lokale Inselnetzversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen

Georg KERBER¹, Kathrin SCHAARSCHMIDT¹, Michael FINKEL²,
Christoph J. STEINHART², Michael GRATZA³, Rolf WITZMANN³

Motivation

Das Thema der Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie wird in öffentlichen Diskussionen immer wieder aufgeworfen. Die Analysen des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag [1] zeigen die gravierenden Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls. Ein dringender Handlungsbedarf ist somit gegeben. Durch den Einsatz dezentraler Energieversorgungsanlagen (z.B. Wasserkraft, Wind, Biomasse, PV) in Inselnetzen könnte zumindest für kritische Verbraucher ein deutlich verbessertes Versorgungsniveau im Krisenfall erreicht werden.

Das Forschungsprojekt LINDA (Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen) wird vom BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) gefördert und hat zum Ziel, ein über alle Spannungsebenen skalierbares Konzept zu entwickeln, welches den Aufbau und stabilen Betrieb von Inselnetzen mithilfe des vorhandenen Mix aus dezentralen Erzeugungsanlagen ermöglicht. Auf eine eigene Kommunikationsinfrastruktur soll hierbei verzichtet werden.

Konzept

Im Falle einer Großstörung sollen dezentrale, schwarzstartfähige Kraftwerke mit einer gesicherten Mindestleistung verwendet werden, um Inselnetze aufzubauen und stabil zu betreiben. Diese Kraftwerke agieren als Führungskraftwerke und sind für die Frequenzstabilität und den Blindleistungshaushalt des Inselnetzes verantwortlich. Auf die entstandenen Inselnetze synchronisieren sich die vorhandenen dezentralen Energieversorgungsanlagen (z.B. PV, Biogas, Wind) entsprechend der Einspeiseverordnungen auf. Nachdem die Einspeisung von Wirk- und Blindleistung dieser Anlagen ohne zusätzliche Kommunikation nicht direkt regelbar ist, kommen die Frequenz- und Blindleistungsstatiken (Droop-Kennlinien) nach der in Deutschland anzuwendenden Normen und Richtlinien zum Einsatz [2,3], welche sich netzstützend auswirken. Die stabile Integration dieser Erzeugungsanlagen stellt eine große Herausforderung dar.

Abhängig vom fluktuierenden Dargebot an Erzeugungsleistung soll ein Lastmanagementkonzept die Versorgung kritischer Infrastruktur (z.B. Krankenhäuser, Krisenzentren, Mastviehbetriebe, Kommunikationswege, etc.) priorisieren.

Abbildung 1 zeigt das grundlegende Frequenzregelungskonzept für den Inselnetzbetrieb. Das Diagramm zeigt die frequenzabhängige Leistung im Verhältnis zur Anlagenleistung. Die grüne Kennlinie entspricht der P/f-Statik für die dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) [2,3]. Die braune Kennlinie stellt beispielhaft eine Statik des netzführenden Wasserkraftwerks dar. Im Gegensatz zum üblichen Netzbetrieb ist die Frequenz bei diesem Regelungskonzept innerhalb des gesamten Toleranzbandes von 47,5 Hz bis 51,5 Hz variabel. Abhängig von der momentanen Last in der Insel stellt sich ein Arbeitspunkt ein. In der Abbildung ist ein willkürlich gewählter Arbeitspunkt dargestellt. Die Gesamtleistung der Insel lässt sich aus der Summe der Leistungen aller Einspeiseanlagen bei dieser spezifischen Frequenz des Arbeitspunktes ermitteln.

¹ LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg, www.lew-verteilnetz.de,
{Tel.: +49 821 328-1386, georg.kerber@lew-verteilnetz.de},
{Tel.: +49 821 328-3154, kathrin.schaarschmidt@lew-verteilnetz.de}

² Hochschule Augsburg, Fakultät für Elektrotechnik, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg,
{Tel.: +49 821 5586-3366, michael.finkel@hs-augsburg.de},
{Tel.: +49 821 5586-3362, christoph.steinhardt@hs-augsburg.de},
www.hs-augsburg.de

³ Technische Universität München, Fakultät für Elektrotechnik, Arcisstraße 21, 80333 München, www.tum.de,
{Tel.: +49 89 289-22017, michael.gratza@tum.de},
{Tel.: +49 89 289-22002, rolf.witzmann@tum.de}

Zu- oder Abschaltungen von Lasten führen zu einem Verschieben des Arbeitspunktes entlang der Statik. Die Maximalfrequenz wird bei Leerlauf erreicht. Lastabwurfstufen sollen im Fall einer Unterfrequenz dem Zerfall des Inselnetzes vorbeugen.

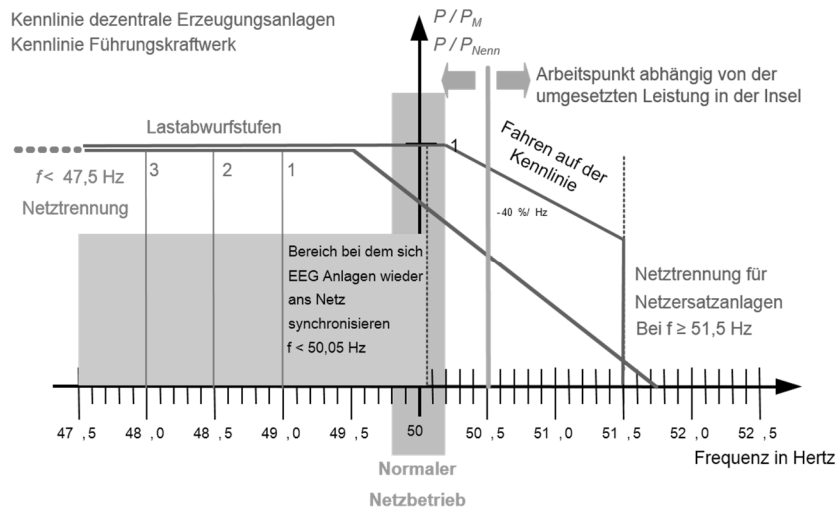


Abbildung 1: Regelungskonzept für Inselnetzbetrieb.

Erste Erkenntnisse

Das Konzept und die Parametrierung der Betriebsanlagen werden anhand einer dynamischen Simulation eines realen süddeutschen Netzgebietes für den beschriebenen Einsatzfall weiterentwickelt.

Vorge stellt werden Erkenntnisse zur Methodik des gezielten Inselnetzaufbaus. Hierbei werden die verschiedenen Betriebsparameter von Erzeugungs- und Lastsystemen ermittelt, welche einen maßgeblichen Einfluss auf einen stabilen Inselnetzbetrieb haben. Kritisch ist hierbei vor allem das reale Verhalten der über die Jahre gewachsenen Erzeugerstruktur, bei der verschiedenste Anschlussregeln und Richtlinien im Laufe der Zeit zur Anwendung kamen.

Zur Verifikation der Methodik werden im Zeitraum zwischen Frühjahr 2016 und Sommer 2017 gestaffelte Feldtests durchgeführt.

Literatur

- [1] Petermann, Th.; Bradke, H.; Lüllmann, A.; Poetzsch, M.; Riehm, U.: What happens during a blackout – Consequences of a prolonged and wide-ranging power outage, Office of Technology Assessment at the German Bundestag, Technology Assessment Studies Series – 4, Final report, Berlin 2011, <http://www.tab-beim-bundestag.de/en/publications/books/petermann-et-al-2011-141.html>
- [2] VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 2011-08
- [3] Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, BDEW, Juni 2008

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

6.1.3 A Novel Control Approach for Microgrids Isolated Operation – Load Step Pre-Announcement and Bang-Bang Control

Yi GUO¹, Wolfgang GAWLIK¹

Introduction

The Microgrid (MG) concept has been proposed due to the high penetration of distributed energy resources (DER) in electrical network systems. Diverse MG projects [1] are carried out globally focusing on their different technology aspects. To ensure a more reliable and secure energy supply system, different control strategies of MGs are researched. In this paper, an islanded microgrid implementing frequency control is modelled. In addition, a novel control method including load step pre-announcement (LSP) and a bang-bang controller (BB controller), which intends to improve the frequency response of islanded MGs, is presented.

Method

An islanded Microgrid simulation model, which consists of a conventional generator, a photovoltaic (PV) system and lumped load, is built up in the Matlab Simulink environment. The simulation model uses a per unit (p.u.) base. The schematic block diagram of the islanded MG system is presented in figure 1.

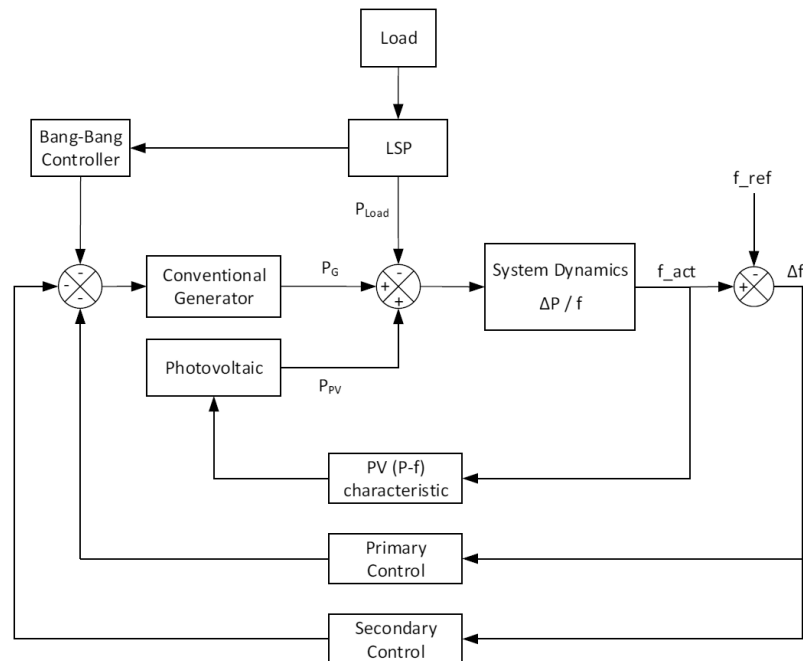


Figure 1: Schematic block diagram of the microgrid model (P_G : the active power of the conventional generator; P_{PV} : the active power of the PV system; P_{Load} : the active power consumption of the load; ΔP : the active power deviation; f : the system frequency; f_{act} : the current frequency; f_{ref} : the nominal frequency; Δf : the frequency deviation).

Frequency control [2] is one important control method to maintain the frequency within the nominal operating conditions. In a large power system, frequency control loops, including primary control, secondary control, tertiary and emergency control, are usually available. In the MG simulation model, primary and secondary control are applied. However, frequency control of MGs is difficult to be implemented without the support from the overall network because they normally have a low inertia in island mode. Therefore, additional control strategies have been considered.

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801-370128, Fax: +43 1 58801-370199, guo@ea.tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

To smoothen the dynamic effect of an imbalance between load and generation, load step preannouncement and a bang-bang controller are considered for the simulation model. LSP receives signals from the load side and delivers them to the overall system continuously. However, when the load is about to change, LSP will delay the command signals for a short period and maintain the previous load to the system. Meanwhile, LSP gives an announcement signal within the preset time of the delay period to the BB controller to control the conventional generator. A BB controller is a feedback controller which switches between two states, on and off. After it receives the signal from LSP, it gives a command to the conventional generator to either generate full power or decrease its power output, before the load change is realized. It only works during the preset time of the delay of LSP, which is set to be 40 ms in the simulation model.

Conclusion

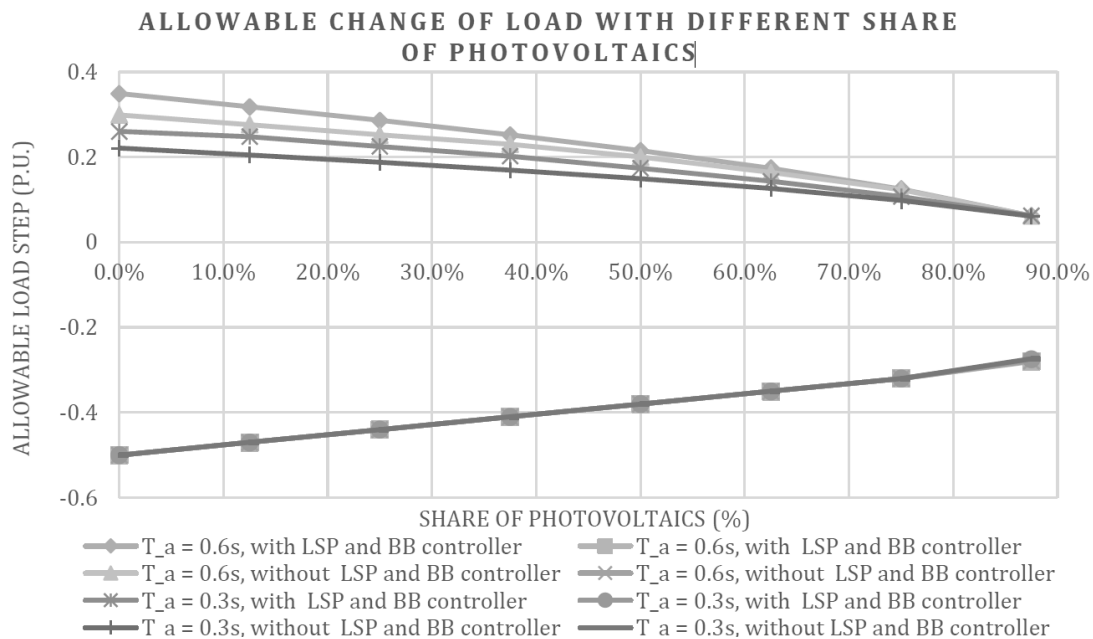


Figure 2: Allowable change of load with different shares of PVs (T_a : system starting time constant).

As it is shown in figure 2, when the LSP and BB controller are applied in the islanded microgrid system, they improve the maximum possible positive load step depending on the share of PVs. Furthermore, the application of the LSP and BB controller has a greater impact on islanded MG systems with a lower system starting time constant. However, they do not have any impact on a large negative load step. The allowable load decrease is mainly influenced by the capacity of the conventional generator and the share of PVs.

In conclusion, the LSP and BB controller have a positive effect on the maximum load increase in islanded microgrids, and the BB controller is only activated during the preset delay time of the load change from LSP, which does not affect the other control actions. Additionally they both are simple and easy to be designed, implemented and operated in case of a communication-enabled MG. It is reasonable to add them into MGs during the islanded operation to improve the control ability, yet since the system frequency swings after the reconnection of the integrated PVs, other control methods for decreasing a large amount of load or a big load loss in MGs should be developed.

References

- [1] Guo, Yi, and Wolfgang Gawlik. "A Survey of Control Strategies Applied in Worldwide Microgrid Projects." Tagungsband ComForEn 2014 (2014): 47.
- [2] Bevrani, Hassan. Robust power system frequency control. Vol. 85. New York: Springer, 2009.

6.1.4 Untersuchung der Effektivität von Regelkonzepten im Verteilnetz

Andreas PLANK¹, Franz ZEILINGER¹, Alfred EINFALT¹

Problemumfeld

Der vorliegende Beitrag beschäftigt sich mit der Spannungshaltung in ländlichen Niederspannungsnetzen, welche sich aufgrund dezentraler Einspeiser und neuer Lasttypen (Elektroautos, Wärmepumpen) zunehmend schwieriger gestaltet. Da ein konventioneller Netzausbau in der Regel mit hohen Kosten [1] verbunden ist, werden u.a. vermehrt regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) eingesetzt. Es gibt auch Ansätze, dass basierend auf aktuellen Messwerten im Netz (u.a. auch ermittelt durch spezielle Smart Meter), die Regelung der Spannung im Netz durch den rONT verbessert werden kann [1, 2]. Um den Einfluss verschiedenster Rahmenbedingungen auf diese Art der Regelung zu untersuchen, wurden simulative Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Im Rahmen dieses Beitrags sollen die Ergebnisse dieser Analysen vorgestellt werden.

Methodik

Da eine Simulation von Niederspannungsnetzen mit aktiven Komponenten (wie z.B. rONTs) welche auch die Kommunikation mit verteilten Sensoren im Netz berücksichtigen, mit herkömmlichen Lastflussberechnungsprogrammen, wie PSS@Sincal, NEPLAN, etc., nicht ohne weiteres möglich ist, wurde eine Simulationsumgebung basierend auf einer Simulatorkopplung [3] weiterentwickelt. Dieses besteht aus fünf Programmteilen, den sogenannten Clients, die über den Simulationsnachrichtenbus (SMB) gekoppelt werden (vgl. Abbildung 1) [4, 5]. Ein wesentlicher Vorteil der Kopplung ist, dass einzelne Clients leicht ausgewechselt werden können. Wird z. B. ein neuer Regelalgorithmus getestet, so braucht dieser nur an der Schnittstelle zum SMB angepasst werden.

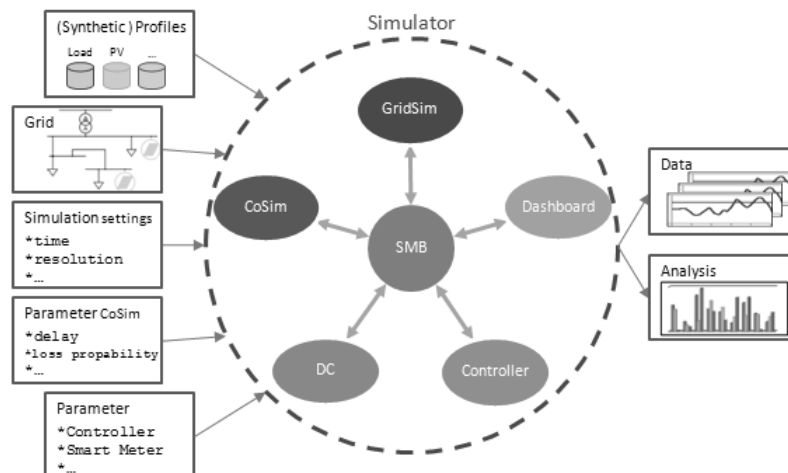


Abbildung 1: Struktur der Simulationsumgebung.

- **SMB – Simulationsnachrichtenbus / Simulation Message Bus**

Der SMB verbindet und koordiniert die Clients. Dabei agiert er prinzipiell als flexibler Paketverteiler. Das heißt, jeder Client kann jedem anderen Client Anfragen bzw. Antworten senden. Der SMB ist dann für das Routing zuständig, welches am Beginn der Simulation festgelegt werden muss [3, 5].

- **GRIDSIM – Netzsimulator / Gridsimulation**

GRIDSIM übernimmt die Lastflussberechnung, sowie die Datenaufbereitung und deren Speicherung. Im Vorhinein müssen ihm ein Niederspannungsnetz und dessen Eingangsdaten (Leistungswerte der Elemente zu jedem Simulationszeitpunkt) übergeben werden. Des Weiteren stellt GRIDSIM auch die Ausgangsdaten (z.B.: Spannungswerte zu jedem Zeitpunkt), sowie deren Analyse bereit.

¹ Siemens AG Österreich, CT RTC NEC INN-AT, Siemensstraße 90, 1211 Wien, www.siemens.com, {andreas-plank|franz.zeilinger|alfred.einfalt}@siemens.com

- **DC – Datenkonzentrator / Dataconentrator**
Der DC ist für die Einsammlung aller Messwerte (Smart Meter und rONT Daten) im Netz zuständig, welche an den Controller weitergeleitet werden.
- **COSIM – Kommunikationskanalsimulator / Communication Simulation**
Die COSIM simuliert die durch Kommunikationswege auftretenden Latenzzeiten und Datenverluste zwischen dem DC und den Smart Metern [3].
- **CONTROLLER - Regler**
Der CONTROLLER verfolgt das Ziel, alle Messwerte in ein vorgegebenes Spannungsband zu bringen. Falls diese außerhalb des Spannungsbandes liegen, sendet er Stufenstellungsbefehle an aktive Komponenten im Netz, welche wiederum in der GRIDSIM abgebildet sind [6].
- **DASHBOARD**
Das Dashboard ist ein optionales Monitoringtool, mit dem die Messwerte sowie die Stufenstellung des regelbaren Ortsnetztransformators während den Simulationen mitverfolgt werden können.

Analysen und Ergebnisse

Mit dieser erstellten Simulationsumgebung können gezielt die Auswirkungen unterschiedlicher Parameter eines Niederspannungsnetzes analysiert werden, um beispielsweise die optimale Mittelungszeit der Messwerte von Smart Meter für das gegebene Niederspannungsnetz und den zugehörigen Last- und Einspeiseprofilen zu ermitteln.

Aus den Simulationsdaten und den zugehörigen, automatisch generierten Analysen können Erkenntnisse über z. B. die Einhaltung der Norm EN50160 (Spannungsbandhaltung), die Effektivität des Reglers, die Auswirkungen eines nichtidealen Kommunikationskanals, etc. gewonnen werden. Im Rahmen des Beitrags wird auf folgende Aspekte im Detail eingegangen:

- Einfluss der Mittelungszeit der gleitenden Mittelwertbildung auf Seiten der Smart Meter
- Einfluss des Integrationsschwellwerts des Reglers für den rONT
- Einfluss der Verzögerungszeit des Kommunikationskanals
- Einfluss der Verlustwahrscheinlichkeit von Daten über den Kommunikationskanal

Literatur

- [1] R. Schwalbe, A. Einfalt, M. Heidl, A. Abart, M. Radauer, H. Brunner; "DG-DemoNet Smart LV Grid – Robust Control Architecture to increase DG Hosting Capacity"; 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), 2015
- [2] Einfalt, A., Zeilinger, F., Schwalbe, R., Tremmel, W., Bletterie B., Mosshammer, R., "Controlling Active LV Distribution Grids with Minimum Efforts on Costs and Engineering", IECON 2013 - 39th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, IEEE, Vienna, 2013
- [3] Mosshammer, R., Kupzog, F., Faschang, M., Stifter, M., „Loose Coupling Architecture for Co-Simulation of Heterogeneous Components“, IECON 2013 - 39th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, IEEE, Vienna, 2013
- [4] Plank, A.: „Auswirkungen von Latenz- und Mittelungszeiten auf neue Regelungskonzepte im Niederspannungsnetz,“ Master Thesis, Vienna University of Technology, 2015 (German)
- [5] Faschang, M., Kupzog, F., Mosshammer, R., Einfalt, A., "Rapid Control Prototyping Platform for Networked Smart Grid Systems" , IECON 2013 - 39th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, IEEE, Vienna, 2013
- [6] A. Einfalt, H. Brunner, A. Lugmaier, F. Kupzog, 2012, "Control Strategies for Smart Low Voltage Grids – The Project DG Demonet – Smart LV Grid", CIRED Workshop 2012 - Integration of Re-newables into the Distribution Grid, 29-30 May 2012, Lisbon, Portugal.

6.1.5 Hybrid-VPP4DSO – Einsatz von virtuellen Kraftwerken zur aktiven Verteilnetzunterstützung unter Berücksichtigung eines Flexibilitäts-Einsatzes an den Märkten

Johanna SPREITZHOFER¹, Roman SCHWALBE¹, Tara ESTERL¹,
Daniel BURNIER DE CASTRO¹, Gregor TALJAN², Uršula KRISPER³,
Christoph GUTSCHI⁴, Simon STUKELJ⁵, Wolfgang GAWLIK⁵

Inhalt

Durch die zunehmende Verbreitung dargebotsgeführter erneuerbarer Energieträger steigt der Bedarf an Flexibilität im Energiesystem, insbesondere auf lokaler Ebene. Ein Ansatz, um dieser Herausforderung zu begegnen, sind Virtuelle Kraftwerke (Virtual Power Plants – VPPs), bei denen sich eine Vielzahl unterschiedlicher Netzteilnehmer zu einer Einheit zusammenschließen. Sowohl Erzeuger als auch Verbraucher können so ihre verfügbare Flexibilität kombinieren und gemeinsam eine entscheidende Rolle im Stromnetz der Zukunft spielen.

Im Rahmen des e!MISSION Projektes Hybrid-VPP4DSO [1] wird ein Konzept entwickelt, das VPPs den kombinierten Einsatz am Markt und in der aktiven Netzunterstützung ermöglicht. Durch Nachfrage- und Erzeugungssteuerung können Kunden so an den verschiedenen Energiemärkten, wie am Regelenergiemarkt oder am Day-Ahead Markt teilnehmen und Erträge erzielen. Außerdem kann ihre Flexibilität den Verteilnetzbetreiber dabei unterstützen, einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Dies ermöglicht auch den Anschluss von mehr erneuerbaren Energieträgern an das Netz, da das VPP deren volatile Erzeugung und damit verbundene Netzprobleme ausgleichen kann.

Methodik

Mittels Stakeholder-Befragungen wird das in den ausgewählten kritischen Netzbereichen vorhandene Flexibilitätspotential ermittelt. Daraus werden Simulationen erstellt, um den möglichen Nutzen eines VPPs zu bestimmen.

Ausgewählte Netze

Für das Projekt wurden in Absprache mit den jeweiligen Netzbetreibern beispielhafte Abschnitte des Mittelspannungsnetzes in der Steiermark und in Slowenien ausgesucht, wobei sowohl städtische, als auch ländliche Gebiete berücksichtigt wurden. In diesen Regionen treten entweder aktuell schon Probleme auf, wie beispielsweise Spannungsüberhöhungen aufgrund fortschreitender Erweiterung der Erzeugungsleistung, oder es werden solche Probleme durch den Ausbau erneuerbarer Energieträger erwartet.

Um ein realistisches VPP zu erstellen, wurden Interviews mit Industriekunden und Kraftwerksbetreibern in Österreich und Slowenien geführt, wobei der Fokus auf den ausgewählten Netzbereichen lag. Dabei wurden das prinzipielle Interesse an der Teilnahme an einem solchen VPP, sowie das vorhandene Potential für Nachfrage- und Erzeugungssteuerung ermittelt. Die resultierende Kundengruppe, die Flexibilität zur Verfügung stellen könnte, ist sehr divergent und reicht von Betreibern von Kleinwasser- und Heizkraftwerken, bis hin zu Stahlproduzenten und Verwaltungen von Einkaufszentren. Für jeden Netzbereich wird aus der Gesamtheit der dort angeschlossenen flexiblen Netzteilnehmer ein Virtuelles Kraftwerk gebildet.

Simulationen

Basierend auf einer Mischung aus gemessenen und künstlich generierten Lastprofilen werden Simulationsmodelle der gewählten Netzabschnitte für jeweils ein aktuelles Jahr erstellt. Neben diesen Basisszenarien werden auch zwei Zukunftsszenarien für die Jahre 2020 und 2030 entwickelt.

¹ AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Tel.: +43 664 8157810, Fax: +43 50550-6390, johanna.spreitzhofer.fl@ait.ac.at, www.ait.ac.at

² Energienetze Steiermark, Leonhardgürtel 10, gregor.taljan@e-netze.at

³ Elektro Ljubljana, Slovenska cesta 58, ursula.krisper@elektro-ljubljana.si

⁴ cyberGRID, Inkustraße 16, 3400 Klosterneuburg, cg@cyber-grid.com

⁵ Technische Universität, ESEA, Gußhausstraße 25-29/370-1, 1040 Wien, stukelj@ea.tuwien.ac.at

Dafür werden die Modelle um zusätzliche Erzeugung und zusätzlichen Verbrauch erweitert. Dabei werden sowohl bereits geplante Anlagen berücksichtigt, als auch Abschätzungen der Netzbetreiber sowie Szenarien über die Entwicklung des Stromverbrauchs.

Ergebnisse

Auf Basis der ermittelten Flexibilitäten in den ausgewählten Netzabschnitten werden alle drei Szenarien (Basis, 2020 und 2030) ausgewertet und die Netzprobleme, die in den einzelnen Abschnitten auftreten, analysiert. Außerdem wird betrachtet, wo diese Probleme auftreten, um diese Information in der Folge für das VPP bereitzustellen. Ein Beispiel für diese Netzprobleme ist in nebenstehender Abbildung im Verlauf der Spannungen an zwei Abzweigen des Steirischen Netzes im Basisszenario zu sehen: Aufgrund der hohen dezentralen Einspeisung durch die große Anzahl an Wasserkraftwerken steigt die Spannung im Sommer in manchen Abzweigen stark an, was durch zukünftigen Betrieb von PV noch verstärkt werden wird.

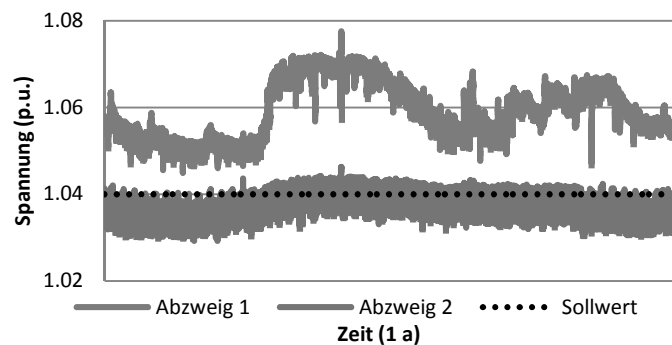


Abbildung 1: Beispiel für Spannungsanhebung durch starke Einspeisung von Wasserkraft im Sommer.

Es werden einzelne typische Beispiele ausgewählt, für die ermittelt wird, ob diese Probleme mit Hilfe des VPPs, in Verbindung mit der für den Betrieb des Netzes zuständigen Netzleitwarte des Netzbetreibers, durch Erhöhung oder Verringerung des Verbrauchs oder der Erzeugung gelöst oder zumindest reduziert werden können. Außerdem wird evaluiert, ob und wieviel Flexibilität zu diesen Zeitpunkten noch für eine Marktteilnahme vorhanden wäre bzw. wie sich ein beispielhafter Abruf der Flexibilität durch den Markt auf das Netz auswirken würde. Im weiteren Projektverlauf soll der Einsatz des VPPs sowohl am Markt als auch für das Netz über ein ganzes Jahr optimiert werden.

Literatur

- [1] Gregor Taljan, Franz Streppl, Christoph Gutschi, Helfried Brunner, „Das hybridVPP-Konzept – Demand Response unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen“, 13. Symposium Energieinnovation, 12.-14.2.2014, Graz, 2014.

6.1.6 Analyse von Geschäftsmodellen für Betreiber von hybriden-virtuellen-Kraftwerken

Georg LETTNER¹, Lukas LEIMGRUBER², Tara ESTERL²,
Jan W. BLEYL³, Gregor TALJAN⁴, Christoph GUTSCHI⁵

Inhalt

Der Inhalt dieser Arbeit behandelt die Auswahl geeigneter „hybrider“ Geschäftsmodelle [1][2][3] für virtuelle Kraftwerke (engl. Virtual Power Plant - VPP) mit Betriebsstrategien, die einerseits für netzdienliche Anwendungen für den Verteilernetzbetreiber (VNB) und andererseits für die Teilnahme an Energiemärkten, ausgelegt sind.

Für den qualitativen Vergleich der unterschiedlichen Betreiber-Geschäftsmodelle wurde eine Bewertungsmatrix mit verschiedenen Bewertungskriterien ausgearbeitet. Die Bewertungsmatrix berücksichtigt die Wechselwirkungen der beteiligten Akteure je Geschäftsmodell untereinander und ermöglicht auch den Vergleich der ausgewählten Geschäftsmodelle. Aufbauend auf der qualitativen Analyse erfolgt eine quantitative Analyse der ökonomischen Bewertungskriterien.

Methode

Die Betriebsstrategien von VPPs wurden in vier Hauptbereiche eingeteilt. Einerseits reine markt- bzw. netzorientierte Anwendungen und andererseits eine gemeinsame netzdienliche Marktanwendung, aktiv oder passiv auf die jeweilige Netzsituation. Die hier behandelten aktiven hybriden VPPs werden also rein marktbasierend betrieben so lange keine Netzengpässe vorhanden sind. Treten jedoch Probleme im Netz auf, werden diese VPPs aktiv zur Vermeidung und/oder Beseitigung der Netzprobleme gesteuert.

Basierend auf den oben genannten Anwendungen wurden gemäß Kaplan [4] vier unterschiedliche Geschäftsmodelle definiert, je nachdem wer das aktive hybride VPP betreibt. Je nach Zugehörigkeit der Geschäftsmodelle wurden folgende vier Betreiber ausgewählt: (i) Verteilernetzbetreiber, (ii) Energiehändler, (iii) Unabhängiger Aggregator, (iv) Kunden-VPP. In einem ersten Schritt wurde für eine qualitative und quantitative Bewertung der Geschäftsmodelle eine Reihe von Evaluierungskriterien definiert. Folgende Hauptkriterien sind dabei zu erwähnen:

- Technische Anforderungen
- Organisatorische Anforderungen
- Gesetzlicher Rahmen
- Politische Rahmenbedingungen
- Monetäre Aspekte
- Andere Vorteile

Jedes dieser Hauptkriterien hat ein oder mehrere spezifische Parameterkriterien die qualitative mit sehr positiv (++) , positiv (+) , neutral (o) , negativ (-) und sehr negativ (--) zu evaluieren ist. Für die Evaluierung dient eine Bewertungsmatrix die einerseits die Wechselwirkungen zwischen dem VPP Betreiber und anderen Akteuren darstellt und andererseits den Vergleich zwischen den 4 VPP Geschäftsmodellen ermöglicht. Für eine bessere Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Geschäftsmodelle sind alle Parameterkriterien gleich gewichtet.

Durch die hohe Anzahl von ökonomischen Parameterkriterien bekommt daher das Hauptkriterium „Monetäre Aspekte“ eine besonders hohe Gewichtung und wird deshalb durch quantitative Optimierungsmodellergebnisse (entwickelt in MATLAB® unter Verwendung der Yalmip toolbox und des Gurobi solver) ebenfalls evaluiert.

¹ Technische Universität Wien, Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801-370376, Fax: +43 1 58801-370397, lettner@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

² Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Tel.: +43 664 8157810, Fax: +43 50550-6390, tara.esterl@ait.ac.at, www.ait.ac.at

³ Energetic Solutions, Lendkai 29, 8020 Graz, energeticsolutions@email.de

⁴ Energienetze Steiermark GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, Tel.: +43 316 90555-52717, gregor.taljan@e-netze.at, www.e-steiermark.com

⁵ cyberGRID GmbH, Inkustrasse 16, 3400 Klosterneuburg, cg@cyber-grid.com, www.cyber-grid.com

Ergebnisse

Abbildung 1 zeigt den qualitativen Vergleich der 4 hybriden VPP Geschäftsmodelle je nach VPP Betreiber. Die quantitativen ökonomischen Strommarktergebnisse sind für alle 4 Geschäftsmodelle unter gleichen Systemannahmen identisch, jedoch zeigt die qualitative Analyse unterschiedliche Bewertungen je Parameterkriterium und deren Zusammenhänge, wie z.B. das der VNB durch die derzeit regulatorischen Rahmenbedingungen keine Erlöse am Energiemarkt lukrieren kann.

active hybrid-VPP		VPP-owner			
		DSO	Retailer	Aggregator	Customers
Technical	Solution of grid problems	++	++	++	++
	Data safety and security	0	-	--	+
	Geographical limitation	-	++	++	+
	Limitation in participating units	+	+	+	--
Organisational	High system complexity	++	+	-	-
	Information about own facilities	--	+	+	++
	Know-how about trading / energy markets	--	++	+	-
	Existing customer pool	+	++	--	+
Regulatory	Compliance with regulatory framework	--	++	++	++
Political	Share of RES	0	+	++	++
	Energy efficiency	0	+	++	++
Monetary	Energy only market	--	++	++	++
	Balancing market	--	++	++	++
	Minimizing imbalance costs	--	++	+	++
	Minimizing connection costs for customer	0	0	0	++
	Minimizing grid investments for the DSO	++	+	0	0
	Energy provision during failures	++	+	+	+
	Minimizing grid tariffs charged by DSO / TSO	0	+	+	+
	Low investment costs: ICT, infrastructure, etc.	++	-	--	--
	Avoided grid enhancement	+	+	+	+
Other	Green image	++	++	++	++
	New tariff structures / products	++	++	++	+
Total		+	++	+	+

Abbildung 1: Vergleich der qualitativen Analyse der 4 hybriden VPP Geschäftsmodelle.

Referenzen

- [1] Kaplan, S. (2012). The business model innovation factory. Wiley. Market Architectures for Cross-Border Procurement and Activation of Balancing Reserves and Balancing Energy.
- [2] C. Zott, R. A. (2011). The Business Model: Recent Developments and Future Research. (2. S.-1. Journal of Management. 37(4), Ed.)
- [3] Stähler, P. (2002). Business Models as an Unit of Analysis for Strategizing. In L. 4.-5. Proceedings of the International Workshop on Business Models (Ed.). Lausanne.
- [4] Navodnik, D., Kern, G., Sernec, R., Krisper, U., & Turha, B. (2013). Guidelines for business models between energy and ICT sectors. eBADGE Deliverable D4.3.1, Version 0.3, 16th October 2013.

6.2 VERTEILNETZPLANUNG (SESSION E2)

6.2.1 Einfluss von auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen auf die Netzdimensionierung

Sören PATZACK¹, Niklas ERLE¹, Hendrik VENNEGEERTS¹,
Albert MOSER¹

Hintergrund und Motivation

Durch den vermehrten Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien (EE-Anlagen), der insbesondere in der Verteilnetzebene stattfindet, steigen die Herausforderungen an Netzplanung und Netzbetrieb, da die Netze an ihre Aufnahmegrenzen stoßen. Zur Einhaltung der technischen Randbedingungen für Spannungen und Ströme ist deshalb oftmals kostenintensiver Netzausbau notwendig, der im Rahmen der Netzplanung identifiziert wird.

In der Planung werden die Netzbetriebsmittel auf auslegungsrelevante Netznutzungsfälle ausgelegt. Auslegungsrelevant bedeutet, dass diese maximalen Leitungsbelastungen oder minimale bzw. maximale Knotenspannungen verursachen. Als technischer Standard für radiale Netze gilt, einen Starklastfall mit maximalem Bezug ohne Einspeisung sowie einen Starkeinspeisefall, also maximale Einspeisung aus EE-Anlagen mit minimaler Last, zu betrachten. Aufgrund fehlender Messwerte in Nieder- und Mittelspannung müssen diese Netznutzungsfälle geschätzt werden. Die dabei verwendeten Annahmen für die Gleichzeitigkeiten von Erzeugungstypen variieren jedoch, wie Abbildung 1 auf Basis von Angaben in veröffentlichten Studien verdeutlicht:

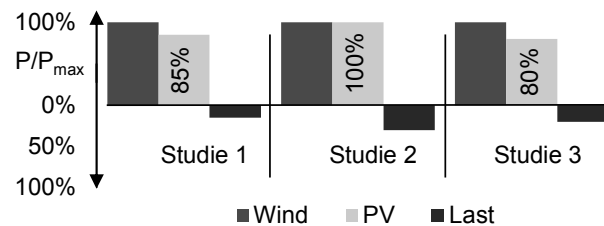


Abbildung 1: Annahmen für Starkeinspeisefall, exemplarische Studien [1].

Zu sehen sind die Definitionen des Starkeinspeisefalls, die in unterschiedlichen Studien verwendet werden. Während in Studie 1 eine Gleichzeitigkeit von PV-Anlagen von 85%, bezogen auf die installierte Leistung, als Worst-Case angenommen wird, variiert dieser Anteil in den anderen beiden dargestellten Studien. Ferner wird eine hohe Gleichzeitigkeit von Einspeisung aus Windenergie- und PV-Anlagen unterstellt. Außerdem variiert der zeitgleiche Anteil der Last zwischen 10% und 30% der Maximallast. Hieraus ergeben sich zwei Fragestellungen:

- (1) Welchen Einfluss haben die Annahmen auf die Netzbelastung?
- (2) Wie wirkt sich dies auf die Auslegung des Netzes und damit die Netzkosten aus?

Diese Fragestellungen werden im vorliegenden Beitrag untersucht.

Methodik und Verfahren

Zunächst wurde recherchiert, welche Annahmen für die Definition der auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle von unterschiedlichen Akteuren getroffen werden. Anschließend wurden exemplarische Mittel- und Niederspannungsnetze generiert und für eine Versorgungsaufgabe 2015 ausgelegt, welche die aktuell installierte Leistung widerspiegelt (auf Basis des Anlagenregisters nach §6 Erneuerbare-Energien-Gesetz; EEG). Die Netze unterscheiden sich hinsichtlich ihres Typs (städtisch/dörflich/ländlich) sowie ihre Regionalisierung (Nord/Mitte/Süd).

¹ Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Roermonderstraße 199, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 997 857-15, soeren.patzack@fgh-ma.de, www.fgh-ma.de

Auf diesen Netzen aufbauend wurde ein regionalisierter Zubau von EE-Anlagen vorgenommen, um eine Versorgungsaufgabe 2030 zu modellieren. Dabei wurde zwischen degressivem, linearem und progressivem Zubau variiert. Mithilfe eines Netzplanungsverfahrens wurde abschließend der Netzausbau bestimmt, der notwendig ist, damit Betriebsgrenzen für Spannungen und Ströme eingehalten werden [2]. Die Simulation des Netzausbaus wurde für unterschiedlich definierte, auslegungsrelevante Netznutzungsfälle durchgeführt.

Exemplarische Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen, dass die Auswahl der auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle einen deutlichen Einfluss auf die Netzbelastung und damit notwendige Dimensionierung eines Netzes besitzt. Dies spiegelt sich in den resultierenden Netzkosten wieder. Die durchschnittlichen notwendigen Investitionskosten der untersuchten Netze (Mittel- und Niederspannung) zur Auslegung für eine Versorgungsaufgabe 2030 sind in Abbildung 2 dargestellt.

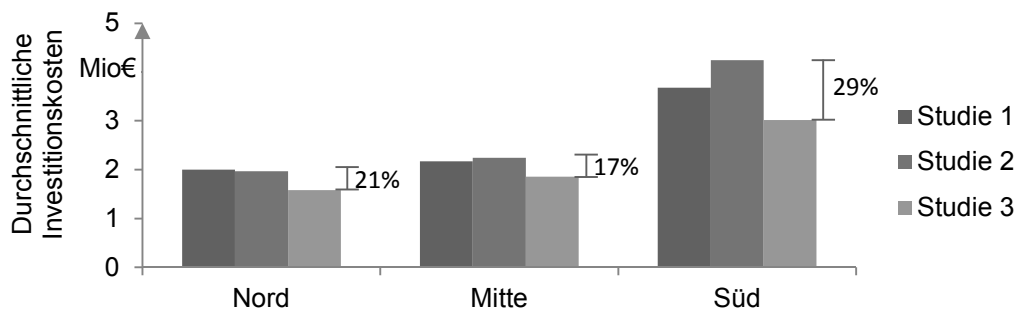


Abbildung 2: Auswirkungen der auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle auf Netzkosten.

Abhängig vom simulierten Netz ist eine Kostendifferenz von 17% bis 29% zwischen den Annahmen der unterschiedlichen Studien zu erkennen. Mit den definierten Netznutzungsfällen aus Studie 3 fallen die niedrigsten Netzausbaukosten an, da die Annahmen für die gleichzeitig anzusetzende EE-Leistung am geringsten sind, und trotz geringerer Lastannahme als in den anderen Studien. Es wird deutlich, dass insbesondere die Annahmen für die EE-Einspeisung treibend für den simulierten Netzausbau sind.

Es zeigt sich, dass die Auswahl auslegungsrelevanter Netznutzungsfälle von hoher Relevanz für die Netzdimensionierung und somit die Netzkosten ist. Eine geeignete, automatisierte Auswahl kann auf Basis von Zeitreihen, mit denen die Netzbelastung und die resultierenden Gleichzeitigkeiten zwischen Erzeugung und Last realitätsnah modelliert werden, erfolgen. Insbesondere in vermehrt vermascht oder teilvermascht betriebenen Netzstrukturen, in denen mehr als zwei Netznutzungsfälle auslegungsrelevant sein können, bietet eine solche Methodik Vorteile im Vergleich zur konventionellen Abschätzung von zwei auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen. Im Rahmen des Projekts evolVDSO (gefördert von der europäischen Kommission, siehe www.evolvdso.eu) wird ein rechnergestütztes Verfahren zur Unterstützung in der Netzplanung entwickelt und erprobt.

Referenzen

- [1] dena: „dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“, 2012; E-Bridge, IAEW, OFFIS, im Auftrag des BMWi: „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, 2014; NetzeBW: „EnBW-Verteilnetzstudie“, 2014
- [2] DIN EN 50160, VDE-AR-N 4105, BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“

6.2.2 Kombinierte Grundsatzplanung von Mittel- und Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung von Blindleistungsmanagement

Lukas VERHEGGEN¹, Albert MOSER¹

Einleitung

Zur Verringerung der CO₂-Emissionen steigt der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen. In Deutschland ist der Anteil der Bruttostromerzeugung aus diesen Quellen auf 25,8% gestiegen [1] und soll noch bis auf 80% im Jahr 2050 ansteigen [2]. Insbesondere die Solar- und Windenergie sollen einen großen Anteil an der zukünftigen Stromerzeugung haben. Die Windenergie- und PV-Anlagen weisen jedoch nur kleine installierte Anlagenleistungen von einigen wenigen Kilowatt bis hin zu einigen Megawatt auf. Aufgrund dessen werden diese Erzeugungsanlagen zum größten Teil in den Mittel- und Niederspannungsnetzen angeschlossen [3]. In der Vergangenheit hatten Mittel- und Niederspannungsnetze die Aufgabe die elektrische Energie kommend von den großen thermischen und hydraulischen Kraftwerken, welche in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen angeschlossen sind, an die Endkunden zu verteilen [4]. Für die Einspeisung elektrischer Energie wurden die Mittel- und Niederspannungsnetze nicht ausgelegt. Dies führt zu großen Herausforderungen, die zu einem massiven Ausbau dieser Netze führt. In verschiedenen Studien wurde für die Mittel- und Niederspannungsnetze in Deutschland ein Ausbaubedarf in der Höhe von 11 Mrd. € bis hin zu 25 Mrd. € bis zum Jahr 2032 prognostiziert [5,6]. Der Ausbaubedarf in den Mittel und Niederspannungsnetzen wird hauptsächlich durch Spannungsverletzungen getrieben [7]. Historisch bedingt wird die Spannung zwischen den Mittel- und Niederspannungsnetzen in den Ortsnetzstationen nicht geregelt [4].

Somit erlaubt eine gemeinsame Planung der Mittel- und Niederspannungsnetze eine bessere Ausnutzung des erlaubten Spannungsbands. Um die Spannungsverletzungen zu reduzieren, sind dezentrale Anlagen dazu verpflichtet Blindleistung zur Spannungssteuerung bereitzustellen [8,9].

Diese Herausforderung führt dazu, dass sich die Netzplanung der Mittel- und Niederspannungsnetze in den vergangenen Jahren verändert hat. Dieser Beitrag soll eine Methode zur kombinierten Planung von Mittel- und Niederspannungsnetzen aufzeigen, welche dieser Herausforderung begegnet. Weiterhin soll in diesem Beitrag gezeigt werden, inwiefern eine Spannungsregelung in Form eines Blindleistungsmanagements der dezentralen Erzeugungsanlagen dazu beitragen kann, dass der notwendige Ausbaubedarf reduziert werden kann.

Methodik

Um grundsätzliche Einflüsse bei der Planung von Netzen zu identifizieren, hat sich die Grundsatzplanung als geeignet erwiesen [10]. Zur Aufzeigung des Einflusses des Blindleistungsmanagements auf die Planung von Mittel- und Niederspannungsnetzen, wird ein Verfahren zur Grundsatzplanung verwendet. Das Ziel der Grundsatzplanung ist es, kostenminimale Netze unter Einhaltung aller technischen Randbedingungen zu entwerfen. Um Ineffizienzen der aktuellen Netzstrukturen auszuschließen, wird ein „Grüne-Wiese-Ansatz“ verwendet, welcher das bestehende Netz vernachlässigt.

Freiheitsgrade bei der Mittel- und Niederspannungsnetzplanung sind im Wesentlichen die Verlegung und Dimensionierung der Kabel, sowie die Anzahl, die Standorte und die Dimensionierung der Ortsnetzstationen. Neben den Freiheitsgraden in der Netzplanung, stehen dem Netzbetreiber auch betriebliche Freiheitsgrade zur Verfügung. Hierzu zählt das Blindleistungsmanagement dezentraler Anlagen, welches die Blindleistungsbereitstellung dieser Anlagen zur Spannungshaltung beschreibt. Hier werden derzeit verschiedenen Konzepte diskutiert, welche miteinander verglichen werden sollen. In diesem Beitrag wird ein zweistufiger Ansatz vorgestellt (siehe Abbildung 1).

Zunächst erfolgt der Entwurf der Niederspannungsnetze und anschließend werden diese bei der Planung der Mittelspannungsnetze mitberücksichtigt.

¹ RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 80-96713, Fax: +49 241 80-92197, lv@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

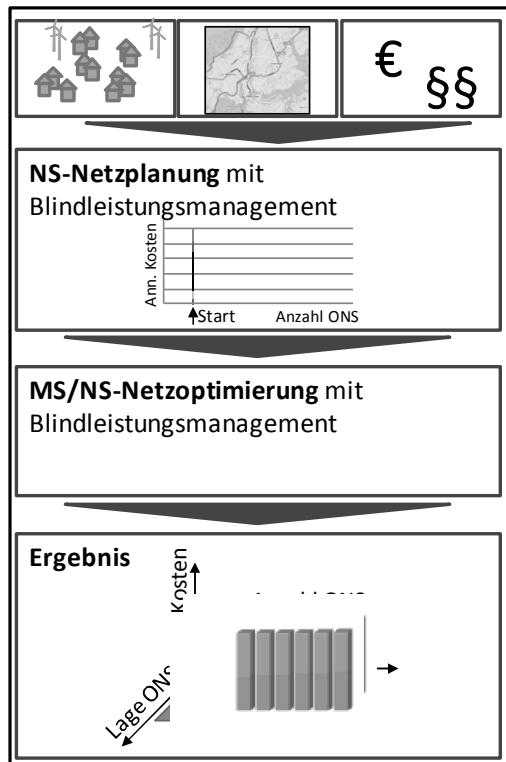


Abbildung 1: Überblick Methodik.

Einen wesentlichen Einfluss auf die Struktur der Mittel- und Niederspannungsnetze hat der Standort der Ortsnetzstationen. Daher wird die Standortwahl in dem zwei-stufigen Ansatz mitberücksichtigt. Dieses Verfahren wird für verschiedene Blindleistungsmanagementkonzepte angewandt um so den Einfluss dieser auf die Netzplanung aufzuzeigen.

Ergebnisse

Im Rahmen dieses Beitrages werden die Berechnungen für ein synthetisches, realitätsnahes Versorgungsgebiet erfolgen. Zunächst wird der Einfluss des Standorts und der Anzahl der Ortsnetzstationen mittels Sensitivitätsberechnungen analysiert. Auf Basis dieses Ergebnisses wird anschließend der Einfluss des Blindleistungsmanagements dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Mittel- und Niederspannungsnetzstruktur gezeigt. Hierzu werden verschiedene Strategien zur Blindleistungsbereitstellung gegenübergestellt.

Literatur

- [1] Statistisches Bundesamt, Bruttostromerzeugung in Deutschland für 2012 bis 2014, <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/Bruttostromerzeugung.html>, Stand: 28.11.2015
- [2] Deutsche Bundesregierung, Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG), Bundesgesetzblatt, 2014
- [3] Energymap.info, EEG-Anlagenregister, 2015, <http://www.energymap.info/download.html>
- [4] Heuck, Dettmann, Schulz, Elektrische Energieversorgung, Springer Verlag, 2013
- [5] Deutsche Energie Agentur, Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze bis 2030 (dena Verteilnetzstudie), Berlin, 2015
- [6] E-Bridge Consulting GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Offis e.V., Moderne Verteilernetze für Deutschland (BMW Verteilernetzstudie), Berlin, 2014
- [7] Verheggen, Dierkes, Schuster, Moser, Bewertung des Verteilnetzausbaus unter Berücksichtigung intelligenter Netztechnologien, 13. Symposium Energieinnovation, Graz, 2014
- [8] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Technische Richtlinie, 2012
- [9] Deutsches Institut für Normung e.V., DIN VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 2011
- [10] Rotering, Zielnetzplanung von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung von dezentralen Einspeisungen und steuerbare Lasten, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 148, Aachen, 2013

6.2.3 Optimale Ausbauplanung von Verteilnetzen unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und innovativen Betriebsmitteln

Julia ZIEGELDORF¹, Lukas VERHEGGEN², Simon KRAHL¹,
Albert MOSER²

Inhalt

Im Zuge der Energiewende in Deutschland kommt es zu einem starken Anstieg der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland, die überwiegend dezentral in den Verteilnetzen angeschlossen werden. In einigen Netzen werden dadurch bereits heute technische Grenzwerte bzgl. Stromtragfähigkeit und Spannungsband verletzt, so dass Maßnahmen zur Netzverstärkung oder Ausbau seitens des Netzbetreibers notwendig werden, um die verpflichtende Integration der EE-Leistung zu gewährleisten. Bei Fortschreiten der Energiewende sind weitere Grenzwertverletzungen zu erwarten. Der Einsatz innovativer Maßnahmen zur Reduzierung des Ausbaubedarfs wird vielfach als Ergänzung zu den konventionellen planerischen Maßnahmen diskutiert [1]. Der Netzplanungsprozess wird damit allerdings deutlich komplexer, da durch die Vielfalt der innovativen Ansätze deutlich mehr Freiheitsgrade in der Planung zur Verfügung stehen. Zusätzlich ist die Prognose der zukünftigen Netznutzung, d.h. die zu versorgenden Kunden und zu integrierende EE-Leistung, in der Regel mit hohen Unsicherheiten behaftet. Daher ist eine Investitionsentscheidung unter Unsicherheit zu treffen. Der Einsatz computergestützter Optimierungsverfahren, die den Netzplanungsprozess unterstützen, ist angesichts des hohen Berechnungs- und Bewertungsaufwandes, der bei einer Vielzahl von möglichen Entwicklungsszenarien resultiert, sinnvoll.

Ziel dieses Beitrages ist es daher, einen neuen Optimierungsansatz zur Ausbauplanung vorzustellen, der einen optimalen Ausbaupfad für die zukünftig prognostizierte Netznutzung bei Abwägung zwischen konventionellen und innovativen Maßnahmen liefert.

Methodik

Der in Abbildung 1 gezeigte Ansatz beruht auf einer Erweiterung eines Genetischen Algorithmus, einem heuristischen Optimierungsverfahren, welches bereits erfolgreich für Ermittlung eines optimalen Netzes für einen Zeitpunkt (Referenznetzplanung bzw. Zielnetzplanung) eingesetzt wurde [2]. Für eine Ausbauplanung wird die Planung nicht nur für einen Zeitpunkt durchgeführt, sondern Ausbauempfehlungen für alle Zeitpunkte (z.B. Jahre) innerhalb des Planungshorizontes ermittelt. Daraus resultiert die Mehrstufigkeit des Problems.

Im ersten Schritt wird die zukünftige Netznutzung simuliert, d.h. für jeden Netzknoten die installierte EE-Leistung und Last in jedem Stützjahr auf Basis von Prognosewerten bestimmt. Im deterministischen Fall ist dies ein einziges Entwicklungsszenario, anhand dessen im Folgenden das Optimierungsverfahren erläutert wird, aber ebenfalls im stochastischen Fall anwendbar ist, d.h. bei unsicherer Netznutzung. Dann wird zunächst ein umfangreicher Szenarien-Fächer simuliert, der anschließend mittels Reduktionsalgorithmen in eine Szenarien-Baumstruktur überführt wird [3].

Der Optimierungskern besteht aus dem zeitstufenübergreifenden Genetischen Algorithmus, der zunächst jeweils für jeden Zeitpunkt t einzeln initialisiert wird und einen kosten-minimalen Netzentwurf ermittelt, d.h. eine Zielnetzplanung mit Horizont t unter Berücksichtigung des zum Planungsbeginn vorliegenden Ist-Netzes darstellt. Der Genetische Algorithmus besteht je Zeitpunkt t aus einer Population (Menge an Netzentwürfen) mit Individuen (ein Netzentwurf), wobei jedes Individuum über Gene beschrieben wird, die einen planerischen Freiheitsgrad symbolisieren und im Laufe der Iterationen i über die genetischen Operatoren angepasst werden.

¹ FGH e.V., Roermonderstraße 199, 52072 Aachen, Tel.: +49 241 997857-26, Fax: +49 241 997857-22,
julia.ziegeldorf@fgh-ma.de, www.fgh-ma.de

² IAEW, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241-8097652, Fax: +49 241-8097652,
info@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Die lokale Fitness spiegelt die Güte jedes Netzentwurfes für den einzelnen Zeitpunkt t dar und führt zu kostenminimalen Netzentwürfen je Zeitpunkt t . Der optimale Ausbauplan ergibt sich nicht durch einfaches Zusammenfügen der einzelnen Optima, daher muss ein Austausch zwischen den einzelnen Genetischen Algorithmen erfolgen und zusätzlich eine globale Fitness maximiert werden.

Die globale Fitness drückt aus, wie gut ein Individuum in Kombination mit Individuen aus den vorherigen und nachfolgenden Zeitpunkten (Ausbauplan) ist. Beispielsweise könnte ein optimaler Ausbauplan früher eine kostspielige Investition vorsehen, die aber langfristig zu geringeren Netzkosten führt, aber alleine für diesen früheren Zeitpunkt betrachtet z.B. nicht optimal wäre. Um diesen Sachverhalt im Verfahren abzubilden, wird in den Prozess der Genetischen Operatoren eingegriffen, so dass die Optimierungsprobleme der jeweils vor und nachgelagerten Zeitpunkte mitberücksichtigt werden, indem Informationen zur Lösungen hoher Güte sowie auch einzelne Individuen austauscht werden. Im stochastischen Fall (Szenarienbaum zur Abbildung der unsicheren Zukunft) erfolgt der Austausch der Information jeweils mit den vor- und nachgelagerten Zeitpunkten aller Szenarien. Die Genetischen Operatoren belegen die Genwerte je Individuum, d.h. wählen aus den möglichen Freiheitsgraden bestimmte aus. Dabei werden Erkenntnisse aus einer Zielnetzplanung für den letzten Planungszeitpunkt T mit einbezogen [4].

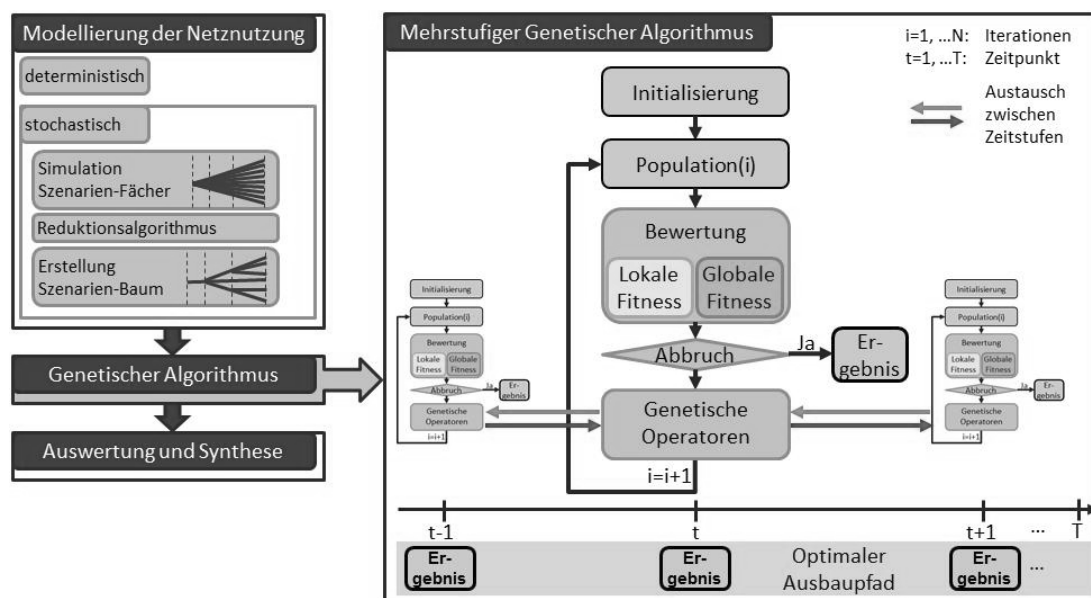


Abbildung 1: Prinzipieller Ablauf des Optimierungsverfahrens.

Ergebnisse

Anhand eines einfachen Testnetzes wird die Funktionsfähigkeit des entwickelten Verfahrens beispielhaft dargestellt und der Ablauf des mehrstufigen Genetischen Algorithmus verdeutlicht.

Die Erweiterung zu einem stochastischen Optimierungsproblem ist Gegenstand weiterer Forschungsaktivitäten [5].

Literatur

- [1] E-Bridge, IAEW, OFFIS, "Moderne Verteilernetze für Deutschland" (Verteilernetzstudie) - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Bonn, 2014.
- [2] Maurer, „Integrierte Grundsatz- und Ausbauplanung für Hochspannungsnetze“, Dissertation, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 101, Aachen 2004.
- [3] Grüwe-Kuska, Heitsch, Römisch, „Scenario Reduction and Scenario Tree construction for Power Management Problems“, IEEE Power Tech Proceedings, Bologna, 2003.
- [4] Rotering, Verheggen, Moser, Smolka, Duisberg, „Planung von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung steuerbarer Lasten und Einspeisungen“, VDE-Kongress 2012, Stuttgart, 2012.
- [5] FGH e.V., Ziegeldorf, „Jahresbericht 2014“, S. 59-63, 2015.

6.2.4 Eine Heuristik zur Umbauplanung von Niederspannungsnetzen ganzer Ortschaften

Gerrit SCHLÖMER¹, Lutz HOFMANN¹

Inhalt

Eine zunehmend dezentralisierte Energieversorgung und eine weitere Elektrifizierung bisher fossiler Energieträger stellt die Verteilnetzbetreiber vor große Herausforderungen: In vielen Netzen kommt es zu Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen, sodass Netzverstärkungsmaßnahmen notwendig werden. Die Hauptursache ist, dass Energieversorgungsnetze gerade in den unteren Netzebenen in der Vergangenheit mit stark fallenden Gleichzeitigkeitsfaktoren [1] geplant worden sind und neuartige Lasten zunehmend einen Gleichzeitigkeitsfaktor von eins aufweisen. Durch Smart-Grid-Maßnahmen können in Zukunft viele Leistungsspitzen reduziert werden, dennoch muss auch in Zukunft bei einer vollelektrischen Versorgung der Haushalte ausreichend Leistung zur Verfügung stehen, um die Gebäude bei niedrigen Außentemperaturen zu beheizen, Elektrofahrzeuge zu laden und den Warmwasserbedarf zu decken.

Eine Ineffizienz, die häufig bei der Instandhaltung oder Verstärkung von Niederspannungsnetzen gemacht wird, ist die Reduktion der Betrachtung auf den Bereich der betroffenen Ortsnetzstation. Eine manuelle Berechnung unterschiedlicher Netzausbauvarianten und Trennstellenfestlegung ist gerade aufgrund der Netzanzahl- und Vielfalt oftmals zu zeitaufwendig. Im Laufe der letzten Jahre ist durch die Einführung weiterer Betriebsmittel für das Niederspannungsnetz, wie aktive Spannungsregler, der Freiheitsgrad des Netzplaners und gleichzeitig der Lösungsraum des Optimierungsproblems noch einmal deutlich gewachsen [2]. In diesem Beitrag soll eine Heuristik vorgestellt werden, die in der Lage ist, das Niederspannungsnetz eines ganzen Ortes für unterschiedliche Zielszenarien zu optimieren. Entscheidend ist dabei, dass die Heuristik nicht nur eine Grüne-Wiese-Planung durchführen kann, sondern ausgehend von dem vorhandenen Netz einen Umbau durchführt, sodass die veränderte Netzaufgabe möglichst effizient versorgt werden kann.

Methodik

Grundlage des Verfahrens ist ein GIS-Datensatz des Ortsnetzes. Entscheidende Informationen sind, wo die einzelnen Hausanschlüsse positioniert und von welchen Belastungsannahmen und entsprechenden Gleichzeitigkeitsfaktoren ausgegangen werden kann. Zur Berechnung der Leistungsflüsse sowie den Kurzschlussleistungen sind Informationen zu den vorhandenen Leitungen und Transformatoren notwendig. Die Hausanschlüsse werden in der Regel auf die ein- oder beidseitig verlegte Straßenleitung aufgemufft und können daher nicht einzeln, sondern nur als Gruppe einer Station zugeordnet werden. Zur Berücksichtigung möglicher Umschaltmaßnahmen müssen die Positionen und Anschlussterminals der Kabelverteilerschränke hinterlegt werden. Für die Positionierung der Ortsnetzstationen ist entscheidend, welche Standorte räumlich möglich sind und welche Kosten für das Grundstück, die Errichtung oder Ertüchtigung des Stationsgebäudes und die Einbindung in die Mittel- und Niederspannungsebene entstehen.

Der Aufbau von Niederspannungsnetzen ist aufgrund der einfachen Schutztechnik und zur eindeutigen Vorgabe der Leistungsflüsse in der Regel unvermascht, daher kann die Versorgung von Netzkunden in der Niederspannungsebene der Problemklasse der Capacitated Facility Location Problem with Single-Sourcing (CFLPSS) zugeordnet werden. Zur Lösung dieses Problems gibt es verschiedene Ansätze, wobei sich gerade der Repeated-Matching-Algorithmus [3] für eine Erweiterung mit der elektrischen Leistungsflussberechnung als sehr geeignet gezeigt hat.

Der Algorithmus basiert auf dem Vergleich der Kosteneinsparung durch lokale Clusterbildung oder Umbildung, wobei durch eine übergeordnete globale Optimierung die explizite Clusterbildung vorgenommen wird. Der lokale Vergleich ist parallelisierbar und Rechenzeitvorteile können gewonnen werden, in dem der lokale Vergleich um eine vorherige Nachbarschaftssuche ergänzt wird.

¹ Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme, Appelstraße 9a, 30167 Hannover, Tel.: +49 511 762-2808, schloemer@ifes.uni-hannover.de, www.ifes.uni-hannover.de

Um eine Konvergenz in einem lokalen Optimum zu verhindern, werden ähnlich wie bei genetischen Heuristiken Mutationen durchgeführt, bei der ein Teil der Lösung verworfen und manipuliert wird.

Ergebnis eines Beispielnetzes

In Bild 1 ist die Grüne-Wiese-Planung eines Niederspannungsnetztes mit 715 Netzanschlüssen zu sehen, das im Ausgangszustand von 10 Ortsnetzstationen versorgt wird. Gezeigt sind weiterhin die Stationsstandorte, deren Leistung sowie vorhandene Verstärkungskabel in grau. Die Planung des Ortsnetzes basiert auf einer maximalen gleichzeitigen Leistungsabnahme aller Hausanschlüsse von 3 kW und einer Kurzschlussauslegung im Kernort, sodass die angenommenen NH-Sicherungen innerhalb von 5 Sekunden auslösen.

Im Zuge der Energiewende, soll das Netz im Zielzustand auf eine gleichzeitige Spitzenleistung von ± 5 kW an allen Hausanschlüssen ausgelegt werden, zusätzlich ist der Einsatz von rONT möglich. Das Ergebnis der Optimierung zeigt, dass die Anzahl und Position der Stationsstandorte ausreichend ist und lediglich deren Leistungsklasse verändert werden muss. Die Leitungslänge verlängert sich um 1,16 km bei einer vorherigen Gesamtlänge von 17,6 km. Es zeigt sich in diesem Beispiel, dass sich bei der Betrachtung der Niederspannungsnetze von ganzen Orten zur Integration von deutlich stärkeren Netzbelastungen die Netzausbaumaßnahmen deutlich minimieren lassen.

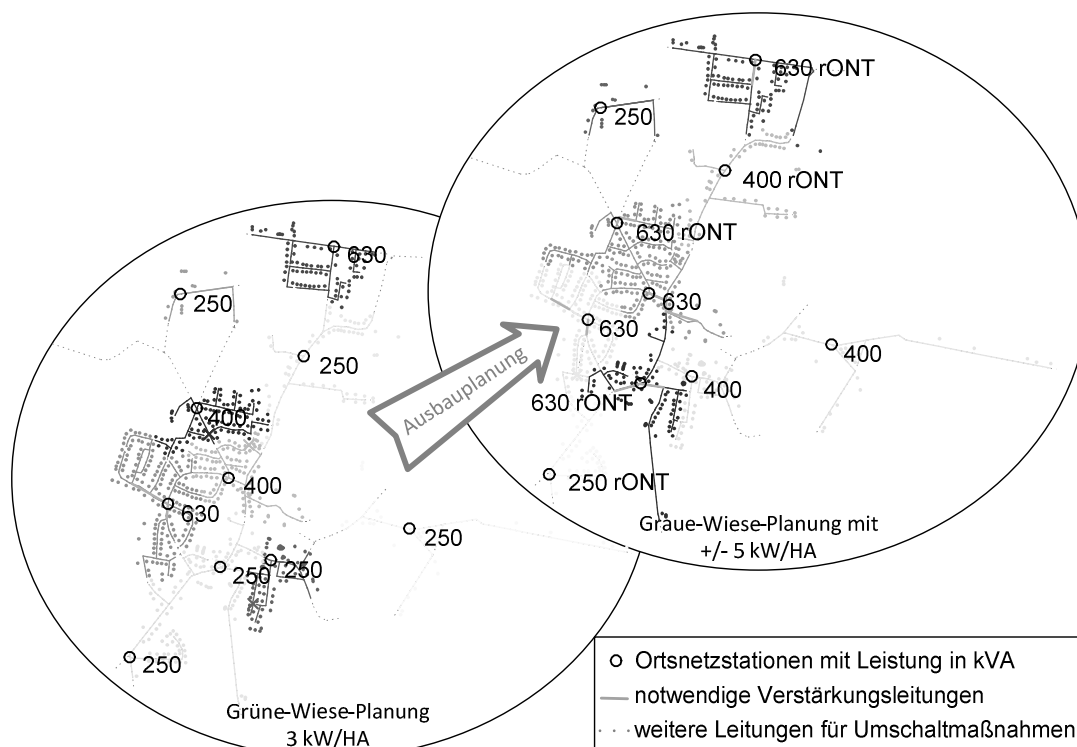


Abbildung 1: Ausgangslage sowie Zielszenario für einen Ort in Niedersachsen.

Literatur

- [1] Kaufmann, W.: Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme, 1. Auflage, VWEV-Verlag, Frankfurt am Main, 1995.
- [2] Becker, A.; Lühn, T.; Mohrmann, M.; Schlömer, G.; Schmidtman, G.; Schneider, D.; Schnieder, R.; Hofmann, L.; Beck, H.-P.; Geldermann, J.; Weyer, H.: Netzausbauvarianten in Niederspannungsverteilnetzen - Regelbare Ortsnetztransformatoren in Konkurrenz zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen, 1. Auflage, Cuvillier Verlag, Göttingen, 2014.
- [3] Rönnqvist, M.; Tragantalerngsak, S.; Holt, J.: A repeated matching heuristic for the single-source capacitated facility location problem, Schweden und Österreich, Januar 1997.

6.2.5 Restrukturierung bestehender Energiekabelnetze

Thomas HÖHN¹, Florian JAVERNIK¹, Thomas MALLITS¹,
Ernst SCHMAUTZER¹, Lothar FICKERT¹, Herbert STEURER²,
Gerhard HAFNER³

Restrukturierung der Sternpunktbehandlung

In veralteten, gelöschten Kabelnetzen kommt es zyklisch zur Investition in neue Petersen-Spulen und Sternpunktbildnern. Es besteht jedoch die Möglichkeit die Sternpunkt-Behandlung umzustellen, um daraus einen Vorteil zu generieren.

Inhalt

Es gibt einen Anstieg von dezentralen Erzeugungsanlagen, die einen immer größeren – teilweise auch sehr fluktuierenden Energieanteil zum gesamten Energieaufkommen beisteuern. Diese Einspeisung sieht bestehende Verteilnetzsysteme im urbanen und suburbanen Bereich gegenüber. Zur Aufrechterhaltung der Funktionsweise und Übertragungssicherheit müssen sowohl die Schutzeinrichtungen auf die jeweilige Kabelsituation abgestimmt sein, als auch beliebig vielen Erzeugern der Zutritt zum Netz ermöglicht werden. In veralteten, gelöschten Kabelnetzen kommt es zyklisch zur Investition in neue Petersen-Spulen und Sternpunktbildnern. Es gilt dann nach Schutz- und Verlässlichkeit-Kriterien, sowie unter Kostenrestriktionen, Entscheidungen für eine Restrukturierung von Sternpunkten zu treffen.

Methodik

Die Untersuchung erfolgte in Zusammenarbeit mit zwei (Verteilungs-) Kabelnetzbetreibern, die konkrete Aufgabenstellungen hinsichtlich Investitionen hatten. Dabei untersucht wurden ein urbanes und ein suburbanes Kabelnetz. Betrachtet wurden dabei die Sternpunkt-Behandlungen der jeweiligen Verteilnetze. So ist beispielsweise bei gelöschten Netzen eine 1,7-fache Spannungsbeanspruchung der Isolation zu berücksichtigen. Bei alten Kabelnetzen kann dadurch schnell ein Doppelfehler entstehen. Dem gegenüber steht eine Aufrechterhaltung der Versorgung selbst im einpoligen Fehlerfall.

Ergebnisse

- Investitionen können hinausgezögert werden
- Steigerung der Zuverlässigkeit in den restrukturierten Kabelnetz-Bereichen
- Betriebsmitteleinsparung

¹ Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7551, Fax: +43 316 873-7553
{thomas.hoehn|thomas.mallits|florian.javernik|schmautzer|lothar.fickert}@tugraz.at

² Netz Burgenland GmbH, Kasernenstraße 9, 7000 Eisenstadt, Tel.: +43 57790-0, Fax: +43 57790-1904,
herbert.steurer@netzburgenland.at

³ Wiener Netze GmbH, Mariannengasse 4-6, 1090 Wien, Tel.: +43 1 90190-0,
gerhard.hafner@wienenergie-stromnetz.at

6.2.6 Aktuelle Musternetze zur Untersuchung von Spannungsproblemen in der Niederspannung

Marco LINDNER¹, Christian AIGNER¹, Rolf WITZMANN¹,
Frank WIRTZ², Ibrahim BERBER³, Markus GÖDDE⁴, Robert FRINGS⁴

Einleitung

Als Herzstück der deutschen Energiewende stellt die Integration von fluktuierenden Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien Verteilnetzbetreiber vor zunehmend größere Herausforderungen. Um den klassischen, brandherdorientierten Netzausbau zu vermeiden wird aktuell eine Vielzahl an Untersuchungen zu innovativen Methoden der statischen Spannungshaltung sowie Verteilnetzflexibilisierung vorangetrieben. Verschiedenste Studien stützen Ihre Aussagen auf zum Teil stark generalisierte und vereinfachte Verteilnetzmodelle oder Ausschnitte vereinzelter, realer Verteilnetze. Beide Lösungsansätze führen zu Ergebnissen, die nicht ohne Weiteres auf andere Netze und schon gar nicht auf ein ganzes Land übertragen werden können. Dies führt neben der Lösungssuche für regionale Fragestellungen vor allem bei Normen- oder Richtlinienempfehlungen zu Problemen. Die Modellbildung sollte daher gezielt dem Untersuchungszweck angepasst werden und alle gewünschten Effekte beinhalten.

Im Projekt „U-Control“ liegt der Untersuchungsschwerpunkt auf dem Verhalten verschiedener Verfahren der statischen Spannungshaltung, welche in Verteilnetzen unter technischen und wirtschaftlichen Aspekten beleuchtet werden. Daher trägt die korrekte Nachbildung der Spannungsverhältnisse im Netz maßgeblich zur Modellbildung der Mittel- und Niederspannungsnetze bei.

Datengrundlage

Die Datengrundlage der Musternetzbildung besteht aus 358 digitalisierten Niederspannungsnetzen mit insgesamt 1550 Niederspannungssträngen aus unterschiedlichen Regionen Deutschlands. Neben einem Großteil an stark verkabelten, ländlichen Netzen kommen auch Netze mit hohem Freileitungsanteil oder (vor-)städtischem Charakter vor. Ziel der Musternetzerzeugung war es, für jede Netzklasse und regionalen Netztyp ein Musternetz zu definieren. Insgesamt wurden 29 elektrische und 2 geografische Netzparameter stranggenau ausgewertet und in einer Datenbank erfasst.

Methodik

Wiederholend kontrovers diskutiert wird das Thema der Klassifizierung von elektrischen Energieversorgungsnetzen. Hierbei werden die Eingangsdaten kategorisiert und in Klassen eingeteilt. Kerber verfolgt einen Ansatz der subjektiven Einteilung der Netze durch Luftbilddaufnahmen und Bevölkerungszahlen [1]. Walker distanziert sich vom „Stadt-, Land-, Übergangsprinzip“ und begegnet der Problematik ergebnisoffen mit Hilfe einer mathematischen Faktoranalyse mit nachgelagerter Plausibilitätsprüfung sowie einer darauf aufbauenden Clusteranalyse nach der Ward Methode [2].

In dieser Arbeit hat sich, mit Blick auf den Untersuchungszweck, der mittlere, geografische Hausabstand als primärer Klassifizierungsparameter etabliert. Mit Hilfe von empirischen Verteilungsfunktionen der klassifizierten Daten können synthetische Netze erstellt werden. Dabei werden vorab die Transformatorgröße und die Auslastung des zu erstellenden Netzes per Quantil vorgegeben. Über das Quantil wird die Anzahl der Netzverknüpfungspunkte (NVP) und damit die Auslastung des Transformators errechnet. Anschließend werden iterativ Netzstränge aus den Verteilungsfunktionen des Verbraucher-sammenwiderstands und der Leitungsparameter erzeugt und dem Transformator zugewiesen. Wiederholt wird, bis die gewünschte Anzahl an NVP erreicht ist.

¹ Technische Universität München, Professur für elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstraße 21, 80333 München, marco.lindner@tum.de, www.een.ei.tum.de

² Bayernwerk AG, Lilienthalstraße 7, 93049 Regensburg, www.bayernwerk.de

³ Netze BW GmbH, Schelmenwasenstraße 15, 70567 Stuttgart, www.netze-bw.de

⁴ INFRAWEST GmbH, Lombardenstraße 12-22, 52070 Aachen, www.infrawest.de

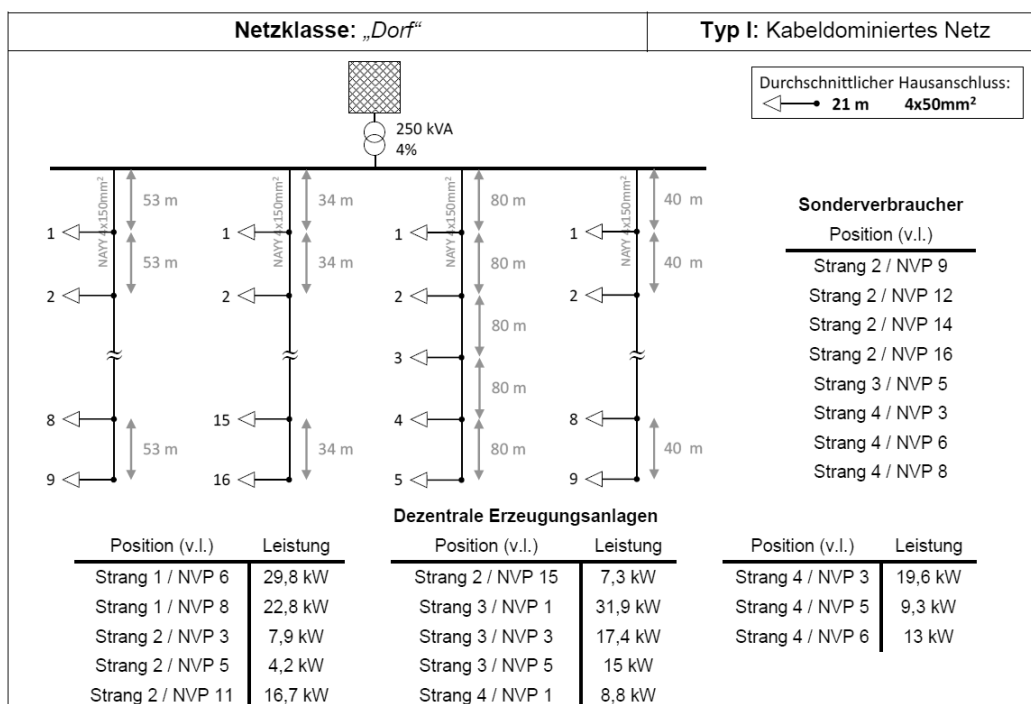
Das stochastische Ziehen der Leitungsparameter erfolgt nach einem Verfahren, welches die Repräsentativität der synthetischen Netze gegenüber der Datenbasis aufrechterhält. Dabei werden Netzstränge erzeugt, die dem Mittel der jeweiligen Klasse entsprechen.

Die Versorgungsaufgabe der zu modellierenden Niederspannungsnetze besteht aus Haushalts- und Sonderverbrauchslasten sowie dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA), hauptsächlich auf Basis von Photovoltaik. Während normale Haushaltslasten rein stochastisch auf die vorhandenen NVP verteilt werden können, muss beim Anschluss von Sonderverbrauchs-kunden der elektrische Abstand zum Transformator berücksichtigt werden. Die Installation von PV-Anlagen in realen Netzen ist hingegen abhängig von mehreren technischen und sozio-ökonomischen Faktoren und kann aus Sichtweise der Netzplanung nur stochastisch nachgebildet werden. Jedoch würde eine rein stochastische Positionierung auch unrealistische Netznutzungsfälle erzeugen. Daher fließen sowohl Position als auch Leistung der DEA über eine transformatorgebiets-scharfe Indexfunktion in die Modellierung mit ein.

Die so entstehenden, synthetischen Netze werden automatisiert auf Einhalten des zulässigen Spannungsbereiches sowie der Betriebsmittelbelastbarkeit überprüft. Zusätzlich werden Maßnahmen zum kategorischen Ausschluss unrealistischer Kombinationen statistischer Parameter ergriffen.

Ergebnisse

Zur Erstellung der Musternetze wurde jeweils die am häufigsten auftretende Transformator-Bemessungsscheinleistung sowie das 50 % Quantil der Netzauslastung herangezogen. Im Vergleich mit den Simulationsergebnissen der vollständigen Netzmodelle können die auslegungsrelevanten Spannungen erfolgreich durch die Musternetze nachgebildet werden. Die Ergebnisse fließen zusammen mit der Modellierung der überlagerten Mittelspannungsnetze als Simulationsgrundlage in das Projekt „UControl“ ein. Die vollständigen Niederspannungs-Musternetze sind der Langfassung zu entnehmen.



Referenzen

- [1] G. Kerber, "Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen," 2011.
- [2] G. Walker, "Ein Standardisierter Ansatz zur Klassifizierung von Verteilsnetzen," VDE-Kongress, 2014.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

6.3 MITARBEITER UND LEITWARTEN (SESSION E3)

6.3.1 Bewertung beruflicher Handlungskompetenzen in Leitwarten

Vivian SCHWEDT¹, Annette HOPPE¹, Michael VON BRONK²

Motivation und Zielstellung

Mit dem Wandel der Technik werden nicht nur beim Nutzer, sondern auch beim Bediener Anpassungs- und Lernvorgänge gefordert, die seine psychischen Kräfte beanspruchen. Hersteller von Technik müssen ihre Konzepte überdenken und stehen in einem ständigen Konkurrenzkampf um jeden Kunden.

Die technologische Entwicklung steigert die Komplexität der Anlage und damit ändern sich auch die Anforderungen an den Mitarbeiter (vgl. Hollnagel 1998, S.25). Die Rolle, die dem Menschen innerhalb der hochautomatisierten Anlage, wie z.B. einem Leitstand im Kraftwerk, in einer Rettungsleitstelle oder in der Flugüberwachung zukommt, ist zwiespältig: Zum einen werden auf Grund der zum Teil nicht mehr möglichen, direkten manuellen Eingriffe (schwere) körperliche Belastungen mehr und mehr ausgeschlossen, zum anderen ist es nachvollziehbar, dass sich die psychischen Anforderungen vor allem für steuernde und überwachende Tätigkeiten enorm gesteigert haben (vgl. Weyer 1997, S.244).

Ziel war es ein praxistaugliches Evaluationsverfahren zu entwickeln, mit dem es möglich ist, sowohl die Kompetenzanforderungen als auch die Kompetenzausbildung an Operatorarbeitsplätzen zu erfassen und mögliche Diskrepanzen, die ein Risiko für den sicheren Betrieb einer prozesstechnischen Anlage sein können, aufzuzeigen. Anhand der erkannten Diskrepanzen können sowohl Ableitungen für das strategische als auch taktische Personalmanagement erfolgen. Die Bewertung richtet sich dabei nicht auf das einzelne Individuum, sondern auf die Tätigkeit als Gruppenanforderung. Damit wird eine Leistungsbewertung des Einzelnen verhindert und gleichzeitig eine qualitative Analyse von Anforderungen und Fähigkeiten ermöglicht.

Stand der Forschung

Eine grundlegende Veränderung von Arbeitstätigkeiten und Arbeitsabläufen manifestiert sich in der fortschreitenden Automatisierung von Mensch-Maschine Schnittstellen (vgl. Hoppe, 2009 und Kockrow 2014). Die immer komplexer werdenden Abläufe stellen hohe kognitive Anforderungen an die Operatoren, die mit diesen Systemen arbeiten. Aus diesem Grund muss der kontinuierlichen Aus- und Weiterbildung von Operatoren eine große Aufmerksamkeit beigemessen werden. Die durchgeführten Untersuchungen konzentrieren sich im konkreten Fall auf das komplexe Arbeitssystem der Leitwarte in Kraftwerken und dort speziell auf die Kompetenzen von Operatoren. Aus Erkenntnissen, die während mehrjähriger Industrieprojekte gesammelt werden konnten (vgl. Binkowski, 2011 und Schwedt, 2014), wurde immer wieder deutlich, dass für einen reibungslosen Ablauf in einem Kraftwerk die Kompetenzen der Operatoren von großer Bedeutung sind.

Operatortätigkeiten

RIERA & DEBERNARD unterteilen die Aufgaben des Operators an Mensch-Maschine-Systemen in Anlehnung an Rasmussens Modell in vier Hauptkategorien (vgl. Riera & Debernard, 2003, S.260f):

- **Information beschaffen (information elaboration)**

Hier werden Informationen neben der eigentlichen Überwachungstätigkeit gesammelt. Sammeln meint hier bereitgestellte Angaben, Daten von Sensoren und Visualisierungsmitteln im Mensch-Maschine-System. Die Informationen ermöglichen anormale Systemzustände zu erkennen, die Situation zu bewerten und, wenn notwendig, Entscheidungen zu treffen.

¹ Brandenburgische Technische Universität (BTU) Cottbus-Senftenberg, Lehrgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie, Siemens-Halske-Ring 14, Tel.: +49 355 69-4348, Fax: +49 355 69-4866, vivian.schwedt@b-tu.de, www.tu-cottbus.de/awip

² Vattenfall Europe Mining AG und Vattenfall Europe Generation AG, Tel.: +49 355 28873300, michael.vonbronk@vattenfall.de

- **Identifizieren (identification)**

Mit Hilfe zur Verfügung stehender Informationen erfolgt die Interpretation von Wissen nach relevanten Merkmalen. Aufbauend auf der Interpretation erfolgt das Folgern mit einem ungewissen Ausgang. Aus diesem Grund ist es notwendig, die getroffenen Ableitungen mit neuen Informationen abzugleichen und zu überprüfen.

- **Entscheiden (decisionmaking)**

Entscheidungen werden entweder strukturiert oder zielgerichtet getätigt und sind immer prüfbar. Die strukturierte Entscheidungsfindung verlangt mehrere Optionen zur Zielerreichung, die strategisch abgewägt werden müssen.

- **Handlung (action)**

Hier erfolgt die konkrete Umsetzung der getroffenen Entscheidungen. Die Umsetzung kann zum einen mittels Eingaben von Befehlen geschehen und zum anderen mittels einer Programmierung, die erstellt wird.

Methodik

Ausgangspunkt der wissenschaftlichen Betrachtung war die inhaltliche Beschreibung des Operators als Arbeitsperson. Diese Beschreibung musste im Kontext mit seiner Arbeitsumgebung erfolgen und in Tätigkeiten unterteilt werden. Danach wurden den einzelnen Tätigkeiten aus den Kompetenzbereichen nach ERPENBECK & HEYSE Fähigkeiten, Fertigkeiten, Kenntnisse und Gewohnheiten zugeordnet. In der Ableitung erfolgte die Erarbeitung des Befragungsinstrumentes.

Ergebnisse

Die beruflichen Handlungskompetenzen sollten in ihrer Bedeutung in allen Bereichen des Kraftwerks (von der Leitung bis hin zu den Operatoren) deutlich gemacht werden, da es eine flexible Anpassung an sich verändernde Markanforderungen ermöglicht. Weiterhin sollten berufliche Handlungskompetenzen sowohl in die Aus- und Weiterbildung einfließen, da diese für das bessere Verständnis der Anlage und der Prozesse gebraucht werden. Welche das jeweils im Einzelnen sind kann aktuell auf die jeweilige Arbeitssituation angepasst werden. Es wurde bereits bei den Auswertungen festgestellt, dass die sozial-kommunikativen und personalen Kompetenzen eine große Bedeutung bei den beruflichen Handlungskompetenzen für Operatoren besitzen. Daher sollten sie bereits in Bewerbungsgesprächen große Beachtung finden und in Ausschreibungen unbedingt integriert werden. Da sich Technik und daraus resultierende Anforderungen in ständiger Veränderung befinden und dieser Prozess noch sehr lange andauern wird, wird ein Soll- Ist- Vergleich der Kompetenzanforderungen und der Kompetenzausbildung in einem Abstand von zwei Jahren empfohlen.

Quellen

- [1] Binkowski, Sven: Untersuchungsmethodik zur operatorbezogenen Auslegung der Klimabedingungen in Leitwarten. Dissertationsschrift. Aachen: Shaker Verlag, 2011. ISBN: 978-3-8322-9959-0.
- [2] Erpenbeck, J., Heyse, V.: Informationszentrum für selbstorganisiertes Lernen und multimediale Kommunikation e.V. KODE-X Manual KompetenzAtlas, EHM 2000.
- [3] Hoppe, Annette: Technikstress – Theoretische Grundlagen, Praxisuntersuchungen und Handlungsregularien. Habilitationsschrift. Aachen: Shaker Verlag, 2009. ISBN: 978-3-8322-8502-9.
- [4] Hollnagel, E.: Cognitive Reliability and Error Analysis Method. Oxford: Elsevier Science Ltd., 1998
- [4] Kockrow, Roberto: Eye-Tracking Studien in Leitwarten - Evaluation einer ‚Visuellen Komfortzone‘ für Operatortätigkeiten. Dissertationsschrift. Aachen: Shaker Verlag, 2014. ISBN: 978-3-8440-3022-8.
- [4] Riera, B., Debernard, S.: Basic Cognitive Principles Applied to the Design of Advanced Supervisory Systems for Process Control. In: Hollnagel, E. (Ed.), Handbook of Cognitive Task Design, Lawrence Erlbaum Associates, Publishers: London 2003.
- [4] Schwedt, Vivian: Kompetenzmanagement an hochautomatisierten Arbeitsplätzen mit Hilfe eines Evaluationsverfahrens. Dissertationsschrift. Aachen: Shaker Verlag, 2014. ISBN: 978-3-8440-3041-9.
- [5] Weyer, J.; Zeitschrift für Soziologie, Jg. 26 Heft 4, August 1997

6.3.2 Untersuchung der Vigilanz bei Überwachungstätigkeiten zur ergonomischen Gestaltung

Rico GANßAUGE¹, Annette HOPPE¹

Motivation

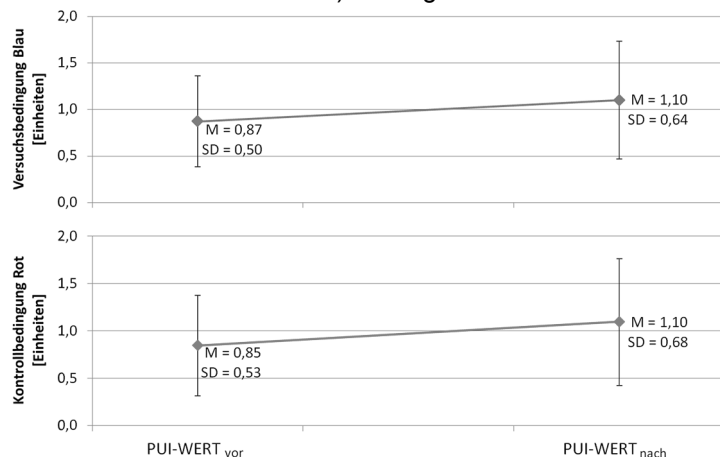
Die Tätigkeit in Leitwarten kann je nach gewähltem Automatisierungskonzept mit hohen Anteilen monotoner Überwachung einhergehen (Löwe, Dalijono 2012). Insbesondere Automatisierungskonzepte, die einen hohen Überwachungsanteil aufweisen, können sich negativ auswirken. Ebenso stellen Arbeitsumgebungsfaktoren, hier speziell die Beleuchtungsgestaltung, einen wichtigen Ansatzpunkt für arbeitswissenschaftliches Handeln dar. Die Wirkung kurzwelligen Lichts von $\lambda = 380 - 580\text{nm}$ auf die Aufmerksamkeit allgemein bzw. Vigilanz als eine spezielle Unterform konnte nachts gut belegt werden (Cajochen 2007), jedoch wurden auch mögliche längerfristige Gesundheitsgefahren andiskutiert (Erren et. al. 2010). Tagsüber existierten einige Befunde, die ebenfalls auf eine mögliche aufmerksamkeitssteigernde Wirkung hindeuteten (z.B. Revell, Arendt, Fogg, Skene 2006; Viola, James, Schlangen, Dijk 2008). Die Wirkungen wurden hierbei jedoch überwiegend mit subjektiven Methoden erfasst.

Zielstellung

Ziel der vorliegenden Untersuchung war es deshalb, die kurzfristige Wirkung von Beleuchtung mit hohen Spektralanteilen im kurzwelligen Bereich des Lichtspektrums ($\lambda = 380 - 580\text{nm}$) bei Tage auf die Vigilanz zu untersuchen. Dabei sollte ermittelt werden, ob sich der zu erwartende Vigilanzverlust bei Überwachungstätigkeiten durch kurzwellige Beleuchtung positiv beeinflussen lässt. Als erster Schritt waren dazu Stärke und Verlauf des Vigilanzverlustes nachzuweisen.

Methodik

In einer Laborstudie mit $N = 44$ Teilnehmern wurde deshalb die Wirkung einer simulierten monotonen Überwachungsaufgabe unter kurzweiliger Beleuchtung tagsüber ermittelt, und mit einer Kontrollsituation ohne diese Anteile verglichen. Die Teilnehmer durchliefen eine Versuchsbedingung mit hohen Anteilen im kurzwelligen Bereich („Blau“) und mit zeitlichem Abstand die Kontrollbedingung nahezu ohne derartige Anteile („Rot“). Als abhängige Maße wurden Fehleranzahl und Reaktionszeit in der simulierten Überwachungsaufgabe ermittelt. wurden Messungen durch Ratingskalen der subjektiven Müdigkeit (KSS; Åkerstedt, Gillberg 1990) und mittels objektiver Verfahren zur Bestimmung der Schläfrigkeit („F2D“ der Firma Amtech/ Dossenheim) durchgeführt. Bei letzterem Verfahren wird die Schwankungsbreite des



Pupillendurchmessers als ein Maß über einen definierten Messzeitraum aufgezeichnet und anschließend daraus ein Schläfrigkeitswert bestimmt. Dieser korreliert positiv mit der Vigilanz und gestattet so Rückschlüsse. Werte von $< 1,02$ Einheiten werden vom Hersteller als „wach“ bezeichnet, von $1,02 - 1,50$ Einheiten als „kontrollbedürftig“. Diese Grenze wurde bei der Messung danach überschritten (Abbildung 1).

Abbildung 1: Veränderung des objektiven Schläfrigkeitswertes (PUI-WERT) zwischen vor und nach der simulierten Überwachungsaufgabe.

¹ BTU Cottbus-Senftenberg, Konrad-Wachsmann-Allee 1, 03046 Cottbus,
{Tel.: +49 355 69-5047, rico.ganssaue@b-tu.de},
{Tel.: +49 355 69-4824, hoppe@b-tu.de}

Es zeigte sich eine deutliche Wirkung der monotonen Überwachung, die sich in einer signifikanten Verschlechterung der Variable PUI-WERT äußerte. Höhere Werte stehen für verschlechterte Voraussetzungen für Vigilanz. Die übrigen gemessenen Variablen stiegen ebenfalls an, was ebenso auf verschlechterte Vigilanz schließen ließ. Es zeigte sich jedoch kein deutlicher Vorteil bei der Versuchsbedingung „Blau“ gegenüber der Kontrollbedingung „Rot“. Deutliche Vorteile kurzweiliger Beleuchtung tagsüber konnten somit nicht festgestellt werden.

Fazit

Insbesondere die Wirkung monotoner Überwachung konnte gut nachgewiesen werden. Somit sollte arbeitswissenschaftliches Handeln vorrangig hier ansetzen und gestalterisch einwirken. Deshalb müssen Automatisierungskonzepte in der Praxis durch entsprechende Experten begleitet werden. Entscheidungsunterstützung wurde dazu formuliert und in Form von Leitfragen zusammengefasst. Die Arbeitsumgebungsgestaltung sollte ebenfalls nicht außer Acht gelassen werden, auch wenn hier kein deutlicher Wirksamkeitsnachweis des kurzweiligen Lichts erbracht werden konnte. Für die Praxis konnten Hinweise zur Beleuchtungsgestaltung abgeleitet werden. Die gesamte Studie wird unter dem Titel „Untersuchung der Vigilanz unter verschiedenen Beleuchtungsbedingungen zur ergonomischen Gestaltung von Überwachungstätigkeiten“ veröffentlicht.

Quellen

- [1] Åkerstedt, T., Gillberg, M. (1990). Subjective and objective sleepiness in the active individual. *International Journal of Neuroscience*, 52, S. 29-37
- [2] Cajochen, C. (2007). Alerting effects of light. *Sleep Medicine Reviews*, 11, S. 453-464.
- [3] Erren, T. C., Falaturi, P., Morfeld, P., Knauth, P., Reiter, R. J., Piekarski, C. (2010). Schichtarbeit und Krebs - Hintergründe und Herausforderungen. *Deutsches Ärzteblatt*, 107 (38), S. 657 - 662.
- [4] Löwe, K., Dalijono, T. (2012). Entwicklung eines Operatorunterstützungssystems zur Steigerung der Sicherheit hochautomatisierter verfahrenstechnischer Anlagen. *Chemie Ingenieur Technik*, 84 (11), S. 2027 - 2034.
- [5] Revell, V., Arendt, J., Fogg, L., Skene, D. (2006). Alerting effects of light are sensitive to very short wavelengths. *Neuroscience Letters*, 399, S. 96 - 100.
- [5] Viola, A., James, L., Schlangen, L., Dijk, D. (2008). Blue-enriched white light in the workplace improves self-reported alertness, performance and sleep quality. *Scandinavian Journal of Work, Environment and Health*; 34 (4), S. 297 - 306.

6.3.3 Mitarbeiterschulung als Grundlage für einen sicheren Netzbetrieb

Robert SCHMARANZ¹, Dietmar HAßLACHER¹, Karl SCHOAß¹

Einleitung

Eine regelmäßige und umfassende Aus- und Weiterbildung aber auch das Training von Mitarbeitern sind – wie in jedem Unternehmensbereich – auch im Netzbetrieb der Schlüssel für einen sicheren und effizienten Arbeitsablauf. Die Herausforderung im Bereich der Netzführung liegt in der vorwiegend internen Entwicklung und Umsetzung dieser Ausbildungsprogramme, da aufgrund der speziellen Anforderungen und unternehmensinternen Spezifika kaum auf externe Programme zurückgegriffen werden kann. Auch der Austausch zwischen Netzbetreibern ist aufgrund der unterschiedlichen Strukturen und Aufgabenzuordnungen nur bedingt möglich. Diese Publikation beschreibt die wesentlichen Schwerpunkte betriebsnaher Aus- und Weiterbildungsprogramme in der KNG-Kärnten Netz GmbH mit einem speziellen Fokus auf das Thema Arbeitssicherheit, welches durch die Implementierung eines eigens darauf ausgerichteten, konzernweiten Projekts einen besonderen Stellenwert einnimmt.

Schwerpunkt Arbeitssicherheit

Um eine neue Sicherheitskultur im Unternehmen zu etablieren wurde im Jahr 2013 im Konzern der Kelag das Projekt „Zeit für Sicherheit“ initiiert. Der Leitspruch dieses Projekts lautet: „Jeder Mitarbeiter soll so gesund nach Haus gehen, wie er in die Arbeit gekommen ist!“. Vorrangige Intention ist die jährliche Reduzierung der Arbeitsunfälle im Unternehmen sowie das Erreichen einer durchgängigen und gelebten Arbeitssicherheitskultur.

Alle Mitarbeiter werden dabei zur aktiven Teilnahme an „Zeit für Sicherheit“ motiviert. Hier nehmen Führungskräfte eine besondere Vorbild- und Motivationsfunktion ein und werden durch die in Dienstverträgen integrierten, sicherheitsrelevanten Zielvereinbarungen auch persönlich in die Verantwortung genommen. Im Falle eines Fehlverhaltens oder einem (Beinahe-)Unfall erfolgt zwischen dem „Wissensträger“ und seinem Vorgesetzten ein Gespräch. In einer Unfallereignisanalyse werden Maßnahmen festgelegt, um vergleichbar ähnliche Vorfälle in der Zukunft zu vermeiden. Als präventive Maßnahme werden die gewonnenen Erkenntnisse den Mitarbeitern im Rahmen von Schulungen präsentiert und im Sinne einer offenen Fehlerkultur kollegial und respektvoll diskutiert. Somit wird eine nachhaltige und persönliche Weiterentwicklung gefördert.

Zeit für Sicherheit lebt im beruflichen Alltag durch die Bewusstseinsbildung und durch die laufende Präsenz von zwei Sicherheitsinnovationen, nämlich dem Sicherheitsimpuls und dem Sicherheitsgespräch. Beim Sicherheitsimpuls ist es die Aufgabe jeder Führungskraft, zu Beginn einer Besprechung oder einer Veranstaltung, das Thema Arbeitssicherheit in einem kurzen Beitrag anzusprechen. In der Praxis hat sich auch die Fragestellung an die Teilnehmer bewährt, ob jemand in letzter Zeit ein sicherheitsrelevantes Ereignis erlebt oder beobachtet hat. Dabei muss es sich nicht zwingend um ein Ereignis aus dem beruflichen Alltag handeln. Ein weiterer Baustein ist die regelmäßige Vor-Ort-Präsenz der Führungskraft mit dem Fokus der Beobachtung von Arbeitssituationen und direkter persönlicher Ansprache des Mitarbeiters in Form eines Sicherheitsgespräches. Durch das Sicherheitsgespräch an der Arbeitsstelle beschäftigen sich die Führungskraft und der Mitarbeiter gemeinsam mit der Stärkung des positiven Arbeitssicherheitsverhaltens, der Etablierung einer offenen Fehlerkultur und der Erkennung von Verbesserungspotenzialen im Arbeitsschutz. Mit dieser Vorgangsweise wird das Thema Sicherheit Bestandteil des Arbeitsalltags für die Mitarbeiter und somit Teil der „Kultur“ im Unternehmen.

Sicherheitsorientierte Aus- und Weiterbildung

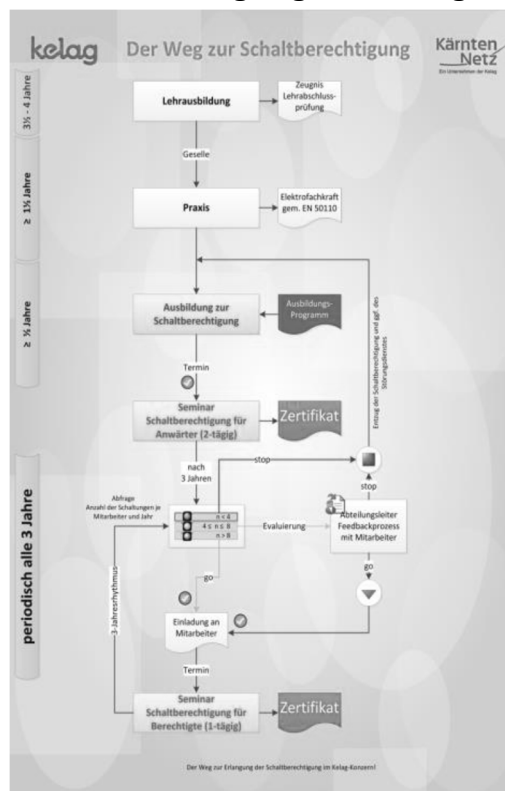
Im Bereich der Netzführung eines Stromverteilnetzes können – je nach unternehmensinterner Benennung und Zuordnung der einzelnen Tätigkeiten – prinzipiell folgende Bereiche und somit Ausbildungsschwerpunkte unterschieden werden:

¹ KNG-Kärnten Netz GmbH, Arnulfplatz 2, 9020 Klagenfurt, www.kaerntennetz.at, {robert.schmaranz|dietmar.hasslacher|karl.schoass}@kaerntennetz.at

- Schaltanweisungsberechtigung Hochspannung und/oder Mittelspannung für Mitarbeiter in Leitstellen
- Schaltberechtigung
- Störungsmonteurdienst
- Ausbildung von Mitarbeitern in unterstützenden Bereichen (z.B. Betriebsmitarbeiter, Schutz- und Leittechniker, Mitarbeiter im betrieblichen Backoffice, Nachwuchstechniker, etc.)

In den angeführten Bereichen können sich Ausbildungskonzepte überlappen und in weitere Teilbereiche gegliedert sein. Eine einheitliche, durchgängige, nachvollziehbare und regelmäßige Schulung sollte für jeden dieser Bereiche erstellt und insbesondere für die betrieblichen Kernaufgaben im Rahmen einer Zertifizierung auch durch externe Institutionen auf ihre Plausibilität überprüft werden. In dieser Publikation sind ausgewählte Ausbildungsprogramme beispielhaft näher beschrieben, wobei der Fokus auf die Themen Schaltberechtigung, Schaltsprache und Schaltanweisungsberechtigung gelegt wird.

Schaltberechtigungsschulungen



Da trotz fortgeschrittenem Automatisierungsgrad bei Verteilnetzbetreibern nur ein kleiner Teil der Mittelspannungsschalter fernsteuerbar ausgeführt sind, müssen viele Schalthandlungen durch Personal vor Ort durchgeführt werden. In elektrischen Anlagen im Mittel- und Hochspannungsbereich erfolgen Schalthandlungen jedoch ausschließlich durch eigens dafür qualifiziertes Personal, einem sogenannten Schaltberechtigten.

In Abbildung 1 ist die Ausbildung sowie die regelmäßige Schulung von Hoch- und Mittelspannungsschaltberechtigten im Konzern der Kelag dargestellt. Hierbei handelt es sich um eine gemeinsame Ausbildung für Mitarbeiter des Netz- und Erzeugungsbereiches.

Die Schulungen zur Aufrechterhaltung der befristeten HS- oder MS-Schaltberechtigung finden in einem festgelegten 3-Jahresintervall in der zentralen Leitstelle statt und werden in einem zentralen Ausbildungsblock inklusive SCADA-Vorführungen abgehalten. Bei der Schulung kommt es zu einem Erfahrungsaustausch zwischen den schaltanweisungsberechtigten und den schaltberechtigten Mitarbeitern. Die Schulung in der Netzleitstelle ermöglicht es, die persönliche Identifikation und das Vertrauen durch die zentrale Präsenz der handelnden Personen zu erhöhen.

Abbildung 1: Der Weg zu Schaltberechtigung.

Die Erfahrung zeigt, dass diese Vorgangsweise zu einer Weiterentwicklung des Themas Arbeitssicherheit wesentlich beiträgt.

Voraussetzung für eine Teilnahme und damit für eine Verlängerung der Berechtigung ist einerseits die neuerliche Überprüfung der betrieblichen Notwendigkeit und andererseits die Durchführung einer jährlich festgelegten Mindestzahl an Schalthandlungen des Mitarbeiters. Ist die geforderte Mindestanzahl an Schalthandlungen nicht vorhanden, wird dem Mitarbeiter die Schaltberechtigung entzogen. Die Überprüfung der durchgeführten Schalthandlungen soll einen regelmäßigen Einsatz des Mitarbeiters und damit die zwingend erforderliche Praxis für diese Tätigkeit sicherstellen. Die Abfrage über die Anzahl der Schalthandlungen erfolgt bei der KNG in einer Intranet-Applikation, welche auf SCADA-Daten zurückgreift.

6.3.4 Visualisierungsmitteldichte in Leitwarten

Roberto KOCKROW¹, Annette HOPPE¹

Herausforderung

In der heutigen Arbeitswelt laufen viele Produktionsprozesse und -verfahren automatisiert ab. Die Steuerung und Koordination aller Abläufe erfolgt zentralisiert in Leitwarten. An den Leitständen arbeiten die Operatoren oft unter Verwendung einer Vielzahl von digitalen Visualisierungsmitteln (DVM). Typische Anzeigesysteme sind Monitore und tiefengestaffelt präsentierte Großbild-darstellungen, welche technisch verschiedenartig realisiert sein können. Fortlaufender Automatisierungsfortschritt sowie Zentralisierung führen häufig zu einer sukzessiven, funktionalen Erweiterung der Arbeitsplätze. Mit jeder Evolutionsstufe kommen dabei häufig neue DVM hinzu, welche durch den Operator überwacht und bedient werden müssen. Dies führt in Einzelfällen dazu, dass das gesamte Blickfeld des Operators mit komplexen Prozessvisualisierungen ausgefüllt ist. Bei Neubauvorhaben wird zudem häufig auf derartige „Best-Practice“-Lösungen als Referenz zurückgegriffen, da in einschlägigen Regelwerken und Normen keine empfohlene Obergrenze für die Anzahl von DVM definiert ist. Oftmals wird auf systemimmanente und situative Faktoren des Arbeits-systems verwiesen, auf dessen Basis die Visualisierungsmitteldichte gerechtfertigt werden soll.

Dem ist nicht zu widersprechen, jedoch richtet sich der Fokus dieser Überlegung nur auf die technischen Faktoren. Der dort tätige Mensch, welcher permanent, oft unter hohem Zeit- und Verantwortungsdruck, sichere und richtige Entscheidungen treffen muss, wird dabei nur ungenügend berücksichtigt. Es kann jedoch angenommen werden, dass es eine Handhabbarkeitsgrenze gibt, da die menschliche Wahrnehmung einer Vielzahl von physischen und kognitiven Determinanten unterliegt. Zu nennen sind dabei physiologisch begründet vor allem das limitiertes Gesichtsfeld, ein begrenztes Auflösungsvermögen bzw. Sehschärfe sowie die gehemmte Farbwahrnehmung im peripheren Blickfeld. Dazu kommt auf kognitiver Ebene die extrem eingeschränkte Kapazität des Ultrakurz- und Kurzzeitgedächtnisses und daraus resultierend, die geringe Menge parallel verarbeitbarer Informationen. Bewertungsgrundlagen dieser Aspekte sind durch verschiedene Maßzahlen bereits seit langem definiert. Unter Berücksichtigung dieses Wissens können belastungsoptimale Leitwartenarbeitsplätze gestaltet werden.

In jedem Fall sollte auf der physiologischen Ebene die Erkennbarkeit, Unterscheidbarkeit und Lesbarkeit von Informationen gegeben sein, während auf psychischer Ebene Faktoren wie Klarheit und Interpretierbarkeit relevant sind. Damit wird die ergonomische Softwaregestaltung als ein weiterer Fachbereich tangiert, der hier jedoch nicht weiter beleuchtet werden soll.

Eye-Tracking-Studien

Das Lehrgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie der BTU Cottbus-Senftenberg führte mehrere Blickerfassungsstudien in verschiedenen Kraftwerksleitwarten und im Kraftwerkssimulator durch. Ziel war es, unterschiedlich stark visualisierte Leitstände hinsichtlich der Nutzungsquantität und damit verbundener Nutzungsstrategien zu analysieren. Kriterium war die Anzahl von DVM, welche zur Bedienung und Beobachtung des Prozessleitsystems installiert waren. Die Visualisierungsmittelkonfiguration variierte an den analysierten Leitständen von acht bis 16 DVM. Eine Tiefenstaffelung wurde an allen Arbeitsplätzen vorgefunden.

Die Blickdatenerhebung erfolgte mittels des Dikablis Eye-Trackers und dauerte ca. 30 Minuten. Insgesamt nahmen 96 Probanden (Realbetrieb N = 86, Simulator N = 8, ausgeschlossen: 2) an 18 Leitstandarbeitsplätze während des Normalbetriebs an den Blickerfassungsuntersuchungen teil. Zudem konnten acht Probanden in einer weiterführenden Simulatorstudie auch bezüglich des Blickverhaltens in besonderen Betriebssituationen analysiert werden.

¹ Brandenburgische Technische Universität (BTU) Cottbus-Senftenberg, Lehrgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie, Siemens-Halske-Ring 14, Tel.: +49 355 69-4879, Fax: +49 355 69-4866, kockrow@b-tu.de, www.tu-cottbus.de/awip

Ausgewählte Ergebnisse

Es konnte nachgewiesen werden, dass alle DVM im Arbeitsprozess integriert wurden, es aber keine gleichmäßige Blickbelegung aller vorhandenen Visualisierungsmittel an den Arbeitsplätzen gab. Entgegen der Vermutungen führte eine größere Anzahl von DVM aber nicht zwangsläufig zu einer verringerten Bildumschaltfrequenz. Vielmehr konnte die Bildung eines Hauptaktivitätsbereichs belegt werden, welcher zudem vornehmlich für Bedienhandlungen Verwendung fand. Veränderte sich die Sitzposition des Probanden nicht oder nur geringfügig, stagnierte die Ausdehnung des Hauptaktivitätsbereichs unabhängig von der Anzahl verfügbarer DVM. Es zeigte sich weiterhin, dass die Monitorebene tendenziell intensiver genutzt wird. Operatortnah positionierte DVM wurden dabei verstärkt fixiert. Gleiches konnte auch für besondere Betriebszustände nachgewiesen werden, wie die Simulatorstudie zeigte. Bei Auftreten unvorhersehbarer Störungen wurde der Hauptaktivitätsbereich jedoch sofort aufgelöst und es erfolgte eine nahezu gleichförmige Abtastung aller DVM zur Interpretation und Bewertung der Lage.

In Folge aller statistischen Befunde konnte so die Visuelle Komfortzone der Operatortätigkeit definiert werden. „Die Visuelle Komfortzone ist ein individuell gewählter Hauptaktionsbereich von Operatoren an dynamischen Leitständen mit hohem Automatisierungsgrad, welcher durch erhöhte Blickbelegung charakterisiert ist und für Bedien- bzw. Beobachtungshandlungen im bestimmungsgemäßen Normalbetrieb einer prozesstechnischen Anlage bevorzugt genutzt wird“ (Kockrow 2014, S.140). Damit eine Ausprägung dieser Visuellen Komfortzone erfolgen kann, müssen einige Bedingungen erfüllt sein. So ist ein ausreichend großer Automatisierungsgrad notwendig, welcher den Operator nicht permanent in eine Bedienfunktion zwingt. Auch sind organisatorische Freiheitsgrade bei der Gestaltung der Bedien- und Beobachtungsaufgaben notwendig. Eine wesentliche Voraussetzung bildet ein ausreichend hohes Maß an Individualisierbarkeit des Prozessleitsystems, so dass durch den Operator eine individuell präferierte Visualisierungskonfiguration durch Umschalten situativ relevanter Prozessgrafiken möglich ist. Bei den analysierten Arbeitsplätzen wurden entsprechende Prozessleitsysteme mit einer hohen softwareergonomischen Güte eingesetzt.

Ableitungen für die Visualisierungsmitteldichte

Unter Berücksichtigung der Ergebnisse scheint für die sichere Beherrschung normaler Betriebs-situationen bei Vorhandensein der oben genannten Bedingungen eine Visualisierungsmittel-konstellation von vier Monitoren und vier Übersicht gebenden Großbildprojektionen ausreichend. Das entspricht dem Vorschlag gemäß DIN EN ISO 11064-4 und auch ungefähr der nachgewiesenen Visuellen Komfortzone. Darüber hinaus installierte DVM werden zwar verwendet, jedoch ist mit Hinblick auf die menschlichen Determinanten mit hoher Wahrscheinlichkeit auszuschließen, dass diese vollumfänglich nutzbar sind. Zudem können sie als Belastungsfaktor wirken, wenn irrelevante Informationen durch permanente, kognitive Filterung ausgeblendet werden müssen.

Bei Eintreten von Störungen zeigte sich jedoch deutlich, dass vorhandene DVM deutlich aktiver und gesamtheitlich zur Informationsbeschaffung und situativen Bewertung herangezogen wurden. Die Störungsbehebung stellt einen verhältnismäßig geringen Anteil der Bedien- und Beobachtungstätigkeit dar, ist jedoch auch der Anteil mit hohem Zeit-, Entscheidungs- und Verantwortungsdruck. Die richtige Einschätzung der Situation durch den Operator ist essenziell für sein sicheres und lösungsorientiertes Reagieren. Um dies gewährleisten zu können, ist eine größere Visualisierungsmittelanzahl notwendig. Aus den Studien konnte abgeleitet werden, dass jeweils sechs Monitore und Großbildprojektionen gute Rahmenbedingungen für diese Erfordernisse bilden. Es stellt sich folglich die Frage, inwieweit die Anzahl verfügbarer DVM bedarfsgerecht und situationsabhängig gestaltet sein kann. Während je vier Monitore und Großbilddarstellungen im ungestörten Anlagenbetrieb nutzbar sind, könnte die Visualisierungsmitteldichte im Störfall durch Zuschalten von je zwei DVM in den Tiefenebenen erweitert werden. Dies kann ein Ansatz zur belastungsoptimalen Visualisierung bieten, muss im Einzelfall hinsichtlich der Machbarkeit aber kritisch geprüft werden.

Quellen

- [1] Kockrow, Roberto: Eye-Tracking Studien in Leitwarten - Evaluation einer ‚Visuellen Komfortzone‘ für Operatortätigkeiten. Dissertationsschrift. Aachen: Shaker Verlag, 2014. ISBN: 978-3-8440-3022-8.
- [2] DIN EN ISO 11064-4: Ergonomische Gestaltung von Leitzentralen - Teil 4: Auslegung und Maße von Arbeitsplätzen. Berlin: Beuth-Verlag, 2014.

6.3.5 Das Technische Assessment Center (TAC) als Personalauswahlverfahren in Leitwarten

Rico GANßAUGE¹, Annette HOPPE¹, Susann RÖMING¹

Einleitung

Die Tätigkeit in Netzleitwarten der Energieversorgung stellt besondere Anforderungen an die Kompetenzen der beschäftigten Operatoren, da deren Handeln von Unvorhersehbarkeit und stark schwankenden Anforderungen geprägt ist. Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 (EEG) und die europäische Netzintegration ist mit weiter steigenden Anforderungen zu rechnen. So wechseln sich Überwachungstätigkeit, bei der die Gefahr von Monotonie und herabgesetzter Vigilanz (DIN 10075-1: 2000) besteht, mit Phasen von hohem Handlungs-, Entscheidungs- und Zeitdruck ab (Kockrow, Hoppe 2014). Immer sind schnelle und richtige Reaktionen gefragt, da mögliche Fehlhandlungen das Risiko weitreichender negativer Auswirkungen in sich tragen, wie z.B. eine Unterbrechung der Stromversorgung. Zusätzlich hat die Entwicklung von neuer Leittechnik und der Automatisierungstrend der letzten Jahre die Tätigkeiten stark verändert (Hoppe 2009). Neben den angesprochenen Netzleitwarten der Energieverteilung betreffen ähnliche Herausforderungen z.B. Leitwarten in Kraftwerken, Rettungs- und Einsatzzentralen, bei der Verkehrs- oder Flugüberwachung sowie bei der Feuerwehr. Für die Operatoren an diesen Arbeitsplätzen stellen neben fachlichen auch zunehmend die sozialen, methodischen und individuellen Kompetenzen entscheidende Handlungsgrundlagen mit Hilfe von Leittechnik in komplexen Situationen dar. Dies geschieht häufig vernetzt und erfordert somit sachliche und angemessene Kommunikation auch unter schwierigen Bedingungen (Hofinger 2012). Gleichzeitig setzen die Standards der DIN 33430: 2014 Maßstäbe für die Güte bei Personalauswahlverfahren.

Zielstellung

Dementsprechend muss optimale Personalauswahl und -entwicklung in diesen Bereichen angestrebt werden. Ziel des Projektes war es, ein neuartiges Auswahlverfahren zu konzipieren, das den gestiegenen Anforderungen Rechnung trägt. Das Lehrgebiet Awip entwickelte dafür das Konzept eines Technisches Assessment Centers (TAC), dessen Einsatzzweck zunächst die Personalauswahl darstellte. Spätere Entwicklungsstufen sollen den Einsatz im Rahmen von Personalentwicklungsmaßnahmen ermöglichen.

Methodik

Das modulare Konzept wurde unter Beachtung der Anforderungen der DIN 33430: 2014 entwickelt. Zunächst wurde eine Expertenbefragung durchgeführt, die zukünftig erforderliche Kompetenzbereiche herausarbeitete. Als Basis diente das Kompetenzmodell nach Heyse und Erpenbeck (2011), welches von vier grundlegenden Handlungskompetenzen ausgeht, die zusammen die individuelle Handlungskompetenz konstituieren. In einem ersten Schritt wurde die Wichtigkeit der verschiedenen Kompetenzen mittels einer Expertenbefragung herausgearbeitet. Diese zeigte die Bedeutung der Fach- und Methodenkompetenz als Grundlage beruflichen Handelns, jedoch nahmen die übrigen Kompetenzbereiche ebenfalls erhebliche Anteile ein (Abbildung 1)

Auf dieser Basis wurden neuartige Trainingsmodule erstellt, die dynamische Aspekte des Handelns in komplexen Situationen besser abbilden als herkömmliche Verfahren. Diese waren durch Aufgaben repräsentiert, welche reale Handlungsaspekte zunächst in einer Situation ohne Interaktion, welche als schriftliche Beschreibung vorlag, abbildete. Nach einer Schulung im Umgang mit realen Systemkomponenten des Leitsystems einer Netzleitwarte wurde anschließend eine Aufgabe durchgeführt, welche telefonische Interaktionen und sich dynamisch verändernde Komponenten enthielt. Sorgfältige, an den Erfordernissen der Tätigkeit ausgerichtete Auswahl der Aufgaben und entsprechende Schulungen der Beobachter stellten die Gütekriterien nach DIN 33430: 2014 sicher.

¹ BTU Cottbus-Senftenberg, Konrad-Wachsmann-Allee 1, 03046 Cottbus,
{Tel.: +49 355-69 5047, rico.ganssaue@b-tu.de},
{Tel.: +49 355-69 4824, hoppe@b-tu.de},
{Tel.: +49 355-69 4808, susann.roeming@b-tu.de}

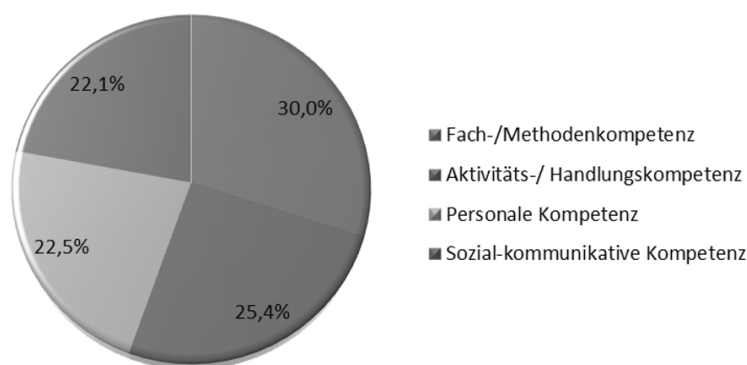


Abbildung 1: Anteile der Kompetenzbereiche.

Ergebnisse und Fazit

Nach erfolgreicher Probedurchführung konnte dieses TAC durch den Projektpartner eingesetzt werden. Als Gesamtziel der zukünftigen Weiterentwicklung durch das Lehrgebiet Awip sollen verallgemeinerbare Elemente herausgearbeitet werden und damit die Auswahl und Weiterbildung von Operatoren in unterschiedlichen Leitwarten in einer zunehmend komplexen Arbeitswelt verbessert werden. Dazu werden weitere Arten verschiedener Leitwarten, wie z.B. bei Feuerwehren, in die Forschung und Weiterentwicklung einbezogen. In der Zukunft soll ein universell einsetzbares Werkzeug zur Personalauswahl und -entwicklung daraus generiert werden.

Quellen

- [1] DIN EN ISO 10075-1: 2000. Ergonomische Grundlagen bezüglich psychischer Arbeitsbelastung - Teil 1: Allgemeines und Begriffe. Berlin: Beuth
- [2] DIN 33430: 2014. Anforderungen an berufsbezogene Eignungsdiagnostik. Berlin: Beuth
- [3] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2014). Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014) vom 20. Juli 2014. Online verfügbar unter: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf [Zugriff 30.11.2015]
- [4] Heyse, V., Erpenbeck, J. (2011). Kompetenztraining: Informations- und Trainingsprogramme. Stuttgart: Schäffer-Poeschel
- [5] Hofinger, G. (2012). Kommunikation. In: Badke-Schaub, P., Hofinger, G., Lauche, K. (2012). Human Factors – Psychologie sicheren Handelns in Risikobranchen. Heidelberg: Springer
- [6] Hoppe, A. (2009). Technikstress- Theoretische Grundlagen, Praxisuntersuchungen und Handlungsregularien, Aachen: Shaker
- [7] Kockrow, R., Hoppe, A. (2014). Die ‚Visuelle Komfortzone‘ an Leitständen – Ergebnis einer breit angelegten Eye-Tracking-Studie. In: Hoppe, Annette (Hrsg.): Wissenschaft im Dialog - Kooperative Forschungsstelle Technikstress (KFT). Band 2: Leistung und Gesundheit. Aachen: Shaker

6.4 AUFNAHMEFÄHIGKEIT DEZENTRALER (SESSION E4)

6.4.1 GRID4EU – Erfahrungen mit einem autonom schaltenden System in der Mittelspannung

**Lars JENDERNALIK¹, Thomas WIEDEMANN², Peter NOGLIK³,
Anton SHAPOVALOV⁴**

Zusammenfassung

Der immer weiter fortschreitende Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) führt bereits heute zu Engpässen in Verteilnetzen. Neben dem konventionellen Netzausbau suchen Netzbetreiber nach Alternativen, die Flexibilität in den Betrieb einbringen und weitere DEA-Integration unterstützen. Im deutschen Teil des europäischen Demonstrationsprojekt Grid4EU wird ein autonomes System zur Netzüberwachung und Steuerung entwickelt. Durch Stationsautomatisierung und intelligente Algorithmen wird ein Netzengpassmanagement ermöglicht und der Netzbetrieb optimiert.

Das Europäische Projekt GRID4EU

Das im Rahmen des FP7 laufende EU-weite Demonstrationsprojekt Grid4EU (www.grid4eu.eu; gefördert durch die EU unter FP7, Grant agreement Nr. ENER/FP7/268206) ist im November 2011 gestartet und hat als Ziel bis Januar 2016 verschiedene Smart Grid Ansätze zu entwickeln, diese im Feld zu testen und als Alternativen für Reduktion oder Unterstützung des konventionellen Netzausbaus zu evaluieren. Im Fokus des Projekts stehen Themen wie Automatisierung in Mittel- und Niederspannungsnetzen, Integration der DEA, Speichertechnologie, Demand Side Management und kontrollierter Inselnetzbetrieb.

Das Projekt ist ein Verbund von sechs Demonstrationsprojekten in Europa, jeweils unter der Federführung eines überregionalen Verteilnetzbetreibers (ERDF (Frankreich), Enel (Italien), Iberdrola (Spanien), Vattenfall (Schweden), CEZ (Tschechien) und RWE (Deutschland)). Jedes Teilprojekt untersucht eine eigene Lösung, angewendet im regionspezifischen Netz. Jedoch weisen alle Projekte Synergien auf, die als Basis für eine Skalierbarkeits- und Reproduzierbarkeitsanalyse bei einem potentiellen europaweiten Rollout dienen.

Das deutsche Demonstrationsprojekt

Im deutschen Teilprojekt Grid4EU Demo 1 arbeiten TU Dortmund, RWE Deutschland AG, Westnetz GmbH und ABB AG in enger Kooperation an der Implementierung und Felddemonstration eines autonomen, intelligenten Systems zur Überwachung und Steuerung eines Mittelspannungsnetzes.

Dabei werden ausgewählte Ortsnetzstationen mit Mess- und Fernmeldetechnik ausgestattet. Als steuerndes Element werden an einigen von diesen automatisierten Stationen Leistungsschalter installiert. Somit ist es möglich die Netztopologie aktiv zu konfigurieren und die Lastflussverteilung im Netz zu beeinflussen.

Das System soll als eine kostengünstigere, auf Standardtechnologien basierende, Alternative zu einem klassischen SCADA-System in der Mittelspannung in den folgenden Anwendungsfällen eingesetzt werden:

- Regelung der Ströme und Spannungen bei Grenzwertverletzung
- Verlustreduzierende Nachführung der Netztopologie
- Automatisierte Netz wiederversorgung nach einem Fehler
- Manueller Netzbetrieb und Messwerverfassung

¹ Westnetz GmbH, Florianstraße 15-21, 44139 Dortmund, lars.jendernalik@westnetz.de

² RWE Deutschland AG, Kruppstraße 5, 45128 Essen, thomas.wiedemann@rwe.com

³ ABB AG, Forschungszentrum, Wallstadter Straße 59, 68526 Ladenburg, peter.noglik@de.abb.com

⁴ Technische Universität Dortmund, 44227 Dortmund, anton.shapovalov@tu-dortmund.de

Ziele und Rahmenbedingungen

- Integration einer steigenden Anzahl dezentraler Einspeiser (Wind, Photovoltaik, ...) im Mittelspannungsnetz und in den unterlagerten Niederspannungsnetzen
- Vermeidung von Netzausbau
- Höhere Versorgungszuverlässigkeit, kürzere Wiederversorgungszeiten nach einer Störung
- Erhöhung des Beobachtungs- und Steuerungsgrades des Mittelspannungsnetzes im Hinblick auf Überlast- und Fehlererkennung
- Verringerung von Netzverlusten

Die Installation der erforderlichen „intelligenten“ Technik erfolgt im Gebiet der Westnetz GmbH in der Gemeinde Reken in Nordrhein-Westfalen. Das städtisch-ländlich gemischte Gebiet weist gemäßigte klimatische Bedingungen auf. Das betroffene Netzgebiet umfasst etwa 85 Stationen, von denen 7 schalt- & fernsteuerbar ausgeführt werden. 11 weitere Stationen werden mit Messmodulen ausgestattet. Das Verhältnis von Maximallast zu Einspeisung ist aktuell etwa ausgeglichen, es wird jedoch eine starke Zunahme dezentraler Einspeiser erwartet.

Grundlegendes Konzept

Die Idee ist, wichtige Ortsnetzstationen im Netz mit autonom arbeitenden Schalt- & Messmodulen auszustatten, um Daten des aktuellen Netzzustandes zu sammeln. Die gesammelten Daten werden in einer Zentraleinheit in der Umspannanlage zusammengeführt. Diese Zentraleinheit wirkt wiederum auf die fernsteuerbaren Schalter um die Netztopologie anzupassen und somit auf veränderte Einspeise- oder Lastsituationen bzw. Netzfehler zu reagieren. Alle relevanten Informationen wie z.B. die aktuelle Netztopologie werden dem übergeordneten SCADA-System mitgeteilt. Die Versorgungsqualität steigt und es kann mehr regenerative Energie aufgenommen werden ohne das Netz kostenintensiv ausbauen zu müssen. Wesentliche Entscheidungen und resultierende Schalthandlungen werden dezentral getroffen und helfen Antworten auf die steigende Komplexität im Netzbetrieb zu finden.

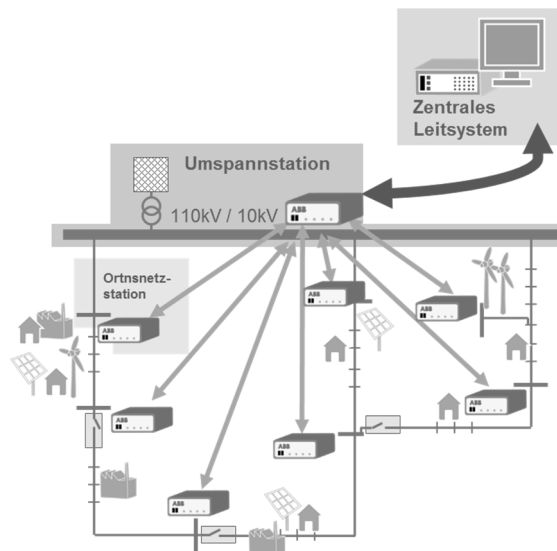


Abbildung 1: Grundlegendes Konzept.

Ergebnisse und Erfahrungen

Dieser Beitrag stellt die wesentlichen Ergebnisse der in 2014 bzw. 2015 durchgeführten Labor- und Feldtests vor. Weiterhin werden Erfahrungen und Problemstellungen beim Aufbau und Betrieb der innovativen Netzstruktur dargestellt. Die Auswirkungen auf die Versorgungsqualität und den Netzbetrieb werden dabei detailliert wiedergegeben. Darüber hinaus wird die Zusammenarbeit mit anderen europäischen DSOen und den verbundenen innovativen Demonstrationsprojekten skizziert.

6.4.2 Auswirkungen unterschiedlicher Einspeisemanagementkonzepte auf den Netzausbaubedarf in der Verteilnetzebene

Jan KELLERMANN¹, Patrick LARSCHIED¹, Albert MOSER¹

Motivation

Die Umstellung des elektrischen Energiesystems auf Erneuerbare Energien (EE) im Zuge der Energiewende in Deutschland führt zu grundlegend veränderten Anforderungen an die Planung und den Betrieb elektrischer Verteilnetze. Als optionale Strategien zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit bei einer fortschreitenden EE-Integration existieren neben einem konventionellen Ausbau der Verteilnetze durch Primärtechnik auch alternative Maßnahmen, wie die gezielte Reduktion der Wirkleistungseinspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) in seltenen Situationen mit einer kritischen Netzauslastung bedingt durch eine hohe EE-Einspeisung.

Für die betriebliche Umsetzung eines Einspeisemanagements sind verschiedene Strategien denkbar. Um die abzuregelnde Energie möglichst gering zu halten, sollten nur in kritischen Situationen DEA mit einer hohen Wirkung auf Netzengpässe selektiv abgeregelt werden. Dieses Vorgehen ist jedoch nur mit einem hohen Aufwand an Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) umsetzbar. Daher werden auch alternative Konzepte diskutiert, in denen ein Teil der DEA nicht oder nur vereinfacht, in Form einer pauschalen Abregelung ohne IKT Anbindung, am Einspeisemanagement beteiligt wird. Bereits veröffentlichte Untersuchungen [1, 2] weisen das grundsätzliche Potenzial eines Einspeisemanagements auf, den Netzausbaubedarf in Verteilnetzen bei weiterer Zunahme der installierten EE-Leistung zu reduzieren. Die konkrete Umsetzbarkeit des Einspeisemanagements stand dabei jedoch nicht im Fokus dieser Untersuchungen.

In diesem Beitrag wird eine Methodik vorgestellt, um den Netzausbaubedarf in strukturell unterschiedlichen Verteilnetzregionen bei Umsetzung verschiedener Einspeisemanagementkonzepte quantifizieren und bewerten zu können.

Methodik

Das Ziel der vorgestellten Methodik ist die spannungsebenenübergreifende Quantifizierung des Netzausbaubedarfs in Mittel- und Niederspannungsnetzen bei Anwendung unterschiedlicher Einspeisemanagementkonzepte.

Für die Modellierung der Verteilnetze wird ein stochastisches Modell eingesetzt, mit dessen Hilfe typische Mittel- und Niederspannungsnetze in Form radialer Netzstrukturen abgebildet werden können [2]. Im Rahmen der Modellierung werden auf Basis realer Netzcharakteristika, die sich aus den gesetzlichen Veröffentlichungspflichten (Stromnetzzugangsverordnung) für die Netzbetreiber in Deutschland ergeben, Verteilungsfunktionen relevanter Netzstrukturparameter in Abhängigkeit der regionalen Einwohnerdichte abgeleitet. Mittels Ziehungen aus diesen Verteilungsfunktionen werden realitätsnahe Netzstrukturen von Mittelspannungsnetzen inklusive aller unterlagerten Niederspannungsnetze erstellt. Die Modellierung des EE-Anlagenbestandes erfolgt auf Basis des EEG-Anlagenregisters [3], welches erlaubt, für jede Postleitzahl-Region in Deutschland die installierte Leistung an DEA je Spannungsebene und je Primärenergietyp zu bestimmen. Eine Abschätzung der Haushaltslasten sowie Gewerbe- und Industriekunden je Region erfolgt anhand der lokalen Einwohnerdichte. Unter Verwendung von stündlichen Zeitreihen für alle Lasten und Einspeisungen ist somit eine spannungsebenenübergreifende Simulation der Betriebsmittelauslastungen und Spannungen in regional unterschiedlichen Verteilnetzstrukturen möglich.

Im Rahmen der Netzberechnungen werden unterschiedliche Einspeisemanagementkonzepte implementiert, die entweder eine selektive Abregelung aller Anlagen, oder eine pauschale, von der Netzsituation unabhängige, Abregelung aller oder ausgewählter Anlagen abbilden.

¹ RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel.: +49 241 80-96718, km@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Durch die Simulation eines Jahres in stündlichem Zeitraster werden bestehende Netzengpässe und die durch das zu untersuchende Einspeisemanagementkonzept abgeregelten Energiemenge bestimmt. In einem iterativen Prozess wird ein Netzausbau kritischer Netzelemente durch eine Parallelverstärkung simuliert. Durch die wiederholte Durchführung der Netzberechnungen können schrittweise die Wechselwirkungen zwischen Netzausbau und unterschiedlichen Einspeisemanagementkonzepten untersucht werden.

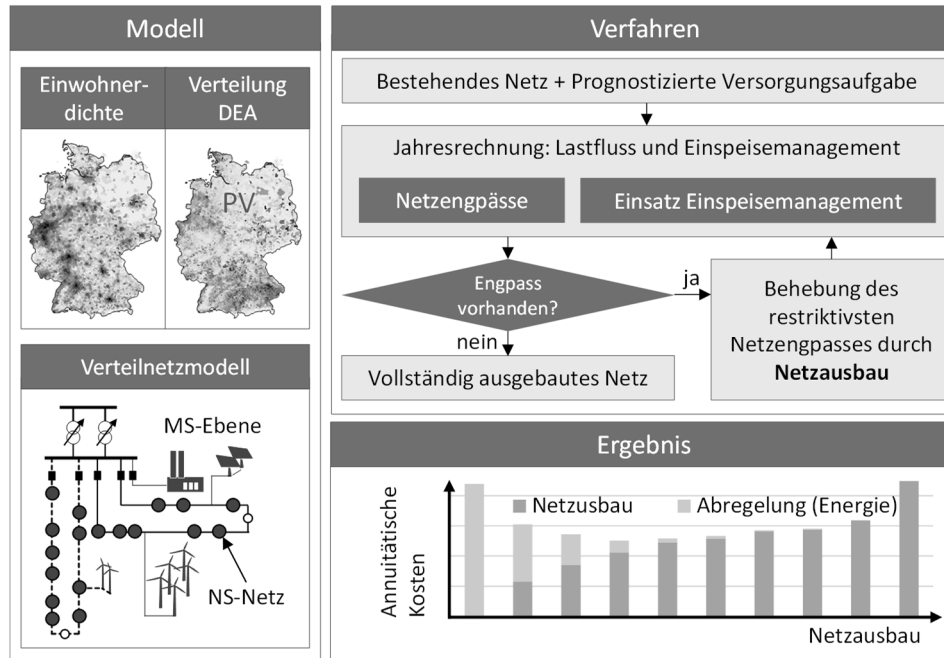


Abbildung 1: Schematischer Ablauf des Untersuchungsprogramms.

Ergebnisse

Mit der entwickelten Methodik ist es möglich, die Wechselwirkungen zwischen Netzausbau und der verbleibenden abzuregelnden Energiemenge je Einspeisemanagementkonzept zu quantifizieren. Im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse werden die Kosten für den Netzausbau den möglichen Kosten für ein Einspeisemanagement gegenübergestellt. Die Ergebnisse zeigen zum einen den Einfluss der unterschiedlichen Konzepte auf den Netzausbaubedarf innerhalb eines Verteilnetzes, insbesondere dann, wenn Obergrenzen für die Abregelung einzelner Anlagen eingehalten werden müssen. Zum anderen zeigt sich, dass das ermittelte Potenzial zur Verringerung des Netzausbaus auch dem Einfluss regionaler und struktureller Unterschiede zwischen verschiedenen Verteilnetzen, wie z.B. der dezentralen Erzeugungsstruktur im Netz, unterliegt.

Literaturverzeichnis

- [1] E-Bridge, IAEW, OFFIS, Moderne Verteilnetze für Deutschland (BMWi-Verteilernetzstudie), Berlin 2014
- [2] P. Larscheid, M. Maercks, A. Moser et al., Increasing the hosting capacity of RES in distribution grids by active power control, Bonn, ETG Congress 2015
- [3] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. - EnergyMap.info, 2015, [Online] <http://www.energymap.info>

6.4.3 Potential der Wirkleistungsbegrenzung zur Erhöhung der Erzeugungsaufnahmefähigkeit in Verteilernetzen

Benoit BLETTERIE¹, Serdar KADAM¹, Werner FRIEDL¹

Einleitung

Der stetige Zubau von erneuerbaren Energieträgern, vor allem in Niederspannungsnetzen, führt zu steigenden Netzintegrationskosten. Außerdem verursacht die hohe Gleichzeitigkeit der Einspeisung in ländlichen Verteilnetzen Spannungshaltungsprobleme. Um das hohe Potential der Photovoltaik in ländlichen Netzen tatsächlich integrieren zu können müssen die Netze verstärkt werden. Diese im Allgemeinen kostenintensive Netzverstärkung wird aber auf Grund der niedrigen Anzahl der Volllaststunden der Photovoltaik oder Windenergie für insgesamt wenige Stunden oder wenig Energie im Jahr benötigt. Eine wirksame Alternative ist die Verwendung einer fixen Wirkleistungsbegrenzung. Jedoch wird mit dieser Lösung mehr Leistung reduziert als nötig.

Eine weitere effektive Möglichkeit die Spannung im erlaubten Band zu halten ist die P(U)-Regelung (in Kombination mit einer Q(U)-Regelung). Die P(U)-Regelung ist einerseits stabil und andererseits erfolgt die Wirkleistungsreduzierung nur an Anlagen, die von einer unzulässigen Spannungsanhebung betroffen sind, und zeitlich nur wenn es tatsächlich notwendig ist. Dies hat jedoch den Nachteil, dass Anlagenbetreiber am Ende vom Strang tendenziell stärker von einer Abregelung betroffen werden. Andererseits würde die Überspannung zu einer Abschaltung der Wechselrichter führen. Dies wird mit einer P(U)-Kennlinie vermieden.

In diesem Beitrag wird untersucht wie Ertragseinbußen durch eine eingreifende Wirkleistungsbegrenzung und -abregelung vergleichbar und quantifizierbar sind.

Beitrag

Abbildung 1 zeigt die Ertragseinbußen für eine dezentrale Einspeiseanlage bei Erhöhung der installierten Leistung und einer P&Q(U)-Regelung (ohne Berücksichtigung von Lasten). Erst ab etwa 125 % der maximal installierbaren Leistung ohne Verstärkungsmaßnahme (Aufnahmefähigkeit) sind Ertragseinbußen zu erwarten. Bei weiterer Erhöhung der Nennleistung nehmen die Ertragseinbußen linear zu. In der Praxis kann es durch die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung durchaus dazu kommen, dass bei sehr hohem Sonnendargebot und hohem Lastverbrauch die P(U)-Regelung nicht eingreift, jedoch eventuell bei mittlerem Sonnendargebot und minimalem Lastverbrauch.

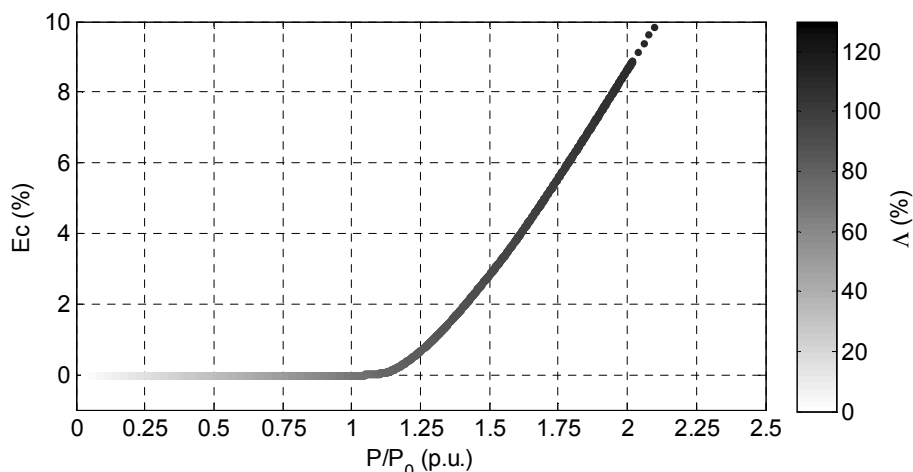


Abbildung 1: Worst-Case Abschätzung der Ertragseinbußen als Funktion der zusätzlich integrierten PV-Leistung mit einer P&Q(U)-Regelung (ohne Berücksichtigung der Last).

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Energy Department, Giefinggasse 2, 1210 Wien

In Abbildung 2 ist die normierte Jahresdauerlinie einer PV-Anlage dargestellt. Herausgezoomt ist der vertikale rote Balken zu sehen. Bei der Begrenzung der Wirkleistung auf 70 % der Nennleistung wird die gelb schraffierte Fläche über 0.7 p.u. nicht eingespeist. Die gleiche Fläche für die die P(U)-Regelung würde bedeuten, dass im Worst Case 5 % der Zeit (vertikale gelb schraffierte Fläche) die volle Einspeiseleistung ausfallen würde.

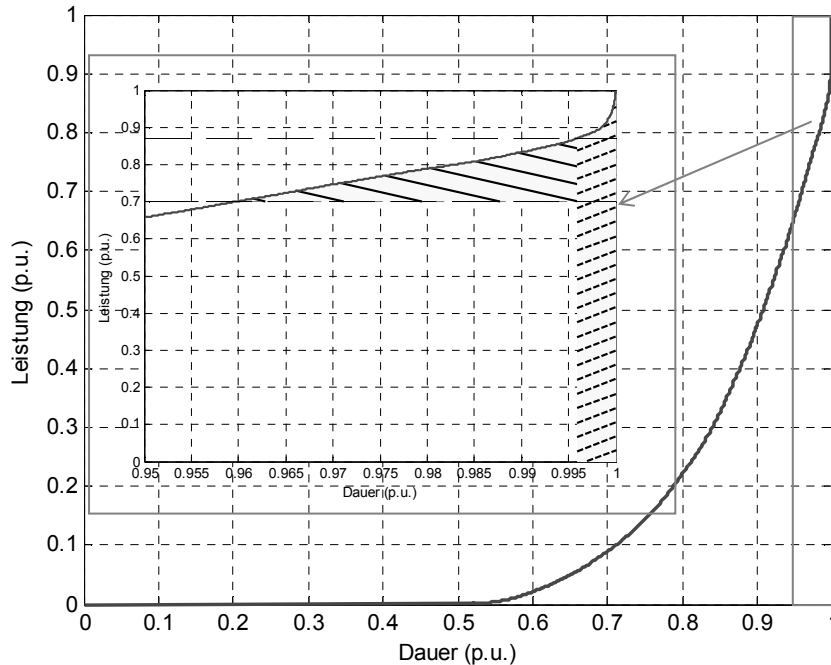


Abbildung 2: Abgeregelte Energie für die 70 %-Regelung und das konservative Äquivalent für eine P(U)-Regelung.

Die Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 % führt je nach Standort, Anlagendesign etc. zu einem Energieertragsverlust von etwa 3 % (3.1 % In der gezeigten Dauerlinie oder etwa 4 % der Zeit). Sollte diese Größenordnung vertretbar sein, sollte theoretisch die P(U)-Regelung zu insgesamt weniger Ertragsverlusten führen, da nur abgeregelt wird wenn es tatsächlich benötigt wird und nur an den Anlagen, die den stärksten Beitrag zur Spannungssenkung liefern können. Jedoch setzt dies voraus, dass die abgeregelte Energie genau ermittelt werden kann, oder pauschaliert abgegolten wird.

Eine P(U) hat daher das Potential zur Umsetzung nur wenn eine Ertragsverlustobergrenze spezifiziert wird bzw. wenn die Ertragsverluste vergütet werden. Da die abgeregelte Energie nicht genau genug ermittelt werden kann, kann nur die Zeit geloggt werden und der entsprechende Energieinhalt konservativ ermittelt werden. Dies würde aber zu einer starken Minderung der Vorteile der P(U)-Regelung gegenüber der Wirkleistungsbegrenzung führen. Konkret könnte die Aufnahmefähigkeit nur um 15 % mit einer P(U)-Regelung statt 42 % mit einer fixen 70 % Wirkleistungsbegrenzung erhöht werden.

Danksagung

Das Projekt IGREENGrid wurde über das EU Seventh Framework Programm (ENERGY.2012.7.1.1) gefördert (Grant Agreement 308864)

6.4.4 Verbesserung der Aufnahmefähigkeit und Sicherung der Netzqualität von Verteilnetzen

Markus MEYER¹, Bastian MAUCHER¹, Rolf WITZMANN¹

Problemstellung

Die große Zahl an Verbrauchern mit Schaltnetzteilen, sowie die zunehmende Anzahl von umrichter-basierten, dezentralen Erzeugungsanlagen in der Niederspannungsebene stellen die Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Hierbei sind insbesondere die Sicherung der Netzqualität und die Vermeidung zu hoher Betriebsmittelauslastungen der Niederspannungs-Verteilnetze zu nennen. Hohe Erzeugungsleistungen in den Niederspannungsnetzen führen mitunter zu einer Lastflussumkehr und damit zu einer Spannungsanhebung an den Niederspannungs-Netzknoten, wodurch immer häufiger Spannungen auftreten, die außerhalb des zulässigen Spannungsbandes liegen. Des Weiteren führt der Einsatz von Wechselrichtern und Schaltnetzteilen zu einer zunehmenden Oberschwingungsbelastung. Insbesondere Oberschwingungen der 3. Ordnung, führen – in Kombination mit den überwiegend einphasig angeschlossenen Verbrauchern sowie einphasigen Erzeugungsanlagen – zu einer zunehmenden Neutralleiterbelastung. Darüber hinaus kommt es durch die einphasigen Verbraucher und Erzeugungsanlagen zu Spannungsunsymmetrien.

Ziel des hier vorgestellten Vorhabens ist es, diesen Problemen mit Hilfe von ansteuerbaren Betriebsmitteln beizukommen und gleichzeitig die Aufnahmefähigkeit der Niederspannungs-Verteilnetze für zusätzliche dezentrale Erzeugungsanlagen zu erhöhen.

Lösungsansatz

Um den oben genannten Problemen entgegen zu wirken, sollen die im Folgenden beschriebenen Betriebsmittel zum Einsatz kommen. Hervorzuheben ist, dass neuartige Betriebsmittel bzw. Stromrichter eingesetzt werden, welche erst im Verlauf des Vorhabens entwickelt werden. Im Folgenden werden die verwendeten Betriebsmittel sowie das vorgesehene Regelkonzept vorgestellt.

PV-Wechselrichter

Bei den zum Einsatz kommenden Wechselrichtern handelt es sich um frei ansteuerbare Wechselrichter, d.h. die Blindleistung kann bis zur Scheinleistungsgrenze hin beliebig vorgegeben werden. Damit können die PV-Wechselrichter sowohl zur Spannungshaltung am Netzverknüpfungspunkt als auch zur gezielten Beeinflussung des Blindleistungsflusses im Niederspannungsnetz genutzt werden. Für den Feldtest ist eine Gesamtscheinleistung von 450 kVA vorgesehen.

Multifunktionaler Längsregler (MFL)

Bei dem Multifunktionalen Längsregler handelt es sich um einen Transformator, dessen Sekundärwicklung seriell in den Leitungsstrang eingebunden ist. Über einen Umrichter wird an der Primärseite des Transformators eine Spannung einprägt, um in der Sekundärwicklung eine Zusatzspannung zu erzeugen, die – innerhalb der Betriebsmittelgrenzen – in Betrag und Phase frei einstellbar ist. Der Umrichter des Längsreglers wird parallel zum Leitungsstrang mit dem Netz verbunden. Damit ist ein zusätzlicher Blindleistungsbezug durch den Shunt-Umrichter möglich. Der MFL hat damit die gleiche Funktionalität wie ein Unified-Power-Flow-Controller (UPFC). Darüber hinaus ist es mit dem MFL möglich, gezielt Oberschwingungen zu filtern und Unsymmetrien auszuregeln, indem in allen drei Phasen unterschiedliche Zusatzspannungen eingepreßt werden.

Batteriespeicher

Die Batteriespeicher können sowohl netzdienlich als auch nutzeroptimiert (Erhöhung des Eigenverbrauchs) betrieben werden, wobei mit dem Regelkonzept eine Kombination aus beiden Betriebsstrategien angestrebt wird.

¹ Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, Theresienstraße 90, 80333 München, www.hsa.ei.tum.de,
{Tel.: +49 89 289 25585, {markus.meyer|bastian.maucher}@tum.de},
{Tel.: +49 89 289 22004, rolf.witzmann@tum.de}

Entsprechend werden die Batterien, ebenso wie die PV-Anlagen, mit einem frei ansteuerbaren Wechselrichter ausgestattet. Dies ermöglicht sowohl die Blind- als auch Wirkleistungssteuerung der Batterie. Im Feldtest kommen drei Batterien mit jeweils 30 kW Nennleistung und 30 kWh nutzbaren Energieinhalt zum Einsatz.

Regelkonzept

Um die gewünschten positiven Auswirkungen auf die Netzqualität und Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze zu erzielen, werden mehrere Regelziele, sowohl für das Verhalten des Niederspannungsnetzes gegenüber der Mittelspannungsebene, als auch für das Verhalten des Niederspannungsnetzes selbst, definiert.

In einer hierarchischen Struktur werden allen Betriebsmitteln, entsprechend ihrer jeweiligen Funktionalität, primäre und sekundäre Regelziele zugeordnet. Die Ansteuerung der Betriebsmittel erfolgt von einem Leitreechner aus, welcher sich an der Transformatorstation befindet. Die im Netz verteilten Betriebsmittel senden die von ihnen gemessenen Netzparameter, sowie ihren Status, an den Leitreechner. Dieser generiert aus den empfangenen Daten Sollwertvorgaben für die jeweiligen Betriebsmittel. Die Kommunikation zwischen Leitreechner und Betriebsmitteln wird über Broad-Band-Powerline-Kommunikation (BPL) realisiert. Der Leitreechner an der Transformatorstation wird – ebenfalls über BPL – an die Netzleitwarte des Netzbetreibers angebunden. Damit ist es dem Netzbetreiber möglich, dem Niederspannungsnetz, innerhalb der von den Betriebsmitteln und der momentanen Lastflusssituation vorgegebenen Grenzen, unterschiedliche Betriebsweisen vorzugeben und so das Niederspannungsnetz als virtuelles Kraftwerk zu betreiben.

Das Regelung, sowie das Zusammenspiel von Kommunikation und den verschiedenen Betriebsmitteln werden zunächst in einem Netzberechnungsprogramm modelliert, und anschließend in ein Programm zur Hardwareansteuerung portiert. Das Regelkonzept, sowie die anzusteuende Hardware (PVWechselrichter, Multifunktionaler Längsregler (UPFC), Batteriespeicher) werden im Labor (Nachbildung eines Niederspannungsnetzes, Anschlussleistung: 45 kVA) auf ihr Zusammenwirken hin untersucht. Ein abschließender Feldtest soll das entworfene Regelkonzept auf seine Robustheit, Zuverlässigkeit und Praxistauglichkeit testen.

Hinweis

Das hier vorgestellte Vorhaben „Verteilnetz 2020“ wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

6.4.5 Kostenoptimierte Integration erneuerbarer Energien in das Verteilnetz der EWR Netz GmbH

Lea WAGNER¹, Eckehard TRÖSTER¹, Bernhard BETZ²,
Johannes KRÄMER²

Inhalt

Durch die fortlaufende Optimierung des Netzbetriebs sowie die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien erfolgt eine immer größere Auslastung der Verteilnetze. Dabei hat es insbesondere in den letzten Jahren deutliche Impulse zum vermehrten Bau von Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien gegeben, die nach Möglichkeit in existierende Verteilnetze zu integrieren sind. Hierbei ist die Einhaltung von technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen.

In der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz (RLP) [1] wurden zehn Szenarien, welche die vollständige Versorgung RLPs durch erneuerbare Energien im Jahr 2030 sicherstellen, gegenübergestellt und kostenbasiert verglichen. Die Szenarien implizieren die Anwendung diverser Technologien und deren Kombination, u.a. Speicher, Lastmanagement und intelligente Technologien wie regelbare Ortsnetztransformatoren und Weitbereichsregelung. Das Ziel der hier vorgestellten Studie ist die Untersuchung des Einflusses dieser Szenarien auf das Versorgungsgebiet und die nötigen Investitionen des rheinland-pfälzischen Verteilnetzbetreibers EWR Netz GmbH. Hierfür werden zuerst die sich aus den Szenarien ergebenden Wind- und PV-Leistungen, die bis 2017 und 2030 an das Verteilnetz von EWR angeschlossen werden müssen, bestimmt und mit dem realen Ausbaupfad verglichen. Die Kosten, die im Versorgungsgebiet von EWR durch die Integration dieser Wind- und PV-Kapazitäten entstehen, werden auf Basis der Methodik der Verteilnetzstudie RLP berechnet. In diesem Sinne wird für die Mittelspannungsebene ein Referenznetzansatz und für die Niederspannungsebene ein Modellnetzansatz verwendet. Zentrale Ergebnisse der Berechnungen sind:

- Das Verteilnetz von EWR hat freie Kapazitäten, welche durch dezentrale Erzeuger genutzt werden können und zu einem verzögerten Netzausbaubedarf führen.
- Die im Versorgungsgebiet von EWR für die Integration erneuerbarer Energien benötigten Investitionen können durch den sorgfältig gewählten Einsatz intelligenter Technologien beinahe halbiert werden.

Literatur

- [1] Energynautics GmbH, Öko-Institut e.V. and Bird & Bird LLP, „Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz“, 2014, verfügbar unter: <http://www.energynautics.com/publications/projects/>.

¹ Energynautics GmbH, Robert-Bosch-Straße 7, 64293 Darmstadt, Tel.: +49 6151 785 8106, Fax: +49 6151 785 8116, l.wagner@energynautics.com, www.energynautics.com

² EWR Netz GmbH, Klosterstraße 16, 67547 Worms, Tel.: +49 6241 848 645, Fax: +49 6241 848 9645, betz.bernhard@ewr-netz.de, www.ewr-netz.de

6.4.6 Untersuchung des Potentials von Smart Grids Ansätzen zur Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen anhand statistischer Analysen

Benoît BLETTERIE¹, Serdar KADAM¹, Andreas ABART², Robert PRIEWASSER³

Motivation

Durch die klima- und energiepolitischen Ziele hat in den letzten Jahren eine signifikante Umstrukturierung des elektrischen Energiesystems stattgefunden.

Vor allem in den Verteilnetzen sind starke Veränderungen beobachtet worden: einige europäische Länder haben inzwischen eine beträchtliche Menge an dezentraler Erzeugung in der Niederspannung, überwiegend aus Photovoltaik. Die Aufgabe der Verteilnetze hat sich dadurch verändert und reine Lastgebiete sind vermehrt zu Erzeugungsgebieten geworden.

Da die Verteilnetze jedoch auf die Versorgung der Lasten ausgelegt wurden, führt die dezentrale Einspeisung in diesen Netzen in manchen Gebieten zu Problemen, überwiegend in der Spannungshaltung oder der Überlastung der Betriebsmittel. Um die dezentrale Erzeugung in strukturell schwächeren Netzen, wie sie in ländlichen Gebieten häufig zu erwarten sind, tatsächlich integrieren zu können, müssen entweder die Netze verstärkt werden oder alternative Maßnahmen getroffen werden. In den vergangenen Jahren wurde intensiv an Alternativen zu Netzverstärkungen gearbeitet und geforscht und deren Praxistauglichkeit demonstriert. Beispielhaft sind die Blindleistungsregelung und der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren zu erwähnen. Jedoch bilden die diversen Demonstrationsprojekte nur eine Fallstudie und ermöglichen keine allgemeingültigen Aussagen. Die Auswahl entsprechender Maßnahmen ist nur nach Durchführung aufwändiger Netzberechnungen möglich und obwohl einige Studien die Wirtschaftlichkeit einiger Smart Grids Konzepte nachgewiesen haben erfolgt eine breite Umsetzung noch selten.

Ziel des EU-Projekts IGREENGrid ist es die Übertragbarkeit von Smart Grids Lösungen zu untersuchen. Ausgehend von erfolgreichen Demonstrationsprojekten in sechs europäischen Ländern wurden die vielversprechendsten Smart Grids Lösungen identifiziert und anhand umfassender Simulationen auf Übertragbarkeit untersucht. Im Rahmen dieses Projekts wurde versucht das Potential von Smart Grids Lösungen zu untersuchen. Abweichend von den existierenden Versuchen Referenznetze (z.B. Land, Dorf, Vorstadt) mittels Clustering zu identifizieren wurden in dieser Arbeit mit vollständigen Datensätzen gearbeitet. Somit können allgemeingültige und statistisch fundierte Aussagen zum tatsächlichen Potential Smart Grids Lösungen getroffen werden.

Methode und Datengrundlage

Im Rahmen vom Projekt IGREENGrid wurden die Netzdaten (Mittelspannung und Niederspannung) von zwei österreichischen Verteilernetzbetreibern statistisch analysiert. Insgesamt sind mehr als 12.000 Trafostationen und 54.000 Niederspannungsstränge betrachtet worden. Die Daten wurden aus einer GIS-Datenbank in die Simulationssoftware DIgSILENT PowerFactory importiert, validiert und plausibilisiert und anschließend umfassend analysiert. Da Niederspannungsnetze oft aus sehr unterschiedlichen Strängen bestehen ist die statistische Analyse strangweise durchgeführt worden. Für jeden Strang wurde ausgehend aus Vorstudien und eigenen Überlegungen eine große Zahl an Indikatoren berechnet. Mit diesen Indikatoren wird versucht die Stränge in Bezug auf Ihr Verhalten bei einer hohen Durchdringung dezentraler Erzeugung zu charakterisieren.

Einige dieser Indikatoren sind:

- Netzaufnahmefähigkeit (installierbare Leistung) für verschiedene Szenarien (z.B. homogen, am Strangende oder gewichtet nach Jahresbezug der einzelnen Verbraucher)

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Energy Department, Giefinggasse 2, 1210 Wien

² Netz Oberösterreich GmbH, Bahnhofstrasse 67, 4810 Gmunden

³ Salzburg Netz GmbH, Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg

- Maximale auftretende Spannung und Auslastung beim Erreichen der Aufnahmefähigkeit
- Impedanz am Strangende (mit verschiedenen Definition von Strangende), R zu X Verhältnis
- Summenwiderstand
- Elektrische und geographische Stranglänge
- Anzahl von Netzanschlüssen, Leitungen, mittleren Abstand zwischen Netzanschlüssen
- Vermaschungsgrad

Nach einer Detailanalyse dieser Indikatoren (z.B. Korrelationsanalyse, Faktoranalyse) wurden einerseits gezielte Auswertungen durchgeführt (z.B. Quantifizierung der Wirksamkeit einer Blindleistungsregelung) und andererseits versucht, die Stränge zu klassifizieren (z.B. in Strängen bei denen die Aufnahmefähigkeit durch die Spannungshaltung oder durch die Überlastung von Betriebsmitteln begrenzt ist).

Ergebnisse

In diesem Beitrag werden die Ergebnisse der einzelnen Untersuchungen detailliert vorgestellt. Anhand gezielter Untersuchungen werden Aussagen zum tatsächlichen Potential einer Blindleistungsregelung bei Erzeugungsanlagen bzw. von regelbaren Ortsnetztransformatoren getroffen. Abbildung 1 (links) zeigt z.B., dass im betrachteten Versorgungsgebiet ca. 86 % aller Niederspannungsstränge von einer Blindleistungsbasierten Spannungsregelung profitieren würden. Für mehr als 25 % aller Niederspannungsstränge ermögliche eine solche Regelung eine Erhöhung der Aufnahmefähigkeit um mehr als 25 %. Abbildung 1 (rechts) zeigt beispielhaft eine Gegenüberstellung von zwei Parametern, die zur Klassifizierung von Niederspannungssträngen herangezogen werden. In beiden Grafiken entsprechen die blauen Punkte Stränge bei denen die Aufnahmefähigkeit durch die Spannungshaltung begrenzt wird und die roten Punkte Stränge bei denen die Aufnahmefähigkeit durch die Betriebsmittelauslastung begrenzt wird.

Mittels Klassifizierung (maschinelles Lernen) konnten Niederspannungsstränge mit hohem Potential für Smart Grids Lösungen identifiziert werden.

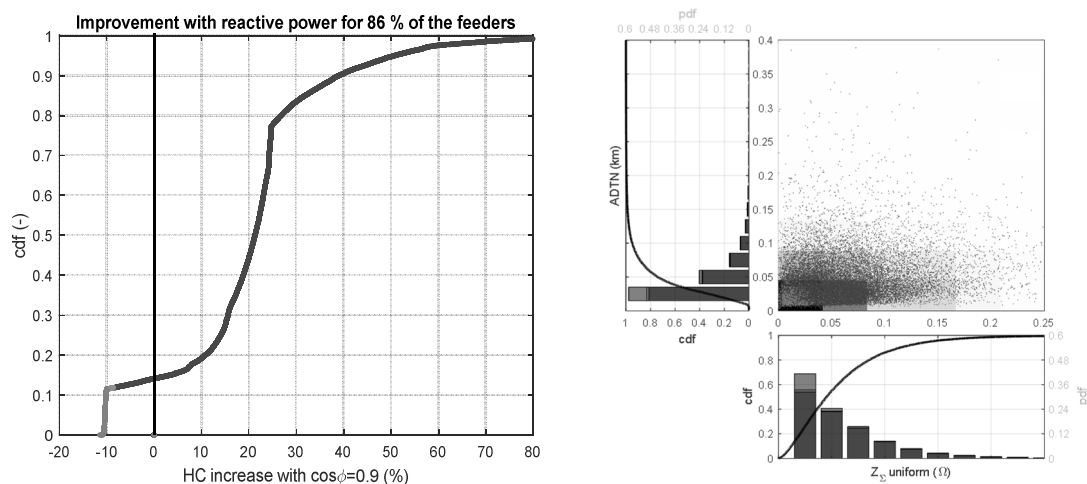


Abbildung 1: Links: Einfluss eines Blindleistungsbezugs auf die Aufnahmefähigkeit $\cos\phi=0.9$ bzw. 1.0, homogene Aufteilung der Anlagen entlang der Stränge.
Rechts: Gegenüberstellung von Summenwiderstand und mittleren Abstand zwischen Netzanschlüssen.

Danksagung

Das Projekt IGREENGrid wurde über das EU Seventh Framework Programm (ENERGY.2012.7.1.1) gefördert (Grant Agreement 308864)

6.5 LOAD- AND STATE ESTIMATION (SESSION E5)

6.5.1 Untersuchung von Verfahren zur Pseudo-Messwert-Generierung bei der Zustandsschätzung von Niederspannungsverteilungsnetzen

Moritz CRAMER¹, Stephan HÄGER¹, Philipp GOERGENS¹,
Armin SCHNETTLER¹

Motivation

Im Zuge des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) kommt es in Deutschland vermehrt zur dezentralen Einspeisung von Energie. Dabei sind vor allem private Photovoltaik-Anlagen (PV) an Niederspannungsnetze angeschlossen, welche zu neuen Herausforderungen hinsichtlich der Einhaltung von Spannungsgrenzen führen. Um mögliche Spannungsbandverletzungen zu umgehen und um weitere an das Niederspannungsnetz angeschlossene Anlagen optimal einzusetzen, kommen zunehmend Optimierungsprogramme zum Einsatz, die wiederum vollständige Information über den aktuellen Netzzustand benötigen [1].

Eine Möglichkeit die Netzzustandsinformation zu erlangen, ist der Einsatz von State-Estimation-Verfahren (SE) im Niederspannungsnetz. Der Einsatz von SE ist bereits seit vielen Jahren gängige Praxis auf der Übertragungsnetzebene. Dort greift die SE auf eine Vielzahl von Messwerten zurück, um vor allem den negativen Einfluss von Messrauschen und sogenannter Bad-Data auf den Systemzustand zu minimieren [2]. Hingegen sind im Niederspannungsnetz auch mittelfristig Messwerte nur vereinzelt durch Smart-Meter oder beobachtete PV-Anlagen gegeben. Dieser Unterbestimmtheit des Systems wird durch die Hinzunahme sogenannter Pseudo-Messwerte (PM) begegnet. Diese werden typischerweise als Knotenlasten und -Einspeisung unbeobachteter Haushalte und PV-Anlagen modelliert. Die Qualität der PM beeinflusst somit die Güte der Gesamtzustandsschätzung [3].

In diesem Beitrag wird eine Methodik vorgestellt und evaluiert, mit der durch Hinzunahme bisher unberücksichtigter Informationen zur PM-Generierung die Genauigkeit der SE verbessert wird. Die im Folgenden skizzierte Methodik zur Erzeugung von PM wird anhand der Anforderungen einer Zustandsschätzung in realen Niederspannungsnetzen entwickelt.

Methodik

Entsprechend der asymmetrischen Lastverteilung im Niederspannungsnetz ist das Ziel dieses Verfahrens, dreiphasige und komplexwertige PM zu erzeugen. Darüber hinaus ist diese Methode auf Anwendungen in hohen zeitlichen Auflösungen ausgelegt. Beide Punkte tragen dazu bei, dass sich die hier vorgestellte Methodik deutlich von bisherigen Veröffentlichungen unterscheidet (vgl. [4], [5]).

Die Generierung der PM richtet sich nach der Verfügbarkeit von Informationen. Dabei wird generell untersucht, welche Informationen sich eignen, um die PM-Generierung zu verbessern und inwiefern dies Auswirkungen auf die Minimierung des Fehlers der Zustandsschätzung hat. Eine dieser Informationen ist zum Beispiel der Leistungsfluss am Ortsnetztransformator. Dieser ermöglicht es die Generierung von PM für unbeobachtete Haushalte auf das Aufteilen des Ergebnisses einer Leistungsbilanz zu reduzieren. Hierzu werden zu dem Leistungsfluss die gemessenen und geschätzten Einspeisungen beobachteter und unbeobachteter PV-Anlagen sowie die negativen Verbräuche beobachteter Haushalte addiert. Ist der Leistungsfluss am Ortsnetztransformator unbekannt, wird ein Teil dieser Bilanz durch eine Schätzung des Verbrauchs aller Haushalte ersetzt. Für das Aufstellen der Leistungsbilanz werden insgesamt die folgenden drei Teilschritte betrachtet: Die Schätzung des Gesamtverbrauchs, die auf Basis künstlicher neuronaler Netze durchgeführt wird (falls notwendig), die Einspeiseschätzung für unbeobachtete PV-Anlagen und die Schätzung eines Verteilungsschlüssels für die aufzuteilende Last auf unbeobachtete Haushalte.

¹ RWTH Aachen University, Schinkelstraße 2, 52056 Aachen, Tel.: +49 241 80 49352, Fax: +49 241 80 92135, cramer@ifht.rwth-aachen.de, www.ifht.rwth-aachen.de

Dieser Betrag beruht auf realen Haushaltslastprofilen, die aus zwei unterschiedlichen, dennoch strukturell ähnlichen Gebieten stammen, wodurch methodisch eine strikte Trennung zwischen Trainings- und Evaluierungsdaten auf der einen Seite und Testdaten auf der anderen Seite ermöglicht wird. So werden zum Beispiel für die Schätzung des Gesamtverbrauchs die Struktur des Niederspannungsnetzes sowie vorhandene Messpunkte eines Zielgebietes kopiert und dessen Haushaltslastdaten durch Lastdaten aus der Datenbank des Trainings- und Evaluierungsgebietes ausgetauscht. Die zugehörigen Spannungen und Ströme werden mittels dreiphasiger asymmetrischer Leistungsflussrechnung generiert. Das so entstandene Szenario wird anschließend beispielsweise zum Training neuronaler Netze herangezogen, um den Gesamtverbrauch des Trainingsszenarios zu trainieren. Eingangsdaten für die neuronalen Netze sind dabei sowohl allgemeine Informationen wie Wetter- und Zeitangaben als auch netzspezifische Informationen wie Spannungen an vorhandenen Messknoten. Verschiedene Parameterkombinationen als Eingangsvektoren werden anhand gängiger Fehlermaße, wie dem Absolute Mean Error (AME), dem Mean Absolute Percentage Error (MAPE) oder dem Symmetric Mean Absolute Percentage Error (sMAPE), bewertet [6]. Ebenso findet ein Vergleich der Fehlerindizes bei Variation des Eingangsvektors statt, um allgemein Aussagen über zu erzielende Schätzgenauigkeiten treffen zu können.

Da die einzig verfügbare Information über unbeobachtete PV-Anlagen der Wert ihrer installierten Leistung ist, beruht die Erzeugung von PM auf linearer Skalierung. Für den Fall, dass in dem betrachteten Niederspannungsnetz mindestens eine PV-Anlage beobachtet ist, kann ihre Leistung entsprechend einem Quotienten aus den jeweils nominalen Leistungen dieser Anlagen auf die unbeobachtete PV-Anlagen übertragen werden. Falls mehr als eine Anlage beobachtet ist, entspricht der zu gewichtende Wert der durchschnittlichen Einspeisung gewichtet mit der durchschnittlichen nominalen Leistung aller beobachteten PV-Anlagen. Für den Fall, dass keine Anlage beobachtet ist, dient der Wert der Einstrahlung als Ausgangspunkt für eine lineare Skalierung.

Bezüglich der PM für unbeobachtete Haushalte werden mehrere Verteilungsschlüssel betrachtet. Diese reichen von der Gleichverteilung der gemessenen, beziehungsweise geschätzten, aufzuteilenden Last über eine Verteilung anhand des Jahresenergiebedarfs, bis hin zur Vorhersage von Lastverbräuchen in Teilabschnitten von Niederspannungsnetzen oder der direkten anteiligen Schätzung durch neuronale Netze. Die Bewertung der unterschiedlichen Methoden bezieht sich dabei auf die Qualität der Zustandsschätzung in modifizierten und strukturell vereinfachten Szenarien. Diese Szenarien ermöglichen es, den charakteristischen Einfluss einzelner Haushalte, durch zum Beispiel bestimmte Phasenanschlüsse von Lasten hoher Leistung an einzelnen Knotenpunkten des Netzwerkes, auf das Abschneiden einzelner Methoden zu minimieren. Nur so lässt sich sicherstellen, dass eine Methode aufgrund echter Überlegenheit und nicht aufgrund von lokalen Besonderheiten besser abschneidet.

Ergebnisse

Die durchgeführten Simulationen zeigen, dass die Hinzunahme weiterer Informationen in die PM-Generierung im Allgemeinen die Güte der Zustandsschätzung verbessert. Dabei zeigt sich besonders, dass komplexwertige Lastflüsse am Ortsnetztransformator auch in hoher zeitlicher Auflösung durch neuronale Netze ausreichend genau abgebildet werden können, wenn Netzinformationen im Eingangsvektor mitberücksichtigt werden. Hinsichtlich der Generierung von PM für unbeobachtete Haushalte stellt sich heraus, dass die Gleichverteilung der aufzuteilenden Leistung die besten Ergebnisse liefert. Dieses Ergebnis ist speziell den Anforderungen realer Niederspannungsnetze geschuldet. Bezüglich der PM-Generierung für unbeobachtete PV-Anlagen zeigt sich, dass die fehlende Information über den Phasenanschluss für Anlagen mit geringer Leistung zu einem erheblichen Teil den beobachtbaren Fehler der Zustandsschätzung bedingt.

Die erzielten Ergebnisse zeigen weiterhin, dass insbesondere das Training von neuronalen Netzen und die Anwendung der so trainierten Netze auf „unbekannten“ Niederspannungsnetzen große Sensibilität für Themen der Datenverfügbarkeit und Datenzuverlässigkeit bedürfen.

6.5.2 Praktische Erprobung von kombinierter Zustandsschätzung und koordinierter Netzregelung bei Kommunikationsausfällen

Moritz CRAMER¹, Thomas OFFERGELD¹, Philipp GOERGENS¹,
Armin SCHNETTLER¹

Motivation

Durch die Dezentralisierung der Stromerzeugung in Deutschland im Zuge der Energiewende ändern sich die an die Verteilungsnetze gestellten Anforderungen. Anstatt der zuvor überwiegend unidirektionalen Leistungsflüsse von zentralen Kraftwerken zu den verteilten Verbrauchern treten in Abhängigkeit der volatilen Einspeisung durch Erneuerbare Energien vermehrt bidirektionale Leistungsflüsse innerhalb der Netze auf.

Zur Einhaltung der vorgegebenen Spannungsbandgrenzen können, als Alternative zum konventionellen Netzausbau und dezentraler Steuerung der Energiewandlungsanlagen, Strategien eingesetzt werden, die ausgehend vom Netzzustand zentral, koordiniert die Netztopologie oder Komponentenparameter verändern um einen bevorzugten Zustand herzustellen [1]. Für den Einsatz solcher Techniken ist es unerlässlich den Netzzustand zuverlässig zu bestimmen. Aufgrund der geringen Dichte an Messpunkten im Vergleich zur Anzahl an Netzknoten in der Niederspannung muss der Netzzustand im praktischen Einsatz über eine Zustandsschätzung bestimmt werden. Durch die Verwendung von definierten und automatisierten Prozessabläufen können die Ziele der optimierten Netzregelung geschlossen, d.h. ohne den Eingriff einer Leitwarte, erreicht werden. Neben der statischen Spannungshaltung eröffnen solche koordinierten Regelungsverfahren der Netzbetriebsführung weitere Optionen, beispielsweise die Erbringung von Dienstleistungen an überlagerte Netzebenen.

Sowohl die Schätzung, als auch die Einflussnahme auf die Komponenten im Netz erfordern Kommunikation zwischen den Netzkomponenten und einer zentralen, entscheidungstreffenden Recheneinheit. Bei einer Störung oder Unterbrechung dieser Kommunikationskanäle muss dieser Umstand erkannt werden und entsprechend von der Zustandsschätzung und der Entscheidungsfindung berücksichtigt werden. In dem vorliegenden Beitrag werden diese Einflüsse auf die Qualität der Netzregelung im Smart-Grid Testlabor praktisch untersucht.

Methodik

Zur Entscheidungsfindung für Regelungshandlungen werden Optimal Power Flow-Algorithmen verwendet, die ausgehend von einer Zielfunktion unter Berücksichtigung von Nebenbedingungen numerisch eine Handlungsanweisung bestimmen. Mögliche Zielfunktionen aus Sicht des Netzes sind unter anderem die Zentrierung der Betriebsspannung an Nennspannung an allen Netzknoten oder die Minimierung der unerwünschten elektrischen Verluste im betrachteten Netzabschnitt. Die ergänzenden Nebenbedingungen enthalten die Belastbarkeiten von Betriebsmitteln sowie die Betriebsmöglichkeiten der aktiven Netzkomponenten [2].

Die Bestimmung des Netzzustandes erfolgt mithilfe einer dreiphasigen State Estimation. Dabei wird auf vorhandene Messdaten aus dem Netz sowie auf Informationen über die Netztopologie zurückgegriffen um den Netzzustand möglichst genau zu bestimmen. Ergänzt werden die verwendeten RMS-Messungen für Strom, Spannung und Wirk- und Blindleistung durch leistungsbasierte Pseudomesswerte. Diese Pseudomesswerte stellen die vermutete Entnahme und Einspeisung an den angeschlossenen Netzkomponenten dar und ermöglichen die Lösung des Weighted-Least-Squares Modells, das verwendet wird um den Netzzustand zu schätzen. Dabei werden bekannte Messgenauigkeitsklassen und die vermutete Zuverlässigkeit der Pseudomesswerte als Gewichtungsfaktoren verwendet [3]. Abb. 1 zeigt den internen Datenfluss der entwickelten Testumgebung. Die rot markierten Datenflüsse stellen die im Laborversuch künstlich beeinträchtigen Kommunikationskanäle dar. Untersucht werden die Einflüsse, die der teilweise Ausfall einzelner Kanäle auf die Funktionalität einer zentralen Regelung hat.

¹ RWTH Aachen University, Schinkelstraße 2, 52056 Aachen, Tel.: +49 241 80 49352, Fax: +49 241 80 92135, cramer@ifht.rwth-aachen.de, www.ifht.rwth-aachen.de

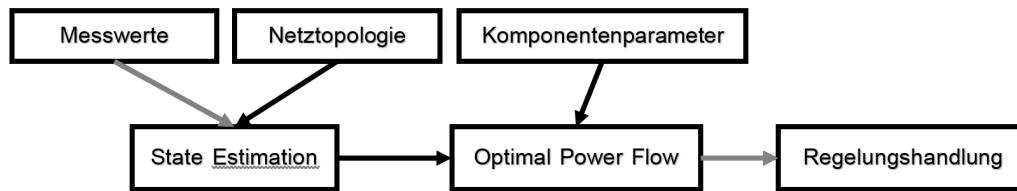


Abbildung 1: Kombiniertes Datenfluss.

Die Umgebung zur experimentellen Validierung ist das Niederspannungsversuchsnetz im Testlabor des Instituts für Hochspannungstechnik [4]. Dabei bieten Kabel die Möglichkeit zwischen 8 Verteilerkästen verschiedene Netztopologien zu realisieren. Das Versuchsnetz kann über verschiedene Ortsnetztransformatoren oder über einen Netzsimulator gespeist werden. Sowohl die Verteilerkästen als auch weitere im Netz verteilte Abzweigmuffen dienen zum Anschluss von Lasten und Einspeisern an das Versuchsnetz. Die Verteilerkästen sowie die Verbindungen zu den Netzkomponenten, sind mit Messwandlern versehen um Messwerte für die Zustandsschätzung aufzunehmen. Anschließbare Komponenten sind Lastbänke und Photovoltaik-Wechselrichter verschiedener Nennleistung zum ein- oder dreiphasigen Anschluss. Ergänzt werden diese durch Geräte im Kommunikationsnetz. Dies sind Schnittstellen für die Wechselrichtersteuerung sowie ein WAN-Emulator zur Simulation von Störungsphänomenen auf dem sonst störungsfreien Kommunikationskanal.

Softwareseitig wird das Netz von einem Steuerungsprogramm überwacht, dessen Aufgaben die Gewährleistung des sicheren Betriebs, die Aufnahme von Messwerten in eine Datenbank und die Steuerung der Lastkomponenten anhand vordefinierter Lastprofile ist. Parallel dazu existiert eine in *NI LabVIEW* entwickelte Umgebung, die die in *MATLAB* implementierten Algorithmen zur Zustandsschätzung und Optimal Power Flow Bestimmung mit den entsprechenden Eingabeparametern versorgt, in variablen Intervallen aufruft und anschließend die Schaltanweisungen an die entsprechenden Netzkomponenten zur Ausführung überträgt. Des Weiteren liefert die Umgebung eine visuelle Darstellung des aktuellen Netzzustands und bietet die Möglichkeit Störungen in der Kommunikation zu einzelnen Komponenten zu simulieren.

Ergebnisse

Durchgeführte Untersuchungen haben ergeben, dass ein teilweiser Ausfall von Messgeräten je nach Netzkonfiguration die Qualität der State Estimation unterschiedlich stark beeinträchtigt und dadurch die Regelung potentiell falsche Steuerungsanweisungen ausgibt.

Aufgrund der verwendeten Protokolle können Kommunikationsausfälle zu den Netzkomponenten oftmals bereits vor Regelungsausführung erkannt werden. Diese werden anschließend vom System berücksichtigt und es wird deutlich, dass bei identischer Ausgangssituation, in Abhängigkeit von der momentanen Verfügbarkeit der Komponenten, Lösungen gefunden werden in denen die Funktionalität der unerreichbaren Geräte durch die übrigen kompensiert wird. Im Falle, dass ein Ausfall erst während oder nach der Bestimmung der Regelungsanweisungen festgestellt wird, kann unter Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeit der Komponente im direkten Anschluss nach erneuter Berechnung eine korrigierende Regelung durchgeführt werden.

Literatur

- [1] Willing, S. et al., "Improving quality of supply and usage of assets in distribution grids by introducing a "Smart Operator"", CIGRE 22nd International Conference on Electricity Distribution, 2013, Stockholm
- [2] Ahmadi, R.; Green, C.: "Optimal power flow for autonomous regional active network management system" IEEE PES General Meeting '09, 2009; Calgary
- [3] Cramer, M. et al., "Impact of Three-Phase Pseudo-Measurement Generation from Smart Meter Data on Distribution Grid State Estimation", 23rd International Conference on Electricity Distribution, CIGRE 2015, Lyon
- [4] Goergens, P. et al., „Laborvalidierung eines Smart Operator zur optimalen Betriebsführung von Niederspannungsnetzen“, Internationaler ETG-Kongress 2013 – Energieversorgung auf dem Weg nach 2050, 2013, Berlin

6.5.3 The Load Forecasting Applications for Energy Sector

Boris BIZJAK¹

Abstract

Load forecasting is vitally important for the electric industry with in a deregulated economy. It has many applications including energy purchasing and generation, load switching, contract evaluation, and infrastructure development [1]. Time series methods are based on the assumption that the data have an internal structure, such as autocorrelation, trend, or seasonal variation. Time series forecasting methods detect and explore such a structure. Time series have been used for decades in such fields as economics, as well as electric load forecasting [2]. We present a short-term 5 days load forecasting applications for industrial plant with an electric arc furnace [3] in the City of Ravne, Slovenia. We present five different load-forecasting techniques: linear regression (off line) [4], ARIMA (off line), Winter's multiplicative (off line) and real time Data Mining [7] [8] [9]. At short-term load forecasting linear regression, for which we use two time series: energy and production at the electric arc furnace. Next, we divide the forecasting model in two parts: ARIMA with predictor "loads" at electric arc furnace and Winter's multiplicative without any predictor; in this case the electric arc furnace is off. IBM SPSS software was the tools at this section.

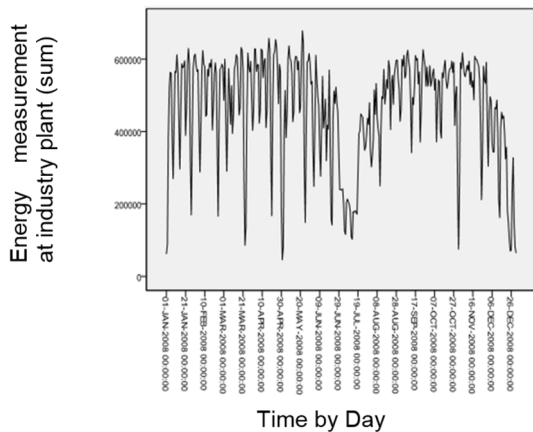


Figure 1: Energy measurements at plant Ravne.

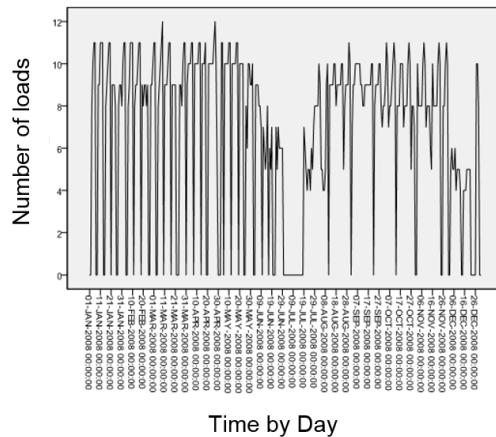


Figure 2: Number of loads at electric arc furnace.

Data Mining provides the means to make sense of tremendous volumes of data by automating the processes of categorising and clustering common elements, identifying trends and anomalies in the data, and predicting what will happen given those factors [7]. In this paper we discuss Data Mining at ARMA (Autoregressive and Moving Average Models) [9] and Data Mining at ART (Autoregressive Tree Models) [8]. For the development and improvements of forecasting we used the Microsoft technology: SQL server, Analysis Server and WEB server. We briefly discuss and compare predictions with and without any predictors. This means, model use only one time series, energy measurements at plant.

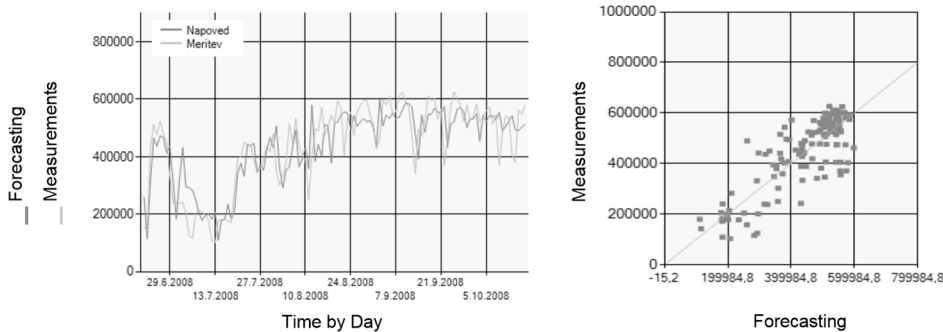


Figure 3: One day load forecasting and measurements - Data mining on WEB.

¹ Univerza v Mariboru, FERl, Smetanova 17, 2000 Maribor, boris.bizjak@um.si, Tel.: +386 41 327 348

In addition, we show Long-term load forecasting samples [5] of one-year predictions for two points at electrical transmission network in Slovenia. Software tools were IBM SPSS. We present two different load-forecasting techniques: ARIMA and seasonal models. Outliers can occur by forecasting, so we discuss some worst-case scenarios. We show forecasting quality factors for each forecasting model: CL (Confidence Intervals), MAPE (Mean Absolute Percentage Error) and time series value at forecasting time. At conclusion, we compare the results.

	Measur ements	MAPE	Forecast	UCL	LCL
Jan 2009	33	-4 %	31,53	34,83	28,24
Feb 2009	29	7%	31,13	34,97	27,29
Mar 2009	32	-6 %	30,18	34,50	25,86
Apr 2009	30	-3,6 %	28,94	33,69	24,19
May 2009	29	-1 %	28,46	33,60	23,31
Jun 2009	27	10 %	29,74	35,25	24,23
Jul 2009	27	5 %	28,42	34,28	22,57
Aug 2009	24	16 %	28,73	34,91	22,55
Sep 2009	29	0 %	28,97	35,45	22,48
Oct 2009	28	7 %	30,40	37,18	23,61
Nov 2009	30	0,5 %	29,53	36,59	22,46

Figure 4: Long term - 12 months forecasting at node Krško.

References

- [1] JOE H. CHOW, FELIX I. WU, JAMES A. MOMOH, APPLIED MATHEMATICS FOR RESTRUCTURED ELECTRIC POWER SYSTEMS, 2005, Springer
- [2] GEORGE E. P. BOX GWILYM M. JENKINS GREGORY C. REINSEL. Time Series Analysis Forecasting and Control, 2014, Wiley
- [3] Janez Bratina, Elektrobločna peč, Ravne na Koroškem, 1994.
- [4] Douglas C. Montgomery, George C. Runger, Applied Statistic and Probability for Engineers, Wiley, 2003.
- [5] Boris Bizjak, Jure Bizjak, Jože Voršič, Primeri kratkoročnega in dolgoročnega napovedovanja pretokov moči, CIGRE-CIRED 2011, Ljubljana
- [6] Boris Bizjak, Napovedovanje porabe električne energije za železarski kompleks, ERK 2009, Portorož
- [7] Jamie MacLennan, Zhao Hui Tang, Bogdan Crivat. Data mining with Microsoft SQL Server 2008, Wiley
- [8] C.Meek, D.M. Chickering, D.Heckerman, Autoregressive Tree Models for Time-Series Analysis, Microsoft Research
- [9] Bo Thiesson, David Maxwell Chickering, David Heckerman, Christopher Meek, ARMA Time-Series Modeling with Graphical Models, Microsoft Research
- [10] Leland B. Jackson, Digital filters and Signal Processing, Kluwer academic publishers, 2002, Fifth Printing

6.5.4 Erstellung und Evaluierung eines synthetischen Haushaltslastprofilgenerators für Wirk- und Blindleistung

Marco WAGLER¹, Rolf WITZMANN¹

Einleitung

Zur Nachbildung von Verbraucherlasten werden für die Netzplanung sowohl Wirk- als auch Blindleistungsprofile am Netzanschlusspunkt benötigt, um mit Hilfe von Lastflussrechnungen eine Aussage über das aktuelle Auslastungsmaß der Betriebsmittel treffen zu können. Zu diesem Zweck wurde bereits in den 80er Jahren das Standardlastprofil entwickelt [1], welches allerdings erst ab einer gewissen Anzahl an Haushalten Gültigkeit besitzt [2] und daher nicht für die Bewertung der Spannungsqualität einzelner Stränge herangezogen werden kann. Mit Zunahme der Integration erneuerbarer Energien in die Verteilnetzebene wurden diverse Möglichkeiten zur Erstellung von realitätsnahen haushaltsscharfen Lastprofilen veröffentlicht, welche in ihrer Gesamtheit nach einem Top-down und Bottom-up Ansatz zu unterscheiden sind. Die Blindleistung wurde bisher größtenteils durch konstante $\cos\phi$ -Werte abgebildet, was nach [3] und [4] zu hohen Ungenauigkeiten führt. Eine verbesserte Möglichkeit zur Nachbildung der Blindleistung besteht in der Clusterbildung [5], bei der einem gewissen Wirkleistungsbereich ein bestimmter $\cos\phi$ -Wert zugeordnet ist. Darüber hinaus wird in [6] die Verwendung einer $\cos\phi$ -Verteilungsfunktion in Abhängigkeit des Zeitpunktes und der jeweiligen Wirkleistung diskutiert. In dieser Arbeit wird die Erstellung eines Lastprofilgenerators nach dem Bottom-up Ansatz vorgestellt, der zur Bildung der synthetischen Haushaltsprofilverläufe real gemessene Wirk- und Blindleistungskurven von diversen Haushaltsgeräten verwendet. Auf diese Weise entsteht eine exakte und reale Zuordnung von Wirk- und Blindleistung, welche unabhängig von statistischen Annahmen zur Korrelation ist. Darüber hinaus werden die erstellten Lastprofile mit real gemessenen Haushaltslastprofilen verglichen.

Vorgehensweise bei der Erstellung

Für die Erstellung der Lastprofile wurde ein synthetischer Ansatz gewählt, bei dem alle Gerätekategorien (Fernseher, Waschmaschine, Beleuchtung, Computer, Herd, Backofen, Mikrowelle, Wasserkocher, Kaffeemaschine, Gefriertruhe, Kühlschrank, Umwälzpumpe, Geschirrspüler, Warmwasserspeicher, Durchlauferhitzer und Wäschetrockner) einzeln betrachtet und im Anschluss zu einem Summenprofil überlagert wurden. Die Ermittlung des konkreten Nutzerverhaltens basiert auf statistischen Daten zum Ausstattungsgrad der Haushalte, sowie zur Benutzungshäufigkeit, Einschaltuhrzeit und Nutzungsdauer der einzelnen Geräte. Die tatsächliche mit dem Netz ausgetauschte Wirk- und Blindleistung stützt sich auf real gemessene Verläufe einer Vielzahl von Geräten pro Kategorie.

Evaluierung und Ergebnisse

Mit dem Ziel den Lastprofilgenerator zu evaluieren, wurden die erstellten Wirk- und Blindleistungsprofile mit realen Smart-Meter Daten von 115 Haushalten verglichen. Bezüglich der Wirkleistung wurde eine hohe Übereinstimmung hinsichtlich der Glättung des Summenprofils nachgewiesen, sowie eine hohe Korrelation der Gleichzeitigkeit in Bezug auf die maximal auftretende Last aufgezeigt. Im Hinblick auf die Blindleistung wurden die $\cos\phi$ -Werte der einzelnen Haushalte erfolgreich verifiziert. Darüber hinaus fand ein Vergleich zwischen den $\cos\phi$ Werten der Summenprofile statt, bei welchem gewisse Unterschiede aufgezeigt und begründet wurden. Die sich ergebende Unterschied zeigt sich im Wesentlichen durch das mangelnde Auftreten kapazitiver Blindleistung des realen Summenprofils, wohingegen das Lastprofilgeneratorsummenprofil sowohl kapazitives, als auch induktives Verhalten aufweist. Im Folgenden sind das Wirkleistungs- und $\cos\phi$ -Profil eines beispielhaften Haushalts über eine Dauer von einer Woche dargestellt, welches mit Hilfe des Lastprofilgenerators erstellt wurde. Positive $\cos\phi$ -Werte repräsentieren induktives Verhalten, kapazitives Verhalten wird durch negative $\cos\phi$ -Werte dargestellt.

¹ Technische Universität München, Professur für elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstraße 21, 80333 München, Tel.: +49 89 289 25090, marco.wagler@tum.de, www.een.ei.tum.de

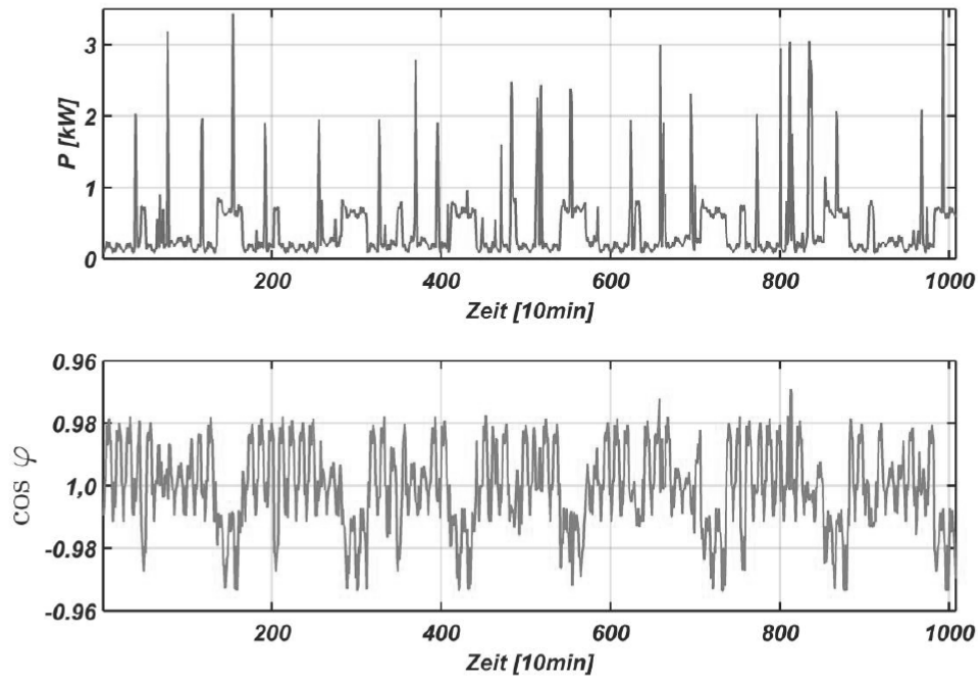


Abbildung 1: Wirkleistungs- und $\cos\varphi$ -Profil eines beispielhaften Haushalts über eine Dauer von einer Woche.

Referenzen

- [1] P. Dünwall, "Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die bundesdeutschen Haushalte während eines Jahres", VDEW, 1985.
- [2] P. Esslinger, R. Witzmann, "Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte", 12. Symposium Energieinnovation Graz, 2012.
- [3] M. Wagler, R. Witzmann, "Untersuchung privater Haushalte hinsichtlich ihres Blindleistungsverhaltens", ew- Magazin für die Energiewirtschaft, 2014.
- [4] F. Potratz, M. Cramer, "Analyse des Wirk- und Blindleistungsverhaltens von privaten Haushalten", Jahresbericht Institut für Hochspannungstechnik, RWTH Aachen, 2014.
- [5] J. Scheffler, "Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten", Dissertation Universität Chemnitz, 2012.
- [6] C. Bucher, "Analysis and Simulation of Distribution Grids With Photovoltaics", Dissertation ETH Zürich, 2014.

6.5.5 Methodology for extracting Dynamic Standard Load Profiles from Smart Meter Data

Krischan KEITSCH¹, Hendrik KONDZIELLA¹, Thomas BRUCKNER^{1,2}

Introduction

The liberalized German power market is organized in several balancing areas. Every balance responsible party (BRP) is obligated to aim for balanced portfolios by matching demand and production. Discrepancies between demand and production are handled by the grid operators. The resulting costs of the reserve energy is accounted afterwards. The electrical demand of customers in balancing areas is therefore commonly prognosticated with standard load profiles (SLP) [1].

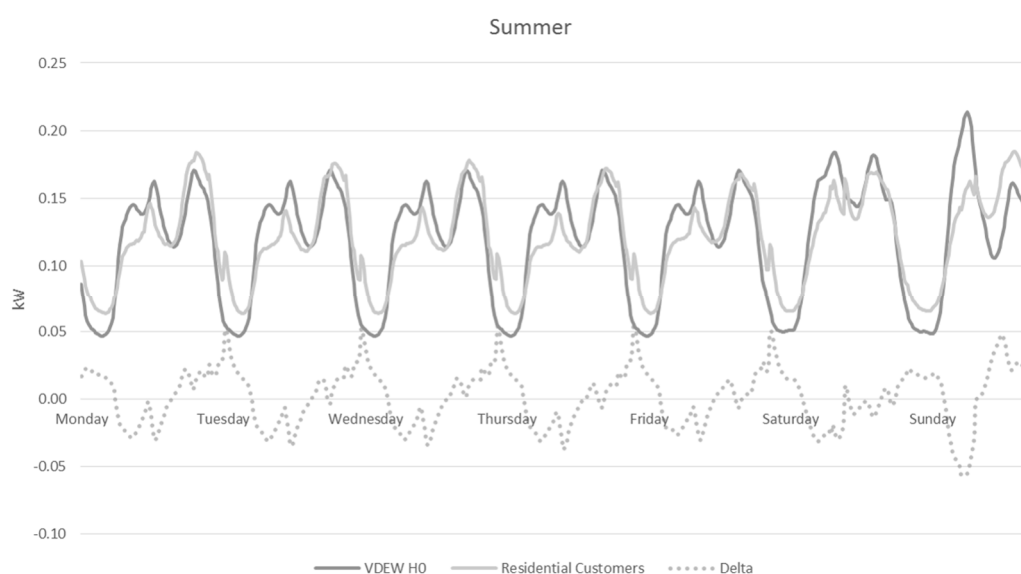


Figure 1: Comparison of the electrical demand of residential customers from a project described in [2] and the commonly used standard load profile "h0".

The German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy published a white book for a new power market design to support the transition of the national energy system ("Energiewende"). One planned measure is to increase the balance area loyalty („Bilanzkreistreue") [3] to keep the demand and production of electricity leveled and to decrease the demand of ancillary services and reserve energy. In addition the proposed law to digitize the "Energiewende" in Germany will make the installation of smart meters mandatory for customers with a yearly consumption of more than 6 000 kWh [4].

This surplus of detailed electrical load data may increase the accuracy of the demand forecasts for customers above 6 000 kWh/a. However, the electrical demand of customers without smart meters will still be estimated with standard load profiles. It should be noted that the commonly used SLP for the German power market are based on a small data set of 332 household profiles from 1981 for instance [1]. The Figure 1 is an example of the changed electrical demand pattern of residential customers from a recent project [2] and the need for new SLPs. In [5] the authors underline the need for new SLP. They emphasize the risk for grid operators and power traders as the decentralized generation from renewable sources increases and new tariffs may influence the electrical demand for instance. The authors propose additional SLP for households with, for instance, solar power systems [6]. The increased roll out of smart meters allow the generation of new standard load profiles for residential households and small to medium sized enterprises (SME). Precise forecasts reduce the demand of expensive energy balancing and ancillary services [7].

¹ Fraunhofer-Zentrum für Internationales Management und Wissensökonomie, Neumarkt 9-19, 04109 Leipzig, {krischan.keitsch|hendrik.kondziella|thomas.bruckner}@moez.fraunhofer.de

² Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM), Grimmaische Straße 12, 04109 Leipzig, bruckner@wifa.uni-leipzig.de

Methodology

This paper proposes a standardized methodology to develop new SLP based on the data analysis of smart meter electrical demand profiles from residential and small to medium sized enterprises (SME).

First, the smart meter data is preprocessed to identify type days and to reduce the data size. Similar groups of profiles in a given data set are identified by incorporating k-means clustering. For evaluation of the methodology, synthetic loads (one year mid-term forecasts) are generated. To interpret the results, commonly used evaluation metrics and the available meta data is used.

The second part of the paper focuses on the optimization of dynamic standard load profiles for higher forecasting accuracy and the reduction of the influence of seasonal changes. An increased forecasting quality is achieved by the usage of dynamic functions. The dynamic functions are used to adjust the standard load profiles for different seasons. The parameters of the dynamic functions are identified using a least square approach and an Evolution Strategy (ES). The methodology is applied to a publicly available smart meter data set [8] and for two different customer groups for the purpose of demonstration only.

Results and Conclusion

The clustering process identified a homogeneous group of residential and SME customers each, matching the available meta data. During post processing the identified standard load profiles were optimized by applying a dynamic function.

Using an ES to find appropriate parameters for dynamic functions leads to better results than the least square approach. Improvements of up to 21% measured by the mean average percentage error (MAPE) or 28% using the normalized rooted mean square error (NRMSE) are possible using a dynamic function with a polynomial function of grade 4 (compared to using no dynamic functions). The accuracy is improved especially during the peak time range.

The described methodology may be utilized to identify new and reliable SLP also on a regional level to increase the balance area loyalty during the "Energiewende". The proposed clustering may help to automatically identify different type of residential household demand patterns for instance.

Bibliography

- [1] Schieferdecker, B. and Funfgeld, C. and Meier, H. and Adam, T., "Repräsentative VDEW-Lastprofile", VDEW-Materialien M-28/99, Frankfurt (1999).
- [2] Scheller, F.; Keitsch, K.; Kondziella, H.; Reichelt, D. G.; Dienst, S.; Kühne, S.; Bruckner, T.: Evaluation von Geschäftsmodellen im liberalisierten Energiemarkt. BWK 67 (2015) Nr. 11.
- [3] BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, "Ein Strommarkt für die Energiewende (Weißbuch)" (2014).
- [4] BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, "Referentenentwurf Gesetz DIGITALISIERUNG DER ENERGIEWENDE", <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/referentenentwurf-entwurf-gesetz-digitalisierung-energiewende> (2015).
- [5] Gerblinger, A. and Finkel, M. and Witzmann, R., "Neuen Standardlastprofile für den Eigenverbrauch von elektrischer Energie bei Haushaltskunden", Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2014).
- [6] Gerblinger, A. and Finkel, M. and Witzmann, R., "Entwicklung und Evaluation von neuen Standardlastprofilen für Haushaltskunden" (2014).
- [7] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, "Monitoringbericht 2014" (2014).
- [8] CER, "Electricity Smart Metering Customer Behaviour Trials (CBT) Findings Report", 2011.

6.5.6 Zuordnung und Topologieerkennung von Sensor und Smart Meter auf Netz- und Strangebene

Matthias STIFTER¹, Konrad DIWOLD²

Motivation

Der klassische Netzbetrieb ist durch die zunehmende Durchdringung mit dezentralen, meist erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen (DEA) vor große Herausforderungen gestellt. Wenn ein Netzausbau verhindert werden soll bedarf es daher meist eines aktiven Netzmanagementsystems um die vormalig passiven Verteilernetze aktiv in den Netzbetrieb zu integrieren.

Grundlage für die Integration von Verteilernetzen in Netzmanagementsysteme sind Messwerte (beispielsweise von Smart Metern oder Sensoren) aus dem Netz. Der dafür benötigte Meter und Sensor Rollout stellt Verteilernetzbetreiber vor eine Herausforderung, da er mit einem erheblichen Engineering-Aufwand verbunden ist. So erfolgt bisher, nach der Installation eines Smart Meters oder eines Sensors in einem Niederspannungsnetz, eine knotenscharfe Zuordnung des Smart Meters im Netz. Diese Zuordnung steht Middleware (z.B. Aggregatoren, dezentralen Netzreglern in Ortsnetzstationen) zur Verfügung und ermöglicht es den Systemen eingehende Smart Meter Daten hinsichtlich ihrer Position im Netz zu klassifizieren und weiterzuverarbeiten.

In diesem Artikel wird untersucht inwiefern Smart Meter auf Basis ihres Sendeverhaltens und der von ihnen gesendeten Werte unterschiedlichen Netzen und weiterführend unterschiedlichen Netzsträngen zuzuordnen werden können. Die automatisierte, topologische Zuordnung von Sensoren und Zählern wirkt könnte folgenden Einfluss auf das zukünftige Smart Grid haben:

- Einfachere Integration von Erneuerbaren, durch Verbesserung von Monitoring und Regelung
- Verringerung Engineering-Aufwand (plug'n'automate)
- Erkennung von Topologie-Umschaltungen
- Verbesserung der State Estimation und Prognose

Methode

Basierend auf Zähler Messdaten und Kommunikationsaktivitäten werden Zuordnungen auf Basis der Netzebene, Strangebene und Intra-Strangebene auf Basis von Korrelationen durchgeführt (Power SnapShot, EGDA) [1].

Zuordnung auf Netzebene

Die Sensorzuordnung auf Netzebene erfolgt auf Basis von Sensoraktivitäten. Sensoraktivität ist hier als die Häufigkeit der im Datenkonzentrator eingegangen und abgespeicherten Meter Daten definiert. Da ein Messwert nur bei einer Wert-Änderungen größer gleich eines definierter Schwellwert vom Datenkonzentrator erfasst wird (e.g., $\text{Wert}_{t+1} - \text{Wert}_t \geq 0.001$), können schwellwert-angefasste Methoden (z.B.: EGDA) dazu verwendet werden Smart Meter zu einzelnen Niederspannungsnetzen zuzuordnen. Die Zuordnung verbessert sich, wenn die Aktivität der Meter um kritische Zeitpunkte im Netzbetrieb herangezogen werden (z.B. Stufenschaltung des Transformers), da Meter zu diesen Zeitpunkten (je nach Netzzugehörigkeit) unterschiedliche Aktivitätsmuster aufweisen [2].

Zuordnung auf Strangebene

Auf Basis von zeit-synchronen Spannungswerten aller Sensoren und Zähler (Smart Meter) in einem Niederspannungsnetz, bzw. deren Unsymmetrie kann eine Zuordnung erfolgen, indem die Korrelationsmatrix der Werte der einzelnen Sensoren berechnet wird. Abbildung 1 zeigt die resultierende Korrelationsmatrix am Beispiel von synchronen Spannungs-Messdaten von ca. 30 Smart Metern aus zwei realen Niederspannungsnetzen mit vier und drei Strängen.

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Energy Department, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Tel.: +43 50550-6673, Fax: +43 50550-6390, matthias.stifter@ait.ac.at, www.ait.ac.at

² SIEMENS Österreich AG NEC INN AT, Siemensstraße 90, 1210 Wien, konrad.diwold@siemens.com, www.siemens.com

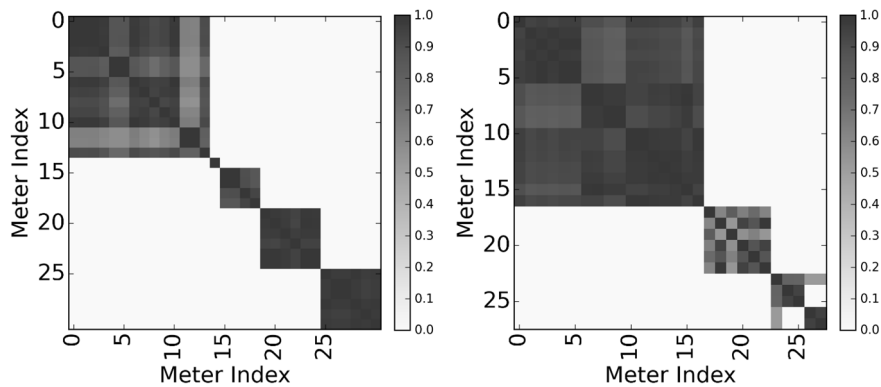


Abbildung 1: Korrelationskoeffizientenmatrizen der Unsymmetrie der Zähler zweier Niederspannungsnetze mit vier und drei Strängen.

Zuordnung innerhalb eines Stranges

Durch das hierarchische Clustering der Ergebnisse der Unsymmetrien aus der Strangzuordnung kann eine Sensoren Zuordnung innerhalb des Stranges durchgeführt werden. Um noch genauere topologische Information zu erhalten können die Unsymmetrie-Zeitverläufe hierarchisch geclustert werden. In Abbildung 2 ist das Ergebnis eines solchen Clusterings, im Kontext der oben verwendeten Power SnapShot Daten, dargestellt, wobei die resultierende Hierarchie der relativ genauen Platzierung der Meter im Niederspannungsnetz entspricht (i.e., Blätter stellen am Strangende installierte Meter dar). Somit ist auch eine genauere Einordnung der Meter auf dem Strang möglich. Mit Hilfe von Referenz Metern (deren Position im Netz bekannt ist), lässt sich anhand des oben beschriebenen Verfahrens sowohl die Topologie des Netzes zu 85-95% bestimmen (auf Basis der installierten Smart Meter) als auch eine Veränderungen der Netztopologie feststellen.

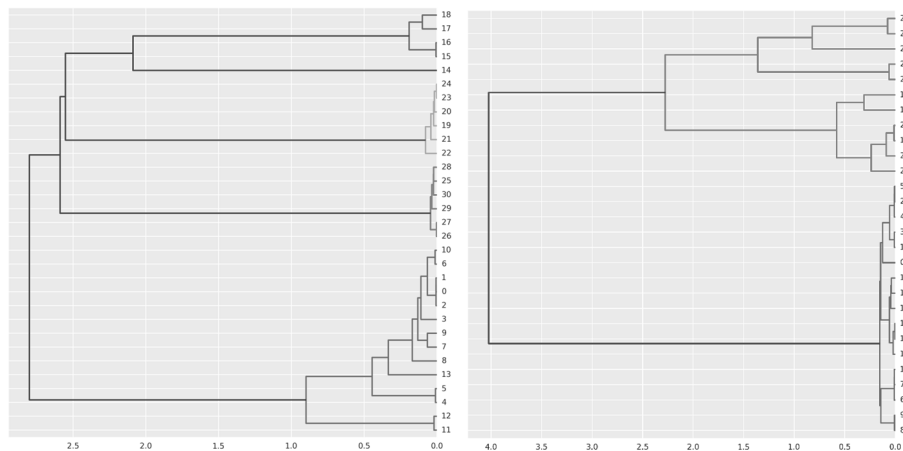


Abbildung 2: Ergebnis einer initialen Untersuchung auf Basis realer Messdaten über einen Tag eines Niederspannungsnetzes: Hierarchisches Clustering der Spannungsunsymmetrien der Smart Meter Aktivität von a) 31 Smart Metern und 4 Strängen über 437 Power SnapShots und b) 25 Smart Metern und 3 Strängen über 401 SnapShots.

Ergebnisse

Mehrere Niederspannungsnetze werden untersucht und die Ergebnisse in Abhängigkeit der notwendigen Messungen (Zeitraum, Auflösung, etc.) diskutiert.

Literatur

- [1] Matthias Stifter, Ingo W. Nader, and Konrad Diwold, "Daten-getriebene Analyse und Auffinden von Ereignissen basierend auf Sensor- und Zählermessdaten," presented at the 6. Symposium Communications for Energy Systems, Vienna, Austria, 2015.
- [2] Konrad Diwold, Matthias Stifter, and Paul Zehetbauer, "Meter Communication and Measurement based Topology Identification for Low Voltage Networks," presented at the 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), Austria, 2015.

6.6 SMART METERING (SESSION E6)

6.6.1 Bewertung des langfristigen Einsparpotenzials durch Smart Meter und begleitende Energieberatung in Haushalten

Michael HINTERSTOCKER¹, Serafin VON ROON¹

Einleitung

Im Smart-Metering-Pilotprojekt SM500, im Jahr 2010 von Illwerke VKW aufgesetzt, wird seit Anfang 2011 der zeitaufgelöste Energieverbrauch von anfangs 500 Haushalten im Netzgebiet aufgezeichnet. Dabei werden jeweils Gruppen mit verschiedenen Beratungsinstrumenten unterschieden, um die Auswirkungen des Einsatzes von Smart Metern und automatisierter oder individueller Energieberatung auf erreichte Einsparungen zu analysieren. Durch die vorliegende Datenbasis von über 4 Jahren kann somit die Nachhaltigkeit von gegebenenfalls kurzfristig festgestellten Einsparungen untersucht werden. Darüber hinaus wird der Effekt der Gruppenzusammensetzung derartiger Untersuchungen auf die berechneten Ergebnisse betrachtet.

Methodik

Die Berechnungen basieren auf aufgezeichneten viertelstündlichen Verbrauchswerten von Haushaltskunden der Illwerke VKW ab April 2011. Über den gesamten Auswertungszeitraum bis einschließlich März 2015, also über 4 Jahre, liegen Daten von etwa 300 Kunden vor. Als Vergleichsgruppe wird eine ähnlich große Gruppe von Haushalten ohne Smart Meter im gleichen Gebiet herangezogen, deren jeweilige Rechnungswerte im betrachteten Zeitraum in die Auswertung eingehen.

Als Basis zur Bewertung der Einsparungen wird der mittlere Verbrauch des Zeitraums 2009/10 herangezogen. Pro Haushalt und pro betrachtetem Jahr wird also die anteilige Einsparung im Vergleich zu diesem Referenzzeitraum bestimmt. Pro Gruppe werden diese Werte gemittelt, um die mengennormierten mittleren Einsparungen der jeweiligen Gruppe zu erhalten.

Haushalte, deren Daten nicht über den gesamten Betrachtungszeitraum vorliegen, werden aus der Auswertung ausgeschlossen. Ebenso werden Haushalte nicht weiter betrachtet, welche eine Abweichung von mehr als 30 % zum Vorjahr aufweisen, da dies auf weitergehende Veränderungen der Haushaltsstruktur wie beispielsweise veränderte Personenanzahl schließen lässt. Zur Bewertung der Gruppenzusammensetzung wird untersucht, wie sich die Ergebnisse durch zufälliges Entfernen von 10 % der Kunden einer Gruppe verändern.

Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen, dass die Kundengruppe, welche nur mit Smart Metern ausgestattet wurde, aber keine weitere Energieberatung erfährt, keine höheren Einsparungen als die Vergleichsgruppe erreicht. Nur die Information über den eigenen Verbrauch scheint also kein ausreichender Anreiz zu verändertem Verhalten zu sein. Die beiden Gruppen mit erweiterten Beratungsmaßnahmen hingegen weisen deutlich höhere Einsparungen als die Vergleichsgruppe auf, welche über den Betrachtungszeitraum auch weiter ansteigen. Hier kann also auf nachhaltige Verhaltens- und/oder Ausstattungsänderungen geschlossen werden. Nichtberücksichtigung von wenigen zufällig ausgewählten Haushalten in der Auswertung zeigt zum Teil starke Auswirkungen auf die berechneten Einsparungen. Die Auswahl der Kunden in einer solchen Betrachtung ist also kritisch für aussagekräftige und verlässliche Ergebnisse.

¹ Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München, mhinterstocker@ffe.de, www.ffegmbh.de

6.6.2 worldmeter.io as Internet of Things Concept for Energy Data Interoperability

Ewald HESSE¹

Abstract

Grid Singularity is a new venture creating an Internet-based decentralised energy data exchange platform built on the most advanced blockchain technology. This newly structured ecosystem provides a data transparency and integrity solution in a major shift away from a traditional, centralised model of the energy market. The Grid Singularity platform will support a range of valuable applications to be designed and used by diverse energy market participants, from regulators to operators, investors, traders and consumers. These applications will enable forecasting for grid balancing (smart grid management), facilitate investment, trade of green certificates/certificates of origin and eventually energy trade validation.

Grid Singularity has been created by a team of experienced energy market professionals, in partnership with leading blockchain technology developers at Ethcore, who are principal founders of the open source not-for-profit organisation Ethereum. By recording the relevant data in real time at the source (power plant) on the blockchain, the proposed system diminishes the counterparty risk since data can no longer be modified, while decentralised storage ensures that the data generator has exclusive access to own data. The data recording process is to be certified by the respective energy regulators to validate arbitration and/or clear obligations. The main advantage of the platform lies in its interoperability, leading to immense infrastructure cost savings compared to standard technical solutions that require a fully independent vertical integration for each energy market operation. The platform also renders some of the current key entry barriers to energy trade obsolete such as a need to have special accounts/deposits/certification with an intermediary financial institution. The reduced cost and complexity of the system will attract more market players and transform the energy market into a more competitive, and a generally more open and fair market.

The Grid Singularity platform is structured as follows

- **Data capturing**

Realtime kWh traffic is measured by installing a proof of delivery (POD) meter at the site (e.g. power plant). Middleware integrates into the meter and captures the production data. Communication between POD meter and middleware can be realised via Ethernet Lan, WiFi, LoRa, GPRS/3G/LTE, Satellite or Power Line Communication (PLC). Besides the open data, private data will also be captured by the blockchain but not distributed. A private data management system (zero knowledge proof) will enable the data owner to trade data peer-2-peer at will. Decentralised data storage will guarantee exclusivity of data access to the generator of that data (including an option to share data). The Grid Singularity company will have no possibility to access private data of any participant on the platform, and this will be clearly stated.

- **Data processing and distribution**

The captured data is parsed, formatted and distributed securely, via the blockchain, where it can be used by third parties, including automated services based on smart contracts. This record is to be certified by the respective energy regulators to validate arbitration. This mechanism maximises efficiency, provides full transparency, while at the same time fulfilling any privacy needs required for particular entities in the system. The system is scalable, and additional participating power plants or other interested energy market participants can be added at any time.

Grid Singularity will provide several free applications as a starting point to foster knowledge and data sharing (shown in darker blue colour below) and design the system openly to enable third parties to design their own apps, providing them with a database and interoperability structure. The application fee revenue will be shared by the Grid Singularity and the application designers. Some examples of future applications include the following:

¹ Grid Singularity GmbH, Stumpergasse 64, Tel.: +43 664 2822791, ewald@gridsingularity.com, www.gridsingularity.com



Figure 1: Some examples of future applications.

- *Benchmark Performance App* will enable the power plant owners/managers to source the performance of similar / local power plants. This information could lead to performance optimisation and other insights as for example: (i) solar power plant may perform less than the neighbouring solar power plants, indicating that there is snow or sand on the panels; (ii) a hydro power plant increased performance up the river serves to warn the power plant downstream to prepare for the production increase.
- *Secondary Market App* could facilitate assets trading.
- *Asset Performance Monitoring App* would enable financial institutions to monitor performance of their assets and disclose that information on their own domains. Additional information that can be rendered is the quantity of CO₂ emissions that are generated - or saved by use of renewable energy.
- *Operation & Maintenance App* will be designed in cooperation with OEM's. With the availability of technical data OEM's can predict the lifetime expectation of power plants equipment and provide recommendations for efficient operation of power plants.
- *Balancing Groups Accounting App* would enable distributed producers to perform automated grid balancing services. Grid operators need to maintain a stable provision of grid frequency (i.e. 50 Hz) across the distribution lines. In decentralised energy markets, further costs for grid operators arise due to the complexity of balance cost accounting. With this application, energy generation connected onto the blockchain will deliver electricity on demand within seconds, according to the associated smart contract.

6.6.3 Smart I.E.S. - Smart Innovative Energy Services – Nutzen und technische Anforderungen smarter Energiedienstleistungen

Michael WEDLER¹, Simon MOSER¹, Hemma BIESER¹

Inhalt

Im Rahmen der Entwicklung von Smart Grids zeichnen sich Marktchancen für neue, IKT-basierte Dienstleistungen („Smarte Mehrwertdienste“) ab, die deutlich über die Abrechnung/Dokumentation des Energieverbrauchs sowie die Verbrauchersensibilisierung hinausgehen. Durch Smart Metering ergibt sich eine neue Kommunikationsschnittstelle zu den StromkundInnen und weiterreichende Anwendungsperspektiven für Smart Meter Daten (unter Beachtung des Datenschutzes). Jedoch kann nur mit der geregelten Verfügbarmachung von Energieverbrauchsdaten die umfangreiche Erschließung ihrer Wertschöpfung stattfinden. Dem stehen rechtliche und organisatorische Barrieren gegenüber, die sich hindernd auf die Etablierung mancher Geschäftsmodelle und Dienstleistungen auswirken (Zugang, Datenformate, Konnektivität, Latenz, etc.). Zur Realisierung der Nutzen aus den Anwendungsmöglichkeiten der Daten für KundInnen und Unternehmen führt SMARTIES eine Analyse durch und leitet Empfehlungen für eine proaktive Gestaltung des Innovationsumfeldes ab.

Methode

Die Hauptmethode bildet die Einbindung von ExpertInnen und Stakeholdern über Experteninterviews. Diese Methode garantiert – korrekt ausgeführt – insbesondere bei Zukunftsthemen, zu denen noch kein Zahlenmaterial vorliegt, eine hohe Zuverlässigkeit (interne Validität). Hinzu kommen den jeweiligen Zielsetzungen der Arbeitspakete angepasste Workshop-Methoden. Ergänzend werden Meta-Analysen zu Projekten im deutschsprachigen Raum (D-A-CH) durchgeführt sowie internationale Best-Practice-Beispiele zu smarten Energiedienstleistungen evaluiert.

Ergebnisse

Die laufenden Ergebnisse und Erkenntnisse orientieren sich klar an fünf Fragestellungen: (i) Darstellung der relevanten AkteurInnen und Geschäftsmodelle³, (ii) der Kundennutzen, (iii) der Anforderungen an die Datenqualitäten (Latenz, Format, Auflösung, ...), (iv) Darstellung des rechtlichen und regulatorischen Rahmens, sowie (v) der Erfolgsbasis internationaler Best-Practice-Beispiele. Im Ergebnis liefert das Projekt SMARTIES eine umfassende und systematische Orientierungshilfe und die nötige Entscheidungsgrundlage, um den Interventionsbedarf zur innovativen Marktentwicklung differenziert nach verschiedenen Handlungsfeldern ableiten zu können (Handlungsempfehlungen). Durch die Einbindung der potenziellen UmsetzungsakteurInnen auf wirtschaftlicher und behördlicher Seite können bereits während der Projektlaufzeit Diskussionsprozesse angestoßen und konsensbasierte Empfehlungen abgeleitet werden.

Hinweis

Das Projekt wird aus Mitteln des BMVIT gefördert und im Rahmen des Programms „Stadt der Zukunft“ durchgeführt. Laufzeit 6/2015-5/2016

¹ B.A.U.M. Consult GmbH, Gotzinger Str. 50, 81371 München, Tel.: +49 1752264654, m.wedler@baumgroup.de, www.baumgroup.de

6.6.4 Ergebnisquerschnitt durch ausgewählte Smart Grids Projekte

Marcus MEISEL¹, Evangelia XYPOLYTOU¹, Alexander WENDT¹

Inhalt

Der Umgang mit Energie, besonders Elektrizität, ist durch den rapide und konstant stattfindenden Reifungsprozess der Informationstechnologie (IT) einem grundlegenden Wandel unterworfen. Die auf der Produktionsseite stattfindende, massive Dezentralisierung, welche besonders durch Wettereinflüsse bei erneuerbaren Erzeugungsanlagen das verfügbare Spannungsband an und über kritische Grenzen bringen kann, verlangt nach einer Erhöhung der Flexibilität auf der Verbrauchsseite. Diese notwendige Flexibilität soll durch neue Informations- und Kommunikationsanwendungen geschaffen werden. Ergebnisse einer kleinen Auswahl erfolgreicher Forschungs- und Entwicklungsprojekte sollen die vorhersehbare Entwicklung der kommenden Jahrzehnte, von einer derzeit zentral gesteuerten Strominfrastruktur hin zu einem dezentral organisierten und gesteuerten System aufzeigen. Dabei sollen in diesem Beitrag nicht nur Ergebnisse aus Projekten in einem gemeinsamen Kontext präsentiert werden, die sich mit der technischen Umsetzung der Frage der Flexibilisierung der Nachfrageseite beschäftigen (IRON Concept, Grid2020 Intelligentes Niederspannungsnetz, iniGrid), sondern auch Projektergebnisse vorgestellt werden, die vom institutionellen Rahmen bis hin zu Anwendungsfällen den Themenkomplex Smart Grids behandeln um die Herausforderungen eines Gesamtsystems zu bewältigen (SmartResponse, RASSA-Prozess), praktische und empirische Forschungsergebnisse zur Integration der fluktuierender Erzeugung und Energieeffizienzsteigerung (ProAktivNetz, EigenlastCluster), zur Gebäudeautomation (B2G, KoRE) als auch Projektergebnisse, die Richtungsweisend beziehungsweise sogar in dem Thema Flexibilisierung neu sind (ICT4RobustGrid).

Im Bereich technischer Umsetzungen in Verteilernetzen, untersuchte das Projekt „Integral Resource Optimization Network“ (IRON) [1] marktorientierte Möglichkeiten, durch mehr Informationsfluss im elektrischen Energiesystem, bisher brachliegende Effizienzsteigerungspotentiale auszunutzen. Für die Bereitstellung von Regelenergie durch elektrische Lasten wurde im Projekt eine detaillierte technische Umsetzung ausgearbeitet („IRON-Box“). „Integration of Innovative Distributed Sensors and Actuators in Smart Grids“ (iniGrid) zielt darauf ab, die Energieverteilung bis zum Endnutzer durch innovative Sensorik und Aktorik für aktiv betriebene Verteilernetze zu verbessern, wobei die Schlüsselinnovation in der Entwicklung des „Smart Breakers“ besteht, ein halbleiterbasiertes Schaltgerät für Niederspannungsanwendungen mit integrierter Schutz-, Mess-, Schalt- und Kommunikationsfunktion. Im Projekt „Grid2020 Intelligentes Niederspannungsnetz“ geht es darum ein Niederspannungsnetz als Testanlage nachzubilden, wobei die Komponenten emuliert werden und somit Tests verschiedener Anwendungsfälle wie z. B. der Einsatz von Tapchanger-Algorithmen mit Smart Meters als Sensoren für die Steuerung, ermöglicht werden.

Mit den Herausforderungen des Netzes als Gesamtsystem hat sich das Projekt „Lastmanagement für intelligente Stromnetze in Österreich“ (Smart Response) [2] beschäftigt, welches das Problem fehlender Umsetzungen für verbraucherseitiges Energiemanagement in Österreich durch eine inter-disziplinäre Betrachtung des Phänomens „Lastmanagement“ hinsichtlich technischer, sozialer, ökonomischer und ökologischer Aspekte analysierte und gezeigt hat, dass Demand-Side-Management eine sinnvolle Ergänzung für Smart Grids ist. Das Projekt „Stakeholderprozess“ der Initiative „Referenzarchitektur für sichere Smart Grids in Österreich“ (RASSA-Prozess) [3] hat nach einer umfassenden Stakeholder Analyse damit begonnen, gemeinsame Startpunkte in einer Timeline von Kategorisierten High Level Use Cases zu identifizieren und endet mit der Konzeption eines Architekturentwicklungsprozesses, dem die Einbindung von Stakeholdern bei der Definition von Use Cases zu Grunde liegt.

Im Thema erneuerbarer Energie Integration und Effizienzsteigerung sowie Verbrauchsoptimierung gibt es aussagekräftige Ergebnisse, auf Simulations- und Testebene von den folgenden Projekten.

¹ Technische Universität Wien, Energy & IT Group, Institut für Computertechnik, Gußhausstraße 27-29,
Fax: +43 1 58801 38457, energyit.ict.tuwien.ac.at
{Tel.: +43 1 58801 38457, meisel@ict.tuwien.ac.at},
{Tel.: +43 1 58801 38428, xypolytou@ict.tuwien.ac.at},
{Tel.: +43 1 58801 38458, wendt@ict.tuwien.ac.at},

Im Projekt ProAktivNetz [4] wurde ein Algorithmus für die optimierte aktive Verteilernetz-Betriebsführung, unter Berücksichtigung des aktuellen und prognostizierten Verhaltens von dezentralen erneuerbarer Energie basierenden Erzeugungsanlagen, entwickelt und getestet, um die automatisierte Planung für einen gegebenen Planungshorizont zu ermöglichen, auf Basis welcher die Schaltzustände des Netzes unter Beachtung der zu erwartenden Last- und Erzeugungssituation um-konfiguriert wird. Im Projekt EigenlastCluster [5] wurden Gebäudecluster (Gemeindeobjekte, Gewerbe, Haushalte) durch Simulationen gebildet sowie erneuerbare Erzeuger modelliert und die Verbesserung der Eigennutzung der erzeugten Energie mit und ohne Einsatz von zusätzlichen Batterie und H₂-Speichern sowie DSM Maßnahmen bewertet. Das Projekt hat gezeigt das ein Clustering von verschiedenen Profilen zu einer PV-Anlage durchaus Sinn macht.

Im Bereich Energieeffizienzsteigerung und Gebäudeautomation untersucht das Projekt Kore ein Steuerungssystem, das mit Hilfe von kognitiven Fähigkeiten optimale Regelungsstrategien für eine Vielzahl von Situationen findet. Im Projekt Building to Grid (B2G) [6] die Grenzen und Möglichkeiten intelligenter Gebäude in einem Smart Grid durch eine konkrete Implementierung, gezeigt.

Richtungsweisend ist in Österreich vor allem die „Technologieroadmap Smart Grids Austria“ [7] zu nennen, die für die nächsten 5 Jahre einen Österreichischen Fahrplan vorschlägt, der durch aktuelle Entwicklungen bereits abschätzbar ist. Geht man weiter in die Zukunft, dann hat im Bereich Dezentralisierung und Flexibilisierung des Netzes das Projekt ICT4RobustGrid [8] u.a. die Voraussetzungen verschiedener Kommunikationstechnologien und Protokolle für eine Reihe von Smart-Grid-Anwendungen mit der Hilfe von Multi-Agenten-Systemen (MAS) analysiert und hat in der geschaffenen Roadmap neu Zusammenhänge von IKT als auch Leistungskomponenten aufgezeigt.

Danksagung

Viele der in diesem Beitrag erwähnten Projekte wurden bis zu 100 % aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen unterschiedlicher Ausschreibungen durchgeführt.

Literatur

- [1] Kupzog F., Meisel M., Derler S., Grobbelaar K. (2008) Integral Resource Optimization Network Concept. Bericht für FFG, Technische Universität Wien, Wien, Austria, 169 p.
- [2] Meisel M., Leber T., Pollhammer K., Kupzog F., Haslinger J., Wächter P., Sterbik-Lamina J., Ornetzeder M., Schiffleitner A., Stachura M., Erfolgsversprechende Demand-Response-Empfehlungen im Energieversorgungssystem 2020, Informatik-Spektrum, vol.36,1, pp. 17-26, 2013
- [3] Meisel M., Berger A., Langer L., Litzbauer M., Kienesberger G.;The RASSA Initiative – Defining a Reference Architecture for Secure Smart Grids in Austria, published in D.A.CH. Energieinformatik 2015, Karlsruhe ,Nov. 2015, 8 p.
- [4] E. Xypolytou, T. Leber, T. Aichholzer, Modeling renewable senergy sources to promote proac-tivity in the distribution grid, in International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (invited), 2015, pp. 1-6
- [5] M. Blöchle, G. Zucker, W. Prügler, E. Xypolytou, T. Leber, T. Rührlinger, Optimizing Neighbor-hood Consumption of Renewables through Clustering and H₂ Storage: An Economic Assessment of an Austrian Community, in Webproceedings, p. 5, Lissabon, Portugal, 2015.
- [6] K. Hettfleisch C, Kupzog F, Bach B, Ambrosch KE (2012) Balancing Energy Demand with Buildings. Endbericht, BMVIT – Haus der Zukunft, Wien, Österreich
- [7] Technologieplattform Smart Grids Austria: Technologieroadmap Smart Grids Austria - Die Um-setzungsschritte zum Wandel des Stromsystems bis 2020. Technical Report, Eigenverlag, Apr. 2015
- [8] Faschang M., Xypolytou E., Meisel M., Wendt A., Kaufmann T., Litzbauer M., Marchgraber J., Bibl M., Prostejovsky A., Gawron-Deutsch T., Kienesberger G.; „Transition Roadmap — from centralized to massively decentralized grid control systems“, Nov. 2014, Technical Report FFG, Eigenverlag ICT, TU Wien, Energy&IT Group, (2015), 75p.

6.6.5 Intelligente Netze und Endkundenanwendungen – Reduktion von Verteilnetzanpassungen durch intelligente Smart Grid Ergänzungstechnologien auf der Endkundenseite

Uwe TRATTNIG¹, Tina SOVEC¹, Melanie ROGETZER¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Die derzeitigen Smart Grid Technologien setzen auf einen vom Verteilnetzbetreiber gesteuerten intelligenten Verteilnetzbetrieb, dabei wird jedoch das große Optimierungspotenzial im Endkundenbereich nicht ausreichend berücksichtigt.

Die Autoren stellten sich im Rahmen eines FFG Sondierungsprojektes (e!MissiOn+.at - 4. Ausschreibung) die Frage, welche Endkundengeräte auf welche Weise intelligent und eigenständig auf Veränderungen im Verteilnetz reagieren, diese sogar selbständig ausgleichen und dadurch die klassischen als auch Smart Grid Netzausbauten verringert werden können. Würde ein Anpassen der Endkundengeräte an größere Spannungstoleranzen eine Erhöhung der beobachteten Versorgungsqualität beim Endkunden bedeuten? Kommt es infolge der Reduktion der klassischen sowie Smart Grid Netzausbauten als auch der durch Smart Grid Technologien verursachten Regelvorgänge und Regelenergien zu einem nennenswerten Einsparungspotential an CO₂ Emissionen?

Methodische Vorgangsweise

Die untersuchungsrelevanten Bereiche wurden mittels empirischen Analysen genau definierter Fallbeispiele durchgeführt. Dazu wurden zunächst aus Anlagenerrichter- und Netzbetreibersicht diejenigen netztechnischen Situationen erfasst, deren Lösung eine häufige betriebstechnische Aufgabe darstellt. Des Weiteren wurden die von diesen Netzsituationen häufig betroffenen Endkunden erhoben und auf diese Weise Referenzsituationen festgelegt und analysiert. Im Anschluss wurden zu diesen definierten Referenzzuständen die für den jeweiligen Anwendungsfall zu betrachtenden Endkundengeräte erhoben und in einem weiteren Schritt die nötigen technischen Anpassungen definiert.

Mittels Herstellerangaben, Betriebsmittelbeschreibungen, Computersimulationen und realen Messungen wurde die Leistungsfähigkeit der betroffenen Endkundengeräte hinsichtlich erweiterter Betriebsspannungsbereiche dargestellt. Ergänzend dazu sind die nötigen Prüfanforderungen und Prüfmethode der relevanten Betriebsmittel festgelegt worden. Die Analyse des Einsparungspotentials durch vermiedene Netzausbauten wurde anhand der erhobenen Referenzzustände in Abhängigkeit des möglichen kundenseitigen Verbesserungsfaktors mit Eckkosten dargelegt und stellte die Basis für die wirtschaftliche Betrachtung und Marktpotentialabschätzung dar.

Die sich ergebende Kosten-Nutzen-Analyse stellte auch die Basis für die Analyse des Marktrisikos dar. Zusätzlich wurden die an der Studie teilnehmenden Entscheidungsträger auf Anlagenerrichterseite um deren Einschätzung gebeten und im Einklang mit öffentlichen Stellungnahmen auf Netzbetreiber- wie auch auf Industrieseite eine Risikodarstellung erarbeitet. Die Relevanz dieses Technologieansatzes für Treibhausgasemissionsverbesserungen wurde anhand der bislang analysierten Referenzsituationen dargestellt.

Projektlauf, Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Aus grundsätzlichen Überlegungen wird der zu untersuchende Spannungsbereich nach oben hin mit der derzeitigen Oberspannungsgrenze für Niederspannung (Nennspannung 230 V + 10 %) begrenzt. Dies liegt an der europäischen Normung zur CE Zertifizierung. Die Gerätehersteller müssen bereits heute garantieren, dass Ihre Geräte bis zur oberen Spannungstoleranzgrenze funktionieren und keinen Schaden nehmen.

¹ FH Joanneum, Werk-VI-Straße 46, 8605 Kapfenberg, Fax: +43 316 5453 8381,
{Tel.: +43 316 5453 6333, uwe.trattnig@fh-joanneum.at},
{Tel.: +43 316 5453 6315, tina.ovec@fh-joanneum.at},
{Tel.: +43 316 5453 8354, melanie.rogetzer@fh-joanneum.at},
www.fh-joanneum.at

Würde man die Geräte oberhalb dieses Spannungstoleranzbereiches betreiben wollen, müsste die CE-Zertifizierung und damit die europäische Normung angepasst werden, was unrealistisch ist.

Unterhalb des Toleranzbandes (Nennspannung 230 V - 10 %) sind Untersuchungen und auch der Betrieb der Geräte grundsätzlich zulässig – die Hersteller müssen zwar keine korrekte Funktion in diesem Bereich garantieren, sehr wohl jedoch die Unversehrtheit der Geräte selber.

Die durchgeführten Analysen und Messserien der untersuchten Haushaltsgeräte fördern indes einige interessante Messergebnisse zu Tage – so wurde bei einem Wäschetrockner das Verhalten beobachtet, dass sich die Trocknungszeit analog zur verringerten Betriebsspannung ebenfalls verringerte. LED Lampen desselben Markenherstellers zeigten einmal keine Abhängigkeit von der Betriebsspannung, dann wieder ein über die quadratische Abhängigkeit hinausgehendes Verhalten.

Die Untersuchung der verschiedenen Technologien zur Netzspannungsrestauration hat ergeben, dass speziell im Leistungsbereich < 50 kW wenig kommerzielle Lösungen vorhanden sind. Es gibt einige Konzepte und Prototypvorstellungen, jedoch keine etablierten Systeme. Eine Analyse vorhandener Weitbereichsnetzteile hat deren universelle Einsetzbarkeit für einen netztoleranten Endkundenbetrieb bestätigt.

Bei der Treibhausgasbilanz und der Entwicklung einer entsprechenden Nachweisstrategie für die Auswirkungen der verringerten Netzausbauten und Regelenergien haben die Analysen gezeigt, dass es trotz häufiger Verwendung und Nennung von CO₂ – Parametern auf dem Gebiet der elektrischen Anlagentechnik wenig belastbare und vor allem für die Öffentlichkeit keine nachvollziehbaren Daten und Berechnungsmodelle zur Verfügung stehen.

Die rechtliche Beurteilung einer spannungstoleranteren Betriebsweise von Endkundenanlagen hat zudem einige interessante Aspekte in Bezug auf das derzeitige Energierecht und die zurzeit angewandten AGB hervorgebracht.

Mittlerweile liegt auch das Feedback einiger österreichischer Netzbetreiber und der Elektroindustrie vor, das die Grundlage für weitere Untersuchungen darstellt.

Insgesamt sind viele Endkundengeräte auch bei Spannungen kleiner als die untere Spannungstoleranzgrenze (Nennspannung - 10 %) verwendbar und demnach ist durchaus ein Potenzial zur Verringerung der klassischen Netzausbauten gegeben, wenngleich die derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen einen Unterspannungsbetrieb von Endkundengeräten nur eingeschränkt zulassen.

6.6.6 Aufbau eines Energiedatenmanagementsystems für Einfamilienhäuser

Paul WIMMER¹, Werner SCHÖFFER², Alfons HABER¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Im Zuge einer projektbezogenen Analyse der Energieverbräuche in Einfamilienhäusern galt es die Energiedaten zeitgleich zu erfassen, um so ein nachvollziehbares und wissenschaftlich auswertbares Energiedatenmanagement zu ermöglichen. Hierzu bestand die Aufgabe darin, insbesondere folgende Werte zu messen:

- Elektrische Energie pro Minute [kWh/min]
- Innen- und Außentemperatur pro Minute [°C]
- Relative Luftfeuchtigkeit innen und außen pro Minute [%]
- Durchschnittliche Durchflussmenge pro Minute [m³/min]
- Durchschnittliche Vorlauf- und Rücklauftemperatur pro Minute [°C]
- Akkumulierte Wärmemenge (Fließgeschwindigkeit * Temperaturdifferenz) pro Minute [kWh]

Im Zuge der durchgeführten Recherchen von am Markt befindlichen Messkonzepten hat sich rasch gezeigt, dass hier keine umfassenden Messsysteme verfügbar sind, welche hier eine zeitgleiche und über ein Onlineportal zugängliche Aufzeichnung ermöglichen. Auf Basis dieser erhobenen Werte sollen weiterführend individuelle Lastprofile für Strom und Wärme in Abhängigkeit von Temperaturen und Feuchtigkeit erstellbar sein.

Methodische Vorgehensweise

Bei der Entwicklung eines Messkonzepts, welches neben den angeführten Werten eine umfassende Auswertung ermöglichen soll, galt es weiterführend eine laufende Überwachung der Messaufzeichnungen und eine hohe Datensicherheit auf hohem wissenschaftlichem Niveau zu gewährleisten. Hierbei sollte zusätzlich gesichert sein, dass die Aufzeichnung lokal möglich ist, die Messungen selbständig - z.B. nach einem Stromausfall - wieder gestartet wird, eine Verschlüsselung der Daten und eine Datenspeicherung unter Pseudonymen möglich ist.

Das System sollte auch so ausgelegt sein, dass es bei Verwendung im Haushalt nicht gestört werden kann.

- Um das Interesse nicht auf die Messtechnik zu lenken und aus Versehen eine Abschaltung oder Umparametrierung zu vermeiden, wurden keine optischen Anzeigen, keine Schalter oder Bedienelemente verbaut.
- Verschraubbare Anschlüsse, dass es zu keiner unabsichtlichen Öffnung von Datenleitungen kommen kann.
- Durch die kompakte Bauweise wird nur wenig Platz benötigt und die Messtechnik kann auch an schwer zugänglichen Stellen verbaut werden – eine vergleichbare Lösung mittels Einzelkomponenten würde aus bis zu 15 einzelnen Baugruppen bestehen und hätte somit in einem praktischen Messaufbau über 2 Jahre hinweg in einem Wohnraum (eventuell mit Kindern) nicht praktikabel angewendet werden können.

Die Messparameter können an die wissenschaftlichen Bedürfnisse angepasst werden. So lassen sich auch andere analoge Messgeräte schnell integrieren und die Aufzeichnungsabstände können gegen die Datenmengen abgewogen werden.

¹ Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, 84036 Landshut, Fax: +49 871 506 9230, www.haw-landshut.de,
{Tel.: +49 9421 187 172, p.wimmer@wz-straubing.de},
{Tel.: +49 871 506 230, alfons.haber@haw-landshut.de}

² Artemes GmbH, Hautplatz 105, 8552 Eibiswald, Tel.: +43 3466 42071, Fax: +43 810 9554 069 389,
werner.schoeffler@artemes.org, www.artemes.org

Der Zugriff auf die in einer Cloud befindlichen Messdaten soll über gängige Mathematikprogramme wie MATLAB® direkt über Laderoutinen möglich sein. Die Anwenderin/der Anwender sieht das System im Hintergrund nicht und wertet die Daten so aus, als würden diese am lokalen Rechner sein.

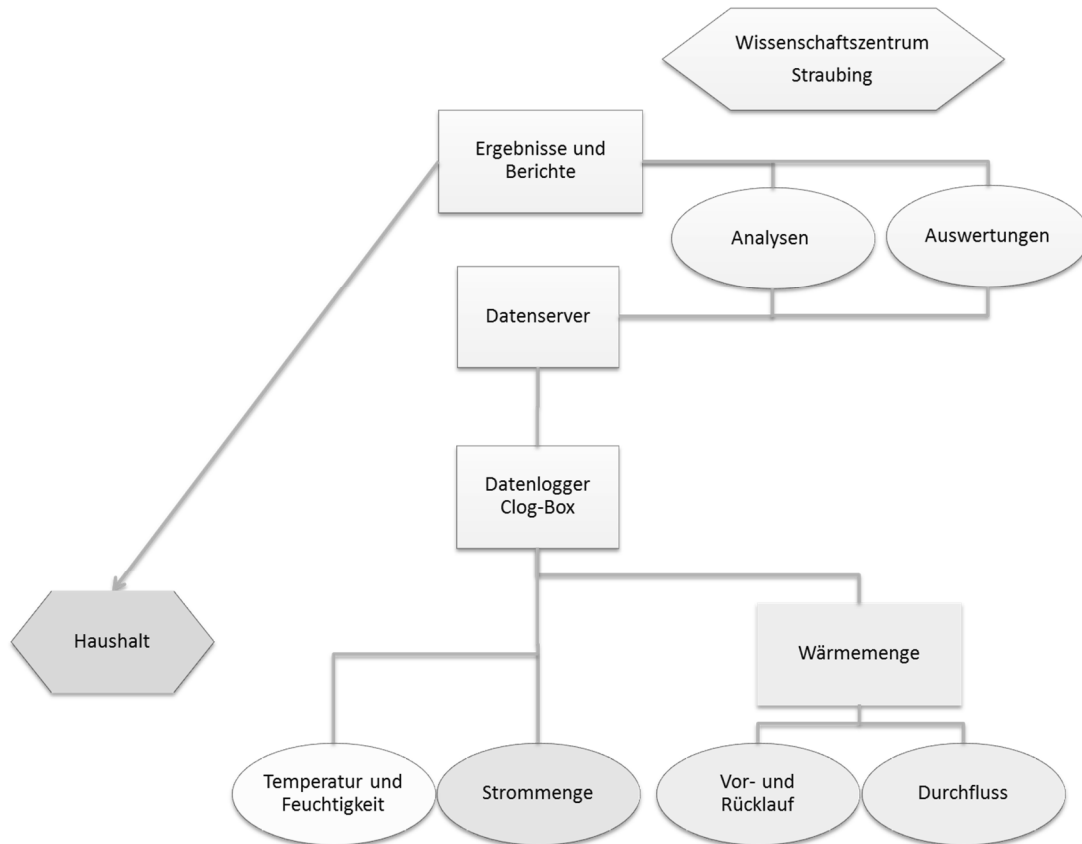


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Informations- und Datenflusses.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Mit Hilfe dieses neuen Messkonzepts konnte neben der umfassenden, gesicherten Erfassung sowie der redundanten Speicherung die Datensicherheit erhöht werden und ein zielgerichtetes Energiedatenmanagement entwickelt werden. Hierzu können neben den individuellen Messwerten ebenfalls umfassende Auswertungen durchgeführt werden, welche für wissenschaftliche Analysen zielgerichtet und äußerst dienlich sind. Der Informations- und Datenfluss ist schematisch in Abbildung 1 dargestellt. Das konzipierte Konzept erlaubt ebenfalls eine äußerst zielgerichtete und zeitsynchronisierte Auswertung von Lastprofilen für Strom und Wärme, welche auch eine Reihe von Korrelationsanalysen zulassen. Zusätzlich sind über die vorliegende, hohe Aggregation von Daten Rückschlüsse auf die Gebäudebeschaffenheit möglich.

Weiterführend hat sich gezeigt, dass dieses Messkonzept ebenfalls für weitere Anwendungen, wie z.B. im Gewerbebereich, einsetzbar ist.

7 STREAM F: ENERGIEEFFIZIENZ

7.1 KWK UND FERNWÄRME (SESSION F1)

7.1.1 Bewertung des Potentials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung

Michael HARTNER¹, Richard BÜCHELE¹, Andreas MÜLLER¹,
Marcus HUMMEL¹, Lukas KRANZL¹, Ricki HIRNER¹

Motivation und zentrale Fragestellungen

Die vorliegende Studie bewertet das Potenzial für den Einsatz der hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und der effizienten Fernwärme- und Fernkälteversorgung in Österreich. Sie wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Wissenschaft und Forschung im Rahmen der Berichtspflichten gemäß Energieeffizienzrichtlinie RL 2012/27/EU, Artikel 14 sowie Anhänge VIII und IX erstellt. Neben der Quantifizierung der Potenziale war ein Hauptergebnis der Studie die Erstellung einer interaktiven Karte in der die österreichische Wärmenachfrage und -Angebot regional aufgelöst dargestellt wird (siehe: www.austrian-heatmap.gv.at).



Abbildung 1: Kartenausschnitt – regional aufgelöste Wärmenachfrage Österreich.

Der Konferenzbeitrag stellt die wichtigsten quantitativen Ergebnisse dieser Studie dar und diskutiert die Rolle der KWK unter Berücksichtigung des Stromsektors in qualitativer Form.

Methodik

Die Wärmenachfrage wurde zunächst über das Modell INVERT/EE-Lab (www.invert.at) auf Gemeindeebene ermittelt. Anschließend erfolgte über eine Verschneidung durch die regional aufgelösten Daten zur Flächennutzung aus der CORINE Land-use Datenbank eine Disaggregation auf 250x250m. Auf Basis dieses regional aufgelösten Wärmedichten wurden 38 Regionen definiert, die in Österreich besonders für Fernwärme geeignet sind. (Kriterien: Wärmedichte, Bebauungsdichte, Gesamtwärmebedarf). Der restliche Wärmebedarf Österreichs wurde zu typischen Regionen zusammengefasst.

¹ Technische Universität Wien, Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/373-2, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370379, hartner@eeg.tuwien.ac.at

Aus Basis dieser Auswertungen wurden technische Potenziale für Fernwärme und KWK abgeleitet. Das technische Maximalpotenzial ergibt (Maximalpotenzial) sich jeweils unter der Annahme, dass 90% der Wärmenachfrage (90% Anschlussgrad) aller Regionen mit Wärmedichten $> 10 \text{ GWh/km}^2$ an Wärmenetze angeschlossen werden. Das reduzierte technische Potenzial (reduziertes Potenzial) ergibt sich bei einem Anschlussgrad von 45% in allen Regionen $> 20 \text{ GWh/km}^2$.

In weiterer Folge wurden diese Potenziale auch aus ökonomischer Sicht bewertet. Die Ergebnisse dazu sind in der Langfassung des Endberichts ersichtlich.

Ergebnisse

Es zeigt sich, dass in Österreich aus technischer Sicht beträchtliches Ausbaupotenzial sowohl für Fernwärme und damit auch für KWK in Wärmenetzen besteht. Im Projekt wurde ein Maximalpotenzial für Fernwärme von 63 TWh (Gesamtwärmebedarf in Gebäuden von ca. 80 TWh) und Wärme aus netzgekoppelter KWK von 57 TWh besteht. Das reduzierte und sicherlich aus praktischer Sicht eher realisierbare reduzierte Potenzial beträgt 22 TWh Wärmebereitstellung aus Wärmenetzen und 20 TWh davon aus KWK Anlagen. Dies würde einer Stromproduktion aus KWK Anlagen von 49 TWh_{el} (maximal) bzw. 19 TWh_{el} (reduziert) entsprechen. Unter Berücksichtigung der residualen Stromlast in Österreich zeigt sich, dass ein Vollausbau dieses KWK Potenzial mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht sinnvoll ist, da die Auskopplung (bei wärmegeführter Fahrweise) die Nachfrage nach Strom teilweise weit überschreiten würde. Sinnvolle KWK Anteile liegen eher im Bereich des Ausbaus des reduzierten Potenzials.

Bei einer ökonomischen Betrachtung zeigt sich wie zu erwarten, dass gasbefeuerte KWK Anlagen derzeit unwirtschaftlich sind. Während die Deckungsbeiträge des Bestands noch positiv ausfallen, bietet die derzeitige Marktlage keine Anreize für Investitionen. Dies liegt zum einen an den hohen Unterschieden der Brennstoffkosten zwischen Kohle und Gas in Kombination mit niedrigen CO₂ Preisen (Abbildung 2 links). Auch unter Berücksichtigung der Wärmeerlöse verdrängen somit gasbefeuerte KWKs keine Stein- und Braunkohlekraftwerke (die teilweise auch mit Wärmeauskopplung betrieben werden. Zum anderen bewirkt ein verstärkter Ausbau von erneuerbaren Energien mit geringen Grenzkosten einen Rückgang der Residuallasten und damit auch bei gleichbleibenden Preisstrukturen eine Verdrängung der KWKs und damit einen Anstieg der Anteile der Spitzenlastboiler in der Wärmebereitstellung (siehe Abbildung 2 rechts).

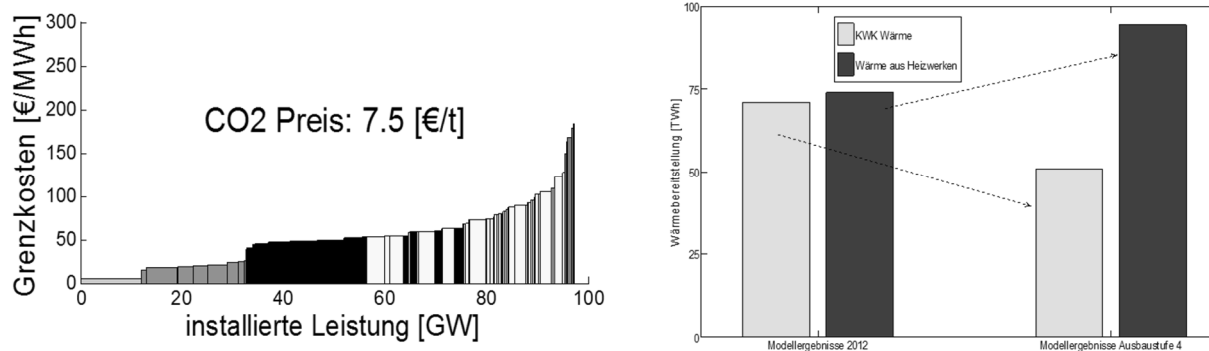


Abbildung 2: Merit-Order DE+AT und KWK bei Ausbau von PV und Wind.

Letztendlich ergibt sich ein sinnvoller Anteil netzgekoppelter Wärme und des Anteils der KWKs an der Wärmeerzeugung nur unter einer Gesamtbetrachtung des Strom- und Wärmebereitstellung und unter der Vorgabe bestimmter Rahmenbedingung (CO₂-Emissionen, maximale Kosten, Schadstoffbelastung etc.). Die Ergebnisse zeigen, dass es unter den bestehenden Marktbedingungen (Brennstoffpreise, CO₂-Preise und Ausbau erneuerbarer Energien) nur sehr geringe Anreize für den weiteren Ausbau von KWKs in Österreich gibt.

7.1.2 Zum möglichen Betrag netzgekoppelter Solarthermie in Österreich

Andreas MÜLLER¹, Christian HALMDIENST², Richard HEIMRATH³

Motivation

In den vergangenen 15 Jahren stieg der Fernwärmeausstoß in Österreich um mehr als 75 % und lag 2013 bei etwa 24 TWh. Damit deckt dieser bereits mehr als 20 % des gesamten österreichischen Raumwärme- und Warmwasserbedarf. Thermische Solaranlagen mit hydraulischer Anbindung an Wärmenetze kommen in Österreich schon seit den 1980er Jahren zum Einsatz. Doch während in Dänemark die Integration von Solarthermie in Fernwärmenetze weit verbreitet ist, bedienen Wärmenetz-integrierte Solaranlagen in Österreich auch heute noch einen Nischenmarkt. Mit Ende 2013 befanden sich in Österreich 24 Wärmenetz-gekoppelte Solaranlagen in Betrieb. Deren kumulierte installierte Kollektorfläche betrug 37 Tsd. m². Der jährliche solare Fernwärmeausstoß dieser 24 Anlagen beträgt rund 15 GWh oder 1 ‰ des derzeitigen österreichischen Fernwärmeausstoßes.

Fragestellung

Der vorliegende Beitrag untersucht die mittel- bis langfristigen Perspektiven von netzgekoppelter Solarthermie in Österreich. Dazu wird einerseits der Frage nachgegangen, wo und unter welchen Rahmenbedingungen eine Fernwärmeversorgung in Österreich sinnvoll darstellbar ist. Dazu wird insbesondere der Rolle der sinkenden Wärmenachfragedichten durch die zunehmende Energieeffizienzsteigerung im Gebäudesektor nachgegangen. Zum anderen wird untersucht, in welchem Ausmaß und unter welchen technischen Rahmenbedingungen solarthermisch bereitgestellte Wärme in Wärmenetzen integriert werden kann.

Methode

Fernwärme ist besonders in Regionen mit einer hohen Wärmenachfragedichte wirtschaftlich gut darstellbar. Um die Eignung von Fernwärme zur Versorgung des österreichischen Gebäudebestandes bewerten zu können, wurde auf Basis von regional-spezifischen Gebäudedaten ein detailliertes, räumliches, Wärmenachfragemodell erstellt. Dieses Modell berechnet auf Basis der Einwohneranzahl, der örtliche vernetzten Information über bebaute Flächen, sowie dem charakteristischen Gebäudebestand jeder Gemeinde eine generische Siedlungsstruktur auf einem 250x250 Meter Raster. Für diese Siedlungsstruktur wird mittels des Invert/EE-Lab Modells (Müller, 2015) eine Wärmenachfragedichte errechnet. Unter Berücksichtigung von Szenario-spezifischen Parametern wie Energiepreise, der Verfügbarkeit von Energieträgern und energiepolitischen Eingriffe wird eine Trajektorie der Wärmenachfrage für jede Rasterzelle ermittelt. Aus der so ermittelten räumlichen Verteilung der Energienachfrage werden mittels eines focal-funktionellen Ansatzes Rasterpunkte zu zusammenhängenden Gebieten zugeordnet. Als Hauptkriterium dafür wird die Mindestwärmenachfragedichte von außenliegenden Zonen verwendet. Diese Gebiete werden in weiterer Folge hinsichtlich ihrer Fernwärmeeignung auf Basis eines von Persson und Werner (2011) publizierten Ansatzes bewertet.

Die Einbindung von Solar erzeugter Wärme in Wärmenetze wird mit einem Modellverbund von Invert/EE-Lab, TRNSYS und SIMPLEX für drei ausgewählte Wärmenetztypen – ein urbanes Sub-Netz, ein kleinstädtisches Netz sowie ein ländliches Netz – technisch bewertet. Das Invert/EE-Lab Modell liefert für den jeweiligen Gebäudebestand die jährliche Wärmenachfrage auf Gebäudeebene, die sub-stündlich aufgelösten Temperaturen und Energieflüsse werden in den Simulationsumgebungen Simplex und TRNSYS untersucht.

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25-29, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370362, mueller@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

² Pink GmbH, Energie- und Speichertechnik, Bahnhofstrasse 22, 8665 Langenwang

³ Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik, Inffeldgasse 25B, 8010 Graz

Ergebnisse

Die Ergebnisse der Fernwärmeeignung zeigen, dass aus heutiger Perspektive etwa 40 TWh an Raumwärme und Warmwassernachfrage durch konventionelle Fernwärmenetze mit Netzinvestitionskosten von unter 20 €/MWh bereitgestellt werden könnten. Wird für einen zukünftigen Zeitpunkt ein Rückgang des Wärmebedarfes um etwa 50% unterstellt, reduziert sich dieses Potenzial um etwa 66%, wobei ein Großteil (>80%) des verbleibenden Potenzial sich auf Wien und 8 weitere österreichische Städte verteilt.

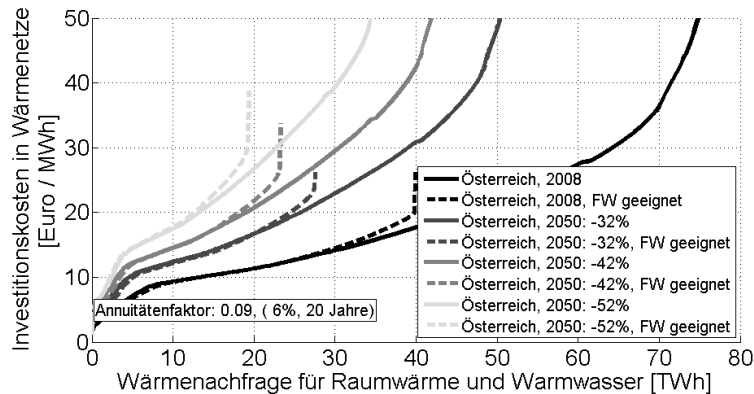


Abbildung 1: Grenzkostenkurve der Investitionskosten in Wärmenetze für Österreich (Müller et al., 2014).

Die technische Analyse der Integration von solarer Wärme ergibt, dass in den drei prototypischen Wärmenetzen, bei einer angepassten Dimensionierung der Wärmespeicher und Netzvorlauftemperaturen von 80 °C, bis etwa einem solaren Deckungsgrad von knapp 20 % solarthermische Kollektorerträge von mehr als 400 kWh/m²a pro Solarkollektor erzielt werden. Wird das Wärmenetz mit einer niedrigeren Temperatur betrieben (70°C Vorlauf), werden diese Kollektorerträge bis etwa einem Deckungsgrad von 25% erreicht. Die damit einhergehenden Wärmegestehungskosten ohne Berücksichtigung von eventuellen Förderungen im Bereich von 60 und 80 €/MWh.

Diskussion

Die durchgeführten Analysen zeigen, dass unter Berücksichtigung von technischen Rahmenbedingungen etwa 17 % bis 25 % der Fernwärme in Netzen mit einer Vorlauftemperatur im Bereich von 70-85 °C durch solarthermische Kollektoren mit Erträgen von mehr als 400 kWh/m² bereitgestellt werden könnte. Wird ein Szenario mit einer 50%igen Wärmenachfragereduktion herangezogen, würde dies einer jährlichen Energiemenge von etwa 2500-3000 GWh/a in Regionen mit Wärmenetzinvestitionskosten von unter 20 €/MWh entsprechen. Dieser Beitrag reduziert sich jedoch signifikant, wenn berücksichtigt wird, dass der sommerliche Wärmebedarf teilweise durch kostengünstige Abwärme (z.B. Müllerverbrennung) gedeckt wird. Wird die Müllerverbrennungsanlage in Wien ganzjährig betrieben, reduziert das so ermittelte Potenzial um etwa 50%. Des Weiteren kommt den Wärmenetztemperaturen eine gewichtige Rolle zu. Durch die Reduktion der Vorlauftemperaturen von 85°C um etwa 10-15°C, kann die Wärmemenge die mit Kollektorerträgen von mehr als 400 kWh/m² bereitgestellt wird um etwa 50% angehoben werden.

Referenzen

- [1] Müller, A., 2015. Energy Demand Assessment for Space Conditioning and Domestic Hot Water: A Case Study for the Austrian Building Stock (PhD-Thesis). Technische Universität Wien.
- [2] Persson, U. und Werner, S., 2011. Heat distribution and the future competitiveness of district heating, Applied Energy, Volume 88, Issue 3, March 2011, Pages 568-576. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.09.020
- [3] Müller, A., Büchele, R., Kranzl, L., Totschnig, G., Mauthner, F., Heimrath, R., Halmdienst, C., 2014. Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise, Endbericht des Projekts SolarGrids.

7.1.3 Dynamische Simulation von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung

Jens Hinrich PRAUSE¹, Moritz HÜBEL², Egon HASSEL²

Inhalt

Durch den Ausbau an erneuerbaren Energien steigt der Anteil an nichtregelbaren Anlagen zur elektrischen Energieerzeugung im Kraftwerkspark. Häufigere, in ihrer Zeitspanne längere sowie in ihrer Amplitude größere Eingriffe zur Netzfrequenzerhaltung sind die Folge [Meinke, S.; Ziems, C.; Nocke, J.; Weber, H.; Hassel, E.: *Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen, Abschlussbericht VGB 333, 2012*]. Der höchste Anteil dieser Regelleistung wird von thermischen Kraftwerken erbracht. Diese müssen, abweichend von den geltenden Rahmenbedingungen während der Planung und Inbetriebnahme des jeweiligen Kraftwerks, ihre Fahrweise an die heute geltenden Marktstrukturen in einem stetigen Prozess anpassen.

Um an dem für Gas- und Dampfturbinenanlagen wirtschaftlich wichtigen Regelleistungsmarkt teilzunehmen, müssen die Kraftwerksbetreiber hinsichtlich der Flexibilität Optimierungsstrategien entwickeln und testen, solche Ansätze können zum Beispiel sein:

- Absenkung der Mindestlast unter Berücksichtigung strenger werdender Emissionswerte
- Steigerung der Laständerungsgeschwindigkeit unter Berücksichtigung des Lebensdauerverbrauches
- Erweiterung von Regelreserven unter Berücksichtigung einer Sicherheitsreserve

Besondere Fragestellungen ergeben sich für Kraftwerke mit Kraft- Wärme Kopplung. Neben dem Grundsatz der Flexibilität existieren weitere Restriktionen aus der wärmegeführten Fahrweise. Während die Erbringung der Regelleistung hochfrequenten Schwankungen unterliegt, folgt die Wärmebereitstellung dem Tagesgang. Um beiden Prozessen gerecht zu werden, stehen Kraftwerksbetreiber, welche in diesem Spannungsfeld operieren, häufig vor Investitionsentscheidungen, durch die die Strom- und Wärmeproduktion zumindest teilweise voneinander entkoppelt werden. Auswirkungen einer plötzlichen Änderung des Generatorleistungswertes auf das Fernwärmenetz werden dadurch gemindert. Klassische Fälle solcher Investitionsüberlegungen betreffen thermische Speicher, die möglichst sinnvoll in die vorhandene Kraftwerksanlage implementiert werden sollten. Die Variante eines druckbehafteten Speichers, welcher direkt in das Fernwärmenetz integriert ist und die eines drucklosen Speichers, welcher über einen zusätzlichen Wärmeübertrager in die Kraftwerksanlage eingegliedert ist, sind in Abbildung 1 dargestellt.

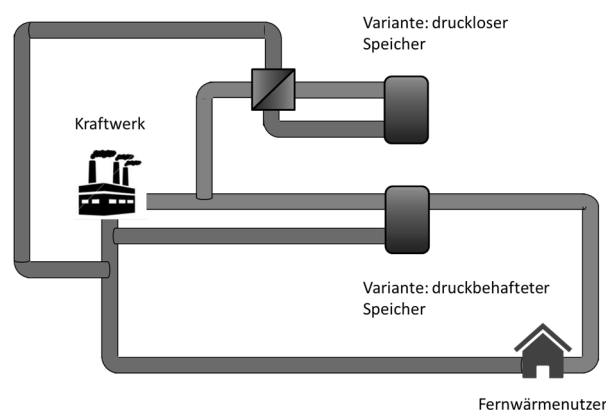


Abbildung 1: Kraftwerk und Fernwärmenetz als eine Einheit.

¹ FVTR GmbH, Joachim-Jungius-Straße 9, 18057 Rostock, Tel.: +49 381 4059-665, Fax: +49 381 4059-657, jens.prause@fvtr.de, www.fvtr.de

² Universität Rostock, 18057 Rostock, {Joachim-Jungius-Straße 9, Tel.: +49 381 4059-661, Fax: +49 381 4059-657, moritz.hübel@uni-rostock.de}, {Albert-Einstein-Straße 2, Tel.: +49 381 498-9401, Fax: +49 381 498-9402, egon.hassel@uni-rostock.de}

Methodik

Als eine Methode zur thermodynamischen Erprobung verschiedenster Varianten kann die Simulationssoftware Dymola unterstützend herangezogen werden. Sie basiert auf der quelloffenen Programmiersprache Modelica. Dymola löst während jeden Simulationsschrittes die Massen- und Energiebilanz durch die Lösung der jeweiligen Differenzialgleichungen. Es ist daher möglich dynamische Prozesse abzubilden. Das innerhalb eines Jahres entwickelte dynamische Modell eines GuD-Kraftwerks mit Kraft-Wärmekopplung besteht aus ca. 100 Objekten (z. B. Gasturbine, Speise-wasserbehälter, Wärmeübertrager), ca. 1000 Parametern (z. B. Geometrien, Druckverluste, Wärmeübergangskoeffizienten) und ca. 2000 Variablen (z. B. Temperaturen, Drücke, Leistungen) pro Block. Es ergibt sich ein aussagekräftiges Tool, mit dessen Hilfe sich Potentiale verschiedenster Varianten der Flexibilitäts- und Wirkungsgradsteigerung, Auswirkungen anstehender Retrofits und Effekte auf die Lebensdauer der Bauteile berechnen lassen.

Ergebnisse

Durch die Simulation lassen sich beliebig viele Varianten thermodynamisch fundiert miteinander vergleichen. Betriebswirtschaftlich müssen Großinvestitionen, wie zum Beispiel der Bau eines thermischen Speichers, mit weniger investitionsstarken Veränderungen konkurrieren. Die Entscheidung zugunsten einer teuren Variante kann ihre Gründe in der Betrachtung der thermodynamischen Simulationsergebnisse haben. So kann es zum Beispiel sein, dass durch die Implementierung einer teureren Variante der Brennstoffausnutzungsgrad der Anlage steigt, oder zumindest nicht reduziert wird. Bei der Beurteilung von baulichen Veränderungen, sind Auswirkungen auf Abschaltparameter im dynamischen Betrieb besonders wichtig. Zu keinem Zeitpunkt dürfen sie ihre Grenzen überschreiten, weil ein Abschalten der Anlage während der Erbringung von Regelleistung zu teilweise gravierenden Strafzahlungen führt.

7.1.4 Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien in den Bilanzkreis mittels flexibel steuerbarer Erzeugung aus Blockheizkraftwerken

Arne DAMMASCH¹, Bernd ENGEL¹

Einleitung

Der Zubau von fluktuierenden erneuerbaren Energien wie beispielsweise Wind und Photovoltaik schreitet stetig voran. Hierdurch ergeben sich zum einen große Herausforderungen bei der technischen Netzintegration. Zum anderen gestaltet sich die Marktintegration der erneuerbaren Energien als zunehmend komplexer. Hinzu kommt die im EEG 2014 verankerte verpflichtende Direktvermarktung von Neuanlagen [1]. Insbesondere bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien kommt es zu Prognoseabweichungen von der Einspeiseleistung und somit auch zu Abweichungen im prognostizierten Fahrplan, den sogenannten Bilanzkreisabweichungen [2]. Die Summe aller Bilanzkreisabweichungen einer Regelzone zu jeder Viertelstunde ergibt den sogenannten Regelzonensaldo. Um das Stromnetz stabil zu halten müssen die Abweichungen ausgeglichen werden. Zum Ausgleich setzen die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung ein und die dadurch entstehenden Kosten werden auf die einzelnen Bilanzkreisverantwortlichen in Form von Ausgleichsenergiekosten umgewälzt [3]. Da sowohl eine Verbesserung der kurzfristigen Prognosen, als auch der Intraday-Handel nicht gänzlich vor Abweichungen schützen kann, bedarf es weiteren Mechanismen um die Abweichungen zu minimieren. Zu diesem Zweck soll im Folgenden das Modell eines virtuellen Kraftwerks vorgestellt werden, welches aus aktiv steuerbaren Blockheizkraftwerken (BHKW) besteht. Ziel ist es, die weitere Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien auf Bilanzkreisebene mittels einer Unterstützung durch steuerbare BHKW zu stärken.

Modellierung und Simulation

Das Simulationsmodell beinhaltet mehrere Einzelkomponenten (siehe Abbildung 1). Zunächst werden die Day-Ahead-Verläufe der Erzeugungsanlagen sowie der Lasten prognostiziert. Die viertelstündlichen Überschüsse sowie Unterdeckungen aus den Prognosen werden am Day-Ahead-Markt gehandelt und der Fahrplan somit glattgestellt. In einem nächsten Schritt werden die Intraday-Aktivitäten betrachtet. Hierzu werden von allen Komponenten kurzfristige Prognosen erstellt. Der Prognosezeithorizont erstreckt sich auf die nächsten vier Viertelstunden, sodass die Vorlaufzeit für den Intraday-Handel gewahrt bleibt. Durch einen Vergleich der aktuellen Intraday-Prognosen mit dem gemeldeten Fahrplan werden die kurzfristig zu erwartenden Abweichungen ermittelt. Diese werden durch Aktivitäten am Intraday-Markt ebenfalls glattgestellt bzw. ausgeglichen.

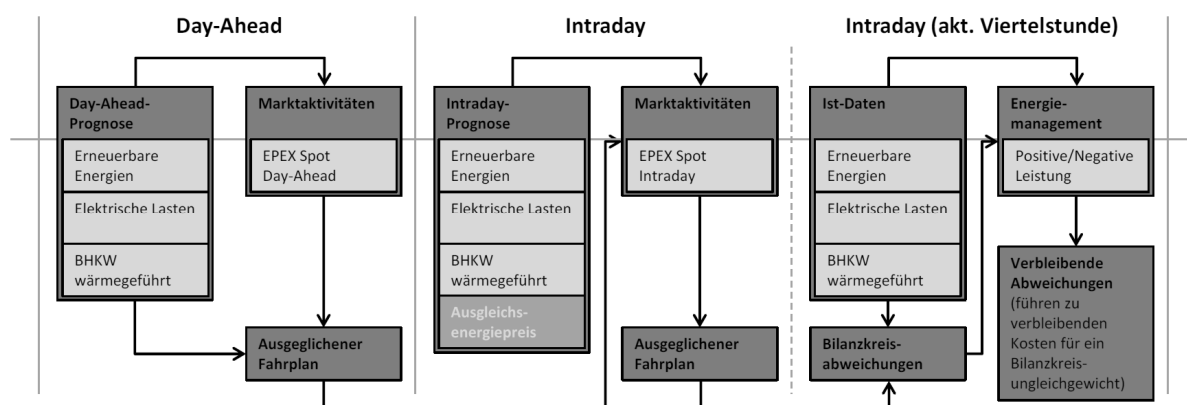


Abbildung 1: Ablaufschema der Bilanzkreissimulation.

¹ Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen - elenia, Schleinitzstraße 23, 38106 Braunschweig, Tel.: +49 531 391-7753, Fax: +49 531 391-8106, a.dammasch@tu-braunschweig.de, www.tu-braunschweig.de/elenia

Innerhalb der aktuellen Viertelstunde kommt es durch Intraday-Prognosefehler wiederum zu Abweichungen. Deren Ermittlung erfolgt durch den Vergleich des aktuellen Fahrplans mit den Ist-Daten. Diese Abweichungen können marktseitig nicht mehr glattgestellt werden und werden an das Energiemanagement gegeben. Dieses versucht durch das gezielte Ansteuern von BHKW die Abweichungen der aktuellen Viertelstunde zu minimieren. Hierbei muss der Betriebszustand eines jeden BHKW analysiert werden, da hinter Anlage ein separates thermisches System steht. Aufgrund thermischer Restriktionen kann es passieren, dass eine Anlage vorübergehend nicht steuerbar ist. Nach dem Eingriff des virtuellen Kraftwerks können somit durchaus Restabweichungen verbleiben.

Ergebnisse

Es wurde anhand verschiedener Szenarien analysiert, inwieweit die fluktuierenden erneuerbaren Energien und die BHKW zu den Bilanzkreisgleichgewichten beitragen. Hierzu wurde die jeweilige installierte Leistung von 0 bis 2 MW bei den BHKW und 0 bis 10 MW bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien schrittweise angepasst. Die Anpassung bei den erneuerbaren Energien erfolgte in 1 MW Schritten, die Schrittweite bei den BHKW beträgt 20 kW. Es sind demnach insgesamt bis zu 100 steuerbare BHKW im Bilanzkreis integriert. Wie links in Abbildung 2 dargestellt, steigt der Bedarf an Ausgleichsenergie mit der installierten Leistung der Erzeugungsanlagen an. In diesem Fall sind die BHKW ungesteuert und es findet kein aktiver Bilanzkreisausgleich statt. Aktiviert man jedoch den automatischen Bilanzkreisausgleich durch ein Energiemanagement, so lassen sich die Bilanzkreisabweichungen deutlich reduzieren. Wie die rechte Grafik in Abbildung 2 zeigt, sind die BHKW für sich alleine in der Lage den Bezug an Ausgleichsenergie komplett zu vermeiden. Für den Fall, dass ein hoher Anteil an Wind und PV Anlagen hinzukommt, kann das Energiemanagement mit steigender BHKW-Anzahl den Bezug von Ausgleichsenergie drastisch reduzieren.

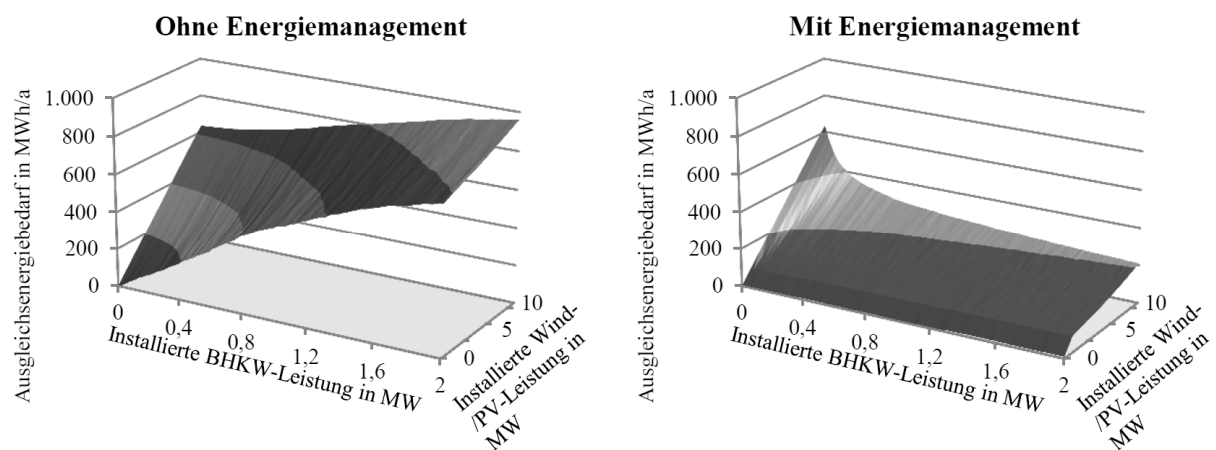


Abbildung 2: Vergleich des Ausgleichsenergiebedarfs ohne und mit Energiemanagement.

Zusammenfassung

Es kann gezeigt werden, dass sich Bilanzkreisabweichungen durch ein virtuelles Kraftwerk bestehend aus BHKW deutlich reduzieren lassen. Hierdurch kann die installierte Leistung an fluktuierenden erneuerbaren Energien auf Bilanzkreisebene signifikant erhöht werden, ohne einen Ausgleich des Bilanzkreises zu gefährden. Es lässt sich festhalten, dass flexible Mechanismen sowohl bei der technischen, als auch der marktwirtschaftlichen Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien zunehmend an Bedeutung gewinnen werden.

Literatur

- [1] Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014, BGBl. I S. 1066, 24. Juli 2014, Bonn, Deutschland
- [2] Lange et al., "Prognosen der zeitlich-räumlichen Variabilität von Erneuerbaren", FVEE Themen, S. 93-101, 12.-13. Oktober 2011, Berlin, Deutschland
- [3] Weißbach, "Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen", Dissertation, S. 23, 2009, Stuttgart, Deutschland

7.1.5 Optimierung von Energieversorgungssystemen unter Einbezug von Investitions- und Einsatzentscheidungen am Beispiel von gewerblichen Verbrauchern

Tom KARRAS¹, Fabian SCHELLER², Hendrik KONDZIELLA¹,
Krischan KEITSCH¹, Thomas BRUCKNER^{1,2}

Forschungsschwerpunkt und Zielsetzung

Die Verfügbarkeit dezentraler Energietechnologien birgt Chancen und Risiken für etablierte Geschäftsmodelle der Versorgungsunternehmen. Eine vielversprechende Möglichkeit zur Kundenbindung bieten Contracting-Modelle. Solche Geschäftsmodelle basieren auf der Idee, die Kosten für die Energielieferung im Vergleich zur Ausgangssituation zu minimieren. Allerdings ergeben sich teilweise Umsetzungsschwierigkeiten durch ein geringes Kostensenkungspotential und die hohen Transaktionskosten für einzelne Kundengruppen. In diesem Sinne sind aus Versorgersicht zunächst ökonomisch relevante Kundengruppen zu identifizieren. Da die gewerblichen Kundengruppen oftmals einen signifikanten Energieverbrauch haben, bilden diese den Fokus der nachfolgenden Arbeit.

Im Rahmen der Arbeit wird somit der Frage nachgegangen, für welche gewerblichen Kundengruppen sich Contracting-Modelle in Verbindung mit dezentralen Technologien anbieten. Ziel ist es, mit Hilfe des techno-ökonomischen Investitions- und Einsatzentscheidungsmodells IRPinv (Integrierte Ressourcen Planung und Investitionskostenoptimierung) die optimale Auswahl an Technologieoptionen und deren Dimensionierung zu bestimmen sowie die Bezugskosten für einzelne Kundengruppen zu identifizieren. Die Arbeit bietet damit eine strategische Entscheidungsunterstützung für Versorgungsunternehmen.

Verwandte Arbeiten und Abgrenzung

Im Vergleich zu bestehenden Arbeiten bezieht diese Arbeit sieben Technologien mit dreizehn Gewerbekundengruppen sowie einer umfangreichen Datengrundlage in die Analyse ein. [1] betrachtet ebenfalls sieben Technologien, aber nur eine Kundengruppe, in Form eines Campus in Japan. Das Modell von [2] beinhaltet vier verschiedene Kundengruppen, aber nur eine BHKW-Technologie mit unterschiedlichen Betriebsarten. [3] kommt in der Technologie- und Kundengruppentiefe der vorliegenden Arbeit am nächsten. Allerdings werden dabei keine Speichertechnologien einbezogen. Ein weiterer Unterschied in der Datenmodellierung liegt in der zeitlichen Auflösung. Während in vielen Modellen mit einer stündlichen Auflösung gerechnet wird, ermöglicht diese Arbeit eine ¼-stündliche Berechnung. Weiterhin trägt die Aufteilung der Tarife in Arbeitspreis, Leistungspreis und Basispreis sowie die Unterteilung in markt-, netz- und beschaffungsseitige Komponenten zur detaillierten Bewertung bei.

Optimierungsmodell und Datenanalyse

IRPinv trifft eine Auswahlentscheidung hinsichtlich dezentraler Energietechnologien anhand einer Kostenfunktion unter Einbezug des vorgegebenen Energiebedarfs nach Strom und Wärme. Das Optimierungsziel besteht in der Minimierung der Gesamtkosten zur Deckung des Energiebedarfs eines Kundengruppenvertreters. Für die energiewirtschaftliche Beschreibung wurde das Modell IRPinv in der Programmiersprache GAMS/CPLEX (General Algebraic Modeling System) implementiert, die eine Lösung gemischt-ganzzahliger Probleme in hoher zeitlicher Auflösung ermöglicht. Die Zielfunktion ergibt sich durch das Minimum der Summenbildung über die modellierten Mengen - Sichten s (Vertriebs, Netz- und Marktseite), Zeitschritte t , Monate m , Sektoren u (Strom, Wärme, Gas) sowie Technologien p (Stromspeicher, Wärmespeicher, Durchlauferhitzer, Gaskessel, PV-Anlage, Wärmepumpe, Blockheizkraftwerk) - unter Einbezug, der Installationskosten C^{INS} , der Betriebs- und Wartungskosten $C^{O\&M}$, sowie der Arbeitstarife bzw. Netzentgelte F^{CONT} , der Leistungstarife F^{CAPA} und der Einspeise-

¹ Fraunhofer-Zentrum für Internationales Management und Wissensökonomie, Neumarkt 9-19, 04109 Leipzig, {tom.karras|hendrik.kondziella|krischan.keitsch}@moez.fraunhofer.de

² Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM), Grimmaische Straße 12, 04109 Leipzig, {scheller|bruckner}@wifa.uni-leipzig.de

vergütungen F^{FEED} . Die Tarife und Netzentgelte berücksichtigen neben der bezogenen Energie auch die benötigten Brennstoffe. Die wichtigsten Entscheidungsvariablen für die Optimierung sind die erzeugte Energie, die installierten modularen Kapazitäten sowie die Speicherstände.

$$\min \left\{ C_{total} = \sum_s \sum_t \sum_m \sum_u \sum_p \left(C_{s,p}^{INV} + C_{s,p}^{INS} + C_{s,p}^{O\&M} + F_{s,t,u}^{CONT} + F_{s,m,u}^{CAPA} - F_{s,t,u,p}^{FEED} \right) \right\}$$

Die Arbeit untersucht mit Hilfe des Modells dreizehn Kundengruppen (u.a. Bäckerei, Büro, Behörde, Produzierendes Gewerbe, Großhandel, Frisör), die sich aus Kombinationen von elektrischen und thermischen Lastprofilen ergeben. Als Grundlage für die elektrischen Profile dient das jeweilige Standardlastprofil des VDEW [4]. Für die thermischen Profile wurde die Lastkurve in Abhängigkeit der Außentemperatur nach [5] bestimmt. Diese normierten Profile werden anschließend gemäß dem Verbrauch der Kundengruppe skaliert. Dabei berücksichtigen die Profile saisonale und wochentagsbedingte Unterschiede. Es werden drei Saison-Typen und drei Typ-Tage verwendet. Die Marktdaten beziehen sich auf die Sektoren Strom, Wärme und Erdgas. Die Grundlage der gewählten elektrischen Tarife bilden die Angaben des Monitoringberichts. Die Definition der thermischen und gasbezogenen Energietarife erfolgt auf Basis von Tarifblätterangaben. Die technischen und ökonomischen Angaben bezüglich der Technologien entstammen ebenfalls einer Produktrecherche.

Szenarioübersicht und Ergebnisrechnung

Ausgehend vom Referenzszenario unterscheiden sich die Szenarien durch ihre Tarifvarianten (Einfachtarif, Doppeltarif, dynamischer Tarif) sowie durch die Möglichkeit thermische Energie in Form von Fernwärme oder Direktwärme zu beziehen. Diesbezüglich lassen die Optimierungsergebnisse Aussagen über die Auswahlentscheidung, die Dimensionierung, die Einsatzentscheidungen der Technologien sowie die Gesamtkosten zu. Im Rahmen der einjährigen Optimierung erfolgt eine Ergebnisbewertung über die üblichen Abschreibungszeiträume für dezentrale Technologien hinsichtlich der Branchen.

Die Optimierungsläufe bezüglich der Szenarien zeigen eine Präferenz der Kundengruppen für einzelne Technologien. Bei Anwendung unterschiedlicher Tarifvarianten ist zu sehen, dass sich die Technologien positiv auf die Energiekosten auswirken. Bei ausschließlichem Bezug der Energie über das Versorgungsunternehmen steigen die Kosten vom Einfachtarif zum dynamischen Tarif. Unter Berücksichtigung einer intensivierten Nutzung der thermischen Speichertechnologie, kann der Preisanstieg in eine Preissenkung umgewandelt werden. Die jährlichen Einsparungen durch die Nutzung der dezentralen Technologien liegen gemäß den Optimierungsergebnissen bei über 60% der Energiebezugskosten des Referenzszenarios je nach Kundengruppe und Tarifvariante.

Bibliografie

- [1] Ren, H.; Gao, W. (2010): A MILP model for integrated plan and evaluation of distributed energy systems. In: Applied Energy 87 (3), S. 1001-1014.
- [2] Ruan, Y.; Liu, Q.; Zhou, W.; Firestone, R.; Gao, W.; Watanabe, T. (2009): Optimal option of distributed generation technologies for various commercial buildings. In: Applied Energy 86 (9), S. 1641–1653.
- [3] Omu, A.; Choudhary, R.; Boies, A. (2013): Distributed energy resource system optimisation using mixed integer linear programming. In: Energy Policy 61, S. 249-266.
- [4] Stadtwerke Unna (2002): VDEW-Lastprofile. Unna.
- [5] Hellwig, M. (2003): Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile. Dissertation. Technische Universität München, München. Institut für Energietechnik.

7.2 WÄRMEPUMPEN (SESSION F2)

7.2.1 Erhöhung der Energieeffizienz industrieller Trocknungsprozesse durch den Einsatz von Wärmepumpen

Veronika WILK¹, Michael HARTL¹, Thomas FLECKL¹,
Raphael PRIESNER², Emmerich HAIMER², Marnik WASTYN³

Inhalt

Die Europäische Union strebt eine Reduktion des Primärenergiebedarfes um 20% bis zum Jahr 2020 an um dem Klimawandel und der damit verbundenen Erderwärmung entgegenzuwirken [1]. Dabei kommt der Erhöhung der Energieeffizienz von Industrieprozessen große Bedeutung zu, da die Industrie in Österreich derzeit rund 30% des Endenergieverbrauchs ausmacht [2].

Wärmepumpen ermöglichen die Nutzung von bislang ungenutzter Abwärme mit geringer Temperatur und stellen daher eine zielführende Energieeffizienzmaßnahme für Industrieprozesse dar. Derzeit werden Wärmepumpen vorwiegend zur Gebäudeheizung eingesetzt, da die Wärmenutzungstemperaturen bisher auf rund 100°C begrenzt sind. Durch die in Entwicklung befindlichen Hochtemperatur-Wärmepumpen, die Wärmenutzungstemperaturen in der Höhe von rund 150°C ermöglichen, wird die Anwendung von Wärmepumpen in der Industrie interessant. Vor allem industrielle Trocknungsprozesse weisen großes Potential für die Integration von Hochtemperatur-Wärmepumpen auf. Üblicherweise liegen die Trocknungstemperaturen je nach zu trocknendem Produkt zwischen 100-200°C. Trocknungsprozesse sind energieintensiv und machen in Industrienationen rund 25% des Energieverbrauchs der Industrie aus. [3] Es werden zumeist fossil befeuerte, konvektive Trockner eingesetzt, wobei die Feuchtigkeit aus dem Produkt in die Abluft übergeht und ohne weitere energetische Nutzung in die Umwelt entlassen wird. Die feuchte Abluft des Trocknungsprozesses ist eine besonders relevante Wärmequelle für die Hochtemperatur-Wärmepumpe, da dabei auch die Kondensationsenthalpie des Wasserdampfs rückgewonnen werden kann. Je nach Anforderung des Prozesses kann die Hochtemperatur-Wärmepumpe Wärme zur Vorwärmung der Trocknungsluft oder zur Aufheizung von anderen Prozessmedien bereitstellen. In diesem Beitrag wird ein industrieller Trocknungsprozess untersucht. An Hand von realen Prozessdaten werden Potentiale für die Integration von Hochtemperatur-Wärmepumpen analysiert, dazu kommen COP Berechnungen (coefficient of performance, Leistungszahl) basierend auf Carnoteffizienzen und Gütegrad zur Anwendung. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die effiziente Einbindung der Wärmepumpe in den Prozess gelegt, es werden verschiedene Kombinationen von Quellen und Senken betrachtet, wie etwa Luft/Luft, Luft/Wasser und Wasser/Wasser. Die Potentialanalyse zeigt, dass dadurch Primärenergieeinsparungen von über 50% erzielt werden können, was auch zu einer signifikanten CO₂- und Betriebskosteneinsparung führt.

Referenzen

- [1] Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency
- [2] Statistik Austria: „Gesamtenergiebilanz Österreich 1970 bis 2014 (Detailinformation)“, www.statistik.at vom 26.11.2015
- [3] Vasile Minea, Industrial Heat Pump Drying, Refrigeration: Theory, Technology and Application, 2011, Pages 1-7

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Fax: +43 50550-6679, www.ait.ac.at,
{Tel.: +43 50550-6494, veronika.wilk@ait.ac.at},
{Tel.: +43 50550 6040, michael.hartl@ait.ac.at},
{Tel.: +43 50550 6616, thomas.fleckl@ait.ac.at}

² AGRANA Stärke GmbH, www.agrana.com,
{Conrathstrasse 7, 3950 Gmünd, Tel.: +43 2852 503 19105, raphael.priesner@agrana.com},
{Industriegelände, 3435 Pischelsdorf, Tel.: +43 2277 90303 13115, emmerich.haimer@agrana.com}

³ AGRANA Research & Innovation Center GmbH, Josef-Reither-Straße 21-23, 3430 Tulln,
Tel.: +43 2272 602 11451, marnik.wastyn@agrana.com, www.agrana-research.com

7.2.2 Hochtemperatur-Wärmepumpen – Messergebnisse einer Laboranlage mit HFO-1336mzz-Z bis 160°C Kondensationstemperatur

Franz HELMINGER¹, Konstantin KONTOMARIS², Julian PFAFFL³,
Michael HARTL¹, Thomas FLECKL¹

Inhalt

Dieser Beitrag berichtet die Labormessergebnisse einer elektrisch angetriebenen Hochtemperatur-Kompressionswärmepumpe mit HFO-1336mzz-Z (cis-CF₃CH=CHCF₃; bisher als DR-2 veröffentlicht) als Kältemittel. Die Kondensationstemperaturen sind repräsentativ für industrielle Anwendungen (bspw. Trocknung oder Dampferzeugung) und liegen zwischen 75°C und 160°C.

Anhand von Berechnungen eines einfachen Wärmepumpenkreislaufs wurde der Versuchsaufbau unter Verwendung von marktverfügbaren Komponenten (mit minimalen Modifikationen am Hubkolbenverdichter) konstruiert und gebaut. Die vorgesehene Heizleistung beträgt circa 12 kW bei einer Verdampfungstemperatur von 65°C und einer Kondensationstemperatur von 100°C.

Die Messergebnisse belegen die technische Machbarkeit von Kondensationstemperaturen bis zu 160°C und bewerten die Effizienz im beabsichtigten Einsatzbereich. Der Einsatz eines internen Sauggasüberhitzers erhöht den COP_h (Coefficient of performance for heating) signifikant im Vergleich zu einem einfachen Wärmepumpenkreislauf, besonders bei hohen Temperaturdifferenzen zwischen Wärmequelle und -senke der Hochtemperatur-Wärmepumpe. Die Ergebnisse sind vielversprechend, durch Weiterentwicklung und Systemoptimierung vor Markteinführung erscheint eine weitere Verbesserung realisierbar.

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Fax: +43 50550 6679, www.ait.ac.at,
{Tel.: +43 50550 6668, franz.helminger@ait.ac.at},
{Tel.: +43 50550 6040, michael.hartl@ait.ac.at},
{Tel.: +43 50550 6616, thomas.fleckl@ait.ac.at}

² Chemours, CRP-711, 974 Centre Road, Wilmington, DE 19805, USA, Tel.: +1 302 999 2051,
konstantinos.kontomaris@chemours.com, www.chemours.com

³ BITZER Kühlmaschinenbau GmbH, Eschenbrunnlestraße 15, 71065 Sindelfingen, Tel.: +49 7031 932 4369,
Fax: +49 7031 932 54369, julian.pfafl@bitzer.de, www.bitzer.de

7.2.3 ECOP Rotationswärmepumpe auf Basis eines Joule Prozesses

Bernhard ADLER¹, Rainer MAUTHNER¹

Einleitung

Konventionelle Wärmepumpentechnologien weisen Einschränkungen hinsichtlich Flexibilität und erreichbarer Temperaturen auf, wodurch der Einsatz im industriellen Bereich oft nicht realisierbar ist. Die innovative ECOP Rotationswärmepumpe ist ein neues Produkt für den standardisierten Einsatz bei Anwendungen von -20°C bis 150°C speziell für die Industrie. Sie verwendet die Zentrifugalkraft als hocheffiziente Verdichtung und Entspannung mit Wirkungsgraden von über 99 %. Das Produkt kann unabhängig vom Temperaturniveau verwendet werden.

Technologischer Hintergrund

Das besondere an der Technologie ist der Prozess der dahinter steht - der Joule Prozess der während aller Kreisprozessschritte immer gasförmig ist - weshalb sich beim Wärmeaustausch im Arbeitsmedium die Temperatur gemeinsam mit dem Wärmeträgermedium ändert und dadurch bei Anwendungen in der Industrie die Exergieverluste im Wärmetauscher im Vergleich zum herkömmlichen "2-Phasen Prozess" signifikant niedriger sind. Siehe Bild 1.

Mit herkömmlichen Verdichtertechnologien kann man den linksläufigen Joule Prozess nicht effizient umsetzen, da die Verluste des Verdichters um ein Vielfaches auf die Verluste des gesamten Prozesses eingehen. Bei einem physikalisch maximalen COP (Coefficient of Performance - dt. Leistungszahl - ist der thermischer Output im Verhältnis zum elektrischen Input) von 10.3, reduziert eine isentrope Verdichtungs- sowie Entspannungseffizienz von 99% den COP auf 8.22 und ein isentroper Wirkungsgrad von 90% reduziert den COP auf 2.82 (Siehe Tabelle 1). Diese hocheffiziente Verdichtung und Entspannung wurde bereits mit über 99% Isentropenwirkungsgrad gemessen und realisiert. Auf Bild 2 ist die Testanlage abgebildet.

Isentroper Wirkungsgrad von Verdichtung und Entspannung	COP
100%	10.3
99%	8.22
90%	2.82

Tabelle 1: Einfluss der isentropen Wirkungsgrade von Verdichtung und Entspannung auf den COP.

Der effiziente Einsatz des Joule Prozesses ist durch die neuartige Anordnung von Wärmeaustausch, Verdichtung und Entspannung innerhalb eines Rotors begründet. Dadurch können Verdichtungswirkungsgrade von über 99 % erreicht werden wodurch der Joule Prozess - umgesetzt durch die Rotationswärmepumpentechnologie - effizient umgesetzt werden kann. Die Vorteile des Joule Prozesses - Flexibilität des Temperaturniveaus und für bestimmte Anwendungen die gleitende Temperatur beim Wärmeaustausch - können durch diese Technologie effizient genutzt werden.

Vergleich zum konventionellen 2-Phasenprozess

Um grundsätzlich einen Vergleich zu konventionellen 2 phasigen Kreisprozessen herzustellen, ist es ausreichend den Joule Prozess theoretisch zu betrachten.

Die wichtigsten Unterscheidungsmerkmale sind die Rückgewinnung bei der Expansion und der Wärmeaustausch (Abgabe und Aufnahme) bei gleitender Temperatur. Dies ist insbesondere bei Fern/Nahwärmeeanwendungen relevant - dort geht es oft darum einen Rücklauf von z.B. 70°C auf 95°C aufzuheizen. Die Wärmequelle kann z.B. ein Rauchgas eines Heizwerkes oder Kraftwerkes sein. Hier wird ein Mediumsstrom von z.B. 65°C auf 43°C von der Rotationswärmepumpe gekühlt (Siehe Bild 3).

¹ ECOP Technologies GmbH, Perfektastrasse 73/TOP A1, 1230 Wien, Tel.:+43 1 8651062, www.ecop.at, {bernhard.adler|rainer.mauthner@ecop.at }

Konkret ist bei einer derartigen Anwendung mit einem konventionellen 2-phasen Prozess ein COP von ca. 2,7 realisierbar (Gütegrad von 0,5), wobei mit der ECOP Rotationswärmepumpe auf Basis des Joule Prozesses unter realen Bedingungen ein COP von 5,5 erzielt wird (Gütegrad von 0,53).

Die Rotationswärmepumpe ist überall effizient, wo insbesondere beim Wärmeaustausch gleitende Temperaturen (15K bis 40K) vorhanden sind.

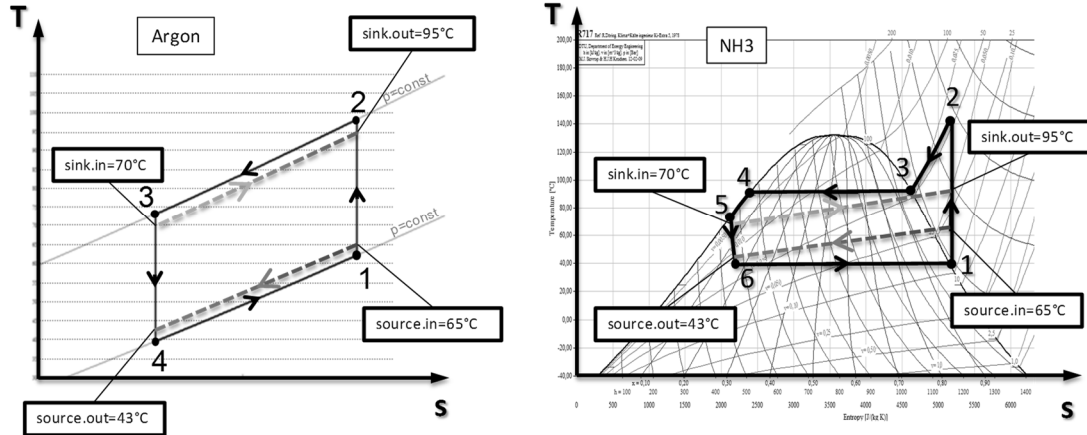


Abbildung 1: Schematischer grundsätzlicher Vergleich eines Joule und 2-Phasenprozesses bei quellen- und senkenseitiger Verwendung von Transportmedien für thermische Energie mit sensiblem Speicherverhalten.



Abbildung 2: Bild der Testanlage.

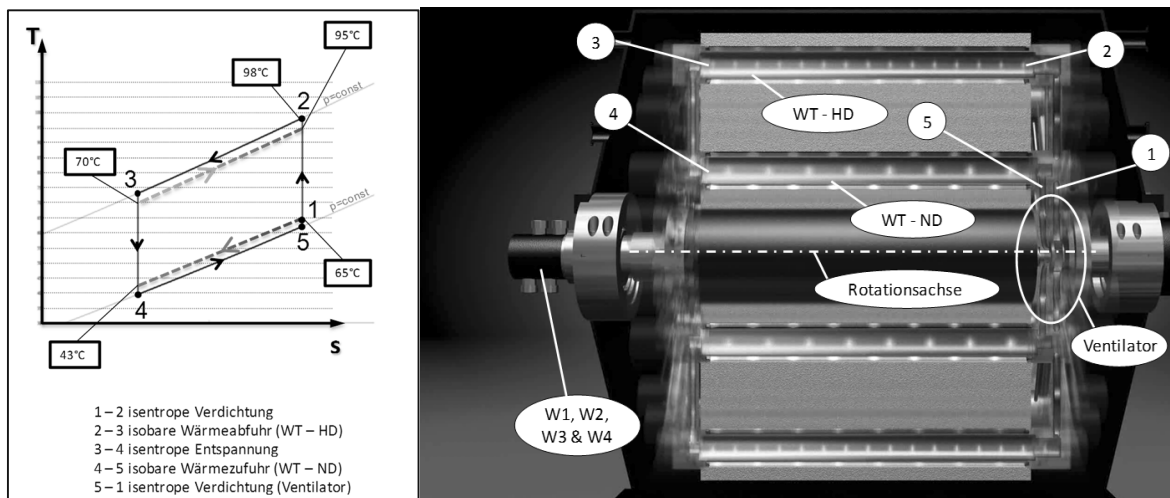


Abbildung 3: Darstellung des Joule Prozesses, umgesetzt mittels ECOP Rotationsverdichtungs-technologie.

7.2.4 Aggregation der Flexibilität von Wärmepumpen in Österreich

Lukas LEIMGRUBER¹, Tara ESTERL¹, Tarik FERHATBEGOVIĆ¹,
Andreas ZOTTL¹, Martin KROTTENTHALER², Bertram WEISS²

Inhalt

Haushalte besitzen theoretisch ein riesiges, doch bis jetzt eher ungenutztes Potential für Flexibilisierungsmaßnahmen der elektrischen Nachfrage. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Aggregation von vielen, verhältnismäßig kleinen elektrischen Anlagen im kW-Bereich aus technischer Sicht durchaus herausfordernd ist.

Diese Studie befasst sich mit einer Potentialabschätzung für die Aggregation thermischer Lasten in Österreich, in diesem konkreten Fall: Wärmepumpen mit thermischen Speichersystemen. Als Speicher dienen sowohl Wasserspeicher für Heizung und Brauchwasser als auch die thermische Trägheit der Gebäudehülle. Die Last der Wärmepumpe kann, unter Einhaltung technischer Parameter und Komfortgrenzen der Bewohner, in gewissem Ausmaß auf vorteilhaftere Zeitpunkte verschoben werden. Die daraus resultierende Flexibilität, ermöglicht auf Preissignale an Elektrizitätsmärkten zu reagieren, idealerweise ohne Nachteil aus Kundensicht. Doch Pooling Konzepte müssen für alle involvierten Parteien, also sowohl für Aggregator als auch Kunden lukrativ sein. Nur wenn ein Mehrwert auf Aggregator- und Kunden-Seite erreicht wird, sind Pooling Konzepte umsetzbar. Diese Studie entstand im Rahmen des Forschungsprojekts „iWPP-flex“ in Kooperation mit Verbund Solutions am Austrian Institute of Technology (AIT). Finanziert wird das Projekt dankenswerterweise von der österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft (FFG).

Methode

Marktanalyse

Basis dieser Arbeit ist eine Marktanalyse über den Wärmepumpenmarkt in Österreich. Dabei werden das Marktpotential von Wärmepumpen und die verschiedenen technischen Systeme erhoben. Für eine groß angelegte Aggregation mehrerer tausend Anlagen, werden typische Anlagen und Gebäude Kombination zu homogenen Gruppen zusammengefasst. Die verschiedenen Typologien dienen dann als Input für eine anschließende Simulation.

Simulation

Als nächstes werden die Anlagen aggregiert und mittels gemischt-ganzzahliger linearer Programmierung (GGLP) modelliert, um ihre Performance auf Elektrizitätsmärkten zu untersuchen. Dabei werden Energie- und Leistungsmärkte näher betrachtet. Die Herausforderung liegt in einer angemessenen Co-Simulation des thermischen Systems (Wärmepumpe, Heizung, Gebäude) einerseits und Märkten andererseits. Das Simulationstool generiert aus Markt-Sicht optimale Fahrpläne für den Wärmepumpen-Pool, wobei technische Nebenbedingungen der Anlagen als auch vom Nutzer definierte Komfortgrenzen unbedingt eingehalten werden müssen. Die Markt-Optimierung minimiert die Kosten des Wärmepumpen Betriebs unter Ausnutzung weiterer Erlösmöglichkeiten durchs Pooling.

Vereinfacht kann das Problem folgendermaßen formuliert werden:

$$\min z = \sum_{t=1}^T \text{Kosten}_t^{\text{Energemarkt}} - \text{Erlöse}_t^{\text{Leistungsmarkt}}$$

So, dass:

- Teilnahmebedingungen der Märkte (Angebotsblöcke, Gebotsgrößen etc.),
- und thermische Nebenbedingungen (Betriebsbereich, Temperaturen, Komfort-Bereiche etc.) eingehalten werden.

¹ Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, Tel.: +43 664 8157810, Fax: +43 50550-6390, lukas.leimgruber.fl@ait.ac.at, www.ait.ac.at

² Verbund Solutions GmbH, Europaplatz 2, Tel.: +43 50313-52888, martin.krottenthaler@verbund.com, www.verbund.com

Um die thermischen Zusammenhänge des komplexen Systems, bestehend aus Wärmepumpe, Heizungssystem und Gebäude, zu beschreiben, wurde ein Zustandsraummodell erstellt. Dieses verarbeitet die verschiedenen Eingangssignale wie Wärmestrom aus Wärmepumpe, Umgebungstemperatur, interne Gewinne etc. und beschreibt die Änderung der Zustandsgrößen, wie Temperaturen im Speicher bzw. im Wohnraum. Solange die Temperaturen in definierten Bereichen liegen, kann die Flexibilität zur Vermarktung genutzt werden. Die Herausforderung hier liegt darin ein hinreichend genaues thermisches Modell zu implementieren, das sich für Co-Simulationen mit der wirtschaftlichen Sicht kombinieren lässt. In diesem Zusammenhang wird auch ein technisches Konzept ausgearbeitet, um Signale zwischen Aggregator und den einzelnen Anlagen zu ermöglichen.

Ergebnis

Die Ergebnisse werden als wichtiger Input für ein anschließend geplantes Demo-Projekt angesehen, in dem die entwickelten Konzepte umgesetzt und getestet werden sollen.

Diese umfassen:

- Typische Kombinationen von Wärmepumpe, Heizungssystemen und Gebäuden in Österreich
- Aggregation zu einem Wärmepumpenpool
- Simulationstool, um die Vermarktung des Pools, unter Einhaltung thermischer Nebenbedingungen, zu ermöglichen
- Erstellung eines technischen Konzepts für das Pooling
- Erste Ergebnisse den Energiemarkt betreffend

Referenzen

- [1] Pfaffen S., Werlen K., Koch S., Evaluation of Business Models for the Economic Exploitation of Flexible Thermal Loads, IEEE, 2013.
- [2] Pfaffen S., Werlen K., WARMup – Optimale Verwertung der Flexibilität von thermischen Speichern, Schlussbericht, 2013.
- [3] Koch S., Zima M, Andersson G., Potentials and Applications of Coordinated Groups of Thermal Household Appliances for Power System Control Purposes, Conference paper IEEE Xplore, 2009.

7.2.5 Beitrag von Wärmepumpensystemen und Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien

I. KNOP¹, P. DUBUCQ¹, G. ACKERMANN¹

Einführung

Das politische Ziel der CO₂-Emissionsreduzierung [1] kann nur durch den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) erreicht werden. Hierbei wird die Nutzung der volatilen Energiequellen Wind- und Solarenergie besonders forciert. Die Dargebotsabhängigkeit in der Stromerzeugung durch diese Energiequellen hat die Notwendigkeit der Flexibilisierung des Stromversorgungssystems und der Stromnachfrage zur Folge. Eine Möglichkeit zur Herstellung der notwendigen Flexibilität innerhalb der Stromnachfrage stellt der Einsatz von Wärmepumpen in Kombination mit thermischen Speichern in Haushalten dar. Im Rahmen des Forschungsprojekts TransiEnt.EE (www.tu-harburg.de/transient-ee), welches sich mit der effizienten Einbindung von EE in die Energieversorgungsstruktur der Stadt Hamburg beschäftigt, werden in dieser Arbeit die Möglichkeiten zur zeitlichen Verschiebung des Energieverbrauchs durch die Nutzung von Wärmepumpen und Wärmespeichern (Warmwasserspeichern und die Wärmespeicherkapazität der Gebäude) analysiert. Weiterhin werden die CO₂-Emissionen der Energieversorgung bei einem verstärkten Einsatz von Wärmepumpensystemen untersucht.

Methodik

Innerhalb der vorliegenden Untersuchung wurde ein Modell zur Abbildung des Wärmebedarfs und der Wärmespeicherkapazität von Wohngebäuden in Abhängigkeit von der gewünschten Raumtemperatur und der vorhandenen Außentemperatur entwickelt. Weiterhin wurden Modelle einer Luft-Wärmepumpe und eines sensiblen Wärmespeichers ausgearbeitet. Für die Simulation der zukünftigen Strom- und Wärmeversorgung und den daraus resultierenden Emissionen wurde das Modell des Kraftwerksparks von Hamburg aus dem Projekt TransiEnt.EE [2] genutzt. Zusammen mit Verläufen der Außentemperaturen, verschiedenen Wohngebäudetypen (angelehnt an die EnEV [3]) und unterschiedlichen Nutzerverhalten wurden die veränderten Wärme- und Strombedarfskurven sowie die resultierenden CO₂-Emissionen berechnet. Die Zahl, der mit Luft-Wärmepumpen beheizten Gebäude, sowie die Zusammensetzung des Kraftwerksparks wurden in verschiedenen Szenarien variiert und in ihrer Auswirkung auf die Emissionen und das Verschiebepotenzial des Leistungsbezugs untersucht.

Ergebnisse

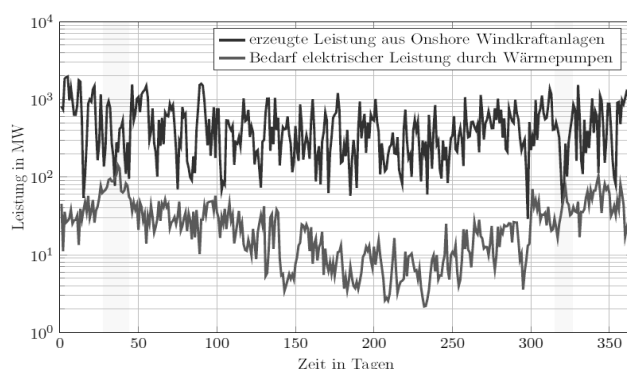


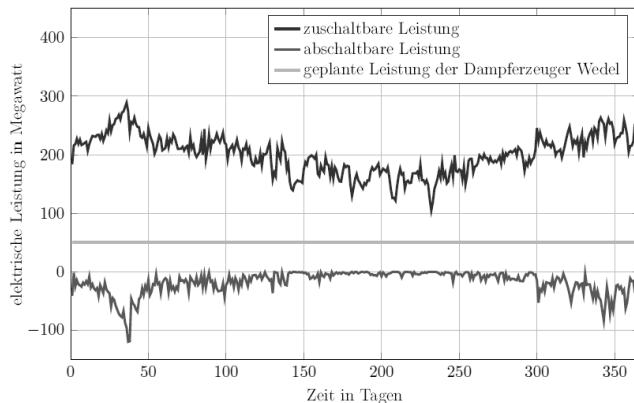
Abbildung 1: Zeitlicher Verlauf der Energieerzeugung durch Onshore-Windenergieanlagen und Energieverbrauch durch Luft-Wärmepumpen

Der Vergleich zwischen dem zeitlichen Verlauf des Energieverbrauchs durch Wärmepumpen und der Energieerzeugung durch Onshore Windenergieanlagen, dargestellt in Abbildung 1, zeigt, dass zu gewissen Zeitpunkten des Jahres eine Divergenz zwischen den Verläufen vorliegt (gelb markierte Bereiche). Innerhalb dieser Perioden sind zusätzliche konventionelle Kraftwerke erforderlich, um den gestiegenen Bedarf elektrischer Energie zu decken, was zu überdurchschnittlich hohen Emissionen führt. Dies zeigt, dass für eine Abschätzung des tatsächlichen

Potentials von Wärmepumpen zur Reduzierung der CO₂-Emissionen eine dynamische Simulation mit Hilfe des zeitlichen Verlaufs sinnvoll ist.

¹ Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Eißendorfer Straße 38, 21073 Hamburg, {Tel.: +49 176 5689 0707, inken.knop@mailbox.org}, {Tel.: +49 40 42878-3083, dubucq@tuhh.de}, {Tel.: +49 40 42878-4205, ackermann@tuhh.de}

Insgesamt führt der Einsatz von Luft-Wärmepumpen im Szenariojahr 2034 jedoch trotz dieser Perioden zu einer Absenkung der Gesamtemissionen im Vergleich zum Einsatz von Gasthermen zu Heizzwecken.



Weiterhin wurde das Verschiebepotenzial des Leistungsbedarfs der Wärmepumpen untersucht, welches sich aus den Wärmespeichern und der Speicherkapazität der Gebäude ergibt und dieses im Vergleich zu einem geplanten Dampferzeuger und einem Großwärmespeicher [4] betrachtet. Die Ergebnisse dieses Vergleichs zeigt Abbildung 2. Während des Winters ist die Leistungszahl der Luft-Wärmepumpen gering und der Wärmebedarf groß.

Abbildung 2: Jahresverlauf zur Verschiebung elektrischer Leistung.

Folglich ist das Potenzial zur Verschiebung elektrischer Leistung hoch. Im Sommer gibt es kein Potenzial zur Bereitstellung von positiver Regelleistung und nur ein geringeres Potenzial für negative Regelleistung. Die Möglichkeit der Leistungsverschiebung des Dampferzeugers ist zu jedem Zeitpunkt des Jahres gleich, jedoch geringer als die Summe aller Leistungen der Haushaltswärmepumpen.

Zusammenfassung und Ausblick

Insgesamt sind Wärmepumpen zusammen mit Wärmespeichern in der Lage zukünftig die Emissionen der Energieversorgung zu reduzieren, sofern der Anteil EE wie im EEG geplant erhöht wird. Wärmepumpen besitzen weiterhin ein großes Potenzial zur kurzzeitigen Aufnahme von Überschussleistung aus erneuerbaren Erzeugeranlagen. Im Rahmen des andauernden Projekts TransiEnt.EE wird der Einfluss auf die Gesamtemissionen bei Nutzung dieses Verschiebepotenzials zur Optimierung des Gesamtsystems der Energieversorgung weiter untersucht.

Referenzen

- [1] Deutschland, Bundesregierung: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: Erneuerbare-Energien-Gesetz.
- [2] Andresen, L.; Dubucq, P.; Peniche Garcia, R. et. Al.: Status of the TransiEnt Library: Transient simulation of coupled energy networks with high share of renewable energy. In Proceedings of the 11th Modelica Conference, Paris 2015.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden: Energieeinsparverordnung.
- [4] Erker, Martin; Vattenfall Wärme Hamburg GmbH (Hrsg.): Innovationskraftwerk Wedel. http://www.egeb.de/fileadmin/Dokumente/Foren/130524_Energie_Erker_Innovationskraftwerk_Wedel.pdf.

7.3 ENERGIEEFFIZIENTE STÄDTE UND KOMMUNEN (SESSION F3)

7.3.1 Energiecluster deutscher Städte – Clusteranalyse deutscher Städte anhand sozio- energetischer Indikatoren

Wilhelm WALL¹, Marco K. KOCH¹, Hermann-Josef WAGNER¹

Inhalt

Um den anthropogenen Treibhauseffekt abzubremsen wurden in Deutschland Energieeinspar- und Klimaschutzziele verabschiedet, die eine Reduktion der Treibhausgase vorsehen. Zum Erreichen dieser Ziele werden auch Städte und Kommunen in das Wirken einbezogen und gefördert. Ein Beispiel dafür ist der Wettbewerb 'Energieeffiziente Stadt' in dem fünf deutsche Städte bei der Umsetzung innovativer Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz gefördert werden [1]. Die Vielzahl der städtischen Maßnahmen deckt eine Bandbreite ab und sie sind oft durch den innovativen Ansatz der umsetzenden Stadt sehr „stadtspezifisch“ sind.

Die Clusteranalyse kann an dieser Stelle ansetzen, indem Städtecluster ermittelt werden, die sich auf Basis sozio-energetischer Kennwerte ähneln. Das Ziel ist durch die ermittelten Energiecluster deutscher Städte eine Hilfestellung zur Übertragung erprobter Maßnahmen in weitere Städten geben zu können. In diesem Beitrag werden erste Ergebnisse der durchgeführten Clusteranalyse deutscher kreisfreier Städte thematisiert. Zu Beginn erfolgt eine Darstellung der Methodik der durchgeführten Clusteranalyse sowie des Untersuchungsrahmens. Anschließend werden die Ergebnisse der Clusteranalyse diskutiert.

Methodik

Eine Clusteranalyse ist die statistische Betrachtung von Objekten, hier von deutschen kreisfreien Städten. Das Ziel der Clusteranalyse ist es eine Menge von zu betrachtenden Objekten (Städten) homogenen Gruppen (Clustern) zuzuordnen, die zueinander wiederum möglichst heterogen sind. In Deutschland gibt es derzeit 107 kreisfreie Städte und keine Stadt gleicht exakt einer anderen. Das zeigt sich durch die verschiedenen Merkmalsausprägungen der Städte, die die Indikatoren anzeigen. Ein Indikator erlaubt die kennwertgestützte Beschreibung von Objekten (Städten). Somit werden die Ergebnisse der Clusteranalyse maßgeblich von der Qualität der eingesetzten Indikatordaten beeinflusst. Für die hier durchgeführte Analyse wurde der Ansatz der freien Verfügbarkeit der Daten verfolgt. Hierzu wurden z. B. Datenbanken der statistischen Ämter der Länder sowie des Bundes, Zensusdaten, Daten des Kraftfahrtbundesamtes, Daten von Verbänden und, sofern verfügbar, Unternehmensdaten verwendet. Der Datensatz enthält in den Zeilen die betrachteten Städte. Die Spalten werden durch Indikatoren gebildet.

Für diese Analyse wurden 41 Indikatoren aus den Verbrauchs-sektoren Private Haushalte, Verkehr, Industrie sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) ermittelt. Mit dem so erstellten Datensatz werden die drei wesentlichen Schritte der Clusteranalyse durchlaufen. Diese sind die Z-Transformation, die Faktoranalyse und die Clusteranalyse.

Ergebnisse

Im ersten Schritt, der Z-Transformation erfolgt die Normierung der Indikatordaten. Die Indikatoren bestehen häufig aus Verhältniszahlen, wodurch eine Vergleichbarkeit der untersuchten Städte sichergestellt werden kann. Normierte Werte sind für den weiteren Verlauf wichtig, da die Methode auf mathematisch-statistischen Ansätzen beruht und so jedem Indikator trotz Normierung die gleiche mathematische Aussagekraft zukommt.

¹ Ruhr-Universität Bochum (RUB), Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft (LEE),
Universitätsstraße 150, 44801 Bochum, Tel.: +49 234 32-25986, Fax: +49 234 32-14158, wall@lee.rub.de,
www.lee.rub.de

Die Faktoranalyse stellt eine statistische Methode dar mit der Daten (Spalten) reduziert werden können. Dabei werden aus den einzelnen Indikatoren „künstliche“ Variablen extrahiert, die die einzelnen Indikatoren hinreichend genau beschreiben. Bei der durchgeführten Faktorenanalyse konnten die Indikatoren auf 11 Faktoren reduziert werden.

Den abschließenden Schritt bildet die Clusteranalyse. Die Grundidee der Clusteranalyse ist es Cluster zu ermitteln, die ineinander möglichst homogen und zueinander möglichst heterogen sind [2]. Hierfür wurde die hierarchische agglomerative Clusteranalyse gewählt. Bei dieser Form der Clusteranalyse bildet, zu Beginn, jede Stadt ein eigenes Cluster. Erst mit dem Fortschritt der Analyse wachsen die Cluster durch die Fusionierung passender Städtepaare auf Basis der ermittelten Faktoren. Die nachfolgende Abbildung zeigt schematisch den Fusionsablauf.

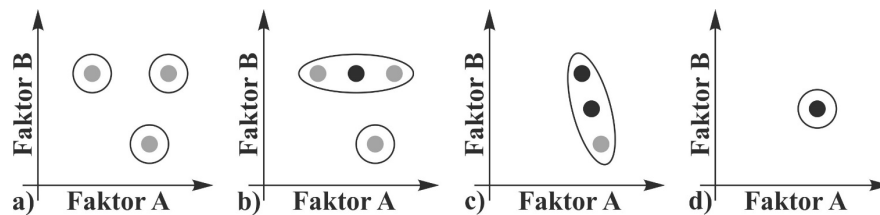


Abbildung 1: Schematische Clusterzusammenführung.

Bei der aktuell durchgeführten Clusteranalyse konnten zehn statistisch überzeugende Clusterlösungen ermittelt werden. Sechs dieser Clusterlösungen (Clusteranzahlen: 106, 105, 101, 53, 46 und 31) sind jedoch nicht sinnvoll, weil eine zu große Clusteranzahl das Ziel der Clusterung unbrauchbar macht. Die anderen vier Clusterlösungen (Clusteranzahl: 23, 20, 12 und 8) zeigen belastbarere Ergebnisse, da die Lösungen näher an der Clustergrundidee liegen. Eine zu große Clusteranzahl erfüllt nicht das Ziel der Ermittlung homogener Gruppen. Eine zu geringe Clusteranzahl bedeutet, dass die Cluster ineinander sehr heterogen werden. Unter Zuhilfenahme der grafischen Darstellung der Fusions Schritte kann für die aktuell betrachteten 107 Städte aus den in Frage kommenden Lösungen die 12-Cluster Lösung gewählt werden (gestrichelte senkrechte Linie in Abbildung 2), da diese ein gutes Gleichgewicht zwischen der clusterinternen Homogenität und der Heterogenität zwischen den Clustern erfüllt.

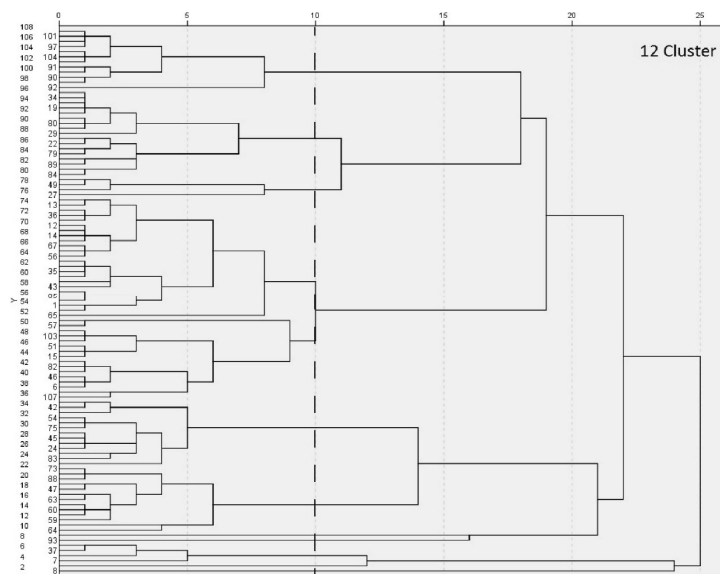


Abbildung 2: Dendrogramm der Fusions Schritte.

Referenzen

- [1] Wettbewerb Energieeffiziente Stadt. Hg. v. Bundesministerium für Bildung und Forschung, 2015. <https://www.wettbewerb-energieeffiziente-stadt.de/startseite/>. Abruf: 18.11.2015.
- [2] BACHER, J.: Clusteranalyse, Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2. Auflage, München, 2002

7.3.2 Integrales und nachhaltiges Wärmeversorgungskonzept für die urbane Stadtteilentwicklung am Beispiel Wien Donauefeld

Gerhard HOFER¹, Christof AMANN¹, Daniela BACHNER¹

Ausgangsposition und Projektziel

Seit einigen Jahren drängt sich die Frage der Energieraumplanung – darunter z.B. die Frage integralen Planung der nachfrage- und anbringungsseitigen Energiekonzepte in Stadtentwicklungsgebieten – mit neuer Dringlichkeit auf. Ausschlaggebende Gründe dafür sind unter anderem:

- Technischer Fortschritt im Hinblick auf die verbesserten Nutzungsmöglichkeiten lokaler Energiequellen (überwiegend erneuerbare Energieträger)
- Wegen der zunehmend besseren thermisch-energetischen Qualität von Neubauten wird in Stadtentwicklungsgebieten die gleichzeitige Erschließung durch mehrere Energienetze (Gas, Wärme, Strom) aus ökonomischen Gründen verstärkt hinterfragt
- Der Spielraum einer weiteren Reduktion der Energienachfrage ist zum Beispiel auf Ebene der Einzelgebäude zunehmend begrenzt. Entwicklungssprünge sind daher eher in der besseren Vernetzung der einzelnen Energienachfrager zu erwarten
- Durch die Liberalisierung der Energiemärkte haben sich die ökonomischen Rahmenbedingungen verändert: Neue Marktteilnehmer drängen in den Markt; die Investitionssicherheit auf der Angebotsseite hat sich deutlich reduziert

Ziel des von der Stadt Wien beauftragten Projektvorhabens war die Schaffung von technischen, ökologischen und ökonomischen Grundlagen für alternative Wärmeversorgungskonzepte für neue Stadtentwicklungsgebiete, unter Berücksichtigung von lokalen, erneuerbaren Energiequellen zur Einhaltung der städtischen Smart City Ziele.

Methode

Im Rahmen des Prozesses der Studienentwicklung wurden wesentliche Stakeholder der Stadt Wien im Rahmen eines Projektbeirates einbezogen: wohnfonds Wien, MA25 Stadterneuerung und Prüfstelle für Wohnhäuser, Energy Center der Tina Vienna, Wien Energie sowie der Auftraggeber MA20. Der Projektbeirat konnte zu Beginn Vorschläge für mögliche Wärmeversorgungsvarianten einbringen und war in jedem Stadium über Zwischenergebnisse informiert. Aus einer längeren Liste von möglichen technischen Lösungen wurden schließlich sechs Varianten definiert, denen zwei Referenzvarianten (Versorgung mittels Fernwärme und Gas-Kessel inkl. Solarthermie entsprechend Anforderung der Bauordnung) gegenübergestellt wurden. Die Varianten wurden technisch ausgelegt und dimensioniert (inkl. der Wärmenetze mit Unterstützung von Wien Energie), die Wärmeverluste und Energieeinsätze berechnet und die CO₂ Emissionen sowie die Primärenergiekennwerte ermittelt. Die Konversionsfaktoren wurden der OIB Richtlinie 6, Ausgabe 2015, entnommen; für Fernwärme wurden konkrete Werte der Fernwärme Wien angesetzt. Neben einer ökologischen Bewertung wurden auch die Kosten ermittelt: Ersterrichtungskosten, Energiekosten, Kosten für Wartung und Instandsetzung sowie Betriebsführung. Mit diesen Daten wurden die Lebenszykluskosten (LZK) ermittelt. Eine methodische Besonderheit des Projekts ist die Übertragung der Lebenszykluskostenanalyse (LZKA), die bisher nur für die Unterstützung von Planungsprozessen an Einzelgebäuden gebräuchlich ist, auf das System Stadtteil.

Vorläufige Ergebnisse und erste Schlussfolgerungen

In der ökologischen Bewertung sind die Indikatoren Primärenergie samt Primärenergieleistung und die CO₂ Emissionen relevant. Die Variante mit Gasversorgung hat hierbei die höchsten Werte für Primärenergie und CO₂. Varianten mit Gasversorgung erfüllen die Smart City Ziele der Stadt Wien nicht und können von einer zukunftsweisenden Wärmeversorgung ausgeschlossen werden.

¹ e7 Energie Markt Analyse GmbH, Walcherstraße 11/43, 1020 Wien, Tel.: +43 1 907 80 26, office@e-sieben.at, www.e-sieben.at

Die Fernwärme-Versorgung erreicht bei beiden Indikatoren die besten Werte. Fernwärme bildet somit aus ökologischen Gesichtspunkten eine Vorzeigerolle. Voraussetzung dafür sind die geringen Konversionsfaktoren für Primärenergie und CO₂ der Fernwärme Wien, die auch in Zukunft erreicht werden müssen, um die gut ökologische Bewertung einhalten zu können.

Die Varianten mit Wärmepumpe können in der ökologischen Bewertung gleichauf mit Fernwärme liegen, wenn die Wärmeversorgung alleinig auf Basis von Wärmepumpen mit Erdsonden bzw. Luft als Quelle basiert. Aus ökonomischen Gründen wird jedoch zur Abdeckung der Spitzenlast ein Kessel auf Basis von Gas oder Biomasse eingesetzt. Dadurch steigen die Kennwerte für die ökologische Bewertung mit Ausnahme der CO₂ Bewertung für Biomasse-Kessel. Zusätzlich ist bei Nutzung von Erdsonden noch die Produktion von Regenerationswärme erforderlich, um somit einen saisonalen Ausgleich der Wärmeentnahme und der Wärmeeinbringung zu schaffen.

Die ökonomische Bewertung ist noch nicht endgültig abgeschlossen, da für Varianten mit Wärmepumpe noch ein „Reality-Check“ für ein konkretes kleines Versorgungsgebiet durchgeführt wird.

Bei den Errichtungskosten hat die Variante mit Gasversorgung den niedrigsten Wert. Fernwärme bietet auch niedrige Errichtungskosten. Im Vergleich zu den anderen Varianten sind jedoch nicht die gleichen Systemgrenzen angesetzt: die Fernwärme-Variante berücksichtigt keine Kosten für die Wärmeerzeugung, da eine Kapazitätserweiterung der Fernwärmeversorgung im Energietarif enthalten sind.

Bei den Varianten mit Wärmepumpe ist entscheidend, ob die Spitzenlast durch Wärmepumpen und Erdsonden abgedeckt wird oder durch einen Kessel. Spitzenlastkessel können die Errichtungskosten deutlich reduzieren. Hier sind Nachteile in der Brennstoffbeschaffung und der Wartungskosten (Biomassekessel) und der ökologischen Auswirkungen (Gaskessel) zu berücksichtigen. Zusätzlich belastet die Bereitstellung von Regenerationswärme im Sommer die Errichtungskosten.

Eine detailliertere Aussage zur ökonomischen Bewertung lässt sich erst zu einem späteren Zeitpunkt treffen, wenn die Varianten mit Wärmepumpen detaillierter ausgearbeitet sind. Dies trifft auch für die Lebenszyklusanalyse zu. Einzelne Ergebnisse vorweg: Die Gas-Variante ist auch in den Lebenszykluskosten am kostengünstigsten. Hohe Investitionskosten bei Lösungen mit Wärmepumpe und Erdwärmesonden und niedrigere Betriebskosten (insbesondere geringe Stromkosten) führen zu einer Annäherung in den Lebenszykluskosten zwischen Variante mit Wärmepumpen und Fernwärme. In wie weit die Annäherung zwischen Fernwärme und Versorgung mittels Wärmepumpe erfolgt, hängt von den Kalkulationsparametern der Lebenszykluskostenanalyse und den angesetzten Kostendaten ab.

Neben der ökologischen und ökonomischen Bewertung im Rahmen des Untersuchungsgebietes sind folgende Erkenntnisse und Schlussfolgerungen in die Bewertung aufzunehmen:

- Die Wohnungen können mittels Free-Cooling temperiert werden, als Bedingung für die Funktionsweise des Energiekonzeptes. Diese Komfortverbesserung bietet geringe Innentemperaturen im Sommer und kann auch als Klimawandelanpassung gesehen werden
- Die Versorgung mittels lokaler, erneuerbarer Energie reduziert die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und erhöht damit langfristig die Versorgungssicherheit
- Die Wärmeversorgung mit dezentralen Wärmepumpen sowie weiteren Systemen lokaler Erneuerbaren erhöht die Komplexität des Energiekonzeptes und somit den Betreuungsaufwand für die Anlagen. Das bedeutet höhere Personalkosten (was die lokale Wertschöpfung erhöht) und geringere Kosten für den Ankauf von Energieträgern
- Die Erdsondenfelder benötigen kostengünstige/-lose Wärme im Sommer zur Regeneration. Hier gilt es, vorhanden Abwärme zu nutzen (z.B. bei Gewerbenutzung, Datencenter) oder diese Wärme möglichst kostengünstig zu produzieren

7.3.3 Energie-Effizienz in Smart Cities

Mathias SCHAFFER¹

Smart Cities in Österreich

Der Themenbereich Smart Cities wird bereits seit 2011 u.a. im Rahmen des nationalen Förderprogrammes „smart energy demo – fit4set“ beforscht. Während in der ersten Programmphase noch die Vision 2050 der Städte im Vordergrund stand, arbeiten mittlerweile interdisziplinäre Projektkonsortien an der konkreten Umsetzung von Leuchtturmprojekten. (www.smartcities.at)

Energie-Effizienz als Teil der Energievision und Treiber einer nachhaltigen Stadtentwicklung

Auf Basis der jeweiligen Vision 2050 der relevanten Städte wurden geeignete Bauvorhaben identifiziert, deren Eigentümer/Investoren auch die grundlegende Bereitschaft zur visionsgerechten Ausgestaltung dieser Bauvorhaben inkl. der Einbeziehung des städtischen Umfeldes zeigten.

Die Energie Steiermark arbeitet dabei in drei dieser Projektkonsortien als Partner zu den Kernthemen „Energie“ und „Mobilität“ mit. Neben der gebäudeseitigen Integration von Technologien zu Erzeugung von erneuerbarer Energie steht das übergeordnete Thema der Energie-Effizienz im Fokus der Aktivitäten. Die betrachtenden Demoprojekte nähern sich dabei aufgrund unterschiedlicher Voraussetzungen auch mit durchaus unterschiedlichen Herangehensweisen an die Vision 2050 an:

- Smart City Graz: Entwicklung eines neuen Stadtquartiers (brown field) mit den Schwerpunkten der Energieversorgung auf Basis 100% Erneuerbarer, smarten Mobilitätskonzepten sowie gebäudeintegrierter Energietechnologien.
- iENERGY 2.0 Weiz-Gleisdorf: im sub-urbanen Raum verteilte Demonstratoren mit unterschiedlichen Nutzungen unter Einbeziehung der Bürger sowie E-Mobilität als verbindendes Element.
- Smart City Leoben (STELA): innovatives Sanierungskonzept von städtischen Siedlungsstrukturen unter Berücksichtigung nachhaltiger Energieerzeugung und Mobilitätskonzepten.

In den betrachteten Projekten kann auch bereits vor Abschluss der jeweiligen Umsetzungen der klare Treiber für die Energie-Effizienz in Smart Cities identifiziert werden.

¹ Energie Steiermark AG, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, Tel.: +43 664 6163620, www.e-steiermark.com, mathias.schaffer@e-steiermark.com,

7.3.4 Analysemethode für kommunale Energiesysteme unter Anwendung des zellularen Ansatzes

Benjamin BÖCKL¹, Lukas KRIECHBAUM¹, Thomas KIENBERGER¹

Kurzbeschreibung

Der steigende Anteil dezentraler und fluktuierender Energieeinspeisung in das Netz stellt Energieversorger und Kommunen vor große Herausforderungen. Einerseits wird ein hoher Anteil an erneuerbaren Energien als zukunftsweisend gesehen und ist daher erwünscht, andererseits wirft die Integration von dezentralen Einspeisern auch bis dato ungelöste Fragen auf.

In der vorliegenden Arbeit wird ein zellulärer Ansatz vorgestellt, der es ermöglicht den Energieverbrauch einfach darzustellen und dem Potential an dezentralen Erzeugern der Zelle gegenüberzustellen. Er zeigt damit eine genaue zeitlich und räumlich aufgelöste Über-/Unterdeckung der Energieversorgung und ermöglicht die Entwicklung und Modellierung von praxisnahen hybriden Energieversorgungsszenarien.

Methodik und Inhalt

In der Arbeit wird sowohl die entwickelte Methode an sich vorgestellt, als auch die damit erzielten Ergebnisse. Ziel ist es einen Ansatz zu entwickeln, der möglichst universell einsetzbar ist und auf andere Klein- und Mittelstädte, mit 10.000 - 30.000 Einwohnern übertragen werden kann.

Das zellulare Modell

Der zellulare Ansatz ist eine flexible Methode, die es dem Anwender ermöglicht, einen Kompromiss zwischen Abbildungsgenauigkeit und Rechenaufwand nach individuellen Bedürfnissen zu erzielen. Dazu werden alle Gebäudeeinheiten typisiert, in Zellen eingeteilt und als Netzknoten zusammengefasst. Dies ermöglicht auch bei unvollständiger Datenlage eine Modellierung von Energieverbrauchern in guter Näherung und wird mittels einer Kombination aus Messwerten und Standardlastprofilen realisiert. Der zellulare Ansatz wird in der Arbeit im Detail erklärt, die Vor- und Nachteile diskutiert, sowie seine Grenzen aufgezeigt.

Gegenüberstellung Erzeugung - Verbrauch

Da die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Quellen sich zeitlich nicht mit dem Bedarf deckt, werden Strategien wie die Hybridisierung der Netze verfolgt. Um diese Lösungsansätze entwickeln zu können, ist sowohl die Abbildung des Verbrauchs sämtlicher Energieformen (Strom, Gas, Fernwärme), als auch der Einspeisung in zeitlich und lokal aufgelöster Form notwendig. Mit Hilfe dieser Daten werden drei Szenarien entwickelt, die unterschiedliche Ausprägungen von Hybridstrukturen beinhalten und nach verschiedenen Gesichtspunkten, wie der maximalen Integration von erneuerbaren Energien, Leistungsautonomie und Resilienz modelliert und simuliert werden.

Potentialanalyse

Zusätzlich zur Beschreibung des Status Quo beinhaltet die Arbeit eine Potentialanalyse von den erneuerbaren Energieträgern Biomasse, Kanalabwärme oder Sonnenenergie, am Beispiel der Stadt Bruck an der Mur. Diese Potentiale werden mit Hilfe der ZAMG Wetterdaten auf Basis 2014 in 10 Minuten Werten berechnet und fließen in die Modelle ein.

Ergebnisse

In der Arbeit werden neben der angewandten Methode auch Ergebnisse der Analyse des modellierten Energiesystems Bruck an der Mur präsentiert. Die Identifikation der Lastgänge und -spitzen in Kombination mit den ermittelten Potentialen steht dabei im Vordergrund um mögliche Hybridisierungsstrukturen, wie die Integration von dezentralen Speichern besser planen zu können.

¹ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Tel.: +43 3842 4025407, Fax: +43 3842 4025402, benjamin.boeckl@unileoben.ac.at, evt.unileoben.ac.at

7.3.5 Modellbasierte Analyse der Auslegung und des Betriebs kommunaler Energieversorgungssysteme

**Thomas BEXTEN¹, Björn ROSCHER², Daniel WEINTRAUB³,
Ralf BACHMANN⁴, Ralf SCHELENZ², Manfred WIRSUM¹**

Inhalt

Die Struktur der Energieversorgung in Europa befindet sich aktuell in einem starken Wandel, der vorwiegend durch den stetigen Zuwachs an regenerativen Stromerzeugungskapazitäten geprägt ist. Dies trifft im Besonderen auf die Situation in Deutschland zu, da der politisch beschlossene Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie und der Subventionsmechanismus des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) den Zubau regenerativer Stromerzeugungskapazitäten hier fördern. Neben den Vorteilen einer klimaneutralen Stromerzeugung aus diesen Kapazitäten ergibt sich durch den resultierenden hohen Anteil an der gesamten Stromerzeugung auch eine Vielzahl an technischen, ökonomischen und gesellschaftlichen Herausforderungen. Als Antwort auf diese Herausforderungen sind derzeit verschiedene Entwicklungstendenzen im Bereich der Energieerzeugung zu registrieren. Zum einen ist eine vermehrte gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung in kleineren dezentralen Einheiten zu beobachten. Dies steht im Gegensatz zum bisherigen Schwerpunkt der Stromerzeugung in großen zentralen Kraftwerkseinheiten. Als potentieller Lösungsansatz für die hohe Volatilität und die geringe Prognostizierbarkeit der regenerativen Stromerzeugung befindet sich derzeit eine Vielzahl von Stromspeichertechnologien in verschiedenen Phasen der Entwicklung. Dies umfasst die Weiterentwicklung von bereits etablierten Technologien wie z.B. Batterie-Speichern und die Entwicklung neuer Speichertechnologien wie z.B. verschiedenen Power-to-Gas Konzepten.

Als Beitrag zur Bewältigung der genannten Herausforderungen und der Fortführung der beschriebenen Entwicklungstendenzen hat die RWTH Aachen das interdisziplinäre Projekt „Kommunale Energieversorgungssysteme der Zukunft“ ins Leben gerufen. Ziel dieses Projektes ist es technische, ökonomische und gesellschaftliche Lösungen für zukünftige dezentral geprägte kommunale Energieversorgungssysteme mit einem hohen Anteil regenerativer Stromerzeugung zu entwickeln. Einer der Schwerpunkte dieses Projekts ist die Entwicklung eines Simulationswerkzeugs zur Analyse der Auslegung und der Betriebsweise dieser Art von Energieversorgungssystemen, die sich vor allem durch eine Integration von volatilen regenerativen Erzeugungskapazitäten und disponiblen Energiewandlungs- und Speichersystemen auszeichnen. Das Simulationswerkzeug ist frei parametrierbar und ermöglicht die Durchführung von Analysen für verschiedene Randbedingungen und Betriebsstrategien. Die Randbedingungen umfassen dabei das zeitabhängige Leistungsprofil der Stromerzeugung aus regenerativen Erzeugungskapazitäten, das zeitabhängige Profil der lokalen Strom- und Wärmelast und die Definition der zu Verfügung stehenden disponiblen Energiewandlungs- und Speicher-Systemen. Die Betriebsstrategie definiert die übergeordnete Zielsetzung, die durch die Koppelung der volatilen regenerativen Erzeugungskapazitäten mit den disponiblen Energiewandlungs- und Speichersystemen erreicht werden soll. Dies kann beispielsweise die vollständige Autarkie des betrachteten Energieversorgungssystems oder eine Verstärkung der Interaktionen mit den übergeordneten Strom- und Wärmeversorgungsnetzen sein. Im Rahmen der Simulationsrechnung werden die resultierende Konfiguration und der zeitlich aufgelöste Einsatz aller Komponenten des Energieversorgungssystems auf Basis der definierten Eingangsparameter mit Hilfe eines stationären Simulationsmodells bestimmt. Der Fokus der Auswertung der resultierenden Ergebnisse liegt auf den disponiblen Energiewandlungs- und Speicherkomponenten.

¹ RWTH Aachen, Institut für Kraftwerkstechnik, Dampf und Gasturbinen, Mathieustraße 9, 52072 Aachen, Tel.: +49 241 80 2540, Fax: +49 241 80 22307, office@ikdg.rwth-aachen.de, www.ikdg.rwth-aachen.de

² RWTH Aachen, Chair for Wind Power Drives, Campus-Boulevard 61, 52074 Aachen, Tel.: +49 241 80 908 85, Fax: +49 241 80 928 85, info@cwd.rwth-aachen.de, www.cwd.rwth-aachen.de

³ RWTH Aachen, Institut für Strahlantriebe und Turboarbeitsmaschinen, Templergraben 55, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 80 955 00, Fax: +49 241 80 922 29, office@ist.rwth-aachen.de, www.ist.rwth-aachen.de

⁴ RWTH Aachen, Institute for Power Generation and Storage Systems E.ON Research Center, Mathieustraße 10, 52072 Aachen, Tel.: +49 241 80 49940, Fax: +49 241 80 49949, post_pgs@eonerc.rwth-aachen.de, www.pgs.eonerc.rwth-aachen.de

Das Simulationswerkzeug ermöglicht die Analyse der Leistungs- und Kapazitätsdimensionierungen, der Anforderungen an die betriebliche Flexibilität und der relativen Auslastung dieser Komponenten. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit Steigerungen der Flexibilität oder der Effizienz einzelner Komponenten im Kontext des gesamten Energieversorgungssystems zu bewerten.

Methodik

Das Simulationswerkzeug basiert auf einer Vernetzung verschiedener modularer stationärer Komponenten-Modelle des Energieversorgungssystems in MATLAB/Simulink und ermöglicht die Simulation des Systembetriebs mit einer zeitlichen Auflösung von einer Minute. Die Modellierung der einzelnen Komponenten erfolgt ebenfalls in MATLAB/Simulink oder durch Integration spezialisierter Simulationswerkzeuge einzelner Komponenten. Die Leistungs- und Kapazitätsdimensionierung der disponiblen Systemkomponenten erfolgt in einem iterativen Prozess. In einem ersten Schritt wird das individuelle Residuallastprofil mit Hilfe der regenerativen Leistungs- und der kommunalen Lastprofile errechnet. In Kombination mit der Definition der übergeordneten System-Betriebsstrategie erfolgt die Dimensionierung der Leistung und der Kapazitäten der disponiblen Energiewandlungs- und Speichersysteme in einem Vor-Auslegungsschritt. Auf Basis dieser Vor-Auslegung wird der Betrieb des Energieversorgungssystems für den entsprechenden Zeitraum detailliert analysiert. Die detaillierte Simulation zeichnet sich durch die Implementierung einer übergeordneten Steuerungssystematik der Komponenten aus, welche die zulässigen Leistungsgradienten und weitere Restriktionen der Komponenten wie z.B. An- und Abfahrzeiten berücksichtigt und somit eine realitätsnahe Abbildung des Betriebs der Systemkomponenten ermöglicht. Nach einer internen Überprüfung der Ergebnisse der detaillierten Simulationsrechnung wird die Leistungs- und Kapazitätsdimensionierung der Komponenten iterativ angepasst bis eine erfolgreiche Umsetzung der vorgegebenen Systembetriebsstrategie erreicht ist. Der finale Iterationsschritt stellt dann die Grundlage für die Auswertung der Ergebnisse dar.

Ergebnisse

Das Simulationswerkzeug befindet sich in einer fortgeschrittenen Entwicklungsphase. Der Fokus der aktuellen Entwicklungsarbeiten liegt auf der Automatisierung der beschriebenen Methodik. Im Folgenden sind die Ergebnisse einer vereinfachten exemplarischen Simulationsrechnung für eine Kommune mit ca. 16000 Einwohnern dargestellt, deren Verbraucherstruktur vorwiegend durch Haushalte geprägt ist. Als regenerative Erzeugungskapazitäten stehen ein Windpark mit acht 3-MW_{el}-Windenergieanlagen und 1200 Photovoltaikanlagen mit einer modularen Leistung von 5 kW_{el-peak} zur Verfügung. Das Windprofil und das Profil der solaren Einstrahlung entsprechen Durchschnittswerten eines Standorts im Großraum Aachen. Als Betriebsstrategie soll eine Verstetigung des Strombezugs bzw. der Stromabgabe in das übergeordnete Netz in 15-Minuten-Intervallen realisiert werden. Als disponible Komponenten stehen eine 2-MW_{el}-Gasturbine, ein 600-kW_{el}-Elektrolyseur und ein skalierbarer Batterie-Speicher zur Verfügung. Die Gasturbine wird partiell zur Abdeckung einer konstanten Wärmelast eingesetzt.

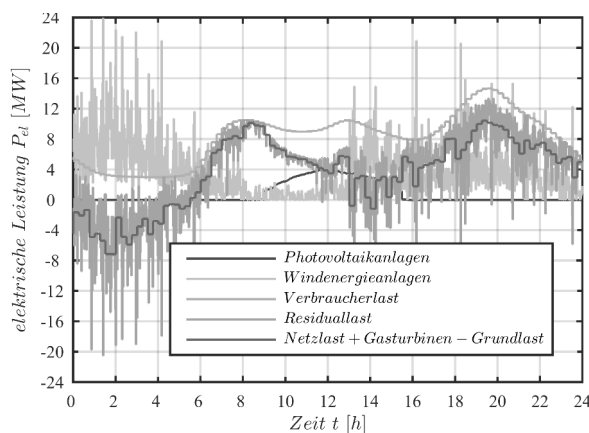


Abbildung 1: Verlauf der verschiedenen Lasten für einen exemplarischen Zeitabschnitt.

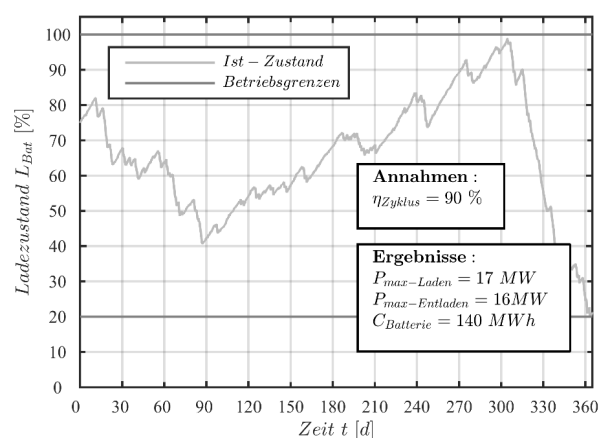


Abbildung 2: Resultierende Auslegung des Batterie-Speichers und der Verlauf des Ladezustandes im betrachteten Referenzzeitraum.

7.3.6 Systemintegrierte Analyse konkurrierender Energieversorgungsoptionen auf kommunaler Ebene

Maria GRÖGER¹, Thomas BRUCKNER^{1,2}

Motivation und zentrale Fragestellung

Der Gebäudesektor stellt mit 40 % des Gesamtenergieverbrauchs den größten Energieverbraucher der Europäischen Union dar [1]. Somit nimmt, vor dem Hintergrund der angestrebten Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 80 % bis 2050, die Schaffung eines energieeffizienten Gebäudebestandes eine Schlüsselrolle in der europäischen Klimaschutzpolitik ein. Die notwendige Transformation des kommunalen Energiesystems unterliegt dabei starken Interdependenzen von Gebäude, Quartier und Energieversorgungstechnologien, die deren simultane Betrachtung erfordern. Der vorliegende Forschungsansatz liefert einen methodischen Beitrag, um die Synergie von Klimaschutz, Energieeffizienz und Stadtentwicklung zu stärken. Im Einzelnen werden dafür die folgenden Ziele formuliert:

- Entwicklung eines technologieorientierten Simulationsmodells zur integralen Betrachtung von energieeffizienter Sanierung und Energieversorgungssystemen, welches den Anforderungen der zeitlich und räumlich hohen Auflösung der Bedarfs- und Angebotsstruktur gleichermaßen gerecht wird.
- Abbildung des systemischen Zusammenhangs zwischen der Dimensionierung technischer Anlagen und deren Effizienz und Kostenstruktur.
- Evaluation der Energieeffizienzoptionen unter energetischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten. Die raumbezogene Analyse ermöglicht es neben siedlungsstrukturellen Eigenschaften auch potenzielle Hemmnisse, z. B. Denkmalschutz und Ressourcenverfügbarkeit in die Bewertung einzubeziehen.

Methodik

Zur Beantwortung der Forschungsfrage wurde das Modell *DESCoM* (De-Centralized Energy Supply Conception Model) entwickelt [2].

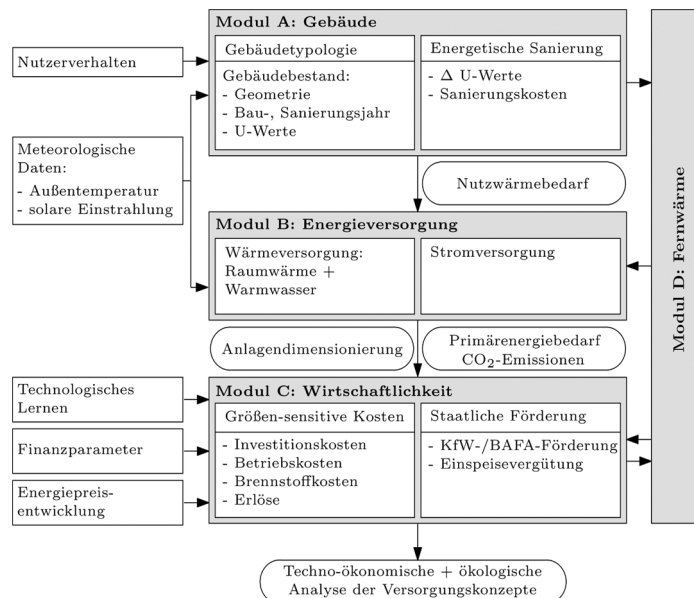


Abbildung 1: Aufbau des Modells DESCoM.

¹ Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, Grimmaische Straße 12, 04109 Leipzig, Tel.: +49 341 97 33522, Fax: +49 341 97 33538, mgroeger@wifa.uni-leipzig.de, www.wifa.uni-leipzig.de/iirm/energiemanagement

² Fraunhofer-Zentrum für Internationales Management und Wissensökonomie, Abteilung Nachhaltigkeitsmanagement und Infrastrukturökonomie, Neumarkt 9-19, 04109 Leipzig

Der detaillierte bottom-up engineering Modellansatz vereint die Anforderungen der ausführlichen Energiesimulation, der ökologischen Bewertung sowie der Wirtschaftlichkeitsanalyse und erlaubt es, die Wechselwirkungen zwischen dem umfangreichen Angebot der Energieeffizienzmaßnahmen unter Berücksichtigung der Heterogenität des Gebäudebestands zu analysieren. Der modulare Aufbau des Modells ist in Abbildung 1 dargestellt. Durch die Berücksichtigung der Gebäudecharakteristika und deren Einfluss auf die Anlagen-dimensionierung und Erzeugungsprofile werden Kosten- und Emissionsminderungspotenziale objektgenau berechnet. Zusätzlich trägt die Einbindung des Quartiersansatzes dem Forschungsziel der Skalierbarkeit der räumlichen Dimension Rechnung.

Anhand einer Fallstudie für drei Siedlungsgebiete mit repräsentativem Charakter wird der Beitrag verschiedener Effizienzmaßnahmen zum kommunalen Klimaschutz evaluiert. Die betrachteten Modellquartiere unterscheiden sich deutlich hinsichtlich ihrer Gebäudestruktur und Wärmedichte; sie repräsentieren die Siedlungstypen 1, 5 und 8 der Siedlungstypmethode nach Roth [3].

Ergebnisse

Die Kernergebnisse der Fallstudie zeigen, dass die Wärmeversorgung in Quartieren mit geringer Wärmedichte kostenoptimal durch Erdgas-Brennwertkessel erfolgt. Wie zu erwarten war, stellt in Versorgungsgebieten höherer Wärmedichte die zentrale Wärmeversorgung die wirtschaftlichste Alternative dar. Aus klimapolitischer Sicht generiert der Einsatz dezentraler Biomassekessel die höchste Emissionseinsparung bei gleichzeitig höchstem Kostenaufwand. Anhand von Energieträgerpreisvariationen konnte zudem gezeigt werden, dass effiziente Versorgungssysteme aufgrund ihres geringeren Energieaufwands robuster gegenüber Preisschwankungen sind als konventionelle Systeme.

Die Ergebnisse der Ex-post Evaluation der deutschen Förderpolitik deuten an, dass das Förderdesign des KWKG, das sowohl die arbeitsseitige Förderung der KWK-Stromerzeugung als auch die Investitionszuschüsse für den Neubau von Wärmenetzen beinhaltet, von entscheidender Bedeutung für die betriebswirtschaftliche Rentabilität der zentralen Wärmeversorgung ist. Im Gegensatz dazu können die Investitionsanreize im Bereich der dezentralen Energieversorgung nicht dazu beitragen, die wirtschaftlichen Nachteile der erneuerbaren Energien zu kompensieren.

Die Analyse der Wechselwirkungen zwischen den Versorgungssystemen und der energetischen Gebäudesanierung hat gezeigt, dass deren Kombination zu einer Emissionsreduktion führt, die teilweise erheblich von der Summe der Emissionsreduktionswerte der Simulationen abweicht, in denen die Maßnahmen getrennt voneinander betrachtet werden. Daher sollte zur Identifizierung kostenoptimaler Emissionsminderungspfade nicht auf die integrierte Analyse der verschiedenen Effizienzmaßnahmen verzichtet werden.

Referenzen

- [1] EUROPEAN COMMISSION: Energy-efficient buildings. Multi-annual roadmap for the contractual PPP under Horizon 2020
- [2] GRÖGER, M.; VERHOOG, M.; WEINSZIEHR, T.; BUCHMANN, C.; GRUNERT, P.; BRUCKNER, T.: Integrierte Modellierung urbaner Energiesysteme. In: CHRISTEN, G.; HAMMAN, P.; JEHLING, M.; WINTZ, M. (Hrsg.): Systèmes énergétiques renouvelables en France et en Allemagne, analyse socio-économique, synergies et divergences. Editions Orizons, Paris, 2014, S. 253-275
- [3] ROTH, U.: Wechselwirkungen zwischen der Siedlungsstruktur und Wärmeversorgungssystemen. Schriftenreihe des Bundesministeriums für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau, 1980

7.4 GEBÄUDE UND ENERGIE (SESSION F4)

7.4.1 Auswirkungen des Klimawandels auf den Energiebedarf von Gebäuden und den Ertrag erneuerbarer Energien

A. HERRMANN¹, U. GROSS¹ und H. KRAUSSE¹

Einführung

Aufgrund der Langfristigkeit von Investitionen im Gebäudebereich, ist die Berücksichtigung der sich ändernden klimatischen Bedingungen für Investoren, Bauherren, Planer und Gebäudenutzer von großer Wichtigkeit.

Nicht nur die Temperaturen und die Globalstrahlung werden sich erhöhen, sondern auch Extremereignisse werden verstärkt auftreten. Die Gebäude müssen zukünftig mit teils langanhaltenden Hitzeperioden zurechtkommen. Stärker als in der Vergangenheit werden Gebäude Überflutungsereignissen, Starkregen und Hagel ausgesetzt sein und ihre Schutzfunktion stetig unter Beweis stellen müssen.

Ergebnisse

Der Klimawandel wirkt sich signifikant auf den Energiebedarf der Gebäude aus. Der Heizwärmebedarf wird für Neubauten bis zum Jahr 2050 um rund ein Viertel und bis zum Jahr 2100 um rund ein Drittel sinken. Im Gegensatz dazu steigt der Kühlbedarf bis 2050 um die Hälfte und bis 2100 um fast das Doppelte (siehe Abbildung 1). Die konkreten Auswirkungen werden unter anderen von der Gebäudenutzung, dem Dämmstandard und vom Fensterflächenanteil beeinflusst.

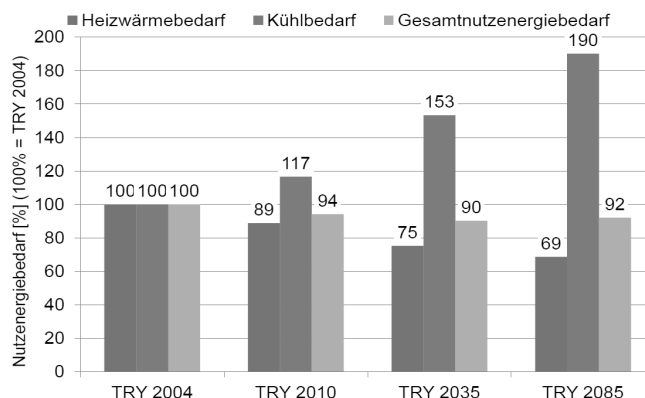


Abbildung 1: Darstellung der Änderungen des Heizwärme-, Kühlenergie- und Gesamtnutzenergiebedarf (TRY: Testreferenzjahr).

Der sinkende Heizwärmebedarf bewirkt eine geringere Wirtschaftlichkeit von Dämm-Maßnahmen. Daher werden Konzepte, welche die Wärmegewinne maximieren (z.B. Sonnenhäuser) im Vergleich zu Konzepten, welche die Verluste minimieren (z.B. Passivhäuser) wirtschaftlich profitieren. Der steigende Kühlenergiebedarf wird die Wirtschaftlichkeit von Verfahren der solaren Kühlung verbessern.

Die mittelfristigen Änderungen auf den Ertrag erneuerbarer Energien lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die Solarthermie ist der größte Gewinner des Klimawandels bzgl. der Erträge. Sie profitiert von den steigenden Temperaturen und der voraussichtlich steigenden Globalstrahlung.
- Photovoltaikanlagen haben eine geringe temperaturbedingte Ertragsminderung. Insgesamt werden die Erträge von PV-Anlagen aufgrund der höheren Globalstrahlung um etwa 3% ansteigen.

¹ Technische Universität Bergakademie Freiberg, Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik, Gustav-Zeuner-Straße 7, 09596 Freiberg, Tel.: +49 3731 39 4387, Fax: +49 3731 39 3942, andreas.herrmann@iwtt.tu-freiberg.de, www.gwa.tu-freiberg.de

- Bei Wasserkraftanlagen gibt es eine signifikante Ertragsverschiebung vom 2. ins 1. Quartal. Die Jahreswerte ändern sich nur unwesentlich.
- Bei Windkraftanlagen ist aufgrund der hohen Unsicherheit der weiteren Entwicklung der Windgeschwindigkeit keine zuverlässige Prognose möglich.
- Bei Luftwärmepumpen ist von einer geringen Effizienzverbesserung auszugehen. Die Jahresarbeitszahl wird um ca. 0,1 steigen.

Hingegen ist bei thermischen Kraftwerken von Wirkungsgradreduzierungen in der Größenordnung von 1% auszugehen.

Anpassungsoptionen für Gebäude

Die Auswirkungen des Klimawandels auf Gebäude sind größer und relevanter als auf Energieerzeugungstechnologien.

Hinsichtlich der Gewährung der Schutzfunktion sind bauliche Anpassungen der Gebäude an die zu erwartenden steigenden Temperaturen und Globalstrahlung sowie Schutzmaßnahmen vor den zunehmenden Wetterextremen notwendig. Hierfür gibt es verschiedene Möglichkeiten, die für Neubauten oder bei Sanierungen bzw. Renovierungen bestehender Gebäude umgesetzt werden sollten. Die verschiedenen Anpassungsoptionen sowie Schutzstrategien können aus der Übersicht in Abbildung 2 entnommen werden.

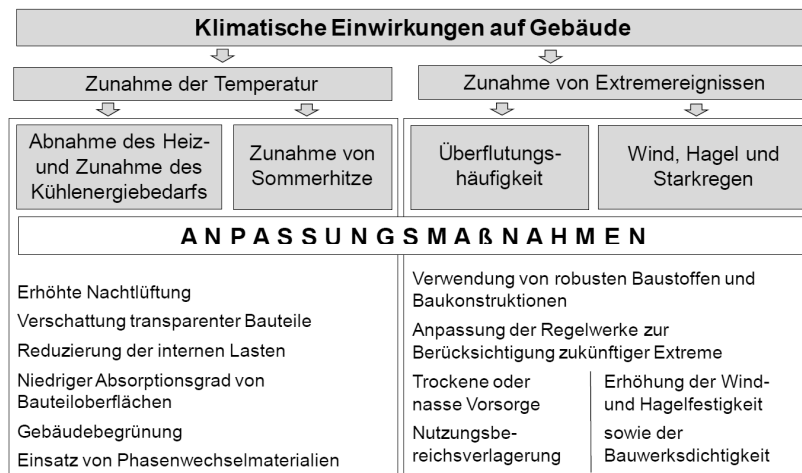


Abbildung 2: Klimatische Anpassungsmaßnahmen für Gebäude (eigene Darstellung).

Zukünftig sollten gesundheitliche Aspekte stärker als bisher berücksichtigt werden, um die Gefahren von hitzebedingten Gesundheitsbelastungen zu reduzieren. Anpassungsbedarf besteht vor allem hinsichtlich der relevanten Normen und Richtlinien, die derzeit noch weitgehend auf Klimadaten der Vergangenheit basieren.

Schon heute werden Anpassungsmaßnahmen überall dort umgesetzt, wo es in der Vergangenheit entsprechende Auswirkungen, wie z.B. durch Hochwasser, gab bzw. an Stellen, an denen eine Umsetzung wirtschaftlich ist oder Risiken aufgrund anderer Herausforderungen reduziert werden können. Mit Hilfe der beschriebenen Anpassungsmaßnahmen kann den voraussichtlichen Folgen bereits heute entgegengewirkt werden.

7.4.2 Gebäudeübergreifender Energieaustausch

Manfred TRAGNER¹, Thomas NACHT¹, Peter M. RAMHARTER²

Einleitung

Auf Grund der bestehenden Gesetze und Förderungen werden durch Private, Gewerbebetriebe und Kommunen in den letzten Jahren (und vermutlich auch weiterhin) in großer Anzahl Kleinanlagen zur Energiebereitstellung auf Basis erneuerbarer, dargebotsabhängiger Energieträger errichtet. Alle Anlagen unterliegen dabei der grundsätzlichen Herausforderung, dass die Verfügbarkeit der Energie nicht dem Verbrauch entspricht und es daher zu Über- bzw. Unterproduktionen kommt.

Im Rahmen des zu Grunde liegenden Projektes InEnmasys Gebäude in der Programmlinie e!MISSION.at der FFG wird ein gebäude- und energieträgerübergreifendes Energiemanagement-system entwickelt, welches einen Energieaustausch zwischen Gebäuden ermöglicht und den fossilen Gesamtenergieeinsatz des Gebäudeverbunds minimiert. Ein wesentlicher Punkt ist dabei die Untersuchung der Möglichkeit zum gebäudeübergreifenden Energieaustausch zwischen zwei Einfamilienhäusern (Haus A und Haus B) mit entsprechend günstigen Voraussetzungen, da in Haus A zwei PV-Anlagen mit einem Ni-Fe-Speicher und eine Wärmepumpe und in Haus B eine solarthermische Anlage mit Wärmepumpe vorhanden ist. Im Zuge dessen sind rechtliche, wirtschaftliche und technische Fragestellungen zu beantworten, die in weiterer Folge eine sinnvolle Umsetzung des Energieaustausches ermöglichen.

Die Untersuchung von Erzeugung, Verbrauch und den daraus entstehenden Überschüssen erneuerbare Energiequellen stellt aufgrund der starken Fluktuation große Anforderungen an die Qualität der benötigten Daten.

Methodik

Die Recherche und Analyse der vorhandenen Technologien dezentraler Erzeuger elektrischer Energie (Photovoltaik), möglicher Speicher und schaltbarer Lasten sowie der diesbezüglichen relevanten Rahmenbedingungen (technisch, wirtschaftlich, rechtlich) erfolgen mittels umfassender Recherchen in der Literatur (Wissenschaftliche Dokumente und Patente) und im Internet, sowie vor Ort Besichtigungen. Für rechtliche Fragen wird die Kanzlei Haslinger / Nagele mit der Bearbeitung beauftragt.

Zur Erreichung der angestrebten Ziele und Ergebnisse werden Simulationen unter Verwendung von Matlab durchgeführt. Zur Schaffung der Simulationsbasis werden Realdaten durch Installation geeigneter Messgeräte bei den beiden Einfamilienhäusern erhoben. Mit dieser Datenbasis werden die Potenziale zur Erhöhung des Eigenbedarfs (Verschiebung bestimmter Verbrauchereinsätze wie z.B. Gefrierschrank) bzw. Möglichkeit der Energieweiterleitung (z.B. PV-Stromlieferung an Haus B) simuliert. Die Konzeption des Controllers und der Regelungsstrategie für den gebäudeübergreifenden Energieaustausch erfolgt in Abstimmung mit den Simulationsergebnissen. Zusätzlich erfolgt eine Bewertung unterschiedlicher Speicher- und Systemauslegungen.

Ergebnisse

In Abb. 1 sind ausgewählte Ergebnisse der Simulationen zusammengefasst, die nachfolgend genauer beschrieben werden.

Mit Hilfe einer Nachtabsenkung der Raumsolltemperatur von 20 °C auf 18 °C reduziert sich der thermische Energiebedarf um 2 %. Durch die Einbindung der Wärmepumpe als verschiebbare Last in das Energiemanagementsystem kann ihr Anteil an verbrauchtem PV-Strom von 5 % auf 20 % gesteigert werden. Eine ähnliche Anbindung von Kühlgeräten erhöht den Eigennutzungsgrad weiter. Eine Einbringung von Überschussstrom mit einer Heizpatrone kann in Zeiten schwacher Produktion angedacht werden.

¹ 4ward Energy Research GmbH, www.4wardenergy.at,
{Tannengasse 18/6, 1150 Wien, Tel.: +43 664 88500 337, manfred.tragner@4wardenergy.at},
{Reininghausstraße 13a, 8020 Graz, Tel.: +43 664 88500 336, thomas.nacht@4wardenergy.at}
² WICON Engineering GmbH, Grazer-Straße 41, 2700 Wiener Neustadt, Tel.: +43 664 88319711,
Fax: +43 2622 23208, peter.ramharter@wicon.cc, www.wicon.cc

Mit einem thermischen Nanonetz können 775 kWh Wärme an Objekt 1A übertragen werden, was den thermischen Energiebedarf des Gebäudeverbunds um 2,7 % senkt. Aufgrund der hohen Kosten sowie den rechtlichen Hürden wird von einer Umsetzung abgesehen.

Durch die Installation eines Speichers kann der Eigennutzungsgrad von 31 % auf 57 % gesteigert werden. Der Aufbau des Weiterleitungssystems ermöglicht eine Weiterleitung von 10 % der PV-Produktion an das Nachbargebäude.

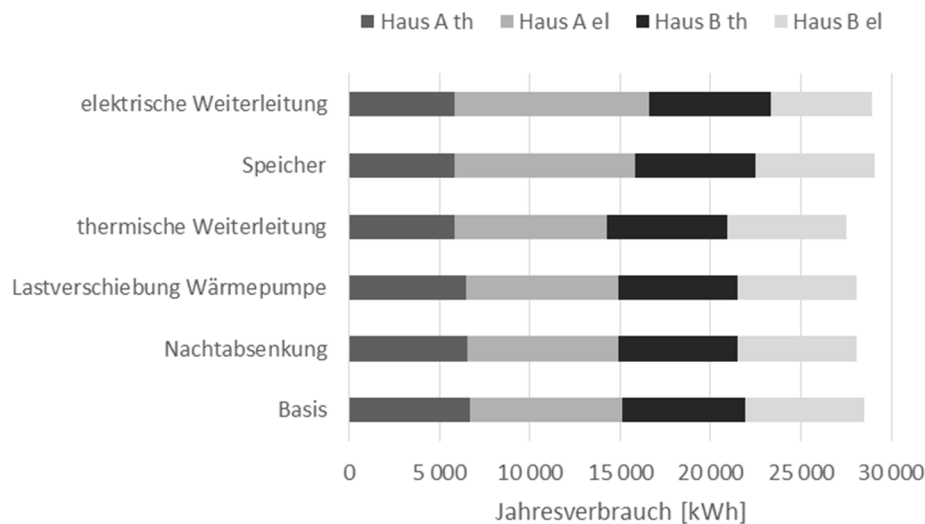


Abbildung 1: Gesamtenergieverbrauch des Gebäudeverbundes bei Umsetzung ausgewählter Maßnahmen.

Literatur

- [1] BKA (2014): „Gesamte Rechtsvorschrift für Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010“, Fassung vom 07.02.2014, <http://www.ris.bka.gv.at/>
- [2] Lindner, B. (2014): Öffentlich-rechtliche Aspekte von gebäudeübergreifenden Energiemanagementsystemen. Wien, Österreich: Haslinger / Nagele & Partner Rechtsanwälte GmbH

Hinweis

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ENERGY MISSION AUSTRIA“ durchgeführt.

7.4.3 Energy Saving Cost Curves for the Case of the German Building Stock

Lukas KRANZL¹, Filippas ANAGNOSTOPOULOS², Eric AICHINGER¹,
Andreas MÜLLER¹, Dan STANIASZEK², Jan STEINBACH³,
Agne TOLEIKYTE¹

Motivation

Germany's buildings account for 40% of final energy use and are the source of 30% of the country's greenhouse gas (GHG) emissions. Improving their energy performance can substantially cut energy use, while delivering multiple benefits – cost savings, job creation, improved energy security, increased comfort, better productivity, as well as environmental benefits in the form of improved air quality and lower GHG emissions.

However, net costs of renovating buildings are not evenly distributed among the building stock. The question is which share of the building stock is economically attractive to renovate until 2030 and how policies could support further renovations.

Research questions

Thus, the key research questions of this paper are:

- What are the costs and energy saving potentials up to 2030 for renovating the building stock, for the case of Germany in various building categories from an investor's point of view?
- What is the impact of various framework conditions like energy prices, subsidies, technological learning, transaction costs and interest rate on the results?
- Which methodological aspects and presumptions drive the results and what has to be taken into account when deriving energy saving costs curves?

Method

The starting point for the analysis in this report is the categorisation of the German building stock according to a number of about 4450 representative building segments. The energetic refurbishment potential for each of these reference buildings is then assessed, for three renovation levels: *standard*, *moderate*, and *ambitious*. The methodology adopted in this study has been to focus on comprehensive renovation of the building envelope combined with the replacement of the heating system. Partial renovations or single measures are not considered. The associated costs and energy savings for each of the three renovation levels for each reference building is calculated compared to a reference case of renovation without any thermal improvement of the building envelope. Least cost renovation options for each reference building for a given set of economic conditions are identified for every building segment.

The results (costs and energy savings) for these building segments are summarized into building clusters in order to draw them in a transparent way in energy saving cost curves. It is important to note that the resulting energy saving cost curves represent the perspective of an investor, i.e. taking into account different economic side conditions, policies, energy taxes, expected payback periods, rate of return etc.

Results

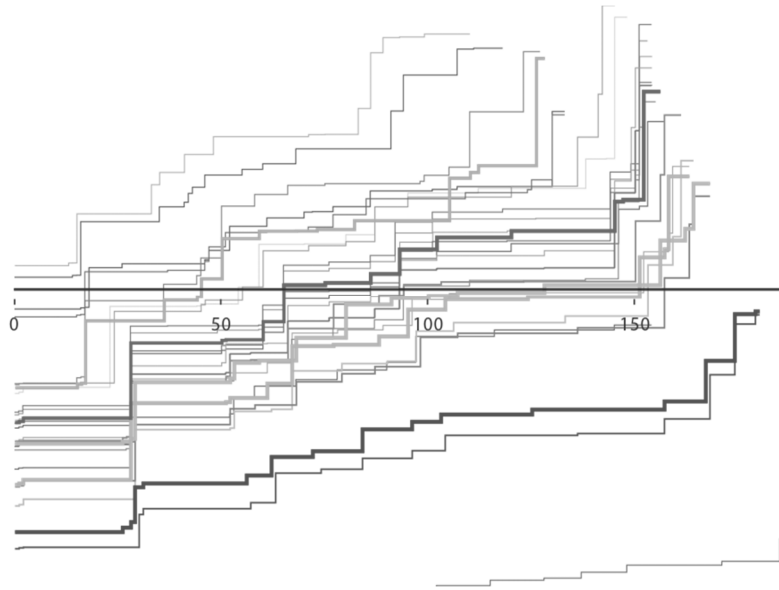
The following figure shows the main results for a number of main scenarios and related sensitivity analyses within the limits of parameters shown in the table below the graph. Each band of the curves represents a building cluster, which will be described more detailed in the full paper. The coloured lines show the main scenarios which are discussed more intensively in the full paper.

¹ Technische Universität Wien, Institute of Energy Systems and Electric Drives, Gußhausstraße 25-29, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370351, kranzl@eeg.tuwien.ac.at

² Building Performance Institute Europe, Wetenschapsstraat 23, 1000 Brüssel, www.bpie.eu

³ Fraunhofer ISI, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, www.isi.fraunhofer.de

The blue line reflects the status quo conditions: current level of subsidies, medium transaction costs, medium discount rate, medium expected cost decrease of renovation activities, medium energy price increase. All these data are based on literature and previous studies.



Limits	Subsidies	Transaction costs	Discount rate	Learning effects (cost reduction 2015-2030)	Annual gas price increase (2015-2030)
<i>Lower</i>	0%	2.5%	2%	3-13%	0.27% per year
<i>Upper</i>	20% -40%	10%	10%	9-38%	2.28% per year

Figure 1: Energy Saving Cost Curves for the case of the German building stock.
The table indicates the ranges of parameter variations.

Discussion

The results show that in the status-quo scenario (blue line) more than one third of the energy saving potential is economic from an investor's point of view. Another 20% of the potential is achievable at very low cost, which are nearly to zero. However, changing policies and economic conditions do not only lead to a shift of the costs (i.e. shift the curve up or down). They also have an impact on the achievable energy saving potentials, since more ambitious renovation packages become cost effective, which extends the curve to the right. The full paper includes a discussion on the impact of different policy packages and economic side conditions and assumptions (e.g. interest rate) on the results. Furthermore, the full paper includes a discussion of methodological aspects: several implicit assumptions are inevitable for deriving energy saving cost curves which have an impact on the results, e.g. how to aggregate building segments, how to take into account the impact of various renovation levels etc.

References

- [1] Dengler, J., Kost, C., Henning, H.-M., Schnabel, L., Jochem, E., Torro, F., Reitze, F., Steinbach, J., 2011. Erarbeitung einer Integrierten Wärme- und Kältestrategie Arbeitspaket 1 - Bestandsaufnahme und Strukturierung des Wärme- und Kältebereichs. Fraunhofer ISE, Fraunhofer ISI, IREES, Öko-Institut, Bremer-Energie-Institut, TU-Wien. Forschungsbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Freiburg, Karlsruhe.
- [2] Diefenbach, N., Cischinsky, H., Rodenfels, M., Clausnitzer, K.-D., 2010. Datenbasis Gebäudebestand - Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand. Institut Wohnen und Umwelt (IWU), Darmstadt.
- [3] Steinbach, J., 2015. Modellbasierte Untersuchung von Politikinstrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien und Energieeffizienz im Gebäudebereich. PhD Thesis at the Department of Economics and Management, Karlsruhe Institute of Technology (KIT).

7.4.4 Bewertungsmethode für Energieeffizienzmaßnahmen unter Berücksichtigung unsicherer Einflussgrößen

Klemens SCHLÖGL¹, Matthias SCHLÖGL¹

Einleitung

Die Europäische Union hat sich das Ziel gesetzt, ihre CO₂-Emissionen gegenüber jenen aus dem Bezugsjahr 1990 bis zum Jahr 2020 um 20 %, bis 2030 um 30 % und bis 2050 um 85 % zu senken [1]. Das Gelingen dieser europäischen Energiewende hängt angesichts des jährlich steigenden Primärenergiebedarfs von der erfolgreichen Erschließung massiver Energiesparpotentials ab.

Der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen gehen in der Regel Energieanalysen voraus. Da die Energieflüsse in modernen Gebäuden aufgrund einer Vielzahl von haustechnischen Anlagen sehr komplex sind, ergibt sich für ExpertInnen die Herausforderung, mit vertretbarem Aufwand solide Ergebnisse abzuleiten. Andererseits ist die tatsächliche Umsetzung vorgeschlagener Maßnahmen in hohem Maße von der Nachvollziehbarkeit der Bewertung der möglichen Energieeinsparung abhängig, da Gebäudebetreiber auf eine vertrauenswürdige Entscheidungsgrundlage angewiesen sind. Unsichere Größen, wie beispielsweise das Nutzerverhalten, können einen großen Einfluss auf den berechneten Einsparerfolg einer Energieeffizienzmaßnahme haben (etwa durch rebound-Effekte).

Methodik

Das Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG) sieht eine stark vereinfachte, pauschalisierte Bewertungsmethode für Maßnahmen vor [2], was zwar den Bewertungsaufwand überschaubar hält, in der Regel allerdings wenig robuste Aussagen über erzielbare Einsparungen zur Folge hat. Im Gegensatz dazu stützt sich die Methodik dieses Papers auf die Vorgaben der ÖNORM EN 16212 „Energieeffizienz und -einsparberechnungen – Top-Down- und Bottom-Up-Methoden“ und unterscheidet zwischen konstanten und unsicheren Eingabeparametern des Bewertungsmodells.

Der Energieverbrauch eines Gebäudes ist in der Regel von einer Reihe von Einflussgrößen abhängig, welche im Vorfeld einer Energieanalyse zu eruieren sind. Nachdem diese Größen bestimmt worden sind, wird mittels Maximum-Likelihood-Methode ein generalisiertes lineares Modell ermittelt, um den zu erwartenden Energieverbrauch in Abhängigkeit seiner Einflussvariablen beschreiben zu können. Abbildung 1 zeigt dies exemplarisch für ein Gebäude, dessen Tagesenergieverbrauch für die Werkstage Montag bis Donnerstag vom Parameter Außentemperatur abhängig ist.

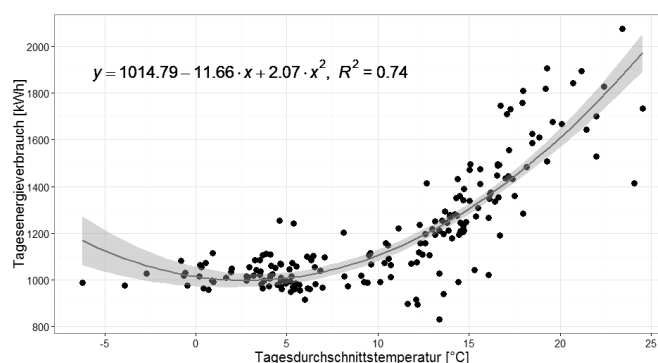


Abbildung 1: Approximationsmodell der Temperaturabhängigkeit des Energieverbrauchs an Werktagen (Montag bis Donnerstag) von der Außentemperatur für ein Beispielgebäude in Wien.

Nach der Identifikation möglicher Einflussgrößen auf den Tagesenergieverbrauch wird mit Hilfe schrittweiser Modellselektion ein finales Approximationsmodell mit den relevanten Einflussgrößen abgeleitet. Somit können natürliche Schwankungen im Energieverbrauch, welche nicht durch Energieeffizienzmaßnahmen bedingt sind, berücksichtigt bzw. modelliert werden.

¹ e7 Energie Markt Analyse GmbH, Walcherstraße 11/43, 1020 Wien, Tel.: +43 1907 8026, Fax: +43 1907 8026-10, klemens.schloegl@e-sieben.at, www.e-sieben.at

Um nun diese Unsicherheit der prognostizierten Einspareffekte, welche durch Schwankungen in den identifizierten Einflussgrößen hervorgerufen werden, beurteilen zu können, wird für jene Kalendertage des Baselinejahres (i.e. den Bezugsenergieverbrauch), deren Energieverbräuche eine Abhängigkeit von einem der identifizierten Parameter aufweisen, eine Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. Dies kann anschaulich am Beispiel der Außentemperatur erläutert werden: Aus der Klimanormalperiode des Gebäudestandorts ist die Verteilung der Tagesdurchschnittstemperatur der vergangenen 30 Jahre bekannt. Mit deren Hilfe kann nun unter Verwendung des aufgestellten Approximationsmodells mit Hilfe einer Monte-Carlo-Simulation (10.000 Iterationen) eine Verteilung des Tagesenergieverbrauchs gesampelt werden. Aus dieser Verteilung lässt sich nun eine Abschätzung der Unsicherheit von Energieeffizienzmaßnahmen ableiten, indem unter Verwendung geeigneter Grenzen (z. B. Minimum und Maximum bzw. 5 %- und 95 %-Quantil des Samples) Intervalle für die natürliche Schwankungsbreite des Energieverbrauchs zur Verfügung stehen.

Für jede vorgeschlagene Energieeffizienzmaßnahme steht nun als Baseline-Verbrauchsgröße ein Intervall zur Verfügung, in welchem der Energieverbrauch jedes Kalendertages erwartungsgemäß liegt. Zu jeder Maßnahme werden mathematische Modelle angenommen, welche den zu erwartenden Einspareffekt geeignet abbilden. Dabei wird zwischen Eingabeparametern unterschieden, die einen bekannten, festen Wert annehmen (beispielsweise der Anzahl von Lichtpunkten in einem Büroraum), und variablen Größen, die mit einer gewissen Unsicherheit behaftet sind (z. B. die Brenndauer der Leuchtmittel). An die unsicheren Eingabeparameter werden nun passende statistische Verteilungen angepasst. Hierfür wird bevorzugterweise auf bekannte Datensätze (z. B. auf die Bürozeiten von MitarbeiterInnen) zurückgegriffen, in Einzelfällen wird auf ExpertInneneinschätzungen verwiesen. Die Berechnung des Einspareffekts einer Energieeffizienzmaßnahme kann dadurch erneut auf eine Monte-Carlo-Simulation gestützt werden, nachdem die Unsicherheiten der Modellparameter mit Hilfe der gefitteten statistischen Verteilungen berücksichtigt werden können. Als finales Ergebnis der Bewertung erhält man damit statt eines statischen Einzelwerts ein gewisses Intervall, in welchem der zu erwartende Einspareffekt liegt. Dadurch sind robustere Aussagen möglich.

Ergebnisse

In diesem Paper wurde eine konzeptuelle Methode entwickelt, welche für die Berücksichtigung unsicherer Einflussgrößen bei der Analyse des Energieeinsparpotentials herangezogen werden kann. Aus Erfahrung ist bekannt, dass durch nicht-investive Maßnahmen (wie beispielsweise Betriebsoptimierung von haustechnischen Anlagen) Energieeinsparungen in der Größenordnung von 10 % erreicht werden können [3].

Im Falle von investiven Maßnahmen erlaubt die Schwankungsbreite des berechneten Einspareffekts die Angabe einer minimalen und maximalen Amortisationszeit, welche den GebäudebetreiberInnen als Entscheidungsgrundlage für die Umsetzung dient. Ohne spezielle Kenntnisse der komplexen Energieflüsse eines Gebäudes kann dadurch eine Investitionsentscheidung auf soliderer Grundlage getroffen werden, als dies eine Einzahlangabe darstellen würde. Für organisatorische, nicht-investive Maßnahmen ist die Kosteneinsparung meist von der Motivation und Umsicht der GebäudenutzerInnen abhängig. Wenn diesen allerdings der Einfluss ihres Verhaltens auf den möglichen Rahmen der Einsparung dargestellt werden kann und dieser nicht als verhaltensunabhängiger Einzahlwert präsentiert wird, ist davon auszugehen, dass deren Motivation gesteigert wird und die Maßnahme eine höhere Erfolgsaussicht hat.

Quellen

- [1] Europäische Kommission (2011): Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050; URL: http://ec.europa.eu/archives/commission_2010-2014/hedegaard/headlines/topics/docs/com_2011_112_de.pdf; 26.11.2015
- [2] Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (2015): Anhang zum EEffG, Verallgemeinerte Methoden zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen
- [3] Rieger, U. Leutgöb, K. u.a. (2014): Re-Commissioning Services, Summary Final Evaluation Report URL: <http://re-co.eu/node/161>, 30.11.2015

7.4.5 Is the European Building Sector on the Way to Decarbonisation?

Agne TOLEIKYTE¹, Lukas KRANZL¹, Andreas MÜLLER¹,
Raphael BOINTNER¹

Motivation

European Union has set a roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, which provides a long term pathway to achieve an 80% cut in domestic emissions compared to 1990 by 2050 [1]. The European building sector (residential and services) can contribute to this goal by using two main instruments, energy efficiency measures and substitution of the fossil fuels with renewable energy sources.

The achievements of the CO₂-emission reduction differ from one European country to another in terms of the differences in the existing building stock characteristics, ambitiousness of the energy efficiency requirements for new construction and building renovation required in the national legislations as well as different energy fuel market shares for space heating and domestic hot water.

Research questions

What CO₂-emission reduction and energy demand reduction can be achieved until 2050 in France, Italy, Norway and Poland's building stock, which makes up 34% of the total European building floor area (EU 28 and Norway) while considering the following parameters:

- Existing building stock characteristics (building thermal conductivities, user profiles and installed energy supply systems of the different building categories)
- Policies to reduce energy demand (Implementation of the European legislation: Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) and Energy Efficiency Directive EED), (although no EU member state, Norway is following a similar approach to European legislation (EPBD, EED))
- Energy fuel prices
- Technological learning effects of the heating systems?

Method

The calculation of the final energy demand for space heating and hot water is based on a bottom-up approach taking into account disaggregated building stock data. The building stock simulation tool Invert-EE/Lab is applied [2], [3]. Invert/EE-Lab is a dynamic bottom-up techno-socio-economic simulation tool that evaluates the effects of different policies on the total energy demand, energy carrier mix and CO₂-emission reduction. Scenario modelling is based on two main approaches: the Weibull-distribution and investment-decision module with the nested logit approach.

By using these approaches, building demolition and renovation rates as well as heating system change rates are calculated. Data on the building stock, national policy measures and energy fuel prices were collected in European research projects ENTRANZE and ZERBA2020 [4], [5].

Results

Fig. 1 shows the total final energy demand for space heating and hot water and CO₂-emissions caused by the building sector in France, Italy, Norway and Poland from 2012 until 2050. Final energy demand is expected to be reduced by 2050 in all investigated countries due to the building stock transition namely the new building stock with very high energy efficiency (nearly Zero Energy buildings), building renovation and demolishment of the old building stock. The final energy reduction from 2012 and 2050 is 18%, 44%, 27%, 28% in France, Italy, Norway and Poland respectively.

¹ Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25-29, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370337, toleikyte@eeg.tuwien.ac.at

The main drivers of the energy reduction are the renovation rate which is a result of the vintage of the building stock and the depth of renovation. CO₂-emissions polluted by the countries' building stock and its final energy demand for space heating and hot water is in 2012 89 Mt, 78 Mt, 7 Mt and 56 Mt in France, Italy, Norway and Poland respectively. The reduction of the CO₂-emissions from 2012 and 2050 is as follows: 66%, 63%, 40% and 37% in France, Italy, Norway and Poland respectively. The main drivers of the CO₂-emission reduction in the building sector are the heating system exchange rate and the substitution of the fossil energy used heating systems with the renewable systems. The type of the heating system being installed depends on the energy fuel prices, technological learning effects and policy interaction. However, the results are strongly affected by assumed the CO₂-emission conversion factor of electricity, which varies strongly from one country due to the generation mix. The BAU scenario assumes a constant electricity energy mix until 2050.

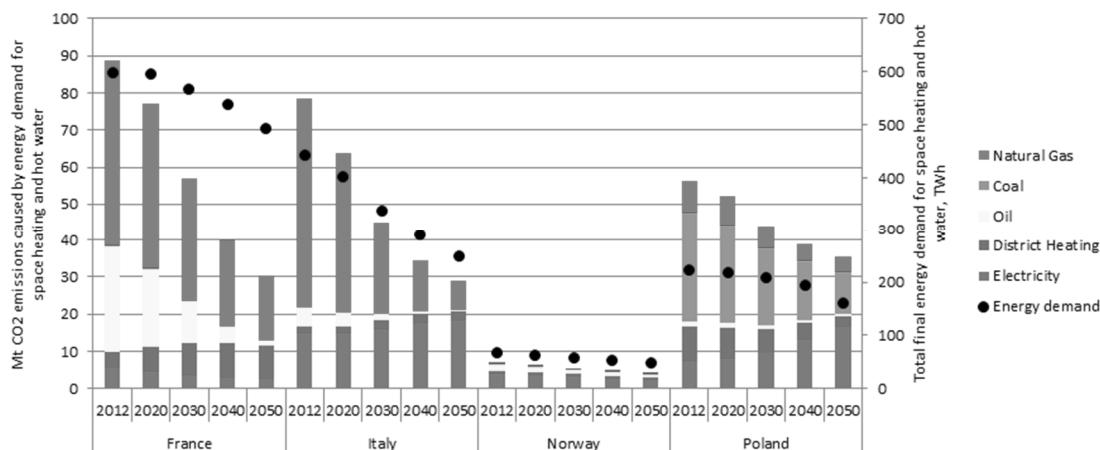


Figure 1: CO₂-emissions by energy fuels caused by the building stock's final energy demand for space heating and hot water (y-axis, left hand) and total final energy demand for space heating and hot water (y-axis, right hand) in France, Italy Norway and Poland in 2012, 2020, 2030 2040 and 2050 in the BAU scenario. The CO₂-emission conversion factors for the energy fuels are assumed to be constant from 2012 until 2050. *In the full paper, the dynamic development of the CO₂-emission factors until 2050 which were derived in the POLES scenarios will be taken into calculation.*

Discussion

In the European roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050 it is stated that electricity will play a central role in the low carbon economy. This might be a crucial condition for the decarbonisation of the European building sector. The scenario results have shown that in many countries the fossil fuels like oil and gas in Italy and particularly coal in Poland are substituted with the electricity, which energy mix is dominated by the fossil fuel and corresponding high CO₂-emission pollution according to the BAU scenario. This leads to an untapped potential of CO₂-emission saving. Thus, these results call for a) an ambitious shift towards low-carbon electricity generation and b) in the light of climate change mitigation a binding United Nations CO₂-emission reduction agreement.

References

- [1] European Commission, A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, 2011
- [2] M. Stadler, L. Kranzl, C. Huber, R. Haas, und E. Tsioliaridou, „Policy strategies and paths to promote sustainable energy systems—The dynamic Invert simulation tool“, Energy Policy, Bd. 35, Nr. 1, S. 597-608, Jan. 2007
- [3] A. Müller, „The development of the built environment and its energy demand. A model based scenario analysis“, Dissertation, Vienna University of Technology, 2015
- [4] Zebra2020, Data tool, [online]: <http://zebra2020.eu/tools/data-tool/>
- [5] B. Atanasiu, J. Maio, li. Kouloumpi, und T. Kenkmann, „Overview of the EU-27 building policies and programs. Factsheets on the nine Entranze target countries. Cross-analysis on member-states' plans to develop their building regulations towards the nZEB standard“, Report.

7.4.6 Geschäftsmodelle zur urbanen Lastverschiebung im Rahmen von Smart Cities-Demoprojekten

Alois KRAUßLER¹

Motivation

Eine auf erneuerbaren, dezentralen Energieträgern basierende Energiebereitstellung in Kombination mit einem intelligenten Energiesystem, welches ein Zusammenwirken von ErzeugerInnen und VerbraucherInnen forciert, kann über die Zusammenführung von sich ergänzenden Verbrauchslastprofilen die Direktnutzungsquote erhöhen und dadurch eine optimierte (Teil)autarkie ohne teure Speichieranwendungen ermöglichen. Ein optimiertes Lastmanagement ermöglicht daher durch Erreichen der Grid Parity ohne Förderung die wirtschaftliche Integration Erneuerbarer (Biomasse, PV, Solarthermie). Notwendige Netzeinspeisungen werden reduziert, Verluste und teure Netzinvestitionen minimiert. Die Zusammenführung der Teilbereiche intelligente erneuerbare Erzeugung und gezielte Lastverschiebung bzw. Demand Side Management (DSM) über sich ergänzende urbane Verbraucher unter den gegebenen Rahmenbedingungen ist der Ausgangspunkt dieses F&E-Projektes und soll über die Entwicklung und den Testbetrieb eines gebäudeübergreifenden Energiemanagements mit zentraler Steuerung erreicht werden. Aus burgenländischer Sichtweise eignet sich Oberwart, als 2. größte Stadt des Bundeslandes, besonders als Modellregion. Burgenland wurde 2013 bilanziell im Strombereich autark (z. B. 10fach höherer PV-Anteil als im restlichen Österreich). Die Integration fluktuierender Energieträger (insbesondere von Wind) wird im Burgenland daher immer schwieriger. In Oberwart gibt es darüber hinaus eine nennenswerte Erzeugung von Wärme und Strom aus Biomasse. Der wesentliche Anteil dieser Energieerzeugung wird derzeit über geförderte Ökostromtarife finanziert, muss aber mittelfristig über smarte Energietarife direkt vermarktet werden. Diese sollten durch Demand Side Management – Systeme entsprechend unterstützt werden. Es werden daher Lösungen inkl. Geschäftsmodelle der Integration Erneuerbarer gesucht, wobei Lastverschiebung die aussichtsreichste Option darstellt.

Demzufolge ist eine geeignete Modellregion erforderlich, welche in Oberwart geboten wird. Dort befindet sich nach umfassender Analyse ein optimales (sich ergänzendes) Stromlastprofil bzw. eine ideale Verbraucherzusammensetzung und das Stadtgebiet ist überschaubar. Dadurch können umfassende Demonstrationen realisiert werden und der Komplexitätsgrad bleibt dennoch überschaubar.

Problemstellung

Aufgrund der dargestellten Ausgangssituation und dem Stand der Technik bedarf es einer umfassenden Betrachtung und interdisziplinären Optimierung, damit ein gebäudeübergreifendes Last- und Energiemanagement realisiert werden kann. Dieser innovative Ansatz ist komplex und erfordert insbesondere hinsichtlich der Geschäftsmodelle die Beantwortung zahlreicher neuer Fragen: Wie werden die Vorteile auf alle Betreiber monetär unter Berücksichtigung des regulatorischen Rahmens aufgeteilt? Wie wird die Lastverschiebung „bepreist“?

Zielsetzung

Unter Berücksichtigung der Ausgangssituation sowie der Stadtvision und der verfügbaren Umsetzungskonzepte leitet sich folgendes Hauptziel von LOADSHIFT Oberwart ab: Entwicklung und Living-Lab-Testbetrieb eines gebäude- und nutzerInnenübergreifenden urbanen Last- und Energiemanagement-(EM)-Systems für Strom, Kälte und Wärme.

Dies soll durch folgende Demonstrationsprojekte in einem Living-Lab erreicht werden: (1) Lastverschiebung beim Fernwärmenetz; (2) DSM / Lastverschiebung durch Gebäude- bzw. Objekt-automatisierung (Volksschule, Mittelschule, Vorzeige-Wohnkomplex, Industriebetrieb, Wirtschaftshof, Wasserversorgungswerk, Abwasserreinigungsanlage, kommunales Beleuchtungssystem); (3) Schnittstellenkompatibles Energieleitsystem; (4) Realisierung angepasster Businessmodelle zur Lastverschiebung und Integration Erneuerbarer.

¹ 4ward Energy Research GmbH, Impulszentrum 1, 8250 Vorau, Tel.: +43 664 88500339, alois.kraussler@4wardenergy.at, www.4wardenergy.at

Neben der technischen Entwicklung sollen daher auch angepasste Geschäftsmodelle entwickelt werden, welche für die Umsetzung sowie Multiplizierbarkeit des Loadshift-Ansatzes bei bestehendem regulatorischen Rahmen geeignet sind.

Methodik

Auf Basis eines Living-Lab-Ansatzes leitet sich abseits von einem umfassenden Partizipationsprozess folgende methodische Vorgehensweise ab: 1. Detailerarbeitung des technischen und 2. des wirtschaftlichen Lösungsansatzes, 3. Ergebnis-Assembling und Simulation (Phasen 1 bis 3 werden zur gegenseitigen Verschränkung parallel durchgeführt), 4. Testbetrieb und laufendes Monitoring, 5. Finale Evaluierung und Ableitung von Handlungsempfehlungen. Aufgrund der Komplexität des Projektes wurden 2 Stop & Go-Entscheidungen bzw. Sollbruchstellen integriert. Die Demonstrationsobjekte sind repräsentativ und weisen ca. 4 % des Gesamtwärme- und ca. 15 % des Gesamtstrombedarfes auf.

Ergebnisse

Nachdem das Projekt erst im September 2014 gestartet ist, können nur erste Zwischenergebnisse präsentiert werden:

- Realistische Lösungsansätze zur Umsetzung von gebäudeübergreifenden Energiemanagementsystemen für Strom, Kälte und Wärme mit Schwerpunktsetzung auf Lastverschiebung und Integration Erneuerbarer (Biomasse und Solarenergie)
- Projekt-bezogene rechtliche Aspekte als Basis für die Geschäftsmodelle
- 3 erarbeitete Geschäftsmodelle im bestehenden regulatorischen Rahmen als Basis für den bevorstehenden Testbetrieb
- Aussagen über Erfahrungen / Barrieren / Erfolgsfaktoren / Potenziale / Nutzbarkeit sowie Handlungsempfehlungen und Schlussfolgerungen insbesondere für die Entwicklung und Umsetzung von neuen Geschäftsmodellen

7.5 INDUSTRIE UND ENERGIE (SESSION F5)

7.5.1 Energy Savings of Intercompany Heat Integration – A Methodological Framework (Part I)

Ali AYDEMIR¹, Clemens ROHDE¹, Simon MÖHREN¹

Background and literature review

Heat or process integration is a technical concept to minimize cooling and heating requirements of industrial plants. The basic idea of heat integration is to interconnect processes requiring cold with processes requiring heat via heat exchanger, thus reducing overall energy demand (Kemp, 2007). The more processes can be interconnected within a heat exchanger network (HEN), the more savings can be achieved with heat integration. Thus, production sites with more than one factory/production hall set up HENs with borders beyond production halls. A further concept is to interconnect production sites not belonging to the same company. This concept is called intercompany process or heat integration (Hiete et al., 2012). Here two or more companies use the same HEN with the aim to reduce their overall energy demand with respect to heating and cooling.

Several case studies exist, analyzing large production sites or industrial estates assessing potential energy savings which might be caused by HENs. The papers focus mainly on methodologies about how to analyze total sites. Depending on the case, intercompany heat integration is sometimes addressed indirectly. For example Hackl et al. (2011) apply total site analysis (TSA) on an industrial estate consisting of five chemical companies. They show that by using a HEN the current utility demand could be eliminated completely. Few publications are explicitly dedicated to the field of “intercompany energy integration”. For instance Hiete et al. (2012) examine a case study where a set of companies is located around a chemical pulp manufacturer.

For Germany the potential energy savings which might be achieved by intercompany heat integration have not been estimated up to now. This is mainly based due to the lack of data. However, a structured way to estimate energy saving potentials by intercompany heat integration beyond case study approaches is interesting, especially with regard to policy design to increase the uptake of heat integration and industrial energy demand projections. In this contribution we present a methodological framework to estimate these potentials for regions systematically. Within the framework methodologies from spatial analysis and heat integration are combined. The focus in this paper lies on the methodologies from heat integration and sets the foundation for a further contribution dealing with the methodologies from spatial analysis.

Methodology to assess HENs and validation on a case study

To quantify energy saving potentials of intercompany heat integration it is necessary to have information on the heating and cooling requirements of the affected companies and their location towards each other. Furthermore a methodology is needed to assess a possible HEN based on this information. Within this paper we present and apply a methodology on how to assess intercompany HENs, representing one major pillar from the methodological framework.

First, we present the formulation of the methodology applied. We formulate the task to generate intercompany HENs as linear transport problem based on Cerda et al. (1983). Special attention is paid to aspects relevant for intercompany heat integration such as investments for pipes and heat losses. This is done by extending the model presented in Ludwig (2012). We furthermore extend the formulation of the transport algorithm presented by Cerda et al. (1983) in order to address time dependent load variations of the affected companies to a certain extent.

Second, we apply the model to evaluate a hypothetical case study which considers two plants with regard to the model extensions. Within that context we first validate our model based on thermodynamic considerations.

¹ Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Tel.: +49 721 6809 305, ali.aydemir@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de

We then execute sensitivity calculations in order to show how the model responds to factors relevant for intercompany heat integration. An extract of the analysis' results is given in Figure 1. Beginning from the top optimized HENs has been generated; first for a site consisting of one plant and then for a site consisting of two plants.

- **Cases 1 to 4**

Cases one and two represent an optimized HEN for a site with one plant and cases three and four for a site with two plants. First HENs only based on energetic considerations are generated for both sites in cases one and three. Then investments for heat exchangers are included additionally in cases two and four. Taking investments into account makes some configurations economic unfeasible and consequently in cases one and three more waste heat is utilized than in two and four.

- **Cases 5 to 7**

In cases five to seven also HENs for the same site with two plants are generated. Besides investments for heat exchangers additionally investments depending on distances are taken into account (e.g. for pipes). As a result less waste heat is utilized comparing the equivalent cases four and five. We then scale thermal loads of plant P1 up, so that again more waste heat is utilized (cf. case six). Finally we assume that the up scaled plant P1 also operates at part load and consider this in generating an optimized HEN. This consequently results in less waste heat utilized by the optimal HEN in case seven.

The results of the sensitivity analysis show that factors relevant for intercompany energy integration are addressed plausible.

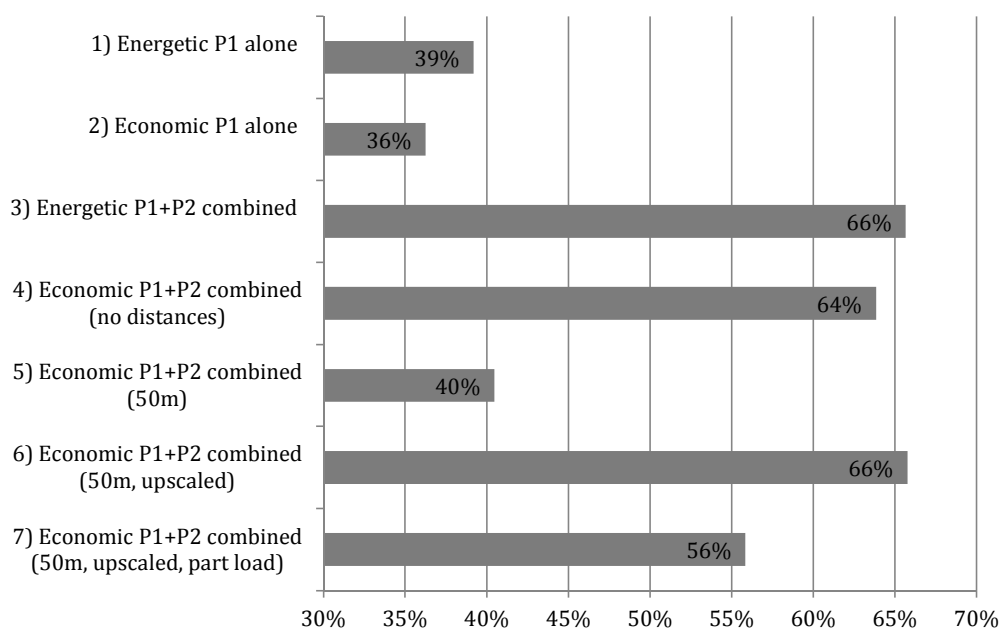


Figure 1: Sensitivity calculations: percentage of waste heat utilized in the HEN per case.

Outlook: Methodological framework to estimate energy saving potentials by heat integration

Finally, we present the methodological framework where the model presented before shall interact within. In the outlook it is presented how data gaps might be closed by a combination of top-down and bottom-up approaches and spatial analysis.

7.5.2 Dynamisierte Energiemanagement- und Effizienzsysteme in der energieintensiven, rohstoffverarbeitenden Industrie und deren Auswirkungen auf den Energiebeschaffungsprozess

Florian HOLZMANN¹, Gerhild HAFNER-HOLZMANN¹

Zusammenfassung

In der grundstoffverarbeitenden Prozessindustrie wird Energie in unterschiedlichster Form in hohem Maße verbraucht. Energieverbrauch ist hier direkt mit hohen Kosten verbunden. Zur Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit und zur Erreichung und Einhaltung gesetzlicher Vorgaben ist es für diese Betriebe wichtig, genaue, aktuelle sowie auch historische Zahlen für den Energieeinsatz zu erhalten um diese für Analysen, Planungen, Audits und Optimierungen zur Verfügung zu haben.

Die folgenden Punkte werden basierend auf Beispielen aus der Zement- und Stahlindustrie erläutert.

Gesetzliche Rahmenbedingungen

EU Energieeffizienzrichtlinie, Bundes-Energieeffizienzgesetzes, EN ISO 50001

Die EU hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2020 20% ihres Primär-Energieverbrauchs einzusparen und hat diese Maßnahme zu einem der fünf vorrangigen Schwerpunkte der Strategie Europa 2020 für ein intelligentes, nachhaltiges und integratives Wachstum gemacht.

Anforderungen an moderne Energiemanagementsysteme in der Schwerindustrie

Hocheffizienten Energieeinsatz durch Echtzeit SOLL/IST Gegenüberstellung

Hier muss durch die Analyse der historischen Daten in Kombination mit geplanten Aktionen oder Stillständen eine optimale Fahrplanerstellung und damit Umwelt- und Kostenoptimierung gesichert sein. Der wesentliche Fokus liegt neben der korrekten und ISO 50001 konformen Datenerfassung und Auswertung auf der Erstellung von Algorithmen zur realitätsnahen, parametrierbaren und dynamisierbaren Abbildung der jeweiligen Produktionsprozesse.

Zum Beispiel wird der Prozess der Zementproduktion von ca. 100.000 bis 150.000 Parametern bestimmt, welche als Variablen im elektronischen Leitsystem abgebildet sind. Der Großteil dieser Parameter ist allerdings nicht sichtbar sondern tritt nur im Falle einer Störung zu Tage. Für die verfahrenstechnische Prozesskontrolle sind ca. 1000 Parameter von Wichtigkeit. Hierbei besteht das Risiko der nicht-repräsentativen Produktionsdatenauswahl zur Umsetzung in approximative Algorithmen. Das heißt, im schlimmsten Fall lässt sich die Komplexität der Zusammenhänge nicht sinnvoll abbilden.

Stand der Technik

Die Erfassung von Prozessdaten und Leistungskennzahlen ist auch in konservativen Branchen heute Standard. Moderne Industriebetriebe sind in der Regel mit intelligenten Energiezählern – Smart-Metern – ausgestattet.

Dabei stehen Echtzeitdaten der Groß-, Sub- und Einzelnetze bzw. Verbraucher zur Verfügung und ermöglichen bei intelligenter Datensynthese eine – im Vergleich zu konventionellen Zählermodellen – effizientere Netz- und Ressourcensteuerung.

Zukünftige Erfordernisse für die Energieplanung und -beschaffung

- Kurzfristige, optimierte Prozessplanung basierend auf einer immer dynamischeren Auftragslage unter internationalem Kostendruck
- Behandlung von Verbräuchen und Erzeugnissen unterschiedlichster Medien

¹ MGS Software GmbH Wickenburggasse 32/1, 8010 Graz, Tel.: +43 676 844174-180, Fax: +43 316 711547-99, florian.holzmann@mgs.co.at

- Echtzeit- und prognostisches Energiemanagement und Planung des Energieverbrauches für stabile sowie dynamische Arbeitspunkte im Anlagenprozess in Abhängigkeit einer Vielzahl von frei konfigurierbaren Parametern wie Sortenwechsel, Produktwechsel, Produktionslinie, Anlagenwirkungsgrad (neu, alt), Anfahrprozesse, Einbrennprozesse, Wartungsvorgänge (geplante und ungeplante), etc.
- Fahrplananalyse und -synthese unter Berücksichtigung der direkten Auswirkungen der Prognose- und Fahrplangenauigkeit auf Energiekosten (wird beispielhaft erläutert anhand Daten eines bestehenden Systems).

Lösungsansätze

Durch die durchgängige Erfassung der ganzheitlichen Produktions-, ERP- und Energieverbrauchsdaten werden mittels Korrelation aus geeigneten Algorithmen entsprechende Leistungskennzahlen für die Verbrauchsprognose beziehungsweise den Energieeinkauf und -verkauf erstellt und einer entsprechender Verarbeitung und Darstellung zugeführt. Dabei werden nicht nur direkt erfassbare Energiezählerdaten genutzt sondern auch verfahrenstechnische Prozessparameter wie z.B.: Druck, Temperatur, usw. berücksichtigt.

7.5.3 Eine vergleichende Technologie-Bewertung mittels KPIs hinsichtlich der Erhöhung der Energieeffizienz am Fallbeispiel der Glasproduktion

Corina DORN¹, R. BEHREND¹, V. UHLIG¹, H. KRAUSE¹, D. TRIMIS²

Einführung

Die Bewertung innovativer industrieller Verfahren ist oft mit fehlerhaften Annahmen verbunden, da häufig Skaleneffekte außer Acht gelassen werden. So scheinen Großanlagen oft effizienter als neuentwickelte, innovative Technologien. Dies lässt sich besonders am Fallbeispiel der Glasindustrie sehr gut nachvollziehen. Der intensive Energieverbrauch, der die Glasproduktion kennzeichnet, ist oft mit einer geringen thermischen Effizienz konventioneller Anlagen verbunden, die dem Stand der Technik entsprechen. Aus diesem Grund wurde die innovative Mikrowellen-Beheizung als potentielle Ersatztechnologie für konventionell beheizte Glasschmelzwannen für das Fallbeispiel identifiziert und untersucht. Der vorliegende Beitrag zeigt die Auswirkungen bestehender Skaleneffekte sowie deren Bedeutung für einen umfassenden Technologie-Vergleich. Am Fallbeispiel der Glasproduktion wird diese Bewertung ausführlich erläutert und die Ergebnisse werden abschließend in einem Technologie-Portfolio zusammengeführt.

Methodik

KPIs bilden die wichtigsten Messdaten eines Prozesses ab, die für den wirtschaftlichen Erfolg eines Unternehmens maßgeblich sind. In Anlehnung an das SMART-Konzept weisen KPIs deshalb fünf wichtige Charakteristika auf: Spezifisch, messbar, anspruchsvoll, relevant und terminiert. Dadurch können KPIs aufschlussreiche Anlagenparameter quantifizieren und damit eine strategische Prozessbewertung gewährleisten. Aufbauend auf einer entwickelten KPI-Methodik werden die, für die Glasindustrie relevanten, operativen und ökologischen Prozesskennzahlen für einen wirksamen Technologie-Vergleich bestimmt. In Übereinstimmung mit dem SMART-Konzept werden wirtschaftliche KPIs außer Acht gelassen, da diese wirtschaftlichen und finanziellen Faktoren vorrangig auf einer höheren Entscheidungsebene innerhalb eines gesamten Unternehmens benötigt werden. Aufgrund der Tatsache, dass alle KPIs auch industriell angewendet werden, werden zudem die Einhaltung relevanter Standards sowie eine bessere Unterstützung des Produktionsmanagements gewährleistet.

Ergebnisse

Im Rahmen einer Fallstudie für die Glasproduktion wurde unter Berücksichtigung von innovativen mikrowellenbeheizten sowie konventionellen gasbefeuerten Prozessen ein Technologie-Vergleich durchgeführt. Zur Validierung des Vergleichs wurden industrielle Daten aus Literatur und Datenbanken sowie experimentelle Daten für den innovativen Mikrowellenprozess herangezogen. Unter Berücksichtigung der operativen KPIs und bestehender Skaleneffekte der untersuchten Anlagengrößen kann nachgewiesen werden, dass der Gesamtenergieverbrauch bis zu 50% durch die innovative Mikrowellen-Technologie im Vergleich zu konventionellen Anlagen ähnlicher Produktionsrate verringert werden. Das Emissionsminderungspotenzial durch die Mikrowellentechnologie konnte quantifiziert und nachgewiesen werden. Unter Berücksichtigung eines zukünftigen "grünen" Strom-Mix werden die Vorteile einer innovativen Ersatztechnologie weiter gesteigert. Diese Ergebnisse werden zusätzlich zu Visualisierungszwecken in ein Technologie-Portfolio überführt. Zwar reichen KPIs allein nicht aus, um die erforderlichen Herstellungsprozesse vollständig zu bewerten, da stets ein bestimmter Schwellenwert definiert werden muss. Dennoch ist der entwickelte Technologie-Vergleich mit Hilfe von KPIs ein wichtiger Ansatz zur Identifizierung und Quantifizierung von wichtigen Prozessparametern und bietet eine erhebliche Unterstützung für Entscheidungsprozesse hinsichtlich der Förderung innovativer neuer Technologien oder dem Ausbau bestehender konventioneller Technologien.

¹ Technische Universität Bergakademie Freiberg, Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik, Lehrstuhl für Gas- und Wärmetechnische Anlagen, 09599 Freiberg, Tel. +49 3731 39-4387, Fax: +49 3731 39-3940, corina.dorn@iwtt.tu-freiberg.de

² Karlsruher Institut für Technologie, Engler-Bunte-Institut, Verbrennungstechnik, 76131 Karlsruhe

7.5.4 Einfluss von Materialstrategieverbesserungen auf die industrielle Energienachfrage – Eine Modellierung für die deutsche Stahlindustrie

Andrea HERBST¹, Tobias FLEITER¹, Eberhard JOCHEM¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Bottom-up Energienachfragemodelle und deren Projektionen sind wichtige Werkzeuge im politischen Entscheidungsprozess und ihre Ergebnisse dienen oft als Basis für die politische und gesellschaftliche Diskussion. Somit trägt die Qualität dieser Ergebnisse enorm zum Erreichen (oder Nicht-Erreichen) der energie- und klimapolitischen Ziele bei. Oft wird das größte Augenmerk in der (bottom-up) Energienachfragemodellierung auf klassische Einsparoptionen wie Energieeffizienz, Brennstoffwechsel oder neue Technologien zur Reduktion der Energienachfrage und folglich der CO₂-Emissionen gelegt, während weitere wichtige Faktoren und Maßnahmen, wie zum Beispiel strukturelle Änderungen, Sättigungseffekte und Materialstrategieverbesserungen vernachlässigt werden.

Methodische Vorgehensweise

Bei dem hier vorgestellten Modellsystem handelt es sich um einen, in der Dissertation von Herbst (unv. Diss) entwickelten *hybriden Modellierungsansatz*, welcher das europäische bottom-up Energienachfragemodell FORECAST-Industry mit dem top-down makroökonomischen EU-Modell ASTRA verbindet und Projektionen bis 2035/2050 gestattet.

Besonderes Augenmerk wird hierbei auf die Transformation ökonomischer und demographischer Information aus dem makroökonomischen Modell ASTRA (BIP, Bevölkerung, Bruttowertschöpfung) in physische Treiber der Energienachfrage (produzierte Tonnen Oxygen-/Elektrostahl) gelegt, welche von dem bottom-up Modell als Input zur Berechnung der Energienachfrage benötigt werden. In der Modellierung wurden unterschiedliche methodische Ansätze (Materialflussmodellierung, Ökonometrie, partial-analytische Ansätze, Expertenbefragung) zusammengeführt, um eine detaillierte und transparente Modellierung von:

- **Intra-industriellem Strukturwandel**
Strukturelle Änderungen in der Zusammensetzung der Nachfrage, Trends zu höherer Wertschöpfung, Prozesswechsel von primärer zu sekundärer Produktionsroute, etc.
- **Schrottverfügbarkeit**
Rohstoff für die sekundäre Produktionsroute.
- **Zukünftiger sektor-spezifischer Materialstrategieverbesserungen**
Materialeffizienz, Materialsubstitution, intensivere Produktnutzung, Wiederverwendung,

und deren Auswirkungen zu ermöglichen. FORECAST-Industry berechnet dann auf Basis der physischen Produktionsprojektionen den technologiespezifischen Strom- und Brennstoffverbrauch der wichtigsten Industrieprozesse und ausgewählter Querschnittstechnologien der Stahlindustrie.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse von Herbst (unv. Diss) diskutieren die Einflüsse und Ausprägungen alternativer Strategien zur Reduktion des zukünftigen Energieverbrauchs in der Stahlindustrie (im Gegensatz zu den in der wissenschaftlichen Gemeinschaft intensiv diskutierten Energieeffizienzmaßnahmen) sowie zusätzlicher struktureller Stellschrauben. Gezeigt werden in diesem Konferenzbeitrag insbesondere die Effekte von Materialstrategieverbesserungen auf die Stahlnachfrage und -produktion und deren Einfluss auf die zukünftige Energienachfrage auf Prozessebene für Deutschland bis zum Jahr 2035.

¹ Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, {Tel.: +49 721 6809-439, andrea.herbst@isi.fraunhofer.de}, {Tel.: +49 721 6809-208, tobias.fleiter@isi.fraunhofer.de}, {Tel.: +49 721 6809-169, eberhard.jochem@isi.fraunhofer.de}, www.isi.fraunhofer.de/isi-de/e

Zusätzlich dazu werden Sensitivitäten für ausgewählte Modellparameter (mit Fokus auf die Materialflussmodellierung und den Energieverbrauch) diskutiert.

Die Resultate der Szenario-Modellierung Hohes-Wachstum zeigen deutlich, dass der Einfluss von „business-as-usual“ Materialstrategieverbesserungen zu einer klaren Reduktion des industriellen Energiebedarfs der Stahlindustrie in 2035 führen kann. Im Fall von Deutschland wurde eine Reduktion von -13%, das entspricht rund 30 TWh, ermittelt. In anderen Ländern sind diese Einsparmöglichkeiten durchaus noch höher, da sich die deutsche Stahlindustrie im Bereich Materialeffizienz und -substitution bereits in einer Vorreiterposition befindet. Herbst (unv. Diss)

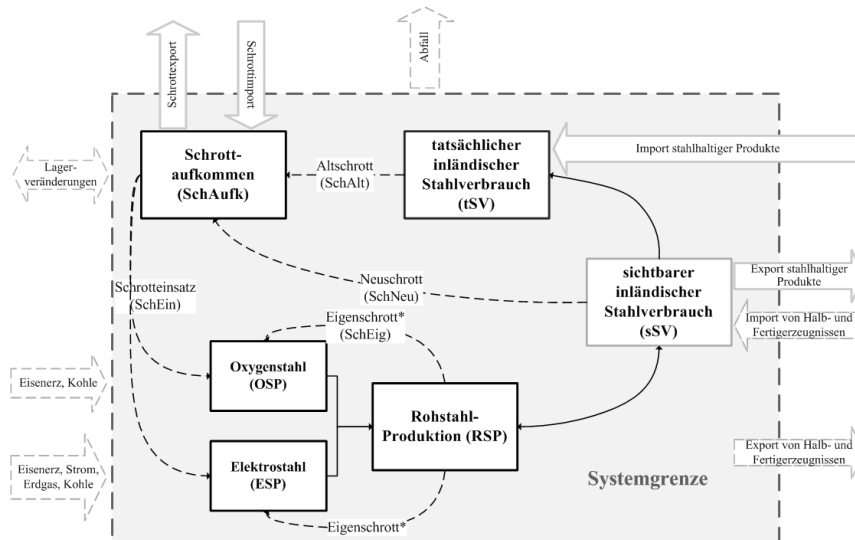


Abbildung 1: Vereinfachte Darstellung des entwickelten Materialflussmodells für die Stahlindustrie, Quelle: Herbst (unv. Diss).

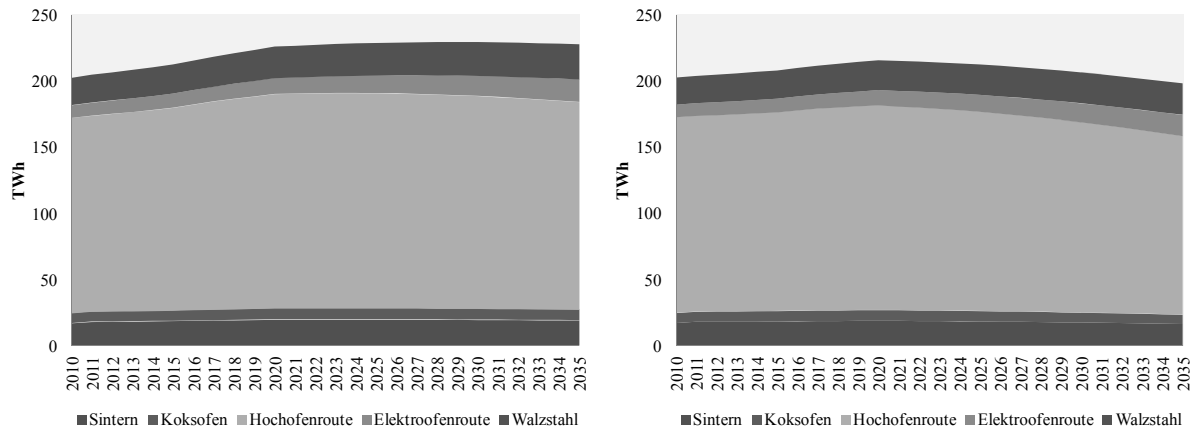


Abbildung 2: Energienachfrage in der deutschen Stahlindustrie - Hohes-Wachstum-Szenario Variante mit (rechts) und ohne (links) Materialstrategieverbesserungen Quelle: Herbst (unv. Diss).

Hinweis

Dieser Konferenzbeitrag basiert auf der bisher unveröffentlichten Dissertation von Andrea Herbst „Kopplung eines makroökonomischen Modells mit einem „bottom-up“ Energienachfrage-Modell für die Industrie – Eine Fallstudie für die Stahlindustrie“ an der Universität Flensburg.

Literatur

[1] Herbst Andrea (unv. Diss), Kopplung eines makroökonomischen Modells mit einem „bottom-up“ Energienachfrage-Modell für die Industrie – Eine Fallstudie für die Stahlindustrie. Dissertation an der Universität Flensburg zur Erlangung des Dr. rer. Pol. Referent: Prof. Dr. Olav Hohmeyer, Korreferent: Prof. em. Dr. Eberhard Jochem. Voraussichtliche Veröffentlichung 2016.

7.5.5 Renewable Energy (RE) for the Mining Industry – Case Studies, Trends and Developments, and Business Models

Kateryna ZHARAN¹

Abstract

Taking into account statistic of development of RE in the European Union, it is clear that RE has strong priority for government and society. The European Union concentrates on increasing the capacity of RE generation and consumption. It is reflected in the Directive on the promotion of the use of energy from Renewable Energy Sources. The specific objective of this paper is to explore contributions to the implementation of RE sources to the mining industry.

The analysis is conducted across two main categories: On one hand, the authors emphasize the proportion of RE in the ten most developed mining countries and the way how RE could be implemented for mining needs. The technological and economic possibilities and constrains for elaboration of hybrid energy system have been evaluated. On the other hand, the case studies for implementation of RE into the mining industry of some of the major mining countries such as Australia, Canada, South Africa and Chile are considered. The main criteria for a business model for the European mines are given.

The focus is based on the comparative analysis of mining hybrid energy operation systems in Australia, Canada, South Africa and Chile. The analyses proves that there are technological and economic perspectives for development of hybrid energy systems for penetration RE into the mining operational process. Consequently, the main findings concern the peculiarities of RE implementation for European mining companies. Moreover, the benefits for penetration of RE into mining are defined.

Introduction

The main issue of this paper on the penetration of RE into the mining industry has been raised in different studies. This issue attracts attention from both scientific experts and industrial decision-makers. Mining and metal processing are very energy-intensive processes. Since costs for traditional energy sources increase year by year, European mining companies are looking for new solutions for the substitution of fossil energy sources by renewables. The key point is that the costs of RE generation, grid connection and RE integration system and software for implementation to the mining sector deployment are equivalent to those fossil energy sources. However, the implementation of RE for mining needs still has a lot of constraints in European countries.

- What are the ten most important mining countries in the European Union and the proportion of RE in these countries?
- What are the technological possibilities for implementation of RE into the mining industry in the European Union?
- What are the case studies for penetration of RE into the mining industry in the some of the major mining countries as Australia, Canada, South Africa, Chile as well as Peru?

The overarching goal for the European Union is to intensify the development of renewable energy and bring it into the main energy-consuming industry.

The main goals for mining companies are:

- to get an economically attractive resource of energy for high daily level of energy consumption,
- to avoid resource intermittency in energy consumption,
- to evaluate technological possibilities for RE implementation by means of comparative analyses of the case studies from some of the major mining countries.

¹ Technische Universität Bergakademie Freiberg, Schloßplatz 1, 09599 Freiberg, Tel.: +49 15902 428125, eszharan@gmail.com, tu-freiberg.de

There are potential benefits of implementation of RE in mining:

- Reduction in fuel and electricity costs, including transportation costs;
- A secure and reliable energy system for the private sector;
- Reduced risk of power loss from supply disruptions;
- Enhanced economic competitiveness for the sector;
- Predictable energy costs, and therefore reduced risk from volatile and rising diesel prices;
- Reduction in carbon emissions and overall a less-polluting source of energy for the region;
- Opportunities to repurpose land used by the mining community;
- Growth in domestic renewable energy market;
- Opportunities for cooperation with neighboring industries.

7.5.6 Symbiose-4-IuG – Verschränkung der Energienetze bei Industrie- und Gewerbetunden

Christoph MAIER¹, Sabina BEGLUK¹, Markus HEIMBERGER¹,
Wolfgang GAWLIK¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Der weitere Ausbau regenerativer Erzeuger ist unumgänglich für die Erreichung der „2020 Ziele“ in Österreich [1]. Auf eine massive Erhöhung der erneuerbaren Einspeisung (insbesondere Windkraft und Photovoltaik) ist das bestehende Stromnetz jedoch aufgrund deren volatiler und nur bedingt steuerbarer Einspeisecharakteristik nicht vorbereitet. Die Möglichkeit bestehende Energieinfrastrukturen zu koppeln und dadurch Speicher- und Verschiebungspotenziale zu erzielen, kann hierbei Abhilfe schaffen.

Im Forschungsprojekt „Symbiose für Industrie und Gewerbe“ (Symbiose-4-IuG) wird daher die Rolle systemübergreifender, dezentraler Speicher- und Umwandlungstechnologien für vollständig regenerativ ausgebaute Modellregionen im Verteilnetz (Mittel- und Niederspannungsnetz) untersucht. Neben dem optimalen Einsatz und der Verortung der Energiespeicher und Umwandlungstechnologien, sollen die Möglichkeiten zur Kopplung der bestehenden Energieinfrastrukturen auf Verbraucherseite aufgezeigt werden. Dabei sollen insbesondere die Potenziale zur Verschränkung der Energienetze bei Industrie- und Gewerbetunden erhoben und deren Einsatz als Hybridspeicher untersucht werden.

Methodische Vorgangsweise

Das Forschungsprojekt baut auf den Erkenntnissen des Projekts „Symbiose“ [2] auf, welches zeigte, dass mit sinnvollem Speichereinsatz ein hoher Grad an erneuerbaren Erzeugern in das elektrische Netz integriert werden kann. Die Kopplung bestehender Energieinfrastrukturen ermöglichte eine deutliche Reduktion des Gesamtenergiebezugs aus übergeordneten Netzebenen. Die Verbrauchergruppen im Projekt Symbiose berücksichtigten allerdings nur das Verbraucherverhalten von Haushaltskunden und Landwirtschaft. Industriekunden und Gewerbe hingegen weisen ein spezifisches Verbrauchsverhalten auf, das sich wesentlich von der typischen Haushaltskundencharakteristik und dementsprechend der bezogenen Leistung und der genutzten Energiemenge unterscheidet. Ebenso liegt der Endenergieverbrauch in Österreich etwa beim 1,5-fachen des Haushaltsverbrauches [3]. Durch die Einbindung von Industriekunden und Gewerbe in die Region Stadt könnten größere Verschiebungspotenziale zwischen unterschiedlichen Energieformen (Strom, Gas und Wärme) erreicht werden. Abbildung 1 stellt die hierfür berücksichtigten Umwandlungspfade dar.

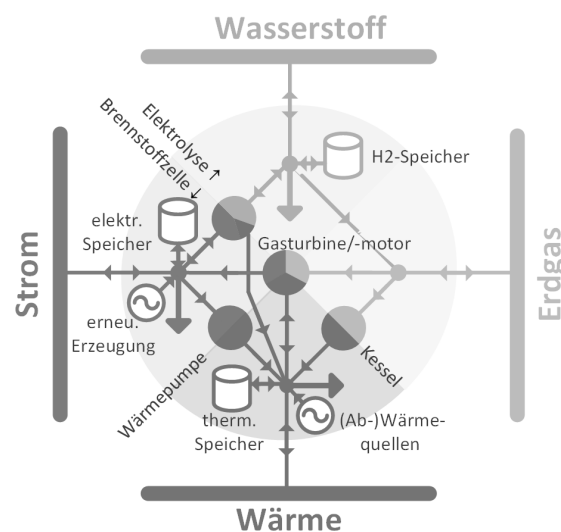


Abbildung 1: Mögliche Koppelungen der Energienetze bei Industrie- und Gewerbetunden.

¹ Technische Universität Wien, ESEA, Gußhausstraße 25/370-1, Tel.: +43 58801 370-142,
Fax: +43 58801 370-199, christoph.maier@tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

Zur Bestimmung des Nutzens der optimal dimensionierten und angeordneten Speicher- und Umwandlungstechnologien werden unterschiedliche Stakeholder (Netzbetreiber, Modellregion, Haushaltskunde und Industriekunde/Gewerbe) in der städtischen Modellregion in einem energieträgerübergreifenden Optimierungsmodell berücksichtigt. Mit dessen Hilfe sollen die Flexibilitätspotentiale zwischen den Energieträgern Strom, Gas und Wärme berechnet und Synergien zwischen den einzelnen Interessen der Stakeholder dargelegt werden. Ziel der Untersuchungen ist es, die regenerative Potentiale und den Energiebezug der Modellregion optimal und effizient zu nutzen.

Ziele und zu erwartende Ergebnisse

Das Projekt „Symbiose-4-luG“ startet im Januar 2016 und hat zum Ziel, zu zeigen,

- dass durch die Verschränkung von unterschiedlichen Energieträgern (Strom-, Gas- und Wärmesystem) im Energienetz und auf der Verbraucherseite eine höhere Gesamtenergieeffizienz und optimale Nutzung regenerativer Energieträger für die Region Stadt und deren Stakeholder realisiert werden kann.
- Wie groß der Bedarf an dezentralen Speichertechnologien bei einem vermehrten Einsatz der Umwandlungstechnologien für die Verschränkung bestehender Infrastrukturen und unter Berücksichtigung der Verschiebungspotentiale bei Gewerbe und Industriekunden ist.
- Welche Potentiale die Kopplung der Infrastrukturen für den Industrie- und Gewerbebereich heben kann.
- Wie sich die Verschränkung von unterschiedlichen Energieträgern auf den Netzbetrieb auswirkt.
- Welche Minderungspotentiale bei Importabhängigkeiten von fossilen Energieträgern und CO₂-Reduktionspotentiale sich durch die „Symbiose-4-luG“ Idee für die Stadt der Zukunft ergeben können.

Literatur

- [1] BMWFJ, „Nationaler Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich (NREAP-AT),“ 2010.
- [2] TU Wien, ESEA, „Symbiose - Endbericht“, 2014.
- [3] Umweltbundesamt, „Energieeinsatz in Österreich,“ http://www.umweltbundesamt.at/umweltschutz/energie/energie_austria/. [Zugriff am 14.01.2015].

Hinweis

Das Projekt „Symbiose-4-luG“ wird aus den Mitteln des BMVIT gefördert und im Rahmen des Programms „Stadt der Zukunft“ durchgeführt. Stadt der Zukunft ist ein Forschungs- und Technologieprogramm des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie. Es wird im Auftrag des BMVIT von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft gemeinsam mit der Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH und der Österreichischen Gesellschaft für Umwelt und Technik ÖGUT abgewickelt.

7.6 SYSTEM-INTEGRATION (SESSION F6)

7.6.1 Der Nutzen der Exergiekonzeption für das künftige Energiesystem

Heinz STIGLER¹, Udo BACHHIESL¹

Inhalt

Mit seiner Arbeit über „Die bewegende Kraft des Feuers“ hat der (recht jung verstorbene) französische Militäringenieur Sadi Carnot die Grundlage für den zweiten Hauptsatz der Wärmelehre und den Exergiebegriff gelegt.

Exergie ist die technische Arbeitsfähigkeit der Energie; der Rest ist Anergie.

Wir betreiben heute ein Energiesystem, bei dem exergetisch höchstwertige Primärenergieträger in zum Teil exergetisch recht niederwertige Energiearten umgesetzt werden.

In der unmittelbaren Nachkriegszeit wurden neben einer Energiebilanz auch eine Exergiebilanz und eine Wertflussbilanz erstellt. Damit wurde erreicht, dass neben der rein energetischen Betrachtung des Energiesystems auch die „Werthaltigkeit“ der einzelnen Energieträger im Energiesystem entsprechend berücksichtigt werden konnte.

In der Folge gab es mehrere Arbeiten, die die Effizienz der eingesetzten Energieträger erhöhen sollte wie unter anderem die Studie „Kraft-Wärme-Kopplung im Bereich der öffentlichen Versorgung“.

Relativ unabhängig davon gelang es, in Oberösterreich eine ganz bedeutende Wärmepumpeninitiative ins Leben zu rufen, die letztlich aus Exergie – unter Verwendung von Umweltwärme – ein Mehrfaches an Energie in Form von Niedertemperaturwärme lukriert.

Ein weiteres Konzept der Nutzung der in den Energieträgern enthaltenen Exergie besteht in den so genannten „Energiekaskaden“ – eigentlich müssten sie als „Exergiekaskaden“ bezeichnet werden. Diese temperaturgemäße Hintereinanderschaltung von Exergie-Nutzungsprozessen wird bereits heute in der Industrie soweit möglich angewendet. Die nunmehr angestrebte Verschränkung des Energiebedarfs von Industrie- und Gewerbebetrieben auf höherem Temperaturniveau mit dem Niedertemperaturbedarf für Heizung und Warmwasser von Gebäuden wird wohl vor allem in Städten möglich sein.

Die Voraussetzung für eine solche Integration von Energieverbrauchern mit unterschiedlichen Temperaturbedürfnissen sind entsprechende Raumplanungs- und Stadtplanungskonzeptionen.

Es sollte uns bewusst sein, dass die Erneuerbaren Energien Wasserkraft, Wind und Photovoltaik pure Exergie und keine niederwertige Energie entsprechend dem 1. Hauptsatz der Wärmelehre gewinnen.

Die Nutzung dieser erneuerbaren Energien benötigt wegen ihres volatilen Anfalls Speicherung, um zum Zeitpunkt des Bedarfs verfügbar zu sein. Dabei sollte grundsätzlich kein Exergieverlust eintreten, um die Wertigkeit des Energiegewinns bzw. Exergiegewinns nicht zu beeinträchtigen.

Insofern sollte die Speicherung des Stroms aus erneuerbaren Energien möglichst in exergetischer Form erfolgen. Hierzu bieten sich für große Energiemengen vor allem die Pumpspeicherung (mechanische Energie ist ebenfalls pure Exergie) an. Die Vorschläge der Speicherung in Form von Power-to-Gas sind aus exergetischer Sicht eher suboptimal.

Es ist wohl zielführend, („Überschuss-“) Exergieerzeugungen aus Wind, Photovoltaik usw. nicht in andere Energieträger umzuwandeln, sondern mit diesen volatil anfallenden „überschüssigen“ Exergiemengen andere exergetisch hochwertige Energieträger kurzfristig zu ersetzen, um diese – ohne Umwandlungsschritte – für spätere Verwendung zur Verfügung zu haben: ein einfaches, einleuchtendes Beispiel ist der Einsatz von Heizpatronen, mit dem der Einsatz von Erdgas z.B. für Warmwasserbereitung und Beheizung ersetzt wird.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7900, Fax: +43 316 873-107900, stigler@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

7.6.2 Wie viel kostet die nachhaltige energetische Kopplung zwischen Stadt und Industrie?

Katharina KARNER¹, Matthias THEISSING¹, Melanie ROGETZER¹,
Josef BÄRNTHALER²

Motivation und zentrale Fragestellung

Mehr als ein Drittel des Endenergiebedarfs wird in Österreich vom produzierenden Bereich verursacht. Aufgrund dessen wurde hier der Ansatz bei der Industrie gewählt, um die Energieeffizienz zu erhöhen und somit die Auswirkungen auf die Umwelt zu reduzieren. In diesem Betrachtungsansatz fungiert die Industrie als Energiequelle und die naheliegende Stadt als Energiesenke. Neuartig in diesem Zusammenhang ist, dass nicht nur HT-Abwärme sondern alle Energieströme seitens der Industrie betrachtet werden.

In den zuvor durchgeführten Untersuchungen konnte festgestellt werden, dass industrielle Energie ins städtische Energienetz integrierbar ist. Es konnten Synergiepotenziale zwischen Industrie und Stadt von bis zu 32% ermittelt werden. Schließlich bleibt eine zentrale Frage zu klären: Ist die Nutzung industrieller Energie wirtschaftlich umsetzbar?

Definition

Industrielle Energie beinhaltet sämtliche Abwärmeströme (über Abgas, Abluft, Konvektion, Strahlung und Wasser aus dem Betrieb abgeführt), sowie Energie gebunden in Reststoffen, und Dachflächen zur Gewinnung regenerativer Energie (PV, Solarthermie).

Methodische Vorgangsweise

Die ökonomische Analyse baut auf den Ergebnissen der Simulation und der ermittelten Synergiepotenziale auf. Zusätzlich werden Daten wie, Lebensdauer und spezifische Investitionskosten der einzelnen Komponenten und Marktpreise für Strom und Wärme recherchiert. Die ökonomische Analyse besteht aus drei Teilen:

Ökonomische Analyse nach VDI 2067

Die wirtschaftliche Analyse wird angelehnt an die VDI-Richtlinie 2067 durchgeführt und basierend auf der Annuitätenmethode.

Der erste Schritt beinhaltet die Ermittlung der Investitionskosten und die Berechnung der Annuität; im zweiten Schritt werden die jährlichen variablen Kosten ermittelt. Schließlich werden die jährlichen Einnahmen abgeschätzt. Die Berechnung wird für einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren durchgeführt. Hier werden die Kosten und Erlöse mit einer jährlichen Inflationsrate von 3% bewertet. Schließlich werden die Kosten den Einnahmen gegenübergestellt. Als Ergebnis erhält man die Amortisationszeit. Der letzte Schritt beinhaltet die Berechnung der Gestehungskosten für Strom bzw. Wärme.

Auswirkung von Förderungen

Der Einfluss von Förderungen wird zusätzlich betrachtet. Die Förderung erfolgt entweder in Form von Investitionsförderung oder mittels Einspeisevergütung.

Für wärmebezogene Investitionen sind Investitionsförderungen abhängig vom betrachteten Gegenstand von ca. 15% (z.B. Fernwärme) bis 35% (z.B. Abwärmennutzung) möglich [1]. Auf Grund dessen wird eine durchschnittliche Investitionsförderung von 20% angenommen. Für PV-Kraftwerke werden Einspeisetarife für Ökostrom laut OeMAG [2] vergeben.

¹ FH Joanneum Gesellschaft mbH, Werk-VI-Straße 46a, 8605 Kapfenberg, www.fh-joanneum.at, Tel.: +43 3862 33600-8364, Fax: +43 3862 33600-8381, katharina.karner@fh-joanneum.at

² Energieagentur Obersteiermark, Holzinnovationszentrum 1a, 8740 Zeltweg, Tel.: +43 3577-26664, Fax: +43 3577 26664-4, josef.baerenthaler@eao.st, www.energieagentur-obersteiermark.at

Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse betrachtet mögliche Auswirkungen auf die Gestehungskosten. Die Kosten für die Wärmerückgewinnungskomponenten (Wärmetauscher und Wärmepumpen), die Kosten für das Fernwärmenetz, die Kosten für die PV-Module, der Stromeinkaufspreis und der Zinssatz werden um $\pm 20\%$ verändert und die Auswirkungen auf die Gestehungskosten und die Amortisationszeit betrachtet. Auf Grund dessen werden die ermittelten Werte in einer Bandbreite angegeben.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Wärmebezogene Überlegungen zu einer Realisierung wären auch profitable ohne den Erhalt von Investitionsförderungen. Wärmegestehungskosten reichen 27-38 €/MWh und eine durchschnittliche Amortisationszeit von 7 Jahren kann ohne Förderung erreicht werden. Der Erhalt von einer 20%igen Investitionsförderung führt zu einer Reduktion von rund 6% der Wärmegestehungskosten. Es konnten keine Auswirkungen auf die durchschnittliche Amortisationszeit festgestellt werden.

Stromgestehungskosten reichen von rund 60 bis 91 €/MWh. Eine Implementierung von PV-Kraftwerken auf industriellen Dachflächen für die städtische Stromproduktion ist unter ohne den Erhalt von Einspeisetarifen nicht rentabel. Im Durchschnitt können keine Gewinne verzeichnet werden, was zu Amortisationszeiten weit über 30 Jahren führt. Die Zusage über eine Einspeisevergütung führt zu durchschnittlichen Amortisationszeiten von 12 Jahren. Mehr als drei Viertel der jährlichen Kosten wird durch Investitionen für PV-Module verursacht.

Die Wirtschaftlichkeit der Nutzung industrieller Energie hängt stark von den erwarteten Amortisationszeiten und den gewählten Betreibermodellen ab. Grundsätzlich stellt dieser Betrachtungsansatz eine neue Option in Verbindung mit dem Energieeffizienzgesetz dar. Die Nutzung industrieller Energie liefert einen Beitrag zur Erfüllung der Klimaschutzziele z.B. Reduktion der CO₂-Emissionen, Einsparung an Primärenergie, Reduktion der Abhängigkeit fossiler Energieträger und somit die Erhöhung der Versorgungssicherheit.

Literatur

- [1] Kommunalkredit Public Consulting GmbH. Alle Förderungen 2015. <http://www.umweltfoerderung.at/kpc/de/home/allefoerderungen/#energieversorgung> (accessed November 13, 2015).
- [2] OeMAG. Feed-in tariff photovoltaic 2015. <http://www.oem-ag.at/de/foerderung/photovoltaik/> (accessed October 28, 2015).

Danksagung

Die Arbeit wurde im Zuge des Projektes „Paradigmenwechsel im urbanen Energiesystem durch Synergiepotenziale mit der Industrie (Projektnummer 845219)“, welches von der FFG gefördert wurde, durchgeführt.

7.6.3 Methodikentwicklung zur koordinierten Nutzung oberflächennaher Erdwärme in urbanen Räumen am Beispiel der Modellregion Graz

Johanna PUCKER¹, Kurt KÖNIGHOFER¹, Gunnar DOMBERGER¹,
Till HARUM¹, Ernst MEISSNER², Julia TARTLER²

Einleitung

Durch zahlreiche Wärmequellen in Stadtgebieten (z.B. Abwärme städtischer Bebauungen im Untergrund) kommt es zu einer Aufwärmung des Grundwassers und des Untergrunds („subsurface heat island“). In manchen Fällen ist die Aufwärmung bereits so hoch, dass negative Auswirkungen auf die Trinkwasserqualität möglich sind. Andererseits stellt diese Aufwärmung des Untergrunds ein Potenzial für die geothermische Wärme- und Kältenutzung dar. Bei entsprechender Nutzung (z.B. Wärmeentzug für Heizzwecke) kann ein Abkühlereffekt des Untergrunds erzielt werden. Vor allem in urbanen Gebieten besteht das Problem, dass eine unkoordinierte Nutzung durch zahlreiche kleine Einzelanlagen sehr rasch zu einer gegenseitigen Beeinflussung und somit zu einer ineffizienten Bewirtschaftung führen kann.

Das Projekt Manage_GeoCity hat deshalb zum Ziel anhand der Modellregion Graz eine Methodik für eine koordinierte Nutzung und Bewirtschaftung oberflächennaher Erdwärme für Wärme- und Kühlanwendungen in urbanen Räumen zu entwickeln. Dabei werden Grundwasserströmungen, unterschiedliche geothermische Verhältnisse des Untergrundes, Wärme- und Kühlbedarf, Wärmeeintrag von Solar- und Abwärme und die Möglichkeiten der saisonalen Speicherung von Wärme im Untergrund berücksichtigt.

Methodik

Die Entwicklung der Methodik erfolgt am Beispiel der Modellregion Graz. Für die Modellregion werden unterirdische Gunstzonen für oberflächennahe Erdwärme ohne Wasserentnahme, grundwasserbürtige Erdwärme und deren Kombinationen ausgewiesen.

In diesen Gunstzonen werden Fallbeispiele identifiziert, für die eine Wärme- und Kühlbedarfsanalyse durchgeführt wird. Das vorliegende Wärme- und Kältepotenzial des Untergrunds wird dem Wärme- und Kühlbedarf gegenübergestellt und die Möglichkeiten saisonaler Wärmespeicherung untersucht. Die Fallbeispiele werden technisch, ökonomisch und ökologisch bewertet und für ausgewählte Anwendungsgebiete in den Gunstzonen hochgerechnet.

Für die Anwendungsgebiete werden Simulationen durchgeführt. Diese verwenden ein auf ein bestehendes instationäres Grundwasserströmungsmodell aufgesetztes Wärmehaushaltsmodell. Dabei wird die Beeinflussung der Untergrundtemperaturen durch Wärmeentnahme und -speicherung in den Gunstzonen analysiert. Ein zentrales Thema ist, ausgehend von der thermischen und wasserwirtschaftlichen Bestandssituation, die Analyse der diesbezüglichen Verbesserungsmöglichkeiten und eine Nutzungsoptimierung.

Die anhand der Modellregion Graz zu entwickelnde Methodik beinhaltet eine Vorgehensweise zur verbesserten Umsetzung und Nutzungsoptimierung von Erdwärmeprojekten anhand von Kriterien/Indikatoren für den Untergrund, die energetische Nutzung und Randbedingungen (wie Bebauungspläne, Wasserqualität). Die zugrundeliegende Systematik wird so flexibel gestaltet, dass sie auf andere urbane Räume übertragen werden kann.

¹ Joanneum Research Forschungsgesellschaft, Leonhardstraße 59, 8010 Graz, www.joanneum.at,
{Tel.: +43 316 876-1433, johanna.pucker@joanneum.at},
{Tel.: +43 316 876-1324, kurt.koenighofer@joanneum.at},
{Tel.: +43 316 876-1343, gunnar.domberger@joanneum.at},
{Tel.: +43 316 876-1372, till.harum@joanneum.at}

² Grazer Energieagentur GmbH, Kaiserfeldgasse 13/I, 8010 Graz, www.grazer-ea.at,
{Tel.: +43 316 811848-15, meissner@grazer-ea.at},
{Tel.: +43 316 811848-20, tartler@grazer-ea.at}

Erwartetes Projektergebnis & Zwischenergebnisse

Das erwartete Projektergebnis ist eine Methodik für die koordinierte Nutzung und Bewirtschaftung oberflächennaher Erdwärme für Wärme- und Kühlanwendungen in urbanen Räumen, die die Grundlage für zukünftige Nutzungs- und Bewirtschaftungspläne für Städte und Stadtgebiete bildet.

Im vorliegenden Beitrag werden Zwischenergebnisse des Projektes präsentiert, die die Basis für weitere Arbeiten zur Erstellung der Methodik und der Untersuchung von gegenseitigen Beeinflussungen verschiedener Nutzungsmöglichkeiten darstellen. Die Zwischenergebnisse beinhalten einen Überblick zu Systemen zur Nutzung und Speicherung erneuerbarer Energie im Untergrund, die Darstellung unterirdischer Gunstzonen in der Modellregion Graz, Kriterien zur Identifikation von Fallbeispielen in den Gunstzonen und eine Übersicht über die erhobene Datenbasis zur Bestimmung des Wärme- und Kältebedarfs der Fallbeispiele.

Hinweis

Die Inhalte dieses Beitrags werden im Rahmen des Projektes „Manage_GeoCity“ der 2. Ausschreibung Stadt der Zukunft erarbeitet. Stadt der Zukunft ist ein Forschungs- und Technologieprogramm des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie. Es wird im Auftrag des BMVIT von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft gemeinsam mit der Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH und der Österreichischen Gesellschaft für Umwelt und Technik ÖGUT abgewickelt.



7.6.4 Regionale Wertschöpfungseffekte von Wärmeversorgungssystemen

Maria GRÖGER¹, Theresa WEINSZIEHR¹, Thomas BRUCKNER^{1,2}

Motivation und zentrale Fragestellung

Der Transformation kommunaler Energiesysteme zu einer CO₂-neutralen Energieerzeugung stehen verschiedene Wärmeversorgungsmaßnahmen zur Verfügung. Kernelemente dieser Restrukturierung sind der Ausbau der erneuerbaren Energien und eine verbesserte Umwandlungseffizienz – insbesondere durch den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Aber auch Wärmenetze spielen in diesem Kontext eine wichtige Rolle. Zur Bewertung der verschiedenen Formen der dezentralen und zentralen Energieversorgung werden bislang ökonomische und ökologische Kriterien herangezogen. Dabei ist es nicht immer offensichtlich, welche Technologieauswahl der anderen vorzuziehen ist, denn diese Entscheidung hängt maßgeblich vom Blickwinkel der Akteure ab. Während die einen die Reduzierung des Emissionsausstoßes priorisieren, konzentrieren sich andere vielmehr auf die Wirtschaftlichkeit des Versorgungssystems. Insbesondere öffentliche Unternehmen wie die kommunalen Energieversorger stehen häufig vor der Herausforderung zwischen ökonomischen, ökologischen und sozialen Zielen abzuwägen. Regionale Wertschöpfungseffekte können als Indikator der sozialen Komponente dienen.

Diese Effekte umfassen in diesem Artikel die Schaffung und Erhaltung von regionalen Arbeitsplätzen, die kommunalen Steuereinnahmen, die Gewinne lokal ansässiger Unternehmen sowie die lokalen zusätzlichen Einkommen. Da es zurzeit nur wenige Studien zur regionalen Wertschöpfung gibt [1-4], liegen noch keine standardisierten Methoden für die Berechnung dieser – für Energieeffizienzprojekte im Allgemeinen und konkreten Versorgungsoptionen im Besonderen – vor.

Methodik

Dieses Paper präsentiert einen Forschungsansatz zur Bewertung der Wertschöpfungseffekte von Wärmeversorgungsoptionen. Basierend auf einer Fallstudie für ein Altstadtquartier einer kleinen Mittelstadt werden im Rahmen einer Szenarioanalyse die Wertschöpfungseffekte (1) der flächendeckenden dezentralen Versorgung mittels erdgasbefeuertem Brennwertkessel, (2) der flächendeckenden Fernwärmeversorgung aus KWK-Anlagen sowie (3) der Mischversorgung des Untersuchungsgebietes bewertet.

Ausgehend von den georeferenzierten Gebäudedaten des Fallbeispiels werden mit Hilfe des Modells DESCoM (De-Centralized Energy Supply Conception Model) [5] die levelized cost of energy (Investitions-, Betriebs- und Brennstoffkosten einschließlich Erlösen) der Versorgungsvarianten in allen drei Szenarien berechnet. Darauf aufbauend wird die regionale Wertschöpfung für die drei Szenarien anhand der ökonomischen Kennziffern Arbeitsplatzeffekte, kommunale Steuereinnahmen, Gewinne lokal ansässiger Unternehmen sowie lokale zusätzliche Einkommen ermittelt und miteinander verglichen.

Ergebnisse

Das Paper vergleicht verschiedene Pfade der kommunalen Energiesystementwicklung durch zentrale und dezentrale Wärmeversorgungstechnologien. Es zeigt auf, wie regionale Wertschöpfungseffekte gemessen und bewertet werden, um sie in die Entscheidungsfindungsprozesse städtischer Planungsentscheidungen einzubeziehen.

Im Ergebnis werden die regionalen Wertschöpfungseffekte für die Versorgungsoptionen aufgezeigt. Diese werden der Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen (Kosten) sowie der ökologischen Zielstellung (CO₂-Emissionen) gegenübergestellt. Die gewonnenen Informationen unterstützen die Planung einer nachhaltigen kommunalen Energieversorgung.

¹ Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, Grimmaische Straße 12, 04109 Leipzig, Tel.: +49 341-97-33522, Fax: +49 341-97-33538, mgroeger@wifa.uni-leipzig.de, www.wifa.uni-leipzig.de/iirm/energiemanagement

² Fraunhofer-Zentrum für Internationales Management und Wissensökonomie, Abteilung Nachhaltigkeitsmanagement und Infrastrukturökonomie, Neumarkt 9-19, 04109 Leipzig

Es kann aufgezeigt werden, dass die Ergebnisse in hohem Maße durch unsichere Eingangsgrößen beeinflusst werden, wie die zukünftige Energieträgerpreisentwicklung oder die siedlungsstrukturellen Rahmenbedingungen (z. B. die Wärmebedarfsdichte im Versorgungsgebiet). Weiter wird deutlich, dass eine Standardisierung der Wertschöpfungsberechnung zwingenderweise mit starken Vereinfachungen einhergehen muss.

Referenzen

- [1] FINUS, O.; LAUERBURG, K.; PIETZ, C.; SCHAUBT, M.: Kommunale Investitionen in Erneuerbare Energien – Wirkungen und Perspektiven. Wissenschaftlicher Endbericht. Institut für angewandtes Stoffstrommanagement Deutsche Umwelthilfe e.V. (Hrsg.) Birkenfeld, Radolfzell, 2013.
- [2] HIRSCHL B.; ARETZ, A.; PRAHL, A.; BÖTHER, T.; HEINBACH K.; PICK, D.; FUNKE, S.: Kommunale Wertschöpfung durch erneuerbare Energien. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IöW), Berlin. No. 196/10. 2010.
- [3] WEIß, J.; PRAHL, A.; NEUMANN, A.; SCHRÖDER, A.; BETTGENHÄUSER, K.; HERMELINK, A. ET AL.: Kommunale Wertschöpfungseffekte durch energetische Gebäudesanierung (KoWeG). Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IöW), Berlin, 2014.
- [4] WEINSZIEHR, T.; GRÖGER, M.; VERHOOG, M.; BRUCKNER, T.: Multiple benefits as incentive for municipal climate mitigation efforts? The case of a German shrinking and aging middle size city, in: eceee proceedings 2015 Summer Study, 2015, S. 487-497.
- [5] GRÖGER, M.; VERHOOG, M.; WEINSZIEHR, T.; BUCHMANN, C.; GRUNERT, P.; BRUCKNER, T.: Integrierte Modellierung urbaner Energiesysteme. In: CHRISTEN, G.; HAMMAN, P.; JEHLING, M.; WINTZ, M. (Hrsg.): Systèmes énergétiques renouvelables en France et en Allemagne, analyse socio-économique, synergies et divergences. Editions Orizons, Paris, 2014, S. 253-275.

7.6.5 Einsatz von Phasenwechselmaterialien im Hochtemperaturbereich

Daniela DOMMEL¹, Clemens SCHMETTERER¹, Patrick J. MASSET¹

Inhalt

Der weltweit stetig steigende Energiebedarf erfordert einen zunehmenden Ausbau der regenerativen Energien um die Sicherung einer stabilen Energieversorgung zu gewährleisten. Da regenerative Energien meteorologischen Faktoren unterliegen, müssen verschiedene Lösungskonzepte zum Ausgleich von Energieerzeugung und -verbrauch angewendet werden.

Energiespeicher ermöglichen es, Energie flexibel zum Ausgleich von zeitlichen (meteorologisch abhängigen) Lastspitzen und Lastschwankungen zu speichern. Hierbei können bei sonnen- oder windreichen Zeiten Lastspitzen abgenommen, gespeichert und bedarfsgerecht ins Netz eingespeist werden. Neben den derzeit verfügbaren Technologien wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke, Kondensatoren oder Batterien, kann Überschussstrom in Form von Wärme in Hochtemperaturspeichern gesichert werden. Der Einsatz von Phasenwechselmaterialien (PCM) in Wärmespeichern bietet die Möglichkeit Wärme zu speichern. Hierbei ist die Dauer der Speicherung von Phasenwechselmaterial abhängig und kann bis zu mehrere Wochen betragen. PCM besitzen heutzutage ein breites Anwendungsfeld, vom Einsatz in Baustoffen über Latentwärmespeicher bis zur Verwendung als Funktionsmaterial in Kleidung. Während des Phasenwechsels wird Energie in Form von Schmelzwärme gespeichert. Als Phasenwechsel werden Schmelzpunkte von Reinstoffen oder z.B. eutektische Mischungen verwendet. Beim Aufheizen wird Energie vom PCM praktisch isotherm aufgenommen und als Latentwärme (Schmelzwärme) gespeichert. Beim Abkühlen findet der umgekehrte Vorgang statt – hier wird Energie ebenso praktisch isotherm zur Nutzung freigesetzt. Wärmespeicher können eine breite Anwendung in Gebieten der Fertigung mit einem hohen Wärmebedarf finden. Hierzu zählen unter anderem die Branchen der chemischen Industrie, der Metallverarbeitung, der Herstellung von Glas oder die Zementindustrie.

Methodik

In diesem Beitrag werden aktuelle Entwicklungen im Bereich der Wärmespeichermaterialien gezeigt, deren Anforderungen erläutert und die materialwissenschaftlichen Fragestellungen sowie deren Lösungen diskutiert. PCM und deren Verkapselung müssen verschiedenen Parametern standhalten und bedarfsgerechte Eigenschaften erfüllen. Das PCM muss neben einer hohen Korrosion- und Langzeitstabilität, einen geringen Unterkühlungseffekt, eine geringe Volumenänderung und eine hohe Energie bzw. Leistungsdichte besitzen. Hierzu ist eine geeignete Verkapselung zu wählen, welche das PCM stabilisiert und mechanischen, chemischen und thermischen Bedingungen standhält. Um diese Bedingungen zu erfüllen werden PCM zahlreichen Tests unterzogen, wie dem DSC-Verfahren (Differential Scanning Calorimetry), der DTA-Analyse (Differential Thermal Analysis) oder der T-History-Methode. Die Verkapselung wird neben Druckfestigkeits- und dynamischen Belastungstests auch Korrosionstests unterworfen. Anhand der Untersuchung kann eine Aussage über die Einsatzfähigkeit eines PCM und dessen Verkapselung in verschiedenen Anwendungsfeldern getroffen werden.

Ergebnisse

Anhand spezifischer Untersuchungen von PCM in einem dafür konzipierten Messstand, besteht die Möglichkeit die Wärmeübertragung des PCM auf die Umgebung zu modellieren und somit nachzustellen. Hierbei werden die Wärmeübertragungsraten von Nitraten und Hydroxyden in einer metallischen Verkapselung näher betrachtet. Dies ermöglicht für eine spätere Verwendung, die Wärmeaufnahme bzw. Wärmeabgabe durch das PCM auf die Umgebung nachzubilden.

¹ Fraunhofer UMSICHT, An der Maxhütte 1, 92237 Sulzbach-Rosenberg, Tel.: +49 966 190-8471, {Tel.: +49 966 190-8475, daniela.dommel@umsicht.fraunhofer.de}, {Tel.: +49 966 190-8481, clemens.schmetterer@umsicht.fraunhofer.de}, {Tel.: +49 966 190-8472, patrick.masset@umsicht.fraunhofer.de}, www.umsicht-suro.fraunhofer.de

7.6.6 Verwendung von Zeolith/ CaCl_2 Kompositmaterialien für die Langzeitspeicherung von thermischer Energie

Daniela MEITNER¹, Lukas VON BERG¹, Harald RAUPENSTRAUCH¹

Speicherung von thermischer Energie

Durch die Einführung der 20-20-20 Ziele der EU im Dezember 2008 sind alle Mitgliedsstaaten der Europäischen Union dazu verpflichtet worden, Energieeinsparmaßnahmen auf nationaler Ebene einzuführen. Einer der Hauptaspekte ist dabei die Reduktion des Energieverbrauches in allen Sektoren. Dies bedeutet, dass sich auch der Sektor „Private Haushalte“ an den Einsparmaßnahmen beteiligen muss. Insgesamt nimmt dieser Sektor einen Anteil von 30% des Gesamtenergieverbrauches in Österreich (lt. Statistik Austria) ein.

Der Energieverbrauch dieses Sektors setzt sich aus elektrischer und thermischer Energie zusammen. Dabei wird die thermische Energie hauptsächlich für die Kühlung, Heizung und die Warmwasserbereitstellung verwendet. Der Markt für die Bereitstellung von thermischer Energie ist mittlerweile sehr groß und umfasst neben fossilen Energieträgern auch erneuerbare Energien. Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien kommt es zu einer Reduktion des CO_2 -Ausstoßes durch Heizungsanlagen. Um den Ausstoß weiter verringern zu können, muss die Energie der Sonne effektiver genutzt werden.

Genau dieser Ansatz ist der Mittelpunkt der Forschung im Projekt NovelSORP (FFG-Projekt). Das Grundkonzept sieht vor, dass die Sonnenenergie im Sommer gespeichert wird und bei Gebrauch zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgegeben werden kann. Die Technologie dahinter ist die Speicherung von thermischer Energie über Sorption. In vielen vorangegangenen Projekten ist dies bereits mit unterschiedlichen, synthetisch hergestellten, Sorptionsmaterialien versucht worden. Diese synthetischen Sorptionsmaterialien sind in der Anschaffung sehr teuer (30 €/ kg siehe ZeoTech – www.zeo-tech.de) und außerdem sind sie für den industriellen Gebrauch (hohe Desorptionstemperaturen) ausgelegt. Aus diesen Gründen konnte ein wirtschaftlicher interessanter Einsatz im Wohnbau nicht realisiert werden.

Um dieses wirtschaftliche Problem zu lösen, wird versucht die Speicherung von thermischer Energie über Sorption mit natürlichen Sorptionsmaterialien zu realisieren. Natürliche Zeolithe können bergmännisch abgebaut und großtechnisch weiterverarbeitet werden. Da diese aber eine geringere Speicherdichte als synthetisch hergestellte Zeolithe besitzen, wird versucht, die Speicherdichte des Materials durch die Kombination mit hygroskopischen Salzen zu verbessern. Im Zuge des laufenden Projektes wird als Sorptionsmaterial ein Komposit aus Zeolith und CaCl_2 eingesetzt.

Die Ziele des Projektes NovelSORP kombinieren die Beschreibung des Komposites und die Planung einer effektiven Gesamtanlage für die Nutzung von solarer Energie in privaten Haushalten.

¹ Montanuniversität Leoben, Franz-Josef Straße 18, 8700 Leoben, +43 3842-402, www.unileoben.ac.at,
{daniela.meitner|harald.raupenstrauch}@unileoben.ac.at,
{lvb@gmx.at}

8 STREAM G: MOBILITÄT

8.1 ALLGEMEINE MOBILITÄT (SESSION G1)

8.1.1 Portfolio Assessment of Sustainability Interventions for Mobility using an Energetic Model of the Swiss Transportation Sector

Lukas KÜNG¹, Gil GEORGES¹, Konstantinos BOULOUCHOS¹

Hintergrund zum Mobilitätssystem in der Schweiz

Um die Energiewende in der Schweiz zu realisieren ist es eminent, dass auch der Transportsektor seinen Beitrag leistet, da gemäß dem Bundesamt für Statistik rund ein Drittel der nationalen Gesamtemissionen auf Mobilitätsanwendungen zurückgeht. Hauptursache dafür ist die zentrale Rolle fossiler Treibstoffe, die 96% des Endenergiebedarfs des Sektors ausmachen. Darüber hinaus ist die Nachfrage nach Mobilitätsdienstleistungen stark wachsend – und das quasi ungebrochen seit 30 Jahren.

Unter Anbetracht der hohen Anteile an Wasserkraft (60%) und Atomkraft (35%) im Schweizer Durchschnittstrommix scheint die flächendeckende Antriebselektrifizierung eine interessante Option. Dem gegenüber steht aber eine große Unsicherheit über den Zeitplan und die Konsequenzen des wenigstens formal beschlossenen Atomausstiegs. Die Nachhaltigkeit der Elektromobilität (im weitesten Sinne, also inklusive Brennstoffzellenfahrzeuge und Plug-in Hybride) ist aber an eine tiefe CO₂-Intensität der Stromproduktion geknüpft. Deshalb ist es fraglich ob die Substitution der Antriebstechnologie alleine ausreicht um die ambitionierten Ziele der schweizerischen Energiegesetzgebung zu erreichen.

Aus planerischer Sicht bieten sich diverse Alternativen: von der Detailoptimierung bestehender Technologien über fördernde oder lenkende Umstrukturierung der Nachfrage bis hin zur kompletten Neudefinition der Verkehrswirtschaft (z.B. mobility as a service). Diese erdenklichen Interventionen unterscheiden sich vor allem in Bezug auf ihr zu erwartendes CO₂- und Energiemigrationspotential, die damit verbundenen Kosten / Nutzen, sowie den Grad der Unschärfe mit der sich diese Erwartungswerte bestimmen lassen.

Methodik

Die Analyse eines solchen Interventionsportfolios erfordert eine gesamtsystemische Betrachtung. In der Gruppe Energiesysteme am ETHZ-LAV entwickeln wir dazu einen für die Mobilität geeigneten methodischen Ansatz, der den gesamten Mobilitätssektor und das damit verbundene Energiesystem abdeckt. Das Modell bildet die Energieflüsse im Gesamtsystem ausgehend von Bewegungen von Einzelpersonen, -waren und -fahrzeugen auf individueller Basis ab. Dabei werden die Konversions- und Austauschprozesse zwischen einzelnen Antriebskomponenten sowie der Energieinfrastruktur örtlich und zeitlich aufgelöst. Damit lässt sich der Einfluss von Interventionen sowohl auf die Nachfrage, die Fahrzeug- und Antriebstechnologie sowie das Energiesystem selbst gegenüber dem aktuellen System beziffern.

Eine Intervention ist dabei eine was-wäre-wenn Betrachtung einer möglichen Modifikation des aktuellen Zustands. Diese Resultate sagen noch nichts zum realisierbaren Potential aus, zeigen aber Möglichkeiten auf. Sie bilden eine allgemeine Grundlage zur Diskussion und können als Hilfestellungen zur strategischen Ausrichtung verwendet werden.

Beispielinterventionen

Die unten aufgeführten und in Abbildung 1 dargestellten Beispielinterventionen zeigen die Verwendbarkeit dieses Modellierungsansatzes. Es sind drei Interventionen auf der Nachfrageseite und eine technische Intervention dargestellt. Die Resultate sind die individuellen CO₂-Einsparungspotentiale in Abhängigkeit der nötigen zu investierender elektrischer Energie ins Gesamtsystem.

¹ ETH Zürich, Sonneggstraße 3, 8092 Zürich, Tel.: +41 44 633-8566, lukas.kueng@lav.mavt.ethz.ch

- (1) Die erste Intervention (blau) zeigt das mögliche CO₂-Reduktionspotential, wenn man die Bevölkerung überzeugt alle Strecken kürzer als 5 km anstelle des PKWs mit dem Fahrrad zurückzulegen. Einen zusätzlichen elektrischen Energieaufwand gibt es nicht. Das realistische Potential (Stern) ist relativ gering, da gewisse Hürden wie Wetter und Fitness (ausgedrückt über Altersklassen) sich negativ äußern.
- (2) Verwendet man anstelle von konventionellen Fahrrädern e-Bikes (grau), lassen sich nicht nur längere PKW Strecken ersetzen (hier z.B.: 10 km), sondern auch die individuelle Fitness und Topologie spielen eine untergeordnete Rolle. Jedoch benötigt man elektrische Energie für das System
- (3) Überzeugt man die Pendler welche mit dem Auto in die fünf Kernstädte der Schweiz unterwegs sind auf die Bahn umzusteigen, erhält man die grüne Linie. Sie ist deutlich flacher, man benötigt somit mehr elektrische Energie um dieselbe CO₂-Reduktion zu erhalten wie mit den beiden vorherigen Interventionen.
- (4) Die rote Linie beschreibt das Potential der Umrüstung aller Lieferwagen (nicht schwerer als 3500 kg) mit Brennstoffzellen-Antrieben. Da dies eine technische Intervention ist, befindet sich das realistisch realisierbare Potential am oberen (rechten) Ende der Gerade, da es keine Frage von Akzeptanz oder Verhalten sondern von Wirtschaftlichkeit bzw. Rentabilität ist. Die Wasserstoffbereitstellung bedingt einen erheblichen energetischen Mehraufwand.

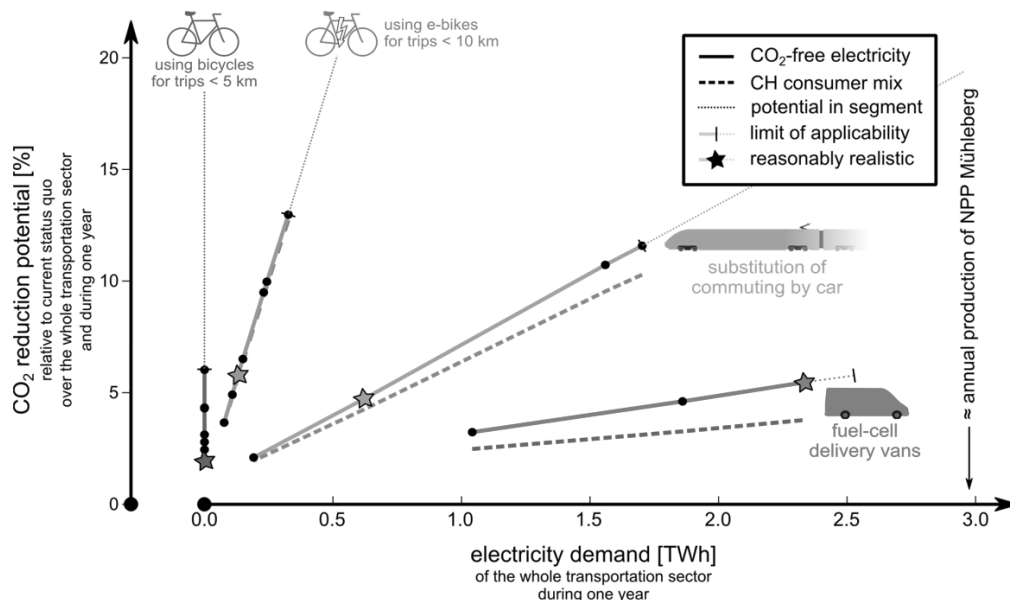


Abbildung 1: Zusammenstellung von vier Interventionen; Grafik stellt CO₂-Reduktionspotential als Funktion der zu investierender elektrischer Energie dar.

Verwendete Daten: [ARE/BFS] Mikrozensus Mobilität und Verkehr 2010 / LWE 2013.

Das Beispiel in Abbildung 1 zeigt vorläufige Resultate aus unseren Bestrebungen hin zu einer gesamtsystemischen Modellierung. Nächste Schritte sind die Integration eines am LAV entwickelten energiesystemischen Modells, sowie die Formulierung weiterer Interventionen.

8.1.2 Energieeffizienz von Heizung, Lüftung und Kühlung (HLK) im öffentlichen Verkehr

Franz SIDLER¹, Urs-Peter MENTI¹, Eveline THALER¹, Peter OELHAFEN²

Ausgangslage

In Schienenfahrzeugen und Trolleybussen werden zwischen 20% und 40% der Energie für Heizen, Lüften und Kühlen (HLK) verbraucht. Während bei der Traktion trotz großer Bestrebungen nur noch vergleichsweise geringe Effizienzfortschritte möglich sind, werden im Bereich der HLK große und gleichzeitig einfach realisierbare Potenziale vermutet. Im Forschungsprojekt werden Maßnahmen ausgearbeitet, um diesen Energieverbrauch bei mindestens gleich bleibendem Komfort zu reduzieren.

Methodik

Der Energieverbrauch für die HLK von verschiedenen Schienenfahrzeugen unterschiedlicher Betreiber in der Schweiz (Schweizerische Südostbahn AG (SOB), Rhätische Bahn AG (RhB), BLS AG und SBB AG bei den Schienenfahrzeugen, Transport public de la région lausannoise SA (tl) bei den Trolleybussen) wurde im Detail gemessen. Zusätzlich zu den Energiemessungen wurden Luftdichtigkeitsmessungen sowie Thermographieaufnahmen durchgeführt und mittels Aufheizversuchen wurde das thermische Verhalten der Fahrzeuge ermittelt (thermisch aktive Masse, Verluste). Anschließend wurden Simulationsmodelle der verschiedenen Fahrzeuge erstellt und validiert. Mit den validierten Simulationsmodellen konnten Optimierungsmaßnahmen für die HLK-Technik und die Fahrzeughülle quantifiziert werden.

Für die Messungen wurde ein Messsystem zur Erfassung der Raumtemperaturen, der Heiz- und Kühlenergie, der Klimadaten (Außentemperatur, solare Einstrahlung auf Fahrzeugwände etc.) entwickelt. Zudem konnten mittels GPS Standort und Geschwindigkeit des Fahrzeuges aufgezeichnet werden. Das Messsystem ist heute in sechs Fahrzeuge eingebaut und liefert online entsprechende Daten.

Die Fahrzeuge wurden mit der aus dem Gebäudebereich stammenden Simulationssoftware IDA ICE modelliert und simuliert. Zu den Eingabedaten gehörten die Fahrzeuggeometrie- und konstruktion, die HLK-Ausrüstung mit Regelung, die internen Wärmequellen wie Licht, Geräte und Personen, sowie das Aussenklima (Temperaturen, solare Einstrahlung und Wind). Das Modell wurde mittels der Langzeitmessungen und mit den ergänzenden Kurzzeiterhebungen (Aufheizversuch, Tracergasmessung und Fahrgastzählungen) kalibriert.

Anschließend wurden mit dem kalibrierten Modell verschiedene Maßnahmen zur Berechnung des Einsparpotentials durchgeführt. Mit dem Energiesparpotential konnte die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Maßnahmen quantifiziert werden.

Resultate

Zusammen mit den Fachleuten seitens Betreiber wurden diverse betriebliche und technische Maßnahmen, sowie Maßnahmen an der Fahrzeughülle erarbeitet. Zu diesen gehörten:

- CO₂- und/oder Fahrgastzahl-abhängige Zuluftmengen
- Wärmerückgewinnung bei der Lüftung
- Verbesserte Dämmung der Fahrzeughülle
- Optimierte Glaswahl bei den Fahrzeugfenstern
- Schlumberbetrieb außerhalb der Betriebszeiten
- Reduktion der Lufttemperatur im Fahrgastraum
- Etc.

¹ Hochschule Luzern - Technik & Architektur, Technikumstraße 21, 6048 Horw, {franz.sidler|urs-peter.menti|eveline.thaler}@hslu.ch

² University Basel, Department Physics, Klingelbergstraße 82, 4056 Basel, peter.oelhafen@unibas.ch

Die mittels der Simulationen berechneten Einsparpotenziale zeigen, dass Einsparungen von bis zu 40% erwartet werden können. Das Einsparpotenzial ist im Regionalverkehr grösser als im Fernverkehr (mehr Stillstandzeiten, tendenziell ältere Fahrzeuge).

In Abbildung 1 sind die Energieflüsse der Komforteinrichtungen auf Basis der Jahressimulation 2011 für den Einheitswagen EWII der RhB dargestellt. Die Prozentangaben beziehen sich auf die Gesamtenergie ohne Traktion und sind gerundet.

Auf der linken Seite ist der Energieeintrag und auf der rechten Seite der Energieverlust dargestellt. „Solar“ steht für den solaren Wärmeeintrag durch die Fenster, „Licht“ für den Wärmeeintrag durch die künstliche Beleuchtung, „Personen“ für den Wärmeeintrag durch die Personen. Der Passagierraum mit den Sitzplätzen verfügt über eine Luftheizung. Die beiden Vorräume werden nur mit Radiatoren beheizt. Diese werden nach Außentemperatur 3-stufig manuell vom Fahrpersonal geregelt und deren effektive Heizleistung stellt eine Unsicherheit in der Simulation dar. Von der zugeführten Wärme werden 77% für die Beheizung des Fahrgastraumes benötigt, 23% werden mit der Fortluft wieder nach außen abgegeben.

Die Verluste über die Hülle wurden bei der Simulation mit den Resultaten aus dem Aufheizversuch abgeglichen. Die Verluste über die Infiltration beinhalten auch die Verluste der Türöffnungen.

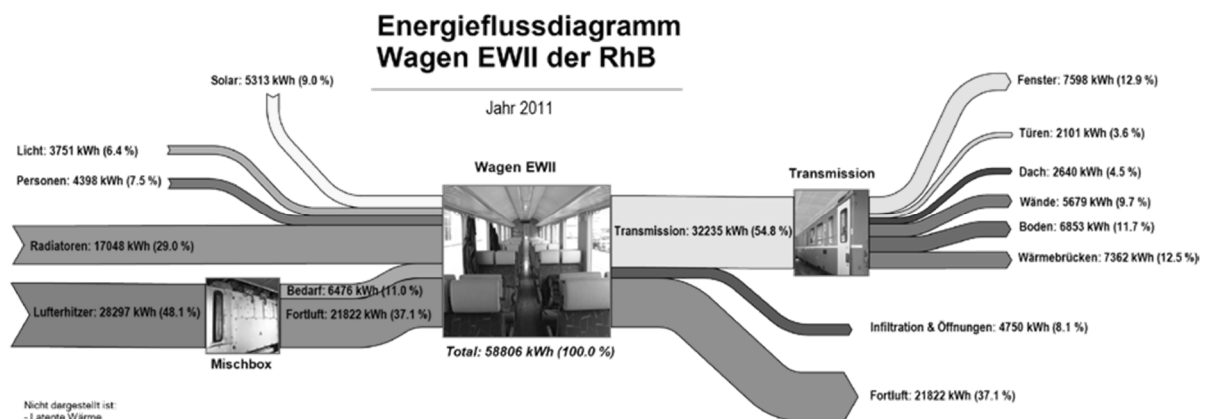


Abbildung 1: Energieflussdiagramm Wagen EWII der RhB.

Diskussion

Die Simulationen mit validierten Modellen ermöglichen Maßnahmen am Fahrzeug sowohl energetisch als auch betreffend der Auswirkungen auf die Behaglichkeit im Fahrgastraum quantitativ zu beurteilen. Weiterführend kann so auch eine wirtschaftliche Beurteilung (Kosten-Nutzen) abgeschätzt werden.

Im öffentlichen Verkehr stehen neben Eisenbahnen auch andere Fahrzeugtypen wie Busse, Straßenbahnen, Flugzeuge oder Schiffe im Einsatz. Es wird vermutet, dass auch in diesen Fahrzeugen ein großes Potential zur Reduktion des Energieverbrauches der Komforteinrichtungen steckt. Entsprechende Untersuchungen sind im Gang oder in Vorbereitung. Dabei zeigt sich, dass der Energiebedarf für die Komforteinrichtungen vor allem bei strombetriebenen Fahrzeugen mit Akku eine sehr große Bedeutung erhält, da der Energiebedarf einen wesentlichen Einfluss auf die Reichweite bzw. das Gewicht der Fahrzeuge hat.

Dank

Wir danken dem „spiritus rector“ dieses Projektes, Prof. Dr. Peter Oelhafen, den beteiligten Projektpartnern (insbesondere Universität Basel, ETH Lausanne) und allen, die das Projekt unterstützen, sei dies finanziell, durch Manpower oder durch die Zurverfügungstellung von Fahrzeugen (hier insbesondere swisselectric research, Bundesamt für Verkehr, Bundesamt für Energie, SBB, SOB, RhB, BLS, TL).

8.1.3 Wasserstoffmobilität – Marktentwicklungsaktivitäten weltweit

Thomas BIELMEIER¹

Hintergrund

Aufgrund der global immer konkreter erkennbaren Auswirkungen des Klimawandels sowie der regional, in Städten, steigenden Schadstoffkonzentrationen in der Luft, steigt der Druck zeitnah wirksame Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen in die Realität umzusetzen. Neben der zunehmenden Implementierung erneuerbarer Energiequellen in der Energieerzeugung für Industrie und Haushalte, bietet hier insbesondere der Verkehrssektor ein erhebliches Potential (in Deutschland z.B. 28% des Endenergieverbrauches [1]). Neben emissionsreduzierenden Technologien wie Erd- und Autogasfahrzeugen sind dabei in den vergangenen Jahren hauptsächlich Elektrofahrzeuge als (lokal) emissionsfreie Lösung in den Vordergrund gerückt. Dabei liegt marktseitig und auch in der öffentlichen Wahrnehmung der Fokus auf batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV), allerdings beginnen Fahrzeughersteller nun auch mit der Markteinführung brennstoffzellenbetriebener Elektrofahrzeuge (FCEV).

Rahmenbedingungen und Einsatzgebiete für Wasserstoffmobilität

Batterieelektrische Fahrzeuge haben nun hinsichtlich der Markteinführung einen zeitlichen Vorsprung von etwa vier Jahren gegenüber Brennstoffzellenfahrzeugen, was sich (neben technologischen Komplexitätsunterschieden) in den Fahrzeugkosten widerspiegelt. Gemein haben beide Technologien, dass es einer neuen Infrastruktur bedarf, um die Fahrzeuge alltagstauglich zu machen. Um dieser Notwendigkeit zu begegnen, wurden in einigen Ländern Initiativen gegründet und Programme zur Infrastrukturentwicklung aufgesetzt – oft mit staatlicher Unterstützung. Insbesondere die momentan bedeutendsten Kernmärkte Kalifornien, Japan und Deutschland haben hier sehr konkrete Kurz- und Mittelfristpläne erstellt. Die ursprüngliche Planung sah vor, dass in Japan 100 Wasserstofftankstellen (HRS) bis 2015 [2], in Kalifornien 68 HRS bis 2016 [3] und in Deutschland 50 HRS bis 2015 [4] errichtet werden sollten. Der tatsächliche Stand Ende 2015 zeigt, dass in diesen Kernmärkten (wie auch in anderen Märkten) mit aller Ernsthaftigkeit daran gearbeitet wird, diese Ziele zu erreichen, er zeigt aber auch, dass alle hinter ihrem ursprünglichen Zeitplan liegen. Die Herausforderungen für die Kommerzialisierungspläne liegen im komplexen Zusammenspiel mehrerer Stakeholder und Regularien und die einzelnen Länder verfolgen unterschiedliche Lösungsstrategien. Abbildung 1 gibt einen groben Überblick über Initiativen und Lösungsansätze in den wesentlichen Märkten. Während nahezu alle subventionierte Infrastrukturentwicklung vorweisen, sind direkte Kaufanreize für FCEVs weniger verbreitet.

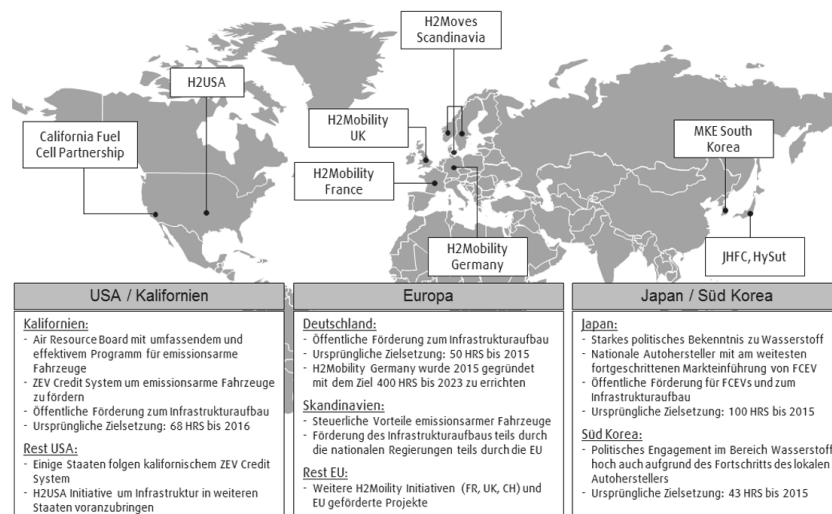


Abbildung 1: Überblick über internationale Aktivitäten im Bereich Wasserstoffmobilität.

¹ The Linde Group, Technology & Innovation - Hydrogen Solutions, Seitnerstraße 70, 82049 Pullach, Tel.: +49 89 7446-2328, Fax: +49 089 7446-2371, thomas.bielmeier@linde-gas.com, www.linde-gas.com/hydrogen

Zur Anwendung kommt der Wasserstoff als Energieträger unterdes nicht nur in Pkws, sondern es finden sich auch weitere, zum Teil heute schon wirtschaftlich attraktive, Anwendungsbereiche. So zum Beispiel in den Bussen des öffentlichen Nahverkehrs, bei denen sich vor allem die herausfordernde Infrastruktur durch einen einzelnen Betankungspunkt im Depot leichter abdecken lassen kann, oder in Staplern in Logistikzentren, bei denen die kurze Betankungszeit wirtschaftliche Vorteile im Betrieb mit sich bringt. Weiterhin werden auch Möglichkeiten der Anwendung in Zügen ernsthaft betrachtet, da nicht das gesamte Schienennetz ohne weiteres mit Überlandleitungen elektrifiziert werden kann.

Modellentwicklung für Deutschland

Um das Marktentwicklungspotential für FCEVs und HRS in Deutschland für die nächsten 15 bis 20 Jahre abzuschätzen, soll ein Modell entwickelt werden, welches die Marktdurchdringung geografisch aufgelöst abbildet. Insbesondere soll es erlauben, bereits eingesetzte und weitere, denkbare politische Steuerungsmechanismen im Hinblick auf den Markterfolg der Technologie zu bewerten und ihren Beitrag zum Erreichen der gesetzten Emissionsziele abzuschätzen. Dazu soll mit Hilfe eines GIS gestützten System Dynamics Modells das dynamische Entscheidungsverhalten dreier Stakeholder (FCEV Kunden, HRS Betreiber, Politik) abgebildet werden. Als Grundlage dienen Informationen aus der Industrie, aus GIS Datenbanken und ein realitätsnaher Startpunkt entsprechend des Status Quo der nationalen Initiative zur Errichtung von 50 HRS bis 2015.

Literatur

- [1] <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren>
- [2] K. Hara, 15th Steering Committee Meeting of the International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy. Vancouver, 2011.
- [3] California Fuel Cell Partnership. A California Roadmap: Bringing Hydrogen Fuel Cell Vehicles to the Golden State. California, 2012.
- [4] Germany for 50 public hydrogen stations by 2015, Fuel Cells Bulletin, 6 (2012), p.1.

8.1.4 Auswirkungen der Wasserstoffmobilität auf das Stromsystem am Beispiel Baden-Württembergs

Frieder BORGGREFE¹, Thomas PREGGER¹, Hans Christian GILS¹

Inhalt

Der Einsatz von Wasserstoff (H₂) als potentieller Energieträger der Zukunft wird sowohl den Verkehrssektor als auch den Stromsektor beeinflussen. Im Rahmen von szenarienbasierten Simulationsrechnungen werden die Wechselwirkungen zwischen den Sektoren vor dem Hintergrund der Energiewende und der langfristigen CO₂-Minderungsziele für die Jahre 2030 bis 2050 untersucht.

Einleitung

Die Steigerung der Energieeffizienz stellt einen Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen in allen Energiesektoren dar. Im Verkehrssektor sind signifikante CO₂-Minderungen langfristig jedoch vor allem durch die Elektromobilität erreichbar, die eine zusätzliche Stromnachfrage im Energiesystem darstellen wird. Zwei Technologien sind hier sehr vielversprechend: Batteriefahrzeuge und Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb unter Nutzung von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff. Dieser Wasserstoff kann in großen Mengen nur mittels Elektrolyseuren aus erneuerbarem Strom gewonnen werden. In diesem Beitrag werden die Auswirkungen einer Implementierung dieser Erzeugungsrouten auf ein den politischen Zielen entsprechendes Stromsystem der Jahre 2030 bis 2050 untersucht. Fokus der Arbeit liegt auf Deutschland und im speziellen dem Bundesland Baden-Württemberg.

Die Ergebnisse basieren auf umfangreichen Simulationsrechnungen mit dem Stromsystemmodell REMix, das am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) entwickelt wurde. Es wird analysiert, welchen Beitrag die Elektrolyseure zur Integration großer Mengen erneuerbarer Energien (EE) in das Stromsystem haben können und welche zusätzliche Stromerzeugung durch die Nachfrage entsteht. Gleichzeitig wird abgeschätzt, welchen Beitrag die Nutzung von strombasiertem Wasserstoff auf die Emissionsminderungen im Verkehrssektor haben wird.

Der Konferenzbeitrag stellt ausgewählte Ergebnisse einer aktuellen Studie für die Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie Baden-Württemberg (e-mobil BW GmbH) dar (LBST/DLR 2016). Ausgehend von weitergehenden Analysen auf Basis aktueller Szenarien der IEA (IEA 2015) wird der langfristige Ausblick auf die Jahre nach 2030 bis 2050 diskutiert.

Annahmen zur Entwicklung der Wasserstoffmobilität

Die Ergebnisse aus (LBST/DLR 2016) zeigen, dass die kommerzielle Nutzung von Wasserstoff zunächst im Verkehrssektor stattfinden wird. Erst nach 2030 können signifikante Marktpotenziale in der Industrie erschlossen werden. Die Brennstoffzellentechnologie im Verkehr steht dabei heute noch am Anfang: Es existieren erst wenige seriennahe Fahrzeuge, und auch die Infrastruktur in Deutschland ist mit unter 50 Wasserstofftankstellen noch weit von einer flächendeckenden Versorgung entfernt. In einem ambitionierten Szenario wird in (LBST/DLR 2016) unterstellt, dass durch geeignete Anreize, Regularien und industrielle Verpflichtungen die Stückzahlen der Brennstoffzellenfahrzeuge deutlich erhöht werden können. Forciert durch einen konsequenten Ausbau der Infrastruktur werden bis 2030 im ambitionierten Fall rund 140.000 Brennstoffzellenfahrzeugen im Jahr 2030 in Baden-Württemberg für möglich gehalten, dies entspricht einem Anteil von rund 3% an der gesamten Fahrzeugflotte (ca. 3 Mio. Fahrzeuge insgesamt). Hinzu kommen Wasserstoff-Busse und -LKW sowie bis zu 50 mit Wasserstoff betriebene Schienenfahrzeuge. Der modellgestützte Vergleich dieses ambitionierten Szenarios mit einem Energiesystem ohne Wasserstoffbedarf bildet vor dem Hintergrund weiterer Randannahmen die Grundlage für die durchgeführten Analysen.

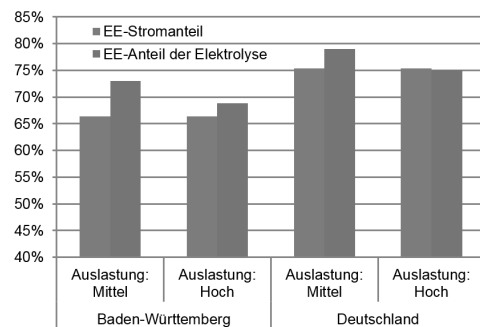
¹ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Wankelstraße 5, 70563 Stuttgart, www.dlr.de/tt,
{Tel.: +49 711 6862-431, frieder.borggreffe@dlr.de},
{Tel.: +49-711-6862-355, thomas.pregger@dlr.de},
{Tel.: +49-711-6862-477, hans.gils@dlr.de}

Modellansatz

Mit dem Modell REMix werden die stündlich aufgelöste Einspeisung von EE-Strom und die Lastprofile aller Stromverbraucher abgebildet. Die Modellierung basiert auf einem zielkonformen Szenario der installierten Leistungen im Stromsystem nach Technologien und Regionen im Jahr 2030. Für Baden-Württemberg ist hierbei das Integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept des Landes (IEKK 2014) die Vorlage, wobei für die Wasserstoffherzeugung entsprechend dem Jahresstrombedarf bilanziell zusätzliche Wind- und PV-Anlagen angenommen wurden. Die Einspeisung aus Wind und Photovoltaik wird mit historischen Wetterdaten dargestellt. Anhand der linearen Optimierung der Systemkosten wird der stündliche Dispatch aller Technologien in Deutschland und seinen Nachbarländern ermittelt. Innerhalb Deutschlands werden einzelne Regionen untersucht. Die Ergebnisse zeigen den optimalen Einsatz der Kraftwerke, Speicher und Elektrolyseure in Abhängigkeit von ihrer Auslegung.

Ergebnisse: Einfluss auf das Stromsystem und abgeschätzte CO₂-Minderungen

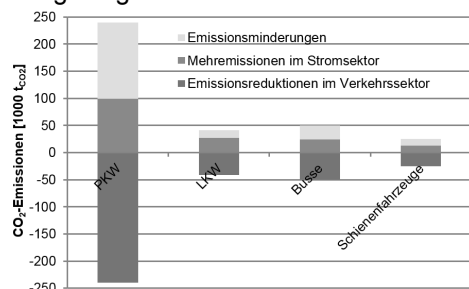
Die Ergebnisse zeigen zum einen, dass überschüssige Strommengen nicht bzw. nur zu einem sehr geringen Anteil für die H₂-Erzeugung genutzt werden können. Stattdessen wird der Strommix jeder Stunde für die Elektrolyse angesetzt, wobei das Elektrolyse-H₂-Speicher-System eine durch die Auslegung bestimmte Flexibilität besitzt, die, im Vergleich zum mittleren Strommix, zu tendenziell höheren EE-Anteilen im Wasserstoff führt. Abb. 1 zeigt die resultierenden erneuerbaren Anteile, wobei die Anteile für



den Elektrolysestrom bzw. Wasserstoff zumeist höher liegen, besonders wenn die Elektrolyseure nur mit mittlerer Auslastung, d.h. mit größerer Flexibilität betrieben werden. Dies bedeutet, dass der Einsatz der Elektrolyseure mit dem EE-Anteil korreliert. Daraus lassen sich die spezifischen Emissionen der Wasserstoffnutzung ermitteln. Den Emissionsminderungen im Verkehrssektor durch die Substitution von Benzin- und Dieselfahrzeugen müssen hierzu die Mehremissionen im Stromsektor gegenübergestellt werden.

Abbildung 1: Mittlere EE-Anteile am Strommix und am Elektrolysestrom im ambitionierten H₂-Szenario 2030 je nach Elektrolyseauslastung

Abb. 2 zeigt für das ambitionierte Wasserstoffszenario diese Gegenüberstellung: Im Jahr 2030 können durch die Einführung von Brennstoffzellenfahrzeugen die Emissionen im Verkehrssektor unter Berücksichtigung der Mehremissionen im Stromsektor noch um rund 200 kt_{CO₂} reduziert werden. Könnte rein erneuerbarer Strom genutzt werden würde die Emissionsminderung im Jahr 2030 bei 350 kt_{CO₂} liegen. Langfristig kann die Emissionsminderung im Verkehrssektor durch die Substitution konventioneller



Antriebe mit Brennstoffzellenfahrzeugen deutlich zunehmen, sofern der erneuerbare Anteil an der Stromversorgung als auch die Flottendurchdringung weiter ansteigen. Ausgehend von einer forcierten Marktdurchdringung der Wasserstofffahrzeuge nach 2030 in Anlehnung an das Szenario H₂ aus (IEA 2015) und der zeitgleichen zielkonformen Entwicklung des deutschen Strommixes steigt die erzielbare Emissionsminderung im Verkehr bis zum Jahr 2050 auf über 2.500 kt_{CO₂} an.

Abbildung 2: Emissionsminderung durch Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor, Baden-Württemberg im Jahr 2030.

Literatur

- [1] LBST/DLR 2016: Kommerzialisierung der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg – Rahmenbedingungen und Perspektiven. LBST Ottobrunn, DLR Stuttgart im Auftrag der e-mobil BW GmbH, Februar 2016.
- [2] IEA 2015: Internationale Energieagentur (IEA): Technology Roadmap, Hydrogen and Fuel Cells. www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf
- [3] IEKK 2014: Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK). Beschlussfassung: 15. Juli 2014. Landesregierung Baden-Württemberg.

8.1.5 BDI bioCRACK – Ein weltweit einzigartiges Verfahren zur Generierung von Biotreibstoffen der 2. Generation

Ahn EDGAR¹

Inhalt

Diese weltweit einzigartige bioCRACK Technologie wurde im Zeitraum 2010 bis aktuell wesentlich durch kooperative Zusammenarbeit zwischen OMV (Standort Schwechat) und BDI vorangetrieben. OMV unterstützte das Projekt dabei durch Ressourcen und Nachbearbeitung sowie Bewertung der flüssigen Rohprodukte. Die wissenschaftliche Begleitung erfolgte durch das Institut für Verfahrenstechnik (IcVT) der Technischen Universität Graz (Weiterverarbeitung Nebenprodukte). Es wurde ein experimenteller Ansatz mit Bau und Betrieb einer Pilotanlage umgesetzt.

Im BDI bioCRACK Verfahren wird feste Biomasse (z.B. Holz, Stroh oder Miscanthus) durch sog. Flüssigphasen Pyrolyse in einem heißen Trägeröl bei Temperaturen bis 400°C und bei Atmosphärendruck durch PyrolyseReaktionen in kurzkettinge Kohlenwasserstoffe umgesetzt. Durch die Interaktion von Biomasse und mineralischem Trägeröl wird auch das Trägeröl selbst zum Teil angegriffen und gespalten. Durch die Wechselwirkung zwischen Biomasse und Trägeröl entstehen Kohlenwasserstoffe mit hoher Wasserstoffsättigung, die sowohl aus dem Trägeröl selbst, als auch von der Biomasse stammen. Dieser innovative Ansatz gewinnt aber erst durch ein entscheidendes technisches Detail an wirtschaftlicher Bedeutung. Beim bioCrackProzess wird als Trägeröl ein kostengünstiges Zwischenprodukt aus der Erdölraffinerie (sogenanntes Vakuum Gas Oil - VGO) eingesetzt.

Dieses Zwischenprodukt ist als Treibstoff nicht direkt verwendbar da es bei Raumtemperatur eine Konsistenz ähnlich Margarine aufweist. VGO muss also in der Raffinerie unter hoher Temperatur und Druck mit Hilfe eines WirbelschichtCrackers (FCC) weiterverarbeitet und gespalten werden. Bei dieser Verarbeitung wird VGO jedoch nur zu geringen Teilen in Diesel und vermehrt in kurzkettinges Benzin umgesetzt, welches in Europa nicht in dieser Menge abgesetzt werden kann und exportiert werden muss.

Vorteile des Projektes

Als wesentliche Vorteile des Projektes gegenüber anderen Verfahren sind folgende Punkte zu werten:

- Das Verfahren ist mit geringem technischen Aufwand zu realisieren und kostengünstig zu betreiben
- Das Verfahren verfügt über eine hohe Rohstoffflexibilität
- Das Verfahren ist schnell umsetzbar
- Das Verfahren nützt Synergieeffekte zwischen BtLTechnologie und herkömmliche Mineralöl-Raffinerie
- Das Endprodukt kann direkt in die Raffinerie eingespeist werden
- Das Produkt kann mit bestehenden Raffinerieeinheiten zu einer dieselähnlichen Treibstoffphase mit biogenen Anteilen umgesetzt werden, welche die bestehende Diesel-Treibstoffnorm EN590 erfüllt
- Der produzierte Treibstoff kann über die bestehenden Vertriebschienen direkt, ohne Adaption des Vertriebsnetzwerkes zum Verbraucher gelangen
- GHG Saving, lt. einer Studie d. Joanneum Research, NACHWEISLICH von deutlich über 83%
- Die Nebenprodukte wie Schwachgas und Pyrolyseprodukte (Pyrolyseöl, Kohle) können energetisch verwertet oder zu Wertprodukten weiter veredelt werden

Nutzen dieser Innovation

Als direkte Kunden der bioCRACK Technologie werden Mineralölfirmen und Raffineriebetreiber gesehen, die vermehrt auf nachwachsende Ressourcen zurückgreifen und dabei ihre vorhandene Infrastruktur weiter nutzen wollen.

¹ BDI - BioEnergy International AG, Parkring 18, 8074 Grambach/Graz, Tel.: +43 316 4009-100, Fax: +43 316 4009-110, biocrack@bdi-bioenergy.com, www.bdi-bioenergy.com

Mineralölfirmen brauchen Biokraftstoffe der 2. Generation, um die Differenz zwischen der maximal möglichen Beimischung von Biokraftstoffen der 1. Generation und der entsprechend der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU erforderlichen Mindestbeimischung schließen zu können.

Die Vielzahl an möglichen Einsatzstoffen macht das bioCRACK Konzept sowohl für Anlagenbetreiber als auch für Rohstofflieferanten besonders interessant. Ein wichtiger Vorteil ist, neben der Nutzung von Holz, die Nutzbarmachung von Rückständen einjähriger Pflanzen (wie z.B. Stroh) mit hohem Anteil an Aschebildnern als Rohstoffquelle, die bei einer Verbrennung bzw. thermischen Vergasung durch störende Ablagerungen Probleme verursachen würden. Das bedeutet somit eine hohe Wertschöpfung bei gleichzeitiger höherer Rohstoffflexibilität.

Vorteile

- Aufbau und Betrieb wesentlich einfacher als herkömmliche Konzepte.
- Hervorragend in eine bestehende Raffinerie-Struktur integrierbar.
- Zusatznutzen durch Spaltung schwerer Zwischenprodukte in Kraftstoffkomponenten.
- In kleinerem Maßstab bereits wirtschaftlich darstellbar.

Aktuelle Marktbearbeitung

Das beschriebene Projekt liefert Vorarbeiten auf dem Weg zur industriellen Anlage und ist somit einen wichtiger Schritt Richtung kommerzieller Verwertung der Technologie innerhalb der kommenden 5-10 Jahre. Um den wirtschaftlichen Erfolg von BDI bioCRACK voranzutreiben, wurden im Rahmen eines internen Projektes, internationale Entscheidungsträger in der Mineralölbranche kontaktiert, um Strategiepartner für eine Technologieerweiterung – vor allem durch den Bau einer Demoanlage – zu finden.

8.1.6 Logistiknetzwerkoptimierung für erneuerbare Energieträger

Gabriel KRONBERGER¹, Erik PITZER¹, Simon KÜHNER², Klaus LENZ²

Inhalt

In diesem Beitrag wird beschrieben welchen Einfluss die Optimierung von Logistiknetzwerken für die Verwertung von Biomasse zur Produktion von Biodiesel hat und welche Aspekte insbesondere bei einer EU-weiten Betrachtung des Logistiknetzwerks berücksichtigt werden sollen. Die Ausgangsbasis für diese Untersuchungen ist die Annahme, dass Rückstände aus Land- und Forstwirtschaft verwertet werden sollen, die sonst nicht weiterverwertet werden würden (zum Beispiel übriges Stroh, oder Forstrückstände) und die Annahme, dass diese Rückstände in einem zweistufigen Verfahren zuerst zu einem Bioöl als Energieträger verdichtet werden, welches wiederum in einem zweiten Verarbeitungsschritt zu Biodiesel verfeinert werden kann. Dieses Szenario der Verwertung wurde im EU FP7 Projekt BioBoost (*bioboost.eu*) erforscht, das Mitte 2015 abgeschlossen wurde. Für BioBoost wurde ein Simulationsmodell entwickelt welches eine detaillierte Betrachtung des Logistiknetzwerks erlaubt und mit dessen Hilfe es nun möglich ist optimale Regionen und Transportwege für die Verwertung von Rückständen aus Land- und Forstwirtschaft für die Produktion von Biodiesel zu identifizieren (Kronberger und Pitzer, 2015).

Das Simulationsmodell erlaubt eine regionale Betrachtung auf Ebene von NUTS-3 Regionen über alle Mitgliedsstaaten (EU-28) und verwendet Jahresmittelwerte für die verfügbaren Rohstoffmengen. Die Freiheitsgrade für das Simulationsmodell sind:

- Menge der Rohstoffe die in jeder Region verwertet werden (als Anteil der verfügbaren Gesamtmenge).
- Biomasselogistik (Quellregion und Zielregion).
- Anzahl, Standorte und Größe der Anlagen für die Produktion von Bioöl.
- Energieträgerlogistik (Modus: Lastwagen/Eisenbahn und Quellregion und Zielregion).
- Anzahl, Standorte und Größe der Anlagen für die Produktion von Biodiesel, wobei die möglichen Standorte auf die Standorte existierender Raffinerien beschränkt sind.

Mithilfe des Simulationsmodells kann die jährlich produzierbare Menge an Biodiesel und die Gesamtkosten für die Produktion abgeschätzt werden. Für eine realistische Abschätzung von Transportkosten wurden mithilfe von OpenStreetMaps-Daten für jede NUTS-3 Region die kürzeste Verbindung zu jeder anderen Region berechnet. Die tatsächlich Dichte des Verkehrsnetzwerks wird so durch das Simulationsmodell berücksichtigt. Mithilfe einer speziellen Evolutionsstrategie (Rechenberg, 1973) wurden optimale Werte für diese Freiheitsgrade des Modells berechnet um damit mögliche Szenarien für die oben beschriebene Verwertung zu finden.

Die wesentlichen Erkenntnisse aus der Optimierung sind:

- Durch die bessere Effizienz größerer Anlagen ist die Produktion von Bioöl in solchen Regionen besonders günstig in denen große Mengen an Rohstoffen anfallen. Der Einfluss der Transportkosten ist dabei weniger stark.
- Die Standorte für Anlagen für die Produktion von Biodiesel aus Bioöl müssen in direkter Nähe zu bestehenden Raffinerien geplant werden um dort verfügbare Ressourcen mitnutzen zu können. Dabei ist wesentlich, dass die Standorte der größten Raffinerien in Europa nicht in der Nähe der größten Vorkommen von Land- und Forstrückständen sind. Es sind deshalb längere Transporte der Energieträger notwendig. Beim Transport von Bioöl per Eisenbahn nehmen die Kosten für den Transport aber einen geringen Anteil der Gesamtkosten (im Vergleich zu den Konvertierungskosten und Rohstoffkosten) ein.

¹ FH Oberösterreich, Softwarepark 11, 4232 Hagenberg, {gabriel.kronberger|erik.pitzer}@fh-ooe.at

² SYNCOM Forschungs- und Entwicklungsberatung GmbH, Mühlenstraße 9, 27777 Ganderkesee, office@syn-com.com

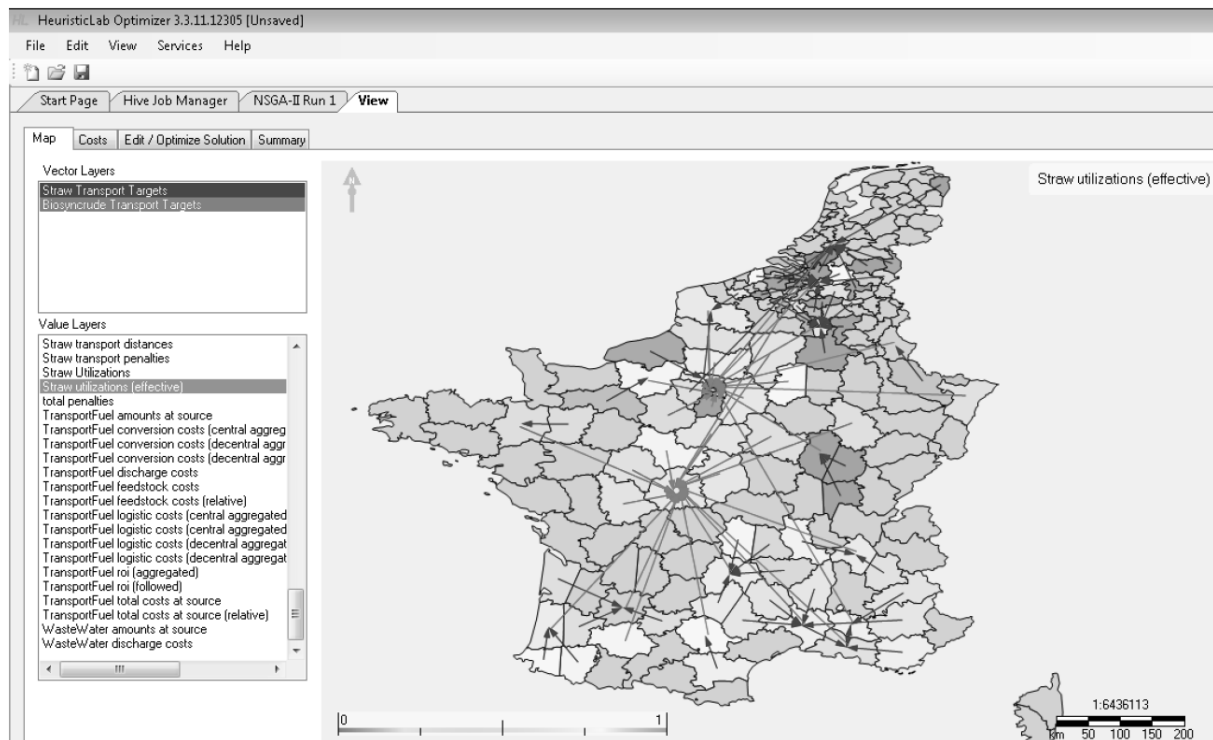


Abbildung 1: Screenshot des Simulators mit einem optimierten Netzwerk für Frankreich und Benelux-Staaten (blaue Pfeile zeigen Biomasse-Transporte, rote Pfeile zeigen Energieträgertransporte).

Das entwickelte Softwarewerkzeug ist als open-source Software verfügbar und kann zusammen mit den öffentlichen Daten aus BioBoost von dev.heuristiclab.com bezogen werden.

Literatur

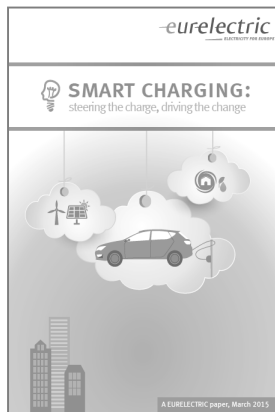
- [1] G. Kronberger, E. Pitzer: D4.3 BioBoost Logistic Model, Technischer Bericht D4.3 version 2, www.BioBoost.eu, 2015
- [2] I. Rechenberg: Evolutionsstrategie – Optimierung technischer Systeme nach den Prinzipien der biologischen Evolution, Frommann-Holzboog, 1973

8.2 ELEKTROMOBILITÄT - LADUNG (SESSION G2)

8.2.1 Smart Charging of EV – Flexible Load and Future Potential of Balancing Power

Gerd SCHAUER¹

Motivation und zentrale Fragestellung



Eurelectric nimmt die Interessensvertretung der Elektrizitätsunternehmen auf europäischer Ebene wahr und gestaltet das künftige Elektrizitätssystem mit. Die Bearbeitung von Fragestellungen zu Elektromobilität begann im Jahre 2008 und wird nun im Rahmen einer Arbeitsgruppe durchgeführt. Zu Beginn waren Normierungsfragen (welcher Steckertyp) und Fragen zur Marktgestaltung wesentlich; aktuelle Themen sind „smart charging“ und die enge interne Vernetzung mit der Arbeitsgruppe DSO (Verteilnetz). Unterstützt wird dies durch die Einbindung von Eurelectric in EU Projekte wie Green eMotion und ZEUS. Wesentliche Fragen sind: In wie weit kann intelligentes Laden von Elektrofahrzeugen das Energiesystem und die Integration von Erneuerbaren unterstützen? Welche Faktoren und Parameter sind dafür wesentlich? Modellierungen dazu, durchgeführt im Rahmen des EU-Projektes GridTech, zeigen für die EU und für ausgewählte Länderstudien das Potential 2030/2050 auf.

Methodische Vorgangsweise

Im Rahmen einer abgestimmten Vorgangsweise können Rahmenbedingungen festgelegt werden; bei der Elektromobilität waren zusätzlich zu den Elektrizitätsversorgern die maßgeblichen Interessensvertreter wie beispielsweise aus der Automobilindustrie eingebunden. Eurelectric adressiert zu „smart charging“ folgende Punkte:

- Herausforderung ans Netz bei hoher EV-Durchdringung
- Vermeidung von Netzengpässen und Investments
- Realisierte Beispiele der Industrie zu „smart charging“
- Ausarbeitung von Empfehlungen

Die wesentlichen Einflussparameter für die Simulationsmodelle waren zu identifizieren. Für das Simulationsmodell sollen die Parameter für verschiedene Rahmenbedingungen einfach adaptierbar sein und damit Sensitivitätsanalysen gestatten. Für die einfache Integration der Elektromobilität in bestehende Simulationsrechnungen wurde diese wie ein Energiespeicher behandelt, bei dem die minimalen und maximalen Leistungen vorgegeben sind.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Als wesentliche Einflussgrößen für den täglichen Energie- bzw. Ladeleistungsbedarfs sind die

- Arten und Zusammensetzungen der Fahrzeuge mit ihren,
- spezifischen Energieverbräuchen und,
- Fahrleistungen und individuellen Nutzerprofilen
- Bevölkerungs- und Fahrzeugdichte
- Durchdringung (Szenarien 2020, 2030 und 2050)
- Wahl des Geschäftsmodelles



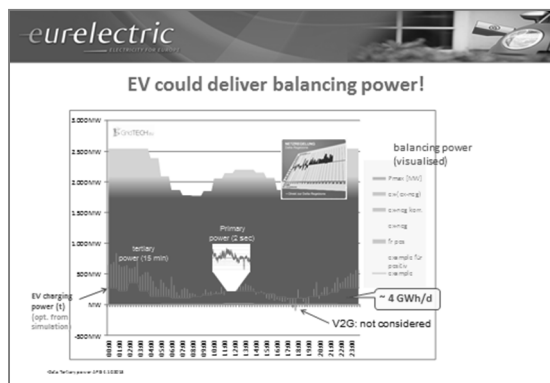
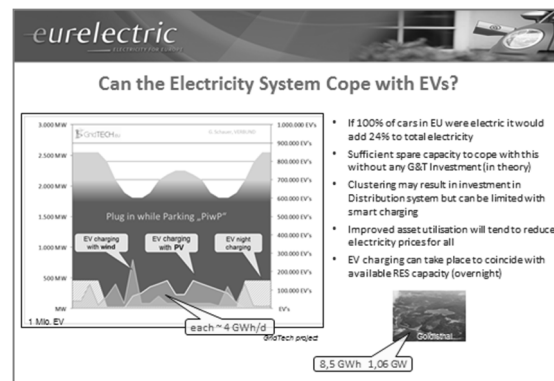
¹ Member eurelectric working group EV, Am Hof 6a, Tel.: +43 664 4600314, gerd.schauer@verbund.com

GridTech: Selection / Decision of EV scenarios

pic	Parameter	Scenarios	Y/N	Remarks
	Typ	EV+REXEV PHEV	<input type="checkbox"/> REEXV considered (~90 % electric mode) <input type="checkbox"/> included in calculation (~5 % electric mode)	
	Penetration	2020 2030 2050	<input checked="" type="checkbox"/> 3 – 5% penetration, not relevant <input type="checkbox"/> 10 – 15% (20%) penetration 2030 (20 Mio.) (IRL 30%) <input type="checkbox"/> 25 – 35% penetration 2050 (50 Mio.) (IRL 80%)	
	Business model	COD PlwP	<input type="checkbox"/> Small power band <input type="checkbox"/> Wider power band <input type="checkbox"/> Inbetween; individually selected for case studies	
	Traffic distribution	Week/ Weekend	<input type="checkbox"/> Higher traffic penetration <input checked="" type="checkbox"/> Lower traffic penetration (for IRL detailed)	
	Regional traffic	-	<input checked="" type="checkbox"/> GridTech: Slight influence on TSO level (more interesting for DSO-level)	

Die nebenstehende Abbildung gibt einen Überblick der gewählten Szenarien. Eine netzbezogene Betrachtung sollte das steuerbare Lastpotential aufzeigen, dazu wurden die wesentlichen Grenzen der zum Steuern verfügbaren Fahrzeug-Ladelasten analysiert. Derzeit erfolgt das Laden während der Stillstandszeiten in der Nacht oder zum Zwischenladen untertags; während der Stoßzeiten sind kaum steuerbare Ladelasten verfügbar. Die Analyse zeigt, dass bei durchschnittlichen täglichen Fahrstrecken von rund 25 km ein tägliches Aufladen nicht erforderlich ist; Ladelasten der E-Fahrzeuge sind unter diesen Randbedingungen nur bedingt verschiebbar.

Ein entwickeltes und vorgeschlagenes Geschäftsmodell „Plug In while Parking“ (PlwP) setzt Anreize, das Fahrzeug möglichst immer nach jeder Fahrt anzustecken. Damit steht dem Netzbetreiber ein potentieller Stromspeicher - auch zu den Stoßzeiten - zur Verfügung. In gewissem Maß kann durch Reduktion der Ladeleistung und bei Überschussstrom zur Erhöhung der Ladeleistung Netzdienstleistung erbracht werden. Elektrofahrzeuge können wie ein Tagesspeicher, der täglich zur Erbringung der erforderlichen Fahrleistungen zu füllen ist, wobei der Zeitpunkt der Nachladung aber weitgehend frei wählbar ist. Dies setzt natürlich eine Infrastruktur voraus, welche Zugriff auf das Laden gestattet, und wird, da Bordelektronik und Internet mehr und mehr zusammenwachsen, bei relevanter Marktdurchdringung künftig auch möglich sein werden.



Unter diesen Aspekten einer raschen Reaktionszeit und Steuerbarkeit des Ladevorganges ist auch eine potentielle Beteiligung zur Erbringung von Regelleistung analysiert und visualisiert worden. Aufgrund der begrenzten Energiemenge ergeben sich allerdings Limits bei der Bereitstellung einer mehrstündigen Verfügbarkeit für die Sekundärregelleistung. Durch rasche Modulation des Ladevorganges wäre ein nennenswerter Beitrag bei der Primärregelleistung möglich. Nachstehende Abbildung zeigt die Größenordnungen der Regelleistung eines ausgewählten Tages; die ¼ Stundenwerte sind einem

(angenommenen, realistischen) Ladeprofilverlauf überlagert. Visualisiert sind auch 2 Sekundenwerte der Primärregelleistung um die Mittagszeit. Bei diesem ausgewählten Tag ist zu erkennen, dass bis auf einen kleinen Zeitraum (Vehicle to Grid wurde nicht betrachtet), durch EV Regelleistung erbracht werden könnte.

Literatur

- [1] SMART CHARGING: steering the charge, driving the change. EURELECTRIC paper, March 2015, http://www.eurelectric.org/media/169888/20032015_paper_on_smart_charging_of_electric_vehicles_finalpsf-2015-2301-0001-01-e.pdf, Dépôt légal: D/2015/12.105/7.
- [2] Schauer, G.: Electric Vehicles (EVs) - Future potential to provide ancillary services by smart charging. EU-Project GridTech Deliverable 3.1 Appendix. http://www.gridtech.eu/images/Deliverables/GridTech_D3.1_Appendix_EV_for_ancillary_services.pdf

8.2.2 Laborinfrastruktur zur Kopplung realer und simulierter Elektrofahrzeuge – FlexEVELab

Martin NÖHRER¹, Felix LEHFUSS¹, Stefan ÜBERMASSER¹,
Matthias STIFTER¹

Motivation

Um die Emissionsvorgaben der EU zu erreichen stellen Fahrzeughersteller vermehrt Teile ihre Flotten auf voll- bzw. teilelektrifizierter Fahrzeuge um. Die erwartete Durchdringung von Elektrofahrzeugen (EV) sowie Plug-In-Hybrid-Fahrzeugen (PEV) wird für das elektrische Netz gleichermaßen zur Herausforderung wie auch zur Chance. Im Jahr 2030 wird unter den neuangemeldeten Fahrzeugen, je nach Prognose, der Anteil der voll- und teilelektrifizierten Fahrzeuge bei rund 70 bis 85% liegen [1]. In Abhängigkeit vom Elektrifizierungsgrad wird die elektrische Speicherkapazität der Elektrofahrzeuge bei 5-40 kWh liegen.

Die Implementierung moderner Smart Grid Technologien ermöglicht den Einsatz intelligenter Kommunikationsnetzwerke und darauf basierender Regelungsalgorithmen, die in starker Synergie mit Elektrofahrzeugen und deren Ladevorgängen genutzt werden können. Dies eröffnet für das elektrische Energiesystem der Zukunft ein Potential an Synergien für die Elektromobilität und den Strommarkt. Mögliche Methoden hierfür sind Smart-Charging Szenarien, Vehicle 2 Grid (V2G) oder Vehicle 2 Service (V2X). Da es sich beim Verteilnetz um kritische Infrastruktur handelt, bedarf es allerdings an Testmethoden um diese neuen Technologien vor ihrem tatsächlichen Einsatz auf ihre Charakteristiken und deren Betriebssicherheit hin zu validieren. Die Kopplung von realen Komponenten mit validierten Simulationsmodellen ermöglicht eine Skalierung möglicher Szenarien von der Haushaltsebene bis hin zu gesamten Mittelspannungsnetzen.

Methode

Laborinfrastruktur FlexEVELab

Komponenten eines Ladesystems für Elektrofahrzeuge können in drei große Bereiche eingeteilt werden: Das elektrische Energienetz, die Ladeinfrastruktur oder Ladesäulen und das Elektrofahrzeug. Diese Einteilung wurde in der Laborumgebung des AIT SmartEST nachgebildet (Abbildung 1).

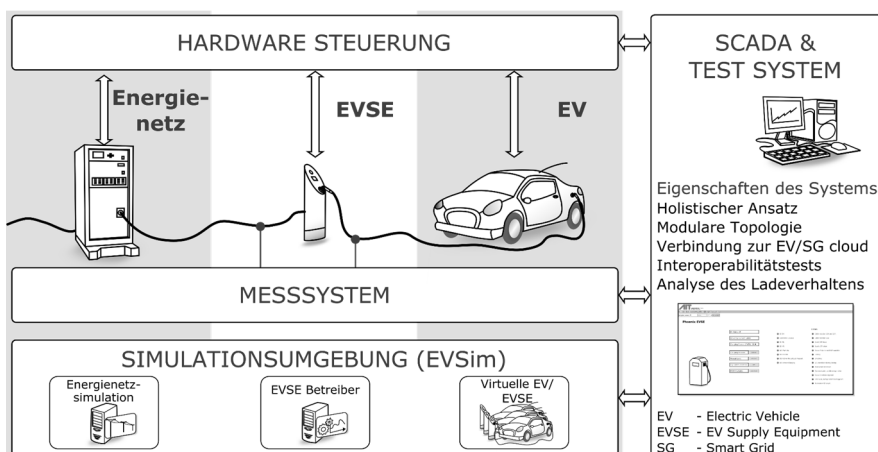


Abbildung 1: Architektur der Testumgebung für Elektrofahrzeuge.

Das Ladeverhalten eines Fahrzeuges kann dabei auf vielfältige Weise zum Zweck von Untersuchungen beeinflusst werden. Neben der Steuerung der Ladeparameter (mittels IEC 61851) erlaubt die Verwendung einer Netzemulation mittels Leistungsverstärker die vollständige Kontrolle über den elektrischen Leistungsfluss. Die Einbindung der Hardwarekomponenten in eine Simulationsumgebung erfolgt über ein SCADA-System, welches als zentrale Verwaltung und Ansteuerung der Testumgebung dient.

Simulationsinfrastruktur EVSim

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Energy Department, 1210 Wien, Giefinggasse 2, Tel.: +43 50550-6323, Fax: +43 50550-6390, martin.noehrer@ait.ac.at, www.ait.ac.at

EVSIM ist ein multi-agentbasiertes Simulationsprogramm. Elektroautos sind mit Batteriespeicher, temperaturabhängigen Verbrauch, Steckertyp, sowie vielen weiteren Parametern modelliert, um unter anderem, intelligente Ladestrategien testen und validieren zu können. Basierend auf statistischen Verkehrsdaten werden Interaktionen mit dem elektrischen Netz, intelligenter Ladesteuerung und Verkehrssituation dynamisch simuliert: Die Ladesteuerung ändert die Ladeleistung und daher die Spannung an der Ladesäule und somit auch die Energie in der Batterie und damit die Reichweite in der Fahrtsimulation [2]. Offline und Echtzeit Simulationen sind möglich. Damit können reale Prozesse angebunden werden, wie etwa für eine Controller-Hardware-in-the-Loop Validierung [3], [4].

Kopplung Simulation und Realität

Die Kopplung der Simulationssoftware EVSim und der EV-Testumgebung im AIT SmartEST erfolgt über eine Remote Procedure Call (RPC)-Schnittstelle. Dabei stellt die Testumgebung verschiedene Funktionen, wie das Setzen des aktuellen Ladestromes oder die Beeinflussung der elektrischen Spannung mittels Leistungsverstärker, über eine TCP-Schnittstelle zur Verfügung. EVSim verwendet diese Schnittstelle, um ein reales im Labor befindliches Fahrzeug in die Simulation einzubinden. Durch das Verwenden einer TCP-Verbindung wird die Möglichkeit eröffnet, die Simulationsumgebung und die Laborimplementierung örtlich zu trennen. Dadurch können das Verhalten vieler Elektrofahrzeuge in einem komplexen simulierten Energienetz untersucht werden, für dessen Berechnung spezielle Computercluster zum Einsatz kommen.

Szenarien

Die Echtzeit-Kopplung realer Komponenten mit der Simulation von EVs und elektrischen Energienetz wird anhand möglicher Szenarien demonstriert:

- Laden von erneuerbaren Energiequellen bei typischen Haushaltslasten
- Spannungsregelung durch Reduktion der Ladeleistungen

Danksagung

The research leading to these results was part of the FP7 projects PlanGridEV and COTEVOS and has received funding from the European Union Seventh Framework Program (FP7/2007-2013) under grant agreement No. 608957 and No. 608934.



Literatur

- [1] McKinsey & Company, "Evolution, Electric Vehicles in Europe: gearing up for a new phase?," 2014.
- [2] M. Stifter, S. Übermasser, and S. Henein, "Agent-based Impact Analysis of Electric Vehicles on a Rural Medium Voltage Distribution Network using Traffic Survey Data," in MASSES 2013, Workshop on Multi-agent based Applications for Sustainable Energy Systems, 2013.
- [3] M. Stifter and S. Übermasser, "Dynamic simulation of power system interaction with large electric vehicle fleet activities," in PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble, 2013, pp. 1-6.
- [4] M. Stifter, A. Pacher, S. Übermasser, and B. Bletterie, "Betrachtung der Netzanschlussleistung eines Parkhauses bei kontrollierter Ladung von Elektrofahrzeugen," in 13. Symposium Energieinnovation, 2014, pp. 1-19.

8.2.3 Erkenntnisse der Messung von Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge in der Modellregion „E-Pendler in Niederösterreich“

Dominik FASTHUBER¹, Markus LITZLBAUER¹

Inhalt

Niederösterreich räumt der Elektromobilität einen hohen Stellenwert ein. Konzepte und Strategien liefern konkrete Zielvorgaben, zahlreiche Initiativen – allen voran „e-mobil in niederösterreich“ – und Förderungen in Millionenhöhe haben dazu geführt, dass bereits vor Beginn der Durchführung der Modellregion „e-pendler in niederösterreich“ eine Reihe von Projekten und Initiativen umgesetzt werden konnten. Mit der Modellregion „e-pendler in niederösterreich“ wurde nun ein weiterer Schritt gesetzt, um neue Ansätze – vor allem in der multimodalen Elektromobilität – speziell für Pendler und Pendlerinnen zu erproben und im Zuge der Durchführung zu verbreiten. Im Rahmen der Begleitforschung der Modellregion wurde, neben anderen Themen, auch ein Arbeitspaket zum Thema „Ladeverhalten und Leistungsbedarf für das Laden“ definiert. Dieses Arbeitspaket soll konkrete Erkenntnisse über den Leistungsbedarf bzw. das Leistungsprofil der in der Modellregion vorkommenden Elektroautos sowie der vorkommenden einspurigen Elektrofahrzeuge liefern. Diese Ergebnisse bilden die Grundlage für weitere Untersuchungen und sollen Antworten auf Auswirkungen auf vor allem in der Verteilnetzebene liefern.

Methodik

Bei Antriebsbatterien von Elektrofahrzeugen wird heutzutage die Lithium-Ionen-Technologie am häufigsten verwendet. Diese bietet den Vorteil einer guten Leistungs- und Energiedichte bei vertretbarem Gewicht. Als Ladeverfahren wird Großteils das CCCV-Verfahren verwendet, welches aus einer Konstantstrom- (Constant Current) und einer Konstantspannungsphase (Constant Voltage) besteht. Beim Laden der Batterie wird bis zum Erreichen der Ladeschlussspannung der Strom und somit annähernd die Leistung konstant gehalten. Danach wird der Strom kontinuierlich gesenkt und die (Ladeschluss-) Spannung bleibt konstant. Daraus folgt ein Ladeleistungsverlauf, welcher qualitativ Abbildung 1 entspricht. Um dieses Verhalten zu bestätigen und genauer zu erfassen wurden mehrere Messungen mit verschiedensten Leistungen (u.a. 3,7kW, 22kW und 50kW; AC und DC) an unterschiedlichen Fahrzeugen (Renault ZOE, Nissan Leaf, BMW i3 etc.) durchgeführt. Für die Messungen der Elektroautos und einspurigen Elektrofahrzeuge wurde ein umfangreiches Sortiment an Messequipment verwendet. Neben den üblich zu messenden elektrischen Größen wie Phasenströme, Phasenspannungen, Wirk- und Blindleistung wurde auch die Umgebungstemperatur und wenn möglich die Fahrzeugbatterie-temperatur sowie die Ladezustände mitprotokolliert.

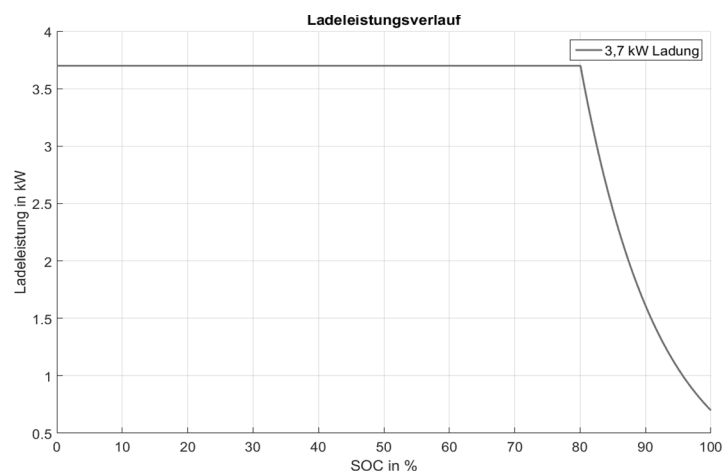


Abbildung 1: Qualitativer Leistungsverlauf einer Vollladung bei 3,7kW (selbst erstellt).

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801370112, Fax: +43 1 58801370199, {fasthuber|litzlbauer}@ea.tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

Da neben dem Einflussparameter „Ladeleistung“ auch die (Zell-)Temperatur sowie der aktuelle Ladezustand (State of Charge - SOC) Einfluss auf das Ladeprofil haben, wurden ebenfalls Messungen unter besonderer Berücksichtigung und Variation dieser Parameter durchgeführt. Somit konnte eine breite Palette der möglichen Analysen abgedeckt und das Verständnis dieser neuen Technologie weiter vertieft werden.

Ergebnisse

Ein wichtiges Ergebnis der Begleitforschung lag vor allem im Verlauf der gemessenen Ladeprofile. Durch diese wurde es leichter abschätzbar welche Auswirkungen eine erhöhte Ladeleistung auf das Ladeverhalten und somit wiederum auf die Ladedauer hat. Diese Auswertungen helfen bei Entscheidungen über die Installation geeigneter Infrastrukturen mit und ermöglichen ein generelles Verständnis im Umgang mit Traktionsbatterien.

Auch die Auswirkungen der jahreszeitlich bedingten unterschiedlichen Umgebungs-Temperaturen konnte aus den Messungen abgeleitet werden. So wurde festgestellt, dass es nicht unwesentlich ist ob das Fahrzeug warm oder kalt geladen wird und welche Auswirkungen dies mit sich bringt.

Darüber hinaus wurden die gemessenen Ladeprofile ebenfalls für die weiterführenden Netzanalysen herangezogen. Dadurch konnten verlässliche Aussagen über zukünftige Netzbelastungen bei erhöhter Durchdringung der Elektromobilität gemacht werden.

Die Arbeit liefert ferner Erkenntnisse, in wie weit sich die Parameter Ladeleistung, Temperatur und SOC-Stand auf den Umschaltzeitpunkt im Ladeprofil auswirken können. Hier zeigt sich beispielsweise, dass bei hohen Ladeleistungen und geringem SOC-Stand sich zwar Anfangs hohe Energiemengen laden lassen, dieser Vorteil aber auf Grund der früh eintretenden Abklingphase deutlich verringert wird. Bei Ladevorgängen die ausschließlich im erhöhtem SOC-Bereich durchgeführt werden, stellt sich somit die Frage ob nicht auch eine geringere Ladeleistung ausreichen könnte um damit bei den Investitionskosten sparen zu können.

8.2.4 Anforderungen an die E-Mobility Tankstelle im Jahr 2025

Bernhard WALZEL¹, Mario HIRZ¹

Inhalt

Steigende Zahlen an Elektrofahrzeugen [1], und besonders die in diesem Marktsegment prognostizierten Wachstumsraten erfordern neue Lösungen für Ladeinfrastrukturen und Ladestationen. In der E-Mobilität stellt die ausreichende und flächendeckende Verfügbarkeit von Ladestationen einen wichtigen Faktor für Kundenzufriedenheit und Kundenakzeptanz dar. Im Zusammenhang mit der (noch) geringen Reichweite von E-Fahrzeugen ist eine Reduktion der Dauer der Ladevorgänge ein wichtiges Ziel. Schnellladestationen (z.B. Tesla-Supercharger) schaffen die Voraussetzung für vergleichsweise lange Fahrdistanzen bei kurzen Ladezeiten (250km Fahrzeugreichweite, 30min Ladedauer [2]). Kurze Ladezeiten erfordern jedoch hohe Ladeleistungen, welche sowohl die Batterietechnologie als auch die Ladeinfrastrukturen vor neue Herausforderungen stellen. Des Weiteren bestimmt das Mobilitätsverhalten der Kunden wesentlich die Anforderungen an Fahrzeuge und Infrastruktur. Somit steht die Gestaltung von hochfrequentierten Ladetankstellen (z.B. an Autobahnen oder öffentlichen Parkplätzen) vor neuen Herausforderungen, da eine hohe Anzahl von E-Fahrzeugen möglichst schnell und komfortabel betankt und hohe lokale Ladeleistungen bereitgestellt werden müssen.

In der eingereichten Publikation werden die Anforderungen an die Ladestationen für das Jahr 2025 unter Berücksichtigung von prognostizierten Elektrofahrzeugflotten sowie des Mobilitätsverhaltens erarbeitet und diskutiert. Im Vordergrund der Untersuchungen stehen die Ermittlung der erforderlichen elektrischen Lade-Leistungsbereitstellung und Leistungsdimensionierung für eine bestimmte Elektrofahrzeugpenetration des Marktes, unter Berücksichtigung des Kundenfahr- und Parkverhaltens. Hinsichtlich Kapazität, Betriebskonzept, Infrastruktur und Servicedienstleistungen von Ladetankstellen bieten zukünftige autonom fahrende und -parkende Elektro- und Hybridfahrzeuge zusammen mit automatisierten Laden die Basis für neue Lösungsansätze und Möglichkeiten, welche im Zuge dieser Arbeit ebenfalls diskutiert werden.

Methodik

Im ersten Schritt werden langstrecken-typische Mobilitätsverhalten sowie Kraftfahrzeug-Verkehrsdaten recherchiert und aufbereitet. Mit Hilfe von Verbrauchswerten und Batteriekapazitäten verschiedener Fahrertypenszenarien sowie des zu erwartenden Elektrofahrzeuganteiles im Jahr 2025 erfolgt die Abschätzung der erforderlichen Ladefrequenz von E-Fahrzeugen auf Langstreckenabschnitten. Die Ergebnisse werden zur Ermittlung der nötigen Anzahlen an Ladestellplätzen, der Ladeleistung sowie der infrastrukturellen Anforderungen und Technologien für E-Tankstellen unter Berücksichtigung von möglich kurzen Ladezeiten durch Schnellladestationen herangezogen.

Des Weiteren wird der Ablauf von Lade- und Tankstellenbesuchen autonom fahrender und -parkender Elektrofahrzeuge modellhaft dargestellt. Vollautomatisierte Park- und Ladevorgänge ermöglichen innovative und kundenfreundliche Service- und Dienstleistungskonzepte welche auf Basis der modellhaften Untersuchungen diskutiert werden.

Ergebnisse

Hohe Reichweiten sowie kurze und komfortable Ladevorgänge sind wesentliche Faktoren für den Erfolg der E-Mobilität. Schnellladestationen bieten guten Kundennutzen, stellen aber hohe Anforderungen an das elektrische Leistungsnetz. Der eingereichte Beitrag beinhaltet eine Ermittlung der Leistungs- und Infrastruktur-Anforderungen zukünftig hochfrequentierter Schnellladestationen auf Basis des Langstrecken-Mobilitätsverhaltens unter Berücksichtigung der erforderlichen Verteilungsdichte an Ladestationen auf Autobahnen.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Fahrzeugtechnik, Inffeldgasse 11/2, Fax: +43 316 873-35202, {Tel.: +43 316 873-35278, bernhard.walzel@tugraz.at}, {Tel.: +43 316 873-35220, mario.hirz@tugraz.at}, www.ftg.tugraz.at,

Des Weiteren diskutiert der Beitrag den Energie-Mehrbedarf an strategisch wichtigen Knotenpunkten, mögliche Netzleistungsgpässe, sowie die potenzielle Begrenzung von maximalen Ladeleistungen. Ein Ausblick auf autonomes Parken und Laden liefert weitere Informationen sowie Anforderungsprofile zur Konzeption einer „Parktankanlage“ der Zukunft.

Referenzen

- [1] Statista: Weltweite Bestandsentwicklung von Elektrofahrzeugen in den Jahren 2012 bis 2015, Online unter: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/168350/umfrage/bestandsentwicklung-von-elektrofahrzeugen/>, letzter Zugriff: 25.11.2015
- [2] Daniel Witt: Legislative and Policy Associate, Tesla Motors Presentation, 2013

8.2.5 Future Load Shift Potentials of Electric Vehicles in different Charging Infrastructure Scenarios

Tobias BOßMANN¹, Till GNANN¹, Julia MICHAELIS¹

Introduction

Electric vehicles can be a means to reduce greenhouse gas emissions if powered with renewable electricity. However, in a significant number, they risk to cause additional load peaks which need to be balanced out. While most studies focus on domestic charging facilities (Dallinger et al. 2013) or include additional charging at work of private passenger cars (Babrowski et al. 2014), this paper also considers commercial plug-in electric vehicles (PEV) and the use of public charging stations.

The aim of this paper is to assess the extent to which additional charging facilities contribute to PEV market penetration in Germany and shaving of peaks in the residual load.

Methods and data

The market diffusion of PEVs is simulated with the model ALADIN (Alternative Automobiles Diffusion and Infrastructure) which was described in detail in (Gnann 2015). One main advantage over other models is the use of conventional vehicle driving profiles which are simulated as PEVs to determine their technical substitutability by battery electric vehicles or the electric driving share of plug-in-hybrid electric vehicles. Thereafter, the utility maximizing drive train of each vehicle is determined in a utility function which was extended in (Gnann 2015) to also cover public charging infrastructure. The share of PEVs on all driving profiles is equal to the new vehicle registrations which diffuse into the vehicle stock. This permits the simulation of the charging point usage distinguished by accessibility paired with the market diffusion of plug-in electric vehicles.

The potential contribution of PEVs to net load smoothing is determined with the eLOAD (energy LOad curve ADjustment) model. Primarily, eLOAD aims to estimate the long-term evolution of national electricity system load curves through structural changes on the demand side and the introduction of new appliances (such as electric vehicles).

In a second step, eLOAD simulates national demand response programs that aim for an adjustment of the net load. With respect to PEVs, eLOAD considers technical (battery storage size) and organizational constraints (driving and parking cycles, charging capacity) when determining the least-cost scheduling of PEV-charging. The problem is solved by mixed-integer linear programming. The underlying hourly price signal reflects the wholesale price volatility at the spot market which is, in turn, an indicator for net load peaks or a surplus of renewable electricity generation. See (Boßmann 2015) for further information about eLOAD.

Framework assumptions for case study

In the present modeling exercise, we aim to assess the impact of different charging infrastructures on the contribution of electric vehicles to net load smoothing and the integration of renewable energy sources.

In the simulations, we consider three scenarios which were described in detail in (Gnann 2015). In scenario S1, only domestic charging is permitted (i.e. commercial charging for commercial vehicles). In scenario S2, charging at work for private users is allowed additionally and completed by public charging infrastructure in S3. For reasons of simplicity, all charging options are considered to permit charging with 3.7 kW.

With respect to demand response, all scenarios make use of the same constraints, except for the availability of PEVs for charging which varies according to the results from the ALADIN model.

¹ Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, Breslauer Straße 48, 76131 Karlsruhe, {Tel.: +49 721 6809-257, tobias.bossmann@isi.fraunhofer.de}, {Tel.: +49 721 6809-460, till.gnann@isi.fraunhofer.de}, {Tel.: +49 721 6809-463, julia.michaelis@isi.fraunhofer.de}, www.isi.fraunhofer.de

Results and discussion

The simulation results for the PEV diffusion in 2030 are shown in Table 1. In scenario S1, 4.6 million PEVs diffuse into the German vehicle stock, while results in scenario S2 and S3 are about 15% higher (5.3 million). This can be explained by the additional charging options for private PEVs which permit higher shares of electric driving and thus a higher utility for PEVs. Public charging points do not increase the number of PEVs, although these charging points are largely subsidized. The number of private PEVs is 3.4 million PEVs in stock in 2030 in scenario S1 and increases to 4.1 million in S2 and S3. Since the number of commercial PEVs is not affected by these additional charging options, it remains at 1.2 million PEVs in all three scenarios.

Scenario	S1	S2	S3
Private PEV stock 2030	3.4 million	4.1 million	4.1 million
Commercial PEV stock 2030	1.2 million	1.2 million	1.2 million
Total PEV stock 2030	4.6 million	5.3 million	5.3 million

Table 1: PEV stock in different scenarios.

Uncontrolled charging of electric vehicles at work, at home and in public (S3) would raise electric load by more than 2 GW, in particular at current peak hours (at 10am and 7pm, see Figure 1). Considering demand response, charging in summer time is primarily shifted into midday hours due to substantial PV-based power generation and a correspondingly low level of the net load. In the winter season, vehicle charging is partially shifted into night time hours, especially at days with low solar generation.

With respect to the overall impact on the net load, electric vehicles can facilitate peak shaving by about 2 GW or 3.2%. The surplus of renewable electricity can be reduced by 1.1 TWh or 19%.

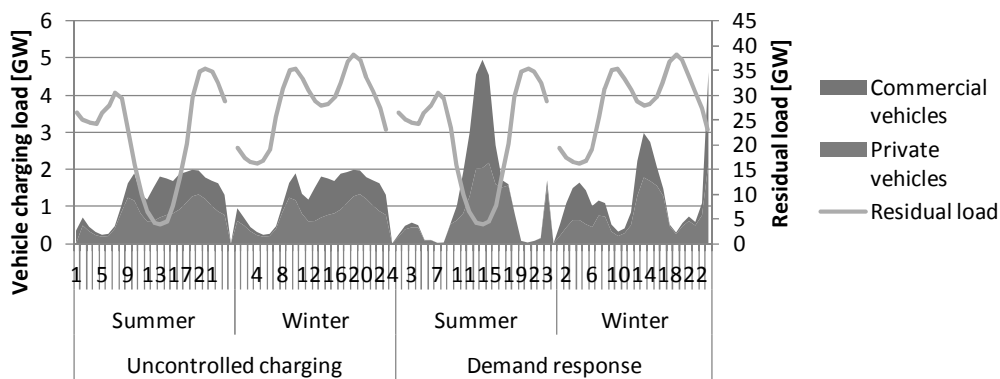


Figure 1: Average vehicle charging and net load in 2030 in the S3 scenario.

Simulations carried out for scenarios S1 and S2 (for the years 2020 and 2030) indicate that additional charging infrastructure at work (and, to a more limited extent, in public) does not only enhance the diffusion of private electric vehicles but also enables vehicle charging during midday hours when solar electricity generation is highest. It, thus, facilitates peak shaving and renewables integration.

References

- [1] Babrowski, S., Heinrichs, H., Jochem, P., and Fichtner, W. (2014). Load shift potential of electric vehicles in Europe. *Journal of Power Sources*, 255(0):283-293.
- [2] Boßmann, T. (2015). The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response. Dissertation, KIT Karlsruhe.
- [3] Dallinger, D., Schubert, G., and Wietschel, M. (2013). Integration of intermittent renewable power supply using grid-connected vehicles - A 2030 case study for California and Germany. *Applied Energy*, 104(0):666-682.
- [4] Gnann, T. (2015). Market diffusion of plug-in electric vehicles and their charging infrastructure. Dissertation, KIT Karlsruhe.

8.2.6 Auswirkung von Ladestrategien für Elektrofahrzeuge auf den Investitionsbedarf in ein elektrisches Niederspannungsnetz

Simon MARWITZ¹, Marian KLOBASA¹

Motivation und zentrale Fragestellung

In einem emissionsarmen Energiesystem mit einem hohen Anteil an fluktuierender Erzeugung muss der Energieverbrauch an die Erzeugung anpassen werden. Dies kann beispielsweise durch Investitionen in Netzausbau oder Lastverlagerung mittels Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) realisiert werden (dena 2012). Eine Technologie, die durch gesteuerte Ladevorgänge Lastverlagerung realisieren kann, sind Elektrofahrzeuge. Ladevorgänge dieser Fahrzeuge treten auf Niederspannungsebene auf und können von unterschiedlichen Instanzen gesteuert werden (Dallinger 2015). Je nachdem wer die finale Entscheidung trifft, zu welcher Zeit wie viel Leistung bezogen wird, werden gesteuerte Ladevorgänge in direkte, indirekte und autonome Ladestrategien klassifiziert (siehe Tabelle 1).

Ladestrategie	Finale Steuerungsinstanz	Vorteile	Nachteile
Direkt (Fahrzeugflotte zentral gesteuert)	Aggregator	Perfekte Kontrolle über eine Fahrzeugflotte	Bidirektionale IKT nötig (Informationsfluss vom Aggregator zum Fahrzeug und vice versa)
Indirekt (Steuerung über ökonomische Anreize)	Fahrzeugnutzer	Geringerer IKT-Aufwand als bei direkter Kontrolle	Voraussage der Ladeleistung mit Fehlern behaftet (unklar ob Nutzer niedrigen Preis zum Laden akzeptiert)
Autonom (Steuerung anhand von Netzsignalen)	Fahrzeug	Einfache Ladeinfrastruktur (keine IKT nötig)	Spannungsmessung und höherer Aufwand in Leistungselektronik am Fahrzeug nötig

Tabelle 1: Vor- und Nachteile von Ladestrategien für Elektrofahrzeuge.

Nach welcher Strategie Ladevorgänge von Elektrofahrzeuge in Zukunft gesteuert werden sollten, ist unklar. Um dies bewerten zu können, müssen Investitionen in Netze, IKT und Leistungselektronik für jede Ladestrategie zu einander ins Verhältnis gestellt werden. Daher werden in diesem Beitrag Zielkosten für IKT-Technologien bestimmt, indem vermiedener Investitionsbedarf in Niederspannungsnetze durch eine direkte, eine indirekte und eine autonome Ladestrategie aufgezeigt wird.

Methodisches Vorgehen

Zur Bestimmung des vermiedenen Investitionsbedarfs in elektrische Niederspannungsnetze wird eine Elektrofahrzeugsimulation an eine Netzsimulation gekoppelt. Hier werden vier Fälle unterschieden: Im Referenzfall sind keine Fahrzeuge mit dem Netz verbunden. Für die anderen drei Fälle werden alle Fahrzeuge nach einer Ladestrategie gesteuert (einmal direkt, einmal indirekt und einmal autonom).

Die Fahrzeugsimulation bildet ab, wann Elektrofahrzeuge mit dem ländlichen Niederspannungsnetz verbunden sind und stellt die Ladeleistung der Fahrzeuge basierend auf der implementierten Ladestrategie ein. Fahrzeiten, der elektrische Energiebedarf der Fahrzeuge und Ladeleistungen werden von realen Elektrofahrzeugen aus Baden-Württemberg verwendet, die Daten stammen aus dem Projekt iZEUS (iZEUS 2014). Die Netzsimulation berechnet parallel die Auswirkungen der Ladeleistungen auf die Netzspannungen und die Netzströme an einem ländlichen Niederspannungsnetz. Falls es am Netz zu einer Spannungsüberhöhung kommt, wird das Netz bis zum letzten Drittel des belasteten Leitungszweigs ausgebaut. Bei thermischen Überlastungen wird das Netz bis zur Mitte des belasteten Leitungszweigs verstärkt (analoge Methodik in (dena 2012)). Abschließend werden basierend auf der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV 2005) für jede Ladestrategie aus den vermiedenen Netzinvestitionen, Zielkosten für IKT und Leistungselektronik bestimmt.

¹ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, {Tel.: +49 721 6809-275, simon.marwitz@isi.fraunhofer.de}, {Tel.: +49 721 6809-287, marian.klobasa@isi.fraunhofer.de}, www.isi.fraunhofer.de/isi-de/e

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Es zeigt sich, dass Aggregatoren über direkte Ladestrategien Netze entlasten können, während indirekte Ladestrategien zu deutlich höheren Netzbelastungen führen. Allerdings ist die Nutzerakzeptanz für direkte Ladestrategien fraglich und der Investitionsbedarf in IKT höher als für indirekte Verfahren. Weiter zeigt sich, dass autonome Ladestrategien eine vielversprechende Alternative zu direkten und indirekten Strategien sind, da durch diese Netze signifikant entlastet werden (siehe Abbildung 1).

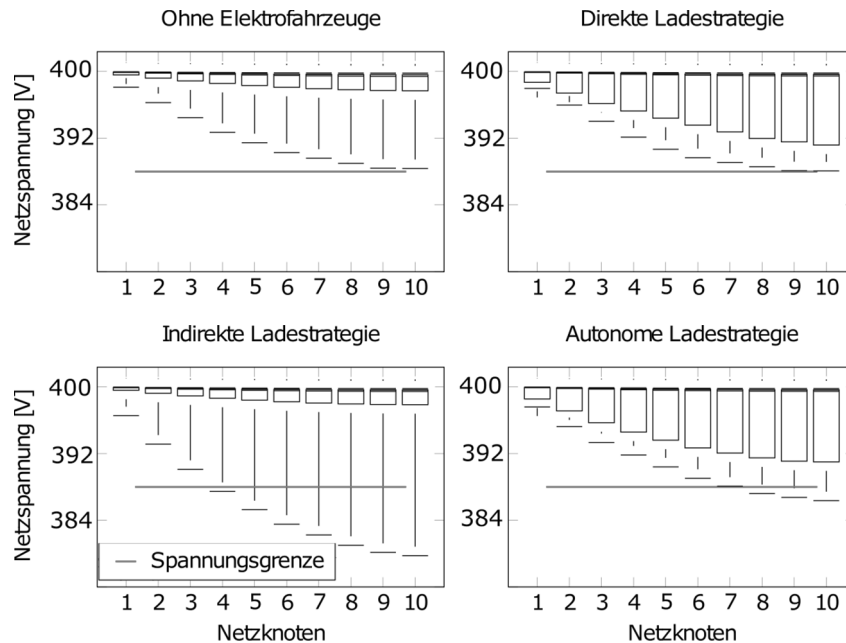


Abbildung 1: Netzbelastungen, falls keine Fahrzeuge angeschlossen sind sowie mit Fahrzeugen, die direkt, indirekt und autonom gesteuert werden.

Beim autonomen Laden reduziert sich die Ladeleistung in Zeiten niedriger Netzspannungen, hier wird Blindleistung bereitgestellt, welche die Netzspannung zusätzlich stützt. Nachteilig sind allerdings längere Ladezeiten aufgrund von reduzierten Ladeleistungen sowie der zusätzliche Investitionsbedarf in Leistungselektronik und Spannungsmessung. Zudem bestehen beim autonomen Laden höhere Anforderungen an die genutzte Leistungselektronik und die verwendete Messtechnik

Aus den Netzbelastungen ergibt sich, dass der Investitionsbedarf für das betrachtete Niederspannungsnetz am höchsten ist, wenn alle Fahrzeuge die gleiche indirekte Ladestrategie implementieren. Gleichzeitig können durch autonomes und direktes Laden zusätzliche Investitionen von ca. 1.500 Euro pro angeschlossenen Haushalt in konventionellen Netzausbau vermieden werden.

Literatur

- [1] Dallinger 2015 Dallinger et al., Plug-in electric vehicles automated charging control, <https://www.iit.upcomillas.es/docs/IIT-15-100A-Preview.pdf>, (2015)
- [2] dena 2012, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030, (2012)
- [3] iZEUS 2014 intelligent Zero Emission Urban System – iZEUS, <http://www.izeus.de/>, (2014)
- [4] StromNEV 2005 Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV), (2005)

8.3 ELEKTROMOBILITÄT - LASTGANG (SESSION G3)

8.3.1 Statistische Auswertungen zum E-Carsharing-Projekt „will e-fahren“

Thomas WIELAND¹, Ernst SCHMAUTZER¹, Carina SCHLINTL¹,
Elisabeth IMREK¹, Lothar FICKERT¹

Motivation / Ziele

Da der Verkehrssektor einen wesentlichen Teil zu den Treibhausgasemissionen in Österreich beiträgt ist es das ausgesprochene umweltpolitische Ziel, bis zum Jahr 2020 eine Elektrofahrzeuganzahl (inklusive Hybridantrieb) von 210.000 Autos in Österreich auf die Straßen zu bringen [1]. Da Personenkraftwagen außerordentlich viel knappen und teuren öffentlichen Raum beanspruchen, führen neue Denksätze weg von Fahrzeugen, die nur einer Person gehören und nur von dieser Person genutzt werden, hin zu Konzepten, wo einzelne Fahrzeuge von mehreren Personen gemeinsam genutzt werden. Damit kommt es zu einer besseren Auslastung der Fahrzeuge, zu einem reduzierten Platzbedarf und auch zu niedrigeren Betriebskosten. Zu diesen Konzepten gehören Car-Sharing und unter Berücksichtigung des Umweltschutzes insbesondere e-Carsharing. In städtischen Gebieten gibt es bereits eine Reihe von e-Carsharing-Projekten in denen aber die spezifischen Gegebenheiten von ländlichen Bereichen und Bezirksstädten kaum berücksichtigt wurden. Das Projekt „will e fahren“, des vom Klima und Energiefond von geförderten Projektes iEnergy2.0 [2] in der Modellregion Weiz-Gleisdorf, schließt diese Lücke.

Im Rahmen dieses Projekts sollen Mobilitätsbedürfnisse verschiedener Kundengruppen erhoben, sowie die Auswirkungen eines e-Carsharing Systems im ländlichen Bereich auf die verschiedenen Komponenten des elektrischen Stromnetzes untersucht werden. Die gewonnenen Erkenntnisse dienen in weiterer Folge der Entwicklung eines zielgruppenorientierten e-Carsharing Geschäftsmodells.

Methode

Um die entscheidenden Einflussfaktoren hinsichtlich Nutzung von e-Carsharing Fahrzeugen und deren Auswirkungen auf mögliche Geschäftsmodelle zu untersuchen, werden in diesem Projekt mehrere Elektrofahrzeuge an verschiedenen Kundengruppen (junge Erwachsene, Erwachsene, ältere Personen) über einen bestimmten Zeitraum verliehen. Die Teilnehmer an diesem Projekt müssen wissenschaftlich fundierte mehrteilige Fragebögen ausfüllen und ein detailliertes Fahrtenbuch führen. Diese Fragebögen werden verwendet, um die relevanten Einflussfaktoren (z.B. sozio-demographische, ökonomische, technologische Faktoren) sowie das Mobilitätsverhalten und die Ladebedürfnisse zur Beladung des Elektrofahrzeugs hinsichtlich der unterschiedlichen Kundengruppen zu erfassen. Wichtige Parameter wie Nutzerverhalten, Ladeenergiebedarf, Ladezeitpunkte, die Möglichkeit der zeitlichen Verschiebung von Fahrten und die Zahlungsbereitschaft pro Fahrt werden zusätzlich erhoben, um einerseits die persönliche Einstellung zur Mobilität und zu den Ladebedürfnissen zu erfassen und andererseits Aussagen hinsichtlich der Belastung bzw. Auslastung des Verteilernetzes sowie möglicher ökonomischer Geschäftsmodelle analysieren.

Auswertung

Die erfassten Parameter der unterschiedlichen Kundengruppen werden mittels statistischer Testverfahren [3], [4] mit Hilfe der Statistik- und Analysesoftwareprogramme IBM SPSS Statistics 23 und R 3.2.2 [5] inferenzstatistisch ausgewertet. Parallel dazu wird eine Netzsimulation auf Basis probabilistischer Methoden [6], [7], unter Berücksichtigung spezifischer Kundengruppen, zur Analyse zukünftiger Auslastungen im Stromnetz durchgeführt.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz,
Fax: +43 316 873-7553,
{Tel.: +43 316 873-7564, t.wieland@tugraz.at},
{Tel.: +43 316 873-7555, schmautzer@tugraz.at},
{Tel.: +43 316 873-7550, lothar.fickert@tugraz.at}

Ausblick und Schlussfolgerungen

Die Methoden zur Erfassung wichtiger Einflussfaktoren mittels wissenschaftlich fundierter Fragebögen in Kombination mit Fahrtenbüchern der genutzten Elektrofahrzeuge in Form eines technischen Monitorings ermöglichen eine tiefgehende statistische Analyse auf Basis in der Praxis ermittelter Daten von Elektrofahrzeugen unterschiedlicher Kundengruppen.

Die gewonnenen Erkenntnisse aus dem Teilprojekt „will e fahren“ aus dem Projekt „iEnergy 2.0“ sollen Aufschluss über die Mobilitätsbedürfnisse in ländlich/städtisch strukturierten Modellregion liefern, die in weiterer Folge der Entwicklung eines e-Carsharing Geschäftsmodells dienen und so einen wertvollen Beitrag für die zukünftige Entwicklung der Elektromobilität liefern.

Diese statistisch ausgewerteten Ergebnisse der unterschiedlichen Kundengruppen sind in weiterer Folge essentiell für die zukünftige Entwicklung der Elektromobilität; die auf probabilistischer Basis durchgeführten Simulationen sind notwendig, um Aufschluss über die zukünftigen Auslastungen verschiedener Betriebsmittel durch die Elektromobilität geben zu können.

Quellen

- [1] Umweltbundesamt (2010): „Elektromobilität in Österreich – Szenario 2020 und 2050“, Report, Wien, Österreich
- [2] iENERGY Weiz-Gleisdorf 2.0 – the power of a vision!, Smart Energy Demo – fit4set – 2nd Call, FFG Projektnummer 836099
- [3] M. Bühner, M. Ziegler: „Statistik für Psychologen und Sozialwissenschaftler“, Hallbermoos: Pearson, München, Deutschland, 2009
- [4] J. Bortz, C. Schuster: „Statistik für Human- und Sozialwissenschaftler“, Springer, Heidelberg Berlin, Deutschland, 2010
- [5] A. Field: „Discovering Statistics Using IBM SPSS Statistics“, SAGE, Los Angeles, Vereinigte Staaten von Amerika, 2013
- [6] T. Wieland, M. Reiter, E. Schmutzner, L. Fickert, J. Fabian, R. Schmied: „Probabilistische Methode zur Modellierung des Ladeverhaltens von Elektroautos anhand gemessener Daten elektrischer Ladestationen – Auslastungsanalysen von Ladestationen unter Berücksichtigung des Standorts zur Planung von elektrischen Stromnetzen“, e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, Springer-Verlag, Wien, Österreich, 2015
- [7] J. Fabian, T. Wieland, E. Schmutzner, L. Fickert, W. Slupetzky, R. Schmied, „Forschungserkenntnisse zum technischen Monitoring und Mobilitätsverhalten anhand der Modellregion für Elektromobilität im Großraum Graz,“ 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, Österreich, 2015

8.3.2 Ergebnisse und Schlussfolgerungen zur Begleitforschung der Modellregion Elektromobilität Großraum Graz

Jürgen FABIAN¹, Markus ERNST¹, Thomas WIELAND²,
Ernst SCHMAUTZER², Lothar FICKERT², Walter SLUPETZKY³,
Robert SCHMIED⁴

Inhalt

Um die Entwicklung der Elektromobilität aussagekräftig prognostizieren zu können, bedarf es einer Gesamtbetrachtung heutiger und zukünftiger Mobilität. Dabei stellt sich für elektrisch angetriebene Fahrzeuge die Herausforderung, sich in die bereits eingprägten und vorhandenen Verkehrsmuster zu integrieren, sowie diese zu ergänzen. Konsens findet sich diesbezüglich zwischen den Nutzeranforderungen und dem möglichen Einsatzpotenzial von Elektrofahrzeugen in urbanen Gebieten, in welchen häufig Kurzstrecken gefahren werden, sowie eine flächendeckende Ladeinfrastruktur zur Verfügung gestellt werden kann. Daher wird sich speziell die urbane Mobilität in voraussehender Zeit auf die Weiterentwicklung der Elektromobilität auswirken.

Modellregionen für Elektromobilität

In Österreich gibt es derzeit acht sogenannte Modellregionen E-Mobilität. In diesen Modellregionen, welche vom Klima- und Energiefonds und dem Lebensministerium initiiert und unterstützt werden, sollen Erfahrungen zu allen Aspekten rund um die Elektromobilität gesammelt werden. Diese Erfahrungen sind ein wesentlicher Bestandteil zur Unterstützung einer breiten Einführung von Elektromobilität in Österreich. Neue Mobilitäts- und Energiedienstleistungskonzepte sollen, basierend auf erneuerbarer Energie, zur Entwicklung von mit nachhaltigen Energiesystemen zu vereinbarenden Verkehrskonzepten, sowie zur Stärkung der Technologiekompetenz österreichischer Unternehmen beitragen.

Schwerpunktt Themen sowie Forschungsinhalte

Kernthemen in der Modellregion Elektromobilität Großraum Graz sind der Ausbau der Infrastruktur, die Entwicklung neuer Geschäfts- und Mobilitätsmodelle und die Kombination von Elektromobilität mit erneuerbaren Energieträgern.

Die eingereichte Publikation enthält den neusten Stand der Technik hinsichtlich Elektromobilität sowie aktuelle innovative Trends und Lösungsansätze zu den oben genannten Themenschwerpunkten. Die Bewertung der Auswirkungen der zukünftigen Elektromobilität auf das elektrische Versorgungsnetz, insbesondere der elektrischen Niederspannungs-Stromnetze, wird mittels einer Auswertung von vorhandenen Messdaten der sich in Betrieb befindlichen Elektrofahrzeuge durchgeführt. Das Monitoring der Ladestationen dient der Erfassung bzw. Analyse charakteristischer Parameter während des Ladeprozesses der Elektrofahrzeuge.

Das technische Monitoring stellt die Grundlage für das oben beschriebene Vorhaben dar. Daher wurden in der Vergangenheit mehrere Elektrofahrzeuge der Modellregion Graz mit Sensoren ausgerüstet und Messdaten aufgezeichnet. Es stehen somit neben den durch die Benutzer geführten Fahrtenbüchern auch das aufgezeichnete GPS-Signal, die Stromverbräuche der wesentlichsten elektrischen Komponenten, sowie auch etwaige Fehlermeldungen des Bordcomputers im Fahrzeug zur Verfügung. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass ein begleitendes technisches Monitoring essentiell für eine kundenorientierte Weiterentwicklung der Fahrzeuge ist. Nur so ist es möglich die eingesetzten Fahrzeuge zu validieren und einen realistischen Vergleich mit konventionellen Fahrzeugen zu machen.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Fahrzeugtechnik, Inffeldgasse 11/II, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-35279, juergen.fabian@tugraz.at, www.ftg.tugraz.at

² Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7550, lothar.fickert@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

³ QUINTESSENZ Organisationsberatung GmbH, Heigerleinstrasse 6/1/1, 1160 Wien, w.slupetzky@quintessenz.or.at, www.quint-e.at

⁴ e-mobility Graz GmbH, Steyregasse 114, 8010 Graz, office@emobility-graz.at, www.emobility-graz.at

Ziele der Modellregionen

Die Forschungsinhalte sowie gewonnene Erkenntnisse aus dem Betrieb der Elektro-Mobilitätsregionen sollen der Öffentlichkeit und potenziellen Multiplikatoren zugänglich gemacht werden. Die Schwerpunktthemen umfassen dabei: Ladeverhalten und Leistungsbedarf für das Laden; Auswirkungen auf das Stromnetz und die Energiebereitstellung bei Hochrechnung der Nutzungsdaten; Technisches Monitoring hinsichtlich der Fahrprofile; Kundenbedürfnisse sowie Nutzerverhalten; Bewertung technischer, ökonomischer und ökologischer Aspekte.

Als bedeutsame Wandlungstreiber für Elektromobilität werden die weiterhin zunehmende Urbanisierung sowie die Verknappung fossiler Energieträger in Zusammenhang mit steigenden Abgasemissionen genannt, wobei alternative elektrische Antriebskonzepte einen wesentlichen Beitrag zur Lösung dieser Problematik liefern können. Ein weiterer entscheidender Erfolgsfaktor für die flächendeckende Einführung der Elektromobilität ist die Nutzerakzeptanz, sowie in welchem Ausmaß die neue Technologie seitens des Benutzerverhaltens und den gesellschaftlichen Strukturen angenommen wird. Signifikante Veränderungen im Wertschöpfungsprozess können sich ergeben, sofern Automobilhersteller, Verkehrsunternehmen und Elektroenergieversorger miteinander zusammenarbeiten und gemeinsam Mobilitätsangebote entwickeln und anbieten.

8.3.3 Forecast the Charging Power Demand for an Electric Vehicle

Wilson MALUENDA¹, Philipp ÖSTERLE²

Abstract

A part of the project “Smart City Rheintal” aims to enhance the share of self-consumed energy. Renewables, mostly photovoltaic, are used to cover the demand of the electric vehicle infrastructure. In order to attain this objective it is necessary to forecast the demand of the electric vehicles. Furthermore, the energy generation has to be forecasted. This forecast is already provided by an external service provider. The load curve of the electric vehicle (EV) is generated by historical charging values. The aim of this work is to develop a method to predict the energy demand of one EV. The forecast is done for the upcoming day. A tool by the company “*metallogic German company in Munich with a software to model forecasting equations, www.metallogic.de*” is being used to achieve a reliable forecast. This tool offers a series of mathematical instruments to build up a model. The work demonstrates that a direct definition of the energy needs is not possible. Hence, a two-stage work is required. The first stage defines a model of a linear regression equation of the State of Charge (SoC) of the vehicles battery. In the second step a model for the energy forecast by using the results of the first step as an influence value is defined.

Introduction

One of the challenges in the project “Smart City Rheintal” (SCR) is the maximization of self-consumption of renewable energy. To reach that an active demand side management is needed. Therefore an application controls and shifts the energy consumption of an electric vehicle (EV). To facilitate self-consumption knowledge about consumer behavior has to be gathered. One important part is the behavior of e-cars user. Especially charging times – start, end, duration – charged energy and energy consumption (demand) are essential key figures. To get this information it is necessary to analyze the charging power of a representative EV. With knowledge of charging power demand of an e-car it is possible to see if the forecasted energy generation will be enough to cover the energy needs of the EV for the whole intraday (not part of this work). This work will be the basis to know more about the consumption of energy of one e-car, and how mathematical models can predict the consumption of it

¹ CSC Computer Sciences Consulting Austria GmbH, Dresdnerstraße 47, 1200 Wien, Tel.: +43 1 20777-1447

² VKW Illwerke, Weidachstraße 6, 6900 Bregenz

8.3.4 Analyse der Gleichzeitigkeitsfaktoren von Prosumer-Haushalten mit Elektrofahrzeugen

Christoph GROISS¹

Einleitung

Die Auslegung von elektrischen Verteilnetzen wird maßgeblich von der erwarteten Spitzenleistung bestimmt. Gerade in der Niederspannungsebene ist hierbei der Effekt entscheidend, dass die einzelnen Verbraucher ihre jeweilige Maximalleistung nicht zum gleichen Zeitpunkt abrufen.

Der sogenannte Gleichzeitigkeitsfaktor $g(N)$ beschreibt das Verhältnis aus der maximal auftretenden Summenleistung dividiert durch die Summe der Einzelmaxima der Wohneinheiten:

$$g(N) = \frac{\max_t \sum_{i=1}^N P_i(t)}{\sum_{i=1}^N \max_t P_i(t)}$$

In TAEV [1] sind hierzu praktische Erfahrungswerte gegeben, wie stark der Gleichzeitigkeitsfaktor in Abhängigkeit der Anzahl an Wohneinheiten bzw. Haushalten (HH) abnimmt. In diesem Paper soll nun der Frage nachgegangen werden, in wie weit diese Erfahrungswerte für Haushalte, welche sowohl über eine Photovoltaikanlage als auch über eine Ladestation für Elektro-Fahrzeuge verfügen, zutreffen.

Methodik

Ausgangsbasis der Untersuchung stellen die Messungen an 41 Haushalten in der „Smart Grids Modellgemeinde Köstendorf“ über den Zeitraum von einem Jahr mit einer Zeitaufösung von 5 min dar (siehe Abbildung 1). Diese Haushalte verfügen über eine eigene Photovoltaikanlage sowie größtenteils über ein eigenes Elektrofahrzeug mit zugehöriger Ladestation.

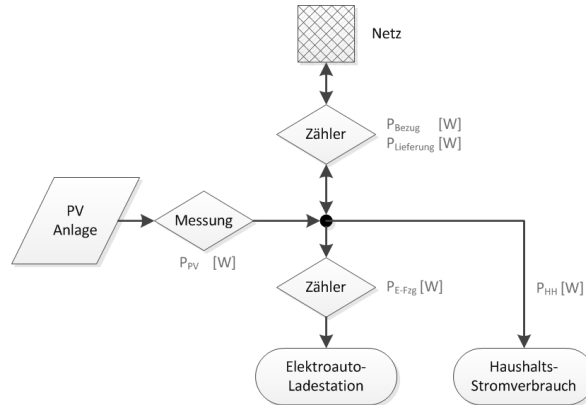


Abbildung 1: Auszug der aufgenommenen Messwerte in der Modellgemeinde Köstendorf.

Für jede der drei Verbrauchszeitreihen „Haushaltsstromverbrauch“, „Ladestation E-Fzg“ sowie dem „Bezug aus dem Stromnetz“ wurde der Gleichzeitigkeitsfaktor ermittelt (vgl. Abbildung 1). Die einzelnen Zeitreihen weisen z.T. Datenfehler auf. Aus diesem Grund wird in weiterer Folge anstelle des Maximalwertes der Zeitreihe (welcher häufig einen Ausreißer darstellt) jeweils das 99,99% Quantil als Spitzenwert herangezogen. In der Langfassung dieses Papers wird die Änderung der Ergebnisse in Abhängigkeit des gewählten Quantils behandelt. Weiters wurden Zeitreihen mit grob schlechten Werten aus der Analyse ausgeschlossen.

Das Ergebnis des auftretenden Gleichzeitigkeitsfaktors für eine bestimmte Anzahl an Haushalten hängt stark von der konkreten Auswahl dieser Haushalte ab. Um diesen Einfluss zu verringern wurden jeweils 10.000 Zufallsziehungen an unterschiedlichen Kombinationen durchgeführt und dabei der Gleichzeitigkeitsfaktor berechnet. Abschließend wurde daraus der Mittelwert und die Bandbreite bestimmt.

¹ Salzburg Netz GmbH, Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg, Österreich, Tel.: +43 662 8882-2699, christoph.groiss@salzburgnetz.at, www.salzburgnetz.at

Ergebnisse

In Abbildung 2 sind die Gleichzeitigkeitsfaktoren der einzelnen Zeitreihen gemeinsam dargestellt. Der Bereich, der durch die beiden hellgrauen Linien aufgespannt wird, ist jener, welcher laut TAEV [1] den zu erwartenden Gleichzeitigkeitsfaktor für „vollelektrifizierte Wohneinheiten“ darstellt. Der gemessene Gleichzeitigkeitsfaktor des Haushaltsstromverbrauchs stimmt nahezu mit der Obergrenze laut TAEV überein.

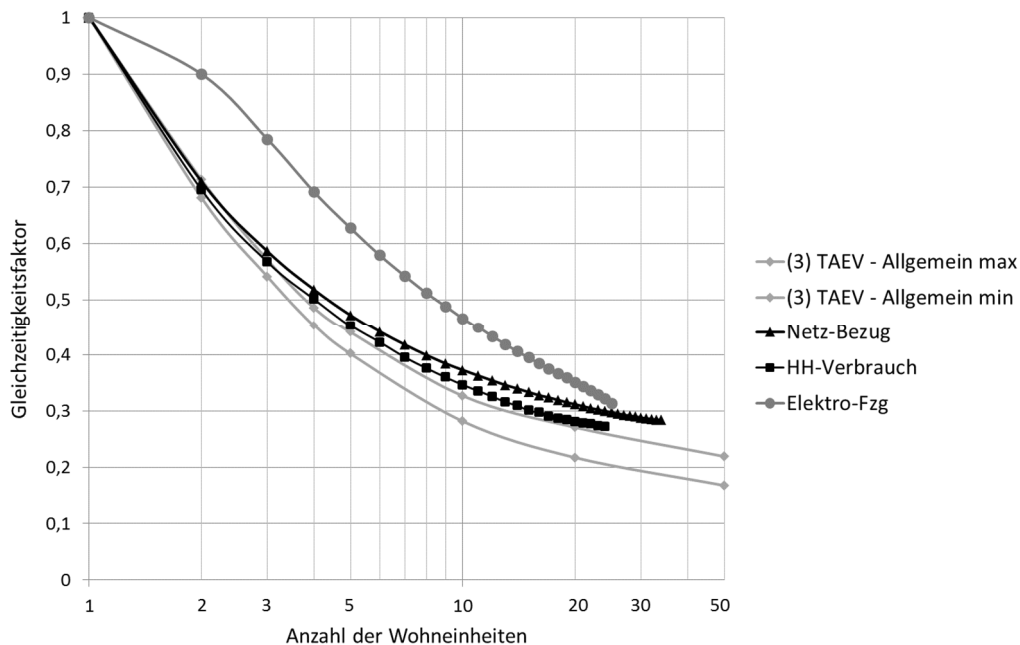


Abbildung 2: Gleichzeitigkeitsfaktor für Netz-Bezug, Haushaltsstromverbrauch und Ladung der Elektrofahrzeuge im Vergleich zur Bandbreite der TAEV für allgemeinen Bedarf.

Die Kurve des Netzbezugs, welcher sowohl den Verbrauch der Elektrofahrzeuge als auch die Photovoltaikerzeugung beinhaltet, gleicht der Kurve des reinen Stromverbrauchs im Haushalt. Die etwas erhöhten Werte der Gleichzeitigkeit können über den Effekt des Ladeverhaltens der Elektromobilität erklärt werden. Der qualitative Verlauf des Gleichzeitigkeitsfaktors des Netzbezugs wird weder durch die dezentrale Einspeisung noch durch das Laden der Elektro-Fahrzeuge maßgeblich beeinflusst. Es ist jedoch zu beachten, dass den beiden Kurven ein unterschiedlicher Bezugswert zu Grunde liegt und die absolut auftretenden Bezugs-Leistungen durch die Elektro-Mobilität ansteigen.

Der Verlauf des Gleichzeitigkeitsfaktors aller Elektro-Fahrzeug Ladestationen weist im Vergleich zum normalen Haushaltsstromverbrauch eine unterschiedliche Charakteristik auf. Werden wenige Ladestationen betrachtet so zeigen diese eine hohe Gleichzeitigkeit. Die Wahrscheinlichkeit, dass einige Fahrzeuge zum gleichen Zeitpunkt mit ihrer (nahezu) Maximalleistung geladen werden, ist verhältnismäßig hoch. Die Kurve fällt mit steigender Anzahl an Ladestationen stärker ab als jene des HH-Verbrauchs und zeigt, dass für ein größeres Kollektiv an Elektrofahrzeugen, das gleichzeitige Laden mit Maximalleistung unwahrscheinlicher wird.

Literatur

- [1] TAEV 2012: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt; Herausgeber: Oesterreichs Energie

8.3.5 Ein Containerterminal als flexibler Verbraucher – Optimierung der Ladeprozesse von Elektrofahrzeugen im Schwerlastverkehr

Serge RUNGE¹, Norman IHLE¹, Christoph GUTSCHI²,
Karlheinz GÖDDERZ³

Rahmenbedingungen in einem Containerterminal

Viele Nutzfahrzeuge weisen Fahrprofile auf, bei denen eine Elektrifizierung des Antriebs erwogen werden kann. Insbesondere bei geschlossenen Transportsystemen finden sich nahezu optimale Bedingungen für den Einsatz von Fahrzeugen mit Elektromotoren. Dies ist daran festzumachen, dass die Fahrzeuge häufig halten und anfahren müssen und bei den Fahrzeugen zumeist nur moderate Endgeschwindigkeiten zugelassen werden. Ein Containerterminalbetrieb stellt zudem ein vorzügliches Gebiet für die Verwendung elektrischer Batteriespeichersysteme in den Fahrzeugen dar, da er sich durch regelmäßigen Fahrzeugeinsatz, geringe Nutzungskonflikte und hohe Tagesfahrleistungen auszeichnet. Zusätzlich können die Standorte der Batteriesysteme und ihre Ladezustandsentwicklung innerhalb des Transportareals sehr gut nachvollzogen werden, wodurch der Energiebereitstellungsprozess für die Elektrofahrzeuge planbar und steuerbar wird. Auf Basis einer Vorhersage für das Aufkommen von Transportaufträgen kann Aufschluss darüber gewonnen werden, wie viel elektrische Energie die Fahrzeuge zu welcher Zeit verbrauchen werden und wann diese über Ladeprozesse nachzuführen ist. Diese Vorhersagemöglichkeiten erlauben es zum Beispiel einem Containerterminalbetrieb, die Batteriesysteme quasi als stationär zu behandeln und sie einer energiewirtschaftlich optimierenden Anlageneinsatzplanung hinzuzuziehen. Dennoch bleiben sie über den gesamten Planungszeitraum hinweg den vorherzusehenden Logistikanforderungen unterworfen und müssen vorrangig für das Erfüllen von Transportaufträgen zur Verfügung stehen.

Bewirtschaftung quasi-stationärer Batteriespeichersysteme

Das Projekt BESIC („Batterie-Elektrische Schwerlastfahrzeuge im Intelligenten Containerterminalbetrieb“) befasst sich mit der Planung der Betriebsabläufe zur Bewirtschaftung des Batteriespeichervolumens im wasserseitigen Horizontaltransportbereich eines maritimen Containerterminals unter Anwendung eines Batteriewechselkonzepts. Die Wechselbatterien sind in Abhängigkeit von einer voraussichtlichen Transportlast einen Tag im Voraus zu subaggregieren, um in der Ausrichtung auf die Kosten des Strombezugs und die Erlöse aus einem Angebot von Minutenreserve eine größtmögliche Senkung der Energiekosten herbeizuführen. Das Transportauftragsaufkommen kann anhand von Informationen über die eintreffenden Schiffe und die Anzahlen der zu importierenden und zu exportierenden Container bestimmt werden. Zur Indikation der Strombezugspreise werden die Ergebnisse der sogenannten Stundenkontrakte im Vortagshandel herangezogen; zur Einschätzung der Leistungspreise für den Minutenreservemarkt dienen anonymisierte Zuschlagsergebnisse einer Tagesausschreibung der Vorwoche.

Nach derzeitigem Stand der Automatisierung werden die batterie-elektrischen Fahrzeuge ab einem gewissen Reserveniveau des Ladezustands zu einem Batterietausch an die Ladestation beordert. Es ist nicht möglich, dem Erreichen des Reserveniveaus vorzugreifen und ein Fahrzeug vorweg für einen Batterietausch an die Station zu holen. Aus diesem Grund werden die Batterieeinsatzaktivitäten nach einfachen Prioritäts- und Auswahlregeln geplant, so dass der Fahrbetrieb und die Stationsaufenthalte der Wechselbatterien der Automatisierung im Feld gerecht werden. Eine Besonderheit der daran anknüpfenden Subaggregationsaufgabe liegt in den zeitlichen Verfügbarkeitsrestriktionen der umlaufenden Batteriesysteme und den Restriktionen auf die Speicherstände beim Tausch einer Wechselbatterie an der Ladestation.

¹ Universität Oldenburg, Department für Informatik,
{serge.runge@efzn.de},
{norman.ihle@uni-oldenburg.de}

² cyberGRID GmbH, Inkustrasse 16, 3400 Klosterneuburg, cg@cyber-grid.com

³ Vattenfall Europe Information Services GmbH, Hamburg, karlheinz.goedderz@vattenfall.de

In Abbildung 1 wird erläutert, wie einem Abschaltpotenzial {1b} zum Angebots-/ Erbringungs-zweck ein Zuschaltpotenzial {2b} zum Kompensationszweck in einem Angebot positiver Regelleistung entgegengestellt wird. Im dargestellten Beispiel geht dieses Angebot komplett auf eine Wechselbatterie zurück, dessen Ladeverlauf flexibel festgelegt worden ist. Während eine Wechselbatterie in der betreffenden Produktperiode plangemäß {1a} geladen wird, kommt es bei der Ausführung des Ladeverlaufs zu einem Abruf von positiver Regelleistung. Dazu wird das reservierte Abschaltpotenzial {1b} ausgenutzt und das Laden der Wechselbatterie entgegen des geplanten Ladeverlaufs {1c} unterbrochen. Nachdem der Abruf beendet wurde, muss die aus der Unterbrechung herrührende Menge elektrischer Energie nachträglich geladen {2c} werden. Dazu wird das zu Kompensationszwecken reservierte Zuschaltpotenzial {2b} ausgenutzt und entgegen des geplanten Ladeverlaufs {2a} das Laden wieder aufgenommen.

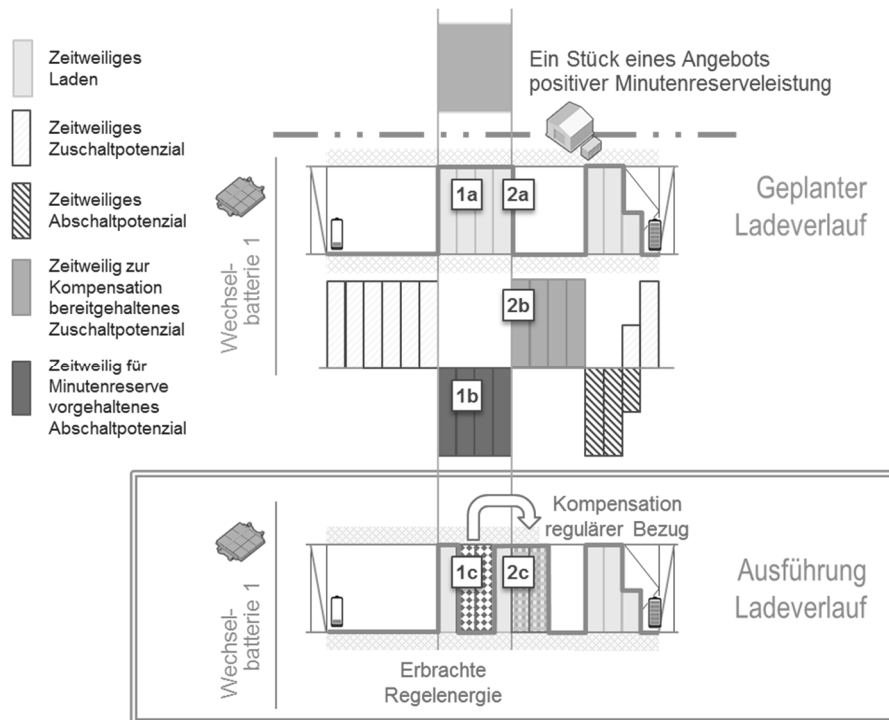


Abbildung 1: Flexibilität bei der Ausführung geplanter Ladeprozesse.

Bei erstmaliger Festlegung des Ladeverlaufs kann zwar darauf abgezielt werden, die Leistungspreiserlöse für Minutenreserveangebote zu maximieren. Bei wechselnden Marktlagen muss dies jedoch nicht zwingend das bestmögliche energiewirtschaftliche Gesamtergebnis darstellen. Es ist also zwischen den Erlösen für das Angebot von Minutenreserve und den Kosten des Strombezugs abzuwägen. Wie in Abbildung 2 dargestellt, wird daher überprüft, ob gegenüber dem vorliegenden Planungsstand vom beabsichtigten Gebrauch von Zuschalt-/Abschaltpotenzial eines oder mehrerer Stücke von Minutenreserveangeboten abgesehen werden kann. Bei einer betrachteten Angebotszerlegung (Reservierung {1a} zum Angebotszweck würde aufgelöst) kann die dann ungebundene Festlegung von Ladeleistung für einen nächsten Planungsstand umverteilt werden, was zu veränderten Potenzialwerten {2b} führt. Eine Verbesserung des Gesamtergebnisses tritt ein, falls die Vergünstigung des Strombezugs {2a} im Ganzen die Erlösminderung {1a} überwiegt (im dargestellten Beispiel trifft dies nicht zu). Es wäre möglich, dass sich nach einer etwaigen Umverteilung der Ladeleistung wieder Zuschalt-/Abschaltpotenzial ausprägt, welches aufs Neue für Angebote von Minutenreserve in Gebrauch genommen werden kann.

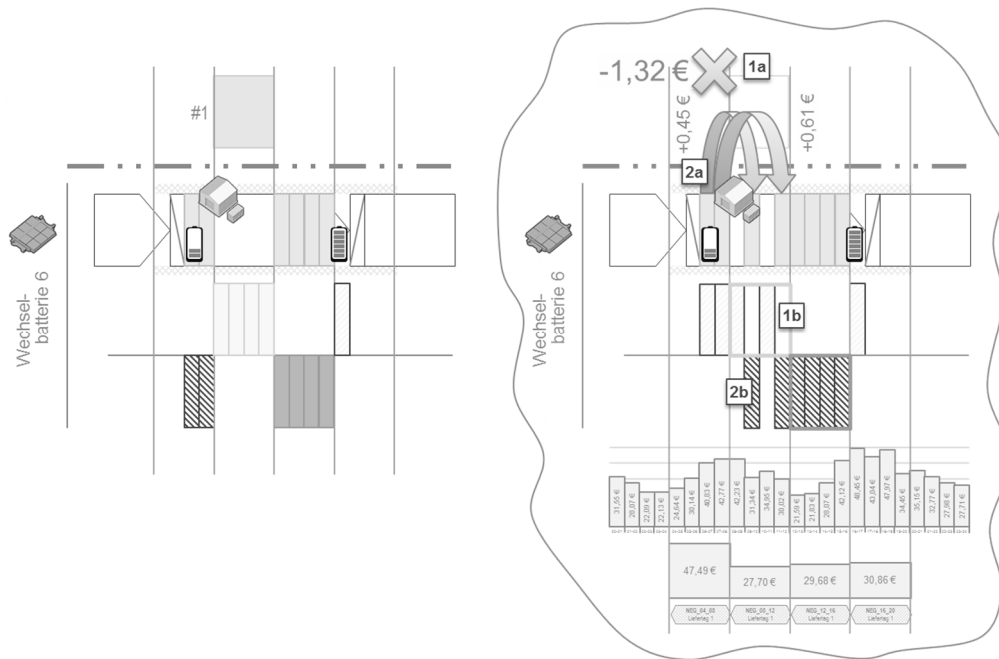


Abbildung 2: Zerlegung eines Stücks eines Angebots negativer Regelleistung.

Die Einsatzplanung für die Wechselbatterien in einem Containerterminalbetrieb wirft gegenüber dem Management von Transportsystemen oder eines Kraftwerksverbunds zusätzliche Anforderungen auf. Die integrierte Planungsproblemstellung weist eine hohe Entscheidungskomplexität auf und ist mit rein mathematischen Optimierungsmodellen (nachweislich mit einem OPL-Modell) nicht in angemessener Zeit zu lösen. Es kann jedoch durch ein optimierendes Konstruktions-/Dekonstruktionsverfahren äußerst zufriedenstellend gelöst werden. Für eine Zerlegung beabsichtigter Minutenreserveangebote und Umlage einer Festlegung von Ladeleistung wird ein Dependenzgraph gebildet, in welchem die Voraussetzungen der jeweiligen Umverteilungsmöglichkeiten und der Einfluss auf das Gesamtergebnis verzeichnet sind. Darin werden dann Teilgraphen gesucht, die eine gemeinsame ergebnisverbessernde Angebotszerlegung anzeigen.

Das Verfahren wurde am Beispiel eines deutschen Containerterminals getestet. In einem Ganzjahresvergleich für 2013 ist das Gesamtergebnis (d.h. die Nettostrombezugskosten) nach der kombinierten Optimierung um 28 % besser als das Gesamtergebnis für die aus dem jetzigen Stand der Automatisierung resultierenden Ladeverläufe.

8.4 ENERGIEPSYCHOLOGIE (SESSION G4)

8.4.1 Energiepsychologie für die Energiewende

Heinz STIGLER¹, Udo BACHHIESL¹

Inhalt

Menschen gehen mit den ihnen zur Verfügung stehenden knappen Ressourcen regelmäßig recht vernünftig um. Das verfügbare Monatsbudget wird für die Grundbedürfnisse Ernährung, Behausung, Bekleidung, Verkehr, Freizeit usw. durchwegs rational ausgegeben. Dies ist wohl auch dadurch bedingt, dass wir für die Befriedigung all dieser Bedürfnisse einen entsprechenden Wertmaßstab in Form des hierfür hinzugebenden Gegenwertes an Geld zur Verfügung haben. Mit dem „Begreifen“ von Energie taten sich Menschen schon immer schwer, wie man unschwer daraus erkennt, dass schon das griechische „energeia“ wohl mit „Kraft“ zu übersetzen ist.

Auch das olympische „citius – altius – fortius“ („schneller – höher – stärker“) hat mit Energie nichts zu tun. Dass die meisten von uns „schneller, höher, stärker“ sein möchten, werden viele bestätigen. Ermöglicht wird uns das vor allem durch den Einsatz von Energie und entsprechenden Maschinen. Die Begeisterung für Autos ist darauf wohl ebenso zurück zu führen wie jene für Lokomotiven mit Zügen und Fernsehsendungen mit extrem starken Maschinen.

Der Energiebegriff ist – zumindest für den Erstautor (!) – bis heute psychologisch nicht wirklich „begriffen“. Zwar kennt er viele Erscheinungsformen der Energie und eine Menge von Formeln, um mit Energie umgehen zu können, was einem „Wissen“ entspricht. Vom „Wissen“ ist aber über das „Verstehen“ hin zum „Begreifen“ ein weiter Weg. Der tiefere Grund für das fehlende „Begreifen“ könnte wohl darin liegen, dass „Energie an sich“ in der Realität nicht vorkommt, sondern nur ein Sammelbegriff für die vielfältigen Energiearten und Erscheinungsformen ist.

Eine weitere Problemstellung ist in der Definition der Energieeinheit „Joule“ zu finden. Wegen des von uns verwendeten Einheitensystems ergibt sich für die Energieeinheit eine wahrlich kleine Quantität. Wenn der österreichische Energieverbrauch Österreichs 2010: 1,458 PJ (Petajoule) betrug, so kann man sich darunter keine wirkliche Energiemenge vorstellen. 1 ½ Milliarden Joule sind eine Zahl, die sich die wenigsten Menschen wirklich vorstellen können. Auch sehr kräftige Männer leisten im Vergleich mit alltäglichen Maschinen sehr wenig: die Arbeitsleistung eines Schwerarbeiters pro Tag entspricht 1 kWh. Ein Auto 1 km zu schieben ist wohl eine extrem anstrengende Aufgabe. 40 Zementsäcke auf den Schlossberg an 1 Tag hinaufzutragen wird man wohl niemandem zumuten – es entspricht aber nur der Energiemenge von 1 kWh.

Diese menschlichen Gegebenheiten führen wohl psychologisch dazu, dass wir verneinen, dass mechanische Energieformen (heben, beschleunigen, bewegen) besonders viel Energie benötigen. Die Fehleinschätzungen sind weder an die (sonstige oder technische) Ausbildung gebunden: Mittelschüler, Technikstudenten, Jus- und Wirtschaftsstudenten verschätzen sich gleichermaßen. Das „elektrische Licht“ war in der Vergangenheit wahrlich teuer: nach einer Abschätzung des Autors musste vor einem Jahrhundert real das 200fache für Beleuchtung bezahlt werden: Großmütter und Mütter haben uns alle bis heute das „Lichtabdrehen“ eingebläut – hin bis zu Richtlinien der EU.

Wenn wir also einen „verschwommenen“ Begriff von Energie (und Leistung) haben, ist es wenig verwunderlich, wenn wir uns mit einem sinnvollen Umgang mit Energie und vor allem Energiesparen schwer tun. So meinen die Haushalte, dass viel Energie für Beleuchtung und die die Haushaltsgeräte verbraucht wird und für Beheizung und Warmwasser sowie für Verkehr weniger als in Wirklichkeit. Wenn wir sinnvollen, sparsamen Energieverbrauch fördern wollen, müssten wir mit entsprechender Begriffsbildung in der Schule beginnen. Hier geht es vor allem darum, Relationen und Mengen ins Bewusstsein zu rücken. Die Ausbildung im Physikunterricht ist – trotz oder wegen – der vielen Formeln, die wir zwar wissen, aber im konkreten Fall nicht „schnell nachrechnen“ können, nicht die relevante Stelle.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, 8010 Graz, Fax: +43 316 873-107900, Tel.: +43 316 873-7900, stigler@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

8.4.2 SEMA – SOCIAL ENERGY MANAGEMENT

Stephan ENGEL¹

Einführung

Ziel der deutschen Regierung ist es, bis 2050 80 % des Stroms mit Erneuerbaren Energien zu erzeugen, der Anteil Erneuerbarer Energien im Endenergieverbrauch soll auf 60 % wachsen [1]. Die Integration erneuerbarer Energien und die zunehmende dezentrale Energiebereitstellung stellen das Energiesystem vor neue Herausforderungen. Ungefähr ein Drittel des jährlichen Energieverbrauchs in Deutschland entfällt auf private Haushalte. [2] Um die Ziele der Bundesregierung erreichen zu können, gilt es Angebot und Nachfrage möglichst gut in Einklang zu bringen. Der Steuerung des Energieverbrauchs genauso wie der Energieeffizienz kommt vor diesem Hintergrund eine immer größer werdende Bedeutung zu.

Bisherige Ansätze, eine stärkere Flexibilisierung der Nachfrageseite zu erreichen, setzen meist auf monetäre Anreize, also extrinsische Motivation (z. B. Variabler Strompreis). Studien, die beispielsweise mithilfe entsprechender Stromtarife und Feedback auf Einsparungen bzw. Verlagerungen abzielten, erreichten etwa 5-10 % Lastreduktion bzw. Einsparungen [3], [4]. Allerdings finden sich in der Literatur ähnliche Effekte, wenn ausschließlich mit Feedback gearbeitet wurde [5]. Zudem konnte bisher nicht eindeutig belegt werden, ob die externen Anreize der Tarife ausreichen, um das gewünschte Verhalten auf Dauer zu stabilisieren [6], [7]. Ein finanzieller Nutzen und dessen Abwägung sollte demnach nicht die einzige Strategie zur Beeinflussung des Energieverbrauchs darstellen.

Gamification

Bisher wenig entwickelt und umgesetzt wurden Anreizsysteme, die ohne einen monetären Anreiz wirken bzw. bei denen der monetäre Anreiz eher nachrangig wirkt. Bei solchen Anreizsystemen steht weniger die extrinsische als vielmehr die intrinsische Motivation im Vordergrund. Ein entsprechender Ansatz, der aus dem Bereich des Spiel-Designs kommt, wird als Gamification bezeichnet. Gamification meint die Anreicherung von Produkten, Dienstleistungen und Informationssystemen mit Spiel-Elementen, um die Motivation, die Produktivität und die Verhaltensweisen von Nutzern positiv zu beeinflussen [8], [9].

Ein Produkt, das Energiemanagement/-effizienz mit Gamification verbindet, mit dem Ziel Energie-Einsparungen zu fördern und die Synchronisation des Verbrauchs mit der Erzeugung zu optimieren, gibt es bisher nicht. Das Wirkungsprinzip von Gamification als Anreizmechanismus ist eine umfassende Motivationsunterstützung [8]. Während andere Anreizmechanismen in der Regel auf eine Erhöhung der extrinsischen Motivation ausgerichtet sind, deren Wirkung häufig nur kurzfristig ist, da diese durch Gewöhnungseffekte schnell abnimmt, setzt Gamification auf die Erhöhung der intrinsischen Nutzenmotivation [8], [10].

Sema

Mit sema - Social Energy Management wird eine Verbindung sozialer Netzwerke mit spielorientierten Anreizkonzepten zur stärkeren Flexibilisierung der Nachfrageseite sowie zur Unterstützung der Energieeffizienz entwickelt. sema integriert dazu bewährte Ansätze aus dem Energiemanagement mit neuen Ansätzen aus dem Bereich Gamification.

sema ist dabei mehr als ein Tool, mit dem sich die Nutzer ihren Energieverbrauch anzeigen lassen können. sema trägt dazu bei, dass die Nutzer ihr Verbrauchsverhalten nachhaltig ändern. Die Nutzer von sema können Strom dann verbrauchen, wenn gerade viel Strom aus Erneuerbaren Energien in das Netz fließt oder ihren Verbrauch dann reduzieren, wenn gerade kein oder nur wenig Strom aus Erneuerbaren Energien zur Verfügung steht (Flexibilisierung). Dafür erhalten die Nutzer von sema Punkte und Trophäen, die sie sammeln können. Über Rankings können die Nutzer immer sehen, wo sie im Vergleich zu anderen Nutzern stehen und sich mit diesen vergleichen. Darüber hinaus ermöglicht sema den Nutzern, dass sie das, was sie tun, mit anderen Nutzern in der sema-Community teilen und sich so ein positiver Wettbewerb innerhalb der Community entwickeln kann.

¹ Fraunhofer IWES Kassel, Wilhelmshöher Allee 254, Tel.: +49 561 7294-227, Fax: +49 561 7294-200, stephan.engel@iwes.fraunhofer.de, www.iwes.fraunhofer.de

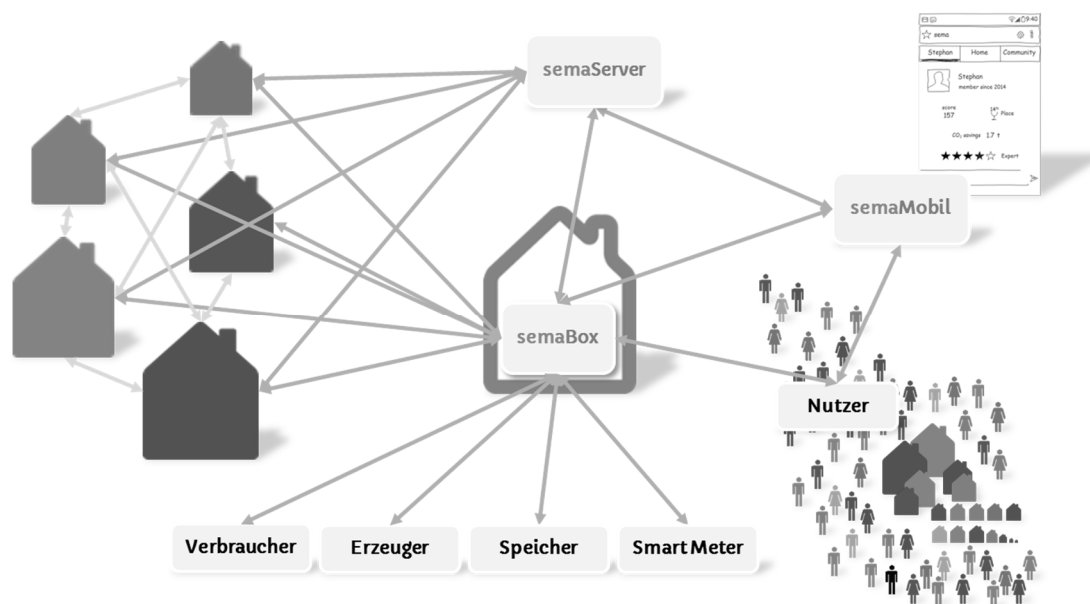


Abbildung 1: Darstellung des Zusammenwirkens der drei sema-Module semaBox, semaServer und semaApp.

sema umfasst die drei Module semaBox, semaServer und semaApp.

semaBox

Die semaBox ist ein Gateway, das beim Nutzer zuhause steht. Auf dem Gateway ist die Software OGEMA (www.ogema.org) installiert. Die OGEMA-Plattform des Fraunhofer IWES ist ein quelloffenes Softwareframework für eine standardisierte Kommunikation in den Bereichen Energy Management und Home Automation. Zur Kommunikation mit den an die semaBox angeschlossenen Geräten nutzt OGEMA interne Kommunikationstreiber. OGEMA ermöglicht die parallele Ausführung unterschiedlicher Anwendungen, so genannter (OGEMA-)Apps [11], [12]. Weiterhin verfügt die semaBox über entsprechende Schnittstellen zur Kommunikation mit den Verbrauchern, Erzeugern und Speichern sowie mit vorhandenen Smart Metern.

sema selbst wird als App auf dem Gateway ausgeführt. Als OGEMA-App hat sema somit Zugriff auf die vom Gateway erfassten und verschlüsselt lokal gespeicherten Verbrauchs-, Erzeugungs- und Zählerdaten bzw. Zustände der Speicher. Darüber hinaus speichert die App auch externe Daten wie z. B. lokale Wetterprognosen, variable Energiepreise/Netzentgelte oder Stromboni. Die Installation und Konfiguration der an die semaBox angeschlossenen Geräte erfolgt ebenfalls über diese App.

semaServer

Bei semaServer handelt es sich um einen zentralen Server bzw. eine Cloud-basierte Lösung. Der semaServer dient in erster Linie als Web-Frontend zur Einrichtung und Konfiguration des Nutzerkontos. Darüber hinaus dient der semaServer aber auch dem Versions- und Updatemanagement von sema. Als dritte Aufgabe übernimmt der semaServer darüber hinaus auch die Steuerung und Überwachung der Kommunikation der semaBoxen unterschiedlicher Nutzer untereinander.

semaApp

Die semaApp ist eine Android-App, die auf einem Smartphone und/oder einem Tablet installiert ist. Die semaApp ermöglicht dem Nutzer die direkte Interaktion mit sema. Darüber hinaus stellt die App dem Nutzer Informationen bereit, die sowohl sein Verbrauchsverhalten, als auch die Aktivitäten in der sema-Community betreffen. Die semaApp ist damit das zentrale Interface Device für die Nutzung von sema.

Literaturverzeichnis

- [1] PRESSE- UND INFORMATIONSAMT DER BUNDESREGIERUNG: Erneuerbare Energien - ein neues Zeitalter hat begonnen: Die Zukunft unserer Energieversorgung liegt in den unerschöpflichen und klimafreundlichen Energieträgern Wind, Sonne, Wasser und Biomasse. URL http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Energieversorgung/ErneuerbareEnergien-Zeitalter/_node.html – Überprüfungsdatum 2014-06-27

-
- [2] FRONDEL, Manuel: Erstellung der Anwendungsbilanzen 2011 und 2012 für den Sektor Private Haushalte: Endbericht - Oktober 2013. Forschungsprojekt im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin. In: RWI Projektberichte (2013)
- [3] NEWSHAM, G. R. ; BOWKER, B. G.: The effect of utility time-varying pricing and load control strategies on residential summer peak electricity use: a review, 2010
- [4] STROMBACK, Jesscia ; DROMACQUE, Chrsitophe ; YASSIN, Mazin H.: The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison : Short name: Empower Demand. 2011
- [5] ABRAHAMSE, Wokje ; STEG, Linda ; VLEK, Charles ; ROTHENGATTER, Talib: A review of intervention studies aimed at household energy conservation. In: Journal of Environmental Psychology 25 (2005), Nr. 3, S. 273-291
- [6] BATTALIO, Raymond C. ; KAGEL, John H. ; WINKLER, Robin C. ; WINETT, Richard A.: Residential Electricity Demand: An Experimental Study. In: The Review of Economics and Statistics 61 (1979), Nr. 2, S. 180
- [7] VAN RAAIJ, W.Fred ; VERHALLEN, Theo M.M.: A behavioral model of residential energy use. In: Journal of Economic Psychology 3 (1983), Nr. 1, S. 39-63
- [8] BLOHM, Ivo ; LEIMEISTER, Jan Marco: Gamification : Gestaltung IT-basierter Zusatzdienstleistungen zur Motivationsunterstützung und Verhaltensänderung. In: WIRTSCHAFTSINFORMATIK (2013)
- [9] DETERDING, Sebastian ; DIXON, Dan ; KHALED, Rilla ; NACKE, Lennart: From Game Design Elements to Gamefulness: Defining "Gamification". In: Proceedings of the 15th International Academic MindTrek Conference Envisioning Future Media Environments. New York, NY : ACM, 2011
- [10] MCGONIGAL, Jane: Reality is broken : Why games make us better and how they can change the world. London : Vintage, 2012
- [11] FRAUNHOFER IWES: OGEMA: open energy management. URL www.ogema.org. – Aktualisierungsdatum: 2014 – Überprüfungsdatum 2015-06-15
- [12] BECKER, Birger: Interaktives Gebäude-Energiemanagement. Karlsruhe : KIT Scientific Publishing, 2014

8.4.3 Energiesparen sinnvoll forcieren beim Konsumenten – Energieverbrauch von Wiener Haushalten verstehen und verändern

Nadine HAUFE¹

Inhalt

Nachhaltige, versorgungssichere und leistbare Mobilität sowie Energieversorgung stellt heutige sowie zukünftige Gesellschaften und deren Steuerung vor große Herausforderungen.

Der Verkehr ebenso wie der Energiekonsum und die Energiekosten steigen weltweit, dabei sind die fossilen Energieressourcen begrenzt und energiekonsum- bzw. mobilitätsbedingte Treibhausgasemissionen beeinflussen das Klima. In Europa wird knapp ein Drittel der Treibhausgase durch den direkten Energieverbrauch von Privathaushalten (Heizung, Warmwasser, elektrische Geräte, Beleuchtung, Pkw) erzeugt. Und der private Energieverbrauch steigt trotz vielfältiger technologischer Bemühungen um Energieeffizienz und Energieeinsparungen z.B. im Bereich der Verkehrstechnologie oder Gebäudetechnik stetig weiter (vgl. Eurostat 2015).

Der Frage nach den zukünftigen Herausforderungen von Städten wird heute unter dem Schlagwort „Smart City“ vor allem mit technischen Lösungen begegnet. Das Potenzial von Energie- und CO₂-Einsparungen durch nicht-technische Maßnahmen wie das NutzerInnenverhalten wird dabei unterschätzt. Laut Grazer Energieagentur könnten jedoch in Haushalten und bei Kleinverbrauchern über 20 % des Energieeinsatzes eingespart werden und dies ohne technische Investitionen, sondern lediglich mittels energiebewusster Bedienung durch die BenutzerInnen (vgl. Grazer Energieagentur 2014). Trotz dessen, finden Art und Ausmaß sowie Motivation des Mobilitäts- bzw. des Energiekonsumverhaltens der Menschen besonders in angemessener sozialräumlicher Differenzierung in den derzeitigen Debatten um eine „Stadt der Zukunft“ bzw. generell um „nachhaltige Entwicklung“ noch immer unzureichend Berücksichtigung. Dies muss sich jedoch ändern wenn nationale und internationale Klimaschutzziele erreicht werden sollen.

Innerhalb der Sozialwissenschaften geht man davon aus, dass es möglich ist, mittels Merkmalen der sozialen Ungleichheit Unterschiede bezüglich nutzerspezifischen Präferenzen und Handlungen innerhalb einer Gesellschaft beschreiben und erklären zu können. Untersuchungen zeigen dabei, dass mit verstärktem sozialen und Wertewandel neben den klassischen Merkmalen sozialer Ungleichheit wie Einkommen, Alter, Geschlecht, Haushaltstyp, Schulbildung, Ethnie etc. zunehmend soziokulturelle Merkmale wie Werte und Einstellungen, d.h. Lebensstile und soziale Milieus, aber auch raumbezogenen Aspekte wie die Wohnstandortwahl den Energieverbrauch in privaten Haushalten und das Mobilitätsverhalten maßgeblich beeinflussen.

Um die Energieeinsparungspotenziale von privaten Haushalten in Städten in den Bereichen Wohnen und Mobilität sinnvoll zu forcieren und um nutzerspezifische Präferenzen (bspw. Verkehrsmittellaffinität) und Handlungen (bspw. Rebound Effekte) beschreiben, erklären und verändern zu können, bedarf es somit einer differenzierten Betrachtung der Konsumenten und der Identifikation von verhaltenshomogenen Gruppen bzw. von Zielgruppen für die Konzeption von zweckmäßigen Energiesparprogrammen und Kommunikationsmaßnahmen. Eine sozial-räumlich differenzierte Betrachtung von Art und Ausmaß sowie Motivation des Mobilitäts- bzw. des Energiekonsumverhaltens der Wiener Bevölkerung soll im Rahmen dieses Beitrages geschehen.

Methodik

Um Aussagen über das Verhalten der Wiener Bevölkerung in den Handlungsfeldern Mobilität und Energie treffen zu können wurden zunächst mittels Desk Research relevante Indikatoren für das Mobilitätsverhalten und den Energiekonsum im Bereich Wohnen sowie Segmentierungs- bzw. Zielgruppenmodellen aus der Umwelt-, Nachhaltigkeits-, Energie- und Mobilitätsforschung identifiziert.

¹ Technische Universität Wien, Department für Raumplanung, Fachbereich Soziologie, Karlsplatz 13, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 280613, Fax: +43 1 58801 280699, nadine.haufe@tuwien.ac.at, urbem.tuwien.ac.at, isra.tuwien.ac.at

Daran anschließend wurde ein Fragebogen für eine quantitative Datenerhebung (telefonische Befragung) entwickelt. Dieser beinhaltete neben Fragen zur Person (Alter, Geschlecht, Bildung, derzeitige Tätigkeit, Einkommen) und zum Haushalt auch Fragen zum Energiekonsum und zum Mobilitätsverhalten sowie zu Einstellungen bzgl. Umweltthemen und Energiesparen im den Bereichen Mobilität und Wohnen. Für eine mögliche Zielgruppenansprache wurde darüber hinaus ein Fragenblock zum Medienkonsum in den Fragebogen aufgenommen. Hinsichtlich der wachsenden Bedeutung von soziokulturellen Merkmalen wie Werte und Einstellungen, d.h. Lebensstile und soziale Milieus wurden auch Items der „SINUS-Milieus“ von der SINUS Marktforschungs- und Sozialforschung GmbH sowie Items der „Typen alltäglicher Lebensführung“ von Gunnar Otte, d.h. von zwei Modelle, die derzeit häufig zur Segmentierung und Identifizierung von verhaltenshomogenen Gruppen bzw. für die Zielgruppendefinition zur Anwendung kommen, integriert. Um auch die raumbezogenen Aspekte des Mobilitätsverhaltens und des Energiekonsums von Privathaushalten berücksichtigen zu können wurden darüber hinaus auch Angaben zum Gebäude, zur Wohnung sowie Lage-, Erreichbarkeits- und Ausstattungsmerkmale des Wohnstandortes erhoben.

Die Erhebung erfolgte im Juni und Juli 2015 in Wien. Es wurden 977 Personen (repräsentativ für die Wiener Bevölkerung über 14 Jahre) telefonisch durch die Integral Markt- und Meinungsforschungsges.m.b.H. befragt.

Ergebnisse

Als Ergebnis der Untersuchung sollen räumliche Verteilungsmuster der verhaltensrelevanten Haushalte und deren Stabilität am Beispiel der Stadt Wien herausgearbeitet werden, d.h. verhaltensähnliche Typen bzw. Typologien im Raum identifiziert werden und hinsichtlich Verhalten, Einstellungen und Werten sowie auch hinsichtlich klassischer Merkmale sozialer Ungleichheit wie Einkommen, Schulbildung, Beruf, Alter, Geschlecht, Ethnie beschrieben werden. Darüber hinaus sollen mögliche Ansätze für zielgruppenorientierte Energiesparprogramme und Kommunikationsmaßnahmen skizziert werden, um Energiesparen auch sinnvoll beim Konsumenten zu forcieren.

Literatur

- [1] Bertram/ Barthold (2012): Was sind Sinus-Milieus®?. In: Thomas, P.M., Calmbach, D.M. (Eds.), Jugendliche Lebenswelten. Springer Berlin Heidelberg, S. 11-35.
- [2] Dangschat/ Mayr (2012): Der Milieuansatz in der Mobilitäts-Forschung, in: www2.ffg.at/verkehr/file.php?id=424 [28.04.2015], S. 23
- [3] Grazer Energieagentur (2014): IEA DSM Task 24: Verhaltensänderung im Rahmen von DSM. Von der Theorie zur Praxis, in: <http://www.grazer-ea.at/cms/projekte/iea-dsm-task-24/projektbeschreibung/content.html> [13.10.2015]
- [4] Eurostat (2015): Energieverbrauch. In: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Consumption_of_energy/de#Endverbraucher [01.11. 2015]
- [5] Otte, Gunnar (2005): Sozialstrukturanalysen mit Lebensstilen. Eine Studie zur theoretischen und methodischen Neuorientierung der Lebensstilforschung. Wiesbaden, Verlag für Sozialwissenschaften

8.4.4 A Behavioral Approach to Energy-Efficient Driving

Pascal LÜDERS¹, Mariya SODENKAMP², Jürgen WENIG²

Introduction

The increase of energy efficiency and reduction of greenhouse gas emissions have become important targets of EU initiatives (European Commission 2014). Emissions from personal vehicles are a key cause of worldwide greenhouse gas emissions with 90% of personal transport emissions being caused by private vehicles (Barkenbus 2010). Energy efficient driving techniques, or eco-driving, can realize energy savings up to 20% (Stillwater et al. 2012). Combined with behavioral approaches, which are increasingly being used by governments (Cabinet Office 2012), these techniques represent a promising way to increase energy efficiency in the transport sector. Yet, practical solutions which are based on scientific findings are scarce. Since mobile apps are versatile in their functionality, characterized by a short time to market and low costs, they can represent a solution. The research question therefore is: How can a mobile application contribute to energy-efficient driving?

Theoretical Background

Eco-driving techniques include smooth acceleration and deceleration, maintaining steady speeds, coasting to a stop, driving in proper gear and keeping the vehicle in good maintenance (Neumann et al. 2014). Persuasive behavioral elements are user interface elements employed to influence behavior. Originating in game design, they are being applied in the real world as well. Mechanisms include scoring systems, badges, rankings (Blohm, Leimeister 2013) and goal-setting (Loock et al. 2013).

Research Method

To determine how an information system can be used effectively to increase energy efficiency in transportation, the design science research method was employed, backed by a literature review and market research. The key criterion of design research is that its technology output must be a useful artifact in the sense that it must be relevant to the practical problem it aims to solve and should contribute to theory (Hevner et al. 2004). This was ensured by an extensive literature and market research that resulted in literature grounded design criteria and is demonstrated by a proof-of-concept prototype.

Eco-driving Design Criteria

Based on the literature review in the fields of energy-efficient driving, behavioral mechanisms and persuasive technology, the criteria for the development of an eco-driving app were derived. The market research was conducted to build on existing solutions and to avoid reinventing existing approaches.

Criteria (software requirement)	Source	How it can be implemented
High context feedback	Tulusan et al. 2012	Provide immediate feedback to convey the connection between driving behavior and energy consumption impact.
Goal setting	Loock et al. 2013; Stillwater, Kurani 2012	Let the driver define their own consumption goals to increase energy savings.
Support electric vehicle use / fight range anxiety	Franke, Krems 2013	Increase awareness of eco-driving as a way to increase range and save energy, build range confidence using driving logs and simulations, create transparency about range requirements, recommend ideal electric vehicle models and suggest behavioral adaptations to make electric vehicle use feasible.
Social pressure/ normative feedback	Loock et al. 2013	Compare energy saving performance to other drivers and employ gamification elements.

Table 1: Design criteria for fostering energy-efficient driving (excerpt).

¹ c.con Management Consulting GmbH, Altrottstraße 31, 69190 Walldorf, Tel.: +49 171 56 308 52, pascal.lueders@ccon.com, www.ccon.com

² Universität Bamberg, An der Weberei 5, 96047, Bamberg, www.uni-bamberg.de, {Tel.: +49 951 863-2209, mariya.sodenkamp@uni-bamberg.de}, {Tel.: +49 951 863-2286, juergen.wenig@uni-bamberg.de}

The criteria identified for fostering energy efficiency using a mobile app are shown in Table 1 and include high context feedback, goal-setting, supporting electric vehicle use and applying social pressure to influence driver behavior. For electric vehicles driving efficiency is an enabler due to the limited energy supply available to the driver. In addition, eco-driving has a positive effect on the attractiveness of electric vehicles which suffer from lower range: Since energy-efficient driving increases the distance that can be driven electrically, it reduces required battery capacity and consequently vehicle purchasing costs. The market research revealed that there is a lack of applications promoting both energy efficient driving and the use of electric vehicles.

Discussion & Conclusion

Based on a thorough evaluation of literature and available technology on the market, a framework for a mobile application to support eco-driving was created which includes high context feedback, goal setting, electric vehicle use and social pressure. The proof-of-concept prototype serves to demonstrate and validate the design criteria. There are however limitations to the research conducted, including the lack of user experiments and determination of realizable energy economies. Yet, the findings represent a high value for science, as the systematic literature based assessment of design criteria can be the basis for further research on the relative impact of the criteria. The results possess a high value for practice as well, such as for vehicle manufacturers and utilities, since the research revealed that mobile solutions encompassing both aspects of energy efficiency and electric vehicle adoption are very promising, but have not yet been marketed.

References

- [1] Barkenbus, Jack N. (2010): Eco-driving: An overlooked climate change initiative. In *Energy Policy* 38 (2), pp. 762-769.
- [2] Blohm, Ivo; Leimeister, Jan Marco (2013): Gamification. In *Business & Information Systems Engineering* 5 (4), pp. 275-278.
- [3] Cabinet Office (Ed.) (2012): Applying behavioural insights to reduce fraud, error and debt. Behavioural Insights Team.
- [4] European Commission (2014): Communication from the Commission to the European Parliament and the Council. Energy Efficiency and its contribution to energy security and the 2030 Framework for climate and energy policy.
- [5] Franke, Thomas; Krems, Josef F. (2013): What drives range preferences in electric vehicle users? In *Transport Policy* 30, pp. 56-62.
- [6] Hevner, Alan R.; March, Salvatore T.; Park, Jinsoo; Ram, Sudha (2004): Design science in information systems research. In *MIS quarterly* 28 (1), pp. 75-105.
- [7] Looock, Claire-Michelle; Staake, Thorsten; Thiesse, Frédéric (2013): Motivating energy-efficient behavior with green IS: an investigation of goal setting and the role of defaults. In *MIS quarterly* 37 (4), pp. 1313-1332.
- [8] Neumann, Isabel; Franke, Thomas; Bühler, Franziska; Cocron, Peter; Krems, Josef F. (2014): Eco-driving strategies in battery electric vehicle use-what do drivers get to know over time? In : Proceedings of the European Conference on Human Centred Design for Intelligent Transport Systems 2014. With assistance of Risser, R., Pauzié, A., Mendoza, L. Vienna, Austria. Lyon: Humanist Publications.
- [9] Stillwater, Tai; Kurani, K. (2012): Goal Setting, Framing, and Anchoring Responses to Ecodriving Feedback. In UC Davis Institute of Transportation Studies Working Paper UCD-ITSWP-12-03.
- [10] Stillwater, Tai; Kurani, Kenneth S.; Mokhtarian, Patricia L. (2012): Cognitive Mechanisms of Behavior Change in the Case of In-Vehicle Fuel Economy Feedback.
- [11] Tulusan, Johannes; Staake, Thorsten; Fleisch, Elgar (2012): Providing eco-driving feedback to corporate car drivers. In Anind K. Dey, Hao-Hua Chu, Gillian Hayes (Eds.): The 2012 ACM Conference. Pittsburgh, Pennsylvania, p. 212.

8.5 ERDGAS (SESSION G5)

8.5.1 Ein (hypothetischer) deutscher Shale-Gas-Boom als Retter der deutschen Gaskraftwerke?

Andreas SEELIGER¹

Hintergrund

Erdgaskraftwerken wird in der energiepolitischen Diskussion häufig eine wichtige Rolle in der Transformation der Elektrizitätsmärkte von einer schwerpunktmäßig fossilen zu einer überwiegend erneuerbaren Erzeugung zugesprochen. Neben den deutlich geringeren CO₂-Emissionen im Vergleich zu Erdöl, Braun- und Steinkohle ist vor allem der flexible Einsatz von Gaskraftwerken besonders gut geeignet, die durch die Erneuerbaren hervorgerufene Fluktuation der Angebotsseite zu stabilisieren.

Die Realität sieht hingegen dramatisch aus. Modernste Gaskraftwerke mit sehr hohen Wirkungsgraden werden bereits kurz nach der Inbetriebnahme wieder stillgelegt, während Kohlekraftwerke trotz der propagierten Energiewende und der angestrebten Dekarbonisierung wieder deutlich an Bedeutung gewonnen haben. Im Rahmen dieses Papers soll der ökonomische Rahmen der deutschen Gaskraftwerke analysiert und mögliche Lösungen diskutiert werden.

Vorgehen und Methodik

Die Analyse beginnt mit einem Rückblick auf die Zukunftsaussichten der Erdgaskraftwerke in Deutschland vor 10 Jahren. Speziell neue Marktteilnehmer aber auch etablierte Unternehmen projektierten zahlreiche neue Gaskraftwerke, was aus Sicht der Erdgaswirtschaft hoffen lies, dass endlich auch in Deutschland ein „Golden Age of Gas“ (so der Titel einer etwas später erschienenen IEA-Publikation) anbricht. Anschließend wird der im Vergleich zu den damaligen Prognosen und Plänen unbefriedigende Zustand in 2015 analysiert. Dieser fällt umso fataler aus, wenn als Vergleich die Entwicklung des US-amerikanischen Kraftwerkssektors herangezogen wird. In Folge der „Shale-Gas-Revolution“ hat sich dort der Zubau massiv erhöht, was überwiegend zu Lasten von älteren Kohlenkraftwerken erfolgte. Konsequenterweise gelang es die USA dadurch die CO₂-Emissionen im Kraftwerkssektor zu senken, was Deutschland trotz Energiewende in den letzten Jahren nicht mehr gelungen ist.

Im folgenden Verlauf des Papers wird nun unterstellt, dass es in Deutschland einen Einstieg in die Shale-Gas- bzw. Schiefergasförderung geben würde, was angesichts der politischen und gesellschaftlichen Vorbehalte nur als hypothetisch bezeichnet werden kann. Eine aus den vermuteten Ressourcen abgeleitete Schiefergasproduktion wird in die deutsche Angebotsstruktur integriert und mittels einer Merit-Order-Analyse auf ihre Kostensenkungspotenziale für die deutsche Erdgasbeschaffung untersucht. Die Modellierung der Angebotskosten erfolgt dabei mit Hilfe des an der Universität zu Köln entwickelten Weltgasmodells MAGELAN. Im Idealfall aus Sicht der Gaswirtschaft würde das Schiefergasangebot dazu führen, dass die Angebotskosten (und in dessen Folge die Preise) sinken würden und Gaskraftwerke wieder wirtschaftlich eingesetzt werden könnten.

Zentrale Ergebnisse

Das Ergebnis ist aus Sicht der Erdgaskraftwerksbetreiber ernüchternd. Zunächst sind die deutschen Schiefergasvorkommen im Vergleich zu den USA (und einigen anderen europäischen Ländern) recht gering. Darüber hinaus sind die geschätzten Angebotskosten nur unwesentlich günstiger als die Bezugskosten vom derzeitigen Grenzanbieter (Russland). Daraus lässt sich kein Merit-Order-Effekt hin zu niedrigeren Kosten (und daraus resultierend niedrigeren Marktpreisen) herleiten (Abbildung 1). Positiv zu vermerken ist dennoch, dass sich ein geringer Anteil der russischen Exporterlöse (bzw. Produzentenrente in der Modellterminologie) ins Inland umlenken lässt.

¹ Hochschule Niederrhein, Reinarzstraße 49, 47805 Krefeld, Tel.: +49 2151822664, Fax: +49 2151822660, andreas.seeliger@hs-niederrhein.de, www.hs-niederrhein.de

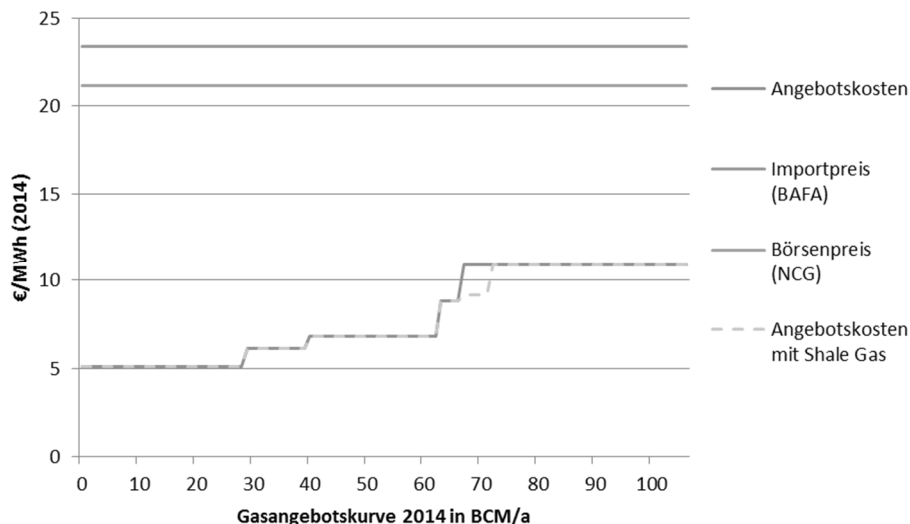


Abbildung 1: Merit Order Gasmarkt Deutschland 2014,
(eigene Darstellung und Berechnung; Preisdaten: EEX, BAFA; Importmengen: BDEW).

Bedenklich stimmt, dass selbst wenn die Preise so stark nachgeben würden wie in den USA (was aktuell einer Halbierung der Großhandelsgaspreise entsprechen würde), immer noch nur wenige Gaskraftwerke über längere Zeiträume im Geld wären. Dies zeigt deutlich, dass der Designfehler (diesmal) nicht im Erdgasmarkt sondern im deutschen Strommarkt mit seiner nur begrenzt marktkonformen Förderung erneuerbarer Energien liegt. Die aktuellen Entwicklungen in Richtung Strommarkt 2.0 mit Kapazitätsreserve zeigen zwar, dass die Politik das Problem grundsätzlich erkannt hat, allerdings ist die Umsetzung aus Erdgassicht (noch) nicht vollständig hilfreich.

Literatur & Datenquellen

- [1] BGR (2014): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeiten von Energierohstoffen. Hannover.
- [2] EIA (2015): Proposed Clean Power Plan rule cuts power sector CO₂ emissions to lowest level since 1980s. In: Today in Energy, 26.05.2015, Washington.
- [3] IEA (2013): Resources to Reserves. OECD/IEA, Paris.
- [4] Müsgens, F./Seeliger, A. (2013): Nicht-konventionelle Erdgasvorkommen in den USA und ihre Auswirkungen auf Europa. In: Weltenergieerat (Hrsg.), Energie für Deutschland 2013, Berlin.
- [5] Seeliger, A. (2006): Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts Band 60, Oldenbourg Industrieverlag, München.
- [6] Wang, Z./Krupnick, A. (2015): A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom? In: Economics of Energy and Environmental Policy, Volume 4, Issue 1, 5-17.
- [7] BAFA: www.bafa.de
- [8] BDEW: www.bdew.de
- [9] EEX: www.eex.com/de
- [10] EIA: www.eia.gov

8.5.2 Entwicklung eines Dispatchmodells im Gasmarkt

Benedikt EBERL¹, Julius OTT², Serafin VON ROON¹

Inhalt

Durch das Unbundling in der Erdgaswirtschaft hat sich in den letzten Jahren eine Entwicklung von staatlich regulierten (Gebiets)Monopolen hin zu einem Markt vollzogen, der zunehmend durch vollkommene Konkurrenz gekennzeichnet ist. Dies hat unter anderem zur Entstehung von stetig an Liquidität gewinnenden Erdgashubs in Deutschland geführt. Modelle erlauben, dadurch entstandene Märkte und Veränderungen im Gashandel nachzuvollziehen und zu erläutern.

Es werden verschiedene Ansätze zur Modellierung des Gasmarkts auf europäischer und globaler Ebene verglichen. Insbesondere wird dabei auf die verschiedenen Einsatzzwecke solcher Modelle eingegangen und die jeweilige Eignung der einzelnen Modelle zur Beantwortung unterschiedlicher Fragestellungen analysiert.

Des Weiteren werden auffällige historische Ereignisse im Gasmarkt untersucht, woraus sich eine Veränderung des regulären Marktgeschehens ergeben hat um ein umfassenderes Systemverständnis zu erhalten. Hierfür werden die Entkopplung der globalen Gaspreise ab dem Jahr 2009 und der historisch geringe Füllstand sowohl der deutschen als auch der verbleibenden europäischen Erdgasspeicher Beginn des Jahres 2013 analysiert. Abschließend werden daraus resultierend mögliche Ansätze für ein Modell erläutert sowie notwendige Einschränkungen bei den Annahmen und der Berechnung des Modells erörtert.

Methodische Vorgangsweise

Es werden zwei grundsätzliche Arten von Modellen dargestellt und verschiedene vorhandene Modelle der Gasversorgung dementsprechend eingeordnet. Drei dieser Modelle werden detailliert betrachtet, wobei die nötigen Eingangsdaten und die Ergebnisse der Modelle analysiert und verglichen werden wie auch die zugrundeliegende mathematische Struktur der Modelle und die Repräsentation der einzelnen Marktakteure.

Der Einfluss historischer Ereignisse wird empirisch analysiert, wobei eine umfangreiche Sammlung von Daten zu Gaspreisen, Gasflüssen und Speicherfüllständen innerhalb Europas als Grundlage dient. Anschließend werden mögliche Ursachen diskutiert und mithilfe der gesammelten Daten deren Einfluss analysiert.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Gasmarktmodelle können bezüglich ihrer Struktur und mathematischen Formulierung in zwei Kategorien eingeteilt werden. Zum einen finden Dispatchmodelle Verwendung, die kurzfristig Gasflüsse optimieren ohne Marktmacht auf einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette zu berücksichtigen. Es wird hierbei von vollkommener Konkurrenz der einzelnen Akteure beziehungsweise effizienter Regulierung ausgegangen. Dem gegenüber stehen Modelle zur langfristigen Vorhersage des Marktgeschehens unter Berücksichtigung von akteursbezogenen Strukturen die Abweichungen von der Annahme eines vollkommenen Wettbewerbs ermöglichen.

Dabei zeichnen sich Dispatchmodelle insbesondere durch eine detaillierte Abbildung der Infrastruktur und eine hohe zeitliche Auflösung aus. Dies ermöglicht es, sowohl lokal begrenzte als auch auf nur einen kurzen Zeitraum begrenzte Engpässe in der Transportinfrastruktur festzustellen. Es lässt sich unter anderem damit auch die Frage beantworten ob der Zubau weiterer Verbraucher in einem Punkt oder einer Region möglich ist ohne die Erdgastransportinfrastruktur auszubauen. Ein Konkretes Anwendungsbeispiel ist die Diskussion in Bayern weitere Gaskraftwerke zu bauen und der damit einhergehende deutliche lokale Anstieg des Erdgasverbrauchs.

¹ Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München, Tel.: +49 89 15812147, beberl@ffe.de, www.ffegmbh.de

² FfE GmbH, julius.ott@tum.de

Demgegenüber können Modelle mit einem Zeithorizont von mehreren Jahrzehnten und der Berücksichtigung unvollständiger Konkurrenz auf verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette beispielsweise Hinweise zur langfristigen Entwicklung der globalen Gaspreise, der Rolle der einzelnen Förderregionen und den Anteilen von Flüssigerdgas (LNG) geben. Auch kann zumeist über eine Variation der Eingangsparameter eine Einschätzung über den Einfluss von unvollkommenem Wettbewerb, verglichen mit Vollständiger Konkurrenz, getroffen werden.

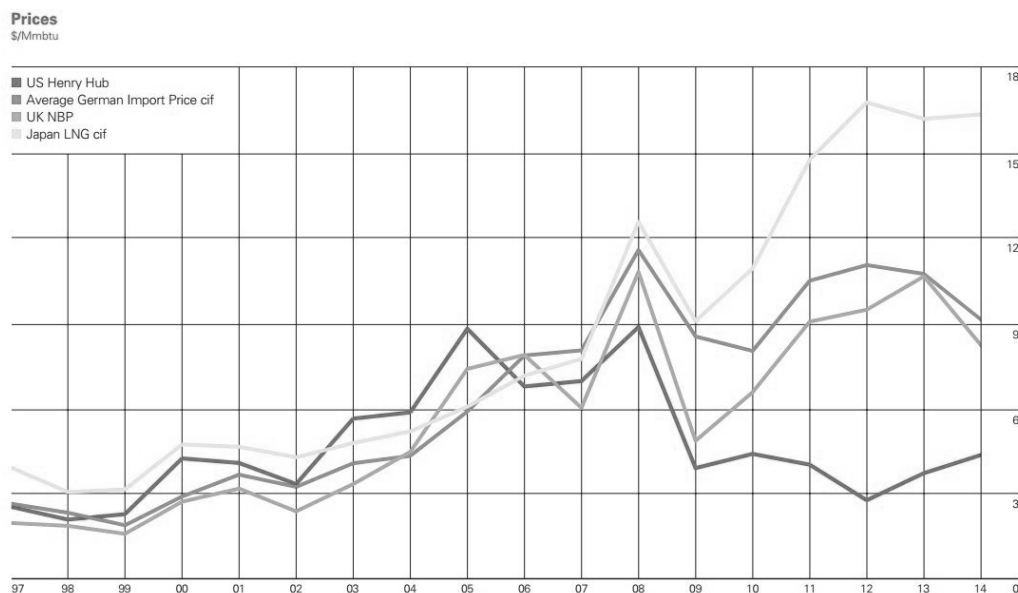


Abbildung 1: Entwicklung der globalen Gaspreise,
Quelle: BP Statistical Review of World Energy June 2015.

2009 konnte eine Entkopplung der europäischen und asiatischen Erdgaspreise festgestellt werden. Eine der möglichen Ursachen für die Entkopplung der globalen Gaspreise nach dem Reaktorunfall von Fukushima ist in der Abhängigkeit des asiatischen Markts von LNG zu sehen. Im Gegensatz zu Asien ist Europa in der Lage einen Großteil des Gasbedarfs durch Pipelines zu beziehen, hier ist die Preisentwicklung zumindest teilweise von der Entwicklung des LNG-Preises entkoppelt. Dieser ist aufgrund der stark ansteigenden Nachfrage in Asien in den Jahren 2009 und 2010 deutlich gestiegen. In den USA war die Abhängigkeit von LNG Importen durch den starken Anstieg der Förderung von unkonventionellem Gas (Fracking) bereits vorher nur noch sehr gering, eine Entkopplung der Amerikanischen Preise hatte sich bereits zuvor eingestellt.

Der geringe Füllstand der Erdgasspeicher im März und Beginn des Aprils 2013 in Deutschland lässt sich unter anderem auf eine hohe Nachfrage aus Großbritannien zurückführen. Diese, im Vergleich zu den Vorjahren, erhöhte Nachfrage hat dazu geführt, dass im März der Gasfluss, der von Deutschland über Belgien in das Vereinigte Königreich geflossen ist, rund fünf Prozent des gesamten deutschen Speichervolumens darstellte.

Durch den Versuch, derartige Extremereignisse in Gasmarktmodellen darzustellen, können auch für die Zukunft Sensitivitäten erarbeitet werden, die eine Ableitung von möglichen Effekten und Handlungsempfehlungen erlauben. Vor allem vor dem Hintergrund der in diesem Jahr vielfach diskutierten Versorgungssicherheit in Deutschland gewinnen derartige Analysen, die eine fundierte Aussage über mögliche Entwicklungen erlauben, immer stärker an Bedeutung.

8.5.3 Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas durch Kombination verschiedener Anwendungsfelder

Robert TICHLER¹, Gerda REITER¹, Sebastian GOERS¹,
Andreas ZAUNER¹

Einleitung

Das Technologiesystem Power-to-Gas bietet durch die chemische Speicherung elektrischer Energie in Form von Wasserstoff (H₂) oder synthetischem Methan (CH₄) die Möglichkeit zur Langzeitspeicherung von Energie. Die produzierten Energieträger können in vielfältiger Weise zur Wärme- oder Stromproduktion, als Kraftstoffe oder in der Industrie eingesetzt werden. Power-to-Gas ermöglicht somit nicht nur im Strom- sondern auch im Transport- und Industriesektor einen höheren Anteil Erneuerbarer. Durch die Koppelung von Strom- und Gasnetz ergibt sich zudem eine erhöhte Flexibilität im Energiesystem. Neben dem übergeordneten Nutzen für das Energiesystem ist für die erfolgreiche Implementierung der Technologie vor allem auch die langfristige Rentabilität im betriebswirtschaftlichen sowie im volkswirtschaftlichen Kontext relevant. Die singuläre Betrachtung einzelner Anwendungsfelder und Systemnutzen führt allerdings meist nur zu geringen Einsatzzeiten der Power-to-Gas Anlagen und dadurch auch zu hohen Gestehungskosten für H₂ und CH₄, wie beispielsweise bei der reinen Nutzung von Überschüssen aus Windkraftanlagen. Durch Kombination verschiedener Anwendungsfelder können die Volllaststunden der Anlage erhöht und eine Addition verschiedener Systemnutzen für das Energiesystem generiert werden.

Methodik

In diesem Beitrag werden einzelne Anwendungsfelder für Power-to-Gas sowie eine Kombination verschiedener Anwendungsfelder aus ökonomischer Sicht bewertet. Die betriebswirtschaftliche Bewertung erfolgt mittels Berechnung von spezifischen Gestehungskosten für Wasserstoff und Methan anhand der Annuitätsmethode in Anlehnung an die ÖNORM M7140. Zur Einordnung der Wirtschaftlichkeit werden die jeweiligen Gestehungskosten mit den relevanten Benchmarks im Energiesystem verglichen. Zudem erfolgt zur Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte von Power-to-Gas eine makro-ökonomische Simulation mit dem am Energieinstitut an der JKU Linz entwickelten Simulationsmodell MOVE2.

Ergebnisse und Diskussion

Einzelne Anwendungsfelder sind für sich alleine betrachtet meist mit hohen Gestehungskosten verbunden und hängen stark von den erreichten jährlichen Volllaststunden der Power-to-Gas Anlage ab. Dies gilt z.B. für die reine Nutzung von Überschüssen aus fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugern wie Windkraftanlagen. Da hier über das Jahr gesehen nur wenige Volllaststunden erreicht werden, ergeben sich trotz der geringen Strombezugskosten sehr hohe Gestehungskosten für H₂ bzw. CH₄. Deutlich geringere Gestehungskosten werden bei der Produktion eines erneuerbaren Produkts durch Strombezug aus dem öffentlichen Netz und bei Bereitstellung von negativer Regelenergie erreicht. Dies ist hauptsächlich auf die hohen Volllaststunden dieser beiden Anwendungsfelder zurückzuführen. Die Bereitstellung von Regelenergie stellt zwar aus aktueller Sicht eine interessante ökonomische Alternative dar, die Prognose der zukünftigen Ausprägung der Erlöse für die Abnahme von Strom ist allerdings mit großen Unsicherheiten behaftet.

Zur Optimierung der Wirtschaftlichkeit durch Erhöhung der Volllaststunden wurde daher eine Kombination aus mehreren Anwendungsfeldern betrachtet.

¹ Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Altenberger Straße 69, 4040 Linz,
{Tel.: +43 732 2468-5659, tichler@energieinstitut-linz.at},
{Tel.: +43 732 2468-5657, reiter@energieinstitut-linz.at},
{Tel.: +43 732 2468-5654, goers@energieinstitut-linz.at},
{Tel.: +43 732 2468-5657, zauner@energieinstitut-linz.at},
www.energieinstitut-linz.at

Die Kombination beinhaltet die Nutzung von Überschussstrom aus Windkraftanlagen (250 h/a), die Bereitstellung negativer Regelenergie (3300 h/a) und einen zusätzlichen Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz zu Spotmarktpreisen (inkl. Herkunftsnachweis für erneuerbaren Strom) – unter Ausschluss systemisch problematischer Bezugszeiten im Stromnetz. Der erzeugte H₂ bzw. optional das synthetische CH₄ werden als Kraftstoff genutzt. Die Volllaststunden der Power-to-Gas Anlage wurden mit 6000 h/a festgelegt. Dadurch können zukünftig (2025) deutlich geringere spezifische Gestehungskosten für Wasserstoff bzw. für synthetisches Methan erreicht werden. Eine Sensitivitätsanalyse zeigt, dass bei der untersuchten Kombination eine Erhöhung der Volllaststunden zw. 3500 und 8000 h/a kaum mehr Einfluss auf die Gestehungskosten hat, da die Reduktion der spezifischen Investitionskosten durch die steigenden mittleren Stromkosten ausgeglichen wird.

Zur Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte von Power-to-Gas wurde die Kombination der verschiedenen Anwendungsfelder mit dem am Energieinstitut an der JKU Linz entwickelten Simulationsmodell MOVE2 simuliert. Die aus der Implementierung von Power-to-Gas resultierende Erhöhung des österreichischen Bruttoinlandproduktes basiert grundlegend auf:

- zusätzlichen Investitionsimpulsen durch die Errichtung der Power-to-Gas Anlagen,
- einer Reduktion der fossilen Energieimporte,
- den durch das Wirtschaftswachstum induzierten Anstieg der Löhne und somit des verfügbaren Einkommens,
- dadurch ausgelösten Beschäftigungseffekten und
- Sekundäreffekten resultierend aus den aufgeführten Auswirkungen.

Durch die Verwendung des erneuerbaren Produkts im Mobilitätsbereich kommt es zusätzlich zu einem Anstieg des privaten Konsums durch Anschaffung von Brennstoffzellen- bzw. CNG-Fahrzeugen.

Allgemein kann festgestellt werden, dass der Einsatz einer Methanisierung zu stärker ausgeprägten Ergebnissen führt. Dies liegt grundsätzlich an den höheren Investitionskosten dieser Anlagen, die höhere volkswirtschaftliche Effekte auslösen. Bezüglich der Beschäftigungseffekte wird bei der Installation von Methanisierungsanlagen ebenfalls ein höherer Level erreicht.

Schlussfolgerungen

Die Kombination verschiedener Anwendungsfelder für Power-to-Gas trägt zur Erhöhung der Volllaststunden bei und bringt dadurch erhebliche Vorteile hinsichtlich Wirtschaftlichkeit. So können mit der hier analysierten Kombination zukünftig stark reduzierte spezifische Gestehungskosten von Wasserstoff und synthetischem Methan aus Power-to-Gas-Anlagen erreicht werden. Das Erreichen bestimmter Volllaststunden ist für die Wirtschaftlichkeit zwar essentiell, ab rund 4000 h/a ist die Reduktion der spezifischen Gestehungskosten durch den zusätzlichen Strombezug zu Spotmarktpreisen allerdings kaum mehr gegeben. Das Erreichen noch höherer Volllaststunden hätte zwar den Vorteil einer insgesamt erhöhten Produktion von H₂ oder CH₄ und damit einer erhöhten Substitution fossiler Energieträger, allerdings steigt dadurch auch insgesamt der Strombedarf im Energiesystem.

Durch die Nutzung von Überschüssen aus Windkraftanlagen, die Bereitstellung von Regelenergie und die Produktion eines erneuerbaren Kraftstoffs für den Einsatz im Mobilitätsbereich können neben Erhöhung der Wirtschaftlichkeit auch gleichzeitig mehrere Systemnutzen bereitgestellt werden. Diese wirken sich vor allem auf die systemischen Benchmark-Kosten aus.

Herausforderungen bei der Kombination mehrerer Anwendungsfelder für Power-to-Gas Anlagen ergeben sich vor allem hinsichtlich der konkreten Umsetzungsstrategien, der Regelung und des Betriebs der Anlagen sowie deren Integration in das Energiesystem.

Die Inhalte und Ergebnisse dieses Beitrags wurden im Rahmen der Forschungsprojekte „Underground Sun.Storage“ und „wind2hydrogen“ erarbeitet. Beide Projekte werden vom österreichischen Klima- und Energiefonds gefördert.

8.5.4 Methanisierung im Umfeld von Power-to-Gas

**Philipp BIEGGER¹, Ana Roza MEDVED¹, Markus LEHNER¹,
Hannes Michael EBNER², Alfred FRIEDACHER²**

Einleitung

Die schwankende Energieproduktion der erneuerbaren Energieträger erfordert immer mehr Speichermöglichkeiten um Überschüsse zu kompensieren und im Bedarfsfall elektrische Energie ins Netz einspeisen zu können. Eine Möglichkeit zur Speicherung von Energie ist die Umwandlung von elektrischer in chemische Energie durch die „Power to Gas“-Technologie. Energieträger wie Wasserstoff H₂ oder Methan CH₄ können in großtechnischem Maßstab auch saisonal gespeichert werden und stellen für die Zukunft vielversprechende Optionen dar. Um den Prozess der Methanisierung für die Anwendung im Rahmen der volatilen Energiespeicherung besser nutzen zu können sind Weiterentwicklungen v.a. im Bereich der Lastflexibilität notwendig. Dazu wurde 2013 das Forschungsprojekt „EE-Methan aus CO₂“ gestartet um ein neuartiges Verfahren zur Methanisierung von CO₂ zu konzipieren und zu erproben.

Problemstellung

Die Klimaschutzziele der europäischen Union haben in den letzten Jahren zu massiven Veränderungen in der Energieversorgung geführt, der Ausbau der erneuerbaren Energieträger wurde stark gefördert und vorangetrieben. Der Anteil an „grüner“ Energie wächst rasant und drängt fossile Energie mehr und mehr aus dem Markt, so können beispielsweise viele der modernen Gaskraftwerke aufgrund von mangelnder Auslastung nicht mehr rentabel betrieben werden. Die Konsequenzen sind eine zweitweise Über- und Unterversorgung des elektrischen Stromnetzes.

Zur Gewährleistung einer sicheren Energieversorgung bzw. zur Pufferung der Versorgungsschwankungen sind dem Bedarf angepasste Energiespeichertechnologien unumgänglich. Eine vielversprechende Technik zur chemischen Energiespeicherung stellt die „Power-to-Gas (PtG)“-Technologie dar, in welcher überschüssige elektrische Energie eingesetzt wird, um in einem Elektrolyseur Wasser in Wasserstoff H₂ und Sauerstoff O₂ zu spalten. Ein optionaler, nachfolgender Prozessschritt ist die Methanisierung, bei der Kohlendioxid CO₂ mit Wasserstoff H₂ katalytisch zu Methan CH₄ und Wasser reagiert.

Der Betrieb von Anlagen zur Speicherung von volatiler erneuerbarer Energie stellt aus prozesstechnischer Sicht eine große Herausforderung dar, da im Idealfall sehr kurzfristig auf Lastschwankungen reagiert werden muss. Die Wasserelektrolyse ist bereits heute sehr lastwechselfähig und kann innerhalb von kürzester Zeit an das Stromangebot angepasst werden. Bei der nachgeschalteten Methanisierung handelt es sich jedoch um einen stark exothermen chemischen Prozess, welcher üblicherweise kontinuierlich bei gleichbleibender Last betrieben wird. Ermöglicht wird dies bisher nur durch Zwischenspeicherung großer Mengen der Edukte H₂ und CO₂, welche die konstante Gasversorgung zur Methanisierungsanlage sicherstellt. Ziel der hier vorgestellten Forschung ist es ein Methanisierungsverfahren zu entwickeln, das an das Umfeld der Power-to-Gas-Technologie angepasst ist, wobei insbesondere Lastflexibilität, verbessertes Stand-by-Verhalten und Modularität im Fokus stehen.

Verfahrensentwicklung

Im Rahmen der Energieforschungsinitiative der FFG wurde 2013 ein Research Studio Austria mit dem Titel „EE-Methan aus CO₂: Entwicklung eines katalytischen Prozesses zur Methanisierung von CO₂ aus industriellen Quellen“ bewilligt. Im Forschungsprojekt arbeiten die Forschungseinrichtungen MU Leoben, TU Wien, Profactor sowie das Energieinstitut an der JKU Linz gemeinsam mit den Industriepartnern Christof Industries, Repotec, EVN und OMV an der Weiterentwicklung des PtG-Prozesses.

¹ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes, Department Umwelt- und Energieverfahrenstechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Tel.: +43 3842 402-5008, Fax: +43 3842 402-5002; philipp.biegger@unileoben.ac.at, vtiiu.unileoben.ac.at

² Christof Industries GmbH, Plabutscherstraße 115, 8051 Graz, Tel.: +43 502080-8452; Fax: +43 502080-8999; h.ebner@christof.com, www.christof.com

Zentrales Element ist ein mehrstufiger Methanisierungsprozess, in welchem anstelle von gängigen Schüttkatalysatoren eigens entwickelte Wabenkatalysatoren auf Keramikbasis eingesetzt werden. Die Art und Struktur keramischer Wabenkatalysatoren ermöglicht, die Ziele Modularität, Lastflexibilität und Stand-by Verhalten zu erreichen.

Die Funktion der Wabenkatalysatoren wurde in einer mehrstufigen Laboranlage untersucht und mit einem kommerziell erhältlichen Schüttkatalysator verglichen. Dabei erwiesen sich die beschichteten Keramikwaben als stabil und zuverlässig. Die erzielten Methankonzentrationen im Produktgas fielen im Vergleich zum hochentwickelten kommerziellen Katalysator etwas niedriger aus, was in dieser Entwicklungsphase auch zu erwarten war.



Abbildung 1: Laboranlage zur Methanisierung von CO₂.

In umfangreichen Versuchsreihen wurden Parameter wie Druck und Raumgeschwindigkeit variiert, um möglichst ideale Betriebspunkte für die Wabenkatalysatoren zu finden. Die Ergebnisse korrelieren stark mit dem Verhalten des Schüttkatalysators, wobei sich ein erhöhter Betriebsdruck speziell beim Wabenkörper sehr positiv auswirkt. Aufbauend auf diesen Untersuchungen wurde die Verschaltung mit einer Gasaufbereitungsanlage der TU Wien erprobt, um einspeisefähiges Erdgas nach ÖVGW G31 herzustellen. Die Erreichung dieser Qualitätskriterien konnte durch die Versuche nachgewiesen werden.

Basierend auf den vielversprechenden Ergebnissen wird im Zuge des Projektes ein Basic Engineering für eine Demonstrationsanlage in Containergröße angefertigt, um die Grundlage für eine Realisierung im nächsten Größenmaßstab zu liefern.

Zusammenfassung und Ausblick

Der Wandel in der Erzeugungsstruktur der elektrischen Energie wird weiter stark vorangetrieben werden und die Bereitstellung von entsprechenden Speichermöglichkeiten unumgänglich gemacht. Power to Gas ist dabei eine der aussichtsreichsten Technologien zur großtechnischen Speicherung von Energie.

Die Weiterentwicklung bzw. Anpassung des Methanisierungsprozesses an die Anforderungen der erneuerbaren Energiespeicherung soll die Weichen für einen ökonomischen Betrieb sowie die bauliche Realisierung von PtG-Anlagen stellen. Im Forschungsprojekt „EE-Methan aus CO₂“ konnten dabei ein lastflexibles und modularisiertes Methanisierungsverfahren erarbeitet werden. Um die industrielle Umsetzung des neu konzipierten Verfahrens zu ermöglichen, wird derzeit der Bau einer Demonstrationsanlage vorbereitet.

8.5.5 Der SILYZER öffnet Perspektiven

Dirk SCHÖNBERGER¹, Wolfgang LERCHER²

Inhalt

Power-to-gas mit PEM Elektrolyseuren – eine innovative und flexible Komponente in modernen Energiesystemen und im industriellen Umfeld.

Einer der wichtigsten Wege für die Reduzierung von CO₂Emissionen ist die Steigerung von erneuerbaren Energien im Energiemix. Viele dieser Technologien bringen in der Regel eine fluktuierende Erzeugung mit sich, diese steht im Widerspruch mit der Notwendigkeit einer kontinuierlichen und zuverlässigen Energieversorgung auf Verbraucherseite. Darum spielt Energiespeicherung, neben anderen Aufgaben, eine entscheidende Rolle in der zukünftigen Energielandschaft.

Unter den zahlreichen Speichermöglichkeiten von elektrischer Energie werden chemische Stoffe als valide Möglichkeit zur großskaligen Speicherung über sehr lange Zeiträume angesehen. Innerhalb dieser Gruppe nimmt Wasserstoff eine Schlüsselrolle ein, weil es als Ausgangsstoff für verschiedene andere Gase, Flüssigkeiten oder auch feste Energieträger dienen kann. Diese zentrale Rolle von Wasserstoff ist durch die Tatsache begründet, dass Elektrolyse – welche elektrische Energie in Wasserstoff wandelt – eine Schlüsselkomponente in einer breiten Vielfalt ist.

Um solche Anforderungen zu erfüllen werden Elektrolyseure nach industriellen Maßstäben und der MW-Klasse benötigt, die Siemens mit der Markteinführung des SILYZER 200 bedienen kann. Verwendet wird die PEM-Technologie, um verschiedenste Anwendung flexibel, modular und wartungsarm zu adressieren. Im Referat werden die vielfältigen Anwendungen von PEM Elektrolyseuren im Bereich Mobilität, Industrie und Energie beschrieben. Insbesondere wird darauf eingegangen, dass Elektrolyse eine einzigartige Möglichkeit darstellt, Energie- und Industriemärkte zusammenzuführen. Insbesondere können solche Anlagen zukünftig wichtige Aufgaben im Rahmen von Netzdienstleitungen übernehmen z.B. Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung sowie Aufnahme von Überschussstrom aus erneuerbaren Energiequellen. Außerdem werden erste Erfahrungen aus den PtG-Projekten bei der PSI in der Schweiz und bei den Stadtwerken Mainz in Deutschland dargestellt.

¹ Siemens AG, Hydrogen Solutions, Günther-Scharowsky-Straße1, 91058 Erlangen, Tel.: +49 9131-7 44991, dirk.schoenberger@siemens.com

² Siemens Aktiengesellschaft Österreich, Process Industries and Drives / Large Drives, Straßganger Straße 315, 8054 Graz, Tel.: +43 51707-63458, Fax: +43 51707-58664, wolfgang.lercher@siemens.com

8.6 ELEKTROMOBILITÄT – UMWELT (SESSION G6)

8.6.1 Langstreckenelektromobilität in Ballungsräumen

Philip DOST¹, Philipp SPICHARTZ¹, Constantinos SOURKOUNIS¹

Inhalt

Der Individualverkehr mit PKWs stellt einen Mobilitätssektor mit sehr hohen Treibhausgasemissionen dar, von denen Lang- und Mittelstreckenpendler wiederum einen überproportional hohen Anteil erzeugen. Diese Pendler fahren täglich Strecken von circa 80 km bis 200 km und erreichen somit weit überdurchschnittliche jährliche Fahrleistungen, welche in Deutschland für PKW bei 14200 km [1] und in Österreich für Privatanutzer bei 13100 km [2] liegen. Durch einen Umstieg dieser Nutzergruppe auf Elektrofahrzeuge könnten die Emissionen reduziert werden, insbesondere bei Nutzung regenerativer Energiequellen zum Laden der Batterien. Die meisten Studien zur Elektromobilität konzentrieren sich jedoch auf den Durchschnittsfahrer, der eine durchschnittliche Fahrleistung von deutlich unter 100 km pro Tag hat und damit in der Regel keine zweite Aufladung innerhalb eines Tages benötigt [3][4]. In dem vom deutschen Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur geförderten Projekt „Langstrecken-Elektromobilität“ (kurz: LEM) wurde die Alltagstauglichkeit der Elektromobilität für die Langstreckenfahrer, die höhere Emissionseinsparpotentiale vorweisen, untersucht. Ein Auszug der Ergebnisse wird nachfolgend vorgestellt.

Methodik

Projektziele

Das Projekt LEM basiert auf drei Säulen zur Erfassung von Verbesserungspotenzialen und zur Erarbeitung von Lösungsvorschlägen, mit denen die Akzeptanz bei Langstreckennutzern erhöht werden kann (vgl. Abb. 1). Die erste Säule stellt die grundsätzliche Betrachtung der Energieeffizienz in Elektrofahrzeugen dar, die direkt das Verhältnis zwischen Batteriekapazität und Reichweite beeinflusst. Die beiden anderen Säulen sind zum einen die Schnellladung, die es ermöglicht, die Batterie binnen kurzer Zeit mit hoher Leistung aufzuladen, und der Range-Extender mit benzinbetriebenem Motor, der bei niedrigem Batterieladestand einen Generator zur Erzeugung der nötigen elektrischen Energie für eine direkte Weiterfahrt antreibt. Diese beiden Technologien wurden im Projekt mit Fokus auf nutzerprofilabhängige Nutzbarkeit, Akzeptanz und Energieverbrauch gegenübergestellt.

Projektdurchführung

Für eine Analyse mit hoher Relevanz und Aussagekraft wurde ein Flottenversuch durchgeführt. Hierfür wurden insgesamt 24 Fahrzeuge eingesetzt, darunter neun mit Range-Extender (EREV) und zehn mit der Möglichkeit der CHAdeMO Schnellladung (BEV). Diese Fahrzeuge wurden mit Unterstützung der Projektpartner DELPHI Deutschland GmbH und Adam Opel AG mit umfangreicher Messtechnik ausgestattet. Damit wurden u.a. Aufnahmen von Energieflüssen, Streckenprofilen und Temperaturen mit Sampleraten von bis zu 62,5 Hz realisiert. Im Rahmen eines öffentlichen Aufrufs konnte sich jeder zur Teilnahme am Projekt bewerben. Die Testfahrer wurden nach Fahrprofil und sozioökonomischen Kriterien ausgewählt und erhielten nacheinander ein BEV und ein EREV für je eine Woche.

Ergebnisse

Auswertung der Messungen

500 Testfahrer, zum gleichen Anteil Männer und Frauen, legten 785.000 km mit den Fahrzeugen zurück. Die Fahrstrecken der BEVs (vgl. Abb. 2) sind im Gegensatz zu denen der EREVs (vgl. Abb. 3) aufgrund der begrenzten (Schnell-)Ladeinfrastruktur eher lokal konzentriert.

¹ Ruhr-Universität Bochum, Energiesystemtechnik und Leistungsmechatronik (EneSys), Universitätsstraße 150, 44803 Bochum, Fax: +49 234 32-14597, www.enesys.rub.de,
{Tel.: +49 234 32-25397, dost@enesys.rub.de},
{Tel.: +49 234 32-25399, p.spichartz@enesys.rub.de},
{Tel.: +49 234 32-23956, office@enesys.rub.de}

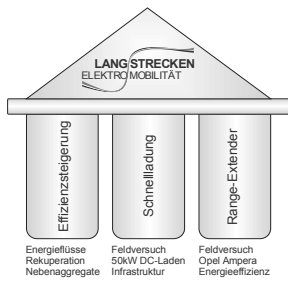


Abbildung 1: Drei-Säulen-Strategie.

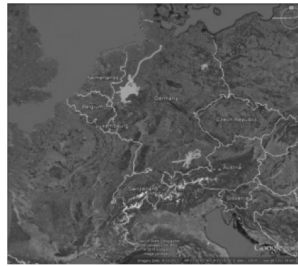


Abbildung 2: Karte mit Fahrten der BEVs.



Abbildung 3: Karte mit Fahrten der EREVs.

Gibt es die Möglichkeit, das Fahrzeug an öffentlichen Orten zu laden?'

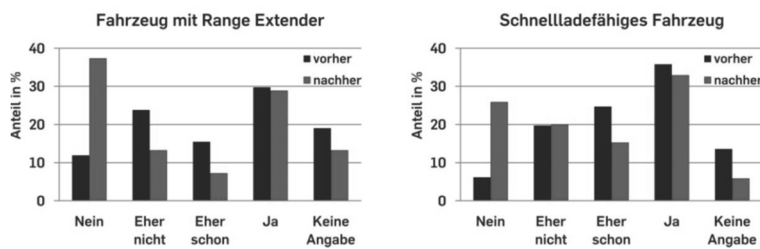


Abbildung 5: Befragung der Testfahrer vor und nach der Testphase bezüglich der Ladeinfrastruktur.

Die Untersuchung der Witterungseinflüsse auf die Reichweite zeigt bei beiden Fahrzeugtypen einen bis zu 50 % höheren Energieverbrauch im Winter im Vergleich zum Sommer (vgl. Abb. 4). Hierbei spielt auch das Nutzerverhalten in Bezug auf die Heiz- und Klimaeinstellungen eine wichtige Rolle.

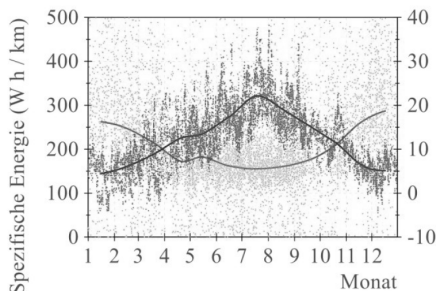
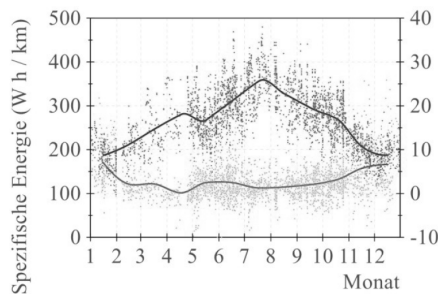


Abbildung 4: Spezifischer Gesamtenergieverbrauch (grün) mit jeweils zugehöriger Außentemperatur (rot) im Jahresverlauf. Oben: BEV, Unten: EREV, Punkte: Einzelstrecken, Linien: Durchschnittswerte [5]

Zukünftige Herausforderungen

Eine zentrale Herausforderung für die Zukunft ist die Ladeinfrastruktur. Neben der unzureichenden Infrastrukturdichte gibt es eine Vielzahl von Zugangsbarrieren, die für eine nachhaltige Akzeptanz reduziert oder beseitigt werden müssen (vgl. Abb. 5). Diese Zugangsbarrieren erstrecken sich von physisch bis hin zu psychologisch bedingten Hindernissen.

Referenzen

[1] Bundesamt für Statistik, "Pendler nach Entfernung zwischen Wohnung und Arbeitsstätte 1996 und 2008," [Online]: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/70404/umfrage/pendlernach-entfernung-zwischen-wohnung-und-arbeitsstaette/>, [3.5.2015].

[2] Auto Revue, "Statisik: Rückgang der Pkw-Nützung," [Online]: <http://autorevue.at/autowelt/oesterreich-pkw-kilometer/>, [1.12.2015].

[3] Spichartz, P.; et.al "Fleet test of electric vehicles regarding their suitability for daily use," SPEEDAM 2012, pp.1396,1400, June 2012

[4] Pfriem, M.; Gauterin, F.; Meyer, T., "Selected results from a large-scale field operational test with electric vehicles in Germany and France," in Hybrid and Electric Vehicles Conference (HEVC 2014), 5th IET, vol., no., pp.1-7, 5-6 Nov. 2014

[5] Dost, P.; Spichartz, P.; Sourkounis, C., "Temperature influence on state-of-the-art electric vehicles' consumption based on fleet measurements," ESARS 2015, vol., no., pp.1,6, 3-5 March 2015

8.6.2 On the Environmental Benignity of Electric Vehicles

Amela AJANOVIC¹, Reinhard HAAS¹

Introduction

The environmental problems related to the use of fossil fuels in the transport sector such as greenhouse gas (GHG) emissions and air pollution are becoming more and more visible. In the EU-28 transport accounts for about 25% of total GHG emissions which were continuously increasing over the last decades (EU, 2014). These developments are the major reason for the growing interest in electrification of mobility.

However, the current share of electric vehicles (EV) in total car stock is still low – about 0.09% in 2013. The most important barriers for a faster market penetration of EVs are technological characteristics (especially operating range and battery weight) and their still very high investment costs. To increase market penetration in recent years EVs have been promoted in many countries by financial and non-financial incentives. All these incentives could increase attractiveness and number of EVs. However, this will not directly lead to the significant GHG emission reduction in all countries. From a lifecycle CO₂ perspective, total emissions are highly dependent on the primary energy sources – e.g. coal, natural gas or renewable energy from wind, hydro or photovoltaics (PV) – used for electricity generation which is finally used in EVs.

Objective and method of approach

The core objective of this paper is to show whether and under which conditions various types of electric vehicles are really environmentally benign alternatives to conventional cars as well as to identify how emission savings depend on the source of electricity used. In addition, environmental effectiveness of policies in different countries is analysed. The method of approach used for the environmental assessment of GHG emissions is shown in Figure 1.

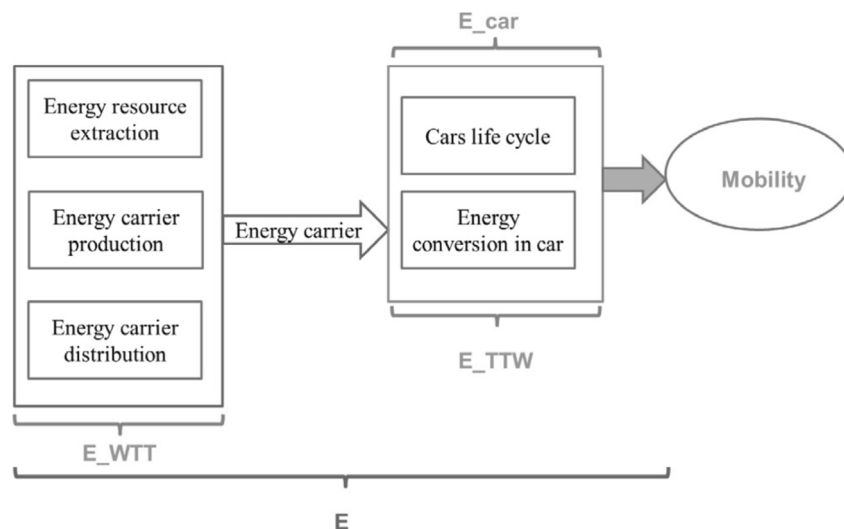


Figure 1: Method of approach for the environmental assessment of GHG emissions (adapted from Ajanovic et al. (2013)).

¹ Technische Universität Wien, Energy Economics Group, Gußhausstraße 25, 1040 Wien, www.eeg.tuwien.ac.at, {Tel.+ 43 1 58801 370364, ajanovic@eeg.tuwien.ac.at}, {Tel.+ 43 1 58801 370303, haas@eeg.tuwien.ac.at}

Results

The major results and conclusions are:

- All types of EVs can contribute to a reduction of GHG emissions compared to conventional cars with the exemption of EVs powered by electricity generated purely from old coal power plants, see Figure 2.
- The full environmental benefits of EVs could be achieved in the case of battery electric vehicles (BEV) and fuel cell vehicles (FCV) using solely electricity from renewable energy sources.
- Currently, policies implemented could increase the number of EVs but they cannot ensure significant reduction of GHG emissions. Yet, for a continuous and environmentally friendly support of EVs promotion strategies has to depend on the carbon content of the electricity used in cars.

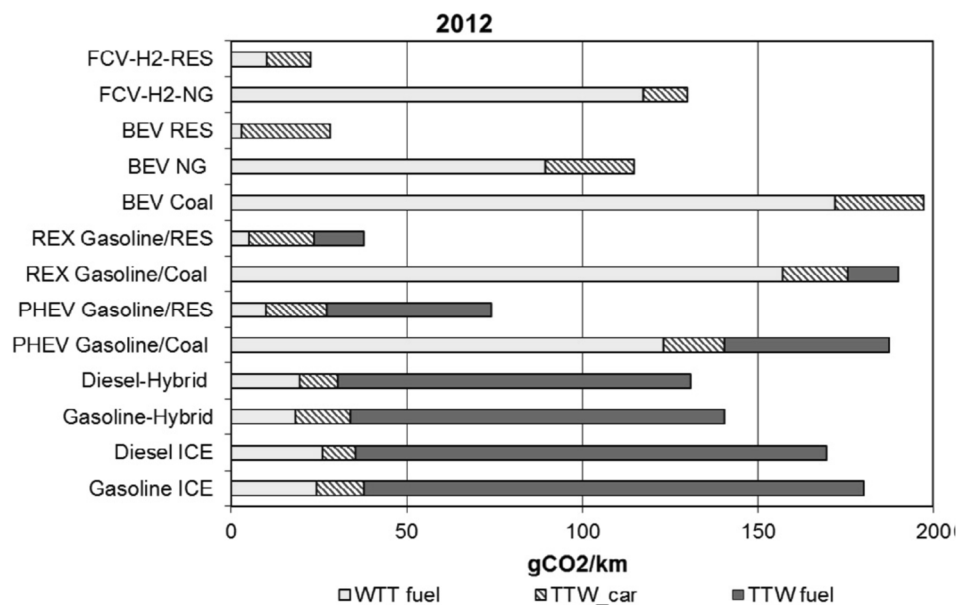


Figure 2: CO₂ emissions per km driven in 2012 for various types of EV in comparison to conventional cars (power of car: 80 kW).

References

- [1] EU, 2014. EU transport in figures. Statistical pocketbook. ISBN 978-92-79-37506-4. doi:10.2832/63317
- [2] Ajanovic, A., Jungmeier, G., Beermann, M., Haas, R., 2013. Driving on renewables – on the prospects of alternative fuels up to 2050 from an energetic point-of-view in EU countries. J. Energy Resour. Technol. 135 (3), 031201. <http://dx.doi.org/10.1115/1.4023919>.

8.6.3 Vermessung der Umwelt in Lebenszyklusanalysen am Beispiel der Elektrofahrzeuge weltweit

Gerfried JUNGMEIER¹, Jennifer DUNN², Simone EHRENBERGER³, Rolf WIDMER⁴

Inhalt

Heute besteht internationaler Konsens, dass die Umweltauswirkungen neuer Energie- und Transportsysteme nur im Rahmen von Lebenszyklusanalysen (Life Cycle Assessment bzw. Ökobilanzen) bewertet werden können. Dabei werden die Umweltauswirkungen gesamthaft im Lebenszyklus in der Errichtung, dem Betrieb und der Entsorgung der Energie- und Transportsysteme ermittelt. Erst der Vergleich mit konventionellen Systemen zeigt dann, ob neue zukunftsfähige Systeme die meist erneuerbare Energie nutzen, tatsächlich zu einer Verbesserung der Umweltauswirkungen führen. In der Internationalen Energieagentur (IEA) werden im Implementing Agreement on „Hybrid and Electric Vehicles (HEV)“, in dem 18 Länder teilnehmen, werden daher die Umweltauswirkungen von elektrisch betriebenen Fahrzeugen untersucht, mit dem Ziel, jene Rahmenbedingungen zu identifizieren, die den größten Umweltvorteil ermöglichen. In zwei Tasks der IEA „Life Cycle Assessment of Electric Vehicles“ und „Environmental Effects of Electric Vehicles“, die beide von Österreich, JOANNEUM RESEARCH geleitet werden, wurden nun die methodischen Grundlagen für die Anwendung der Lebenszyklus für elektrische Fahrzeuge erarbeitet. Diese Methode wird nun auf die weltweite Flotte an Elektrofahrzeugen von 1 Mio. im Jahr 2015 angewandt, um den weltweiten Umweltnutzen der E-Fahrzeuge zu analysieren.

Dieser Beitrag analysiert und quantifiziert die praktischen Umweltauswirkungen der Elektrofahrzeuge weltweit im Jahr 2015. Ausgehend von der Anzahl der Elektrofahrzeuge und der aktuellen Stromerzeugung in 35 Ländern werden die Treibhausgas-Emissionen, der kumulierte Primärenergieeinsatz, Luftschadstoffe wie NO_x, (Fein)Staub und der Flächenbedarf in Lebenszyklusanalysen im Vergleich zu konventionellen Benzin- und Diesel-Fahrzeugen ermittelt.

Die Ergebnisse zeigen für die einzelnen Länder ein sehr unterschiedliches Ergebnis: Je nach Art der Stromerzeugung kann es zu einer Reduktion bzw. Steigerung der Umweltauswirkungen kommen, die auch für die einzelnen Umweltkategorien sehr unterschiedlich sind. In Summe kommt es bei den Treibhausgas-Emissionen zu einer Reduktion, bei der Versauerung zu einer Erhöhung der Auswirkungen. Die Umweltvorteile von elektrischen Fahrzeugen können dann maximiert werden, wenn der Strombedarf pro Kilometer (inkl. Heizung und Kühlung) minimiert wird, zusätzlicher erneuerbarer Strom erzeugt wird, und die Batterien einem hocheffizienten Recycling bzw. Sekundärnutzung zugeführt werden.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass durch die Kombination einer „Effizienzrevolution“ bei den elektrischen Antriebssystemen, der erneuerbaren Stromerzeugung und im Verkehrssystem insgesamt mit dem fast vollständigen Umstieg auf erneuerbare Energie die Energiewende im Verkehrssektor möglich ist. Anhand von wegweisenden Fallbeispielen wird diese langfristige Realisierbarkeit der Transportenergiewende untermauert und der mögliche Betrag von elektrischen Fahrzeugen dargestellt.

¹ Joanneum Research, Elisabethstraße 18, 8010 Graz, gerfried.jungmeier@joanneum.at, Tel.: +43 316 876 1313, www.joanneum.at

² Argonne National Laboratory, 9700 S Cass Ave, Lemont, IL 60439, Vereinigte Staaten, www.anl.gov

³ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), www.dlr.de

⁴ Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt (EMPA), Überlandstrasse 129, 8600 Dübendorf, www.empa.ch

8.6.4 Beitrag dezentraler Erzeugungseinheiten zum nachhaltigen und wirtschaftlichen Betrieb von Elektrofahrzeugflotten

Jan MUMMEL¹, Timo STOCKLOSSA¹, Michael KURRAT¹,
Johannes Wilhelmus WIJTENBURG¹

Ausgangslage

Eine der zentralen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts ist der Klimawandel und der daraus resultierende notwendige Klimaschutz. Mit dem am 12. Dezember 2015 verkündeten Abkommen der Klimakonferenz in Paris einigten sich alle 195 Teilnehmerstaaten auf das gemeinsame Ziel, ihre Treibhausgasemissionen nachhaltig zu reduzieren und die Erderwärmung auf weniger als zwei Grad zu beschränken. [UNFCCC 2015] Vereinbartes Ziel der Bundesrepublik Deutschland ist die Verringerung der Emissionen von Kohlenstoffdioxid bis 2020 um 40 % und bis 2050 um 85 bis 90 % verglichen mit dem Jahr 1990. Neben der Ablösung der konventionellen Stromerzeugung durch erneuerbare Energien wird der Fokus auch auf nicht stromerzeugende Bereiche gelegt. [Bundesumweltministerium 2014] Der Verkehrssektor als Verursacher von über 14 % der gesamten Treibhausgasemissionen bietet ein Handlungsfeld zur Senkung klimaschädlicher Emissionen.

Eine entscheidende Komponente bei der Reduzierung verkehrsbedingter Treibhausgasemissionen ist das Thema Elektromobilität in gewerblichen Flotten. Mit knapp 60 % des Neuwagenmarktes bieten gewerblich genutzte Fahrzeuge ein hohes Potential zur Marktdurchdringung. Aufgrund der durchschnittlich kürzeren Nutzungsdauern im Vergleich zu privaten Pkw gehen gewerbliche Fahrzeuge schneller in den Gebrauchtwagenmarkt über. Dieser katalytische Effekt bietet somit die Möglichkeit einer schnellen Verbreitung der Mobilitätstechnologie im Markt. [Mennenga 2014] Elektrofahrzeugflotten bieten darüber hinaus, durch die Planbarkeit der Fahrten, ein hohes Potential zum Laden mit erneuerbaren Energien. In den nächsten Jahren sind die Elektrofahrzeuge in erster Linie als zusätzliche Last im Energieversorgungssystem anzusehen. Die benötigte zusätzliche Energie kann daher aus neuen dezentralen Erzeugungseinheiten bereitgestellt werden.

Untersuchungsgegenstand

Innerhalb dieses Beitrags wird ein Modell für bedarfsgerechte Lade- und Energieinfrastruktur vorgestellt, welche einen Beitrag für einen nachhaltigen und wirtschaftlichen Betrieb von Elektrofahrzeugflotten liefert. Das Modell soll eine strategische Planung und operative Steuerung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen unterstützen. Unternehmen erhalten daraus eine fundierte Entscheidungsgrundlage für mögliche Investitionen in die Infrastruktur. Langfristig wird das System erweitert, sodass eine strategische Planung mit entscheidungsrelevanten Kosten und ökologischen Auswirkungen detailliert und über den gesamten Lebenszyklus abgebildet werden kann.

Das Modell gliedert sich in mehrere Module, die eine vielfältige Veränderung der Randbedingungen ermöglichen. Die notwendigen Parameter werden in einer Toolkette schrittweise definiert, um so ein Szenario zu erstellen. Der Ablauf ist in Abbildung 1 dargestellt. Im ersten Schritt werden die Art und die wichtigsten Eigenschaften des betrachteten Unternehmens festgelegt. Diese umfassen beispielweise Branche, Mitarbeiteranzahl, elektrische und thermische Lastprofile.

Weiterhin werden Erzeugungsanlagen erstellt, dimensioniert und in virtuelle lokale oder bilanzielle Kraftwerke zusammengefasst. Mit diesen Eingangsgrößen werden Last- und Erzeugungsprognosen für den Simulationszeitraum erzeugt. Zuletzt wird eine Fahrzeugflotte angelegt und den einzelnen Fahrzeugen Fahrprofile, Fahrtzeiten sowie Fahrtstrecken zugeordnet. Durch Kombination der erzeugten Datensätze wird ein Szenario erstellt, welches abschließend für den gesamten Betrachtungszeitraum berechnet wird. Die erstellten Szenarien werden durch zwei unabhängige Module simuliert. Das erste Modul bildet das ungesteuerte Laden ab. Im zweiten Modul wird ein energiekostenoptimierter Ansatz verfolgt.

¹ Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen, Schleinitzstraße 23, 38106 Braunschweig, Tel.: +49 531 3919730, j.mummel@tu-braunschweig.de

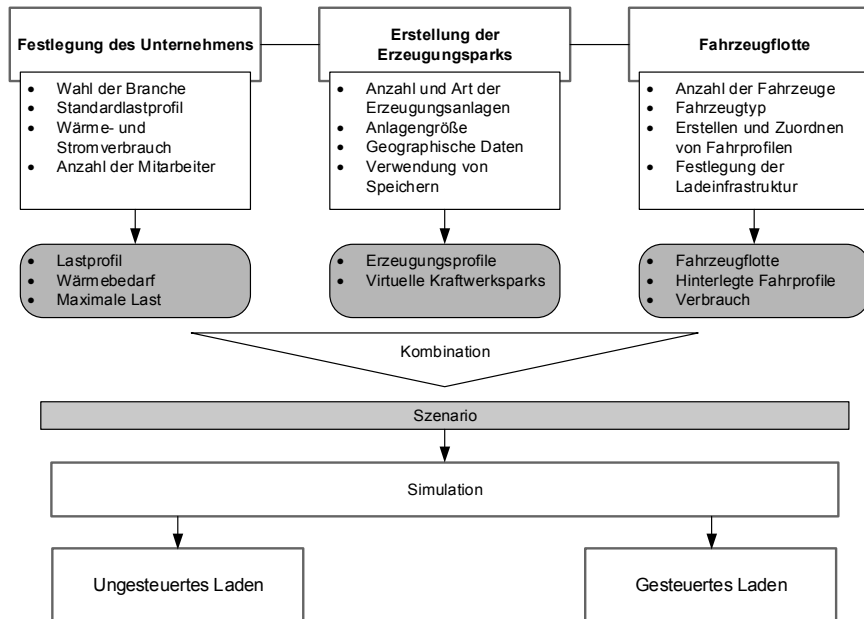


Abbildung 1: Ablaufdiagramm der Simulationsumgebung.

Ergebnisse eines Anwendungsfalls

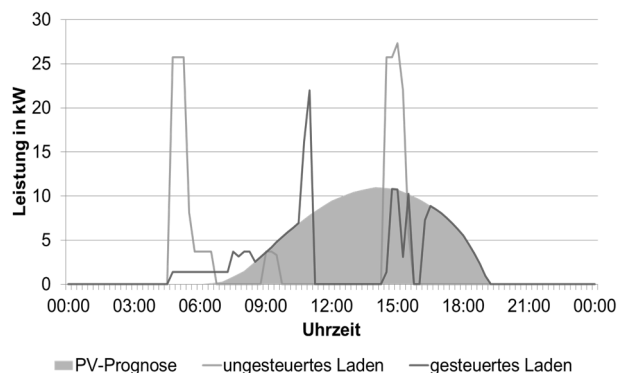


Abbildung 2: Deckungsbeitrag beim ungesteuerten und gesteuerten Laden von Elektrofahrzeugen.

In diesem Anwendungsbeispiel werden für ein Unternehmen Szenarien verglichen, die verschiedene Konstellationen von lokalen erneuerbaren Erzeugungseinheiten betrachten. Referenzunternehmen ist ein allgemeiner Gewerbekunde (G0 Profil) mit einem Jahresenergieverbrauch von 90.000 kWh. Der betrachtete Anwendungsfall bezieht sich auf eine Elektrofahrzeugflotte, die im innerstädtischen Verkehr als Kurzstreckenfahrzeuge eingesetzt werden.

Die Fahrzeugflotte und das Referenzunternehmen bleiben in allen Szenarien gleich. Abbildung 2 zeigt einen Tagesverlauf einer 14,3 kWp Photovoltaikanlage für die Ladesimulation im ungesteuerten und gesteuerten Fall. Dabei steht die komplette Erzeugung für die Ladung der Elektrofahrzeugflotte zur Verfügung. In dieser ist zu erkennen, dass das gesteuerte Laden einen wesentlichen höheren Deckungsbeitrag (Anteil der lokalen Erzeugung am Ladestrom) im Vergleich zum ungesteuerten Laden aufweist.

Literatur

- [1] [UNFCCC 2015]: ADOPTION OF THE PARIS AGREEMENT. Proposal by the President.; Zugriff am 05.01.2016.
- [2] [Bundesumweltministerium 2014]: Bundesumweltministerium: Nationale Klimapolitik, <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/>; Zugriff am 03.11.2015.
- [3] [Mennenga 2014]: Mennenga, M. S.: Lebenszyklusorientierte Flottenplanung mit alternativ angetriebenen Fahrzeugkonzepten. Vulkan, Essen, [München] 2014.

8.6.5 Erhöhung des Eigenverbrauchs von Photovoltaikanlagen durch Elektromobilität – Limits der Unabhängigkeit

Albert HIESL¹, Michael HARTNER¹

Übersicht

In den vergangenen Jahren ist die Photovoltaik zu einer konkurrenzfähigen Technologie zur dezentralen Versorgung gewachsen. Durch eventuell steigende Endkundenstrompreise und sinkende Einspeisevergütungen ist die Steigerung des Eigenverbrauchs ein essentieller Parameter für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Die Erhöhung des Eigenverbrauchs heißt auch die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch zu erhöhen. Dabei können gerade Elektrofahrzeuge als Zwischenspeicher der erzeugten PV-Elektrizität dienen. Elektrofahrzeuge haben den Vorteil, dass kein zusätzlicher Platz benötigt wird. Allerdings stehen sie durch das spezifische Fahrverhalten nicht immer dann zum Laden zur Verfügung wenn auch die Sonne scheint. Diese Arbeit fokussiert auf die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen in Kombination mit Elektrofahrzeugen. Das Hauptziel ist das Limit der Unabhängigkeit von externem Stromzukauf für verschiedene Gebäudearten mit installierter Photovoltaik und inklusive Elektrofahrzeugen zu identifizieren und ökonomisch zu bewerten. Dabei werden zwei Szenarien betrachtet: Einerseits wenn Photovoltaikanlagen auf Einfamilienhäusern installiert sind und andererseits wenn Photovoltaikanlagen auf Bürogebäuden, wo zumeist auch eine größere Fläche zur Verfügung steht, angebracht sind.

Methodik

Basierend auf gemessenen Globalstrahlungs- und Umgebungstemperaturdaten wird die Erzeugung aus Photovoltaik nach einem Ansatz von Huld et al. (2010) berechnet. Die Lastprofile für Einfamilienhäusern und Bürogebäuden basieren auf standardisierten Lastprofilen und können mit dem jährlichen Elektrizitätsverbrauch skaliert werden. In den Berechnungen wird angenommen, dass das Elektrofahrzeug im Pendlerverkehr zwischen Wohngebäude und Bürogebäude zum Einsatz kommt. Auf Basis von Literatur werden verschiedene Parameter wie Weglängen, Verbrauch, Weg- und Startzeiten bestimmt. Die Batterie des Elektrofahrzeugs ist als Lithium Batterie mit typischer Ladekurve und typischen Werte für die Kapazität modelliert. Der PV-Output als auch die Parameter des Pendlerverkehrs und der Elektrofahrzeuge dienen als Inputparameter für das Optimierungsmodell welches in MATLAB implementiert ist. Die Zielfunktion des Optimierungsmodells ist die Minimierung der Gesamtkosten im Betrieb und die Berechnung wird für einen Zeitraum von 25 Jahren durchgeführt. Das Optimierungsmodell entscheidet, wann das Elektrofahrzeug geladen wird, wann Elektrizität vom Netz bezogen wird und wann der Überschuss an Photovoltaik-Energie in das Elektrizitätsnetz gespeist wird. Die spezifischen Photovoltaikkosten sinken stark mit der Größe der Anlage und im Jahr 2013 lagen die Preise für gebäudeintegrierte Photovoltaik bei etwa 4000 €/kWp für eine 1 kWp Anlage und bei etwa 1700 €/kWp für eine 15 kWp Anlage. Durch Annahmen zu den zukünftigen Entwicklungen der Strompreise und den Einspeisevergütungen wird der interne Zinsfuß (IRR) der Investition berechnet, wobei der Cashflow (C_t) stark vom Eigenverbrauch, dem Strompreis und der Einspeisevergütung abhängt.

$$NPV = -(I_{PV}) + \sum_{t=1}^{25} \frac{C_t}{(1 + IRR)^t} = 0$$

Ergebnisse

Die folgenden Abbildungen zeigen Ergebnisse zu einer Photovoltaikanlage mit Standort Wien, einer südlichen Ausrichtung, einem Aufstellwinkel von 30° und für ein standardisiertes Haushaltslastprofil, können jedoch für jede beliebige Ausrichtung und Standorte berechnet werden.

Abbildung 1 zeigt den Eigenverbrauchsanteil für einen Haushalt mit unterschiedlichen Stromverbräuchen und unterschiedlichen PV-Größen inkl. Elektrofahrzeug. Der Eigenverbrauch steigt durch den Einsatz eines Elektrofahrzeuges, verglichen mit einer reinen PV-Anlage, leicht.

¹ Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370371, Fax: +43 1 58801 370397, hiesl@eeg.tuwien.ac.at, eeg.tuwien.ac.at

In diesem Fall kann das Elektrofahrzeug nur von der PV-Anlage und vom Elektrizitätsnetz geladen werden, jedoch nicht rückspeisen. Bei einer PV-Größe über 15 kWp und einem Elektrizitätsverbrauch des Gebäudes zwischen 1000 kWh/a und 4000 kWh/a kann der Verbrauch des Elektrofahrzeugs bei optimierter Beladung zu etwa 70% gedeckt werden, siehe Abbildung 2.

Vergleicht man diesen Wert mit einem ungesteuerten Laden des Elektrofahrzeugs (Laden bei jedem Stopp direkt nach Ankunft), so kann der Verbrauch in diesem Szenario nur zu maximal 40% gedeckt werden. Wenn man schließlich auch Bürogebäude betrachtet, bei denen die Standzeiten der Elektrofahrzeuge wesentlich besser mit der PV-Erzeugung korrelieren, so ist erkennbar, dass der Autarkiegrad des Elektrofahrzeugs noch weiter gesteigert werden kann. Durch größere PV-Anlagen können auch mehrere Elektrofahrzeuge gleichzeitig mit PV-Strom versorgt werden und somit ist es auch möglich den Eigenverbrauchsanteil der Anlage signifikant zu erhöhen.

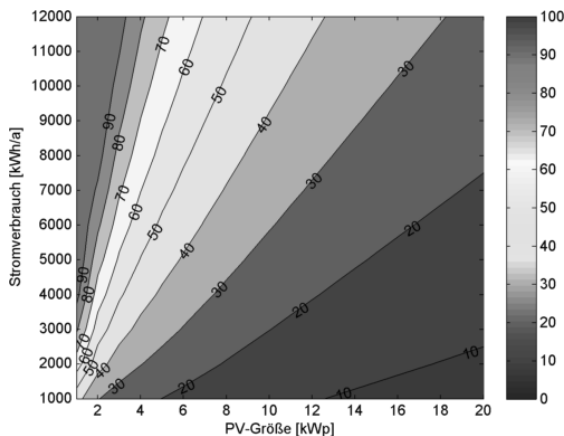


Abbildung 1: Eigenverbrauchsanteil einer Photovoltaikanlage inkl. Elektrofahrzeug [%].

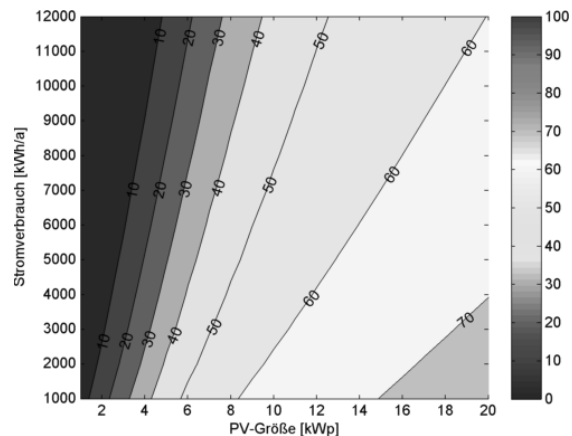


Abbildung 2: Autarkiegrad des Elektrofahrzeugs bei optimierter Beladung [%].

Die Abbildung 3 zeigt den internen Zinsfuß einer Anlage inkl. Elektrofahrzeug. Der interne Zinsfuß liegt dabei zwischen -4% und 3% und hängt stark vom Stromverbrauch und vom Eigenverbrauch der Anlage ab. Die ökonomisch optimale PV-Größe liegt dabei zwischen 1 kWp für einen Stromverbrauch von 1000 kWh/a und 4 kWp für einen Stromverbrauch von 12000 kWh/a. Die finale Version dieser Arbeit inkludiert auch die Analyse von Bürogebäuden in Kombination mit mehreren Elektrofahrzeugen. Weiters werden auch die energetischen Auswirkungen einer Rückspeisung der Elektrofahrzeuge in das Gebäude berücksichtigt.

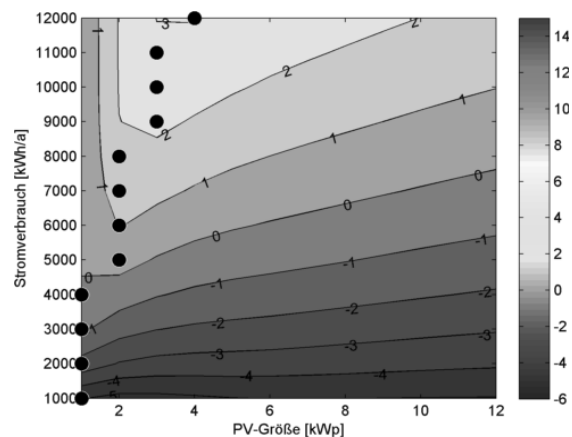


Abbildung 3: Interner Zinsfuß [%].

Schlussfolgerungen

Aus Sicht eines Haushaltes ist der zusätzliche Nutzen eines Elektrofahrzeuges (als Pendlerfahrzeug) bezüglich des Eigenverbrauchsanteiles sehr gering, da dieses nur in den Morgen- bzw. Abendstunden geladen werden kann. Bei Bürogebäuden hingegen steht das Elektrofahrzeug unter Tags zur Ladung zur Verfügung. Hinzu kommt, dass der interne Zinsfuß durch die sinkenden spezifischen Kosten größerer PV-Anlagen weiter steigt.

Literatur

- [1] Huld, T., Gottschalg, R., Beyer, H.G., and Topič, M. (2010). Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging. Sol. Energy 84, 324-338.