

# EnInnov2022

17. Symposium Energieinnovation

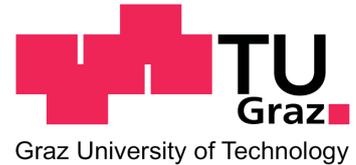
**FUTURE OF ENERGY -  
Innovationen für eine klimaneutrale Zukunft**

16.-18. Februar 2022 TU Graz, Österreich





Institut für  
Elektrizitätswirtschaft  
und Energieinnovation



Graz University of Technology

## **17. SYMPOSIUM ENERGIEINNOVATION**

# **FUTURE OF ENERGY**

## **Innovationen für eine klimaneutrale Zukunft**

16. - 18. Februar 2022

TU Graz, Österreich

### **Veranstalter:**

**Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)**

### **Mitveranstalter:**



Österreichischer Verband  
für Elektrotechnik



Oesterreichs  
E-Wirtschaft



World Energy Council  
Austria

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 (TU Graz)  
Inffeldgasse 18  
A-8010 Graz

Redaktion  
Assoz.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl  
Tel.: +43 (0)316 873 7903, Fax: +43 (0)316 873 107903  
Mail: [Bachhiesl@TUGraz.at](mailto:Bachhiesl@TUGraz.at), Web: [www.IEE.TUGraz.at](http://www.IEE.TUGraz.at), [www.EnInnov.TUGraz.at](http://www.EnInnov.TUGraz.at)

Druck  
Steiermärkische Landesdruckerei GmbH

2022 Verlag der Technischen Universität Graz  
[www.tugraz-verlag.at](http://www.tugraz-verlag.at)

ISBN print 978-3-85125-915-5  
ISBN e-book 978-3-85125-916-2  
DOI 10.3217/978-3-85125-915-5



Dieses Werk – ausgenommen das Cover und anders gekennzeichnete Teile – ist lizenziert unter einer Creative Commons Lizenz „Namensnennung 4.0 International“  
<https://creativecommons.org/licenses/by/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*

Nachhaltige Entwicklung ist die bedeutsamste Herausforderung der Menschheit und entsprechende globale Zielsetzungen und Maßnahmen werden in den „Sustainable Development Goals“ der UN festgeschrieben. Weltweit sind immer mehr Menschen von den stattfindenden klimatischen Veränderungen und insbesondere deren Wirkungen (z.B. Extremwetterereignisse, Waldbrände, Überschwemmungen, Gletscherschwund, Meeresspiegelanstieg) immer unmittelbarer betroffen. Aus wissenschaftlicher Sicht wird dies auch eindrucksvoll vom aktuellen IPCC-Bericht bestätigt. Die Welt steuert auf potenziell irreversible Veränderungen (Kipppunkte) zu, welche das Leben auf der Erde für den Menschen fundamental verändern. Diesen Erkenntnissen folgend wird bei der kommenden Weltklimakonferenz COP26 Ende Oktober 2021 basierend auf dem Paris Agreement über schärfere (energiewirtschaftliche) Maßnahmen zur globalen Bekämpfung des Klimawandels beraten.

Auf europäischer Ebene wurden basierend auf dem „Green Deal“ im Rahmen des „Fit for 55“-Paketes Vorschläge für den Klimaschutz präsentiert und Europa soll demnach bis 2050 der erste klimaneutrale Kontinent der Welt werden. Die Ziele und Maßnahmen in den einzelnen europäischen Nationalstaaten sind sehr unterschiedlich und reichen beispielsweise vom Kernenergie- und Kohleausstieg in Deutschland bis zu 100% Strom aus erneuerbaren Energien in Österreich im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes. Aktuell werden in Europa hohe Energiepreissteigerungen beobachtet, vor allem bei elektrischer Energie und Erdgas. Neben der Erreichung der Klimaneutralität hat aber insbesondere die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit höchste Priorität in Europa.

Bei der Transformation unseres Energiesystems sind die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien sowie die Hebung der Energieeffizienz weiterhin zentrale Eckpfeiler. Elektrische Energie wird künftig eine noch bedeutendere Rolle spielen und der Beitrag von Wasserstoff wird intensiv diskutiert. Die Erreichung von Klimaneutralität erfordert die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energie in das Gesamtenergiesystem, neue Marktteilnehmer\*innen (z.B. Prosumer:innen, Aggregator:innen, Energiegemeinschaften), aber auch Anpassungen im Bereich der Elektrizitätsmärkte sowie des Regulierungsregimes, eine verstärkte Flexibilisierung der Erzeugung und der Nachfrage, mehr Energiespeicheroptionen, die Kopplung unterschiedlicher Sektoren, eine Fortentwicklung zukunftssicherer Übertragungs- und Verteilnetzinfrastrukturen sowie Veränderungen im Gebäude- und Mobilitätssektor.

Die dargestellten Herausforderungen dürfen nicht zu Resignation führen, sondern müssen vielmehr als Chance zur positiven und aktiven Gestaltung unserer Energiezukunft gesehen werden! Die zeitgerechte Erreichung von Klimaneutralität hängt wesentlich von den jetzt zu treffenden infrastrukturellen und energiewirtschaftlichen Entscheidungen ab, da diese unser Energiesystem der Zukunft determinieren. Zur Realisierung der dazu auf allen Ebenen notwendigen Innovationen sind aber auch genügend entsprechend qualifizierte und gut ausgebildete (junge) Menschen erforderlich.

Vertreter:innen der Wissenschaft und Forschung, Wirtschaft, NGOs, Verbände sowie Politik und Verwaltung sind daher aufgefordert, entsprechende Beiträge im Sinne einer gedeihlichen Entwicklung der europäischen Energiewirtschaft und Gesellschaft zu leisten und diese werden im Rahmen des Symposiums präsentiert und intensiv diskutiert.

Assoz.Prof. Udo Bachhiesl  
(Symposiumsleiter)

## **Bundesministerin Leonore Gewessler**

---

Die Klimakrise ist eine der größten Herausforderungen, vielleicht die größte Herausforderung, vor der die Menschheit steht. Wie fatal die Abhängigkeit von fossiler Energie ist, zeigen uns derzeit nicht nur die bereits spürbaren Folgen der Klimakrise, sondern auch die dramatische Kostenbelastung durch die Gaspreisexplosion und die damit verbundene, schwierige geopolitische Exposition unseres Landes und der EU. Wir sehen also mehrere erschreckende Symptome einer gemeinsamen Ursache, der Abhängigkeit von fossiler Energie. Unsere Welt ist leider noch immer sehr auf diese Energieträger angewiesen. Unser Ziel muss es sein, diese Abhängigkeit zu beenden.



Die Wissenschaft ist dabei schon lange eine Verbündete. Denn objektives, wissenschaftliches Arbeiten hat klar gezeigt und führt uns immer deutlicher vor Augen, dass die Klimakrise und ihre Ursachen das zentrale Problem unserer und leider bereits auch kommender Generationen ist.

Das Symposium Energieinnovation ist beispielhaft für die wichtige Rolle, die die Forschung einnimmt. Hier kommen interdisziplinäre Teams aus vielen Ländern zusammen, um sich über Lösungen und mögliche Wege auszutauschen, die zahlreichen Herausforderungen auf dem Weg zur Klimaneutralität zu meistern. Immer mehr sind es nicht ausschließlich technische, sondern technoökonomische und soziale Fragen, die hier diskutiert werden. Das zeigt, dass die Herausforderung der Klimakrise nicht nur breiter gedacht wird, sondern ihre Bewältigung immer stärker in den Fokus rückt.

Insofern freut es mich, dass Graz als Gastgeberstadt und insbesondere die TU Graz mit ihrem engagierten Team die, gerade in Zeiten wie diesen, so wichtige Rolle der Vernetzerin erfüllt. Zusammen verwandeln wir Herausforderungen in Chancen. Und zusammen meistern wir sie.

Leonore Gewessler  
Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,  
Innovation und Technologie

**Bundesminister Martin Polaschek**

---

Sehr geehrte Teilnehmerinnen und Teilnehmer des 17. Symposiums Energieinnovation!

Die in den vergangenen Jahren weltweit durch den Klimawandel verursachten Katastrophen führen uns die Dringlichkeit, mit der Klimaschutz und Klimaneutralität vorangetrieben werden müssen, drastisch vor Augen.

Auf globaler und europäischer Ebene geben die „Sustainable Development Goals“ der Vereinten Nationen, das Pariser Abkommen sowie der ambitionierte „European Green Deal“ der Europäischen Kommission die Richtung vor. Auf nationaler Ebene hat sich Österreich zum Ziel gesetzt, bis 2040 Klimaneutralität zu erreichen. Mit der #mission2030, dem nationalen Energie- und Klimaplan oder der Bioökonomiestrategie wurden bereits wichtige Schritte zur Erreichung dieses Ziels gesetzt. Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz wurde zuletzt der rechtliche Rahmen für einen Umbau des österreichischen Energiesystems geschaffen, das zu 100% mit erneuerbarer Energie betrieben werden soll.



Foto: Marija Kanizaj

Als Bundesminister für Bildung, Wissenschaft und Forschung ist es mir ein besonderes Anliegen, die Rolle der Universitäten bei der Bekämpfung der Klimakrise zu betonen. Die österreichischen Universitäten leisten im Rahmen Ihrer Kernaufgabe Lehre und Forschung nicht nur einen wesentlichen Beitrag zum öffentlichen Diskurs rund um das Thema Nachhaltigkeit, sondern bringen auch aktiv innovative Konzepte und technische Lösungen für eine nachhaltigere Zukunft hervor – so auch im Energiebereich.

Ihrer gesetzlich verankerten Verantwortung der Gesellschaft gegenüber kommen die Universitäten auch durch den ständigen Austausch von Wissen und durch Technologietransfer im Rahmen der Dritten Mission nach. Mit dem „Symposium Energieinnovation“ hat die Technische Universität Graz eine Plattform geschaffen, die es Vertreterinnen und Vertretern aus Wissenschaft, Wirtschaft und Politik, aber auch von NGOs und Verbänden ermöglicht, sich gemeinsam mit interdisziplinären Fragen rund um das Thema Energieinnovation auseinanderzusetzen.

Ich bedanke mich bei der TU Graz als Veranstalterin sowie bei allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern für ihren Einsatz für eine klimaneutrale Zukunft und wünsche ein erfolgreiches Symposium!

Ao. Univ.-Prof. Mag. Dr. Martin Polaschek  
Bundesminister für Bildung, Wissenschaft und Forschung

Wie sehr unser Alltag von Energie geprägt ist, wird vielen erst bewusst, wenn die Energieversorgung nicht funktioniert. Kaum eine Tätigkeit des täglichen Lebens kann ohne Strom uneingeschränkt ausgeführt werden. Deshalb sind die Fragen nach einer zukunftsorientierten Energieversorgung sowie einer verbesserten Energieeffizienz global von großer Bedeutung. Das nunmehr 17. Symposium Energieinnovation, das vom 16. bis zum 18. Februar 2022 in der steirischen Landeshauptstadt stattfindet und vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation ausgerichtet wird, trägt dazu bei, Antworten auf diese Fragen zu finden und die Akteure aus Wissenschaft, Wirtschaft und Politik zu vernetzen. Die großen Fragen der Zukunft kann man nur gemeinsam lösen.



Dieses Symposium unterstreicht auch die Rolle der Steiermark als Innovationsland. Mit einer Forschungs- und Entwicklungsquote von 5,15 Prozent liegt unser Land im europäischen Spitzenfeld. Das verdanken wir dem hervorragenden Umfeld und der intensiven Zusammenarbeit von Wissenschaft und Wirtschaft, wie sie in der Steiermark beispiellos gelebt wird. Investitionen in diesen Bereich sorgen dafür, dass unser Land auch in Zukunft zu den führenden Regionen Europas zählen wird. In kaum einem anderen Bereich werden sich die Veränderungen in der Mobilität und durch die voranschreitende Digitalisierung so massiv auswirken wie in der Energieversorgung. Als Forschungsland Nummer eins hat die Steiermark die Chance, die Zukunft unseres Landes aktiv mitzugestalten.

An dieser Stelle bedanke ich mich bei den Organisatoren dieser hochkarätigen Veranstaltung für ihr Engagement. Allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern wünsche ich informative Stunden beim 17. Symposium Energieinnovation, sowie eine schöne Zeit im „Grünen Herz Österreichs“!

Ein steirisches „Glück auf!“

Hermann Schützenhöfer  
Landeshauptmann der Steiermark

**Bürgermeisterin Elke Kahr**

---

Sehr geehrte Teilnehmerinnen und Teilnehmer am 17.  
Symposium Energieinnovation (EnInnov2022)!

Seit zwei Jahren sind wir mit einer Pandemie konfrontiert, die unser Leben auf den Kopf gestellt hat. Dass dieses Symposium als Online-Veranstaltung stattfindet, zeigt, dass wir in ungewöhnlichen Zeiten leben. Die Corona-Pandemie überdeckt eine Herausforderung, die uns noch viel länger beschäftigen und noch größere Auswirkungen auf unser gewohntes Leben haben wird – die Rede ist vom Klimawandel und seinen Folgen für Umwelt, Gesellschaft und Wirtschaft.

Diese Entwicklungen müssen wir nicht einfach hinnehmen. Wir müssen aber Entscheidungen treffen und können dabei auf die Einschätzungen von vielen klugen Köpfe zählen.

Dass am Abschied aus fossiler Energie kein Weg vorbeiführt, zeigen auch die massiv steigenden Preise der letzten Monate. Diese wirken sich ganz konkret auf das tägliche Leben der Menschen aus. Ein einfaches Rezept, die Zukunft klimaneutral zu gestalten, gibt es nicht. Sogar ein Comeback der Atomenergie als vermeintliche Antwort auf den Klimawandel steht bevor – ein Szenario, das viele Menschen mit Sorge erfüllt.

Alternativen gibt es, aber sind sie schnell genug umsetzbar und stehen die nötigen Ressourcen zur Verfügung, um allen in ausreichender Menge erschwingliche Energie zur Verfügung zu stellen? Der steigende Bedarf an Fernwärme und die Bereitstellung von Strom im Rahmen der E-Mobilität sind auf lokaler Ebene drängende Fragen.

Die Themen, mit denen sich die EnInnov2022 beschäftigt, sind ganz nah am Leben der Menschen und gleichzeitig die drängendsten Zukunftsfragen. Durch die Bündelung des Wissens kann jenes innovative Potenzial entfaltet werden, das sozial verträgliche und technisch umsetzbare Lösungen voraussetzen.

Als Bürgermeisterin bin ich stolz, dass Graz dank Institutionen wie dem Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation bei diesem Prozess nicht auf der Zuschauertribüne sitzt, sondern dass in unserer Stadt aktiv nach Antworten auf diese globalen Fragen gesucht wird. Ich wünsche allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern einen guten und konstruktiven Austausch!



Elke Kahr  
Bürgermeisterin der Stadt Graz

Ganz aktuell stellen wir uns alle den Herausforderungen der Klimaneutralität – mit den UN Sustainable Development Goals auf internationaler und europäischer Ebene, mit neuen Maßnahmen der Bundesregierung für ein klimaneutrales Österreich, sowie mit dem Ziel einer klimaneutralen Stadt Graz bis 2040. Die TU Graz hat bereits 2020 die Grundsatzentscheidung und vor einem Jahr einen detaillierten Maßnahmenkatalog zur klimaneutralen Universität bis 2030 verabschiedet. Auf Basis einer umfassenden Treibhausgas-Bilanz entwickelte der Nachhaltigkeitsbeirat der TU Graz eine Roadmap, die auf die Produktion grüner Energie, auf Korrekturen im Energiemanagement und auf Änderungen im Mobilitätsmanagement setzt bei Dienstreisen und Neubauten. Unumgängliche Treibhausgas-Emissionen werden mit einem Förderbeitrag abgegolten, der wiederum Klimaschutzforschungsprojekten zu Gute kommt.



Klima- und Umweltschutz nimmt in allen Fachbereichen der TU Graz eine zentrale Rolle ein, in der Entwicklung der neuesten Technologien und der Gestaltung unserer Zukunft. Gerade im Bereich der Forschung, wo wir in unseren fünf Fields of Expertise von einzelnen Komponenten über Produkte bis hin zu Gesamtsystemen forschen und entwickeln liefern wir wertvolle Beiträge zur Nachhaltigkeit - von den Materialwissenschaften über neue Informations- und Kommunikationstechnologien, von innovativen Mobilitäts- und Produktionskonzepten bis hin zu nachhaltigen Systemen. In der Lehre geben wir dem Forschungsnachwuchs und Entscheidungsträger\*innen von morgen Grundlagenwissen und Werkzeuge in die Hand, damit sie ihre Kenntnisse kreativ und innovativ weiterentwickeln können.

Das Symposium Energieinnovation bringt alle Teamplayer zusammen und leistet einen großen Beitrag zur Vernetzung und Entwicklung von Innovationen für eine klimaneutrale Zukunft. Ich bedanke mich insbesondere beim Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz sowie den Mitveranstaltern Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Österreichs E-Wirtschaft und dem World Energy Council Austria für ihr großes Engagement – und bei allen beteiligten Personen, die sich dafür einsetzen, dass Nachhaltigkeit als Denkweise in unserem Alltag gelebt und in unserer Zukunftsplanung umgesetzt wird.

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Dr.h.c.mult. Harald Kainz  
Rektor der Technischen Universität Graz

# Unterstützer 17. Symposium Energieinnovation

 **Bundesministerium**  
Klimaschutz, Umwelt,  
Energie, Mobilität,  
Innovation und Technologie

 **Bundesministerium**  
Bildung, Wissenschaft  
und Forschung



# Innovation braucht Strom.



Austrian Power Grid  
[www.apg.at](http://www.apg.at)

Österreich  
braucht  
Strom.





# BILDUNG VERNETZT

So erreichen Sie uns  
T 05 0525-0  
[kaerntennetz.at](http://kaerntennetz.at)

## DEINE ENERGIE IST UNSERE VERANTWORTUNG

Die KNG-Kärnten Netz GmbH sorgt zuverlässig, zukunftsorientiert und rund um die Uhr für einen sicheren Betrieb des Strom- und Erdgasnetzes.

# Kärnten Netz

EIN UNTERNEHMEN DER KELAG

100 %  
Ökostrom



ENERGIE STEIERMARK

aus der  
Steiermark

# Steirer Strom

## Wissenschaftliches Reviewing-Komitee

Priv.Doz. Amela <b>Ajanovic</b>	TU Wien / Energy Economics Group
Priv.Doz. Hans <b>Auer</b>	TU Wien / Energy Economics Group
Assoz.Prof. Udo <b>Bachhiesl</b>	TU Graz / Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
Dr. Bettina <b>Bergauer</b>	Bundesministerium für Klimaschutz (BMK)
Prof. Valentin <b>Bertsch</b>	Ruhr-Universität Bochum / LS für Energiesysteme & -wirtschaft
Prof. Wolfgang <b>Bösch</b>	TU Graz / Dekan Fakultät für Elektro- und Informationstechnik
Prof. Aglaee <b>Degros</b>	TU Graz / Institut für Städtebau
Prof. Wolfgang <b>Eichlseder</b>	TU Graz / Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik
Prof. Bernd <b>Engel</b>	TU Braunschweig / Hochspannungstechnik & Elektrische Energieanlagen
Prof. Wolfgang <b>Gawlik</b>	Jade Hochschule / Fachbereich Management, Information, Technologie
Prof. Stefan <b>Grossmann</b>	TU Dresden / Hochspannungstechnik und Hochstromtechnik
Prof. Reinhard <b>Haas</b>	TU Wien / Energy Economics Group
Prof. Jutta <b>Hanson</b>	TU Darmstadt / Elektr. Energieversorgung unter Einsatz Ern. Energien
Prof. Franz <b>Heitmeir</b>	TU Graz / Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik
Prof. Urs <b>Hirschberg</b>	TU Graz / Field of Expertise „Sustainable Systems“
Prof. Christoph <b>Hochenauer</b>	TU Graz / Wärmetechnik
Dr. Franz <b>Hofbauer</b>	Österreichischer Verband für Elektrotechnik (OVE)
DI Wolfgang <b>Jilek</b>	Landesenergiebeauftragter Steiermark i.R.
Prof. Claudia <b>Kemfert</b>	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)
Prof. Thomas <b>Kienberger</b>	MU Leoben / Lehrstuhl für Energieverbundtechnik
Prof. Ulrike <b>Leopold-Wildburger</b>	Uni Graz / Statistik und Operations Research
Prof. Albert <b>Moser</b>	RWTH Aachen / Elektrische Anlagen u. Energiewirtschaft
Prof. Dominik <b>Möst</b>	TU Dresden / Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Prof. Annette <b>Mütze</b>	TU Graz / Elektrische Antriebstechnik und Maschinen
Prof. Aaron <b>Praktiknjo</b>	RWTH Aachen / Lehrstuhl für Energiesystemökonomik
Prof. Harald <b>Raupenstrauch</b>	MU Leoben / Thermal Processing Technology
Ao.Prof. Herwig <b>Renner</b>	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen und Netze
Prof. Karl <b>Rose</b>	Uni Graz / Institut für Unternehmensführung und Entrepreneurship
Prof. Uwe <b>Schichler</b>	TU Graz / Hochspannungstechnik und Systemmanagement
Prof. Robert <b>Schürhuber</b>	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen und Netze
Prof. Manfred <b>Weissenbacher</b>	University of Malta / Institute for Sustainable Energy
Prof. Rolf <b>Witzmann</b>	TU München / Professur für Elektrische Energiesysteme
Prof. Sonja <b>Wogrin</b>	TU Graz / Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
Dr. Reinhard <b>Wolloner</b>	VERBUND Trading GmbH
Prof. Gerald <b>Zenz</b>	TU Graz / Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft

## **INHALTSVERZEICHNIS**

<b>1</b>	<b>PLENAR-SESSIONEN .....</b>	<b>1</b>
1.1.	<b>ASPEKTE ZUR FORTENTWICKLUNG DER ENERGIEWIRTSCHAFT</b>	<b>1</b>
1.1.1.	Scenarios for Aclimate neutral Vehicle Fleet in Austria using dynamic LCA .....	1
	Gerfried JUNGMEIER, Michael SCHWINGSHACKL	
1.1.2.	Förderempfehlungen für Erneuerbare Energien im Rahmen des EAG – mit Fokus auf die Standortdifferenzierung der Windenergie .....	4
	Gustav RESCH, Franziska SCHÖNIGER <sup>1</sup> , Carolin MONSBERGER, Tara ESTERL <sup>2</sup> , Christoph MAYR <sup>2</sup> , Marcus RENNHOFFER <sup>2</sup> , Fabian SCHIPFER <sup>1</sup>	
1.1.3.	Nachhaltiger Netzbetreiber.....	6
	Lars JENDERNALIK, Dominique GIAVARRA, Malte NIEPORTE <sup>3</sup>	
1.2.	<b>KLIMANEUTRALE ENERGIESYSTEME</b>	<b>8</b>
1.2.1.	Erneuerbares klimaneutrales Strommarktdesign.....	8
	Matthias STARK	
1.2.2.	Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung der Schweiz.....	10
	Martin MICHEL	
1.2.3.	ONE100 - Österreichs nachhaltiges Energiesystem – 100% dekarbonisiert Das volkswirtschaftlich optimierte Energiesystem für ein klimaneutrales Österreich <sup>[1]</sup> .....	12
	Helmut WERNHART	
1.2.4.	CO <sub>2</sub> -Neutralität im Österreichischen Energiesystem 2040 – Ein exergiebasierter Ansatz.....	14
	Thomas KIENBERGER, Peter NAGOVNAK <sup>1</sup> , Lisa KUEHBERGER <sup>1</sup> , Roberta CVETKOVSKA <sup>1</sup> , Christoph SEJKORA <sup>1</sup>	
1.3.	<b>ANFORDERUNGEN AN DEKARBONISIERTE ENERGIESYSTEME</b>	<b>17</b>
1.3.1.	Resource adequacy in carbon-neutral power systems .....	17
	Sonja WOGRIN*, Robert GAUGL <sup>1</sup> , Thomas KLATZER <sup>1</sup>	
1.4.	<b>ZUKUNFT INNOVATIVER UND ERNEUERBARER ENERGIEN</b>	<b>19</b>
1.4.1.	Optimierter Speicherbedarf für 100% erneuerbaren Strom .....	19
	Wolfgang RICHTER, Franz Georg PIKL, Gerald ZENZ, Kaspar VEREIDE, Elena PUMMER, Leif LIA	
1.4.2.	Aktuelle Entwicklungen und Beispiele der Wasserstofftechnologien.....	21
	Alexander TRATTNER	
<b>2</b>	<b>ENERGIEMÄRKTE UND MODELLIERUNG .....</b>	<b>23</b>
2.1.	<b>KLIMANEUTRALITÄT UND CO<sub>2</sub>-BEPREISUNG</b>	<b>23</b>
2.1.1.	CO <sub>2</sub> -Bepreisung in den Sektoren Verkehr und Wärme: Optionen für eine sozial ausgewogene Ausgestaltung .....	23
	Manuel FRONDEL	
2.1.2.	Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 mittels CO <sub>2</sub> -Bepreisung in den Sektoren Verkehr und Gebäude .....	25
	Alexander BURKHARDT*, Markus BLESL	
2.1.3.	Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität: Eine kostenoptimale Strategie für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung .....	27
	Thomas SCHÖB*, Peter MARKEWITZ <sup>1</sup> , Leander KOTZUR <sup>1</sup> , Detlef STOLTEN <sup>1</sup> .	
2.1.4.	Quantifizierung der Auswirkungen der Digitalisierung auf Energieverbrauch und Klima in Österreich .....	29
	Michael ROHRER, Lukas EGGLEER, Martin BAUMANN, Andreas INDINGER, Günter PAURITSCH	
2.1.5.	Nachhaltigkeit & Klimaneutralität als Motor von Energie-Innovationen .....	32
	Mathias SCHAFFER	
2.2.	<b>ENERGIESYSTEMMODELLIERUNG</b>	<b>34</b>

2.2.1. Netzwerkreduktionsverfahren zur Beschleunigung weiträumiger Energiesystemoptimierungsmodellen .....	34
Claire LAMBRIEX*, Albert MOSER <sup>1</sup>	
2.2.2. Integrierte Simulation und Optimierung des Betriebs von Strom- und Gastransportinfrastrukturen:Ein Modellvergleich .....	36
Lukas LÖHR*, Ziyi JIA <sup>1</sup> , Albert MOSER <sup>1</sup>	
2.2.3. Best Practices for Creating Dynamic Network Models based on Load Flow Models for DSA Applications.....	38
Johannis PORST , Ilya BURLAKIN <sup>1</sup> , Elisabeth SCHEINER <sup>1</sup> , Matthias LUTHER <sup>1</sup> , Stefanie SAMAN , Markus KNITTEL <sup>2</sup> , Mojtaba MOMENI <sup>2</sup> , Albert MOSER <sup>2</sup> , Hendrik JUST , Stefan HORN <sup>4</sup>	
2.2.4. Novel Approach for automated cross-sectoral Renewal Planning for Power and Gas Grids .....	40
Tobias RIEDLINGER(*), Bernd Bastian WIERZBA, Markus ZDRALLEK <sup>2</sup> , Christopher JOHAE	
2.2.5. Identification of typical energy grid structures by cross-sectoral clustering .....	42
Patrick WINTZEK, Tobias RIEDLINGER, Shawki Alsayed ALI, Bernd Bastian WIERZBA, Markus ZDRALLEK, Heike BARTH, Sigrid PLÖTZ	
2.2.6. Vertikale Marktintegration – Nutzung dezentraler Flexibilitäten im österreichischen Stromnetz .....	44
Markus RIEGLER <sup>0</sup> , Christian TODEM <sup>(1)</sup> , Lukas OBERNOSTERER <sup>(1)</sup>	
<b>2.3. MODELLIERUNG VON ELEKTRIZITÄTSSYSTEMEN</b>	<b>46</b>
2.3.1. Verortung von Energiedaten als Grundlage für das zukünftige Energiesystem .....	46
Georg LETTNER, Daniel SCHWABENEDER <sup>1</sup> , Matthias MALDET <sup>1</sup> , Christoph LOSCHAN <sup>1</sup> , Aline LEINER, Fritz DIMMEL	
2.3.2. Systemvision Österreich – Energiesystemmodellierung als Basis für den Umbau des Energiesystems.....	48
Valentin WIEDNER, Eva DREWS, Magda MIRESCU, Christian SPINDLER, Christian TODEM	
2.3.3. Achieving 100% Renewable Electricity in Austria – Analysing the EAG-Goals .....	49
Lukas LENHARDT*, Robert GAUGL <sup>1</sup> , Sonja WOGRIN <sup>1</sup>	
2.3.4. Simulation und Analyse des österreichischen Stromsystems 2030 und 2040: Erzeugung, Verbrauch und Speicherung .....	51
Bernhard THALER*, Stefan POSCH, Gerhard PIRKER, Andreas WIMMER <sup>1</sup>	
2.3.5. Der deutsche Kohleausstieg 2030 – Mögliche Auswirkungen auf die Netzausbauplanung in Österreich .....	53
Timothy HOFMANN*, Thomas HAYDN*, Stephan ÖSTERBAUER, Andreas HUTTERER	
2.3.6. Secures: Securing Austria's Electricity Supply in Times of Climate Change .....	55
Demet SUNA, Gustav RESCH, Franziska SCHÖNIGER <sup>2</sup> , Gerhard TOTSCHNIG, Nicolas PARDO-GARCIA, Herbert FORMAYER	
<b>2.4. SICHERE UND NACHHALTIGE ENERGIEMÄRKTE</b>	<b>57</b>
2.4.1. "Vom Öl zur Sonne" - Die Zukunft des behördlichen Energie-Krisenmanagements .....	57
Katharina BAUER, Ronald FARMER <sup>2</sup> , Christine MATERAZZI-WAGNER <sup>1</sup> , Carola MILLGRAMM <sup>2</sup>	
2.4.2. Energiemärkte in turbulenten Zeiten? Die Preisrallye und ihre Ursachen .....	59
Karina KNAUS, Lukas ZWIEB	
2.4.3. Grenzüberschreitender Ausbau von Erneuerbaren Energien in der CESEC-Region .....	62
Lukas LIEBMANN, Gustav RESCH, László SZABÓ, Enikő KÁCSOR, András MEZOSI	
2.4.4. Nachnutzung von Kohlekraftwerksstandorten – Europäische Situation zum Coal Phase-Out .....	64
Anna TRAUPMANN*, Rebecca SEYWERTH <sup>1</sup> , Thomas KIENBERGER <sup>1</sup>	

2.4.5. Wiliam Energy Module: A system dynamics approach to energy modelling in a multiregional integrated assessment model.....	67
Lukas EGGLEL, Martin BAUMANN <sup>1</sup>	
<b>2.5. ELEKTRIZITÄTSMÄRKTE I</b>	<b>69</b>
2.5.1. Analysing Zonal Prices for the Austrian Power System.....	69
Robert GAUGL, Sonja WOGGIN <sup>1</sup> , Udo BACHHIESL <sup>1</sup>	
2.5.2. Analyse der Integration hybrider Offshore-Windparks in den europäischen Strommarkt...	71
Lukas HEIN*, Raphael HOUBEN <sup>1</sup> , Johannes KLÖTERS <sup>1</sup> , Albert MOSER	
2.5.3. Sicherheit, Ökonomie, Stabilität – APG Simulationsplattform VAMOS als Facilitator der zentraleuropäischen Bidding Zone Review.....	73
Valentin FRIEDRICH, Christian TODEM, Valentin WIEDNER	
2.5.4. Electricity market participation of rural district heating networks in Austria: Analyses for different markets .....	75
Christian FUCHS <sup>0</sup> , Demet SUNA <sup>(1)</sup> , Carolin MONSBERGER <sup>(1)</sup> , Johanna SPREITZHOFFER <sup>(1)</sup> , Josef PETSCHKO <sup>(2)</sup> , Ralf-Roman SCHMIDT <sup>(1)</sup>	
<b>2.6. ELEKTRIZITÄTSMÄRKTE II</b>	<b>77</b>
2.6.1. Smart Markets als marktbasierendes Element zum Engpassmanagement .....	77
Lukas Maximilian LANG *, Jonas EGERER, Veronika GRIMM, Ulrike PFEFFERER	
2.6.2. Smart Markets als marktbasierende Ergänzung zum deutschen Engpassmanagement - Konzeptionierung anhand eines Modellbeispiels.....	79
Tanja MAST, Benedikt HÜMMER <sup>1</sup> , Uwe HOLZHAMMER <sup>1</sup>	
2.6.3. Simulating the Austrian Day-Ahead Market using the open Agent-Based Electricity Market Model AMIRIS .....	81
Felix NITSCH(*), Christoph SCHIMECZEK	
2.6.4. Untersuchung des Einflusses steigender Flexibilitätsdurchdringung auf ein marktbasierendes Netzenspassmanagement im Verteilnetz.....	83
Felix GAUMNITZ*, Markus HEIM, Andreas ULBIG	
2.6.5. Sicherheit, Ökonomie, Stabilität –Locational Marginal Pricing zur Definition alternativer Marktgebietskonfigurationen .....	85
Antonius SCHICK, Christian TODEM, Valentin WIEDNER	
2.6.6. Entwicklung eines Ansatzes für die Einbindung zeitgekoppelter Gebotstypen in eine europäische Strommarktsimulation .....	87
Peter WIRTZ <sup>1*</sup> , Noah DRESEMANN <sup>1</sup> , Kevin PACCO <sup>1</sup> , Albert MOSER	
<b>3 SICHERE ÜBERTRAGUNGSNETZE.....</b>	<b>89</b>
<b>3.1. ÜBERTRAGUNGSNETZE I</b>	<b>89</b>
3.1.1. Renaissance von Rotierenden Phasenschiebern .....	89
Serdar KADAM, Markus FLOCK <sup>1</sup> , Michael PERTL <sup>1</sup> , Alois LECHNER <sup>1</sup>	
3.1.2. Kontinuierliche Zustandsüberwachung elektrischer Betriebsmitteln als Unterstützung der Energiewende .....	91
Christof RIEDMANN, Bernhard SCHOBER <sup>1</sup> , Uwe SCHICHLER	
3.1.3. Einfluss netzbildender Wechselrichterregelung auf die Frequenzhaltung nach einer Netzauftrennung.....	93
Martin KNECHTGES*, Albert MOSER	
3.1.4. Vergleich verschiedener Wechselrichterregelungen in Netzfehlersituationen im Netzdynamiklabor.....	95
Timo SAUER*, Florian RAUSCHER, Frederik TIEDT, Bernd ENGEL	
3.1.5. KI zur Erkennung abnormaler Schalthandlungen .....	97
Werner SCHÖFFER, Jürgen PLESCH <sup>1</sup> , Georg ACHLEITNER	
<b>3.2. ÜBERTRAGUNGSNETZE II</b>	<b>98</b>
3.2.1. Abbildung von Energiemengenbeschränkungen netzbildender Umrichter.....	98
Maik SCHÖNEFELD*, Martin KNECHTGES <sup>1</sup> , Sven RATAJCZAK <sup>1</sup> ,	

Albert MOSER <sup>1</sup>	
3.2.2. Evaluierung des lokalen Blitzrisikos in Echtzeit im Einzugsbereich der Hochspannungsnetze.....	100
Lukas SCHWALT, Stephan PACK <sup>1</sup> , Gerhard DIENDORFER	
3.2.3. Einfluss einer Redundanzanforderung für kurative Maßnahmen auf das Potenzial der kurativen Netzbetriebsführung .....	102
Tobias SOUS*, André HOFFRICHTER, Katharina KOLLEND <sup>1*</sup> , Albert MOSER <sup>1</sup>	
3.2.4. Einfluss von Spannungsänderungen und anderen Quellen auf niederfrequente Sternpunktströme .....	104
Philipp SCHACHINGER*, Dennis ALBERT <sup>1</sup> , Herwig RENNER <sup>1</sup> , Georg ACHLEITNER	
3.2.5. Breitbandige Messungen im Übertragungsnetz .....	106
Werner SCHÖFFER, Jürgen PLESCH <sup>1</sup> , Georg ACHLEITNER	
<b>3.3. ÜBERTRAGUNGSNETZE III</b>	<b>107</b>
3.3.1. Untersuchung der Interoperabilität verschiedener Netzplanungswerkzeuge .....	107
Frey FLOREZ, Sultan Nasiruddin AHMED, Nickan GOLESTANI, Niklas ERLE, Santiago MESA	
3.3.2. Power Transformer Hysteresis Measurement.....	109
Dennis ALBERT, Philipp SCHACHINGER <sup>1</sup> , Alexander PIRKER <sup>2</sup> , Christoph ENGELEN <sup>3</sup> , Fredi BELAVIĆ <sup>4</sup> , Gerald LEBER <sup>5</sup> , Herwig RENNER <sup>1</sup>	
3.3.3. Zertifizierung von Stromerzeugungsanlagen anhand der TOR-Erzeuger Richtlinie.....	111
Darko BRANKOVIC*, Robert SCHÜRHHUBER	
3.3.4. Parametrierung genetischer Algorithmen für die Bewertung von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen .....	113
Niklas ERLE, Simon KRAHL, Frey FLOREZ, Albert MOSER	
3.3.5. Vergleich von Regelkonzepten von Umrichtern für eine 100 % Erneuerbare Energieerzeugung .....	115
Philipp HACKL*, Ziqian ZHANG <sup>1</sup> , Robert SCHÜRHHUBER <sup>1</sup>	
3.3.6. Methodological developments for European Resource Adequacy Assessments.....	117
Alexander HAAS*, Gregorio IOTTI <sup>2*</sup> , Marlene PETZ <sup>3</sup> , Kurt MISAK <sup>4</sup>	
<b>3.4. ÜBERTRAGUNGSNETZE IV</b>	<b>119</b>
3.4.1. Entwicklung einer Virtual Reality Netzleitwarte .....	119
Fynn LIEGMANN*, Melina GURCKE* <sup>1</sup> , Michael KELKER <sup>1</sup> , Jens HAUBROCK <sup>1</sup>	
3.4.2. Investigation of long-term voltage stability considering a voltage-reactive power droop characteristic .....	121
Mojtaba MOMENI	
3.4.3. Elektrische Zustandsbewertung von Transformatoren als Teil der sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung der Zukunft.....	122
Alexander PIRKER, Fredi BELAVIĆ	
3.4.4. Verfahren zur Berücksichtigung topologischer Maßnahmen in Redispatchsimulationen .	125
Andrea EWERSZUMRODE*, Niklas ERLE, Lukas KALISCH, Simon KRAHL, Albert MOSER	
3.4.5. Einfluss der volatilen Einspeisung durch EE-Anlagen auf die Spannungsstabilität im Übertragungsnetz.....	127
Sirkka PORADA*, Jonas MEHLEM, Albert MOSER	
<b>3.5. DC-TECHNOLOGIEN FÜR DIE ENERGIEWENDE</b>	<b>129</b>
3.5.1. Einfluss des Wirkleistungsaustausches zwischen Synchrongebieten über VSC Interkonnektoren .....	129
Markus GEULEN, Martin KNECHTGES, Albert MOSER	
3.5.2. AC to DC Conversion of Overhead Lines and Cable Systems – Transmission Capacity and Environmental Aspects .....	131
Patrik RATHEISER(*), Oliver PISCHLER <sup>1</sup> , Uwe SCHICHLER <sup>1</sup>	
3.5.3. Umweltauswirkungen von gleichstrombasierten Ladeinfrastruktursystemen .....	132

Christina KOCKEL <sup>1*</sup> , Benedict MORTIMER <sup>2</sup> , Rik DE DONCKER <sup>2</sup> , Aaron PRAKTIKNJO <sup>1</sup>	
3.5.4. Mittelspannungs-Gleichstromübertragung (MGÜ) als Instrument der Energiewende .....	134
Uwe SCHICHLER	
3.5.5. Systemkonzepte von DC-Verteilnetzen – Erhöhung der Anschlussleistung von Windparks .....	135
Matthias NILGES, Sebastian KRAHMER <sup>1</sup> , Robert ADAM <sup>1</sup> , Karsten BACKHAUS <sup>1</sup> , Christian HILDMANN <sup>1</sup> , Stephan RUPP, Peter SCHEGNER <sup>1</sup>	
3.5.6. Gemeinsame Betrachtung der System- und Technologiefragen von Gleichstromtechnik in EU-Projekt HYPERRIDE .....	138
Friederich KUPZOG, Gerhard JAMBRICH, Helfried BRUNNER	
<b>3.6. INTERDISZIPLINÄRE ASPEKTE</b>	<b>140</b>
3.6.1. Was hilft unserer Resilienz, Grenzen setzen oder Grenzen Überschreiten! .....	140
Annette HOPPE, Alexander EZZELDIN	
3.6.2. Kurzpausen bei informatorischen Arbeitstätigkeiten .....	142
Alexander EZZELDIN, Annette HOPPE	
3.6.3. Die aufmerksamkeitslenkende Wirkung von Signalen an zukünftig stärker visualisierten Arbeitsplätzen der Energieerzeugung und -verteilung .....	144
Rico GANßAUGE; Annette HOPPE; Norman REßUT, Uwe GEIßLER	
3.6.4. Gelingensbedingungen digitaler Kollaboration .....	146
Anna-Sophia HENKE, Rico GANßAUGE, Annette HOPPE	
3.6.5. Vergleich von subjektiven und objektiven Erhebungsverfahren der psychischen Beanspruchungsmessung .....	148
Norman REßUT, Annette HOPPE	
3.6.6. Simulation der Energiezukunft Effekte von Software-unterstützten Workshops .....	150
Theresa GOTHE, Anne SCHIERENBECK	
<b>4 ZUKUNFTSFÄHIGE VERTEILNETZE UND FLEXIBILITÄT .....</b>	<b>152</b>
<b>4.1. MITTELSPANNUNGSNETZE</b>	<b>152</b>
4.1.1. Netzanschlussbeurteilung und freie Netzanschlusskapazitäten .....	152
Esther WERDERITSCH, Michael BERGER, Christine MATERAZZI-WAGNER	
4.1.2. Untersuchung und Validierung der Stabilität der Photovoltaik-Integration in ein industrielles MS-Netz auf Grundlage von PHIL-Tests .....	153
Carina LEHMAL <sup>*</sup> , Ziqian ZHANG, Robert SCHÜRHubER <sup>3</sup> , Lothar FICKERT <sup>4</sup>	
4.1.3. Mittelspannungs-Erdschlüsse im Bereich von Swimmingpools .....	155
Katrin FRIEDL, Benjamin JAUk, Robert SCHÜRHubER	
4.1.4. Eignung und Auswirkung verschiedener Blindleistungsregelverfahren für Erzeugungsanlagen in generischen Mittelspannungsnetzen .....	157
Anna PFENDLER <sup>*</sup> , Christian BOTT, Christian LAKENBRINK, Thomas HUNGER, Jutta HANSON	
4.1.5. Bereitstellung von Momentanreserve aus Mittel- und Niederspannungsnetzen .....	159
Florian RAUSCHER, Violetta ZIMMERMANN, Timo SAUER, Bernd ENGEL	
4.1.6. Energieeinsparung bei der Produktion von Mittelspannungskabeln .....	161
Detlef WALD, Thomas KULMER, Pasi RAIKISTO	
<b>4.2. VERTEILNETZE DER ZUKUNFT</b>	<b>163</b>
4.2.1. Anforderung an den Distanzschutz in zukünftiger Verteilnetzinfrastruktur .....	163
Manuel GALLER, Lothar FICKERT	
4.2.2. Regionsabhängige Energiesystemanalysen auf Basis einer datengesteuerten Verteilnetzmodellierung .....	165
Felix KLABUNDE <sup>(*)</sup> , Christian REINHOLD, Bernd ENGEL <sup>3</sup>	
4.2.3. Betrachtung von Spannungshaltungskonzepten in hochausgelasteten Verteilnetzen .....	167

	David MATZEKAT, Klaus PFEIFFER, Harald SCHWARZ, Christin SCHMOGER, Ronald HALBAUER, Uwe ZICKLER, Matthias HABLE,	
4.2.4.	Untersuchung des Einflusses regionalspezifischer Verteilnetze auf zeitweilige Überspannungseignisse.....	169
	Christoph WIRTZ, Max MURGLAT <sup>1</sup> , Simon KRAHL <sup>1</sup> , Marina BRENNER, Cesar GARCIA <sup>2</sup> , Albert MOSER	
4.2.5.	Koordinationskonzepte zur Hebung von Blindleistungspotentialen aus der Verteilnetzebene .....	171
	Christian ZIESEMANN*, Jonas MEHLEM, Albert MOSER	
4.2.6.	Vergleich Transienter Frequenzschätzverfahren zur Auswertung des Frequenzgradienten in Aktiven Verteilnetzen .....	173
	Anna PFENDLER*, Rafael STEPPAN, Jutta HANSON	
<b>4.3.</b>	<b>ASPEKTE ZU NIEDERSPANNUNGSNETZEN</b>	<b>175</b>
4.3.1.	Ein Beitrag zur automatisierten Netzrekonfiguration in der Niederspannung.....	175
	Daniel HERBST, Robert SCHÜRHubER <sup>1</sup> , Ernst SCHMAUTZER <sup>1</sup>	
4.3.2.	Adaption und Validierung einer Low Cost $\mu$ PMU zur Netzüberwachung im Niederspannungsnetz .....	177
	Melina GURCKE*, Kevin TIMPE <sup>1*</sup> , Michael KELKER <sup>1</sup> , Jens HAUBROCK <sup>1</sup>	
4.3.3.	Kritische ökonomische Parameter der Netzdigitalisierung in der Niederspannung.....	179
	Wolfgang PRÜGGLER, Natalie PRÜGGLER <sup>1</sup>	
4.3.4.	Deep Reinforcement Learning als Methode zur autonomen Steuerung von Niederspannungsnetzen .....	181
	Lars QUAKERNACK*, Michael KELKER, Jens HAUBROCK	
4.3.5.	Monitoring in Niederspannungsnetzen mit Verfahren der künstlichen Intelligenz – Validierung der Methodik in einem realen Stromnetz .....	183
	Andreas WINTER*, Selina PRINZ, Johannes DIEGLER, Michael IGEL <sup>1</sup> , Peter SCHEGNER	
4.3.6.	Simulationsmodelle elektrischer Gebäudeinstallationen zur Untersuchung von Spannungsqualitätsproblemen.....	185
	Mateo LIPPICH GOLOBART*, Joachim PRZIBYLLA <sup>1</sup> , Rolf WITZMANN <sup>1</sup>	
<b>4.4.</b>	<b>MICROGRIDS, VIRTUELLES UND SMARTES</b>	<b>187</b>
4.4.1.	Weiterentwicklung des österreichischen Stromzählersystems .....	187
	Sabina EICHBERGER, Stefan VÖGEL <sup>1</sup> , Gerald KALT <sup>1</sup> , Christine MATERAZZI- WAGNER <sup>1</sup>	
4.4.2.	Gemeinsame Simulation der Netz- und Kraftwerksbetriebsführung mit einer Kopplung an ein reales MicroGrid .....	189
	Nico BROSE, Thomas MEIßNER, Marcel KOTTE, Dirk LEHMANN, Klaus PFEIFFER, Harald SCHWARZ	
4.4.3.	Aufbau eines HIL Teststandes zur Validierung von Algorithmen zur Steuerung von Smart Micro Grids .....	191
	Felix ANNEN, Kersten KRÖGER, Michael KELKER, Katrin SCHULTE, Jens HAUBROCK	
4.4.4.	Kurz-, mittel- und langfristiges Flexibilitätspotential im Stromverteilernetz in Vorarlberg .	193
	Martin GRÜN WALD <sup>(*)</sup> , Reinhard NENNING, Timo ANGERER, Frank HERB, Lia GRUBER	
4.4.5.	Herausforderungen bei der praktischen Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks .....	195
	Philipp GAMPER*, Antonius v. PERGER, Rolf WITZMANN <sup>1</sup>	
4.4.6.	VR und AR-Applikation für smarte Energiesysteme .....	197
	Jeannine SCHIEDER <sup>1(*)</sup> , Marlene LOIDL <sup>1(*)</sup> , Christof SUMEREDER	
<b>4.5.</b>	<b>FLEXIBILITÄT I</b>	<b>198</b>
4.5.1.	Flexibilitätsangebot und Nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030 .....	198
	Stefan VÖGEL, Tara ESTERL, Johanna SPREITZHOFER <sup>2</sup> , Gerhard TOTSCHNIG <sup>2</sup> , Helfried BRUNNER <sup>2</sup> , Sophie KNOETTNER <sup>2</sup> , Stefan ÜBERMASSER <sup>2</sup> , Serafin VON	

ROON, Gustav RESCH, Franziska SCHOENINGER <sup>4</sup> , Frank VEITENGRUBER <sup>3</sup> , Leona FREIBERGER <sup>3</sup> , Alexander DJAMALI <sup>3</sup> , Fabian LEIMGRUBER <sup>2</sup> , Stefan STROEMER <sup>2</sup>	
4.5.2. Techno-ökonomische Untersuchung verschiedener Flexibilitätsoptionen zur Integration fluktuierender Energieeinspeisung im europäischen Stromnetz 2050 .....	200
Jan MUTKE <sup>(*)</sup> , Leonie PLAGA, Valentin BERTSCH	
4.5.3. Algorithmus zur autarken netzdienlichen Steuerung von zeitlich flexiblen Lasten .....	202
Veronika BARTA*, Sonja BAUMGARTNER*, Stephanie UHRIG	
4.5.4. Auswirkungen von industriellen CO <sub>2</sub> -Verminderungsmaßnahmen auf die Flexibilität von Prozessen und Technologien .....	204
Tobias HÜBNER, Konstantin METZGER <sup>1*</sup> , Frank VEITENGRUBER <sup>1</sup> , Serafin VON ROON <sup>1</sup>	
4.5.5. Nachfrage und Deckung des Flexibilitätsbedarfes des Strommarktes in Österreich 2030 .....	206
Gerhard TOTSCHNIG, Gustav RESCH, Stefan VÖGEL, Tara ESTERL <sup>1</sup> , Franziska SCHÖNIGER <sup>2</sup> , Serafin VON ROON, Stefan STRÖMER <sup>1</sup> , Johanna SPREITZHOFFER <sup>1</sup> , Sophie KNÖTTNER <sup>1</sup>	
4.5.6. The effect of heat pump flexibility on Austria's electricity system in 2030 .....	208
Franziska SCHÖNIGER*, Philipp MASCHERBAUER <sup>2</sup> , Gustav RESCH, Lukas KRANZL <sup>2</sup> , Reinhard HAAS <sup>2</sup>	
<b>4.6. FLEXIBILITÄT II</b>	<b>210</b>
4.6.1. Der Einfluss von Stromtarifmodellen auf Lastmanagementpotenziale .....	210
Johannes KOCHEMS*, Christoph SCHIMECZEK	
4.6.2. Praktische Umsetzung eines Reallabors für ein dezentrales Lastmanagement- Konzept .....	212
Sonja BAUMGARTNER*, Veronika BARTA*, Stephanie UHRIG <sup>2</sup>	
4.6.3. Synthetic load profile generation for production chains in energy intensive industrial subsectors .....	214
Paul BINDERBAUER, Thomas KIENBERGER	
4.6.4. Flexibility management for industrial energy systems .....	216
Isabella BIANCHINI, Kerim TOROLSAN, Alexander SAUER	
4.6.5. Entwicklung und Realisierung eines universellen Leistungsmanagement- sowie Monitoringsystems zur Erhöhung der Transparenz und bedarfsgerechten Betriebsweise von Niederspannungsnetzen am Beispiel eines Pilot-Verteilnetzes .....	218
Jonas CLAUS, Günter SCHULZ <sup>1</sup> , Markus KOSCH, Christian REHTANZ, Mara HOLT <sup>3</sup> , Dominik HILBRICH <sup>3</sup> , Thomas SCHWIERZ <sup>3</sup> , Christian WAGNER, Marco GREVE <sup>4</sup>	
4.6.6. Entwicklung einer Rapid Control Prototyping Plattform für die Analyse von Energiemanagementstrategien auf Laborebene .....	220
Jonathan RIES*, Julien ESSERS <sup>1</sup> , Mattias HADLAK <sup>1</sup> , Christian REINHOLD <sup>1</sup> , Bernd ENGEL <sup>1</sup>	
<b>5 WASSERSTOFF, EFFIZIENZ, DEKARBONISIERUNG .....</b>	<b>222</b>
<b>5.1. WASSERSTOFF I</b>	<b>222</b>
5.1.1. Pathways for blending Hydrogen into the Natural Gas Network .....	222
Roberta CVETKOVSKA*, Peter NAGOVNAK, Thomas KIENBERGER <sup>1</sup>	
5.1.2. Power-to-Gas for Austria .....	224
Viktor ZEH, Florian PINK <sup>1</sup> , Christoph PUTZ, Erich LUGBAUER <sup>2</sup>	
5.1.3. Entwicklung einer Residuallast-angepassten Druckluftbereitstellung .....	226
Jan-Niklas GERDES*, Ekrem KÖSE, Christian DIEROLF <sup>1</sup> , Alexander SAUER <sup>2</sup>	
5.1.4. Einsatz eines Sektorkoppelnden Hybridspeichers zur Erbringung von Regelleistung .....	228
Christian ALÁCS*, Jürgen MARCHGRABER <sup>2</sup> , Elmira TORABI, Georg LETTNER, Wolfgang GAWLIK <sup>5</sup> , Christian MESSNER <sup>6</sup> , Günter WAILZER <sup>7</sup>	
5.1.5. Potential of Waste and Water Treatment Energy Recovery in Sector Coupling .....	230

Matthias MALDET (*), Georg LETTNER <sup>1</sup> , Daniel SCHWABENEDER <sup>1</sup>	
5.1.6. Dekarbonisierung der Energieversorgung von kleinen und mittleren Unternehmen durch Sektorenkopplung .....	232
Jonas BAARS, Tim WAWER	
<b>5.2. WASSERSTOFF II</b>	<b>234</b>
5.2.1. Renewable Gasfield -Konzeptionierung einer PtG Anlage basierend auf Verbrauchsszenarien für die regionale Wasserstoffversorgung von Mobilitäts- und Industrieanwendungen .....	234
Karl-Heinz KOPP <sup>1</sup> , Nejc KLOPČIČ <sup>1</sup> , Markus SARTORY, Alexander TRATTNER <sup>1</sup> , Klaus NEUMANN	
5.2.2. Nutzungskonkurrenzen zwischen Biomethan und Wasserstoff im zukünftigen deutschen Energiesystem .....	236
Anica MERTINS(*), Mathias HEIKER, Andreas STROINK, Sandra ROSENBERGER, Tim WAWER	
5.2.3. Konzeption einer katalytischen Biogas-Methanierungs-Anlage .....	238
Andreas HERRMANN <sup>3</sup> , Lutz SCHIFFER, Thomas LANGE <sup>1,3</sup> , Rayana ARAUJO <sup>1</sup> , Maria GILBERT <sup>5</sup> , Erik FERCHAU <sup>4</sup> , Martin GRÄBNER <sup>3</sup>	
5.2.4. Energy Control of a self-sufficient Microgrid based on a combined electrical and hydrogen Distribution Grid.....	240
David STEPHAN, Uwe WERNER, Carsten FICHTER	
5.2.5. Expansion Planning in Integrated Power & Hydrogen Systems .....	242
Thomas Florian KLATZER(*), Udo BACHHIESL <sup>1</sup> , Sonja WOGGRIN <sup>1</sup>	
5.2.6. Modeling cost-optimal gas network infrastructure decommissioning: The case of Austria .....	244
Sebastian ZWICKL-BERNHARD <sup>2</sup> , Hans AUER	
<b>5.3. WASSERSTOFF III</b>	<b>246</b>
5.3.1. Semi-artificial Photosynthesis for green Hydrogen Production – Overview, Challenges and Possibilities .....	246
Sabine KUBICEK*, Oliver SPADIUT	
5.3.2. Parameterstudie zur Dimensionierung einer PV-Optimierten Wasserstoffversorgungsanlage.....	248
Wolfgang MAURER(*), Philipp RECHBERGER <sup>1</sup> , Markus JUSTL <sup>1</sup> , Richard KEUSCHNIGG <sup>1</sup>	
5.3.3. Dezentrale Wasserstoff-BHKWs .....	250
Klaus PAYRHUBER und Stephan LAIMINGER, Nicole WERMUTH, Andreas WIMMER	
5.3.4. Determining best values of operational parameters for reversible Solid Oxide Cell Systems.....	252
David PACZONA(*), Thomas KIENBERGER	
5.3.5. Power-to-Al: Techno-economics of Aluminium as an Energy Carrier.....	254
Hüseyin ERSOY*, Manuel BAUMANN <sup>1</sup> , Linda BARELLI, Marcel WEIL <sup>1</sup> , Stefano PASSERINI <sup>1,3</sup>	
5.3.6. Entwicklung von Testprotokollen zur beschleunigten Leistungs- & Lebensdauerbewertung von Festoxid- Elektrolysezellen.....	256
Benjamin KÖNIGSHOFER*, Christoph, HOCHENAUER, Vanja SUBOTIĆ	
<b>5.4. WASSERSTOFF IV</b>	<b>258</b>
5.4.1. Kraftwerk der Zukunft – Konzeptionierung einer Power-to-Power Anlage zur Netzstabilisierung auf Basis techno-ökonomischer Randbedingungen .....	258
Fabian RADNER, Klaus ESSER, Markus SARTORY <sup>2</sup> , Christoph REDTENBACHER, Alexander TRATTNER <sup>2</sup>	
5.4.2. Simulationsbasierte Integration grossskaliger Elektrolyseure und der Einfluss auf das Stromübertragungsnetz.....	260
Julian BARTELS	

5.4.3. Timely resolved natural Gas Grid Simulation considering Hydrogen Feed-In from volatile renewable Energy Sources .....	262
Matthias GREIML, Nicolas WOLF WILLIAMS <sup>1</sup> , Thomas KIENBERGER <sup>1</sup>	
5.4.4. Produktionspotentiale für grünen Wasserstoff an geplanten H <sub>2</sub> -Pipelines .....	264
Mathias HEIKER, Andreas STROINK, Anica MERTINS, Tim WAWER, Sandra ROSENBERGER	
5.4.5. Cost and autarky optimization with a multimodal battery and hydrogen storage.....	266
Daniel SCHWABENEDER, Frida Huglen REVHEIM <sup>1</sup> , Georg LETTNER <sup>1</sup> , Mathias SCHAFFER <sup>2</sup> , Philipp WÜNSCHER <sup>2</sup> , Heike ARTNER <sup>4</sup> , Martin BEERMANN <sup>5</sup>	
<b>5.5. INTERDISZIPLINÄRE ASPEKTE ZUR ENERGIEEFFIZIENZ</b>	<b>268</b>
5.5.1. Status der Energieeffizienz in Österreich – neue nationale und europäische Vorgaben (‚Fit-for-55‘).....	268
Günter SIMADER	
5.5.2. Bildsprache für energiearme Haushalte.....	270
Kerstin SCHILCHER, Altan SAHIN	
5.5.3. Fehlende Relevanz blockiert Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im B2B.....	272
Anja JANOSCHKA, Larissa DAHINDEN, Remo KÄLIN, Guido KNIESEL	
5.5.4. Energieeffizienz und Flexibilität bei der Elektrostahlproduktion.....	274
Johannes DOCK*, Stefan WALLNER, Thomas KIENBERGER	
5.5.5. SYMPHONIE, Eine Kosteneffiziente und umweltfreundliche Möglichkeit, Energie zu Gewinnen.....	276
Inge MÜHLBACHER, Krzysztof KRAWCZYK <sup>2</sup> , Markus SELING <sup>2</sup> , Oliver WERZER <sup>2</sup> , Sandra SCHLÖGL <sup>1</sup> , Jonas GROTEN <sup>2</sup>	
<b>5.6. DEKARBONISIERUNG UND KLIMANEUTRALITÄT</b>	<b>278</b>
5.6.1. Erste Ergebnisse einer Impact Analyse der Vorzeigeregion „Green Energy Lab“.....	278
Christian KURZ, Susanne SUPPER	
5.6.2. Dekarbonisierungsansätze In Der Stahlverarbeitenden Industrie – Eine Numerische Studie .....	280
Tobias GOSCHIN*, Mathias VOGEL*, Robert FLASSIG	
5.6.3. Der Wert von Recycling für Treibhausgasarme Energiesysteme .....	282
Felix KULLMANN <sup>1,*</sup> , Peter MARKEWITZ <sup>1</sup> , Leander KOTZUR <sup>1</sup> , Detlef STOLTEN <sup>1,2</sup>	
5.6.4. C2PAT – Carbon To Product Austria .....	284
Christoph MARKOWITSCH*, Markus LEHNER, Joseph KITZWEGER, Wolfgang HAIDER, Sorin IVANOVICI, Michael UNFRIED, Markus MALY	
5.6.5. Green Deal und Transformation der chemischen Industrie in Österreich.....	286
Gerald FEICHTINGER, Franz SINABELL, Elisabeth CHRISTEN	
<b>6 ENERGIEGEMEINSCHAFTEN UND WÄRMEVERSORGUNG .....</b>	<b>288</b>
<b>6.1. ENERGIEGEMEINSCHAFTEN I</b>	<b>288</b>
6.1.1. How to Energiegemeinschaft .....	288
Lia GRUBER*, Christian TISCHLER, Sonja WOGGIN <sup>2</sup>	
6.1.2. Kostenoptimaler TechnologiemiX für Erneuerbare- Energie-Gemeinschaften .....	291
Carolin MONSBERGER, Miriam SCHWEBLER	
6.1.3. Empowering Communities through Social Innovation - Der Weg zu erfolgreichen Energiegemeinschaften.....	293
Angela HOLZMANN, Kerstin SCHILCHER, Altan SAHIN, Karina KNAUS	
6.1.4. Kommunale Abwasserreinigungsanlagen als netzdienliche Flexibilitätsdienstleister in Erneuerbaren Energiegemeinschaften .....	295
Kerstin PFLEGER-SCHOPF, Paul BINDERBAUER <sup>1</sup> , Thomas KIENBERGER <sup>1</sup>	
6.1.5. Abschätzung der Auswirkungen des grossflächigen Roll-outs von Energiegemeinschaften in 9 Schritten .....	297
Bernadette FINA	

6.1.6. Stakeholder mapping and analysis of energy communities within the project 'INTERACT' .....	299
Andrea WERNER, Karthik Subramanya BHAT, Helmut BRUCKNER	
<b>6.2. ENERGIEGEMEINSCHAFTEN II</b>	<b>302</b>
6.2.1. Upscaling the potential of energy communities to country-level .....	302
Theresia PERGER(*), Hans AUER	
6.2.2. Prozess und Werkzeugkette zur Multikriteriell optimierten Auslegung kommunaler Energiesysteme.....	303
Andreas STADLER, Dominic MUTZHAS, Jan VOLLMAR und Herbert PALM	
6.2.3. E <sup>2</sup> GEM – Tool zur Energieanalyse auf kommunaler Ebene .....	305
Lisa KÜHBERGER, Peter NAGOVNAK, Christoph SEJKORA, Thomas KIENBERGER	
6.2.4. Entwicklung von fünf Energieversorgungslevel für Haushalte zur Bewertung von Resilienz auf quartiersebene.....	307
Jakob BOEHM*, Christian DOETSCH	
6.2.5. Modellierung und Wirkung von elektrischen Regelungsstrategien und Prosumerverhalten in einer Energiezelle .....	309
Theresa LIEGL*, David RAMPL*, Anna WALTER*, Simon SCHRAMM	
6.2.6. Bedarfsgerechte Steuerung dezentraler Energiesysteme am Beispiel der Kraft- Wärme-Kopplung .....	311
Patrick HAASE*, Bernd THOMAS	
<b>6.3. ENERGIEGEMEINSCHAFTEN III</b>	<b>313</b>
6.3.1. Einbindung überschüssiger Windenergie bei der Energieversorgung von Wohnquartieren: Windspitzennutzung und Deckungsgrad in Abhängigkeit vom Arbeitspreis .....	313
Mathias VOGEL*, Tobias GOSCHIN*, Robert FLASSIG	
6.3.2. Echtzeitdetektion von Erzeugungsabweichungen bei Windkraftanlagen am Anwendungsfall Rotorblattvereisung.....	315
Lukas STRAUSS, Philipp KNERINGER, Jakob MESSNER, Alexander KAISER, Gernot WOLFRAM, Andrea WOHLFARTER, Christopher WIESER	
6.3.3. Prognosemodell einer PV-Anlage basierend auf einem Kurzzeitmesssystem, Wetterdaten und Machine-learning Verfahren .....	317
Marta Sophia POTYKA, Hannes SEEFLUTH <sup>1</sup> , Prof. Peter SCHEGNER <sup>1</sup>	
6.3.4. Landnutzung von PV–Freiflächenanlagen .....	318
Manuela FRANZ	
6.3.5. Optimierung einer intelligenten Steuerungsalgorithmik für Biogas-BHKW inklusive Feldversuchen an einer realen Biogasanlage.....	320
Rainer MAIER (*), Bernd THOMAS	
6.3.6. Dynamische Modellierung der Notfallversorgung einer Trinkwasserversorgung durch ein Laufwasserkraftwerk im Inselnetzbetrieb .....	322
Johanna TIMMERMANN (*), Claudia BERNECKER-CASTRO <sup>1</sup> , Rolf WITZMANN <sup>1</sup> , Tobias LECHNER, Sebastian SEIFRIED <sup>2</sup> , Michael FINKEL <sup>2</sup> , Dirk MENKER, Christian DELLMANN, Günther STÖRZER, Daniel STENZEL <sup>1</sup> , Carolin VOGEL <sup>1</sup>	
<b>6.4. INDUSTRIELLE WÄRMEVERSORGUNG</b>	<b>325</b>
6.4.1. Neue Methode zur Ermittlung von Abwärmepotenzialen der energieintensiven Industrie.....	325
Andreas HAMMER, Elisabeth LACHNER <sup>1</sup> , Thomas KIENBERGER <sup>1</sup>	
6.4.2. Potentialanalyse der Nutzung transkritischer CO <sub>2</sub> -Prozesse Zur Fern- und Industriewärmebereitstellung in Nordrhein-Westfalen .....	327
Nils PETERSEN, Thomas POLKLAS, Tobias SIEKER, Emmanuel JACQUEMOUD, Thomas BEXTEN, Mario RESTELLI, Manfred WIRSUM, Philipp JENNY	
6.4.3. Energieeinsparung durch Einbinden von Latentwärmespeichern in industrielle Prozesse mittels mehrperiodischer Wärmeintegration .....	329

Simon MÖHREN, Jörg MEYER <sup>1</sup> , Hartmut KRAUSE	
6.4.4. Feasibility study on energy storage in existing thermal energy distribution networks in the industrial and public sector.....	331
Alexander EMDE*, Bianca HAEHL*, Alexander SAUER <sup>1,2</sup> , Verena LAMPERT <sup>1,2*</sup>	
<b>6.5. WÄRMENETZE</b>	<b>333</b>
6.5.1. Flexible and synchronized local Energy Systems-Concept Development and Demonstration – A Case Study of a rural District Heating Network in Austria.....	333
Demet SUNA, Ralf-Roman SCHMIDT, Josef PETSCHKO, Nicolas PARDO-GARCIA, Christian FUCHS, Carolin MONSBERGER	
6.5.2. Quasi-dynamische Lastflussrechnung von Wärmenetzen.....	335
Josef STEINEGGER <sup>(*)</sup> , Matthias GREIML, Thomas KIENBERGER	
6.5.3. Pros & cons of using effective width concept for estimation of district heating distribution grid costs.....	337
Mostafa FALLAHNEJAD	
6.5.4. Dekarbonisierung der Wärmeversorgung des Gebäudebestands mit Kalter Nahwärme.	338
Michel GROSS, Christine NOWAK, Valentin BERTSCH	
6.5.5. No-Regret Strategien zur Dekarbonisierung der Niedertemperaturwärme und warum Gas darin keine Rolle spielt.....	340
Lukas KRANZL, Sebastian FORTHUBER <sup>1</sup> , Mostafa FALLAHNEJAD <sup>1</sup> , Andreas MÜLLER, Marcus HUMMEL <sup>2</sup> , Gerda DEAC, Christiane BERNATH <sup>3</sup> , Christoph KIEFER <sup>3</sup> , Joshua GARCIA <sup>3</sup> , Frank SENSFUSS <sup>3</sup> , Sibylle BRAUNGARDT, Veit BÜRGER <sup>4</sup>	
6.5.6. Wie Abwärme aus Rechenzentren Die Wärmewende in Deutschland voranbringen kann.....	342
Benjamin OTT*, Peter RADGEN, Mira WEBER	
<b>6.6. ENERGIEVERSORGUNG VON GEBÄUDEN</b>	<b>344</b>
6.6.1. EU-Projekt REPLACE für umweltfreundliche Heizungen .....	344
Herber TRETTER, Karina KNAUS, Altan SAHIN, Kerstin SCHILCHER	
6.6.2. Machine learning for building energy prediction: A case study of an office building .....	346
Matias DOGLIANI*, Angeles DOBLAS <sup>1*</sup> , Ian CALIXTO <sup>1*</sup> , Nathan Thomas NORD <sup>1*</sup> , Sandra WILFLING <sup>2*</sup> , Qamar ALFALOUJI <sup>2*</sup> , SCHWEIGER <sup>2</sup> .	
6.6.3. Equitable decarbonization of the heat supply of rented residential buildings: Optimal subsidization strategy under allocating the costs of inaction .....	347
Sebastian ZWICKL-BERNHARD <sup>2</sup> , Hans AUER*	
6.6.4. Maßnahmen zur Reduktion des Kühlenergiebedarfs im österreichischen Gebäudebestand .....	349
Lukas MAYRHOFFER <sup>(*)</sup> , Andreas MÜLLER <sup>1</sup> , Lukas KRANZL	
6.6.5. Impact of Variable Electricity Prices on heat pump operated buildings in the Austrian Building Stock.....	351
Philipp MASCHERBAUER, Lukas KRANZL <sup>1</sup> , Songmin YU	
6.6.6. Energieversorgungslösungen auf Quartiersebene .....	353
Johannes WALL, Momir TABAKOVIC	
<b>7 ENERGIESPEICHER UND MOBILITÄT DER ZUKUNFT.....</b>	<b>355</b>
<b>7.1. BATTERIEN UND THERMISCHE SPEICHER</b>	<b>355</b>
7.1.1. Optimierte betriebsweise eines hybriden Speichersystems zur Erbringung von Primärregelleistung .....	355
Christoph LOSCHAN*, Jürgen MARCHGRABER <sup>2</sup> , Georg LETTNER <sup>3</sup> , Wolfgang GAWLIK <sup>4</sup> , Günter WAILZER <sup>5</sup>	
7.1.2. Detaillierte Ökobilanz eines stationären Li-Ion- Batterieheimspeichers.....	357
Friedrich JASPER*, Jana SPÄTHE <sup>1</sup> , Manuel BAUMANN <sup>1</sup> , Jens PETERS, Marcel WEIL <sup>1</sup> , Janna RUHLAND <sup>3</sup>	

7.1.3. Parameterstudie zu Lithium- und Natrium-Ionen Batterien: Umweltauswirkungen der Nutzungsphase .....	359
Manuel BAUMANN, Jens PETERS, Joachim R. BINDER <sup>3</sup> , Marcel WEIL <sup>1,4</sup>	
7.1.4. Umweltauswirkungen von Produktion und Recycling aufkommender Natrium-Ionen Batterien .....	361
Jens PETERS, Manuel BAUMANN	
7.1.5. Thermal storage and heat discharge efficiency of an air-PCM-water heat exchanger ....	363
Jacques ROBADEY, Ruben RICHARD	
7.1.6. Life cycle analysis of PCM-enhanced domestic hot water storage.....	365
Matthias BERGER, Roger-Pius ZIMMERMANN <sup>1,2</sup> , Tom FELDER <sup>1</sup> , Simon MARANDA <sup>1,2</sup> , Ludger Josef FISCHER <sup>1</sup>	
<b>7.2. PUMPSPEICHER UND SPEICHERMODELLIERUNG</b>	<b>367</b>
7.2.1. Pumped Storage Hydropower Plants Modeling in the Power Systems Research .....	367
Hasan AKBARI, Robert SCHÜRHubER	
7.2.2. The Economics of pumped hydro storage depending on grid fees and full-load hours....	369
Marlene SAYER, Reinhard HAAS, Amela AJANOVIC	
7.2.3. Energiespeicherung und Verteilung als Beitrag zur Dekarbonisierung .....	371
Christian DIENDORFER, Wolfgang RICHTER, Bernhard FÜRSINN, Verena GARTNER, Milot GASHI, Akinici HÜSAMETTIN, Christoph KAHLER, Florian MARKO, Josef MAYER, Robert MIGGLAUTSCH, Franz Georg PIKL, Florian PINK, Bernd STEIDL, Thomas WEISSENSTEINER, Doris WOLKINGER	
7.2.4. Modeling energy storage systems in electricity markets.....	373
Zejneba TOPALOVIC, Reinhard HAAS	
7.2.5. Geotechnischer Wärme- und Stromspeicher Work in Progress - Stand der Technik und Forschungsbedarf .....	375
Dominic HAEUSLEIN*, Matthias POPP, Ronald SCHMIDT-VOLLUS	
<b>7.3. MOBILITÄT DER ZUKUNFT</b>	<b>377</b>
7.3.1. On the future of passenger mobility and its GHG-emissions in Vienna: Scenarios for different types of policies.....	377
Marina SIEBENHOFER, Amela AJANOVIC, Reinhard HAAS	
7.3.2. Move2zero - Dekarbonisierung eines öffentlichen Bussystems und Integration innovativer On-Demand Services .....	379
Lisa GÖTTFRIED*, Andreas SOLYMOS	
7.3.3. On the Energy Economics and Environmental Benignity of Passenger Cars in Europe..	381
Amela AJANOVIC, Reinhard HAAS	
7.3.4. Entwicklung einer Quelle-Ziel-Zeit-Matrix auf Basis freier Datenquellen als Planungsgrundlage für eine energieeffizientere Mobilität .....	383
Marius MADSEN, Lukas SPENGLER, Marc GENNAT	
7.3.5. Technoökonomische Betrachtung einer Firmenflotte mit zusätzlichen Komfort-Nebenbedingungen .....	385
Markus SCHINDLER(*), Lukas GNAM, Claudia MAIER <sup>1</sup> , Christian PFEIFFER <sup>1</sup>	
7.3.6. Berechnung von räumlich und zeitlich aufgelösten Durchschnittsgeschwindigkeiten aus FCD zur Effizienzsteigerung im Straßenverkehr .....	387
Lukas SPENGLER(*), Marius MADSEN, Marc GENNAT	
<b>7.4. ELEKTROMOBILITÄT</b>	<b>389</b>
7.4.1. Netzdienliche Konzepte basierend auf Vehicle to Grid .....	389
Fabian BOUDA, Carlo CORINALDESI, Georg LETTNER	
7.4.2. PiVoZwo: Plugged-in Vehicles, optimiert –Ein Qualitätsstandard zur Netzdienlichkeit von selbstregelnden Lasten .....	391
Gunnar KAESTLE, Stefan KASTNER, Matthias BREUST, Tomi ENGEL	
7.4.3. The Electrification of Transportation and its Impact on the austrian Electricity Demand Curve with a special Emphasis on european Resource Adequacy Studies .....	393

Dennis MEIER, Johannes HIERZER, Marlene PETZ, Kurt MISAK, Daniel STAHLER, Felix LEHFUSS	
7.4.4. Methodischer Ansatz für eine Regionalisierung der Elektromobilität in Österreich .....	395
Tobias RIEDLINGER(*), Michael POPP, Markus ZDRALLEK <sup>2</sup> , Clemens KORNER, Paul ZEHETBAUER, Barbara HERNDLER, Maximilian ORTNER, Thomas WIELAND, Johannes FERSTL	
7.4.5. Optimizing the Technology Split for an Electric Urban Bus Network .....	397
Nathalie FRIESS *, Ulrich PFERSCHY	
7.4.6. Techno Economic Feasibility Study on Fuel Cell and Battery Electric Buses – Austria ...	399
Suhas HEGDE, Michael RICHTER <sup>2</sup> , Bianca GRABNER, Udo BACHHIESL	
<b>7.5. LADUNG VON ELEKTROFAHRZEUGEN</b>	<b>401</b>
7.5.1. Minimum cost fast-charging infrastructure planning for electric vehicles on the Austrian high-level road network .....	401
Antonia GOLAB*, Sebastian ZWICKL-BERNHARD*, Hans AUER	
7.5.2. Dynamisches Laden von Lkws im österreichischen Autobahnnetz .....	403
Christoph LINK, Günter PAURITSCH, Michael ROHRER, Victoria SCHOPF*, Martin BAUMANN, Florian KOPPELHUBER, Michael SCHWARZ	
7.5.3. Ladeverhalten an öffentlichen Ladesäulen – probabilistische Verteilungen für die Modellierung .....	405
Simon KREUTMAYR, Jonas ALLGAIER <sup>1</sup> , Simon NIEDERLE, Christoph J. STEINHART, Christian GUTZMANN <sup>3</sup> , Michael FINKEL <sup>1</sup> , Rolf WITZMANN <sup>2</sup>	
7.5.4. Analyse von Investitionen in Kraftwerke in Österreich in Abhängigkeit von Ladestrategien für Elektromobilität mit dem Energie System Model BALMOREL .....	407
Florian HASENGST	
<b>7.6. ALTERNATIVE TREIBSTOFFE</b>	<b>409</b>
7.6.1. Case study: The Economic and Environmental Assessment of Selected Biomass-to-Fischer tropesch (FT) Diesel Chains In The EU .....	409
Nadine GUERER*, Frank RADOSITS, Amela AJANOVIC <sup>3</sup> , Reinhard HAAS <sup>4</sup>	
7.6.2. Recursive sequential combustion: an innovative and high-performance combustion technology, aimed at the fuels of the future .....	412
Fabrice GIULIANI, Nina PAULITSCH*, Andrea HOFER*, Bugra AKIN	
7.6.3. Economic Assessment of CO <sub>2</sub> Utilization for Waste Biomass Conversion into Transport Fuels .....	414
Frank RADOSITS*, Amela AJANOVIC, Reinhard HAAS	
7.6.4. An innovative concept for the complete and low-NO <sub>x</sub> combustion of non-carbon eco-fuels using a thermo- acoustically-driven, hydrogen-powered pilot stage .....	416
Nina PAULITSCH*, Fabrice GIULIANI <sup>1</sup> , Andrea HOFER <sup>1</sup> , Johannes HOFER <sup>2</sup>	



# **1 PLENAR-SESSIONEN**

## **1.1. ASPEKTE ZUR FORTENTWICKLUNG DER ENERGIEWIRTSCHAFT**

### **1.1.1. Scenarios for Aclimate neutral Vehicle Fleet in Austria using dynamic LCA**

**Gerfried JUNGMEIER<sup>1</sup>, Michael SCHWINGSHACKL<sup>2</sup>**

#### **Introduction**

The environmental effect of electric vehicles can only be assessed based on life cycle assessment (LCA) covering production, operation and end of life treatment. Since 2011 in the Technical Collaboration Program (TCP) on “Hybrid & Electric Vehicles” (HEV) of the International Energy Agency (IEA) with 20 participating countries an expert group develops and applies LCA methodology to estimate the environmental effects of the increasing electric vehicle (EV) fleet globally [1, 2, 5]. Since 2014, IEA HEV Task 30 estimates the LCA based environmental effects of the worldwide EV fleet in 40 countries. In the LCA of these vehicles using the different national framework conditions, the environmental effects are estimated by assessing the possible ranges of GHG emissions, acidification, ozone formation, PM emissions and primary energy consumption in comparison to conventional ICE vehicles [3, 4, 6, 7]. Now this approach was further developed to a dynamic LCA by taking the time depending effects of the BEV fleet introduction and the parallel increasing supply of renewable electricity into consideration

#### **Aim**

The TCP HEV Task 30 developed the methodology of dynamic LCA to analyse and assess the environmental effects of electric vehicle and the necessary additional generation of renewable electricity. A dynamic approach is necessary to address also the future possibility of a “climate neutral mobility service” provided by electric vehicles using additional renewable electricity. The aim of this analysis is to apply this methodology to calculate the environmental effects over time for the Austrian situation. The analysis is split in three parts to show the stepwise application and results of this methodology. The application focuses on GHG emissions and the cumulated primary energy demand taking the development of the increasing BEV fleet into account. In the 1<sup>st</sup> step the GHG emissions of the supply of additional renewable electricity are calculated in the dynamic LCA. In the 2<sup>nd</sup> step a scenario for a climate neutral mobility service by the Austrian passenger vehicle fleet in 2050 is developed. In the dynamic LCA the greenhouse gas emissions (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O) in CO<sub>2</sub>-eq, and the primary energy consumption (total, fossil, nuclear, renewable) are assessed.

#### **Results for passenger vehicles**

The dynamic LCA is used for the future development of the Austrian passenger vehicle fleet for reaching climate neutrality in 2050. Based on the historic development and the current stock of passenger vehicles scenarios are developed to reach the following goals:

- 2030: 55% GHG reduction compared to 1990
- 2040: climate neutrality for the transport sector
- 2050: climate neutrality for all global GHG emissions in dynamic LCA

In Figure 1 (left) the development of the passenger vehicle fleet in Austria is shown, with a strong increasing share of new registered BEV and a limitation of the total passenger stock (5.2 Mio vehicles)

---

<sup>1</sup> JOANNEUM RESEARCH, Institut für Klima, Energie und Gesellschaft, gerfried.jungmeier@joanneum.at

<sup>2</sup> TU Graz, Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik, schwingshackl@ivt.tugraz.at

based on 2020. On the right hand side, the final energy demand is shown with a strong increase in electricity and a constant amount of biofuels based on 2020. To reach the 2030 target of 55% GHG reduction in transportation sector the amount of fossil fuels is limited to about 16 TWh and climate neutrality in 2050 to 0 TWh.

In Figure 2 the GHG emissions (left) and primary energy demand (right) of Austrian Passenger Vehicle Fleet are shown based on dynamic LCA. The GHG emissions of vehicle fleet operation in 2030 is 55% less than in 1990 and 0 in 2040. The remaining GHG emissions e.g. electricity supply, in the dynamic LCA are reduced until 2050. The GHG emission from “end of life” and “vehicle export” are negative as GHG credits for secondary material and 2<sup>nd</sup> use of vehicles are given. The GHG emission from the production of the “newly registered vehicles” increases between 2020 and 2030 as the production of BEV have significant higher GHG emissions than conventional ICEs. The total GHG emission decrease significantly after 2025 due to the strong increasing amount of BEV in the vehicle fleet. The cumulated primary energy demand also significantly decreases due to the higher energy efficiency of BEV using renewable electricity.

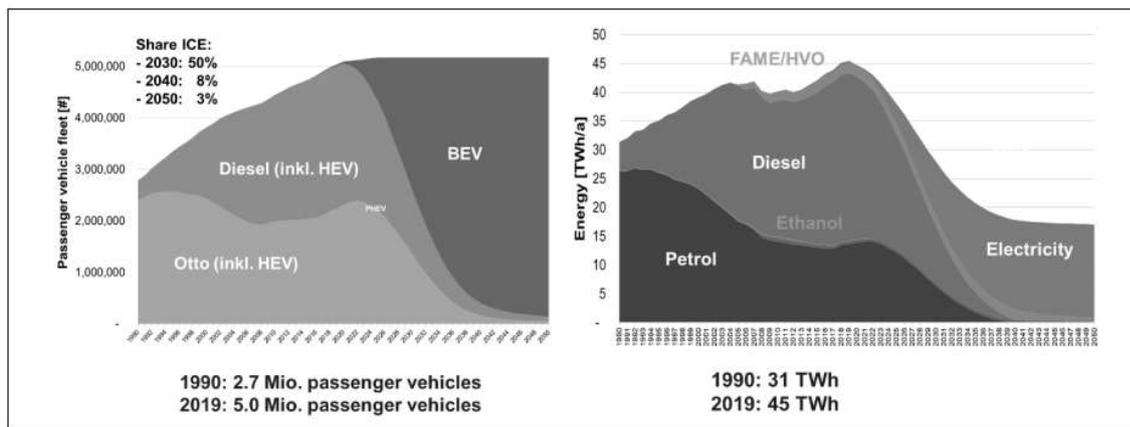


Figure 1: Characteristics and final energy demand of Austrian passenger vehicle fleet

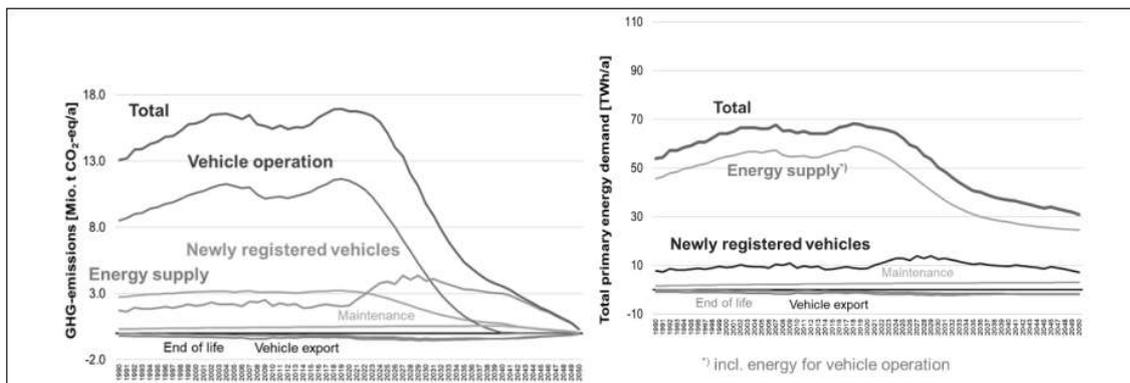


Figure 2: GHG emissions and primary energy demand of Austrian passenger vehicle fleet based on dynamic LCA

## Conclusions

Timing of environmental effects in LCA of EVs covering production, operation and end-of-life phases becomes relevant in the transition time of strong BEV introduction in combination with a strong increase of additional renewable electricity generation and improvement of battery production technologies. Within the framework of LCA a methodology is developed and applied to the annual environmental effects of an increasing BEV fleet and substitution of ICE vehicles by considering the environmental effects of

- new vehicle production
- supply of renewable electricity from existing and new power plant
- substituted operation of ICE vehicles and

- end of life or export of vehicles.

The scenarios for Austria up to 2050 show that Climate Neutrality in Austria passenger vehicle fleet is possible with BEV. The main influences to reach climate goals in passenger vehicle fleet are:

- increasing high number of newly registered BEV
- development of total vehicle stock
- development of annual driven mileage of vehicle fleet
- generation of additional renewable electricity for BEV

## References

- [1] Jungmeier Gerfried, Dunn Jennifer B, Elgowainy Amgad, Gaines Linda, Ehrenberger Simone, Doruk Enver Özdemir, Widmer Rolf: Key Issues in Life Cycle Assessment of Electric Vehicles - Findings in the International Energy Agency (IEA) on Hybrid and Electric Vehicles (HEV) (EVS27, 2013)
- [2] Jungmeier Gerfried, Dunn Jennifer B, Elgowainy Amgad, Gaines Linda, Ehrenberger Simone, Doruk Enver Özdemir, Widmer Rolf: Life cycle assessment of electric vehicles – Key issues of Task 19 of the International Energy Agency (IEA) on Hybrid and Electric Vehicles (HEV), TRA 2014
- [3] Gerfried Jungmeier, Jennifer Dunn, Amgad Elgowainy, Simone Ehrenberger, Rolf Widmer: Estimated Environmental Effects of the Worldwide Electric Vehicle Fleet – A Life Cycle Assessment in Task 19 of the International Energy Agency (IEA) on Hybrid and Electric Vehicles (HEV), Conference Proceedings, EEVC 2015- European Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Congress, Brussels, Belgium, 2 – 4. December 2015
- [4] Gerfried Jungmeier, Jennifer B. Dunn, Amgad Elgowainy, Linda Gaines, Martin Beermann, Simone Ehrenberger, Rolf Widmer: Life-cycle Based Environmental Effects of 1.5 Mio. Electric Vehicles on the Road in 35 Countries – Facts & Figures from the IEA Technical Cooperation Program on Hybrid & Electric Vehicles (EVS 30, 2017)
- [5] Gerfried Jungmeier, Amgad A. Elgowainy, Simone Ehrenberger, Gabriela Benveniste Pérez, Pierre-Olivier Roye, Lim Ocktaeck: Water Issues and Electric Vehicles - Key Aspects and Examples in Life Cycle Assessment (EVS 31, 2018)
- [6] Gerfried Jungmeier, Amgad A. Elgowainy, Simone Ehrenberger, Gabriela Benveniste Pérez, Pierre-Olivier Roye, Lim Ocktaeck: LCA Based Estimation of Environmental Effects of the Global Electric Vehicles Fleet – Facts & Figures from the IEA Technology Collaboration Program on Hybrid & Electric Vehicles, Transport Research Arena TRA 2018 in Wien, 16-19 April 2018
- [7] Gerfried Jungmeier, Lorenza Canella, Jarod C. Kelly, Amgad A. Elgowainy, Simone Ehrenberger, Deidre Wolff: Evaluation of the Environmental Benefits of the Global EV-Fleet in 38 Countries – A LCA Based Estimation in IEA HEV (EVS 32, 2019)

## Acknowledgments

This work was financed by the common fund of the IEA Technology Cooperation Programme (TCP) on Hybrid and Electric Vehicles (HEV) within the framework of the International Energy Agency (IEA). The Austrian participation is financed by the Climate and Energy Funds.

## 1.1.2. Förderempfehlungen für Erneuerbare Energien im Rahmen des EAG – mit Fokus auf die Standortdifferenzierung der Windenergie

**Gustav RESCH<sup>1</sup>, Franziska SCHÖNIGER<sup>1</sup>, Carolin MONSBERGER<sup>2</sup>, Tara ESTERL<sup>2</sup>, Christoph MAYR<sup>2</sup>, Marcus RENNHOFFER<sup>2</sup>, Fabian SCHIPFER<sup>1</sup>**

### Inhalt

Die Technische Universität Wien, Energy Economics Group, in Kooperation mit dem AIT Austrian Institute of Technology und dem Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung wurde seitens des Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie mit der Erstellung eines Gutachtens zu Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) beauftragt. Die gutachterliche Tätigkeit umfasste die Erarbeitung von Empfehlungen hinsichtlich der Betriebs- und Investitionsförderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.

Bis dato erfolgte in Österreich die Betriebsförderung von Strom aus erneuerbaren Quellen auf Basis von festen Einspeisetarifen. Diese Art der Förderung ist mit den geänderten unionsrechtlichen Bestimmungen jedoch nicht bzw. kaum mehr vereinbar. Gemäß den Vorgaben der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (UELL) und Artikel 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001 haben Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber ihren Strom grundsätzlich selbst zu vermarkten. Diesen Vorgaben entsprechend setzt das EAG die Förderung durch Marktprämie als Instrument der Betriebsförderung fest. Eine Marktprämie ist ein Zuschuss auf den vermarkteten und in das öffentliche Netz eingespeisten Strom, der die höheren Gestehungskosten für erneuerbaren Strom ausgleichen soll. Marktprämien werden im EAG auf Grundlage von Ausschreibungen oder wie bisher die Tarifförderungen auf Antrag, also administrativ, vergeben.

Nach Klärung zentraler Eckpunkte, wie etwa die Wahl der zugrundeliegenden Berechnungsmethodik, die Festlegung zentraler Finanzierungsparameter sowie die Berücksichtigung allgemeiner Kosten- und Erlösparameter, wurden im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeiten Empfehlungen zur Systematik und Höhe der Betriebs- und Investitionsförderungen auf Technologieebene getroffen. Im Rahmen dieses Beitrags wird einerseits ein Überblick zur allgemeinen Vorgehensweise und zentralen Parametern geboten, andererseits werden die Förderempfehlungen zur Standortdifferenzierung der Windenergie im Detail betrachtet. Im Allgemeinen Für Details zu den im Grundsatz sowie auf Technologieebene erarbeiteten Förderempfehlungen sei auf den umfassenden Endbericht zum Gutachten verwiesen [1].

### Methodik

Die gutachterlichen Ausführungen, Analysen, Berechnungen und Empfehlungen basieren auf den gesetzlichen Vorgaben des EAG, welches nach Beschlussfassung und Verabschiedung im Nationalrat und Bundesrat am 28. Juli 2021 in Kraft trat. Eine umfassende Literaturanalyse bildete die Basis zur Klärung zentraler vorgelagerter Fragestellungen und dem Treffen von Empfehlungen, wobei großes Augenmerk auf der Berücksichtigung von Erfahrungen auf nationaler und internationaler Ebene lag. Des Weiteren standen auch konzeptionelle Überlegungen an, um Optionen hinsichtlich der Ausgestaltung diverser Förderregelungen zu entwickeln und zu bewerten.

Im Allgemeinen fußen die getroffenen Förderempfehlungen auf umfassenden Daten zum Betrieb sowie zu Investitions- und Betriebskosten von historisch errichtenden Ökostromerzeugungsanlagen. Der Blick auf diesjährige Entwicklungen in Wirtschaft und Politik zeigt, dass weltweit aktuell, also mit Stand Ende 2021, ein Preisanstieg beziehungsweise Preisturbulenzen in Rohstoffmärkten und Energiemärkten zu beobachten sind, die auch Auswirkung auf Inflation und Baukosten sowie gegebenenfalls auf die Kosten und das Risikoumfeld künftig zu errichtender Energieerzeugungsanlagen haben. Zur Indikation

---

<sup>1</sup> TU Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Energy Economics Group.  
[www.eeg.tuwien.ac.at](http://www.eeg.tuwien.ac.at). Korrespondierender Autor: Dr. Gustav Resch, [resch@eeg.tuwien.ac.at](mailto:resch@eeg.tuwien.ac.at)

<sup>2</sup> Austrian Institute for Technology (AIT), Center for Energy.

möglicher Auswirkungen hat das Team an Gutachtern und Gutachterinnen in einem weiteren Arbeitsschritt die Folgewirkungen der aktuellen Marktdynamiken auf die Stromgestehungskosten sowie die daraus resultierenden Förderempfehlungen analysiert und quantifiziert.

Ein Spezifikum der Windenergie betraf die Vorgabe seitens des EAG zur Standortdifferenzierung der Förderregelungen, auf welche im Rahmen dieses Beitrags im Detail eingegangen wird.

## Ergebnisse

Im Rahmen des Ergebnisüberblicks wird auf die Spezifika der Windenergie nachfolgend eingegangen. Das EAG sieht vor, dass bei der Windkraft auf den administrativ oder wettbewerblich festgelegten anzulegenden Wert, der den betreiberseitigen Gesamterlös im Rahmen des Marktprämiensystems widerspiegelt, ein Korrekturfaktor angewendet werden kann, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Windkraftanlage widerspiegelt. Gemäß Paragraph 43 des EAG ist der Korrekturfaktor als Zu- oder Abschlag auf den anzulegenden Wert für einen Normstandort festzulegen. Der Normstandort hat den durchschnittlichen Stromertrag einer dem Stand der Technik entsprechenden, in Österreich errichteten Windkraftanlage widerzuspiegeln.

Im Zuge des Gutachtens galt es, die entsprechenden Vorgaben bei der Entwicklung der Förderempfehlungen umzusetzen. Eingangs wurden hierfür unterschiedliche Optionen zur Standortdifferenzierung einer Kurzbewertung unterzogen. Des Weiteren wurden seitens der Branchenvertretungen bereitgestellte repräsentative Beispielprojekte [2] analysiert, um zentrale Einflussgrößen der Kosten der Stromerzeugung aus Windenergie in Österreich zu identifizieren. Die Analyse offenbarte die erwartbar starke Korrelation zwischen der Standortgüte, repräsentiert durch die mittlere Windgeschwindigkeit, und den Stromgestehungskosten. Ein analoger Zusammenhang konnte zwischen dem rotorflächenspezifischen Stromertrag und den Stromgestehungskosten identifiziert werden, da Windgeschwindigkeit und spezifischer Ertrag im Regelfall korrelieren. Wie der im Zuge des Optionenvergleichs durchgeführte Blick auf die Förderpraxis in anderen Ländern, zum Beispiel in Frankreich, bestätigt, eignet sich demnach der rotorflächenspezifische Stromertrag als auch im Anlagenbetrieb einfach messbarer Repräsentant zur Berücksichtigung der Standortgüte in der Fördermittelvergabe.

Seitens des Teams an Gutachterinnen und Gutachtern wurde folglich dieser Ansatz weiterverfolgt und ein entsprechendes Fördermodell im Zuge des Gutachtens entwickelt. Das empfohlene Modell zur Standortdifferenzierung der Förderung der Windkraft auf Basis der rotorflächenspezifischen Produktionserträge wird im Rahmen dieses Beitrags im Detail vorgestellt. Konkret wird zuerst das Grundprinzip beschrieben und nachfolgend die empfohlene Parametrierung angegeben. Ebenso wird auf die entwickelte Modellerweiterung zur Berücksichtigung seehöhenabhängiger Ertragsspezifika eingegangen. Im Abschluss erfolgt eine Plausibilitätsprüfung des entwickelten Fördermodells, einerseits auf Basis generischer Daten zu Stand-der-Technik Windkraftanlagentypen sowie andererseits auf Basis der seitens der Branche bereitgestellten Informationen zu repräsentativen Beispielprojekten [2] hinsichtlich des künftigen Windkraftausbaus in Österreich. Beide Prüfungen bestätigten die hohe Tauglichkeit des entwickelten Fördermodells hinsichtlich der Eignung zur Standortdifferenzierung in Österreich.

## Referenzen

- [1] Resch, G.; F. Schöniger, F. Schipfer, T. Esterl, C. Mayr, C. Monsberger, M. Rennhofer, J. Winkler. (2021). Endbericht zum Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG). TU Wien in Kooperation mit AIT und Fraunhofer ISI, im Auftrag des BMK. Wien, 2021.
- [2] IG Windkraft & Oesterreichs Energie. (2021). Umfangreiche Datensammlung zu 22 repräsentativen Beispielprojekten der künftigen Windkraftnutzung. IG Windkraft & Oesterreichs Energie.

### 1.1.3. Nachhaltiger Netzbetreiber

Lars JENDERNALIK<sup>1</sup>, Dominique GIAVARRA<sup>2</sup>, Malte NIEPORTE<sup>3</sup>

#### Zielsetzung

Mit dem Fortschreiten des Klimawandels nehmen die Bemühungen vieler Unternehmen zu, die Klimaneutralität zu erreichen. Allgemein anerkanntes Werkzeug ist das Greenhouse-Gas-Protocol, nach dem die äquivalenten CO<sub>2</sub>-Emissionen ermittelt und gemeldet werden. Für Konzerne ist das Ziel, die sogenannten Scope 1 Emissionen (direkt erzeugte CO<sub>2</sub>-Emissionen z.B. durch Betriebsfahrzeuge) und Scope 2 Emissionen (indirekt erzeugte Emissionen, z.B. Eigenverbrauch) auf „null“ zu bringen. Die Scope 3 Emissionen (Emissionen durch erworbene Dienstleistungen und Güter) werden derzeit in der Klimabilanz von Unternehmen nicht betrachtet.

Ein Netzbetreiber unterliegt ebenso der Dynamik der freien Wirtschaft, auch hier rückt die Klimaneutralität immer stärker in den Fokus. Welche Anstrengungen kann aktuell ein Netzbetreiber unternehmen, um klimaneutral zu werden?

#### Ausgangslage

Die Westnetz als Deutschlands größter Verteilnetzbetreiber ermittelt seinen CO<sub>2</sub>e-Fußabdruck seit 2019 und unternimmt Anstrengungen, diesen zu verringern.

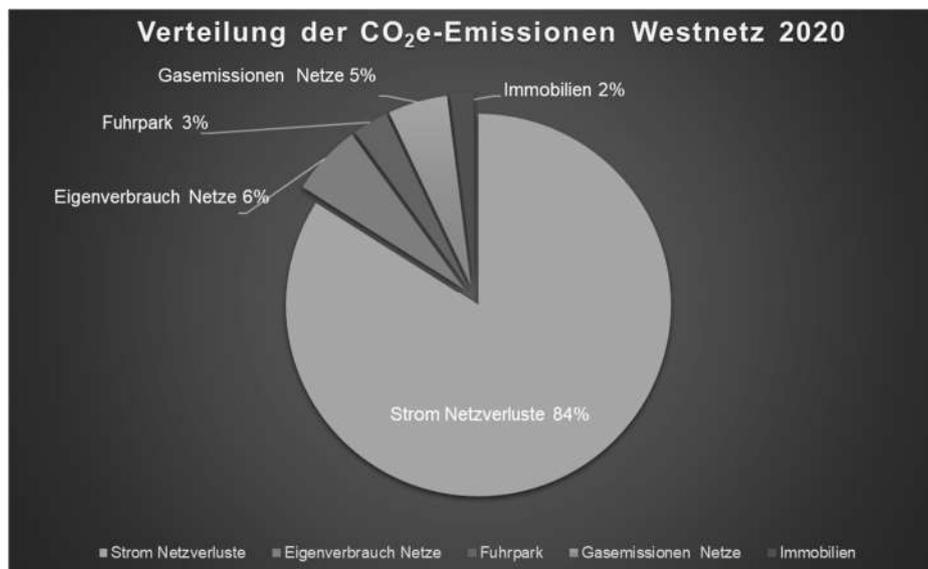


Abbildung 1: CO<sub>2</sub>e-Emissionen der Westnetz 2020

Ca. 84% der Emissionen entfallen auf Netzverluste, die durch den elektrischen Energietransport durch das Verteilnetz entstehen. Die restlichen 16% verteilen sich im Wesentlichen auf den Eigenverbrauch zum Betrieb der Netze, den Betrieb des Fuhrparks, Gasemissionen aus dem Betrieb der Netze, und die Immobilien der Verwaltungsstandorte.

Die Netzverluste entsprechen in ihrem CO<sub>2</sub>-Fußabdruck den CO<sub>2</sub>e-Emissionen des deutschen Strommixes. Das bedeutet ebenso, dass die Netzverluste keine CO<sub>2</sub>e-Emissionen mehr aufweisen, wenn die gesamte Energieerzeugung durch regenerative Energien und somit CO<sub>2</sub>-Neutral erfolgt.

<sup>1</sup> Sustainability Officer Westenergie/Westnetz GmbH, Florianstr. 15-21, [lars.jendernalik@westnetz.de](mailto:lars.jendernalik@westnetz.de), [www.westnetz.de](http://www.westnetz.de)

<sup>2</sup> Referent Nachhaltigkeit, Westnetz GmbH, Florianstr. 15-21, +49 152 5459 6813, [dominique.giavarra@westnetz.de](mailto:dominique.giavarra@westnetz.de), [www.westnetz.de](http://www.westnetz.de)

<sup>3</sup> Nachhaltigkeitskoordinator, Westnetz GmbH, Florianstr. 15-21, +49 152 0927 1808, [malte.nieporte@westnetz.de](mailto:malte.nieporte@westnetz.de), [www.westnetz.de](http://www.westnetz.de)

## Handlungsoptionen

Die Westnetz als Netzbetreiber hat für sich ein großes Spektrum an Handlungsoptionen erarbeitet, die auf den 17 Zielen zur Nachhaltigkeit der Vereinten Nationen basieren. Dabei gilt zur Erreichung der Klimaneutralität der Grundsatz „Reduktion vor Substitution vor Kompensation“.

### ***Nachhaltige Betriebsmittel***

Wir nehmen unsere Betriebsmittel ganzheitlich in den Blick und versuchen diese im Sinne der Circular Economy nachhaltiger zu gestalten. Als Beispiele seien hier Isolationsöl in Transformatoren, SF<sub>6</sub>-freie Schaltanlagen, GreenCable, Optosensorik, Photovoltaik zur Eigenbedarfserzeugung, Recyclingbeton und das Wärme- und Kältemanagement in Netzstationen genannt.

### ***Biodiversität***

Wir fördern die Biodiversität durch ökologisches Trassenmanagement. Das bedeutet, dass die Flächen unterhalb unserer Freileitungstrassen nach ökologischen Gesichtspunkten bewirtschaftet werden. Wir halten durch eine gezielte Auswahl an Gehölzen und Bewuchs den Eingriff in die Natur möglichst gering und fördern so die Biodiversität in diesen Flächen um ein Vielfaches zur konventionellen Bewirtschaftung. [1] Weiterhin werden wir – wo möglich – die Dachflächen unserer Netzstationen begrünen um eine positive Nahklimatewicklung zu erzielen und ebenfalls die Biodiversität zu fördern.

### ***Elektrifizierung des Fuhrparks***

Sowohl die Dienstwagenflotte als auch die Betriebsfahrzeuge werden in den nächsten Jahren auf elektrische Antriebe umgestellt. Im Jahr 2030 will der E.ON Konzern seine Flotte zu 100% auf elektrische Fahrzeuge umgerüstet haben.

### ***Nachhaltiges Assetmanagement***

Die Westnetz ist als Netzbetreiber nach ISO 55001 zertifiziert. Seit diesem Jahr ist der Aspekt der Nachhaltigkeit fester Bestandteil des Assetmanagementplans und somit ebenso Bestandteil der Zertifizierung.

### ***Kompensationsprojekte***

Der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck der Netzverluste ist abhängig vom deutschen Strommix und damit von einem Netzbetreiber nicht beeinflussbar. Das Ziel der Klimaneutralität bleibt allerdings nach wie vor bestehen. Aus diesem Grund bleiben im Grundsatz der Klimaneutralität – Reduktion vor Substitution vor Kompensation – nur die letzten beiden Optionen übrig. Die Beschaffung der Verlustenergie als Grünstrom oder Grünstellung durch Herkunftsnachweise ist regulatorisch derzeit nicht möglich. Demnach bleibt als derzeitige Möglichkeit nur die Kompensation. Hier wollen wir als Netzbetreiber Vorreiter sein und eigene, technische Kompensationsprojekte ins Leben rufen, um eine Klimaneutralität zumindest bilanziell auch für die Netzverluste zu erzielen.

### ***Kommunikation***

Die Energiewende ist ein gemeinschaftliches Projekt, was eine Kraftanstrengung der ganzen Gesellschaft erfordert. Nur gemeinsam kann eine gute Lösung erreicht werden. Aus diesem Grund möchten wir hier den Schulterschluss mit allen relevanten Beteiligten im Bereich des Energienetzes suchen und gemeinsam an Lösungen arbeiten. Eine Veranstaltungsserie „Klimaneutraler Netzbetreiber“ ist in Vorbereitung.

## Referenzen

[1] Deutsche Umwelthilfe, „Vielfalt unter Strom“, Oktober 2017

## 1.2. KLIMANEUTRALE ENERGIESYSTEME

### 1.2.1. Erneuerbares klimaneutrales Strommarktdesign

**Matthias STARK<sup>1</sup>**

**Kurzfassung:** Die Strommarktdesignstudie des BEE e.V. stellt ein klimaneutrales Strommarktdesign inklusive der Netzanalyse für Deutschland unter Berücksichtigung der betriebswirtschaftlichen Grundlage für Erneuerbare Energien und Flexibilitäten vor.

**Keywords:** klimaneutrales Strommarktdesign, Versorgungssicherheit, Flexibilitäten, Betriebswirtschaftlicher Ausbau

#### **Ziel der Studie**

Ziel der vorliegenden Studie ist es, aufzuzeigen, wie das aktuelle Strommarktdesign anzupassen ist, um die benötigte Flexibilität für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit, Refinanzierung der Erneuerbaren Energien sowie Wirtschaftlichkeit von Sektorenkopplungstechnologien zu sichern. Dabei legt die Studie einen Schwerpunkt darauf, dass die benötigten flexibel steuerbaren Einheiten und die fluktuierenden Erneuerbaren Energien Technologien Photovoltaik (PV) und Wind eine betriebswirtschaftlich lohnende Basis erhalten. Damit wird gewährleistet, dass die erforderlichen Investitionen in Erzeugungsanlagen Erneuerbarer Energien und der damit verbundenen Infrastrukturen auch tatsächlich erfolgen. Die Studie konzentriert sich explizit auf die möglichst breite Umsetzung der Energiewende im regionalen Kontext. Damit wird heimische Wertschöpfung gestärkt, der benötigte Netzausbau auf allen Ebenen optimiert und zugleich die Abhängigkeit von anderen Staaten begrenzt.

#### **Aufbau der Studie**

Innerhalb des Basisszenarios, welches den aktuellen rechtlichen Rahmen simuliert, konnte gezeigt werden, dass das heutige Strommarktdesign nicht in der Lage ist, die genannten zentralen Bedingungen (Versorgungssicherheit, Refinanzierung der Erneuerbaren Energien, Wirtschaftlichkeit von Sektorenkopplungstechnologien) für eine erfolgreiche Energiewende zu gewährleisten. Daher sind Anpassungen an das aktuelle Strommarktdesign notwendig. Hierfür hat die Studie Maßnahmen abgeleitet und diese in ein Reformszenario überführt, welches die Voraussetzungen für die wirtschaftliche und versorgungssichere Umsetzung der Klimaneutralität schafft. Die Maßnahmen wurden zudem juristisch auf ihre Umsetzbarkeit geprüft. Die durchgeführten Simulationen für eine kostenoptimalen Zusammensetzung des Energiesystems mit Fokus auf den Strommarkt basieren hierbei auf dem Energiesystemmodell SCOPE SD des Fraunhofer IEE. Für die Berechnung zur Bewertung des Flexibilitätspotenzials von privaten Endkunden mit Sektorenkopplungsanlagen wurde das Modell DISCTRICT des Fraunhofer ISE verwendet. Damit beantwortet die Studie, inwieweit vorhandene Flexibilitäten wirtschaftlich nutzbar sind. Da Simulationen mit optimalen Bedingungen für den Ausbau von dieser Flexibilität rechnen, wurden zusätzliche Sensitivitäten eines geringeren Flexibilitätsausbaus simuliert. Die Ergebnisse dieser Sensitivitäten unterstreichen, dass das Gelingen der Energiewende nicht nur den Ausbau der Erneuerbaren Energien, sondern auch der dafür benötigten Flexibilitäten erfordert.

#### **Zentrale ausgewählte Ergebnisse der Studie**

Das Basisszenario zeigt, dass trotz Kohleausstieg bis 2030 die Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Innerhalb des Basisszenarios konnte die betriebswirtschaftliche Grundlage für den klimapolitisch notwendigen ambitionierteren Ausbau der Erneuerbaren Energien aufgrund begrenzter Flexibilitäten nicht erreicht werden. Es kam zu deutlich verringerten Marktwerten und zu einer Häufung negativer Strompreise, welche sowohl den förderfreien Betrieb als auch den geförderten Betrieb von Erneuerbaren Energien (über die Sanktionierung des §51 EEG 2021) beeinflussen und den erneuerbaren Ausbau blockieren. Zudem wird die gewünschte Wirkung der Sanktionierung -die

---

<sup>1</sup> Bundesverband Erneuerbare Energien e.V., EUREF-Campus 16 10829 Berlin, 0178 832 74 35, Matthias.Stark@bee-ev.de, www.bee-ev.de

Verhinderung negativer Strompreise- nicht erreicht und es besteht zusätzlich die Gefahr gleichzeitiger Abschaltungen von Erzeugungskraftwerken, von Netz- und Versorgungssicherheitsproblemen. Die angenommene Entwicklung von Stromgestehungskosten der volatilen Erneuerbaren Energien Wind und PV in Verbindung mit den im Basisszenario erzielbaren Marktwerten lässt erst zwischen den Jahren 2040 und 2050 einen förderfreien wirtschaftlichen Betrieb zu. Für eine sichere Stromversorgung werden steuerbare Erzeuger der KWK, Bioenergie, Gaskraftwerken (Bestand), elektrische Speicher, regelbare Wasserkraftanlagen und in der Dekade 2050 zusätzlich 10 GW an H<sub>2</sub>-Gaskraftwerken benötigt.

Aus den im Basisszenario auftretenden Herausforderungen wurden **Maßnahmen** abgeleitet, die auf die Anreizung von Flexibilität und eine Verbesserung der Refinanzierungssituation von Erneuerbaren abzielen. Diese Maßnahmen umfassen sowohl die Verbraucherebene (Stromnebenkostensenkung), die Speicherebene (Förderung und bivalente Nutzung) als auch die Erzeugerebene (Ausweitung flexibler Fahrweise der Bioenergie, Umstellung einer zeitgeförderten in einen mengengeförderten Rahmen für Erneuerbare Energien).

Aufgrund der getroffenen und umgesetzten Maßnahmen im **Reformszenario** ist es möglich die betriebswirtschaftliche Grundlage für Erneuerbare Energien sowohl innerhalb der Förderung (keine negativen Strompreise) als auch außerhalb der Förderung (ab 2040) darzustellen. Dagegen benötigen die systemrelevanten steuerbaren Erneuerbaren Energien für die Refinanzierung zusätzliche Erlöse (z.B. über eine Förderung oder einem dezentralen Flexibilitätsmarkt). Zudem konnte im Reformszenario, im Gegensatz zu anderen Studien, die benötigte steuerbare Leistung im Stromsektor über Bioenergie statt H<sub>2</sub> Gaskraftwerken realisiert werden.

Zusätzlich kann die Studie aufgrund ihrer Ausrichtung als auch der getroffenen Maßnahmen zeigen, dass eine lastnahe, dezentral erneuerbare Energieversorgung neben stark verbesserter Integration Erneuerbarer Energien auch die Netz- und Systemssicherheitskosten im Netzbetrieb im erheblichen Umfang reduzieren kann. Der hohe betriebswirtschaftliche Ausbau an Elektrolyseuren in Deutschland (ca. 100 GW) ermöglicht, neben der Bereitstellung von Verbrauchsflexibilitäten im deutschen Strommarkt, zudem die vollständige Deckung des heute absehbaren Wasserstoffbedarfs Deutschlands als auch eines Teil seines PTG Bedarfs im Jahr 2050.

## 1.2.2. Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung der Schweiz

Martin MICHEL<sup>1</sup>

### Der Szenariorahmen als erster Schritt der Netzplanung

Mit dem Bundesgesetz zum Um- und Ausbau der Stromnetze wurde in der Schweiz neu das Instrument des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens eingeführt. Ziel ist, die Stromnetze möglichst optimal auf die künftigen energiewirtschaftlichen Entwicklungen auszurichten. Dies ist angesichts der langen Planungs-, Bewilligungs- und Realisierungsphasen der Übertragungsnetze und der überregionalen Verteilnetze von zentraler Bedeutung.

Aus dem Szenariorahmen kann bei der Netzplanung des Übertragungsnetzes (380/220 kV, Netzebene 1, NE1) und der überregionalen Verteilnetze (ab 36 und unter 220 kV, Netzebene 3, NE3) der nötige Ausbaubedarf abgeleitet und so die Mehrjahresplanung erarbeitet oder aktualisiert werden. Mit der Prüfung des Mehrjahresplans der NE1 bestätigt die Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom den grundsätzlichen Bedarf der Netzevorhaben im Übertragungsnetz.

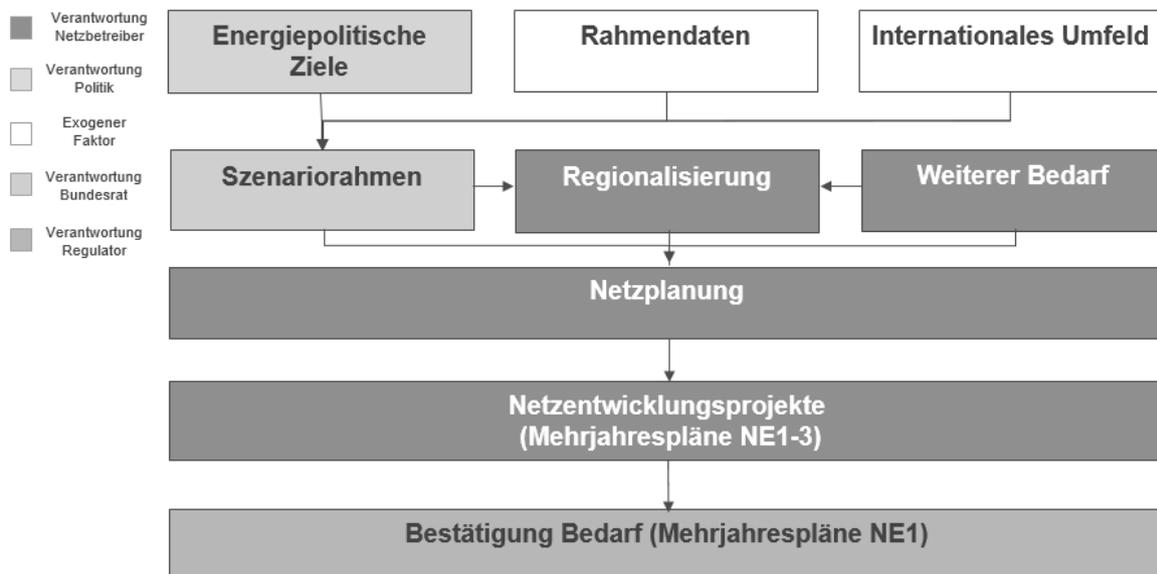


Abbildung 1: Der Szenariorahmen in der Netzplanung

### Drei energiewirtschaftliche Szenarien

Der Szenariorahmen beschreibt in drei Szenarien eine Bandbreite an möglichen Entwicklungen bis 2030 und 2040. Sie unterscheiden sich unter anderem in der Entwicklung der installierten Leistung der Kraftwerke, der Speicher und des Jahresstromverbrauchs. Jedes der drei Szenarien stützt sich auf ein für die Auslegung der Stromnetze relevantes Szenario der Energieperspektiven 2050+ [1] für die Annahmen zur Schweiz und auf ein Szenario der ENTSO [2] für die Annahmen zum Ausland. Alle Szenarien haben die Klimaneutralität der Schweiz bis 2050 zum Ziel.

Im **Szenario 1 «Referenz»** wird die inländische Erzeugung aus erneuerbaren Energien rasch ausgebaut, so dass 2050 eine ausgeglichene Jahresbilanz erreicht wird. In der Tendenz gibt es im Sommerhalbjahr einen Stromüberschuss, während im Winterhalbjahr weiterhin importiert werden muss. Für die Entwicklung in Europa wird auf das Szenario «Distributed Energy» der ENTSO abgestützt.

<sup>1</sup> Bundesamt für Energie (BFE), CH-3003 Bern, +41 58 462 57 52, martin.michel@bfe.admin.ch

Das **Szenario 2 «Divergenz»** basiert auf einer weitgehenden Elektrifizierung des Energiesystems kombiniert mit einem weniger starken Ausbau der inländischen erneuerbaren Stromproduktion. In Verbindung mit einer hohen Stromnachfrage führt dies zu hohen Anforderungen an die Stromnetze. Für Europa wird auf das Szenario «Global Ambition» der ENTSO referenziert mit vermehrt zentralen grossen Erzeugungsanlagen.

Im **Szenario 3 «Sektorkopplung»** spielen Biogas und synthetische Gase (z.B. Wasserstoff) eine wichtigere Rolle im Energiesystem. Mit der moderaten Zunahme des inländischen Stromverbrauchs, in Verbindung mit einem Zubau von Gasturbinen unter Einsatz von Wasserstoff, wird im Vergleich zu den Szenarien 1 und 2 eine Entlastung der Stromnetze erwartet. Für die Entwicklung in Europa wird auf das Szenario «Distributed Energy» der ENTSO abgestützt.



Abbildung 2: Übersicht der 3 Szenarien des SZR CH

Der Bundesrat hat in seiner Sitzung vom 24. November 2021 die Vernehmlassung zum Szenariorahmen 2030/2040 eröffnet. Die Vernehmlassung dauert bis zum 10. März 2022.

Szenariorahmen für die Stromnetzplanung (admin.ch)

## Literatur

- [1] Energieperspektiven 2050+, BFE, 2020 <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>
- [2] TYNDP 2020 Szenario Report, ENTSO, 2020 [https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP\\_2020\\_Joint\\_ScenarioReport\\_final.pdf](https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf)

### 1.2.3. ONE100 - Österreichs nachhaltiges Energiesystem – 100% dekarbonisiert

#### Das volkswirtschaftlich optimierte Energiesystem für ein klimaneutrales Österreich <sup>[1]</sup>

Helmut WERNHART<sup>1</sup>



#### Inhalt

Ziel der Studie ist, unter Verwendung eines leistungsfähigen energieökonomischen Optimierungsmodells ein volkswirtschaftlich optimiertes dekarbonisiertes Energiesystem zu entwerfen, in dem mit einer Nutzung von ausschließlich erneuerbaren Energiequellen und dem Einsatz CO<sub>2</sub>-neutraler Technologien der gesamte Energiebedarf Österreichs dauerhaft, leistbar und versorgungssicher gedeckt werden kann.

In Österreich werden etwa 80% der Treibhausgasemissionen von den Sektoren Verkehr, Gebäude, Energie und Industrie verursacht und kommen damit aus dem „Energiesystem“. Es liegt daher auch im Verantwortungsbereich der Betreiber der Energieinfrastruktur, nachhaltige Lösungen zur Dekarbonisierung des Energiesystems anzubieten, um die Klimaneutralität schnell und volkswirtschaftlich effizient zu erreichen. Aus dieser Verantwortung heraus haben die österreichischen Strom- und Gasnetzbetreiber gemeinsam mit AGGM Austrian Gas Grid Management AG und der APG Austrian Power Grid AG dieses Forschungsprojekt initiiert.

#### Methode

Mit einem energieökonomischen Optimierungsmodell wurde ein 100 % dekarbonisiertes und optimiertes Energiesystem für Österreich unter den folgenden Prämissen berechnet:

- Greenfield Ansatz
- Inputparameter:
  - Regionalisierter Nutzenergiebedarf für alle Sektoren,
  - Potentiale für erneuerbare Energiegewinnung,
  - Kosten und Wirkungsgrade für ca. 140 Technologieoptionen für die gesamte Wertschöpfungskette,
  - Rohstoff- und Importpreise für erneuerbare Energieträger,
  - Produktions- und Bedarfsprofile eines repräsentativen Klimajahres
- Simultane Optimierung nach minimalen Gesamtkosten des Energiesystems
- Technologie- und Ergebnisoffenheit
- Versorgungssicher, machbar, sektorgekoppelt, 19 Regionen in Österreich

Dieser Modellansatz rechnet streng nach dem vorgegebenen Optimierungskriterium und den gesetzten Nebenbedingungen. Es werden keine ex ante Entscheidungen in Bezug auf die Energieträger getroffen mit denen der Nutzenergiebedarf gedeckt wird. Das Modell rechnet frei von Dogmen und Vorlieben, somit technologieoffen.

Als Ergebnis liefert das Modell disaggregiert je Region die installierten Kapazitäten der erforderlichen Technologien entlang der gesamten Wertschöpfungskette (Produktion, Transport, Umwandlung, Speicherung, Verteilung, Endverbrauch) und die erforderlichen Kapazitäten für das Strom-, Methan- und Wasserstoffnetz zwischen den Regionen und dem Ausland inkl. Auslastungszeitreihen über das berechnete Jahr.

<sup>1</sup> AGGM Austrian Gas Grid Management AG, Floridsdorfer Hauptstraße 1, 1210 Wien, +43 1 27560 28872, [helmut.wernhart@aggm.at](mailto:helmut.wernhart@aggm.at), [www.aggm.at](http://www.aggm.at)

## Ergebnisse

Die Berechnungsergebnisse aus ONE<sup>100</sup> liefern hinsichtlich des Umbaus des Energiesystems wesentliche Entscheidungs- und Diskussionsgrundlagen, wie die Dekarbonisierungsziele kostenoptimal erreicht werden können. Neben dem Nachweis der volkswirtschaftlichen Zweckmäßigkeit der Nutzung regionaler erneuerbarer Energiepotentiale, von Wind über Sonne, Geothermie sowie feuchter und fester Biomasse, werden auch die entsprechenden Größenordnungen für den erforderlichen Ausbau der erneuerbaren Energiequellen und der notwendigen Etablierung von effizienten Umwandlungs-, Transport-, Speicher- sowie Endanwendungstechnologien beziffert. Das bestehende Energiesystem muss einerseits durch ein deutlich umgebautes Energiesystem abgelöst werden. Andererseits sind auch viele Elemente bereits vorhanden, deren Wert schon auf dem Transformationspfad genutzt werden kann.

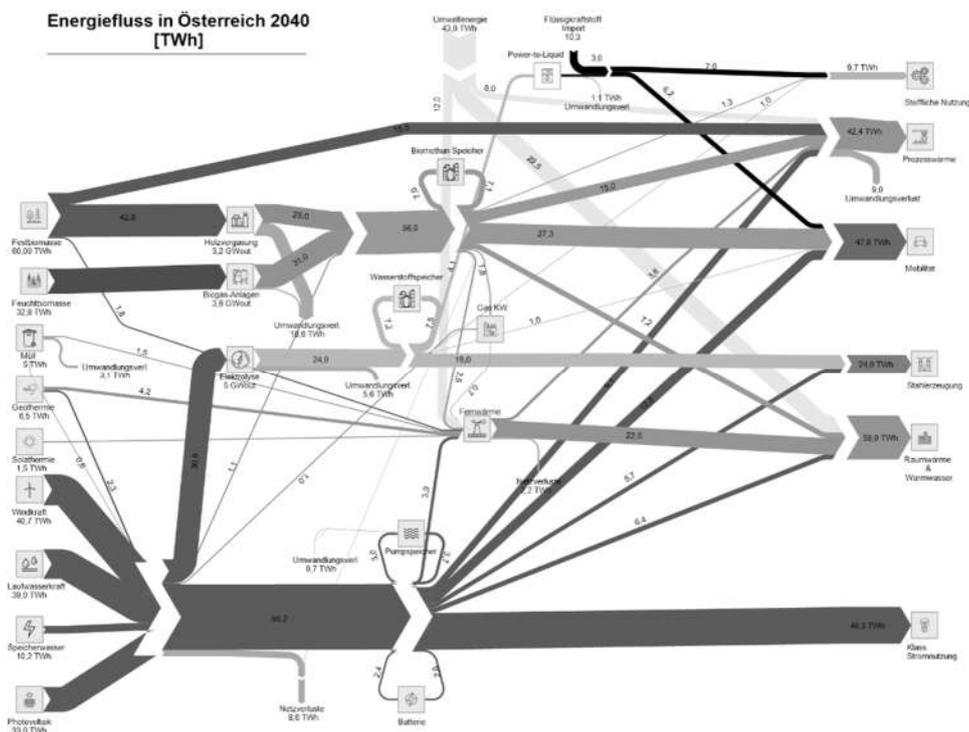


Abbildung 1: ONE<sup>100</sup> Energieflussbild

Die bedeutendste Energieform ist Strom mit einer Primärenergieproduktion von 126 TWh insbesondere aus Wind, PV, und Wasser. Ein Großteil des Stromes wird im klassischen Stromverbrauch in der Mobilität und in Elektrolysen verwendet. Der zweitgrößte Energieträger im Energiesystem ist Gas. Ca. 1/3 Wasserstoff, 1/3 Biomethan aus feuchter Biomasse und 1/3 Biomethan aus fester Biomasse (Holzvergasung). Die Reduktion des Endenergieträgereinsatzes um 43% im Vergleich zu heute (2019) ist insbesondere auf den Einsatz effizienter Technologien zurückzuführen (Stromwärmepumpe, Gaswärmepumpe, Elektromobilität, Thermische Isolierung).

## Referenzen

- [1] Wagner, B. Riesner, S. Schreiner, "ONE<sup>100</sup> - Österreichs nachhaltiges Energiesystem – 100% dekarbonisiert. Das volkswirtschaftlich optimierte Energiesystem für ein klimaneutrales Österreich", Studie im Auftrag von AGGM Austrian Gas Grid Management AG, Austrian Power Grid AG, Energienetze Steiermark GmbH, Gas Connect Austria GmbH, Netz Burgenland GmbH, Netz Niederösterreich GmbH, Netz Oberösterreich GmbH, Salzburg Netz GmbH, TIGAS Erdgas Tirol GmbH, Trans Austria Gasleitung GmbH, Vorarlberger Energienetze GmbH, Wiener Netze GmbH, Wien, 2021.

## 1.2.4. CO<sub>2</sub>-Neutralität im Österreichischen Energiesystem 2040 – Ein exergiebasierter Ansatz

Thomas KIENBERGER<sup>1</sup>, Peter NAGOVNAK<sup>1</sup>, Lisa KUEHBERGER<sup>1</sup>,  
Roberta CVETKOVSKA<sup>1</sup>, Christoph SEJKORA<sup>1</sup>

### Einleitung

Mit dem Regierungsprogramm „Aus Verantwortung für Österreich“ bekennt sich die österreichische Bundesregierung zur Klimaneutralität im Jahr 2040 [1]. Im Vergleich zu den Zielen z.B. der Europäischen Union, die auf 2050 ausgerichtet sind [2], nehmen wir damit eine Vorreiterrolle ein, die u.a. zu Chancen im Bereich der Technologieexporte oder im Bereich regionaler Wertschöpfungskreisläufe führen kann. Da die Primärenergieversorgung Österreichs heute noch zu rund 65% auf fossilen Energieträgern beruht, ist jedoch zur Zielerreichung ein rascher und großflächiger Umbau des Energiesystems vorzusehen. Dabei ist zudem zu berücksichtigen, dass die technischen Potentiale der erneuerbaren Energieträger in Österreich beschränkt sind: Bei einem Primärenergieeinsatz von ca. 400 TWh/a [3] können aus technischen Potentialen nur maximal ca. 266 TWh/a [4] aus lokalen erneuerbaren Energiequellen abgedeckt werden. Aufgrund dieser Herausforderungen ist es dringend nötig, Maßnahmen zum Ausbau der Erneuerbaren sowie zur Energieeffizienz, sowohl bei Endanwendungs- als auch bei Umwandlungs- und Speichertechnologien zu verstärken. Nur durch die Kombination beider Handlungsfelder kann der Anteil an zu importierender erneuerbarer Energie möglichst geringgehalten werden.

In der gegenständlichen Arbeit stellen wir dazu Ergebnisse eines exergiebasierten Ansatzes vor. Dabei wird für die Betrachtungsjahre 2030 und 2040 jeweils mittels linearer Optimierung der Primärenergieeinsatz zur Deckung der Exergiebedarfe der Nutzenergien (Kategorien: Raumwärme, Nieder- und Hochtemperaturwärme, Traktion, Standmotoren, etc.), minimiert. Mit Hilfe einer zeitlich fein aufgelösten Betrachtungsweise wollen wir damit aufzeigen, wie zukünftige Energiesysteme mit hohen Anteilen an volatilen Erneuerbaren hinsichtlich energieeffizienter Endanwendungs- sowie Umwandlungs- und Speichertechnologien grundsätzlich auszugestalten sind.

### Methodik

Bedarfsseitig wird die Nutzenergie als unterstes Bilanzaggregat herangezogen. Damit können wir durch deren Verbindung mit entsprechenden Endanwendungstechnologien einerseits effizienzoptimale energieträger- und sektorenaufgelöste Endenergiebedarfe bzw. industrielle Gesamtenergiebedarfe (insbesondere in den Sektoren Eisen u. Stahl, Chemie und Zement) ermitteln. Andererseits kann durch die anschließende Integration unterschiedlicher Umwandlungs- und Speichertechnologien das nationale Energiesystem über die gesamte Energieumwandlungskette, vom Nutzenergiebedarf über Endenergie und Sekundärenergie bis zum Primärenergiebedarf, optimiert werden. Zur Abbildung des zeitlichen Verhaltens werden synthetische Lastprofile verwendet.

Zur Modellierung der Aufbringungsseite werden die erneuerbaren Energiequellen Solarenergie, Wind, Wasser, Biomasse und Abwärme, betrachtet. Die Ziele des aktuellen Erneuerbaren Ausbaugesetzes [5], die für das Jahr 2030 gelten, werden linear bis 2040 extrapoliert. Zur Abbildung der zeitlichen Auflösung des jeweiligen Ausbaus werden auf 15-Minuten Basis aufgelöste, energiequellen- und energieträgerspezifische Erzeugungsprofile eingesetzt.

Die Berechnungen zum zeitlich aufgelösten Ausgleich zwischen Bedarf und Aufbringung folgen dabei dem einleitend beschriebenen, exergiebasierten Ansatz. Bilanzzeitraum sind jeweils die Betrachtungsjahre 2030 und 2040, die in einstündige Zeitschritte aufgelöst werden. Zur Berechnung werden zunächst die Nutzenergiebedarfe der genannten Kategorien über Exerriefaktoren in Nutz-Exergien (Useful Exergy Demands - UED) umgerechnet [4]. Bei der nationalen erneuerbaren Aufbringung (NatGP) wird analog vorgegangen: Primärenergie wie Wind, PV oder Biomasse wird ohnedies als Exergie betrachtet. Bei ausgebauten Abwärmern kommen entsprechende

---

<sup>1</sup> Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Parkstraße 31, 8700 Leoben, Tel: +43 3842 402 5401, E-Mail: [evt@unileoben.ac.at](mailto:evt@unileoben.ac.at), Webaufttritt: <https://evt-unileoben.at/de/>

temperaturabhängige Exergiefaktoren zum Einsatz. Über die anschließende Minimierung der Exergieverluste ( $Ex_{Loss,tot}$ ) werden nun energieeffiziente Endenergie-Technologien mit Umwandlungs- und Speichertechnologien so kombiniert, dass die bilanzielle Summe der exergiebezogenen Importe (im betrachteten Fall Strom- und Gasimporte) möglichst gering sind (vgl. Gl. 1). In diesem Fall minimiert sich der Primärenergiebedarf des betrachteten Systems. [6, 7]

$$\min Ex_{Loss,tot} = Ex_{Sup,tot} - Ex_{UED,tot} = \sum_i Ex_{NatGP,i} + \left( \sum_j Ex_{Imp,j} - \sum_k Ex_{Exp,k} \right) - Ex_{UED,tot} \quad (1)$$

## Ergebnisse

In Abb. 2 werden exemplarische Ergebnisse des erklärten exergiebasierten Ansatzes gezeigt. Diese beziehen sich auf das österreichische Elektrizitätssystem 2030 und sehen einen Ausbau der Erneuerbaren gemäß dem Erneuerbaren Ausbaugesetz [5] vor. In Abb. 2 links oben (A) erkennt man die zu erwartenden saisonalen Effekte insbesondere durch Photovoltaik und Wasserkraft. Rechts oben (B) ist die endenergetische Verwendung von Elektrizität dargestellt. Durch den exergieoptimierten Zugang ergeben sich im Vergleich zu heute maßgebliche Zusatzbedarfe, insbesondere durch Elektromobilität und Wärmepumpen. Letztere verursachen naturgemäß Bedarf in den Wintermonaten, der zu Unterdeckungen mit nationalen Erneuerbaren zur Folge hat (C). Diese werden im exergieoptimierten Fall durch nationale KWK-Anlagen gedeckt. In den Sommermonaten entstehen Überdeckungen, wie für den Betrieb von Pumpspeichern, für Prozesswärmepumpen sowie, in geringfügigem Ausmaß, für den Betrieb von Elektrolyseuren verwendet werden (D). Aufgrund der Interaktion des Elektrizitätssystems mit dem Gassystem ergibt sich ein saisonaler Gasbedarf zur Versorgung der GuD-Kraftwerke (C). Darüber hinaus wird Gas in einem exergieoptimierten System insbesondere zur Versorgung von Hochtemperaturanwendungen in der Industrie sowie gewisser Mobilitätsbedarfe (Schwerverkehr) verwendet. Industrielle Abwärmen sowie Abwärmen der GuD-Kraftwerke senken den Primärenergiebedarf für Niedertemperatur-Heizungen im Winter. In Summe kann durch die Optimierung der Exergieeffizienz sowohl in der Endenergieanwendung als auch bei den Energieumwandlungs- und Speicherprozessen der Primärenergieeinsatz von rund 400 TWh/a auf ca. 240 TWh/a gesenkt werden. Trotz allem ist zukünftig mit Importen, vor allem von erneuerbaren Gasen, zu rechnen. Dazu sind robuste Importoptionen zu entwickeln.

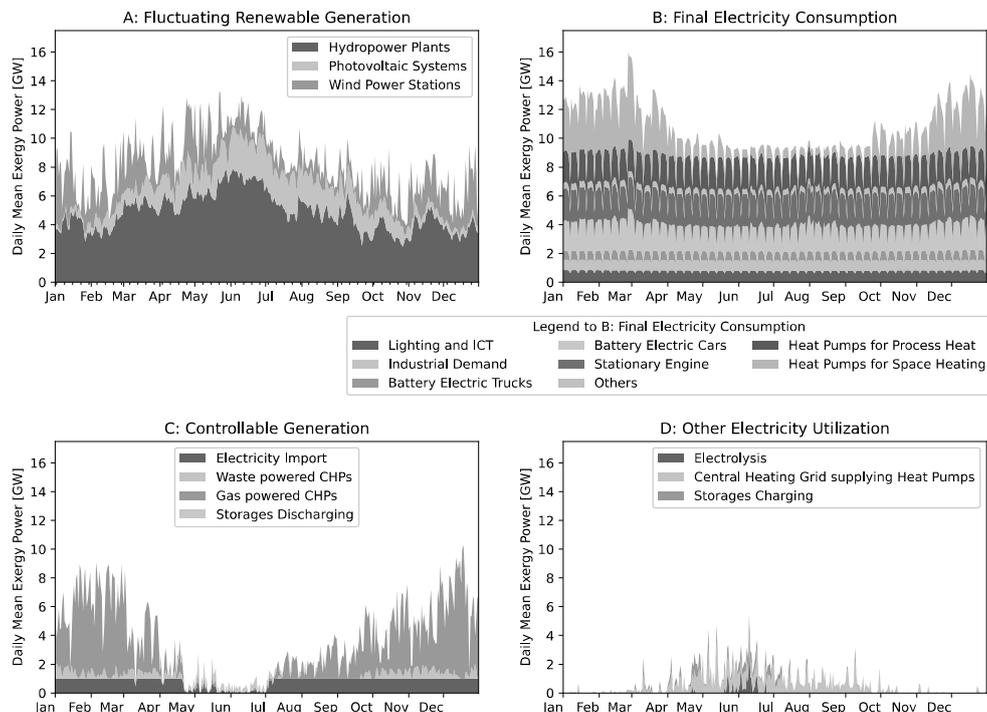


Abbildung 2: Exergieoptimiertes Elektrizitätssystem 2030. Links oben: Elektrizitätsaufbringung aus erneuerbarer Erzeugung, Rechts oben: Endenergiebedarf Elektrizität, Links unten: Aufbringung von Unterdeckungen im elektrischen Energiesystem, Rechts unten: Nutzung von Überdeckungen im elektrischen Energiesystem

## Literaturverzeichnis

- [1] BUNDESKANZLERAMT ÖSTERREICH: Aus Verantwortung für Österreich : Regierungsprogramm 2020-2024. Wien, 2020
- [2] EUROPEAN COMMISSION (Hrsg.): The European Green Deal : COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS. Brussels, 11.12.2019 (COM(2019) 640 final)
- [3] BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT, INNOVATION UND TECHNOLOGIE: Energie in Österreich : Zahlen, Daten, Fakten. Wien, 2021
- [4] SEJKORA, Christoph ; KÜHBERGER, Lisa ; RADNER, Fabian ; TRATTNER, Alexander ; KIENBERGER, Thomas: Exergy as Criteria for Efficient Energy Systems—A Spatially Resolved Comparison of the Current Exergy Consumption, the Current Useful Exergy Demand and Renewable Exergy Potential. In: *Energies* 13 (2020), Nr. 4, S. 843
- [5] BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT, INNOVATION UND TECHNOLOGIE: Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG) : Entwurf 2021-03-16. 16.03.2021
- [6] SEJKORA, Christoph ; LINDORFER, Johannes ; KÜHBERGER, Lisa ; KIENBERGER, Thomas: Interlinking the Renewable Electricity and Gas Sectors: A Techno-Economic Case Study for Austria. In: *Energies* 14 (2021), Nr. 19, S. 6289
- [7] SEJKORA, Christoph ; KÜHBERGER, Lisa ; RADNER, Fabian ; TRATTNER, Alexander ; KIENBERGER, Thomas: Exergy as criteria for efficient energy systems – Maximising energy efficiency from resource to energy service, an Austrian case study. In: *Energy* 239 (2022), S. 122173

## 1.3. ANFORDERUNGEN AN DEKARBONISIERTE ENERGIESYSTEME

### 1.3.1. Resource adequacy in carbon-neutral power systems

Sonja WOGRIN<sup>1\*</sup>, Robert GAUGL<sup>1</sup>, Thomas KLATZER<sup>1</sup>

#### Motivation

The European Union has established clear long-term goals of achieving a carbon-neutral economy by 2050 [1]. Carbon neutrality by 2050 is now also the US administration's goal [2]. In order to achieve such policy goals there will have to be a deployment of existing clean technologies, such as variable renewable energy (VRE) sources as wind and solar or energy storage systems (ESS), at an unprecedented scale. It is therefore of utmost importance to guarantee resource adequacy in carbon-neutral power systems. In this paper, we compare resource adequacy of current and future power systems by applying the open source "Low-carbon Expansion Generation Optimization" (LEGO) model [3] available on GitHub<sup>2</sup> to a stylized 9-bus network example shown in Figure 1. We analyse the concept of firm capacity in both cases. In renewables-dominated power systems, our results indicate that the competence of a firm capacity constraint to achieve the goal of long-term resource adequacy in a cost-efficient way is questionable. Our findings regarding the usefulness of a firm capacity constraint in a 100% renewable power system, open up the discussion for alternative market-based remuneration schemes that can provide sufficient incentives for efficient investment decisions towards a fully renewable electricity system.

#### Methodology

We employ the LEGO model, which is an optimization model used for cost-minimal generation and transmission expansion planning, as well as operational decisions such as the unit commitment. Inspired by [4], we have introduced a firm capacity constraint in LEGO:

$$\sum_g FCC_g \cdot P_g \cdot x_g \geq FCP \cdot D^{peak}$$

where  $g$  is the index for generators,  $FCC_g$  is the firm capacity coefficient<sup>3</sup> by technology and  $FCP$  is the percentage of firm capacity required by the system – both taken from [4],  $P_g$  is the maximum power output per generator,  $x_g$  is the discrete investment variable, and finally,  $D^{peak}$  is the hourly system peak demand. Essentially this constraint enforces that firm system capacity is at least  $FCP$  (e.g. in %) of system peak demand. The dual of this constraint yields a firm capacity price in €/MW of firm capacity, which can be interpreted as firm capacity payments.

#### Preliminary Results

In the stylized test system, this constraint requires a minimum firm capacity of 110% of hourly system peak demand; however, in the case study for the carbon-neutral power system, this amount is way less than the total capacity required to actually satisfy demand overall. In particular, in a 100% renewable system, during the night hours only battery energy storage systems (BESS) and potentially wind (if there is any) can serve demand. Therefore, a large amount of BESS capacity needs to be installed, to be

<sup>1</sup> Graz University of Technology, Institute of Electricity Economics and Energy Innovation, Inffeldgasse 18/II, A-8010 Graz  
Email: wogrin@tugraz.at, Website: iee.tugraz.at

<sup>2</sup> <https://github.com/wogrin/LEGO>

<sup>3</sup> This factor describes the percentage of the installed capacity for each technology that is considered firm. In this context, firm means the capacity available for production or transmission which can be (and in many cases must be) guaranteed to be available at a given time. These coefficients are almost 100% for dispatchable technologies, and usually much lower for intermittent VREs.

charged during the day in order to provide sustained energy through the night. The amount of BESS capacity necessary to achieve this, i.e., almost 9 GW, by far exceeds the 110% of peak demand of 4.5 GW. This result raises the question of whether a firm capacity constraint, as it is proposed in the literature, really serves its purpose in 100% VRE power systems, in which this constraint is inactive.

In fact, capacity markets, akin to the firm capacity constraint that we study here, were conceived for traditional power systems that mainly comprise dispatchable thermal generation and have limited participation of the end-consumers in the wholesale market, e.g., through active demand response programs. In this market environment, capacity payments resulting from the firm capacity constraint can be an efficient measure to compensate generation units for their capital costs, which are not recovered through the energy market, provided that the firm capacity and the contribution of each unit during stressed system conditions can be accurately estimated. Still, capacity markets have been questioned in terms of the link between the revenue received by participating units and the benefits that individual units provide to the system [5].

As opposed to dispatchable thermal generation, the stochastic nature of renewable energy production makes it difficult to perform an unbiased calculation of the firm capacity of those resources, which is typically much lower than their nominal capacity, and it depends on the energy that they can contribute to the system during stressed conditions. Estimating these contributions from, e.g., wind units, is the subject of active discussion [6]. However, this introduces a significant degree of arbitrariness in the parameters of the firm capacity constraint and often renders it redundant, as is shown in this case study, considering that it is the energy and not the capacity shortfall that drives investment decisions in a 100% VRE system. In addition, capacity mechanisms are typically accompanied by price caps in the energy market, which hinder active demand-side participation and decrease short-term wholesale market competitiveness, by removing consumer incentives to respond to price changes according to renewables' production [7]. In future research we want to explore regulatory alternatives that impose firm energy, as opposed to firm capacity, and assess their impact in carbon-neutral power systems.

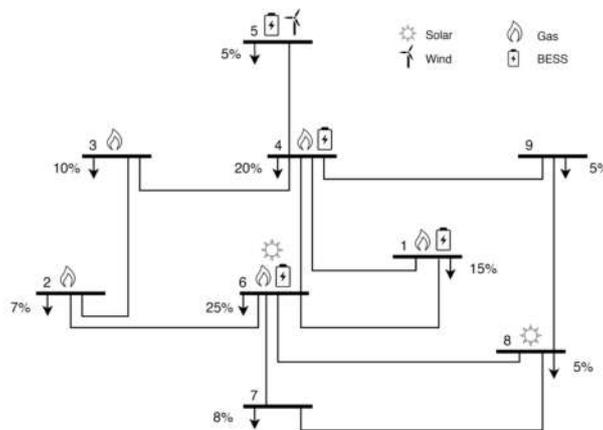


Figure 1: 9-bus stylized test system (demand indicated in %)

## References

- [1] The European Commission, Communication of the commission. A clean planet for all, The European Commission, 2018.
- [2] The Biden plan to build a modern, sustainable infrastructure and an equitable clean energy future, "https://joebiden.com/clean-energy/"
- [3] Wogrin, S., Tejada-Arango, D., Delikaraoglou, S. and Botterud, A., 2020. Assessing the impact of inertia and reactive power constraints in generation expansion planning. *Applied Energy*, 280, p.115925.
- [4] T. Gerres, J. P. C. Ávila, F. M. Martínez, M. R. Abbad, R. C. Arín, A. S. Miralles, Rethinking the electricity market design: Remuneration mechanisms to reach high res shares. results from a Spanish case study, *Energy Policy* 129, 1320–1330, 2019.
- [5] M. White, Forward capacity market (fcm) performance incentives, Tech. rep., ISO New England, 2014.
- [6] Keane, M. Milligan, C. J. Dent, B. Hasche, C. D'Annunzio, K. Dragoon, H. Holttinen, N. Samaan, L. Soder, M. O'Malley, Capacity value of wind power, *Power Systems, IEEE Transactions on* 26 (2), 564–572, 2011.
- [7] A. Botterud, H. Auer, Resource adequacy with increasing shares of wind and solar power: A comparison of European and US electricity market designs, *Economics of Energy & Environmental Policy* 9 (2) 71–100, 2020.

## **1.4. ZUKUNFT INNOVATIVER UND ERNEUERBARER ENERGIEN**

### **1.4.1. Optimierter Speicherbedarf für 100% erneuerbaren Strom**

**Wolfgang RICHTER<sup>1</sup>, Franz Georg PIKL<sup>1</sup>, Gerald ZENZ<sup>1</sup>, Kaspar VEREIDE<sup>2</sup>, Elena PUMMER<sup>2</sup>, Leif LIA<sup>2</sup>**

#### **Einleitung**

Die Stromspeicherung ist eine grundlegende Voraussetzung für die globale Umstellung auf ein erneuerbares und dekarbonisiertes Energiesystem. Mehrere Technologien konkurrieren miteinander, und der Weg zu diesem Ziel wird auf vielen verschiedenen Ebenen und zwischen verschiedenen technischen Ansätzen mit unterschiedlichen Vor- und Nachteilen vorangetrieben.

Pumpspeicherkraftwerke bieten eine ausgereifte und hocheffiziente Lösung zum Energieausgleich und zur Energiespeicherung, welche seit mehr als 110 Jahren genutzt und weiterentwickelt wird. Die Autoren zeigen, dass Pumpspeicherkraftwerke ein nachhaltiger Schlüssel für eine effiziente und nachhaltige globale Energiewende mit einem erhöhten Grad der Elektrifizierung sind.

In diesem Artikel werden Speichertechnologien verglichen und eine Fallstudie vorgestellt, wobei eine 100%-ige Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen in Deutschland erreicht wird. Dazu werden die stündlichen Produktionsdaten der erneuerbaren Energiequellen aus den Jahren 2012 bis 2019 dahingehend extrapoliert um bilanziell 100% des Bedarfs in Deutschland zu decken. Insbesondere werden Wind und Solarkraft für jedes Jahr fiktiv mit einem spezifischen Ausbaufaktor multipliziert. Der Artikel zeigt, wie eine vollständige erneuerbare Produktion durch die Integration von Pumpspeicherkraftwerken bzw. in Kombination mit großen Wasserspeichern ermöglicht wird. Ein Vergleich mit einem Power-to-Gas-to-Power Ansatz wird gezogen. Es wird darüber diskutiert den entstehenden Speicherbedarf für Deutschland mit dem Potential der umliegenden Länder mit topografisch günstigen Gegebenheiten vollständig mit Pumpspeicherkraftwerke bzw. Speicherkraftwerken als Energiespeicher zu decken, mit energetischen Vorteilen durch signifikante Effizienzgewinne für die gesamte Stromhandelsregion. Die spezifische Rolle Norwegens wird in Bezug auf seine technischen und geografischen Randbedingungen zur Unterstützung der europäischen Energiewende unterstrichen. Der Artikel hebt die Herausforderungen und Vorteile eines integrierten Systems für erneuerbare Energien hervor, indem konventionelle Pumpspeicherkraftwerke sowie optimierte Untertage-Pumpspeicherkraftwerke gebaut werden. Die Ergebnisse zeigen signifikante Vorteile von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken gegenüber Power-to-Gas-to-Power hinsichtlich der Energieeffizienz als auch des Einsatzgrades. Eine Analyse der spezifischen Investitionskosten zeigt zudem eindeutig, dass Pumpspeicherkraftwerke im Vergleich zu Li-Ionen Batterien und Power-to-Gas Anlagen mit Abstand die günstigsten spezifischen Gesamtterrichtungskosten aufweisen.

Die Publikation orientiert sich an einem englischen Artikel der Autoren von 2020 [1], welcher durch aktuelle Daten und Darstellungen ergänzt wird.

#### **Methodik**

Die Erzeugungsdaten aus Deutschland der Jahre 2012 bis 2020 [2] werden durch Multiplikatoren der Erneuerbaren Erzeugung extrapoliert um theoretisch 100% des Verbrauchs für diese Jahre rein mit erneuerbarer Stromerzeugung decken zu können. Daraus kann abgeleitet werden wieviel Zubau von

---

<sup>1</sup> Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft, Stremayrgasse 10/II, Tel.: +43 316 873 – 8360, Faxnummer, hydro@tugraz.at

<sup>2</sup> Norwegian University of Science and Technology Dep. of Civil and Environmental Engineering S.P. Andersens veg 5, 7491 Trondheim, Norway, kontakt@ibm.ntnu.no

Wind- und Sonnenkraft notwendig ist, sowie die notwendigen idealen Speichermengen bzw. Ausgleichsleistung um dies zu gewährleisten. Annahme ist ein ideales Netz.

### Ergebnisse

Aus der Extrapolation einer idealen Erzeugung lässt sich ein idealer Speicherbedarf und Bedarf von Ausgleichsleistung für Deutschland für eine Deckung des Stromverbrauchs durch 100% Erneuerbare ermitteln. Es zeigt sich auch, dass durch eine geschickte Aufteilung des Ausbaus von Wind- und Sonnenkraftwerken ein saisonal komplementärer Effekt erzielen lässt der zudem die Speichermenge verringert. Die Ausbaufaktoren variieren allerdings je nach betrachtetem Jahr. Es zeigt sich, dass durch einen steigenden Ausbau die Speichermenge tendenziell abnimmt. Dies lässt zudem auf andere Lerneffekte der laufenden Energiewende schließen.

Die Extrapolationen zeigen, dass sich aufgrund hoher Windlasten eine Asymmetrie von Einspeicher- und Ausspeicherleistung ergibt, was eine geschickte Aufteilung des Ausbaus von Wind- und Sonnenkraft erfordert. In den Analysen wird das Jahr 2019 im Detail herausgegriffen und ein Vergleich der Speichertechnologien; (i) Pumpspeicher, (ii) kombinierter Speicherung durch Wasserkraft in Norwegen und Pumpspeicher, sowie (iii) Power to Gas to Power (PtGtP) verglichen. Durch die Speicherverluste ergibt sich zudem der Bedarf eines „Überausbaus“ der Leistung um dies zu kompensieren. Pumpspeicher und Wasserkraftspeicher weisen eine hohe Effizienz auf, besonders durch eine zusätzliche indirekte Speicherung in großen Norwegischen Wasserspeichern kann der Asymmetrie zwischen Ein- und Ausspeichern effizient Rechnung getragen werden. Aufgrund der Rückkopplungseffekte ineffizienter Speicher wie PtGtP bewirkt dies nicht nur höhere Verluste, sondern bedingt auch einen höheren notwendigen Ausbaugrad. Insbesondere die Doppelnutzung von Pumpturbinen für Ein- und Ausspeichern zeigt einen Vorteil der effektiven Einsatzzeiten von Wasserspeichern gegenüber PtGtP (Abbildung 1).

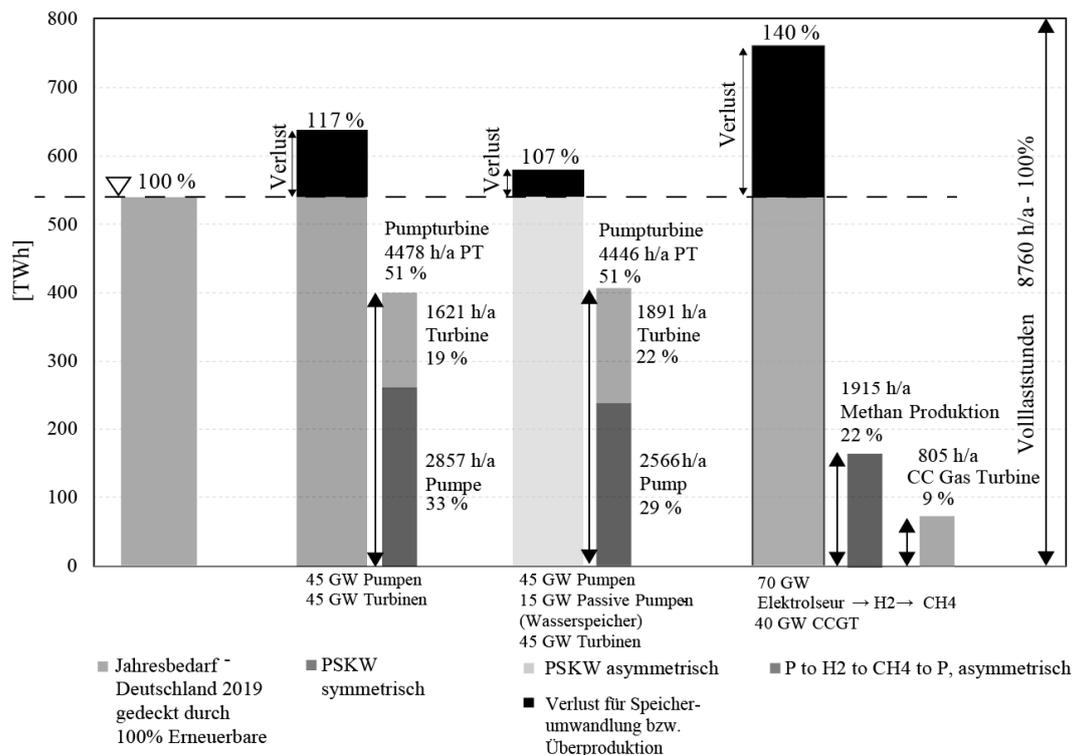


Abbildung 1: Speichervergleich, Basisjahr 2019, extrapoliert für 100% erneuerbaren Strom in Deutschland [1]

### Referenzen

- [1] W. Richter, F. Piki, G. Zenz, K. Vereide, E. Pummer und L. Lia, „Economic and Sustainable Energy Transition Enabled by Pumped-Storage Hydropower Plants,“ in *Proceedings of Hydro Conference - Strasbourg - online*, 2020.
- [2] Agora Energiewende 2020

## 1.4.2. Aktuelle Entwicklungen und Beispiele der Wasserstofftechnologien

Alexander TRATTNER<sup>1,2</sup>

### Kurzfassung

Der Beitrag skizziert einen zweifachen Paradigmenwechsel unseres Energiesystems: Grüne Energierevolution bedeutet den vollständigen Wechsel von fossilen zu grünen Primärenergieträgern wie Sonne, Wind, Wasser, Umweltwärme und Biomasse; Grüne Wasserstoffgesellschaft bedeutet den Wechsel von fossiler Endenergie zu grünem Strom und grünem Wasserstoff in allen Bereichen von Mobilität, Industrie, Haushalt und Dienstleistungen. Grüner Wasserstoff als kohlenstofffreier Energieträger ermöglicht dabei einen stofflich geschlossenen und durchgehend emissionsfreien Kreislauf. Erneuerbare Energien bieten eine grüne Zukunft, in der elektrochemische Maschinen wie Elektrolyseure, Batterien und Brennstoffzellen mit hohen Wirkungsgraden und ohne Emissionen weitgehenden Einsatz erfahren. Aktuelle Entwicklungen und Beispiele der Wasserstofftechnologien entlang der Wertschöpfungskette von Erzeugung bis zur finalen Nutzung zeigen die Möglichkeiten auf, siehe [1].

Voraussetzung für die Energiewende ist der konsequente und großtechnische Ausbau der erneuerbaren Energieträger Sonne, Wind und Wasser. Die dazu erforderlichen Technologien sind global verfügbar und technisch ausgereift, Wasserkraftwerke, Windturbinen und Photovoltaik liefern Strom, thermische Solarkraftwerke auch Wärme. Da die elektrische Energie aus diesen erneuerbaren Quellen fluktuierend anfällt und sich nicht nach der Nachfrage richtet, ist eine Energiespeicherung in großem Maßstab erforderlich. Die Nutzung von Wasserstoff als langfristiger Energiespeicher bietet die unbedingt erforderliche Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Elektrolyseure zerlegen mit Strom betriebenen Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff. Dies ermöglicht die Integration von erneuerbaren Energien, ohne Abschaltung von Anlagen, in das Energiesystem. Erste dieser Power-to-Gas oder Power-to-Hydrogen Anlagen sind erfolgreich im Betrieb, einige alkalische Bauarten bereits seit Jahrzehnten.

Nach der Herstellung ist Wasserstoff praktisch unbegrenzt speicherbar, in Behältern, in unterirdischen Speichern oder ins Gasnetz eingespeist. Die Verteilung von Wasserstoff erfolgt gasförmig verdichtet bei rund 300 bar in Druckbehältern, gasförmig in Pipelines, flüssig tiefkalt bei Temperaturen unter  $-253\text{ °C}$  in Kryobehältern und in chemischen oder physikalischen Verbindungen. Vor allem die Verteilung über Pipelines gilt als energieeffizient und kostengünstig. Wasserstoff ermöglicht damit eine internationale Energieverteilung und verbindet Regionen, in denen erneuerbare Energien reichlich vorhanden sind, mit solchen, die Energieimporte benötigen.

Im Energiesektor kann Wasserstoff in Kraftwerken bedarfsgerecht in Strom und Wärme gewandelt werden und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit (Black-Out Vorsorge) dienen. In Haushalten können de-zentrale Lösungen die großen Verteilnetze entlasten und mit der Kombination von erneuerbarer Stromerzeugung, Elektrolyse, Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle die Energieversorgung bei höchsten Nutzungsgraden bereitstellen.

In der Industrie ist Wasserstoff bereits seit Jahrzehnten vorrangig als Ausgangsstoff im Einsatz (Petrochemie, Düngemittelherstellung). Dieser meist fossil-hergestellte Wasserstoff ist durch erneuerbare Versorgung zu ersetzen. Darüber hinaus bietet Wasserstoff viele Möglichkeiten fossil-basierte Prozesse in der Chemie- und Stahlindustrie umzustellen, wie etwa die Reduktion von Roheisen. Wasserstoff kann beispielhaft auch in der energie-intensiven Glasindustrie und bei der Erzeugung von Prozessdampf mit hohen Temperaturniveaus eine wesentliche Rolle spielen.

<sup>1</sup> HyCentA Research GmbH, [trattner@hycenta.at](mailto:trattner@hycenta.at), [www.hycenta.at](http://www.hycenta.at)

<sup>2</sup> Institut für Thermodynamik und nachhaltige Antriebe, Technische Universität Graz, [trattner@tugraz.at](mailto:trattner@tugraz.at), [www.ivt.tugraz.at](http://www.ivt.tugraz.at)

In der Mobilität bietet die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie durch die Trennung von Energiespeicher und Energiewandler hohe Energiedichten und damit große Reichweiten von elektrischen Fahrzeugen. Die Betankung erfolgt durch Überströmen bei ähnlichen Dauern wie herkömmliche Fahrzeuge. Über den gesamten Lebenszyklus betrachtet weist die Brennstoffzellentechnologie viele Vorteile hinsichtlich Ressourceneinsatz und Treibhausgasausstoß auf. Diese Antriebssysteme werden als die "Langstrecken-" und "Allzweck"-Alternative zu existierenden, rein batterieelektrischen Antriebssystemen angesehen. Gut geeignet ist die Technologie für schwere PKW, LKW, Busse und Züge, aber auch für Schiffe und Flugzeuge.

In der Gesellschaft ist der praktische Einsatz von Wasserstoff meist unbekannt, wodurch oftmals Sicherheitsfragen aufgeworfen werden. Der zunehmende Einsatz von Wasserstoff im täglichen Leben (Haushalte etc.) ist im Vergleich zu anderen Technologien nicht gefährlicher, die Risiken erscheinen auf zumutbarem Niveau und können ohne besonders aufwendige Maßnahmen bewältigt werden. In der Industrie ist der sichere Umgang mit Wasserstoff seit Jahrzehnten bestens bekannt.

Die Umsetzung der Wasserstoffgesellschaft in Österreich ist technisch und wirtschaftlich möglich, bei entsprechendem Willen von Politik und Wirtschaft und bei Einbeziehung der Bevölkerung kann diese Vision in den nächsten Jahrzehnten umgesetzt werden. Neben der Emissionsfreiheit des Energiesystems erreichen wir dadurch als zusätzliche Vorteile mehr inländische und lokale Wertschöpfung, Versorgungssicherheit, Verringerung der Importunabhängigkeit und internationale Knowhow-Führerschaft.

## Referenzen

- [1] Klell, M., Eichseder, H., Trattner, A.: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik - Erzeugung, Speicherung, Anwendung, 4. Auflage, ATZ/MTZ-Fachbuch, Springer Verlag, ISBN 978-3-658-20446-4, <https://doi.org/10.1007/978-3-658-20447-1>, 2018.

## **2 ENERGIEMÄRKTE UND MODELLIERUNG**

### **2.1. KLIMANEUTRALITÄT UND CO<sub>2</sub>-BEPREISUNG**

#### **2.1.1. CO<sub>2</sub>-Bepreisung in den Sektoren Verkehr und Wärme: Optionen für eine sozial ausgewogene Ausgestaltung**

**Manuel FRONDEL<sup>1</sup>**

##### **Einleitung**

Im Jahr 2021 wurde in Deutschland zur Verteuerung fossiler Kraft- und Brennstoffe zum Zwecke des Klimaschutzes die sogenannte CO<sub>2</sub>-Bepreisung eingeführt. In den Sektoren Verkehr und Wärme soll dazu ein nationales Emissionshandelssystem etabliert werden; vorübergehend wurde allerdings de facto eine CO<sub>2</sub>-Steuer eingeführt, indem die CO<sub>2</sub>-Preise für die Jahre 2021 bis 2015 gesetzlich fixiert wurden. Sie steigen sukzessive an, beginnend mit 25 Euro je Tonne. Dies bringt höhere Kostenbelastungen für die Verbraucher mit sich. Um dennoch eine breite Akzeptanz für dieses nationale Klimaschutzinstrument zu gewinnen, wäre ein vielversprechender Ansatz, die daraus resultierenden Einnahmen wieder vollständig an die Verbraucher zurückzugeben.

##### **Beitrag**

Vor diesem Hintergrund diskutiert dieser Beitrag drei Alternativen zur Rückverteilung der zusätzlichen staatlichen Einnahmen: a) eine pauschale Pro-Kopf-Rückerstattung für private Haushalte, b) die Senkung der Stromkosten durch die Senkung der Stromsteuer und c) gezielte Zuschüsse für besonders betroffene Verbraucher, etwa in Form einer Erhöhung des Wohngelds.

Zur empirischen Analyse der Auswirkungen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung werden drei verschiedene CO<sub>2</sub>-Preisniveaus unterstellt: Ein CO<sub>2</sub>-Preis von 25 Euro je Tonne, der für das Jahr 2021 festgesetzt wurde, ein mittlerer Preis von 45 Euro, der im Jahr 2024 gelten soll, und ein Preis von 65 Euro je Tonne, der im Jahr 2026 die Obergrenze für die dann erstmals versteigerten CO<sub>2</sub>-Zertifikate im neu eingeführten nationalen Emissionshandelssystem für die Sektoren Verkehr und Wärme bilden soll. Für die drei Preisniveaus 25, 45 und 65 Euro werden die damit erzielbaren Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf Basis einer empirischen Partialanalyse abgeschätzt. Dazu werden die mit den CO<sub>2</sub>-Preisanstiegen voraussichtlich ausgelösten Verhaltensreaktionen berücksichtigt. Diese Reaktionen werden mit Hilfe von Preiselastizitäten geschätzt, die der Literatur entnommen werden bzw. selbst geschätzt wurden (z. B. Frondel, Vance 2014, 2018). Mit Hilfe dieser Preiselastizitäten wird zudem berechnet, welche CO<sub>2</sub>-Einspareffekte die drei Preisniveaus von 25, 45 und 65 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> zur Folge haben können.

Die Verteuerung von Energie infolge der CO<sub>2</sub>-Bepreisung erhöht die Kostenbelastung der Verbraucher. Davon besonders betroffen sind einkommensschwache Haushalte, da sie einen weitaus größeren Teil ihres Einkommens für die Deckung ihres Energiebedarfs aufzuwenden haben als Haushalte mit hohem Einkommen. Mögliche Extremfälle an zusätzlichen Kostenbelastungen werden in diesem Beitrag anhand von drei armutsgefährdeten Haushaltstypen empirisch illustriert:

- armutsgefährdete alleinstehende Rentner, die keine staatlichen Hilfen in Anspruch nehmen bzw. erhalten,
- Arbeitslosengeld II beziehende Ein-Personen-Haushalte sowie
- armutsgefährdete Drei-Personen-Haushalte.

##### **Daten**

Auf Basis empirischer Daten zum Energieverbrauch privater Haushalte des beim Forschungsdatenzentrum Ruhr am RWI verfügbaren German Residential Energy Consumption Surveys (GRECS,

---

<sup>1</sup> Manuel Frondel, RWI — Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Hohenzollernstr. 1-3 45128 Essen, 0049 291 8149204, frondel@rwi-essen.de, www.rwi-essen.de/frondel

siehe [www.rwi-essen.de/haushaltsenergieverbrauch](http://www.rwi-essen.de/haushaltsenergieverbrauch)) wird für diese drei Typen armutsgefährdeter Haushalte exemplarisch abgeschätzt, wie sich ihre Kosten für die Wärmeerzeugung und ihre Pkw-Fahrleistung erhöhen. Zur Abschätzung der Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung sowie der Emissionseinsparungen in den Sektoren Verkehr und Wärme (Gebäude) wird auf die von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) für die jeweiligen Sektoren publizierten Daten zum Verbrauch fossiler Brenn- und Kraftstoffe zurückgegriffen.

## Ergebnisse

Nach den hier vorgenommenen Abschätzungen würden durch eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 25, 45 und 65 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> staatliche Einnahmen von rund 7,7, 13,6 bzw. 19,2 Mrd. Euro erzielt werden können. Die bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 25 Euro erzielbaren Steuereinnahmen von rund 7,7 Mrd. Euro übertreffen die derzeitigen Stromsteuereinnahmen von knapp 7 Mrd. Euro deutlich und würden mehr als ausreichen, um die Stromsteuer auf die EU-weit gültigen Mindestsätze reduzieren zu können. Dies erscheint aus mehreren Gründen angebracht, insbesondere weil die Lenkungswirkung der Stromsteuer durch die wachsenden Anteile grünen Stroms zunehmend geschwächt wird und weil bei einer Koexistenz von Stromsteuer und Emissionshandel die Stromsteuer aus klimapolitischer Sicht weitgehend redundant ist.

Am treffsichersten im Hinblick auf die Entlastung bedürftiger Haushalte wäre die Erhöhung des Wohngeldes. Mit den restlichen Mitteln könnte die zunehmend obsolet werdende Stromsteuer reduziert werden: Wenngleich es gute Gründe sowohl für eine Pro-Kopf-Rückerstattung als auch für eine Stromsteuersenkung gibt, hat eine Stromsteuersenkung mehrere Vorteile gegenüber einer Pro-Kopfpauschale, insbesondere im Hinblick auf die Sektorkopplung und die Transaktionskosten des Rückverteilungsaufwands, welche bei einer Stromsteuersenkung vernachlässigbar wären.

## Schlussfolgerungen

Vor ihrer Einführung hat die Politik versprochen, die Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung gänzlich an die Gesellschaft zurückzugeben. Bedauerlicherweise ist dazu jedoch kein umfassend angelegter Rückverteilungsmechanismus vorgesehen. Vielmehr werden die Mittel aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung für ein Sammelsurium an Einzelmaßnahmen ausgegeben, etwa für die Förderung der energetischen Modernisierung von Gebäuden oder die Erhöhung der Prämie für Elektroautos von 6000 auf 9000 Euro. Solche Maßnahmen kommen tendenziell eher wohlhabenderen Haushalten zugute und sind deshalb aus verteilungspolitischer Sicht fragwürdig. Um eine breite Akzeptanz für die CO<sub>2</sub>-Bepreisung zu gewinnen, sollte die Politik einen groß angelegten Ausgleichsmechanismus etablieren, mit dem sowohl Bürger als auch Unternehmen in deutlichem Maße entlastet werden. Dazu wurde im Koalitionsvertrag der designierten neuen Regierung die Abschaffung der EEG-Umlage bis zum Jahr 2023 festgelegt. Statt erneuerbare Energien wie bislang mit der EEG-Umlage zu fördern, soll diese Förderung künftig mithilfe der Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung erfolgen. Dies wäre ein wichtiger Schritt in Richtung Entlastung der Verbraucher, nicht zuletzt der einkommensschwachen Haushalte. Die Senkung der weitgehend obsoleten Stromsteuer auf den jeweiligen EU-Mindestsatz, und damit deren faktische Abschaffung, wäre hierzu eine weitere gute Option, ebenso wie die Finanzierung weiterer Umlagen und Abgaben auf den Strompreis aus den CO<sub>2</sub>-Preiseinnahmen, etwa der Umlage zur Förderung der Kraftwärmekopplung. Bleibt bei höheren CO<sub>2</sub>-Preisen nach Umsetzung dieser Maßnahmen noch Geld übrig, könnte schließlich über Pro-Kopf-Rücktransfers nachgedacht werden.

## Referenzen

- [1] Frondel, M. und C. Vance (2018), Drivers' Response to Fuel Taxes and Efficiency Standards: Evidence from Germany. *Transportation* 45(3): 989-1001.
- [2] Frondel, M. und C. Vance (2014), More Pain at the Diesel Pump? An Econometric Comparison of Diesel and Petrol Price Elasticities. *Journal of Transport Economics and Policy* 48(3): 449-463.

## 2.1.2. Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 mittels CO<sub>2</sub>-Bepreisung in den Sektoren Verkehr und Gebäude

Alexander BURKHARDT<sup>1\*</sup>, Markus BLESL<sup>2</sup>

### Motivation und Ziel

Mit dem Klimaschutzgesetz der Bundesregierung hat Deutschland das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 gesetzlich verankert. Hierzu sind tiefgreifende Transformationen in allen Sektoren notwendig. Es liegen bereits einige Studien vor, die mehrere mögliche, kostenoptimale Pfade zur Erreichung dieser Ziele skizzieren. [1] [2] Allerdings existieren bisher nur wenige Studien dazu, mit welchen Instrumenten die politisch gesteckten Ziele erreicht werden können. Eines der Instrumente, das derzeit im Fokus vieler Diskussionen steht, ist die CO<sub>2</sub>-Bepreisung. Europaweit gibt es einen solchen CO<sub>2</sub>-Preis bereits für einige Sektoren in Form des Europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS). Darüber hinaus existieren in einigen Ländern nationale CO<sub>2</sub>-Preise, die für einzelne Sektoren gelten.

So hat Deutschland seit 2021 einen CO<sub>2</sub>-Preis für die Sektoren Gebäude und Wärme eingeführt. Allerdings liegt das Preisniveau dort zu Beginn nur bei 25€/tCO<sub>2</sub> und steigt bis 2025 auf 55 €/tCO<sub>2</sub>. Für das Jahr 2026 soll sich der Preis in einem Korridor von 55 bis 65 €/tCO<sub>2</sub> frei am Markt bilden. Darüber hinaus existieren keine weiteren Festlegungen. [3] Auch andere europäische Länder haben nationale CO<sub>2</sub>-Preise eingeführt, unter anderem Schweden, Frankreich und die Schweiz. [4] Die CO<sub>2</sub>-Bepreisung wird als ein wichtiges Instrument angesehen, um Gebäude und Verkehr zu defossilisieren. Allerdings ist unklar, ob ein sehr hoher CO<sub>2</sub>-Preis als zentrales Instrument angesetzt wird, womit weniger andere Instrumente notwendig wären, oder ob die CO<sub>2</sub>-Bepreisung nur ein Instrument von vielen ist. [5]

### Methodik

Ausgehend von einem Referenzszenario, dass für Deutschland Klimaneutralität bis 2045 als Ziel vorgibt, wird untersucht, wie hoch die CO<sub>2</sub>-Preise in den Sektoren Gebäude und Verkehr sein müssten, wenn die CO<sub>2</sub>-Bepreisung als einziges Instrument eingesetzt werden würde, um Treibhausgasemissionsminderungen anzureizen. Diese Betrachtung bildet eine gute Diskussionsgrundlage, um über die Ausgestaltung eines ausdifferenzierten Instrumentenmix in den beiden Sektoren nachzudenken.

Hierfür wird das Energiesystemmodell TIMES PanEU verwendet. TIMES PanEU ist ein Energiesystemmodell, das 30 Regionen (EU und Norwegen, Schweiz und Vereinigtes Königreich) beinhaltet und dabei alle Sektoren abbildet. Es ist ein vollständiger Wettbewerb zwischen den Technologien unterstellt, und die Zielfunktion bedingt die Minimierung der Gesamtsystemkosten. [6]

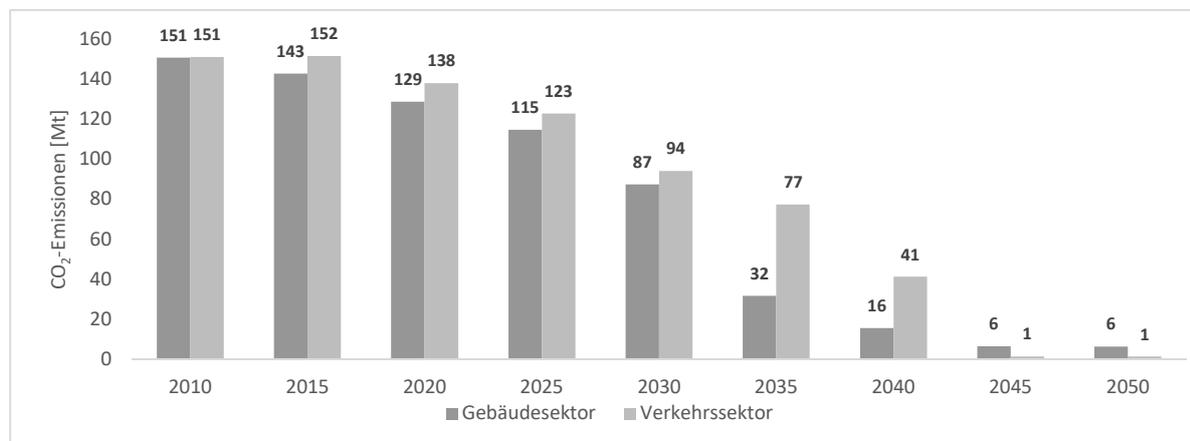


Abbildung 1: CO<sub>2</sub>-Emissionen im Referenzszenario

<sup>1</sup> Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Heßbrühlstraße 49A, 70565 Stuttgart, Tel: +49 711 685-87500, alexander.burkhardt@ier.uni-stuttgart.de, <https://www.ier.uni-stuttgart.de/>

<sup>2</sup> Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Heßbrühlstraße 49A, 70565 Stuttgart, Tel: +49 711 685-87865, markus.blesl@ier.uni-stuttgart.de, <https://www.ier.uni-stuttgart.de/>

Abbildung 1 zeigt, dass zum Erreichen der Klimaneutralität 2045 bereits eine sehr starke Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahre 2040 notwendig ist. Der Großteil der Emissionsminderung erfolgt in der Dekade von 2030 bis 2040, da zuvor teils noch Bestandstechnologien existieren und CO<sub>2</sub>-Preise erst noch ansteigen. Damit kommen insbesondere den CO<sub>2</sub>-Preisen ab 2025 eine hohe Bedeutung zu.

In einem iterativen Prozess sollen CO<sub>2</sub>-Preispfade identifiziert werden, die zu dem Ziel der Klimaneutralität bis 2045 führen. Gleichzeitig sollen auch die kumulativen Emissionen betrachtet werden, um so eine Verschiebung der Emissionen zu Lasten der Zukunft zu unterbinden.

Es soll untersucht werden, inwiefern ein früh ansteigender CO<sub>2</sub>-Preis die Verdrängung fossiler Brennstoffe beschleunigen kann. Außerdem soll die monetäre Belastung von Haushalten durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung ermittelt werden. Hier soll insbesondere analysiert werden, wie sich die zusätzliche Belastung zeitlich verteilt.

## Ergebnisse

Robust über alle Preispfade hinweg zeigen sich einige klare Tendenzen. Bei niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisen und in Ermangelung von anderen politischen Instrumenten dominiert fossiles Erdgas den Energieverbrauch im Haushaltssektor, während Ölheizungen in jedem Fall größtenteils verdrängt werden.

Im Verkehrssektor zeigt sich, dass der Güterverkehr deutlich träger auf eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung reagiert, als der Personenverkehr. Elektroautos setzen sich, auch durch die zu erwartende Kostendegression und die derzeit stark steigenden Produktionsmengen, schon bei relativ niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisen gegenüber anderen Technologien durch. Für LWKs hingegen sind deutlich höhere CO<sub>2</sub>-Preise nötig, um die vollständige Defossilisierung anzuregen.

Außerdem zeigen die Modellergebnisse, dass durch schon bis zum Jahr 2025 beziehungsweise 2030 stark steigende Preise nur geringe zusätzliche Emissionsminderungen erzielt werden können. Dies liegt an bereits zuvor getätigten Investitionen, die auch durch frühe und hohe CO<sub>2</sub>-Preise nur schwer vor Ende der Lebenszeit aus dem Modell gedrängt werden können. Für solche Preispfade steigt die Belastung, gemessen in der Summe der gezahlten CO<sub>2</sub>-Preise, insgesamt, aber auch in den ersten Modellperioden, überproportional stark an.

Die Modellergebnisse deuten darauf hin, dass vor allem ein kontinuierlich stark steigender CO<sub>2</sub>-Preis dazu geeignet ist, die gewünschte Wirkung, nämlich ein kostenoptimaler Transformationspfad hin zur Klimaneutralität, zu erreichen, als ein sprunghaft ansteigender Preispfad.

## Referenzen

- [1] Kopernikus-Projekt Ariadne , „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045,“ Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam, 2021.
- [2] „Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann,“ Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, Berlin, 2021.
- [3] S. Braungardt, V. Bürger und B. Köhler, „Carbon Pricing and Complementary Policies—Consistency of the Policy Mix for Decarbonizing Buildings in Germany,“ *Energies*, Nr. 14, p. 7143, 2021.
- [4] M. Thöne, M. Gierking, L. Pickert, H. Kreuter und H. Decker, „CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Gebäudesektor und notwendige Zusatzinstrumente,“ EWI, FIFO, Köln, September 2019.
- [5] J. Berneiser, A. Burkhardt, R. Henger, B. Köhler, R. Meyer, S. Sommer, Y. Yilmaz, C. Kost und S. Herkel, „Maßnahmen und Instrumente für eine ambitionierte, klimafreundliche und sozialverträgliche Wärmewende im Gebäudesektor,“ Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam, 2021.
- [6] M. Blesl, „Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas : eine Energiesystem- und Technikanalyse,“ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 2014.

## 2.1.3. Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität: Eine kostenoptimale Strategie für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung

Thomas SCHÖB<sup>1\*</sup>, Peter MARKEWITZ<sup>1</sup>, Leander KOTZUR<sup>1</sup>, Detlef STOLTEN<sup>1,2</sup>

### Inhalt

Deutschland verpflichtet sich mit dem im Jahr 2021 angepassten Bundes-Klimaschutzgesetz [1] bis zum Jahr 2045 treibhausgasneutral zu werden. Aufgrund der verschärften Reduktionsziele und der Verkürzung des Transformationszeitraums gegenüber bisherigen Regelungen stellt dies eine ambitionierte Herausforderung dar. Diese modellgestützte Analyse zeigt eine kostenoptimale Strategie auf, wie Deutschland seine Klimaschutzziele erreichen kann und welche Umstrukturierungen in allen Sektoren des Energiesystems dafür notwendig sind.

### Methodik

Die Analyse kostenoptimaler Emissionsminderungsstrategien bis hin zur Treibhausgasneutralität erfolgt mit der Modellfamilie ETHOS (Energy Transformation Pathway Optimization Suite), welche am Institut für techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3) des Forschungszentrum Jülichs entwickelt wurde und eine Sammlung von Modellen darstellt, mit denen Energiesysteme in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung abgebildet werden können [2]. Mittelpunkt dieser Analyse ist das Optimierungsmodell FINE-NESTOR [3], welches das deutsche Energiesystem abbildet. Dieses integrierte Energiesystemmodell bildet die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude und Verkehr detailliert stündlich aufgelöst durch ein Netzwerk aus Energiequellen, Transformationsprozessen, Speichern und Energienachfragen ab [4]. Die zentralen Randbedingungen für die Analyse sind die übergeordneten Treibhausgasreduktionsziele aus dem Klimaschutzgesetz.

### Ergebnisse

Diese Analyse zeigt, dass für das Erreichen der Treibhausgasneutralität bis 2045 tiefgreifende Transformationen in allen Sektoren der deutschen Energieversorgung notwendig sind.

#### *Primärenergieverbrauch*

Die Modellergebnisse zeigen, dass der Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 noch zu 85% durch den Einsatz fossil basierter Energieträger dominiert wird. Bis zum Jahr 2045 findet dann eine sukzessive Defossilisierung der deutschen Energieversorgung statt, wobei der Primärenergieverbrauch gleichzeitig um etwa 39% sinkt. Weiterhin zeigen die Analysen, dass die Bedeutung von Energieimporten in einer treibhausgasneutralen Energieversorgung abnimmt. Die Importquote von heute über 74% [5] verringert sich bis zum Jahr 2045 auf ca. 22% bei einem deutlich verringerten Primärenergieverbrauch von ca. 2164 TWh. Wesentliche Importenergieträger sind Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe, die im Jahr 2045 einen Anteil von ca. 80% ausmachen. Der Großteil des Wasserstoffbedarfs in Höhe von ca. 412 TWh entfällt dabei auf den Industriesektor (ca. 267 TWh) und den Verkehrssektor (ca. 117 TWh), wobei hier vor allem die Nachfrage durch den Lkw-Transport überwiegt.

#### *Stromverbrauch*

Der Stromverbrauch steigt im zeitlichen Verlauf bis zum Jahr 2045 aufgrund der Substitution fossiler Energieträger in allen Sektoren auf etwa 1216 TWh an, was mehr als dem Doppelten des heutigen Stromverbrauchs entspricht (vgl. Abbildung 1). Wesentlicher Treiber für diesen Anstieg ist der zusätzliche Strombedarf für PtX-Anwendungen. Im Jahr 2045 entfällt ein Viertel des gesamten

<sup>1</sup> Institut für Energie- und Klimaforschung: Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3), Forschungszentrum Jülich GmbH, D-52425 Jülich, +49 171 4979702, t.schoeb@fz-juelich.de, [https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/Home/home\\_node.html](https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/Home/home_node.html)

<sup>2</sup> Lehrstuhl für Brennstoffzellen, RWTH Aachen University c/o Institut für Energie- und Klimaforschung: Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3), Forschungszentrum Jülich GmbH, D-52425 Jülich

Stromverbrauchs auf die Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff, wodurch 53% des Wasserstoffbedarfs durch inländische Produktion gedeckt wird.

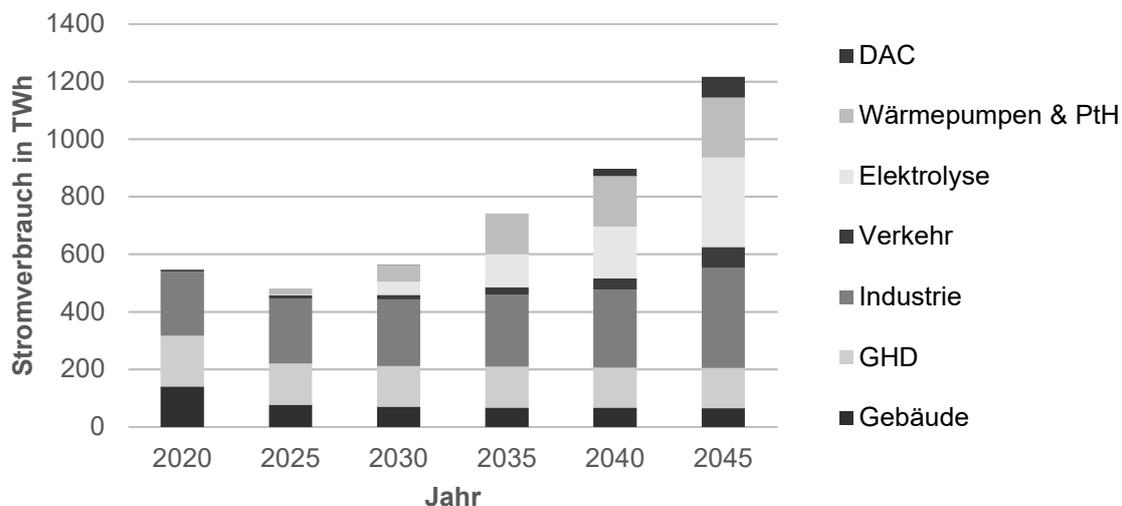


Abbildung 1: Stromverbrauch Deutschlands vom Jahr 2020 bis zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2045

Weitere Ursachen für den steigenden Stromverbrauch sind der Betrieb von Wärmepumpen und industriellen Power to Heat (PtH) Anwendungen, die ca. 208 TWh Strom benötigen. Außerdem steigt durch den zunehmenden Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen der Stromverbrauch im Verkehrssektor auf etwa 73 TWh an. Ebenso erfordert der Einsatz von Direct Air Capture Anlagen (DAC), die zur Kompensation, der im Jahr 2045 noch verbleibenden Restemissionen benötigt werden, einen signifikanten Stromeinsatz (ca. 74 TWh). Demgegenüber stehen besonders zu Beginn der Transformationsphase erhebliche Stromeinsparmaßnahmen, vor allem in den Sektoren Gebäude sowie GHD, die einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs bis zum Jahr 2030 entgegenwirken.

### Stromerzeugung

Um den steigenden Stromverbrauch zu decken, ist ein starker Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen notwendig. Im Jahr 2045 beträgt die installierte Onshore-Windkraftleistung ca. 213 GW, die installierte Kapazität von Offshore-Windkraftanlagen erreicht ca. 72 GW. Zusammen erzeugt die Windenergie 55% der produzierten Strommenge im Jahr 2045. Dachflächen- und Freiflächenphotovoltaik tragen mit 37% zur Stromerzeugung bei, wofür ca. 450 GW installierte PV-Kapazitäten benötigt werden. Zum Ausgleich der Schwankungen der Erneuerbaren Stromerzeugung kommen ca. 105 GW regelbare Kraftwerke zum Einsatz, die mit Biomethan, Biomasse oder Wasserstoff betrieben werden. Zudem werden ca. 562 GWh an kurz- und mittelfristiger Speicherkapazität (Pump-, Batterie- und Druckluftspeicher) und ca. 35,4 TWh an langfristiger Speicherkapazität in Form von Wasserstoffkavernenspeichern benötigt, um Dunkelflauten zu überbrücken.

### Referenzen

- [1] Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S.2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist.
- [2] D. Stolten, P. Markewitz, T. Schöb, F. Kullmann et al., „Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045,“ (Kurzfassung) Forschungszentrum Jülich GmbH, 2021.
- [3] P. Lopion, P. Markewitz, D. Stolten und M. Robinius, „Cost Uncertainties in Energy System Optimization Models: A Quadratic Programming Approach for Avoiding Penny Switching Effects,“ *Energies*, vol. 12, no. 20, p. 4006, Okt. 2019.
- [4] M. Robinius, P. Markewitz, P. Lopion et al., „Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050,“ *Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt*, Band 499, 2020.
- [5] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), „Bilanz 2019,“ <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2016.htmlx> (Aufgerufen 25. November, 2021)

## 2.1.4. Quantifizierung der Auswirkungen der Digitalisierung auf Energieverbrauch und Klima in Österreich

Michael ROHRER<sup>1</sup>, Lukas EGGLE<sup>2</sup>, Martin BAUMANN<sup>3</sup>, Andreas INDINGER<sup>4</sup>, Günter PAURITSCH<sup>5</sup>

### Hintergrund

In der 3. Ausschreibung des Programms „Energy Transition 2050“ wurde vom Klima- und Energiefonds (KLIEN) eine F&E-Dienstleistung zum Thema „Die Auswirkungen der Digitalisierung auf Energieverbrauch und Klima in Österreich“ finanziert [1]. Den Zuschlag für diese Ausschreibung hat die Österreichische Energieagentur - Austrian Energy Agency gemeinsam mit dem Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie bekommen. Diese Studie wird, nach 12-monatiger Projektlaufzeit, am 15. Februar 2022 abgeschlossen werden.

### Inhalte

Digitalisierung und die Anwendung von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) haben wesentlichen Einfluss auf die wirtschaftliche und soziale Entwicklung der Gesellschaft. Nachhaltig ausgerichtet können diese einen wichtigen Beitrag für die Energiewende und den Klimaschutz leisten. Folgende Fragestellungen werden im Rahmen dieser F&E-Dienstleistung untersucht:

- Wie werden sich der IKT-bedingte Energieverbrauch und die Treibhausgasemissionen bis 2040 in Österreich entwickeln?
- Worin bestehen die Möglichkeiten und Potenziale der Digitalisierung, einen Beitrag zur Reduktion von Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen in den unterschiedlichen Sektoren bis 2040 zu leisten?
- Welche Reboundeffekte sind möglich, und wie wirken sie sich auf Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen bis 2040 in Österreich aus?
- Durch welche technologischen Innovationen „Made in Austria“ ist eine nachhaltige, energie- und klimaschonende Gestaltung der Digitalisierung möglich, und welche FTI-politischen Maßnahmen sind notwendig, um dieses Potenzial zu nutzen?

Die Ziele des Projektes betreffen somit zwei Aspekte: zum einen die Quantifizierung von Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen im Kontext der Digitalisierung und zum anderen FTI-politische Maßnahmen zur Förderung von Technologien in Österreich. In dem Vortrag werden die Ergebnisse der Quantifizierung vorgestellt.

### Methodik

Es werden die Änderungen des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen, die im Zuge der Digitalisierung in Österreich bis 2040 stattfinden können, berechnet. Diese Berechnung erfolgt auf der Basis einer Modellierung von ganzheitlichen Szenarien, die die Digitalisierungsansätze sowohl in den einzelnen Energieverbrauchssektoren (Industrie, Verkehr, Haushalte, Dienstleistungen und Landwirtschaft) als auch in einem Gesamtbild darstellen. Durch diesen innovativen Ansatz werden sowohl die Auswirkungen der Digitalisierung in jedem Sektor, als auch sektorübergreifende Effekte dargestellt.

---

<sup>1</sup> Michael Rohrer, Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, +43 (0)664 810 7877, [michael.rohrer@energyagency.at](mailto:michael.rohrer@energyagency.at), [www.energyagency.at](http://www.energyagency.at)

<sup>2</sup> Lukas Egger, Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, +43 (0)664 618 0279, [lukas.egger@energyagency.at](mailto:lukas.egger@energyagency.at), [www.energyagency.at](http://www.energyagency.at)

<sup>3</sup> Martin Baumann, Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, +43 (0)664 810 7894, [martin.baumann@energyagency.at](mailto:martin.baumann@energyagency.at), [www.energyagency.at](http://www.energyagency.at)

<sup>4</sup> Andreas Indinger, Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, +43 (0)664 810 7861, [andreas.indinger@energyagency.at](mailto:andreas.indinger@energyagency.at), [www.energyagency.at](http://www.energyagency.at)

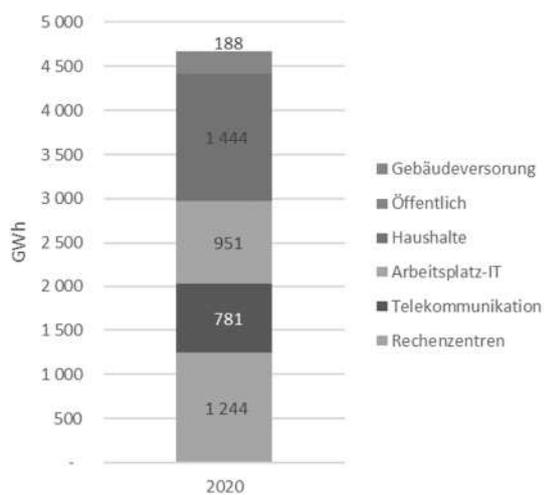
<sup>5</sup> Günter Pauritsch, Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, +43 (0)664 810 7868, [guenter.pauritsch@energyagency.at](mailto:guenter.pauritsch@energyagency.at), [www.energyagency.at](http://www.energyagency.at)

Die Entwicklung der Szenarien erfolgt dabei in einem Austausch mit den Stakeholdern, die Wissen und Erfahrungen aus dem Bereich der Forschung, Entwicklung und Herstellung, aber auch der Anwendung der Technologien einbringen.

## Ergebnisse

Zwischenergebnisse des Projektes sind unter anderem die Abschätzung des derzeitigen Energieverbrauchs und die daraus resultierenden Treibhausgasemissionen der Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) in Österreich. Diese Abschätzung wurde auf Basis nationaler und internationaler Markt- und Technologiestudien, der Energiebilanz und der Nutzenergieanalyse der Statistik Austria sowie mittels Fermi-Problem-Abschätzungen durchgeführt bzw. plausibilisiert.

### IKT-Stromverbrauch in Österreich



### IKT THG-Emissionen in Österreich

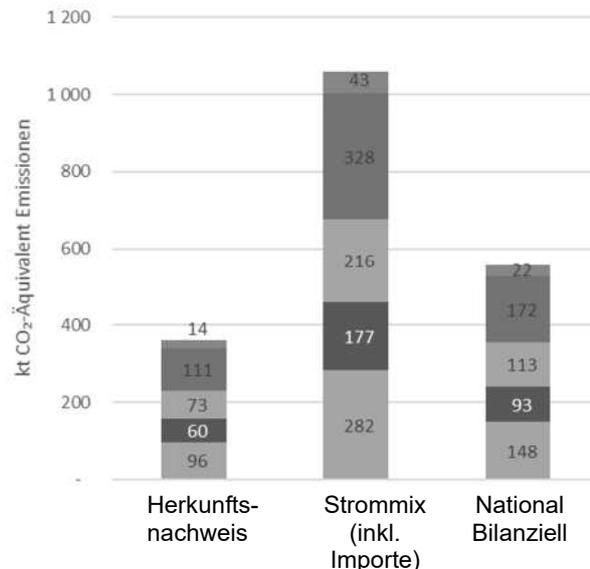


Abbildung 1: IKT-Stromverbrauch und IKT Treibhausgasemissionen in Österreich für das Jahr 2019/2020; Quelle: [2], [13], [14] und Berechnungen AEA

Der abgeschätzte Energieverbrauch der IKT in Österreich im Jahr 2019/2020 beträgt laut dieser Methodik 4,7 TWh. Hiervon haben Haushalte mit 1,4 TWh sowie Rechenzentren mit 1,2 TWh den größten Anteil, gefolgt von der Arbeitsplatz-IT (1,0 TWh) und der Telekommunikation (0,8 TWh). Kleinere Anteile haben die Öffentliche Nutzung mit 0,1 TWh und die Gebäudeversorgung mit 0,2 TWh (siehe auch (Abbildung 1)). Im Jahr 2020 lag der gesamte österreichische Endenergieverbrauch bei 293 TWh, davon entfielen 61 TWh auf elektrische Energie. Somit macht der hier abgeschätzte IKT-Stromverbrauch ca. 1,6 % des gesamten Endenergieverbrauchs in Österreich aus, und ca. 7,7 % des Endenergieverbrauchs für elektrische Energie.

Die aus diesem IKT-Stromverbrauch entstehenden direkten THG-Emissionen betragen je nach der verwendeten Methode und Betrachtungsweise zwischen 0,36 und 1,06 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent (Abbildung 1). Im Jahr 2018 lagen die gesamten Treibhausgasemissionen in Österreich bei 79,0 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent [15]. Die THG-Emissionen der IKT, berechnet nach der national bilanziellen Methodik, betragen 0,56 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent im Jahr 2019/2020 und entsprechen damit ca. 0,7 % der gesamten THG-Emissionen in Österreich im Jahr 2018.

Weitere Ergebnisse bezüglich der Quantifizierung der Auswirkungen auf Energieverbrauch und Klima werden bis 15. Februar 2022 fertiggestellt und können erstmalig bei der EnInnov im Februar 2022 einem breiten Fachpublikum vorgestellt werden.

---

## Referenzen

- [1] FFG, „Energy Transition 2050 Leitfaden 2020,“ 2020. [Online]. Available: [https://www.ffg.at/sites/default/files/downloads/200624\\_Energy\\_Transition\\_2050\\_Leitfaden\\_2020\\_BF\\_v1.0\\_final.pdf](https://www.ffg.at/sites/default/files/downloads/200624_Energy_Transition_2050_Leitfaden_2020_BF_v1.0_final.pdf). [Zugriff am 30.11.2021].
- [2] Fraunhofer-IZM, „Entwicklung des IKT-bedingten Strombedarfs in Deutschland,“ Berlin, 2015.
- [3] E-Control, „Stromkennzeichnungsbericht 2020,“ E-Control, Wien, 2020.
- [4] OIB, „Erläuternde Bemerkungen OIB-RL 6 Energieeinsparung und Wärmeschutz, OIB-Leitfaden Energietechnisches Verhalten von Gebäuden,“ Österreichisches Institut für Bautechnik, 2019.
- [5] UBA, „Klimaschutzbericht 2020,“ Umweltbundesamt, Wien, 2020.

## 2.1.5. Nachhaltigkeit & Klimaneutralität als Motor von Energie-Innovationen

Mathias SCHAFFER<sup>1</sup>

### Next Incubator – Innovations-HUB für Nachhaltigkeit

Der Next Incubator ist eine unabhängige Innovations-Plattform und Think-Tank im Bereich Nachhaltigkeit. Als national wie international etablierter Entwickler von Innovationen fördern wir Ideen, Projekte und Initiativen, die verbindlichen ökologischen, ökonomischen und sozialen Kriterien entsprechen. Unsere Strategie und die damit einhergehenden Projekte orientieren sich dabei an der Verwirklichung sieben ausgewählter SDG's – den Nachhaltigkeitszielen der UN.

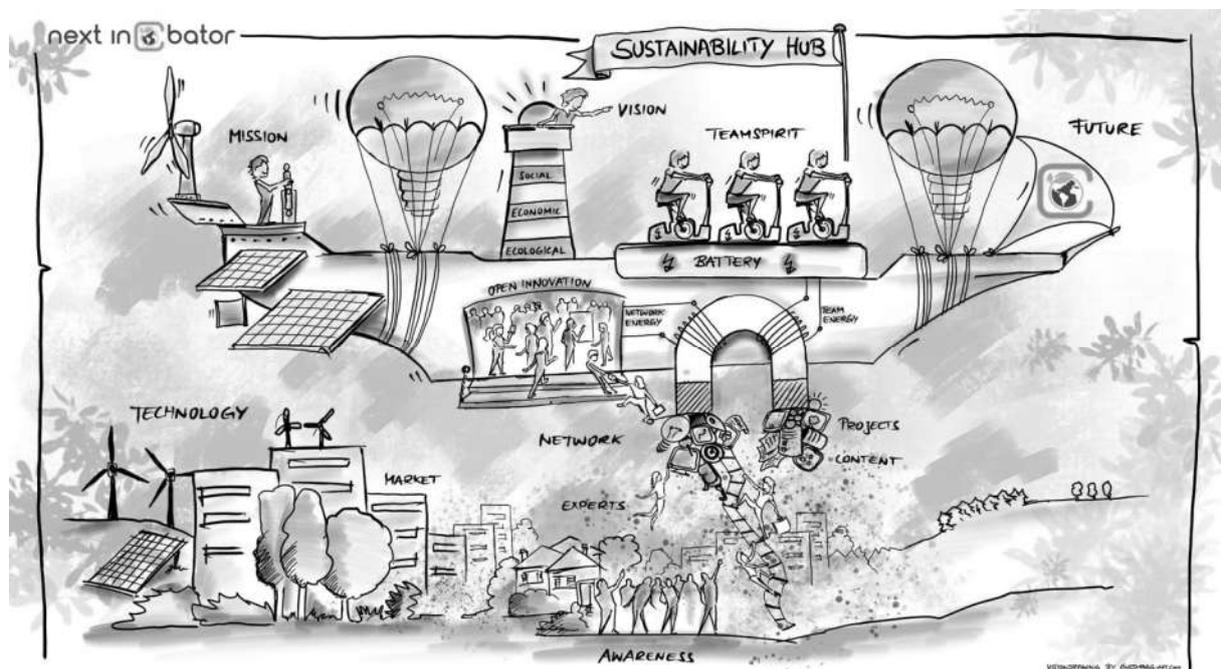


Abbildung 1: Next-Incubator – Innovation Hub für Sustainability

### Nachhaltigkeit & Klimaneutralität als Motor von Energie-Innovationen

Im gesellschaftlichen Diskurs herrscht Chaos – wen geht das Thema Nachhaltigkeit eigentlich etwas an, wer fühlt sich verantwortlich und wer handelt im Sinne der globalen Notwendigkeiten? Die Regierungen/Staaten fürchten um die Wettbewerbsfähigkeit des eigenen Standorts durch strikte Klimaschutzgesetze und forcierte CO<sub>2</sub>-Besteuerung, Unternehmen handeln systemgemäß und entsprechend den Erwartungen deren Shareholder (gefangen im Denkansatz der klassischen Wirtschaftlichkeit und Gewinnoptimierung), und wir Menschen (Konsumenten) leben unsere individuellen Lebensstile und können die gesamte Informationsflut und Komplexität von Nachhaltigkeit einfach nicht mehr auflösen.

Hier bietet INNOVATION einen pragmatischen Lösungsansatz! Klimawandel darf keine Bedrohung sein, Nachhaltigkeit ist Chance und Geschäftsmodell der Zukunft zugleich. Die (innovativen)

<sup>1</sup> DI Mathias SCHAFFER, Next Inkubator der Energie Steiermark AG, 8010 Graz Schubertstr. 6, +43.664.6163620, [mathias.schaffer@e-steiermark.com](mailto:mathias.schaffer@e-steiermark.com), <https://next-incubator.com>

Unternehmen werden die Transformation bestimmen, Nachhaltigkeit in sich stimmig in den neuen Produkten und Dienstleistungen abbilden, die eigene Klimaneutralität vorleben und durch Authentizität die Märkte auf dieses neue Denken einstimmen.

Der Vortrag beschreibt die ersten Schritte auf diesem Weg: wie kommt Nachhaltigkeit in die Innovationsstrategie eines Unternehmens, welche Prozessänderungen – bis hin zu neuen Bewertungsmodellen – resultieren daraus, welche neuen Netzwerke und Kooperationspartner braucht es in der Zukunft, welche Kompetenzen sind entscheidend für die Mobilisierung des Teams?

### **Methoden und**

- Verankerung von Nachhaltigkeit in der Innovationsstrategie (Vision, Mission)
- Aufbau einer Nachhaltigkeits-Community sowie eines Partner-Netzwerkes
- Nachhaltigkeitskriterien und Projektportfolio
- Kompetenzaufbau und Mobilisierung des Teams
- Steuerung (OKR)

### **Ergebnisse:**

- 1) Sinnstiftung in der Organisation
- 2) Authentizität mittels eigener Klimaneutralität
- 3) Nachhaltigkeit als Innovationstreiber



Abbildung 2: Next-Incubator – Fokus SDG's als sinnstiftender Überbau.

## 2.2. ENERGIESYSTEMMODELLIERUNG

### 2.2.1. Netzwerkreduktionsverfahren zur Beschleunigung weiträumiger Energiesystemoptimierungsmodellen

Claire LAMBRIEX\*<sup>1</sup>, Albert MOSER<sup>1</sup>

#### Motivation

Energiesystemoptimierungsmodelle sind etablierte Instrumente zur Entscheidungsunterstützung sowohl in der Energiewirtschaft als auch in der Energiepolitik. Die Komplexität von Energiesystemen nimmt unter anderem durch die zunehmende Deregulierung, Dezentralisierung und Sektorenkopplung immer weiter zu. Zudem führt die beabsichtigte Schaffung eines gemeinsamen europäischen Energiemarktes dazu, dass der zu betrachtende räumliche Bereich zur Beantwortung zukünftiger Forschungsfragen im Bereich der Energiesystemanalyse immer größer wird. Durch die zunehmende Komplexität der zu modellierenden Systeme nimmt auch die mathematische Komplexität von Energiesystemoptimierungsmodelle zu, die insbesondere mit einer Verlängerung der benötigten Rechenzeiten und Erhöhung des Speicherbedarfs einhergeht. Um diese Modelle trotz hoher Komplexität in angemessener Rechenzeit lösen zu können, werden unterschiedliche modellbasierte Beschleunigungstechniken verwendet.

Modellbasierte Beschleunigungstechniken lassen sich in Modellreduktion, Heuristiken (verschachtelte Ansätze) und mathematisch exakte Zerlegungstechniken einteilen. Eine Möglichkeit der Modellreduktion ist die räumliche Aggregation von Netzen. Im Stromnetz besteht dabei die Herausforderung, den physikalisch bedingten Leistungsfluss korrekt abzubilden. Ziel der Netzwerkreduktion ist somit eine Vereinfachung des Netzes durch ein Ersatznetz mit geringer räumlicher Ausdehnung aber gleichem physikalischen Verhalten. In Abbildung 1 sind zwei solcher Ersatznetze nach verschiedenen Netzwerkreduktionsverfahren dargestellt. [3]

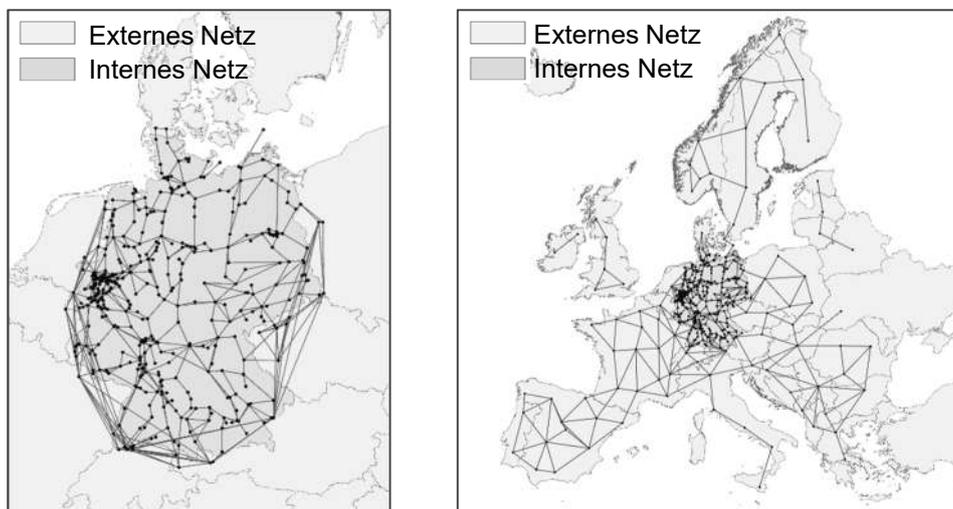


Abbildung 1: Netzwerkreduktion nach dem Ward-Verfahren (links) und nach dem Cluster-Verfahren (rechts)

Das von Ward in [4] vorgeschlagene Netzwerkreduktionsverfahren wird unter anderem durch Netzbetreiber vielfach verwendet. Dabei wird das Netz in ein internes Teilnetz, ein externes Teilnetz und Kuppelnetzknotten unterteilt. Das externe Netz wird durch Ableitung eines Netzäquivalents vereinfacht, so dass die Auswirkungen des externen Netzes auf das interne Netz möglichst genau abgebildet werden. Auch bei dem REI-Verfahren wird ein Teil des Netzes, der nicht von Interesse ist, durch ein Netzäquivalent ersetzt [2]. Nachteil solcher Netzwerkreduktionsverfahren ist, dass nur die

<sup>1</sup> IAEW der RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.: 0241/80-97883, [c.lambriex@iaew.rwth-aachen.de](mailto:c.lambriex@iaew.rwth-aachen.de), <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

Leistungsflüsse im internen Netz abgebildet werden können und eine Untersuchung von Leistungsflüssen bzw. mögliche Netzengpässen im externen Netz nicht möglich ist. Außerdem sind diese Verfahren nur geeignet, das statische Verhalten des Netzes in einem Betriebspunkt abzubilden. Eine alternative Möglichkeit zur Netzwerkreduktion besteht darin, die Netzknoten zu clustern und so das gesamte Netz auf wenige Netzknoten zu reduzieren [1]. Ein sogenanntes Cluster-Netzwerkreduktionsverfahren hat den Nachteil, dass das elektrische Verhalten des Netzes nicht physikalisch korrekt abgebildet wird.

Zur Beantwortung zukünftiger Forschungsfragen im Bereich der Energiesystemanalyse ist die Modellierung eines großen Betrachtungsbereichs bei möglichst genauer Abbildung des elektrischen Verhaltens des Netzes wichtig. In diesem Paper wird deswegen ein neues Netzwerkreduktionsverfahren entwickelt und die Ergebnisse mit denen der vorgestellten Verfahren verglichen.

## Methodik

Das neue Netzwerkreduktionsverfahren basiert auf einer Kombination des Ward- und Cluster-Netzwerkreduktionsverfahren. Das externe Netz wird dabei durch eine Clusterung vereinfacht. Für den Übergang vom internen zum externen Netz wird das Ward-Verfahren umgewandelt, so dass das Ward-Netzäquivalent nicht das gesamte externe Netz abbildet, sondern lediglich einen Übergangsbereich. Außerdem kann das neue Verfahren nicht nur für Lastflusssimulationen mit vorgegebener Transportaufgabe, sondern auch für Einsatzoptimierungen eingesetzt werden. Dazu werden anstelle der vor der Einsatzoptimierung unbekanntenen Betriebspunkte der Anlagen die Anlagenkapazitäten für die Netzwerkreduktion verwendet.

Zur Bewertung des Netzwerkreduktionsverfahrens wird ein lineares Energiesystemoptimierungsmodell zur Betriebsoptimierung des Stromnetzes verwendet. Ziel des Optimierungsmodells ist ein kostenminimaler Dispatch des Stromsystems. Dies impliziert, die EE-Erzeugung möglichst effizient zu nutzen, den Einsatz alternativer Energieträger zur Stromerzeugung kostenminimal zu gestalten und Speicher möglichst effizient einzusetzen. Ergebnisse des Modells sind neben den kostenoptimierten Anlageneinsätzen unter anderem die Leistungsflüsse im gesamten Netz. Zur Modellreduktion werden verschiedenen Netzwerkreduktionsverfahren angewendet. Für Zeitabschnitte eines Jahres werden die sich ergebende Leistungsflüsse mit den Leistungsflüsse im ursprünglichen Netz verglichen. Zur Bestimmung der Korrelationen zwischen den Leistungsflüssen des reduzierten und des ursprünglichen Netzes wird der Korrelationskoeffizient nach Bravais und Pearson verwendet. Die sich ergebende Korrelationskoeffizienten der unterschiedlichen Netzwerkreduktionsverfahren werden anschließend miteinander verglichen. Ein geringer Fehler der Leistungsflüsse und somit eine adäquate Netzreduktion führt zu einer hohen Korrelation.

## Erwartete Ergebnisse

In der Langfassung wird aufgezeigt, dass das neue Netzwerkreduktionsverfahren für ein Szenario des Jahres 2050 eine höhere Korrelationskoeffizient als das Cluster-Netzwerkreduktionsverfahren aufweist. Gegenüber dem Ward-Verfahren hat das neue Netzwerkreduktionsverfahren den Vorteil, dass Leistungsflüsse außerhalb des internen Netzes analysiert werden können. Somit stellt das neue Netzwerkreduktionsverfahren einen geeigneten Ansatz zur Beschleunigung von Energiesystemoptimierungsmodellen dar.

## Referenzen

- [1] T. Anderski et. al., "European cluster model of the Pan-European transmission grid", 2012
- [2] S. Deckmann, A. Pizzolante, A. Monticelli, B. Stott, O. Alsac, "Studies on power system load ow equivalencing", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-99 (6), pp. 2301-2310, 1980
- [3] Y. Scholz et.al., "Speedung up Energy System Models – a Best Practice Guide", 2020
- [4] J. B. Ward, "Equivalent Circuits for Power Flow Studies", *AIEE Trans. Power Appl. Syst.*, vol. 68, pp. 373-382, 1949.

## 2.2.2. Integrierte Simulation und Optimierung des Betriebs von Strom- und Gastransportinfrastrukturen: Ein Modellvergleich

Lukas LÖHR\*<sup>1</sup>, Ziyi JIA<sup>1</sup>, Albert MOSER<sup>1</sup>

### Hintergrund und Motivation

Die Transformation des Energiesystems hin zur Klimaneutralität stellt enorme Anforderungen an die Energieinfrastrukturen. Die Kopplung der Infrastrukturen für Strom, Methan, Wärme und zukünftig Wasserstoff gilt als ein vielversprechendes Konzept, die notwendige Flexibilität zur Bilanzierung der volatilen und lastfernen erneuerbaren Energieressourcen bereitzustellen [1]. Die Transport- und Speicherkapazitäten dieser Infrastrukturen sind über Umwandlungsanlagen wie Elektrolyseure oder Gaskraftwerke miteinander verknüpft, sodass im Betrieb Synergien zwischen den komplementären Infrastrukturen gehoben werden können. Die Abbildung dieser Synergien in der Energiesystemanalyse erfordert eine integrierte Modellierung des Betriebs sektorgekoppelter Infrastrukturen.

Unterschiedliche Modellergebnisse und Bewertungen können aufgrund unterschiedlicher Modellierungstechniken und Modellgenauigkeiten resultieren. Es existiert eine Vielzahl von Energiesystemmodellen, die das zukünftige Energiesystem mit verschiedenen Schwerpunkten abbilden. Unterschiede bestehen z.B. in der Abbildung von physikalischen Strom- und Gasleistungsflüssen oder Betriebsrestriktionen der Anlagen wie thermischen Kraftwerken. Im Rahmen dieses Beitrags soll ein integriertes Betriebsoptimierungsverfahren für sektorgekoppelte Energiesysteme durch einen Modellvergleich mit etablierten kommerziellen Softwares validiert werden.

### Methodik

Am IAEW der RWTH Aachen University wird das integrierte Betriebsoptimierungsverfahren für gekoppelte Strom-, Methan-, Wasserstoff- und Wärmesysteme iGENeO (Integrated Gas and Electricity Network Optimization) entwickelt [2]. Das nichtlineare Problem wird in einer integrierten Optimierung mittels (sukzessiv) linearerer Programmierung gelöst. Im Kontext des Modellvergleichs dieses Beitrags sind folgende Fähigkeiten des Verfahrens hervorzuheben:

- 1) Integrierte Optimierung des Einsatzes verschiedener Anlagen wie Umwandlungsanlagen, Kraftwerke, Speicher sowie Netzbetriebsmittel
- 2) Abbildung physikalischer Strom- und Gasflüsse sowie Netzverluste unter Anwendung der Wirklastflussapproximation und einer quasi-stationären Gasflussformulierung

Zur Validierung der beiden genannten Fähigkeiten werden zwei akademische Testversionen kommerzieller Softwares genutzt. Zum Modellvergleich integrierter Einsatzoptimierungen (1) wird die Software PLEXOS [3] von der Firma *Energy Exemplar* bereitgestellt. In PLEXOS kann der Betrieb in Strom-, Gas- und Wärmesystemen integriert und modular optimiert werden. PLEXOS ermöglicht über die Anwendung in diesem Beitrag hinaus auch die Möglichkeit einer mehrstufigen Ausbauoptimierung sektorgekoppelter Energiesysteme und wird beispielsweise in den TYNDP-Prozessen der europäischen Netzentwicklungsplanung angewendet. Zwar können in PLEXOS elektrische Wirkleistungsflüsse, jedoch in der vorliegenden Version keine physikalischen Gasflüsse abgebildet werden. Daher wird für den Modellvergleich physikalischer Leistungsflüsse (2) die Software SAInt [4] des Unternehmens *encoord* zur Verfügung gestellt. SAInt ermöglicht es, integriert AC-Lastflussberechnungen sowie stationäre und dynamische Gasflusssimulationen durchzuführen. Zwar kann eine Einsatzoptimierung von Kraftwerken erfolgen, eine Einsatzoptimierung anderer Betriebsmittel wie Speicher oder Umwandlungsanlagen ist in der vorliegenden Version jedoch nicht möglich. Daher werden zwei separate Modellvergleiche mit anwendungsspezifischen Testsystemen vorgenommen.

---

<sup>1</sup> IAEW der RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel: 0241/80-97651, l.loehr@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

## Ergebnisse

Für den Modellvergleich integrierter Einsatzsimulationen (1) wird auf das Testsystem (3c) des Projekts MODEX FlexMex 2 [5] zurückgegriffen, das schematisch in Abbildung 1a) dargestellt ist. Für 11 Marktgebiete, die europäischen Staaten nachempfunden sind, wird der gesamtjährliche Betrieb in stündlicher Auflösung eines sektorgekoppelten Strom-, Methan-, Wasserstoff- und Wärmesystems optimiert. Die Infrastrukturen sind durch Elektrolyseure, Gasturbinen, gasgefeuerte KWK-Anlagen, Heizwerke und Power-to-Heat Anlagen gekoppelt. PLEXOS und iGENeO erreichen bis auf numerische Ungenauigkeiten die identischen Betriebskosten (Ungenauigkeit 0.00003 %). Im Detail unterscheidet sich der Anlageneinsatz, insbesondere der Einsatz von Speichern und die Abregelung von EE-Anlagen zwischen den Marktgebieten, geringfügig, da das Optimierungsproblem mehrere Optima besitzt.

Der Modellvergleich integrierter stationärer Leistungsflüsse (2) mit SAInt wird auf einem gekoppelten Strom- und Gasnetz mit 24 Strom- und 20 Gasknoten in Anlehnung an [6] durchgeführt. Beide Systeme werden gemäß Abbildung 1b) durch zwei Gaskraftwerke, eine Power-to-Gas Anlage sowie einen elektrisch angetriebenen Verdichter gekoppelt. Der Vergleich zeigt im Gasnetz Abweichungen der Knotendrücke und Verdichterantriebsleistung unterhalb 0,06% für Methan, für Wasserstoff fällt der Fehler noch geringer aus. Im Stromsystem entstehen teils deutliche Abweichungen von bis zu 66% durch die Wirklastflussapproximation. Die für Netzanalysen relevanten, stark ausgelasteten Zweige weisen allerdings Fehler kleiner 5% auf. Netzverluste werden mit einem Fehler von 4% gut abgeschätzt.

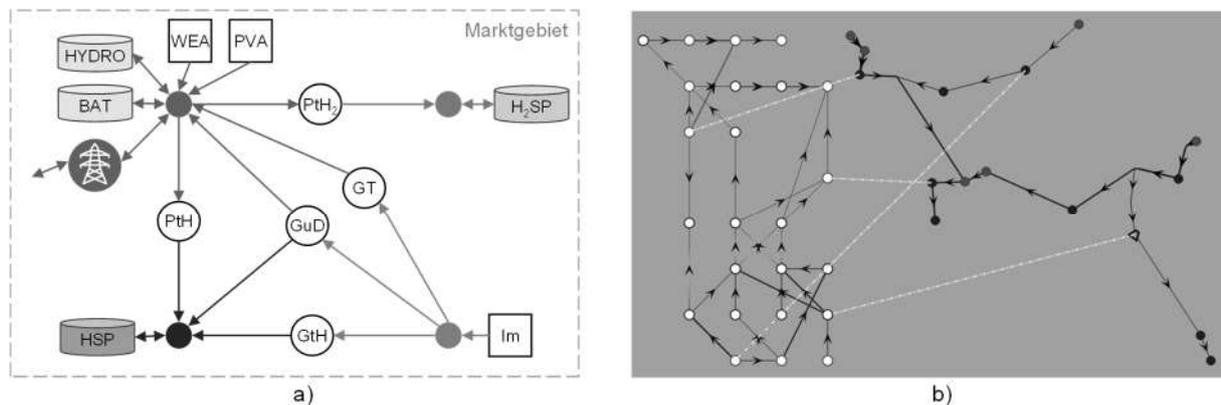


Abbildung 1: a) Testsystem für Einsatzsimulation, b) Testsystem für Leistungsflüsse (Darstellung SAInt)

Damit können beide Fähigkeiten von iGENeO erfolgreich validiert werden. Die Langfassung enthält umfangreichere Modellbeschreibungen und Ergebnisse des Modellvergleichs.

## Danksagung

Der herzliche Dank der Autoren gilt den Unternehmen *Energy Exemplar* und *encoord* für die kostenfreie Bereitstellung akademischer Testlizenzen und den Support der Softwares PLEXOS bzw. SAInt. Dank gilt zudem dem BMWi-Projekt MODEX FlexMex für die vorzeitige Bereitstellung der Testdatensätze.

## Referenzen

- [1] European Commission, "Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration", Brüssel, 2020.
- [2] L. Löhr, R. Houben, und A. Moser, "Optimal Power and Gas Flow for Large-scale Transmission Systems", Electric Power Systems Research Vol. 189, 2020.
- [3] J. P. Deane, M. Ó Ciaráin, und B. P. Ó Gallachóir, "An integrated gas and electricity model of the EU energy system to examine supply interruptions," Applied Energy Vol. 193, 2017
- [4] K. A. Pambour, "Modelling, simulation and analysis of security of supply scenarios in integrated gas and electricity transmission networks", Dissertation, Groningen, 2018.
- [5] G. Hedda et al, "Model input and output data of the FlexMex model comparison (1.0) [Data set]. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.5802178>, 2021.
- [6] G. Sun, S. Chen, Z. Wei, und S. Chen, "Multi-period integrated natural gas and electric power system probabilistic optimal power flow incorporating power-to-gas units", J. Mod. Power Syst. Clean Energy Vol. 5, 2017.

### 2.2.3. Best Practices for Creating Dynamic Network Models based on Load Flow Models for DSA Applications

Johannis PORST<sup>1</sup>, Ilya BURLAKIN<sup>1</sup>, Elisabeth SCHEINER<sup>1</sup>, Matthias LUTHER<sup>1</sup>, Stefanie SAMAAAN<sup>2</sup>, Markus KNITTEL<sup>2</sup>, Mojtaba MOMENI<sup>2</sup>, Albert MOSER<sup>2</sup>, Hendrik JUST<sup>3</sup>, Stefan HORN<sup>4</sup>

#### Introduction

Due to increasing share of converter-based components and the ongoing shutdown of conventional power plants in Germany, Dynamic Security Assessment (DSA) becomes more important in order to secure safe system operation. The German transmission system operators are currently evaluating enhancements of their system operation strategies with a curative system operation [1]. To further increase the utilization of the current state of the German power system, curative actions (i.e. fast reacting power sources and sinks) shall be used to solve possible grid congestions [2]. The higher utilization causes rising reactive power demands and shifts the operating points closer to the stability limits. Thus, efficient DSA processes in order to analyze and assess the system stability as proposed in [3] are required. However, especially for an automated DSA process, as presented in [3], the availability and creation of dynamic network models is essential.

Therefore, in the research project “Innovations in system operation until 2030” (“InnoSys2030”), a new development process is evolved and applied to a load flow model using two different simulation tools, DIgSILENT PowerFactory and MatPAT [4], respectively. This paper presents best practices and a Python toolbox for creating a dynamic network model based on load flow models. This will include typical drawbacks of load flow network models, standard controllers for generators and converter-based components such as HVDC links, STATCOMs and wind parks. Additional, a best practice for modeling of a grid interface for converter is presented to ensure RMS solver convergence in network models with a high share of converter-based units.

#### Method

Creating a dynamic network model starts with an initial load flow model representing one or multiple load flow scenarios. Dynamic network studies are usually only one part of a research project. In many cases, the initial load flow model is created in previous studies to serve a specific (load flow) study purpose and only contains relevant information for load flow studies. Relevant information for dynamic system studies are frequently missing. Common drawbacks of such load flow models are:

- Insufficient modelling of topology (especially transformers for power generating units)
- Missing or false data of generators, such as nominal power, power limits or dynamic parameters
- Existence of extended ward equivalents to balance additional active power (e.g. system losses) and reactive power demands
- Insufficient modelling of the voltage control situation leading to non-realistic conditions with regard to voltage-reactive power balance
- Missing models of dynamic controls for generators and converter assets (e.g. HVDC-Links, STATCOMs)

In order to solve those drawbacks, a new development process is applied. The process starts with an adaption of the voltage-reactive power balance. For the next steps, a Python toolbox for the

---

<sup>1</sup> Institute of Electrical Energy Systems, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 91058 Erlangen, Germany, johannis.porst@fau.de, <https://www.ees.tf.fau.de/>

<sup>2</sup> Institute for High Voltage Equipment and Grids, Digitalization and Energy Economics (IAEW), RWTH Aachen University, 52062 Aachen, Germany

<sup>3</sup> 50Hertz Transmission GmbH, Berlin, Germany

<sup>4</sup> TenneT TSO GmbH, Bayreuth, Germany

dynamization process is designed, utilizing the Python API of DlgSILENT PowerFactory. First studies using the tool box were done in [5] by implementing dynamic controls into forecast data sets. The process from [5] is enhanced by implementing methods in order to solve load flow modeling issues like the ones listed above. Additional, standard controls for different types of synchronous generators and additional controls for power electronics, such as HVDC links, STATCOMs and wind parks are integrated in the toolbox. For network models containing a high amount of converter-based units, a dedicated grid interface is used to guarantee RMS solver convergence.

## Validation and Results

The new development process including the adaption of the voltage-reactive power balance will be presented by applying it on one exemplary network model: a load flow model that was initially used for the German Grid Development Plan [6] by the German transmission system operators. In order to create a dynamic network model suitable for RMS simulations, the load flow model was reworked in DlgSILENT PowerFactory by FAU Erlangen-Nürnberg and in MatPAT by RWTH Aachen University, respectively, during the research project “Innovations in system operation until 2030” (“InnoSys2030”). For validation, commonly used network quantities, such as short circuit power, load flow analysis and voltage trajectories in case of short circuits have been compared to each other in both tools.

The simulations show sufficient results to investigate contingencies and their impact on system stability. Further work will focus on dynamic studies, e.g. impact of curative actions on system stability, variation of control time constants in FACTS elements to enhance system stability and the development of DSA methodologies in hybrid AC/DC grids.

## Acknowledgement

This paper is based on the project “InnoSys2030” and was funded by the German Federal Ministry of Economic Affairs and Energy under the project number 0350036. The authors of this publication are responsible for its content. The content presented is only part of the overall project and should not be understood as a project result.

## References

- [1] T. van Leeuwen, A.-K. Meinerzhagen, S. Raths, and A. Roehder, “Integration kurativer Maßnahmen in das Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz,” in 16. Symposium Energieinnovation, Graz, 2020.
- [2] M. Lindner, D. Mende, A. Wasserrab, I. Sacar, M. Ariatabar, C. Lakenbrink, T. van Leeuwen, M. Lässig, and U. Häger, “Corrective congestion management in transmission networks using fast-responding generation, load and storage,” in IEEE Canada Electrical Power and Energy Conference (EPEC2021), 2021.
- [3] Raab, G. Mehlmann, J. Schindler, M. Luther, M. Abel, S. Horn, C. Heyde, P. Wiest, R. Krebs, and A. Kubis, “Security assessment for higher loaded power system operation to 2030,” in ETG Congress, VDE, 2021.
- [4] Roehder, B. Fuchs, J. Massmann, M. Quester, and A. Schnettler, “Transmission system stability assessment within an integrated grid development process,” in Cigre Science & Engineering, 2017, pp. 67–84.
- [5] R. Dimitrovski, G. Mehlmann, M. Luther, J. M. Schmidt, C. Ivanov, M. Abel, A. Wasserrab, and V. Milic, “Dynamic Network Security Assessment Model for the Interconnected Power System of Continental Europe,” in Cigré Dublin 2017, 2017.
- [6] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, and TransnetBW GmbH, “Grid Development Plan 2035 (2021), second draft,” 2021

## 2.2.4. Novel Approach for automated cross-sectoral Renewal Planning for Power and Gas Grids

Tobias RIEDLINGER(\*)<sup>1</sup>, Bernd Bastian WIERZBA<sup>2</sup>, Markus ZDRALLEK<sup>2</sup>, Christopher JOHAE<sup>3</sup>

### Introduction

Optimal maintenance and ongoing renewal of energy grids are crucial, due to the high age structure of the operating resources as well as the current and future challenges in the energy sectors [1]. For this, there are various strategies that can be used. The maintenance and renewal strategy used by the grid operators varies depending on the equipment and sector. This paper presents a concept for automated renewal planning that applies the strategy cross-sectoral. The aim is the reduction of the costs through a cross-sectoral renewal with a common trench for electricity cables and gas pipes. This reduces the number of measures, the customer acceptance of these and the total incurred costs by the grid operator.

### Methodology

In the following, a concept for automated cross-sectoral renewal planning is shown. The automation is performed as a python script for the geoinformation software QGIS [2]. In this novel approach the focus rests on electricity cables and gas pipes due to the installation in a common trench and resulting cost reductions. For this purpose, an extended Period-Based Maintenance Strategy [3] with the consideration of different lifetimes for material types has been applied. The core functions of the method (QGIS functions) are buffer zone, intersection and symmetrical difference. The function buffer zone creates an area with a defined distance around line objects. Intersection provides the selection of lines within the buffer zone and the symmetrical difference returns the lines outside the buffer zone as a result. Through these functions, a spatial reference can be created between the lines and pipes of the medium voltage, low voltage (LV) and gas grid. The spatial reference is used for the cost calculation, which is using the net present value method [4]. In the cost calculation, it is examined whether a cost reduction results from bringing a measure forward in time to use a common trench for the electricity cable and gas pipe.

The concept, shown in Image 1, iteratively checks all lines in each observation year for parallel lines through the described QGIS tools and determines the costs for separate and joint exchange. Based on these costs, a decision is made as to whether a single exchange in the exchange years will take place or a joint exchange in the observation year.

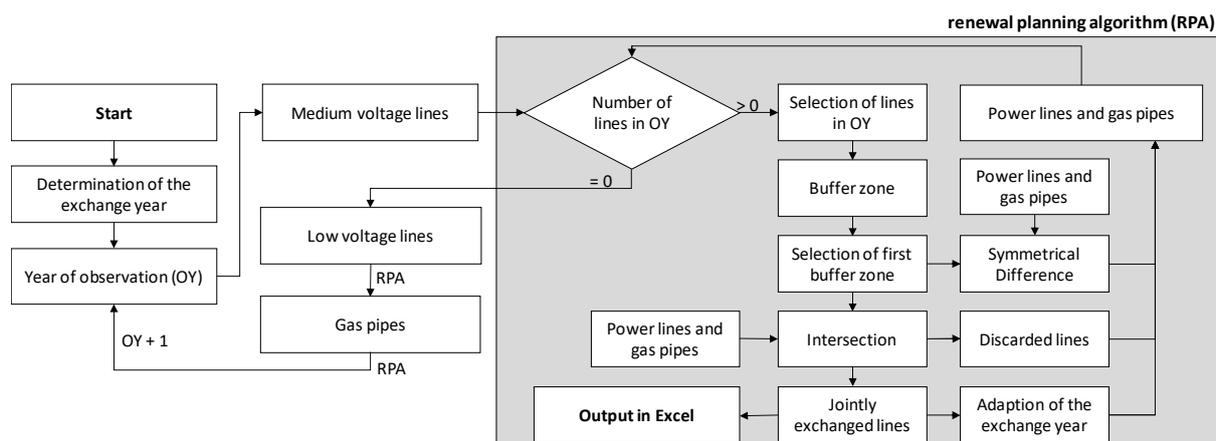


Image 1: process diagram of the cross-sectoral renewal planning

<sup>1</sup> Institute of Power Systems Engineering, University of Wuppertal, Rainer-Gruenter-Str. 21, 42119 Wuppertal, Germany, +49 202 439 1909, t.riedlinger@uni-wuppertal.de, <https://www.evt.uni-wuppertal.de7>

<sup>2</sup> Institute of Power Systems Engineering, University of Wuppertal, Germany

<sup>3</sup> EWR GmbH, Neuenkamper Straße 81-87, 42855 Remscheid, Germany

## Results

The results of the simulation of the LV grid (Image 2) demonstrate that two thirds of the LV lines can be exchanged cross-sectoral with the gas pipes. This reduces the costs of the exchange in both sectors. The jointly exchanged electricity cables are illustrated in green and the individually exchanged ones in red. The electricity cables are illustrated red, if the exchange years of the electricity cable and the gas pipe are too far apart, so that there is no cost reduction in a cross-sectoral exchange.

Through the cross-sectoral exchange the length of the required trenches until 2050 can be reduced from 3,158 m to 2,396 m.



Image 2: Results of a cross-sector exchange of a real low-voltage grid

## Acknowledgment

Efforts in this field are made with the research project “SektorPlan”, which is supported by EFRE program funded by the European Union (support code: EFRE-0801816)



EUROPÄISCHE UNION  
Investition in unsere Zukunft  
Europäischer Fonds  
für regionale Entwicklung

## References

- [1] T. Reske, P. Wintzek, N. Tichelkamp, M. Zdrallek (2020): Datenbasis für ein optimiertes Asset-Management – Verlegehistorie von Mittelspannungskabeln in Deutschland. ew – Magazin für die Energiewirtschaft. Ausgabe 04/2020.
- [2] QGIS (3.10.5) [Software]. (2020). QGIS Development Team. <https://www.qgis.org/de/site/>
- [3] R. Ross (2019): Reliability Analysis for Asset Management of Electric Power Grids. Wiley-IEEE Press
- [4] O. Žižlavský (2014): Net Present Value Approach: Method for Economic Assessment of Innovation Projects. Procedia - Social and Behavioral Sciences, vol. 156.

## 2.2.5. Identification of typical energy grid structures by cross-sectoral clustering

**Patrick WINTZEK<sup>1</sup>, Tobias RIEDLINGER<sup>2</sup>, Shawki Alsayed ALI<sup>2</sup>, Bernd Bastian WIERZBA<sup>2</sup>, Markus ZDRALLEK<sup>2</sup>, Heike BARTH<sup>3</sup>, Sigrid PLÖTZ<sup>3</sup>**

### Content

In order to further develop distribution grid infrastructure in a future-proof manner, urban grids in particular are facing the challenge of increased electrification of the transport and heating sectors and thus an infrastructural change in the energy grids. Due to the future coupling of the different energy sectors, it is important to ensure corresponding sustainability through cross-sectoral analyses and grid planning. Therefore, a joint consideration of electricity and gas distribution grids in particular is indispensable in the future. Publications such as [1-5] already describe exemplary data sets, but only in the area of electricity grids. Thus, this contribution analyses cross-sectoral distribution grid structures for electricity and gas grids of an urban distribution system operator. The contribution extends the analyses and results from [6], in which urban electricity distribution grids were identified on the basis of extensive data sets, and contrasts them with the gas grid for one grid area. The cross-sectoral clustering superimposed on the cross-voltage level clustering carried out in [6] then serves, among other things, to estimate the effects of progressive electrification on gas grids and cross-sectoral grid planning, taking into account commercial market and geodata according to [7].

### Methodology

Methodologically, the clustering for low- and medium-voltage grids (LV and MV grids) from [6] is used. Since this contribution deals with the same grid area as well as a uniform clustering method is to be ensured, the methodology described in [6] is also used for gas clustering and applied to low- and medium-pressure gas grids. The parameters “connection density” as building connections per kilometre and “load density” as metering points per building connection are therefore deduced for the gas clustering, which are composed of the pipe lengths, building connections and metering points per assumed supply area of the gas pressure regulating and metering stations in the gas grid. The assumed supply areas are determined by means of an area analysis with Voronoi cells in order to approximately assign a gas grid to a gas pressure regulating and metering stations. Finally, a regionalisation of heat pump (HP) scenarios for the grid area is carried out and effects on the electricity and gas grids are analysed.

### Results

As a result of the clustering, Figure 1 shows how the respective LV grids, differentiated by the colour according to their clusters, (points) are distributed in the gas grids which are also differentiated by the colours according to their clusters (polygons). It is clear that LV clusters 6 and 10 are mainly located in gas clusters 1, 6 and 7. In addition, the regionalisation of HPs for the year 2050 in the progressive scenario [8] shows in Figure 2 that most HPs are expected in gas clusters 1, 6 and 7.

In principle, this shows that in addition to the correlation between the MV and LV level according to [6], the gas grids also have a similar structure to the electricity grids. Furthermore, the regionalisation of HPs in certain electricity and gas clusters has an increased share with perspective effects on the respective energy grids, so that the substitution of gas heating by electric HPs reduces the energy sales in the gas grid.

---

<sup>1</sup> Institute of Power Systems Engineering, University of Wuppertal, Rainer-Gruenter-Str. 21, 42119 Wuppertal, Germany, +49 202 439 1907, patrick.wintzek@uni-wuppertal.de, <https://www.evt.uni-wuppertal.de/>

<sup>2</sup> Institute of Power Systems Engineering, University of Wuppertal, Germany

<sup>3</sup> Rheinische NETZGesellschaft mbH, Parkgürtel 26, 50823 Köln, Germany

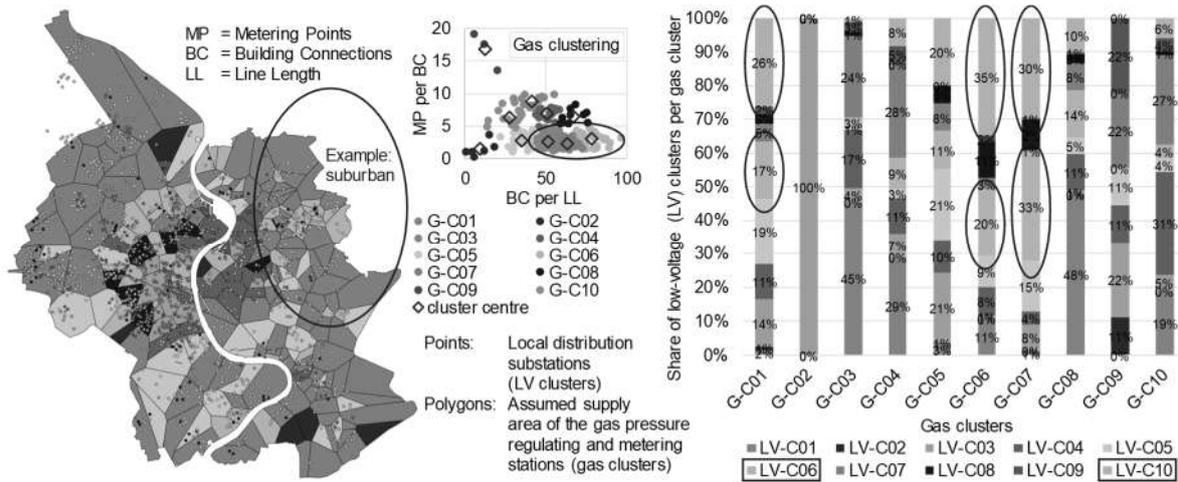


Figure 1: Representation of the low-voltage clusters per gas cluster

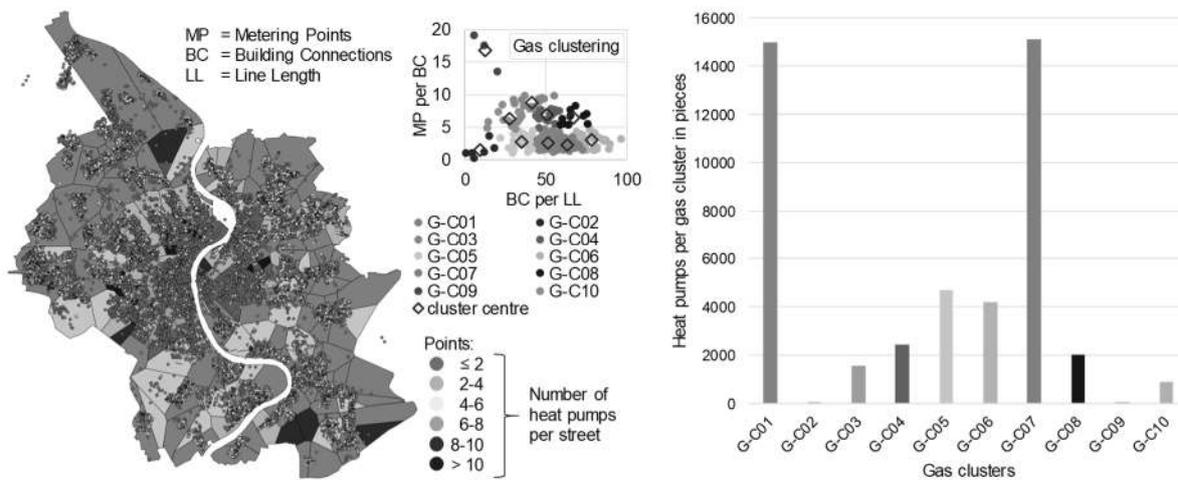


Figure 2: Representation of the number of heat pumps in the respective gas cluster

Acknowledgments

The data employed was provided by Rheinische NETZGesellschaft mbH.

References

- [1] Strunz, K., Hatzigryiour, N., Andrieu, C. Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources, Cigre Task Force C6.04.02, April 2009.
- [2] Schneider, K. P. et al. A taxonomy of North American radial distribution feeders in 2009 IEEE Power Energy Society General Meeting, July 2009, pp. 1–6.
- [3] Dickert, J. et al. Benchmark low voltage distribution networks based on cluster analysis of actual grid properties, in PowerTech, 2013 IEEE Grenoble. IEEE, 2013, pp. 1–6.
- [4] Höflich, B. et al. dena-Verteilnetzstudie, Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin, 2012.
- [5] Meinecke, S. et al. SimBench – Simulationsdatenbasis zum einheitlichen Vergleich von innovativen Lösungen im Bereich der Netzanalyse, Netzplanung und -betriebsführung, Final Report, Kassel, Aachen, Dortmund, 2019.
- [6] Wintzek, P. et al. Identification of typical urban grid structures across voltage levels by clustering distribution grid big data, In Proceedings of the International ETG Congress, Wuppertal, Germany, 18–19 May 2021, ISBN 978-3-8007-5549-3.
- [7] GfK Society for Consumer Research: Population structure data, 2018.
- [8] Monscheidt, J. et al. An energy demand model for electric load forecast in urban distribution networks, CIRED Workshop, Berlin, June 2020.

## 2.2.6. Vertikale Marktintegration – Nutzung dezentraler Flexibilitäten im österreichischen Stromnetz

Markus RIEGLER<sup>(1)</sup>, Christian TODEM<sup>(1)</sup>, Lukas OBERNOSTERER<sup>(1)</sup>

### Motivation und zentrale Fragestellung

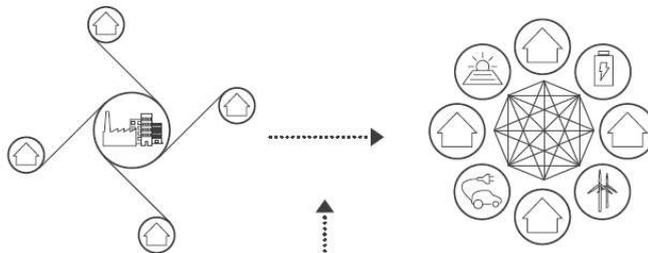
Strom soll in Österreich spätestens 2030 zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energiequellen stammen [1, 2]. Dieser Strukturwandel führt dazu, dass Prosumer und andere kleinteilige Ressourcen auf den unteren Spannungsebenen das Stromsystem durchdringen und es zunehmend dezentralisieren aber auch volatiler machen. Um diesen Veränderungen gerecht zu werden, bedarf es hoher Flexibilität im Netz und die Möglichkeit, bestehende lokale Flexibilitätsressourcen zu nutzen.

Auch das Clean Energy Package der EU hakt hier ein. Darin wird gefordert, dass einerseits es dem Kunden ermöglicht werden muss an Elektrizitätsmärkten teilzunehmen und andererseits soll eine marktbasierete Beschaffung von Flexibilität umgesetzt werden.

Aus diesem Grund wird von der APG im Rahmen der vertikalen Marktintegration eine neue Kommunikationsplattform entwickelt, welcher es den Prosumern ermöglicht ihre flexiblen Assets mit einer einheitlichen Schnittstelle in verschiedenen bestehenden Elektrizitätsmärkten anzubieten und somit die oben genannten Anforderungen erfüllt.

Entscheidend ist dabei intensive Koordination zwischen Übertragungs- (ÜNB) und Verteilnetzbetreibern (VNB).

Energiesystem der Zukunft: Volatil und dezentral



	AT Aktuell	AT 2030	Neue Anlagen
<b>Windanlagen</b> (Installierte Leistung)	3GW	9GW* Ø Anlagengröße 2MW	3.000
<b>PV-Anlagen</b> (Installierte Leistung)	1,1GW	12GW* Ø Anlagengröße 13kW	850.000
<b>E-Fahrzeuge</b> (Anzahl)	23k	1.470k Marktanteil 2030 30%*	1.450.000
<b>Batterie &lt; 10 kWh</b> (Anzahl)	4k**	429k Annahme 50% der neuen PV-Anlagen	425.000

\*TU Wien; Stromzukunft Österreich 2030; Mai 2017

\*\*FH Technikum Wien; Marktentwicklung von PV-Heimspeichersystemen in Österreich; IEWT Februar 2019

<sup>1</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien, Markus.riegler@apg.at

## Methodische Vorgangsweise

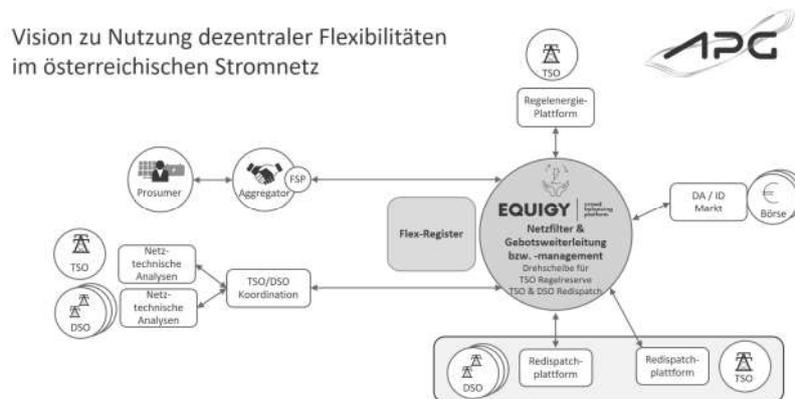
Im Rahmen der vertikalen Marktintegration wird eine einheitliche österreichweite Kommunikationsplattform, basierend auf Blockchain-Technologie, zwischen Anbietern mit flexiblen Assets und dem bestehenden Sekundärregelenergiemarkt aufgebaut. Durch diese neue Kommunikationsplattform reduziert sich der Implementierungsaufwand bezüglich der nötigen technischen Schnittstellen, zur Übertragung von Geboten sowie Aktivierungs- und Messsignalen, erheblich und somit auch die Hürden zu einer Teilnahme im Markt.

In einem ersten Proof-of-Concept wurde die Eignung dieser Blockchain-basierten Lösung für die Anbindung von kleinteiligen Assets an Elektrizitätsmärkten erprobt. Dabei wurde außerhalb vom Markt mit realen Geräten ein Gebotsprozess sowie ein anschließender Abruf von Leistung erfolgreich getestet.

Aktuell wird das Minimal Viable Product – eine Minimalversion – der Kommunikationsplattform umgesetzt. Dazu ist APG dem Konsortium EQUIGY (TenneT, SwissGrid, Terna) als eines der Gründungsmitglieder beigetreten. Im Rahmen dieses ersten Schrittes wird die Ankopplung von dezentralen Flexibilitäten an den bestehenden Sekundärregelenergiemarkt ermöglicht. In den darauffolgenden Schritten wird die Anbindung zu weiteren Regelreservemärkten über dieselbe Schnittstelle realisiert.

Gleichzeitig werden das Design und die Prozesse im Zusammenhang mit einem umfassend genutzten Konzept zur Nutzung von dezentraler Flexibilität in Österreich mit der gesamten österreichischen Energiebranche abgestimmt. Das Ziel dabei ist es einen gemeinsamen und allgemein unterstützten Konsens zu finden.

Da flexible Assets vermehrt in Verteilnetzen angeschlossen sind, müssen Netzrestriktionen der Netzbetreiber auf der Plattform in Zukunft auch berücksichtigt werden. Dazu ist auch eine enge Abstimmung und geteilte Governance zwischen ÜNB und VNB entscheidend. Aus diesem Grund wurde als Herz dieser Kommunikationsplattform eine Blockchain-basierte Technologie ausgewählt, welche es ermöglicht, dass alle relevante Stakeholder in Österreich eigene Nodes der Kommunikationsplattform hosten können.



## Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die mit EQUIGY entwickelte Kommunikationsplattform stellt eine einheitliche Lösung für Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber dar, um bestehende Flexibilitätspotenziale in Österreich zu nutzen. Dazu werden auf Basis einer gemeinsam genutzten, dezentralisierten IT-Infrastruktur technologische wie auch marktbasierende Standards für die gesamte Regelzone umgesetzt. Enge Abstimmung und eine geteilte Governance-Struktur der verantwortlichen Netzbetreiber sowie eine standardisierte, diskriminierungsfreie Teilnahme aller Akteure an den Elektrizitätsmärkten (Single Point of Entry) sind ausschlaggebend für eine erfolgreiche Realisierung. Die bestehende Rollentrennung bleibt erhalten.

## Literatur

- [1] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT), Bundesministerium für Verkehr, Innovation, und Technologie (BMVIT), „#mission 2030, die österreichische Klima- und Energiestrategie“, Wien, 2018
- [2] „Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG), Entwurf 2021-03-16“

## 2.3. MODELLIERUNG VON ELEKTRIZITÄTSSYSTEMEN

### 2.3.1. Verortung von Energiedaten als Grundlage für das zukünftige Energiesystem

Georg LETTNER<sup>1</sup>, Daniel SCHWABENEDER<sup>1</sup>, Matthias MALDET<sup>1</sup>,  
Christoph LOSCHAN<sup>1</sup>, Aline LEINER<sup>2</sup>, Fritz DIMMEL<sup>3</sup>

#### Motivation

Aktuelle Herausforderungen unseres Energiesystems, wie die wachsende Anzahl von privaten Prosumern, Einführung von flexiblen Energie- und Netztarife, das steigende Interesse an Elektromobilität und Ökostrom, sowie die gewollte Transparenz im Energiesektor fordern innovative, gemeinschaftliche Lösungsansätze bei der Energieversorgung. Alle dezentralen Erzeuger und Marktteilnehmer müssen miteinander vernetzt werden und im Kontext des Gesamtsystems und des Verteilnetzes zusammengeführt werden. Diese Realität kann heutzutage auf digitaler Ebene abgebildet werden.

Dafür müssen Schnittstellen definiert werden, um die notwendigen Daten in hoher zeitlicher und örtlicher Auflösung erfassen zu können. Der Bedarf solcher Verortung von Energiedaten ist eine notwendige Grundlage für zukünftige Entwicklungen, wie die Optimierung von Energiegemeinschaften, netzdienliches Verhalten von Endkundenkomponenten, dynamische Netztarife, Bewusstseinsbildung, u.v.m..

#### Anwendung

Um die zukünftigen komplexen Fragestellungen der neuen Flexibilitäten der Sektorkopplung und Speichertechnologien zu berücksichtigen und das Nutzer:innen Bewusstsein für die Digitalisierung des Energiesystems zu erhöhen braucht es einen offenen und diskriminierungsfreien Zugang zu Plattformen, die eine sehr niederschwellige und einfache Informationsbeschaffung ermöglichen. Es gilt, einen sinnvollen und geeigneten Trade-Off zu finden, der in Bezug auf Datenschutz, Datensicherheit, aber auch Datennutzung eine optimale Balance erlaubt. Es soll unterbunden werden Rückschlüsse auf das individuelle Verbrauchsverhalten einzelner Teilnehmer ziehen zu können. Intelligente Algorithmen ermöglichen es trotz Anonymisierung der Daten, deren Nutzungsfähigkeit zu erhalten und Informationen für die Kunden bereit zu stellen.

Eine mögliche Anwendung der Datennutzung kann die Potentialerhebung zur Teilnahme bei Energiegemeinschaften sein. Durch die Bestimmung des Handels innerhalb der Gemeinschaft mittels Minimierung der gesamten Strombezugskosten (1), d. h. der Summe aller Strombezugskosten für jeden Haushalt. Für den Handel zwischen Mitgliedern der Energiegemeinschaft werden unterschiedliche Netztarife  $p_{h,\bar{h},t}^{grid}$  und Energiepreise  $p_{h,\bar{h},t}^{intern}$  berechnet.

$$C_h = \sum_t \left( (p_{h,t}^{grid} + p_{h,t}^{supply} + p_{h,t}^{fees}) \cdot q_{h,t}^{supply} - p_{h,t}^{feed} \cdot q_{h,t}^{feed} + \sum_{\bar{h} \neq h} \left( (p_{h,\bar{h},t}^{grid} + p_{h,\bar{h},t}^{intern} + p_{h,t}^{fees}) \cdot q_{h,\bar{h},t}^{buy} - p_{h,\bar{h},t}^{intern} \cdot q_{h,\bar{h},t}^{sell} \right) \right) \quad (1)$$

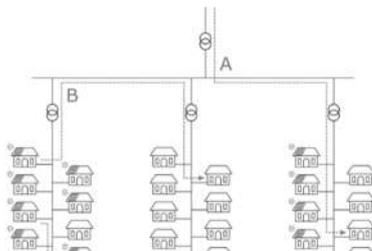


Abbildung 1 Verortung von Energiegemeinschaftsteilnehmer:innen

Jedoch spielen nicht nur energiewirtschaftliche Aspekte gemäß Erneuerbaren Ausbau Gesetz [1] eine wichtige Rolle bei der Verortung von Energiedaten (siehe Abbildung 1). Verortung kann auch zu netzdienlichem Verhalten beitragen, indem die Verwendung örtlicher Flexibilitäten zur Spitzenlastreduktion erleichtert wird. Zum Beispiel

<sup>1</sup> TU Wien, Institute of Energy Systems and Electrical Drives, Energy Economics Group, Gusshausstrasse 25-29/E370-3, A-1040 Wien, +43-(0)1-58801-370376, [lettner@eeg.tuwien.ac.at](mailto:lettner@eeg.tuwien.ac.at)

<sup>2</sup> MS.GIS Informationssysteme Gesellschaft m.b.H.

<sup>3</sup> eFriends Energy GmbH

könnten leistungsorientierte Netztarife einen Anreiz bieten Spitzenlastmanagement durchzuführen.

## Ergebnisse

Eine offene Datenplattform welche die genannten Ziele der Verortung von Energiedaten verfolgt, wurde in FIWARE (Orion Context Broker) [2] für Smart City Anwendungen umgesetzt und kontinuierlich weiterentwickelt. Es werden standardisierte Schnittstellen (NGSIv2) und standardisierte Schnittstellenspezifikationen von ETSI (NGSI-LD API) für Datenmodelle (NGSIv2 und NGSI LD konform) und Software-Bausteine zB Quantum Leap (Zeitreihen) verwendet. In Abbildung 2 sind die Kernfunktionen (in blau beschrieben) am Kartenlayer der entwickelten OpenDataPlattform dargestellt.

In Abbildung 3 wurden leistungsorientierte Netztarife in unterschiedlichen Varianten eingeführt. Durch einen optimierten und abgestimmten Betrieb von Flexibilitäten innerhalb von Energiegemeinschaften können einerseits zukünftige Kosten reduziert werden und andererseits die Spitzenlasten im betrachteten Netzabschnitt reduziert werden.

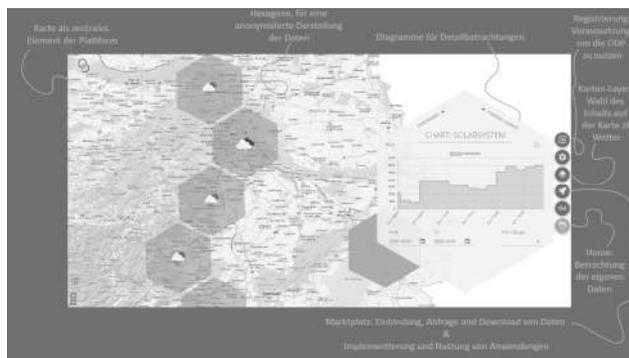


Abbildung 2 Kernfunktionen der OpenDataPlattform

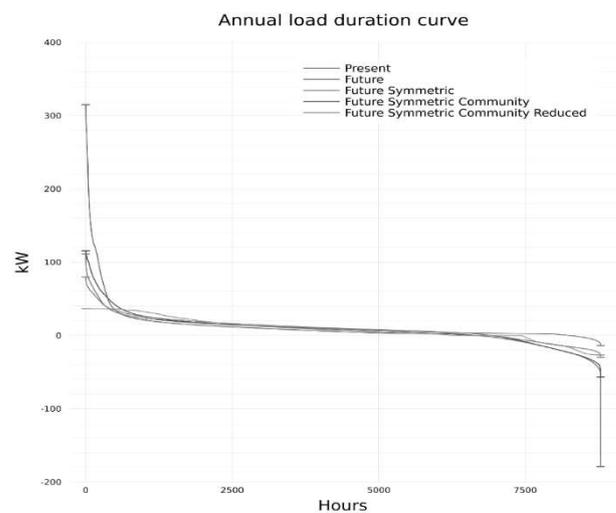


Abbildung 3 Einfluss von leistungsorientierten Netztarifen auf die Spitzenlast

Die Arbeiten wurden u.a:

- Im Projekt „BEYOND“ im Rahmen der ERA-NET Smart Energy Systems Initiative im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) und des Klima- und Energiefonds durchgeführt und durch das Forschungs- und Innovationsprogramm Horizon 2020 der Europäischen Union unterstützt und ist Teil von Green Energy Lab.
- Im Projekt „GEL OpenDataPlattform“ aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen der FTI-Initiative „Vorzeigeregion Energie“ im Green Energy Lab durchgeführt.
- Im Projekt „Energy Point“ aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2020 durchgeführt

## Referenzen

- [1] Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, Fassung vom 02.12.2021 <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619> .
- [2] <https://www.fiware.org/>

## 2.3.2. Systemvision Österreich – Energiesystemmodellierung als Basis für den Umbau des Energiesystems

Valentin WIEDNER<sup>1</sup>, Eva DREWS<sup>2</sup>, Magda MIRESCU<sup>3</sup>, Christian SPINDLER<sup>4</sup>, Christian TODER<sup>5</sup>

### Motivation und zentrale Fragestellung

Der Umbau des österreichischen Energiesystems ist ein zentraler Baustein, um die Klimaziele zu erreichen, die in internationalen Übereinkommen und den entsprechenden regionalen bzw. nationalen Übersetzungen in die jeweiligen Rechtsordnungen definiert wurden – konkret im Übereinkommen der Klimakonferenz COP21 [1], im Gesetzpaket „Fit for 55“ der EU Kommission [2] sowie im österreichischen Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz [3]. Obwohl bestimmte Ziele zum Beispiel hinsichtlich Treibhausgasemissionen festgelegt wurden, ist noch unklar, wie das entsprechende Ziel-Energiesystem und der Weg dorthin aussehen können. Da es sich hier um langfristige Ziele handelt, bei denen die nötigen Investitionen zeit- und ressourcenaufwändig sind und langfristig geplant werden müssen, ist es nötig, sich bereits heute mit möglichen Szenarien und Strategien auseinanderzusetzen und die Ergebnisse in die Planungen einfließen zu lassen.

### Methodische Vorgangsweise

Austrian Power Grid AG (APG) nutzt dafür das Energiesystemmodell PyPSA-Eur-Sec, ein Modell zur Optimierung des europäischen Stromsystems [4], das auch Potenziale der Sektorkopplung miteinbezieht. Für die Modellierung kann APG einerseits aufgrund ihrer zentralen Rolle im Energiesystem als auch aufgrund entsprechender (internationaler) Kooperationen auf eine fundierte Datenbasis zurückgreifen, um Szenarien zu entwickeln und mithilfe des Energiesystemmodells in Ziel-Energiesysteme zu übersetzen. Der Ausgangspunkt jedes Szenarios ist das Basisjahr 2020. Je nach Optimierungshorizont – z.B. 2040, 2050; oder stufenweise in 10-Jahres-Schritten bis 2050 – werden Optimierungsläufe für verschiedene Szenarien angestoßen. Aus den Ergebnissen lassen sich Szenarien bzw. Transformationspfade vom heutigen zum Ziel-Energiesystem ableiten.

### Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Mögliche Ergebnisse der verschiedenen Szenarien sind u.a. die installierten Kapazitäten verschiedener Technologien der Stromerzeugung im dekarbonisierten System im Vergleich zum Basisjahr, die optimale geographische Verteilung der erzeugten Energie in Österreich im Zielszenario, die optimale Wertschöpfungskette, die – unter Berücksichtigung der Sektorkopplung – nötig ist, um die Energiebedarfe im Zielszenario zu erfüllen, sowie auch die benötigten Investitionen in den Netzausbau innerhalb bzw. zwischen den verschiedenen Regionen und Ländern. Diese Informationen dienen APG schließlich als Basis für die mittel- und langfristige Netzausbauplanung.

### Referenzen

- [1] United Nations Framework Convention on Climate Change, Paris Agreement, 2015. [Online] <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> [Aufgerufen am 21. November 2021]
- [2] Europäische Kommission, Umsetzung des europäischen Grünen Deals, 2021. [Online] [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal\\_de](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_de) [Aufgerufen am 21. November 2021]
- [3] Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG), BGBl. I Nr. 150/2021, Fassung vom 21.11.2021.
- [4] T. Brown, M. Victoria, and L. Zeyen, PyPSA-Eur-Sec, 2020. [Online] <https://pypsa-eur-sec.readthedocs.io/en/latest/#> [Aufgerufen am 21. November 2021]

<sup>1</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien, [valentin.wiedner@apg.at](mailto:valentin.wiedner@apg.at)

<sup>2</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien, [eva.drews@apg.at](mailto:eva.drews@apg.at)

<sup>3</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien, [magda.mirescu@apg.at](mailto:magda.mirescu@apg.at)

<sup>4</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien, [christian.spindler@apg.at](mailto:christian.spindler@apg.at)

<sup>5</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien, [christian.toderm@apg.at](mailto:christian.toderm@apg.at)

### 2.3.3. Achieving 100% Renewable Electricity in Austria – Analysing the EAG-Goals

Lukas LENHARDT<sup>1\*</sup>, Robert GAUGL<sup>1</sup>, Sonja WOGGRIN<sup>1</sup>

#### Motivation

Austria's electrical energy system faces new challenges through its expansion of renewable energies. The Renewable Energy Expansion Act (Erneuerbaren Ausbau Gesetz; EAG) stipulates that from the year 2030, electricity consumption is to be covered 100% nationally on balance from renewable energy sources [1]. To achieve this goal, the EAG prescribes an increase in electricity production from biomass by 1 TWh, hydropower by 5 TWh, wind by 10 TWh, and photovoltaics by 11 TWh to meet the expected demand of 82 TWh in 2030 purely from renewable energy sources. This addition of renewables is transforming our electricity system with currently a few large and on-demand power plants to one with many small generators with volatile generation. Despite the massive change, system stability must continue to be ensured in the future.

This paper is dedicated to the analysis of the Austrian electricity system in 2030 by replicating the electricity sector in the open source "Low-carbon Expansion Generation Optimization" (LEGO) model available on GitHub<sup>2</sup>. How will the planned expansion affect the system? A further analysis is made comparing the expansion targets set in the EAG with results of a cost-minimizing expansion of renewables to achieve the goal of 100% renewable electricity generation (national balance) in 2030.

#### Methodology

The LEGO model is an optimization model for cost minimization - depending on the selection of modules to be treated. It provides a wide range of results. The model is flexible in two ways: (i) in terms of time and (ii) in terms of thematic modelling blocks that can be combined with each other. The existing model is described in more detail in [2].

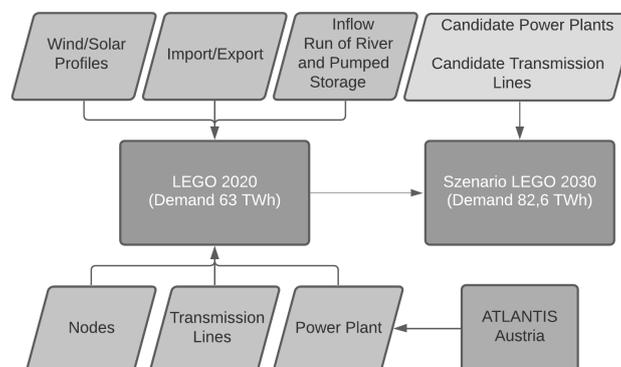


Figure 1: Description of the scenario analysis

For the implementation of the Austrian electricity system, the data from the ATLANTIS model [3] are converted into a format compatible with LEGO. This involves a total of 911 lines, 184 transformers, 2 phase shifting transformers, 1 304 power plants and 468 nodes. For each node, there are solar and wind profiles over an entire year that reflect the hourly generation coefficient. These profiles were provided by Renewables Ninja [4]. Water inflows for each pumped storage, reservoir, and run-of-river power plant were calculated using data from APG [5] and E-Control [6] and incorporated into the model. As a further step, candidate power plants are included in the model. For this purpose, the wind and solar potentials are integrated from existing studies. In Austria, the renewable power supply is expected to

<sup>1</sup> Graz University of Technology, Institute of Electricity Economics and Energy Innovation, Inffeldgasse 18/II, A-8010 Graz  
Phone.: +43 316 873 7901, lenhardt@student.tugraz.at, iee.tugraz.at

<sup>2</sup> <https://github.com/wogrln/LEGO>

increase by 27 TWh by 2030. Of this, 11 TWh will be generated from photovoltaics and 10 TWh from wind power [7].

## Preliminary and expected Results

The first result is the validation of Austria for the year 2020. For this purpose, the results are compared with existing reports from Statistics Austria for the year 2020, evaluated and partially adjusted [8].

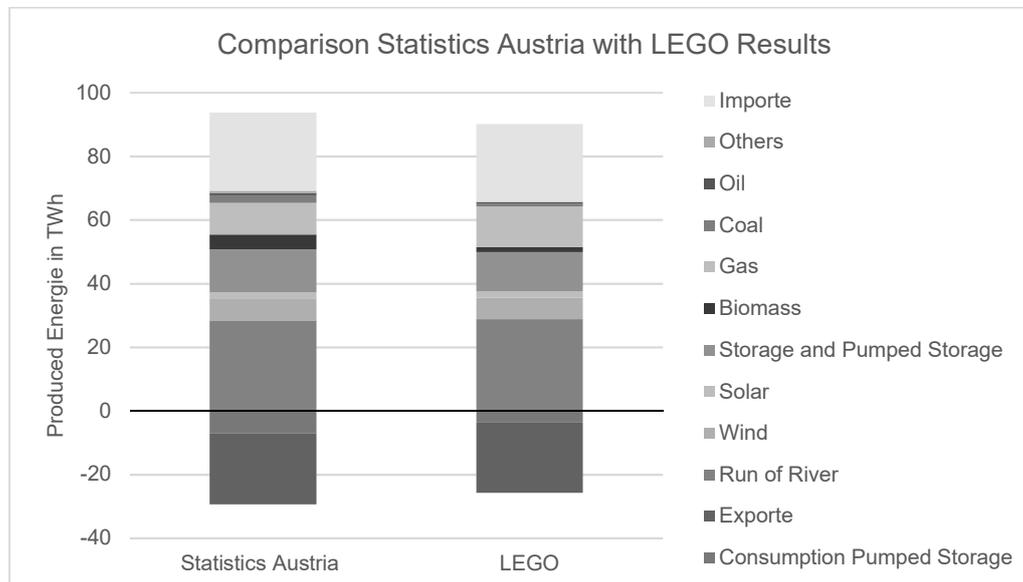


Figure 2: Comparison for produced electricity between Statistics Austria and LEGO for 2020

The year 2030 is simulated with candidate power plants and candidate lines. The consumption is increased to 82.6 TWh. A comparison will be made between a scenario that follows the EAG expansion plans for each power plant type and second cost-effective scenario realizing the 100% renewable electricity goal. The results of this work will also be relevant for the project START2030.

## References

- [1] Parlament, Republik Österreich, „Erneubaren-Ausbau-Gesetz,“ 16 09 2020. [Online]. Available: [https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME\\_00058/index.shtml](https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME_00058/index.shtml). [Zugriff am 23 11 2021].
- [2] S. Wogrin, D. Tejada-Arango, S. Delikaraoglou, A. Botterud, Assessing the impact of inertia and reactive power constraints in generation expansion planning, *Applied Energy*, Volume 280, 2020, 115925, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115925>.
- [3] H. Stigler, U. Bachhiesl und G. Nischler, „ATLANTIS: techno-economic model of the European electricity sector,“ Springer, 08 09 2015. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s10100-015-0413-8>. [Zugriff am 23 11 2021].
- [4] S. Pfenninger und I. Staffell, „Renewables.ninja,“ [Online]. Available: <https://www.renewables.ninja/>. [Zugriff am 23 11 2021].
- [5] Austrian Power Grid, „Austrian Power Grid,“ [Online]. Available: <https://transparency.apg.at/>. [Zugriff am 23 11 2021].
- [6] E-Control, [Online]. Available: <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/charts>. [Zugriff am 23 11 2021].
- [7] L. Gewessler, „Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie,“ 17 03 2021. [Online]. Available: [https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/20210317\\_eag.html](https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/20210317_eag.html). [Zugriff am 23 11 2021].
- [8] Statistik Austria, „Statistik Austria,“ 2020. [Online]. Available: [https://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_umwelt\\_innovation\\_mobilitaet/energie\\_und\\_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html](https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html). [Zugriff am 23 12 2021].

The project START2030 is funded by the Klima- und Energiefonds and carried out within the Research Programm ACRP

### 2.3.4. Simulation und Analyse des österreichischen Stromsystems 2030 und 2040: Erzeugung, Verbrauch und Speicherung

Bernhard THALER<sup>1\*</sup>, Stefan POSCH<sup>1</sup>, Gerhard PIRKER<sup>1</sup>, Andreas WIMMER<sup>1,2</sup>

#### Motivation und Einleitung

Das nationale Energiesystem befindet sich am Beginn einer umfassenden Transformation. Zur Einhaltung der Klimaziele von Paris müssen innerhalb der nächsten Jahrzehnte alle Sektoren den Verbrauch fossiler Energieträger beenden. Österreich soll im Jahr 2040 Klimaneutralität erreichen, und damit komplett aus der Nutzung von Kohle, Öl und Erdgas aussteigen.

Voraussetzung für Klimaneutralität ist ein vollständig auf regenerativen Energieträgern beruhendes Energiesystem. Mit den festgelegten Ausbaumengen im 2021 präsentierten Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) hat die Bundesregierung das Ziel abgesteckt, im Stromsektor gemessen am Verbrauch bilanziell 100% erneuerbare Energien zu erreichen. Aufgrund der zunehmenden Sektorkopplung und der damit verbundenen Elektrifizierung großer Bereiche aus Industrie, Verkehr und Wärmeversorgung, wird der Stromverbrauch in den nächsten Jahrzehnten stark zunehmen. Ein massiver Ausbau der dafür notwendigen Erzeugungskapazitäten aus primär Wind- und Sonnenenergie muss mit einer gleichzeitigen massiven Ausweitung von Speichern und Back-Up Modulen (z.B. dezentrale, schnell abrufbare Rückverstromungseinheiten) einhergehen, um zu jedem Zeitpunkt Versorgungssicherheit garantieren zu können.

Am Large Engines Competence Center (LEC) werden Simulations- und Optimierungstools für unterschiedliche Energiesysteme, wie zum Beispiel Kraftwerke oder Mobilitäts-Anwendungen (Schifffahrt und Schienenverkehr) entwickelt. Im Zuge dieser Arbeit wird das in Zusammenarbeit mit dem Hydrogen Center Austria (HyCentA) in Entwicklung befindliche Simulationstool „LEC ENERsim“ verwendet, um den nationalen Stromsektor Österreichs abzubilden. Das zukünftige Zusammenspiel von Stromerzeugung und Verbrauch wird analysiert, sowie der Speicherbedarf bei vollständiger Durchdringung erneuerbarer Energien abgeschätzt.

#### Methodik

Das nationale Energiesystem wird als gekoppeltes System von Energiequellen, Speichern und Wandlern abgebildet. Der gesamte Kraftwerkspark einer bestimmten Komponentenklasse (z.B. Windkraftwerke) wird dabei zu einer einzigen Komponente aggregiert und die verschiedenen Komponenten entsprechend der möglichen Energieflüsse miteinander verknüpft. Eine räumliche Ausdehnung des Systems wird nicht berücksichtigt und es wird rein der Stromsektor abgebildet, jedoch unter Berücksichtigung einer zunehmenden Sektorkopplung für die betrachteten Szenarien 2030 und 2040.

Die Berechnung nutzt ein lineares Optimierungsmodell, in welchem verschiedene Randbedingungen und Einschränkungen vorgegeben werden; beispielsweise muss zu jedem Zeitpunkt der Strombedarf über die Quellen, Wandler und Import-Kapazitäten gedeckt werden können. Verbrauchs- und Erzeugungsprofile werden in stündlicher Auflösung als Randbedingungen vorgegeben. Der Einsatz und die Dimensionierung der Komponenten werden rein ökonomisch hinsichtlich minimaler Kosten optimiert.

Als Basis zur Modellvalidierung wird das System mit den Randbedingungen des Jahres 2019 ohne zusätzliche Komponenten simuliert. Im Szenario 2030 werden die Erzeugungsprofile der erneuerbaren Energiequellen entsprechend des geplanten Ausbaus im EAG skaliert (+27 TWh). Im Szenario 2040 wird der zusätzliche Bedarf an Solar- und Windenergie, sowie der Bedarf an Speicherkapazitäten

---

<sup>1</sup> Large Engines Competence Center Graz, Inffeldgasse 19, 8010 Graz, [www.lec.at](http://www.lec.at), [office@lec.tugraz.at](mailto:office@lec.tugraz.at)

<sup>2</sup> Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik, TU Graz, Inffeldgasse 19, 8010 Graz, [www.ivt.tugraz.at](http://www.ivt.tugraz.at), [institut@ivt.tugraz.at](mailto:institut@ivt.tugraz.at)

(Batterien, Elektrolyseure, Wasserstoff-Speicher, Rückverstromung) zum Ausgleich von Erzeugungslücken berechnet.

### Datenbasis

Aus Daten der Statistik Austria [1] und der ENTSO-E Transparency Platform [2] werden die Erzeugungsprofile der erneuerbaren Energiequellen (Wind, PV, Laufwasserkraft, Biomasse), die Speicherkraftwerk-Zuflüsse sowie das Lastprofil des Bruttoinlandsverbrauchs berechnet.

Der zukünftige Strombedarf für 2030 und 2040 wird unter Berücksichtigung einer schnell voranschreitenden Kopplung der Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie an den Stromsektor abgeschätzt. Steigender Strombedarf resultiert aus stetigem Wirtschaftswachstum, einer annähernd vollständigen Durchdringung von E-Mobilität und der Substitution fossiler Energieträger in der Industrie. Der Bedarf an Elektrizität im Transport- und Industriesektor wird aus Szenarien der Studie „Erneuerbares Gas in Österreich 2040“ der AEA [3] abgeschätzt. Strombedarf zur Produktion von grünem Gas bzw. E-Fuels für Anwendungen in Industrie und Mobilität wird nicht explizit berücksichtigt.

### Ergebnisse

Die Ergebnisse für das Szenario 2030 zeigen, dass das EAG-Ziel von bilanziell 100% erneuerbaren Energien aufgrund des höheren Bedarfs knapp nicht erreicht wird. Im Winter bestehen weiterhin Deckungslücken (siehe Abbildung 1b), die entweder mit Importen oder mit Gaskraftwerken gedeckt werden. Das Szenario 2040 ergibt einen weiteren hohen Ausbaubedarf an PV- und Windenergie. Mit damit einhergehendem Ausbau kurzfristiger (Batterien) und langfristiger (Wasserstoff) Speicher kann der stark gestiegene Bedarf über das ganze Jahr gedeckt werden, bei gleichzeitig komplettem Verzicht auf fossile Energieträger.

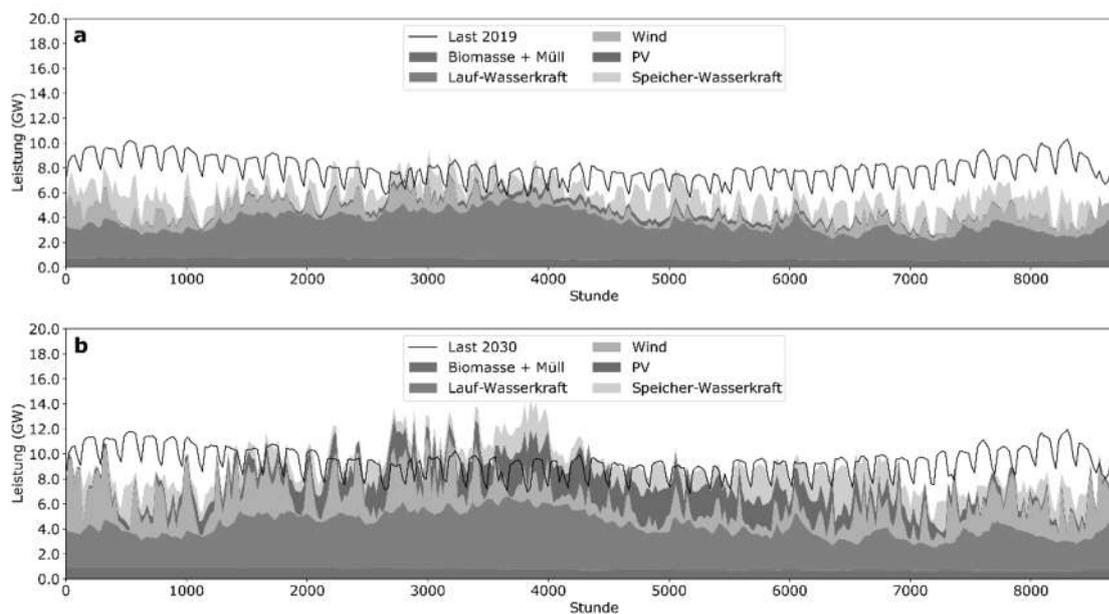


Abbildung 1: Lastprofil des österreichischen Bruttoinlandsverbrauchs und simulierte Stromaufbringung erneuerbarer Energiequellen für 2019 (a) und 2030 (b). Zur besseren Darstellung sind Datenpunkte in der Grafik jeweils Tagesmittelwerte, wohingegen die Simulation in stündlicher Auflösung erfolgte.

### Referenzen

- [1] Statistik Austria, „Gesamtenergiebilanz Österreich 2019“  
[https://pic.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_umwelt\\_innovation\\_mobilitaet/energie\\_und\\_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html](https://pic.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html) (Aufgerufen 17. November 2021)
- [2] ENTSO-E. Transparency Platform  
<https://transparency.entsoe.eu> (Aufgerufen 17. November 2021).
- [3] Baumann et. al., „Erneuerbares Gas in Österreich 2040: Quantitative Abschätzung von Nachfrage und Angebot“, Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, 2021

### 2.3.5. Der deutsche Kohleausstieg 2030 – Mögliche Auswirkungen auf die Netzausbauplanung in Österreich

Timothy HOFMANN<sup>1\*</sup>, Thomas HAYDN<sup>2\*</sup>, Stephan ÖSTERBAUER<sup>3</sup>,  
Andreas HUTTERER<sup>4</sup>

#### Motivation und zentrale Fragestellung

Im Koalitionsvertrag der neuen deutschen Regierung sind drei wesentliche energiepolitische Richtungsentscheidungen enthalten um eine Erreichung der deutschen Klimaschutzziele zu ermöglichen. Es wird ein schnellerer Kohleausstieg in Deutschland bereits im Jahr 2030 anstelle 2038 angestrebt. Es wird ein beschleunigter Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) bis 2030 angedacht, um mindestens 80 % des deutschen Stromverbrauchs mit nationalem grünen Strom decken zu können. Zusätzlich soll es einen minimalen CO<sub>2</sub>-Preis von 60 €/t geben. Diese neuen Rahmenbedingungen in Deutschland für 2030 weichen deutlich von den bisherigen Annahmen, die im Rahmen des Ten Year Network Development Plan 2020 (TYNDP2020) der ENTSO-E getroffen wurden, ab. Ziel dieses Beitrags ist es, die Auswirkungen dieser politischen Entscheidungen und die damit verbundenen veränderten Rahmenbedingungen auf die bisherigen Ergebnisse der europäischen Netzausbauplanung abzuschätzen. Hauptaugenmerk wird dabei auf die österreichische Gebotszone gelegt. Die Effekte in Deutschland werden nur am Rande beleuchtet. [1]

#### Methodische Vorgangsweise

Als Basisfall aller Analysen und Sensitivitäten zur Beantwortung der Fragestellung wird das Szenario National Trends 2030 (NT) des TYNDP2020 herangezogen. Dieses Szenario entspricht den Zielvorgaben des EAG für den Zeithorizont 2030 für Österreich. Auch die im Rahmen des TYNDP2020 erstellten europäischen Marktmodelle werden unverändert übernommen. Für die Sensitivitäten des Kohleausstiegs in Deutschland wird das Modell für die Gebotszone Deutschland im Szenario NT2030 angepasst. [2] [3]

Als Netzausbauzustand wird das Referenznetz des TYNDP2020 herangezogen. Für das Marktdesign werden mit einem NTC-basierten Energy-Only-Marktmodell bestimmte Vereinfachungen angenommen. Ausgeführt werden alle Simulationen mit der APG eigenen Simulationsplattform „VAMOS“ (bei Fragen zur APG Simulationsplattform „VAMOS“ E-Mail an [vamos@apg.at](mailto:vamos@apg.at)).

Die Berechnungen erfolgen auf Basis unterschiedlicher Wetterjahre. Die Brennstoffpreise werden ebenfalls vom TYNDP2020 aus dem Szenario NT2030 übernommen. Die Lasten werden an den Zielwert des Koalitionsvertrages von einem mittleren Wert von 550 TWh auf 680-750 TWh angepasst. Zudem werden folgende Sensitivitäten untersucht:

- Alle Stein- und Braunkohlekraftwerke in Deutschland werden außer Betrieb genommen (19 GW – 50 Kraftwerksblöcke).
- Entsprechend des Koalitionsvertrages wird die im Szenario angenommene installierte Kapazität für Photovoltaik von 91 auf 200 GW, Offshore-Wind von 17 auf mind. 30 GW und Power-2-Gas Anlagen von 2 auf 10 GW angepasst.
- CO<sub>2</sub>-Preis in Europa von 60 €/t

Für die Auswertung werden klassische marktseitige Eckdaten wie Import-, Exportenergiemengen und Leistungsspitzen, Extremwerte der Residuallast sowie bereits durch den Markt eingeschränkte Erzeugung aus EE („Dumped Energy“) oder Lastdeckungsprobleme betrachtet. Es werden die drei verschiedenen Maßnahmenpakete in Form von eigenständigen Sensitivitäten wie auch einer kombinierten Umsetzung untersucht.

<sup>1</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien, [timothy.hofmann@apg.at](mailto:timothy.hofmann@apg.at)

<sup>2</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien, [thomas.haydn@apg.at](mailto:thomas.haydn@apg.at)

<sup>3</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien, [stephan.oesterbauer@apg.at](mailto:stephan.oesterbauer@apg.at)

<sup>4</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien, [andreas.hutterer@apg.at](mailto:andreas.hutterer@apg.at)

## Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Da die Veröffentlichung des Koalitionsvertrages erst kurz vor Einreichung der Kurzfassung stattgefunden hat werden die Marktsimulationen der betrachteten Sensitivitäten nachträglich durchgeführt und die Ergebnisse der Analysen in der Langfassung veröffentlicht.

## Referenzen

- [1] Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN & Freie Demokraten (FDP), „Koalitionsvertrag\_2021-2025,“ [Online]. Available: [https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag\\_2021-2025.pdf](https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf). [Zugriff am 02 Dezember 2021].
- [2] ENTSO-E, „Planning the future grid - TYNDP,“ [Online]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/>. [Zugriff am 02 Dezember 2021].
- [3] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, „Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG; Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG-Paket,“ [Online]. Available: [https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME\\_00058/index.shtml#tab-Uebersicht](https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME_00058/index.shtml#tab-Uebersicht). [Zugriff am 02 Dezember 2021].

### 2.3.6. Secures: Securing Austria's Electricity Supply in Times of Climate Change

Demet SUNA<sup>1</sup>, Gustav RESCH<sup>2</sup>, Franziska SCHÖNIGER<sup>2</sup>, Gerhard TOTSCHNIG<sup>1</sup>, Nicolas PARDO-GARCIA<sup>1</sup>, Herbert FORMAYER<sup>3</sup>

#### Motivation

The transition of Austria's electricity system towards a safe and sustainable future in times of climate change brings a broad range of challenges and opportunities into the policy debate where timely decisions on the way forward are of key relevance. On the one hand, energy demand in general and especially electricity demand will undergo significant changes through new demand patterns impacted by climate change and increased sector coupling. On the other hand, the supply side of the system has to undergo a major transformation process. Austria's electricity sector has to comply with ambitious decarbonisation targets, for example concerning the domestic expansion of renewable energy sources (RES) where the Austrian government aims for generating renewable electricity by 2030 to the extent that the national total electricity consumption is fully covered (at a yearly balance) – cf. the Austrian Climate and Energy Strategy (#Mission2030) and the National Energy and Climate Plan (NECP). Austria's electricity sector will consequently have to deal with increasing flexibility needs because of high shares of non-dispatchable renewable energy sources. Moreover, electricity generation patterns of hydro, wind, solar PV as well as thermal power plants will be increasingly affected by changing weather conditions caused by ongoing climate change in the future.

#### Core Objectives

The overarching goal of SECURES is to provide targeted support to Austrian policy makers by taking a closer look at the challenges and opportunities arising for Austria's electricity system in future years, acting as a safeguard for securing a reliable, sustainable and cost-efficient electricity supply in times of climate change. SECURES aims to enable Austrian policy makers and stakeholders to overcome and solve conflicts in policy targets for security of energy supply, the need for decarbonisation and the consequences for the Austrian economy, all increasingly affected by impacts arising from climate change.

#### Methodology

The first one is a thorough analysis of changing patterns in weather, electricity demand and supply driven by climate change and the required decarbonisation. Here, we analyse changing patterns in weather conditions that can be expected in times of climate change in Europe. This serves for deriving key parameters that determine the potential and operational conditions of the future power plant fleet (incl. temperature, wind speed, precipitation and corresponding hydro flows) in a timely and geographically high resolution. Apart from changing supply patterns driven by climate change, we analyse expected developments and changes in electricity demand, driven by climate change & decarbonisation.

The second pillar is the modelling and the corresponding analysis of prospective scenarios. Thus, building on the assessment of changing patterns we undertake a model-based analysis of Austria's future electricity sector. The basket of scenarios incorporates all identified key options on both supply

---

<sup>1</sup> AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 6 1210 Vienna/Austria, Contact: T: +43 664 2351944, F: +43 50550-6390, E-Mail: [demet.suna@ait.ac.at](mailto:demet.suna@ait.ac.at), W: [www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)

<sup>2</sup> Vienna University of Technology, Institute of Energy Systems and Electrical Drives, Energy Economics Group (EEG), Vienna/Austria

<sup>3</sup> University of Natural Resources and Life Sciences (BOKU), Institute of Meteorology and Climatology Vienna/Austria

and demand of electricity including the relevant sectors like electric cooling & heating, electric transport, and decarbonisation of the industry: For the supply side, we consequently assess distinct technology portfolios and supply patterns (reflecting climate impacts) in line with (2030 and beyond) policy targets. Concerning demand, we build on the detailed analysis of future demand trends, reflecting decarbonization needs and climate change impacts. Since the overall assessment focuses on supply security, assessed scenarios will incorporate the identified changes in weather conditions, and we will take a closer look at extreme circumstances (i.e. expected droughts, heat waves, dark doldrums).

The third pillar concerns our way to enhance the decision-making process, facilitating a sound and transparent stakeholder dialogue and the provision of targeted support for Austria's policy makers. Thanks to the being established open model and database platform we will then also openly share our outcomes and assumptions, enhancing stakeholder feedback and stipulating the public discourse.

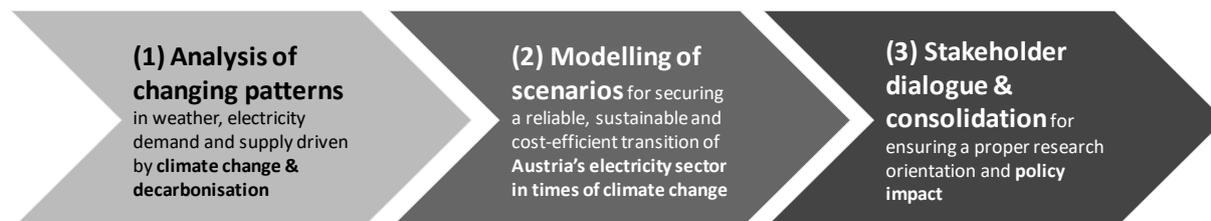


Figure 1: Approach

## Expected Results

We aim for identifying scenarios that allow for securing a reliable, sustainable and cost-efficient transition of Austria's electricity sector to cope well with the expected changes. In the upcoming period the results are expected to be available: scenario design, analysis of sector coupling (e-cooling, e-heating, e-transport, e-industry) on the electricity demand in future years, of changing weather patterns in times of climate change, and of state-of-the-art methods for assessing supply security assessments. Another expected result is the summary of current and future expected techno-economic characteristics of flexibility options and the identification of most promising methodologies and useful indicators for the subsequent analysis of the most critical system points for Austria.

## Acknowledgement:

The Project SECURES is funded by the Climate and Energy Fund (Klima- und Energiefonds) in the framework of 12. Austrian Climate Research Programme (ACRP) with project number KR19AC0K17532.

## **2.4. SICHERE UND NACHHALTIGE ENERGIEMÄRKTE**

### **2.4.1. "Vom Öl zur Sonne" - Die Zukunft des behördlichen Energie-Krisenmanagements**

**Katharina BAUER<sup>1</sup>, Ronald FARMER<sup>2</sup>, Christine MATERAZZI-WAGNER<sup>1</sup>,  
Carola MILLGRAMM<sup>2</sup>**

#### **Motivation und zentrale Fragestellung**

Der grundsätzliche Fokus in der Energieversorgung liegt darin, kritische Situationen im besten Fall bereits vorab zu erkennen und Versorgungskrisen zu vermeiden. Dazu werden zahlreiche Vorkehrungen getroffen und Maßnahmen entwickelt. Dass diese wirksam sind, hat sich bei mehreren Vorfällen in den letzten Monaten gezeigt. Diese haben zwar für einiges Aufsehen gesorgt, jedoch kam es in keinem Fall zu weitreichenden, länger andauernden Versorgungsunterbrechungen. Dennoch können Energiekrisen nie vollkommen ausgeschlossen werden.

Die Vorbereitung auf und sichere Bewältigung verschiedenster denkbarer Bedrohungsszenarien der Energieversorgung wird von der Regulierungsbehörde als eine ihrer zentralen Aufgaben in der Wahrung der Versorgungssicherheit und speziell im Energie-Krisenmanagement gesehen.

Neben den bestehenden Aufgaben der Überwachung von Markt, Wettbewerb, Einhaltung von Rechtsvorschriften u.a., wird daher auch die kontinuierliche Weiterentwicklung des Krisenmanagements – speziell als koordinierende Stelle zwischen Netzbetreibern, Endverbrauchern, Behörden und weiteren Marktteilnehmern -- als zentrale Aufgabe gesehen.

In Anbetracht einer Energiewelt im Wandel stellt sich die Frage, wie eine optimale Vorbereitung auf neuartige Krisenszenarien zu erfolgen hat.

#### **Methodische Vorgangsweise**

Ausgehend von bisherigen Erfahrungen (z.B. Krisenübungen, internationale Ereignisse), betrachten wir den Status-quo des Krisenmanagements innerhalb der Energieregulierungsbehörde, inklusive der rechtlichen Rahmenbedingungen, der Kommunikationserfordernisse und den eingesetzten technischen Hilfsmitteln.

Auf Basis der Vergangenheit und der Gegenwart werden die umfangreichen, zukünftigen Aufgaben im Energie-Krisenmanagement der E-Control beleuchtet. Besondere Herausforderungen aber auch Chancen werden in der vermehrten Dezentralisierung der Energieeinspeisungen, der sektorübergreifenden Infrastrukturplanung und auch -nutzung, sowie der Digitalisierung in allen Lebensbereichen und der Internationalisierung gesehen.

#### **Ergebnisse und Schlussfolgerungen**

Es kann festgehalten werden, dass das bestehende nationale Energie-Krisenmanagement grundsätzlich eine solide Basis, auch für neuartige Bedrohungsszenarien, bildet. Einen wesentlichen Faktor in der Vorbereitung stellen regelmäßige Krisenübungen dar. Auch wenn es nie möglich ist, sich auf alle denkbaren Szenarien im Detail vorzubereiten, werden alleine aufgrund der aufgebauten Resilienzen auch künftige Krisen gut bewältigt werden können. Ausgesprochen wichtig ist dabei, dass sich die Akteure untereinander kennen und ein regelmäßiger Informationsaustausch auch außerhalb des Übungsrahmen und in Nicht-Krisen-Zeiten stattfindet.

---

<sup>1</sup> Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Tel +43 1 24724-0, Fax +43 1 24724-900, katharina.bauer@e-control.at, www.e-control.at

<sup>1</sup> Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Tel +43 1 24724-0, Fax +43 1 24724-900, ronald.farmer@e-control.at, www.e-control.at

Eine wesentliche Erkenntnis ist auch, dass sich der Kreis der Akteure erweitert hat. Im Vergleich zum klassischen Energielenkungsfall (Primärenergieengpass zur Zeit vor der Energiemarktliberalisierung) können heute und in Zukunft auch Marktakteure wie Börsen, Bilanzgruppenverantwortliche, flexible Netzbenutzer (sowohl Erzeuger als auch Verbraucher) und andere eine wichtige Rolle bei der Vermeidung der Auswirkungen von Energiekrisen und bei der Wiederherstellung des Normalzustandes übernehmen.

## Referenzen

- [1] Energielenkungsgesetz 2012, unter <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20008276>
- [2] Verordnung (EU) 2017/1938 über die Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung, unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1938>
- [3] Verordnung (EU) 2019/941 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor, unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?qid=1562756960456&uri=CELEX:32019R0941>

## 2.4.2. Energiemärkte in turbulenten Zeiten? Die Preisrallye und ihre Ursachen

Karina KNAUS<sup>1</sup>, Lukas ZWIEB<sup>2</sup>

### Hintergrund

Im Sommer 2021 setzte an den Energiegroßhandelsmärkten eine noch nie dagewesene Preisrallye ein. Der Preisanstieg konnte über alle Energieträger hinweg bzw. auch bei den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen (EUA) beobachtet werden.

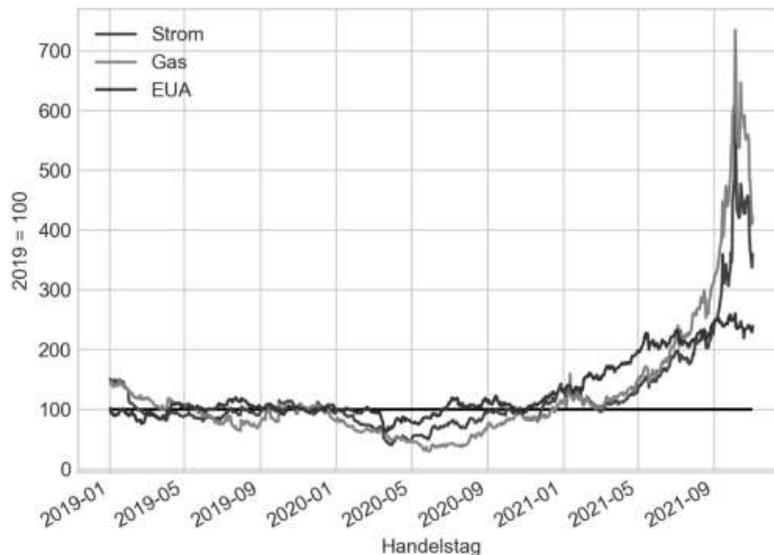


Abbildung 1: Entwicklung der Strom, Gas und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise (EUA) im Großhandelsmarkt (Datenquelle EEX, Berechnungen Österreichische Energieagentur)

Der starke Preisanstieg an den Großhandelsmärkten im Energiebereich, war sowohl global, in Europa und auch in Österreich zu spüren. So lag der Zuwachs beim Österreichischen Gaspreisindex (ÖGPI) zwischen Jänner und November 2021 bei über 400% beim Österreichischen Strompreisindex (ÖSPI) immerhin bei rund 80%. Obwohl der ÖSPI methodisch bedingt eine stärkere Glättung der einzelnen Großhandelsprodukte bewirkt und somit inhärent weniger volatil als der ÖGPI ist, ergaben sich für beide Indizes mit Jahresende neue Allzeit-Höchststände.

Die Preissteigerungen konnten nicht nur in den kurzfristigen Märkten in Österreich beobachtet werden sondern in ganz Europa (siehe z.B. die Entwicklung der Day-Ahead Strompreise Abbildung 3). Auch bei den Terminmarktprodukten gab es sowohl bei Strom, wie auch bei Gas, neue Preisrekorde in den unterschiedlichen Kontrakten. Die Markterwartung, die in diesen Produkten widerspiegelt wird, gibt - Stand Ende November - eine klare Indikation dafür ab, dass das hohe Preisniveau über einen längeren Zeitraum erhalten bleiben könnte.

<sup>1</sup> Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, karina.knaus@energyagency.at, www.energyagency.at

<sup>2</sup> Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, lukas.zwieb@energyagency.at, www.energyagency

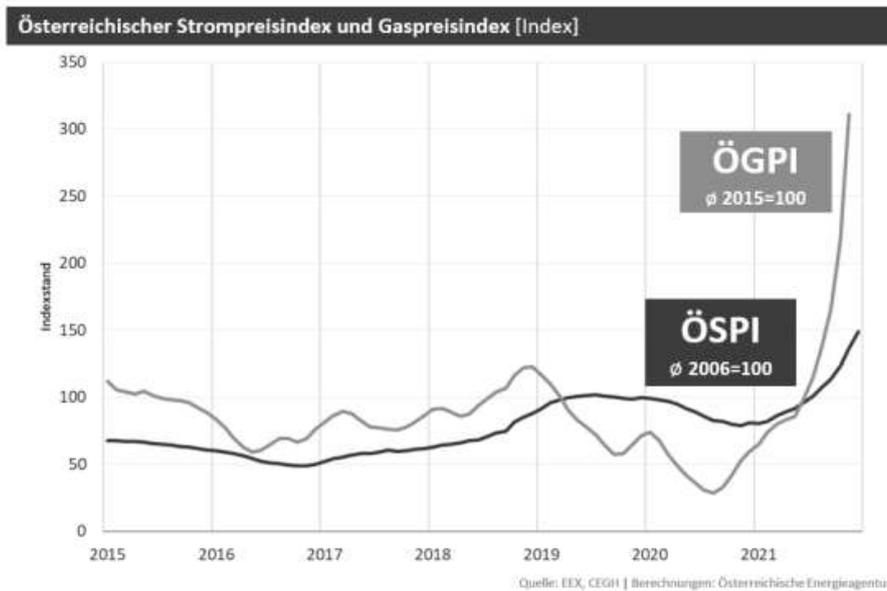


Abbildung 2: Preisentwicklung des Österreichischen Strom- bzw. Gaspreisindex.

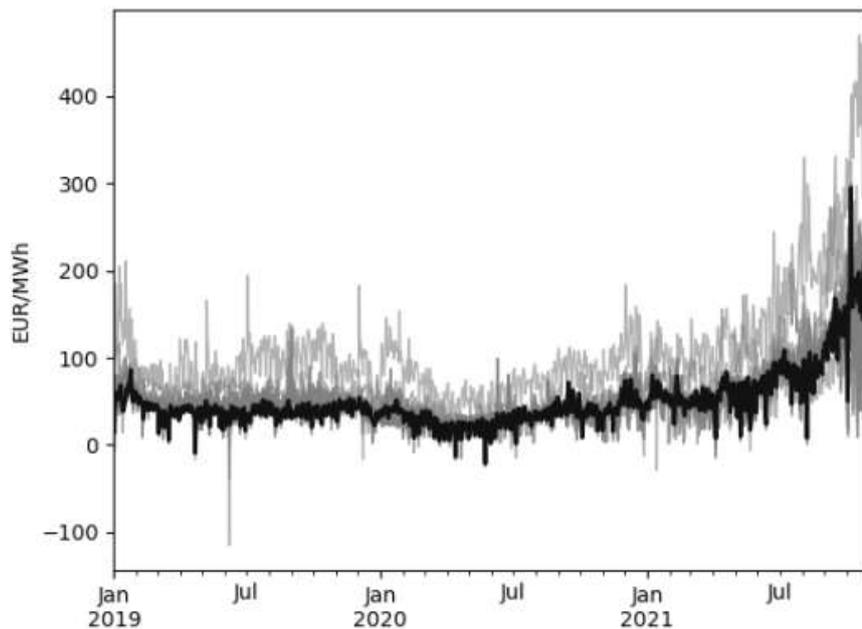


Abbildung 3: Entwicklung der Day-Ahead Strompreise in Österreich (rot) und anderen europäischen Ländern im Vergleich (Datenquelle: ENTSO-E)

## Ziel

In der vorliegenden Analyse werden die Preisentwicklungen der zweiten Jahreshälfte 2021 untersucht und die wesentlichen Ursachen für die Energiepreisrallye diskutiert.

## Methodik und Zwischenergebnisse

Die Analyse verwendet einen stark quantitativen Ansatz und betrachtet in einem ersten Schritt die Preisentwicklung der einzelnen Marktsegmente. Darüber hinaus, wird die Entwicklung der wichtigsten Fundamentalfaktoren anhand statistischer Methoden beleuchtet.

### Zwischenergebnisse

Erste Zwischenergebnisse zeigen, dass in der zweiten Jahreshälfte mehrere angebotsseitige und nachfrageseitige „bullische“, d.h. preistreibende, Faktoren gleichzeitig und in einer historisch relativ ungewöhnlichen Situation, zusammengekommen sind und dadurch gemeinsam für einen „perfect storm“ an den Energiemärkten gesorgt haben. Im Gasbereich gehörten dazu unter anderem:

- Das starke Anziehen der Nachfrage, vor allem in Asien bedingt durch den wirtschaftlichen Aufschwung
- Die dadurch stark anziehenden LNG Preise, welche mittlerweile eine immer größere Rolle in einem zunehmend globalisierten Gasmarkt spielen
- Starke Inlandsnachfrage und hohe Einspeicherung in Russland
- Eine hohe Produktion aus Gaskraftwerken in Europa in der ersten Jahreshälfte
- Wartungsarbeiten
- Keine zusätzlichen Lieferungen von Russland nach Europa bzw. keine zusätzlichen Kapazitätsbuchungen
- Niedrige Speicherstände am Ende der letzten Heizsaison, und historische niedrige Speicherstände zu Beginn der Heizsaison 2021

Weiter kann gezeigt werden, dass die Gaspreisentwicklung und nicht die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise den wesentlichen Anteil an den gestiegenen Stromgroßhandelspreisen ausmacht.

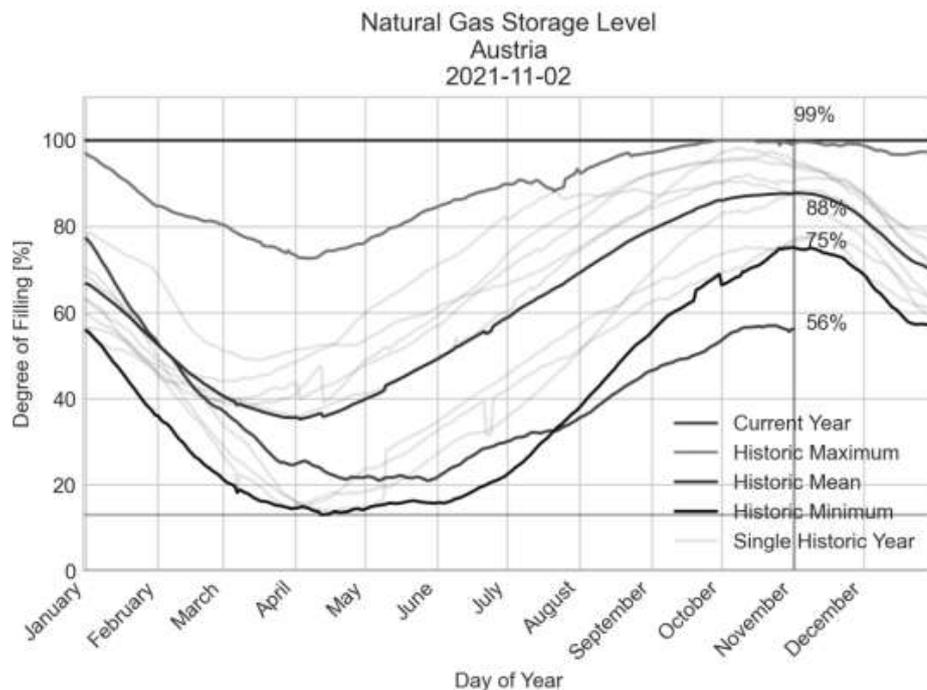


Abbildung 4: Österreichische Gasspeicherstände zu Beginn der Heizsaison (Datenquelle: AGSI+):

### 2.4.3. Grenzüberschreitender Ausbau von Erneuerbaren Energien in der CESEC-Region

Lukas LIEBMANN<sup>1</sup>, Gustav RESCH<sup>2</sup>, László SZABÓ<sup>3</sup>, Enikő KÁCSOR<sup>4</sup>,  
András MEZOSI<sup>5</sup>

#### Motivation

Die Studie "Study on the Central and South Eastern Europe energy connectivity (CESEC) cooperation on electricity grid development and renewables" [1] hat das Ziel erhebliche und praktische Beiträge zur Erleichterung der Integration erneuerbarer Energiequellen (RES) in der CESEC-Region zu leisten. Im speziellen sollen außerdem sogenannte Erneuerbare Energiezonen mit hohem Potenzial für die Stromerzeugung und grenzüberschreitender Dimension festgestellt werden.

#### Methodik

Das Methodische Vorgehen war eine umfassende Literaturrecherche als Grundlage ergänzt durch eine eigene GIS-basierte Analyse für Solar- und Windenergie anhand von meteorologischen und Landnutzungsdaten unter Berücksichtigung von z.B. Abstandsregeln und Umweltauflagen für Windenergie. Weiters zwei Szenarienpaare für die Nutzung erneuerbarer Energien bis 2050:

Referenz-RES-Szenarien (RefRES): gemäß nationaler Planung (Nationale Energie- und Klimapläne oder alternative Quellen, falls erstgenannte nicht verfügbar)

High-RES-Szenarien (HighRES): Bewertung der Machbarkeit eines höheren RES-Einsatzes in Übereinstimmung mit dem Dekarbonisierungsbedarf / European Green Deal-Perspektive

Beide Szenarien werden zweimal modelliert, um die Auswirkungen der grenzüberschreitenden EE-Kooperation zu analysieren:

- Inländische RES-Zielerfüllung (-NoCoop): Fokus auf Nutzung inländischer Ressourcen
- Mit (vollständiger) RES-Kooperation in der gesamten CESEC-Region (-Coop): ein regionaler, kostengünstiger Ansatz innerhalb der CESEC-Region.

Die Analyse für die CESEC-Region zeigt die geplante massive Energiewende: Erneuerbare Energien werden voraussichtlich in Zukunft die Stromversorgung dominieren. Photovoltaik ist bereits heute und bleibt sehr wahrscheinlich in Zukunft eine Schlüsseltechnologie, die auf lokaler Ebene ein vielversprechendes Erzeugungsvermögen darstellt. Es wird eine erweiterte geografische Verteilung von RES-Anlagen folgen. Wenn bestimmte Gebiete auch für andere RES-Schlüsseltechnologien (Onshore-Wind) wirtschaftlich tragfähige Potenziale bieten, steigt die Leistungsdichte deutlich an. Aus der Kombination von Photovoltaik und Windenergie auf regionaler Ebene konnten Regionen mit den vielversprechendsten Standortbedingungen bestimmt werden (siehe Darstellung 1). Diese dienen als Grundlage für die weitere Analyse von Cross-Border RES Projekten und in Zukunft notwendiger Infrastrukturkooperationen.

Die Ergebnisse dieser Ex-post-Analyse der Modellierungsergebnisse sind in Darstellung 1 dargestellt. Diese Grafik bietet auf NUTS3-Ebene eine Abbildung der installierten Kapazitäten der wichtigsten EE-Technologien insgesamt (inkl. Wind, Sonne, Wasser) in der CESEC-Region bis 2050 unter Verwendung von Durchschnittswerten über alle bewerteten Szenarien (daher RefRES- und HighRES-Szenarien, mit

<sup>1</sup> TU Wien, Gußhausstraße 25-29/370-3 1040 Wien Österreich, +43 1 58801 370355, [liebmann@eeg.tuwien.ac.at](mailto:liebmann@eeg.tuwien.ac.at), <https://eeg.tuwien.ac.at/staff/people/lukas-liebmann>

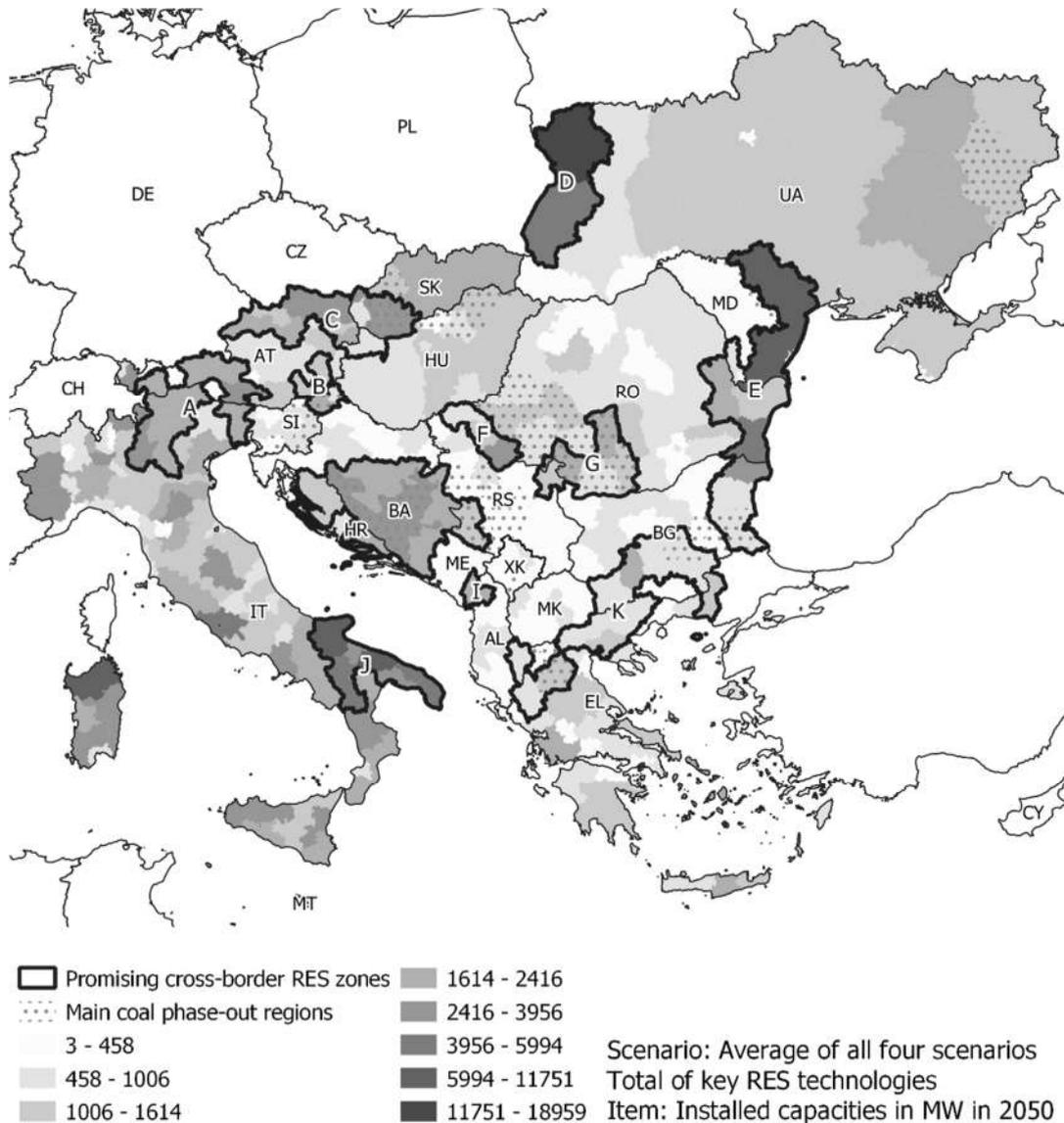
<sup>2</sup> TU Wien, Gußhausstraße 25-29/370-3 1040 Wien Österreich, [resch@eeg.tuwien.ac.at](mailto:resch@eeg.tuwien.ac.at), <https://eeg.tuwien.ac.at/staff/people/gustav-resch>

<sup>3</sup> Regional Centre for Energy Policy Research (REKK), Fővám tér 8 1093 Budapest, [laszlo.szabo@rekk.hu](mailto:laszlo.szabo@rekk.hu), <https://rekk.hu/about-us/director>

<sup>4</sup> Regional Centre for Energy Policy Research (REKK), Fővám tér 8 1093 Budapest, [eniko.kacsor@rekk.hu](mailto:eniko.kacsor@rekk.hu), <https://rekk.hu/colleague/10/eniko-kacsor>

<sup>5</sup> Regional Centre for Energy Policy Research (REKK), Fővám tér 8 1093 Budapest, [andras.mezosi@rekk.hu](mailto:andras.mezosi@rekk.hu), <https://rekk.hu/colleague/3/andras-mezosi>

und ohne Kooperation). Darüber hinaus bildet diese Grafik auch die identifizierten vielversprechenden grenzüberschreitenden EE-Zonen gemäß dem oben beschriebenen Ansatz ab. Hier identifizierte RES-Zonen sind rot umrahmt und nummeriert (A bis K).



*Darstellung 1: Detaillierte Übersicht zur Kartierung der installierten Kapazitäten der RES-Schlüsseltechnologien insgesamt (inkl. Wind, Sonne, Wasserkraft) in der CESEC-Region bis 2050 mit Durchschnittswerten über alle Szenarien (RefRES und HighRES, mit und ohne Kooperation) und Kartierung der identifizierten vielversprechenden grenzüberschreitenden EE-Zonen. Quelle: [1]*

Die durchgeführte Kartierung zeigt eine breite Palette vielversprechender erneuerbarer Zonen mit einem hohen Potenzial, die über die CESEC-Region verteilt sind. Dabei liegen die Zonen A, B und C in Österreichischen Grenzregionen.

## Referenzen

- [1] Ecorys (2021), Study on the Central and South Eastern Europe energy connectivity (CESEC) cooperation on electricity grid development and renewables, Draft final report, Client: European Commission, Directorate-General for Energy, Rotterdam, 1 September 2021

## 2.4.4. Nachnutzung von Kohlekraftwerksstandorten – Europäische Situation zum Coal Phase-Out

Anna TRAUPMANN<sup>\*,1</sup>, Rebecca SEYWERTH<sup>1</sup>, Thomas KIENBERGER<sup>1</sup>

### Motivation und zentrale Fragestellung

Kohle ist der am häufigsten vorkommende und kohlenstoffintensivste fossile Energieträger weltweit. Die Kohleverbrennung stellt daher die größte Quelle der Stromgewinnung dar. Sie deckt 37% des globalen Stromverbrauchs ([1]) und ist damit aber auch für 30% der weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich ([2]). Um eine Dekarbonisierung im Europäischen Elektrizitätssystem zu erreichen, ist der sogenannte „Coal Phase-Out“ ([3]) der unvermeidbare nächste Schritt. Ziel ist es, Kohlekraftwerke zeitlich gestaffelt zu schließen und diese durch kohlenstoffärmere Stromerzeugung zu ersetzen, um innerhalb des CO<sub>2</sub>-Budgets des Pariser Klimaabkommens ([4]) zu bleiben. Dieser Ausstieg aus der Kohlewirtschaft hinterlässt aber viele ehemalige Kohlekraftwerksstandorte, an denen noch wertvolle Assets (u.a. Infrastruktur, Mitarbeiter, Genehmigungen, etc.) vorhanden sind. Diese Assets verlieren schnell an Wert oder werden sogar zur Belastung für die ehemaligen Kohlekraftwerksbetreiber [5]. Der geschätzte Wert dieser funktionsfähigen, aber dann nicht mehr eingesetzten Assets soll 2030 in Europa € 25.56 Mrd. betragen (hochgerechnete Werte für Europa aus den in [3,6,7] angegebenen Daten für Deutschland) unter der Annahme, dass bis dahin 63 % ([8]) der Europäischen Kohlekraftwerke stillgelegt wurden. Dieser Wert kann je nach tatsächlicher nutzbarer Lebensdauer der jeweiligen Komponenten abweichen. Neben der Elektrizitätsproduktion erfüllen Kohlekraftwerke unterschiedlichste Aufgaben (z.B. Netzstabilisierung, Wärmelieferungen etc.). Zudem stellen diese optimale Netzpunkte für die Implementierung moderner Energiegewinnungs- und Flexibilitätstechnologien aufgrund ihrer Infrastruktur (Anbindungen an Strom-, Gas- und Wärmenetze) dar [9]. Daher ist es aus technischer als auch wirtschaftlicher Sicht sinnvoll, die Standorte ehemaliger Kohlekraftwerke und ihre noch immer einsetzbaren Assets weiter zu nutzen. Dazu läuft derzeit eine Vielzahl an Projekten von europäischen und nationalen Fördergebern (z.B. RECPP ([10]), GreenDealCO<sub>2</sub> ([11])), welche sich dieser Thematik widmen.

Im Rahmen dieser Arbeit sollen die Ergebnisse von infrastrukturellen Betrachtungen zur Nachnutzung von Kohlekraftwerksstandorten zusammengefasst und mit Szenarien-basierten Berechnungen für das österreichische Energiesystem erweitert werden. Folgende Forschungsfragen sollen in dieser Arbeit beantwortet werden:

1. Welche technischen und infrastrukturellen Komponenten sind bei Kohlekraftwerksstandorten zur Nachnutzung vorhanden?
2. Welche nachhaltigen Nachnutzungsmöglichkeiten gibt es dafür?
3. Welchen Beitrag können Sektorkopplungstechnologien als Nachnutzungsmöglichkeiten von Kohlekraftwerken im österreichischen Energiesystem leisten?

### Methodische Vorgehensweise

Zur Beantwortung der Forschungsfragen wird zuerst ein typisches europäisches Kohlekraftwerk beschrieben, basierend auf einer Datenbasis, die einen großen Teil der heute in Europa vorhandenen Kohlekraftwerke umfasst. Diese Daten wurden im Rahmen des Projektes RECPP – Re-purposing of Coal Power Plants, das über den RFCS (Research Fund for Coal and Steel) Fond der Europäischen Kommission gefördert wird, über Fragebögen erhoben. Die Umfrage wurde von 97 Europäischen Kohlekraftwerksbetreibern beantwortet, wodurch über die erhaltenen Daten des Fragebogens über 60% der installierten Kohlekraftwerkskapazitäten in Europa abgedeckt werden können. Durch eine umfassende Analyse dieser Daten kann ein typischer Kohlekraftwerksstandort hinsichtlich seiner technischen internen und externen Komponenten sowie seiner Infrastruktur beschrieben werden (Abb. 1 und 2).

---

<sup>1</sup> Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Tel.: +43 3842 402 5414, E-Mail: anna.traupmann@unileoben.ac.at, Web: www.evt-unileoben.at

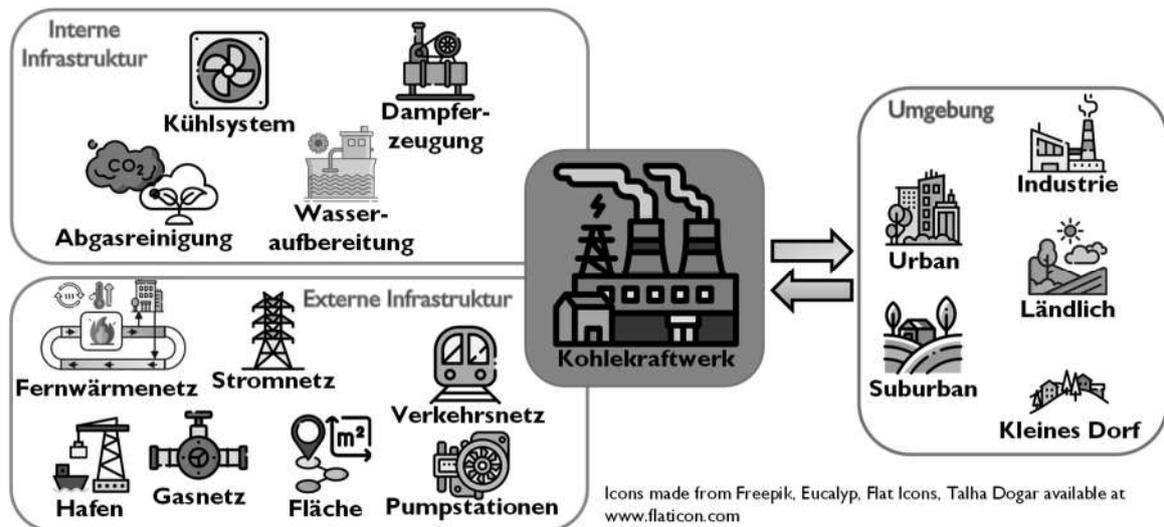


Abbildung 1: Typischer Kohlekraftwerksstandort in Europa.

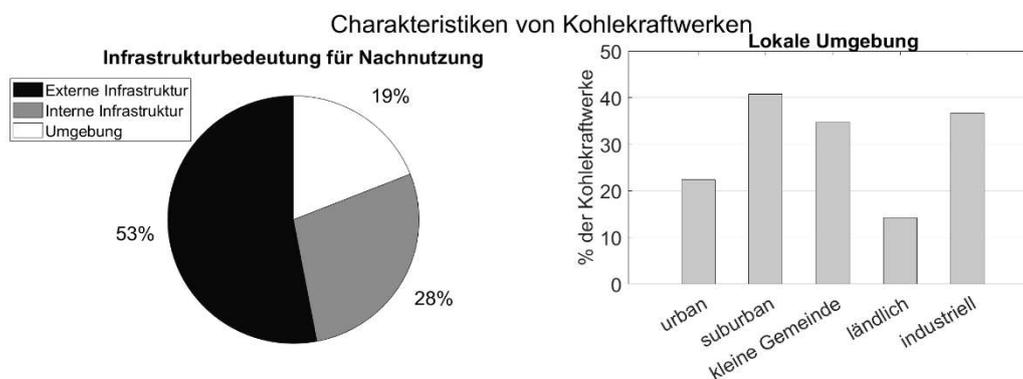


Abbildung 2: Charakteristiken von Kohlekraftwerksstandorten in Europa.

Basierend auf den identifizierten Charakteristika können mögliche Nachnutzungstechnologien definiert werden. Welche Technologie für einen spezifischen Standort am besten geeignet ist, muss individuell analysiert werden. Im RECPP Projekt wurden 8 Technologiecluster identifiziert, die sich im Weiteren aus einzelnen Technologien zusammensetzen: Sektorkopplung und zugehörige Speicheroptionen, Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) & Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK), Circular Economy Fuel Production, Fuel Switch, Ancillary Services, Erneuerbare Energieerzeugung, Kurzzeit-Stromspeicher, und Tertiäre Lösungen.

Für das konkrete Beispiel zur Implementierung von Nachnutzungsmöglichkeiten in dieser Arbeit werden die österreichischen Kohlekraftwerke betrachtet. Als Nachnutzungstechnologien werden in dieser Arbeit Sektorkopplungstechnologien erforscht und wie sich durch deren Einsatz Netzengpässe, die durch den zukünftig verstärkten Ausbau an Erneuerbaren entstehen, verringern lassen. Dazu wird das am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik entwickelte energieträgerübergreifende Lastflussberechnungsprogramm HyFlow ([12-14]) herangezogen. Dieses ermöglicht die verschränkte Berechnung aller leitungsgebundenen Energienetze inklusive der Betriebsstrategien der eingesetzten Hybridelemente.

## Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Über die erwähnte entstandene Datenbank und die definierten Nachnutzungslösungen aus dem RECPP Projekt, können Nachnutzungskategorien identifiziert werden, die beispielhaft zeigen welcher Kohlekraftwerksstandort sich für welche Nachnutzungstechnologie eignen könnte. Dadurch kann eine erste und vereinfachte Abschätzung der bestmöglichen Verwendung der wertvollen Assets an den Standorten getroffen werden. Diese frühzeitige Erkennung der Möglichkeiten zur Nachnutzung eines Standortes, ermöglicht die Entwicklung eines umfassenden Umnutzungsplans, der die Ressourcen der Anlagen und der umliegenden Umgebung optimal berücksichtigt.

Über konkrete Berechnungen zur Integration von Sektorkopplungstechnologien am Beispiel des österreichischen Energiesystems können verschiedene Aussagen abgeleitet werden, wie diese im Energiesystem der Zukunft Flexibilität schaffen können z.B. durch Netzentlastung über Re-Dispatch oder Bereitstellung von Regelleistung. Die Ergebnisse dieser Berechnungen werden mit Anfang des Jahres erwartet und daher detaillierter in der Langfassung dargestellt.

## Referenzen

- [1] World Coal Association. Coal & Electricity. Überprüfungsdatum: 5. Oktober 2021; Online verfügbar: <https://www.worldcoal.org/coal-facts/coal-electricity/>.
- [2] Rauner S, Bauer N, Dirnaichner A, van Dingenen R, Mutel C, Luderer G. Coal-exit health and environmental damage reductions outweigh economic impacts, p. 308–312.
- [3] Climate Analytics. Coal phase-out; Available from: <https://climateanalytics.org/briefings/coal-phase-out/>.
- [4] United Nations (ed.). Paris Agreement. United Nations; 2015.
- [5] Climate Transparency. Managing the phase-out of coal: A comparison of actions in G20 countries.
- [6] Breitenstein M, Anke CP, Nguyen DK, Walther T. Stranded Asset Risk and Political Uncertainty: The Impact of the Coal Phase-out on the German Coal Industry; February 2020.
- [7] Öko-Institut Bundesnetzagentur. Kohlekraftwerke in Deutschland. [September 21, 2021]; Available from: [https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publicationen-PDF/WWF-Flyer-Kohlekraftwerke\\_in\\_Deutschland.pdf](https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publicationen-PDF/WWF-Flyer-Kohlekraftwerke_in_Deutschland.pdf).
- [8] Europe Beyond Coal. Overview: National coal phase-out announcements in Europe: Status January 2021. [September 23, 2021]; Available from: <https://beyond-coal.eu/wp-content/uploads/2021/01/Overview-of-national-coal-phase-out-announcements-Europe-Beyond-Coal-January-2021.pdf>.
- [9] British Electricity International. Station Planning and Design: Incorporating Modern Power System Practice. 3rd ed; 1991.
- [10] RECPP – Re-purposing Coal Power Plants During Energy Transition (RECPP). Überprüfungsdatum: 22. Oktober 2021; Online verfügbar: <https://www.recpp.eu/>.
- [11] GreenDealCO2 – Green Deployment of E-Fuels and Liquids based on CO2 for closed and end-of-life coal-related assets. Überprüfungsdatum: 22. Oktober 2021; Online verfügbar: <https://www.greendealco2.com/>.
- [12] Böckl, B.; Greiml, M.; Leitner, L.; Pichler, P.; Kriechbaum, L.; Kienberger, T. HyFlow – A Hybrid Load Flow-Modelling Framework to Evaluate the Effects of Energy Storage and Sector Coupling on the Electrical Load Flows, *energies*, March 2019.
- [13] Greiml, M.; Traupmann, A.; Sejkora, C.; Kriechbaum, L.; Böckl, B.; Pichler, P.; Kienberger, T. Modelling and model assessment of grid based Multi-Energy Systems, *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 2020.
- [14] Greiml, M.; Fritz, F.; Kienberger, T. Increasing installable photovoltaic power by implementing power-to-gas as electricity grid relief – A techno-economic assessment, *Energy*, 2021.

## 2.4.5. Wiliam Energy Module: A system dynamics approach to energy modelling in a multiregional integrated assessment model

Lukas EGGLE<sup>1</sup>, Martin BAUMANN<sup>1</sup>

### Abstract

WILIAM (Within Limit Integrated Assessment Model) is a global Integrated Assessment Model (IAM) developed within the H2020 project LOCOMOTION [1] that combines economic, social, demographic, environmental and energy related aspects into one system dynamics model. Because energy production is one of the most important sources for GHG, the adequate representation of the energy sector is key to assess future sustainable pathways.

The main function of the developed energy module is to calculate the primary energy requirements for satisfying the economic demand. The energy module is split into four major sub-modules:

- (1) End-use: translates the economic demand into final energy demand through a hybrid approach combining bottom-up approaches with energy intensities for different sectors.
- (2) Energy transformation: maps the entire energy conversion chain from final- to primary energy, including intermediary energy commodities and an allocation function for power plant utilization
- (3) Energy capacity: keeps track of the current power plant capacity stock, decommissioning of expired capacities as well as the build-up of new capacities. An allocation function for choosing the suitable technology types for new capacities stands at the core of this sub-module.
- (4) Variability and storage: keeps track of sub-annual time scale effects on annual energy balances
- (5) Consideration of techno-sustainable potentials of RES considering geographical, resource and EROI constraints.

First results show that the chosen structure is capable of adequately reproducing all major energy commodity flows assuming a fixed, exogenous final energy demand (EU27 in year 2015) as input.

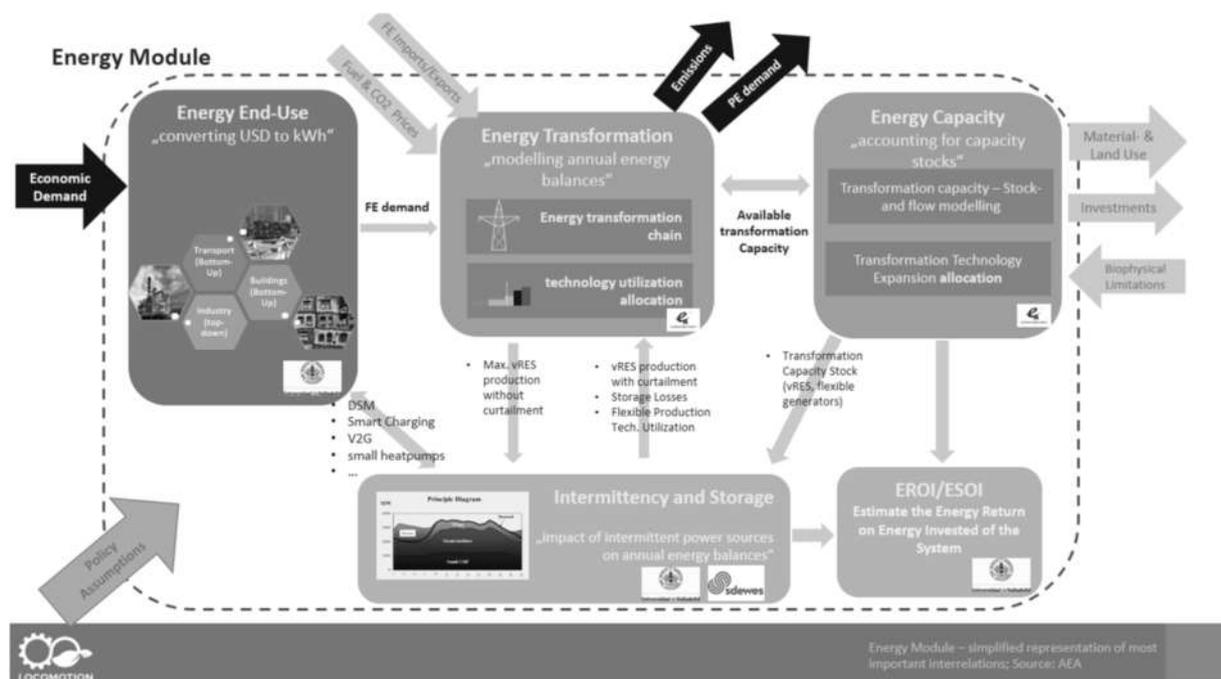


Figure 1: WILIAM energy module: Major Interrelations

<sup>1</sup> Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Mariahilfer Straße 136, [www.energyagency.at](http://www.energyagency.at)

## Methods

WILIAM shares the general methodological approach and characteristics with its predecessor model MEDEAS:

- System dynamics simulation
- Input-Output modelling (in the economic module)
- Time horizon 2050 with annual resolution
- Multiregional approach (MEDEAS: Nested approach with three levels “World”, “EU”, “Country”; WILIAM: 8 regions + EU countries in parallel)
- Implemented in VENSIM and translated to Python
- Open source philosophy

However, WILIAM aims to improve MEDEAS by adding new modules (e.g. Demography) and increasing *accuracy* and *consistency* in all existing modules. In the energy module the main improvements compared to MEDEAS include (1) a more detailed representation of the power sector (covering the whole transformation process from primary- to final energy, including intermediate energy commodities and 39 different transformation technologies in the electricity and heat sector), (2) a more detailed representation of the energy transformation capacities (unlike MEDEAS, also fossil generation technology capacities are modelled explicitly) and (3) an improved representation of variability effects on annual energy balances depending on the current power system setup (share of intermittent power sources, storages, demand side management, hydrogen production etc.). One of the main design principles was to remain energy balance consistent and identifying a suitable technological disaggregation to depict the most relevant energy conversion chains for future carbon neutral scenarios while reducing complexity to a manageable level. An allocation function for power plant utilization (simplified representation of the merit order principle) stands at the core of the sub-module.

## Expected Results

The results show a significant improvement of the conceptual design of the energy module compared to the predecessor model:

- Modelling fossil *and* renewable transformation capacities allows a complete representation of the whole energy system and ensures consistent balancing of energy flows at any step of the transformation chain.
- Careful linkages to the economic module ensures that monetary and physical flows of the energy related sectors are consistent
- The new allocation algorithm significantly improves the model, increasing accuracy while providing high flexibility with regard to the method for technology prioritization.
- The improved representation of sub-annual intermittency effects on the annual energy balances improves the reliability of the results. It will enable high vRES integration in the energy system while balancing curtailment with the available flexibility technology setups (DSM, Storage, sector coupling).

## References

- [1] <https://www.locomotion-h2020.eu/>



This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 821105

## 2.5. ELEKTRIZITÄTSMÄRKTE I

### 2.5.1. Analysing Zonal Prices for the Austrian Power System

Robert GAUGL<sup>1</sup>, Sonja WOGGRIN<sup>1</sup>, Udo BACHHIESL<sup>1</sup>

#### Motivation

Electricity trading in Europe works with so called bidding zones, where (in most cases) one bidding zone equals to one country. Within such bidding zones electricity can be traded without any restrictions as it is assumed that there are no congestions within a zone. Therefore, there is only one resulting price for each bidding zone. The amount of electricity that can be traded between different bidding zones is limited by cross-zones interconnection capacities. As long as the limit of the cross-zones capacities is not reached the price between zones is the same. If trading between zones exceeds the cross-border capacities, prices will begin to diverge with cheaper prices in the zone that wants to export and higher prices in the zone that wants to import electricity. This price determining approach is called zonal pricing. [1]

For this paper the open-source low-carbon electricity generation (LEGO) model is expanded to calculate zonal prices. This allows the comparison between two different pricing systems: (i) nodal pricing, where every node has its own price and (ii) zonal pricing where each zone is represented as a single node, which means, that there are no congestions within a zone.

In the full paper the mathematical implementation of zonal prices into the LEGO model is described. The updated model is then utilized to analyse the difference between nodal pricing and zonal pricing for a power plant investment decision using the Austrian electricity system.

#### LEGO – Low-carbon Electricity Generation Optimization model

LEGO is an open-source model, freely available on GitHub<sup>2</sup>, which is a mixed-integer quadratically constrained expansion planning program. It is designed to be very flexible. For example, it can either run with chronological hourly data or with representative periods. It also has different option blocks that can be switched on or off depending on the analysis like running the simulation with or without (single node) network constraints, DC- or simplified (via second order programming) AC-optimal power flow, whether to consider demand side management or not and more.

For a better understanding of the LEGO model the reader is referred to [2] where the mathematical formulation with its objective function and constraints is already explained in detail.

Currently electricity prices are calculated per node (nodal pricing), which is not the method used in Europe where, electricity prices are calculated on a per bidding zone basis (zonal pricing). To calculate those zonal prices as well, the LEGO model is adopted and expanded:

- 3) Introducing a new set  $z$  for the different zones  
Assigning each node  $i$  to its zone  $z$  in a new set  $iz(i, z)$
- 4) Generating dynamic sets to assign generators to zones  $gz(g, z)$  and to identify lines between different zones  $lbz(i, j, c)$   
New balance constraint for zones (with its dual variable representing the zonal price)

This new concept of zones is pictured in Figure 1, where each country is represented by its own zone ( $z(AT)$ ,  $z(DE)$ , ...). The generators are assigned to their corresponding zone in the dynamic set  $gz(g, z)$  based on the set  $iz(i, z)$  which defines the relationship between node  $i$  and zone  $z$ . To identify the

<sup>1</sup> Graz University of Technology, Institute of Electricity Economics and Energy Innovation, Inffeldgasse 18/II, A-8010 Graz  
Phone.: +43 316 873-7904, Fax: +43 316 873-107904, robert.gaugl@tugraz.at, iee.tugraz.at

<sup>2</sup> <https://github.com/wogrIn/LEGO>

transfer capacities between zones, a second dynamic set  $lbz(i, j, c)$  is generated which only contains lines which connect different zones.

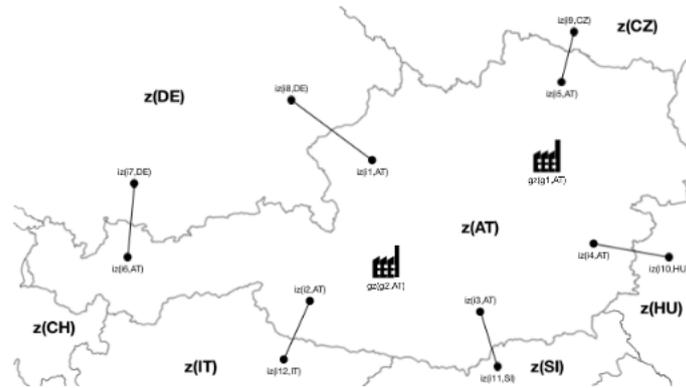


Figure 1: Concept of zones where each country is its own zone  $z$ . The dynamic set  $gz(g, z)$  represents the generators within a zone and the dynamic set  $lbz(i, j, c)$  contains all lines between different zones.

Furthermore, a new constraint for zones is introduced to account for the balance within a zone. It sets the equilibrium between the demand from the zone and the generation, flow to and from the zones as well as export and import<sup>1</sup>. The mathematical formulation of the constraint will be explained in the full paper.

## Preliminary Results

The first results of zonal prices in LEGO for Austria with seven representative days can be seen in Figure 2. The prices range between 0 €/MWh (hours where the whole demand can be covered with renewables) and 139 €/MWh. The model is currently running with pumping turned off for pumped-storage power plants, as those would flatten the price curve because of perfect information for the optimizer.

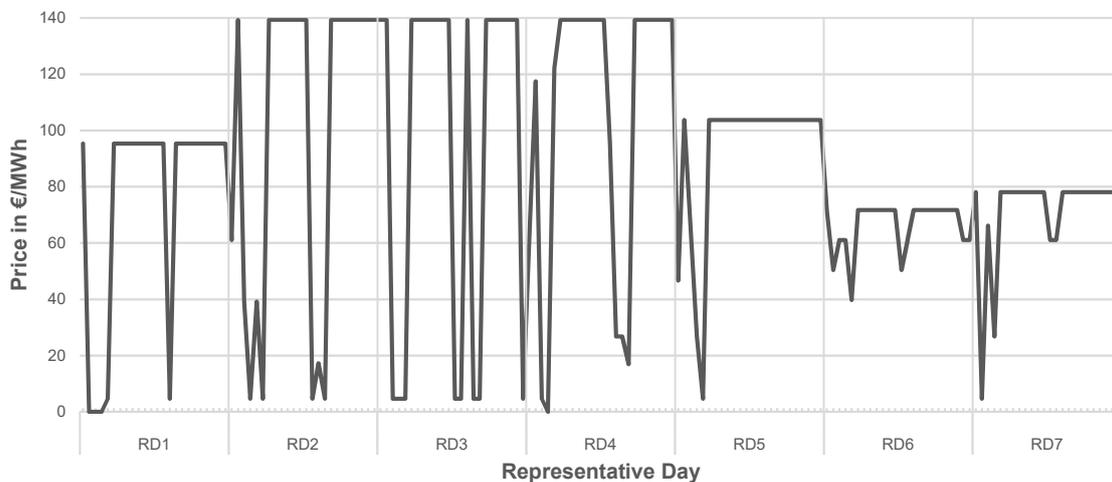


Figure 2: Hourly zonal prices for seven representative days for Austria 2020

## References

- [1] P. F. Borowski, "Zonal and Nodal Models of Energy Market in European Union", doi: 10.3390/en13164182.
- [2] S. Wogrin, D. Tejada-Arango, S. Delikaraoglou, and A. Botterud, "Assessing the impact of inertia and reactive power constraints in generation expansion planning," *Applied Energy*, vol. 280, p. 115925, Dec. 2020, doi: 10.1016/J.APENERGY.2020.115925.

<sup>1</sup> Import and Export are parameters used to emulate one-country-simulations. Import is defined as the electricity imported to a zone and export is defined as the electricity exported from a zone without its own generators. Both parameters are only defined for zones which are not modelled in detail.

## 2.5.2. Analyse der Integration hybrider Offshore-Windparks in den europäischen Strommarkt

Lukas HEIN<sup>1\*</sup>, Raphael HOUBEN<sup>1</sup>, Johannes KLÖTERS<sup>1</sup>, Albert MOSER<sup>2</sup>

### Hintergrund und Ziel

Um das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 erreichen zu können, wird von der Europäischen Union zum einen der massive Ausbau von Offshore-Kapazitäten und zum anderen die vollständige Integration des europäischen Strommarkts gefordert. So wird bis 2050 eine Erhöhung auf 300 GW angestrebt [1]. Hybride Offshore-Anlagen werden in diesem Zusammenhang als einer der Schlüssel zur Erreichung der Ziele der Europäischen Union angesehen, da durch sie eine kosteneffiziente und platzsparende Umsetzung der Forderungen erreicht werden kann. Der Ausbau hybrider Offshore-Anlagen schreitet allerdings sehr langsam voran. Bis heute wurde mit der Combined Grid Solution – Kriegers Flak erst eine hybride Offshore-Anlage vollumfänglich realisiert. Weitere Projekte mit hybriden Charakter sind zwar geplant, befinden sich jedoch noch in ihrer Entwicklungsphase. Grund hierfür sind die bestehenden regulatorischen Unsicherheiten, welche den weiteren Ausbau für die beteiligten Stakeholder unattraktiv machen. Ziel des Artikels ist es daher, diese Unsicherheiten zu identifizieren, um in einer daran anschließenden Analyse Lösungsansätze aufzeigen und bewerten zu können. So liefert der wissenschaftliche Artikel einen Beitrag zur Erstellung eines fundierten Ausgangspunkts zur Formierung einer einheitlichen Strategie für den Ausbau hybrider Offshore-Anlagen.

### Analyseaspekte

In diesem Kapitel soll zunächst ein Überblick über mögliche Implementierungen des Marktdesigns gegeben. Hierbei stellen sich zwei Betriebsformen als zielführend dar, die in Abbildung 1 dargestellt sind. Zum einen bietet das „Home-Market“ Modell (HM-Modell) die Möglichkeit der Zuordnung der hybriden Offshore-Anlagen zu bestehenden Gebotszonen [2]. Hierdurch ergeben sich beispielsweise keine Probleme hinsichtlich der Einkommensverteilung. Jedoch führt die Anwendung der 70% minRAM Regelung<sup>3</sup> auf Interkonnektoren zu einer Restriktion der hybriden Offshore-Windparks, was zu Ineffizienzen hinsichtlich der Einspeisung der generierten Windenergie führt.

Dieser Umstand kann durch die zweite Betriebsform - Offshore-Gebotszonen (OBZ) - vermieden werden [2]. In dieser Variante werden die hybriden Offshore-Anlagen nicht zu den bestehenden Gebotszonen zugeordnet, sondern eine neue Gebotszone wird implementiert. Durch diese Einführung einer OBZ für die hybriden Offshore-Anlagen können die hybriden Offshore-Assets in Interkonnektoren umgewandelt werden.

---

<sup>1</sup> Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, +49 241 80 96721, l.hein@iaew.rwth-aachen.de, <https://www.iaew.rwth-aachen.de/cms/~cyffs/IAEW/>

<sup>2</sup> Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen, Schinkelstraße 6

<sup>3</sup> Bereitstellung von mindestens 70% der verfügbaren Kapazität des Interkonnektors auf dem Markt [3]

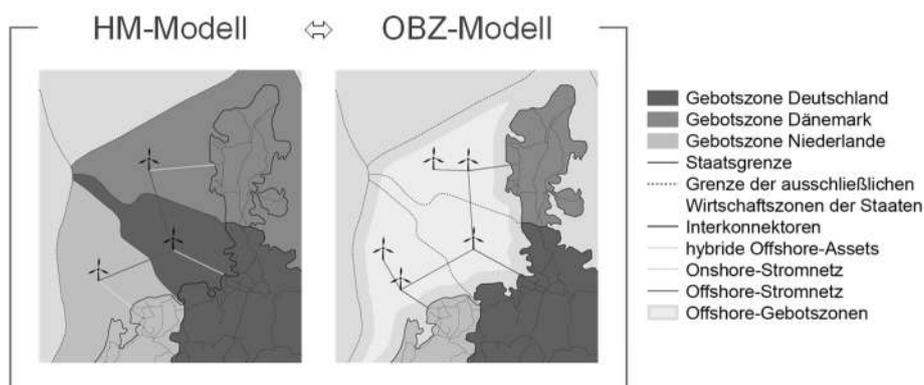


Abbildung 1: Gegenüberstellung des HM- sowie des OBZ-Modells.

## Bewertungsmethodik

Die Betriebsformen werden im Hinblick auf ihre Fähigkeit bewertet, die Klima- und energiepolitischen Ziele der EU zu unterstützen. In diesem Zusammenhang werden daher zwei größere Bewertungskategorien (namentlich „Governance“ und „Finanzen“) definiert. Die Kategorie „Governance“ umfasst alle Aspekte von Regulierungsfragen sowie Fragen der Rechtsprechung in den verschiedenen Betriebsformen, während die Kategorie „Finanzen“ die direkten finanziellen Aspekte der beteiligten Akteure umfasst. Besonderer Fokus liegt dabei auf möglicherweise notwendiger Kompensationsmaßnahmen – aufgrund des Risikos verringerter Erlöse der Windfarmbetreiber – im Zusammenspiel mit nationalen Subventionsmaßnahmen.

## Schlussfolgerung und Kernaussage

In diesem wissenschaftlichen Artikel werden sowohl die Vor- als auch die Nachteile der beiden Betriebsformen thematisiert, sodass zum Ende eine fundierte Empfehlung gegeben werden kann. Es zeigt sich, dass das HM-Modell die für einen schnellen Ausbau vorzuziehende Alternative ist, da es eine schnelle Umsetzbarkeit bietet auch wenn teilweise Ausnahmeregelungen eingesetzt werden müssten. Die Einführung von OBZs wäre mit einem erheblichen regulatorischen Mehraufwand verbunden. Jedoch wird im Rahmen des wissenschaftlichen Artikels gezeigt, dass das OBZ-Modell in der Zukunft die adäquatere Lösung zur Erreichung der langfristigen Ziele der EU darstellt.

Aus diesem Grund ist bereits heute eine entsprechende Vorbereitung auf die Implementierung von Offshore-Gebotszonen bei gleichzeitiger temporärer Anwendung des HM-Modells zu empfehlen, um die politischen Ausbauziele der Offshore-Windkapazität und Interkonnektorkapazität nicht zu gefährden.

## Referenzen

- [1] Eine EU-Strategie zur Nutzung des Potenzials der erneuerbaren Offshore-Energie für eine klimaneutrale Zukunft, Europäische Kommission, Brüssel, 11/2020
- [2] Market Arrangements for Offshore Hybrid Projects in the North Sea, THEMA Consulting Group, veröffentlicht durch Europäische Kommission, 10/2020
- [3] Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union: Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt. VO (EU) 943/2019, 2019a.

### 2.5.3. Sicherheit, Ökonomie, Stabilität – APG Simulationsplattform VAMOS als Facilitator der zentraleuropäischen Bidding Zone Review

Valentin FRIEDRICH<sup>1</sup>, Christian TODDEM<sup>2</sup>, Valentin WIEDNER<sup>3</sup>

#### Motivation und zentrale Fragestellung

Die Festlegung von effizienten Gebotszonen spielt eine essentielle Rolle bei der Erreichung der Klimaziele in der EU unter gleichzeitiger Gewährleistung höchstmöglicher Netzstabilität. Daher sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in regelmäßigen Abständen aufgefordert, die Bidding Zones strukturiert zu untersuchen. Die sogenannte „Bidding Zone Review“ (BZR) steht exemplarisch für zahlreiche Aufgaben: Um die Flow-Based Market Coupling Simulation reihen sich Aufgaben wie die Kapazitätsberechnung, Redispatch-Optimierung und Loopflow-Analyse. Die Komplexität solcher Vorhaben liegt nicht ausschließlich in der Entwicklung der einzelnen Komponenten, sondern auch im Verknüpfen zu einer funktionsfähigen Berechnungskette. An diesem Punkt setzt die von APG entwickelte Modellierungsumgebung VAMOS ein, welche die Berechnungsabläufe automatisiert und dem\*der Anwender\*in einer web-basierten, kollaborativen Nutzeroberfläche präsentiert – einschließlich Dateninput und Ergebnisvisualisierung. VAMOS wird dabei von den ÜNBs in Zentraleuropa gemeinsam für die Bidding Zone Review genutzt – und entsprechend weiterentwickelt.

#### Methodische Vorgangsweise

Die Ziele der Bidding Zone Review liegen im Ausforschen und Simulieren von alternativen Gebotszonenkonfigurationen in der Europäischen Union. Bewertungskriterien sind dabei die Versorgungssicherheit, ökonomische Effizienz und Stabilität bzw. Robustheit der veränderten Konfigurationen. Sowohl die Untersuchungsmethode, als auch die letztlich zu untersuchenden Szenarien wurden von den ÜNBs ermittelt, grundlegend vorgeschlagen und letztlich von der europäischen Regulierungsbehörde ACER überarbeitet und festgelegt. Die Berechnung findet in Regionalgruppen statt, wobei sich die ÜNBs der Regionalgruppe Central Europe für eine Berechnungskette aus einer Kombination von Eigenentwicklungen und Drittanbietersoftware verständigt hat. Als verbindendes Element werden die Simulationsabläufe in VAMOS gesteuert und ausgewertet, wozu bereits alle ÜNBs der Regionalgruppe Zentraleuropa Zugriff erhalten haben. Dazu wurde die in Abb. 1 dargestellte Berechnungsvorschrift aufgestellt und Interfaces zu den kommerziellen Softwaremodulen BID3, Integral und TNA entwickelt. Die Berechnungskette lässt sich mit wenigen Klicks starten, kann flexibel umgestellt oder nur teilweise ausgeführt werden.

Neben flexiblen Berechnungsvorschrift enthält VAMOS unter anderem folgende Komponenten erweitert:

- Kollaboratives Arbeiten, auch über Institutionen- und Ländergrenzen hinweg anhand von personalisierten User-Zugängen und unterschiedlichen Berechtigungsstufen.  
Einlesen, Zusammenführen und Konvertieren von verbreiteten Dateiformaten der ÜNBs (PEMMDB, CGMES) zu konsistenten Datensätzen für Simulationsrechnungen.
- Vergleich mehrerer Szenarien bzw. Konfigurationen anhand zahlreicher, individualisierbarer Indikatoren, Diagramme und einer Kartendarstellung.

Austrian Power Grid stellt mit VAMOS eine Plattform vor, die die Simulation verschiedenster Zukunftsszenarien für nahezu jedermann möglich macht.

---

<sup>1</sup>Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, +43 50 320 456438, [valentin.friedrich@apg.at](mailto:valentin.friedrich@apg.at), <https://www.apg.at>

<sup>2</sup>Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, +43 50 320 456153, [christian.todem@apg.at](mailto:christian.todem@apg.at), <https://www.apg.at>

<sup>3</sup>Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, +43 50 320 456133, [valentin.wiedner@apg.at](mailto:valentin.wiedner@apg.at), <https://www.apg.at>

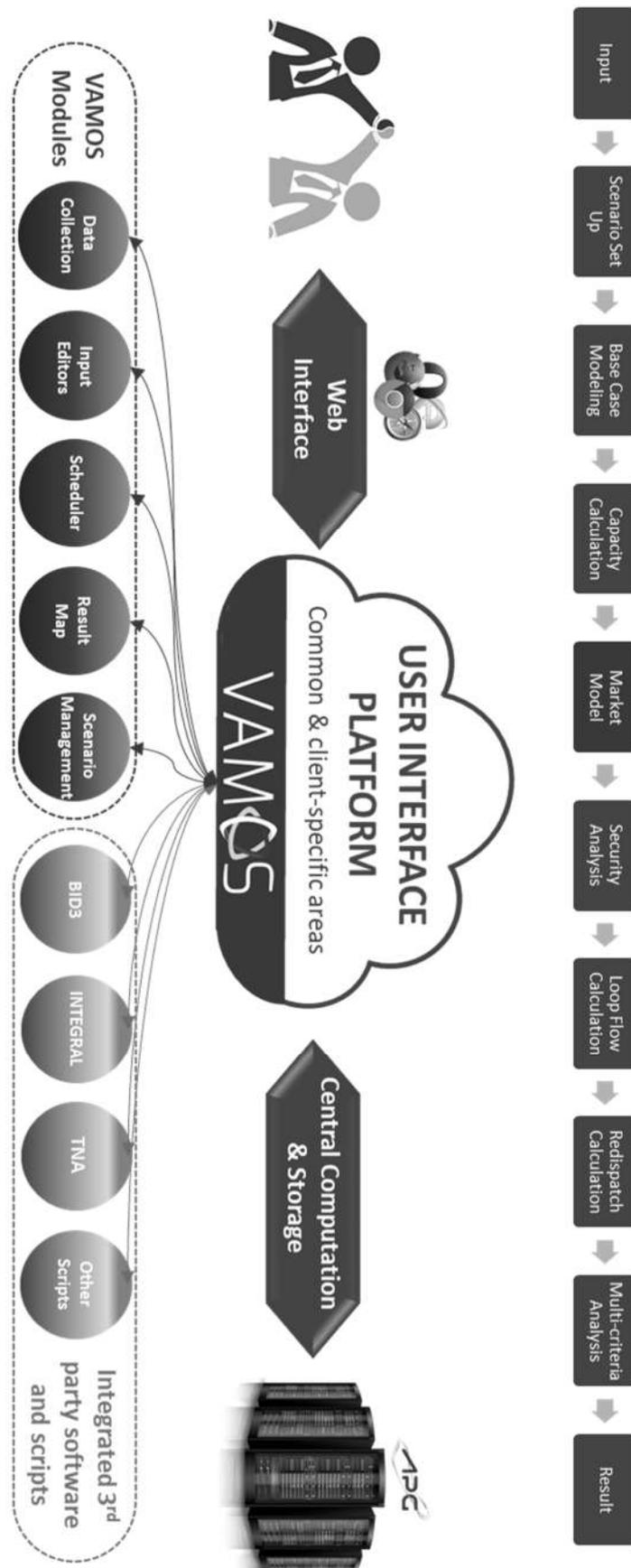


Abbildung 1: BZR Berechnungsvorschrift in der Regionalgruppe Zentraleuropa und schematische Abbildung VAMOS.

## 2.5.4. Electricity market participation of rural district heating networks in Austria: Analyses for different markets

Christian FUCHS<sup>(1)</sup>, Demet SUNA<sup>(1)</sup>, Carolin MONSBERGER<sup>(1)</sup>, Johanna SPREITZHOFER<sup>(1)</sup>, Josef PETSCHKO<sup>(2)</sup>, Ralf-Roman SCHMIDT<sup>(1)</sup>

### Motivation and research questions

Tapping the flexibility of small- to large-scale district heating networks to participate on electricity markets [1] is seen as a crucial step on the way to smart energy systems [2]. This might enable new revenues and business models for network operators and, thus, contribute to the economic feasibility of more than 2.400 district heating networks in Austria. Apart from heterogenous generation portfolios and thermal storage tanks, flexible buildings, where the thermal mass of the building is used as storage, offer a high flexibility potential, which can be used to react to changing electricity market prices [3]. This article analysis the use and profitability of tapping this flexibility potential for electricity market participation conducted within the project Flexi-Sync.

### Methodical approach

The potential of district heating network participation on electricity markets is assessed using a mathematical programming approach. The model represents

- generation technologies present in the network, e.g., heat only boilers or heat pumps,
- flexibility options, i.e., thermal storages or thermal mass of buildings used as storage, and
- different electricity markets, i.e., spot markets (day-ahead & intraday) and balancing reserve.

The model is used to analyse the operation of a rural district heating network of Maria Laach in Lower Austria in detail. The network is mainly supplied by biomass using heat only boilers and, in the future, a combined heat and power plant, i.e., a situation quite representative for many rural networks in Austria. Measured historical heat demand data together with input data for electricity markets are used.

Different scenarios, e.g., with or without buildings-as-storage, a heat pump or a larger central storage tank, are being considered. A rolling horizon approach allows to assess the operation of the network for these different scenarios for a full year using a 15-minute resolution. This is necessary to account for fluctuating electricity prices as well as to enable detailed models for generators, flexibility options and electricity markets. Tapping the flexibility of buildings-as-storage is currently being implemented in the studied network as part the project Flexi-Sync.

---

<sup>1</sup> Center of Energy, AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 6 1210 Vienna/Austria, E-Mail: [christian.fuchs@ait.ac.at](mailto:christian.fuchs@ait.ac.at), W: [www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)

<sup>2</sup> Agrar Plus GmbH, Grenzgasse 10, A-3100 St. Pölten, T: +43 2742 352234, [josef.petschko@agrarplus.at](mailto:josef.petschko@agrarplus.at), [www.agrarplus.at](http://www.agrarplus.at)

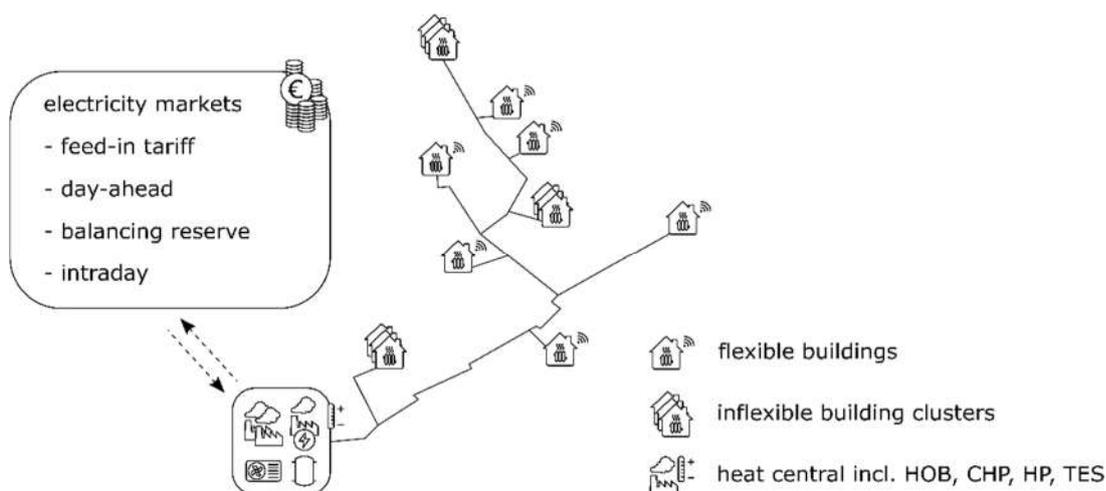


Figure 1: Schematic of the district heating network under consideration.

## Results and conclusions

This contribution provides a detailed comparison of the profitability of electricity market participation of rural district heating networks in Austria. The results are compared to the status-quo of quasi fixed feed-in tariffs, market premium and electricity prices. Moreover, sensitivity analyses are done for different levels of biomass prices and feed-in tariffs as well as for spot market prices, using predictions from a dedicated model for the year 2030.

In summary, electricity market participation might be a profitable opportunity for district heating networks in the future, especially, in the case of a fade-out of subsidies like feed-in tariffs or market premium.

*Acknowledgement: The project Flexi-Sync has received funding from BMK, the Austrian Federal Ministry for Climate Protection, Environment, Energy, Mobility, Innovation and Technology (Project no. 872306) in the framework of the joint programming initiative ERA-Net Smart Energy Systems' focus initiative Integrated, Regional Energy Systems, with support from the European Unions' s Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 775970.*

## Referenzen

- [1] Kirschen, D. S. (2003). Demand-side view of electricity markets. *IEEE Transactions on power systems*, 18(2), 520-527.
- [2] Lund, H., Østergaard, P. A., Connolly, D., & Mathiesen, B. V. (2017). Smart energy and smart energy systems. *Energy*, 137, 556-565.
- [3] Vandermeulen, A., van der Heijde, B., & Helsens, L. (2018). Controlling district heating and cooling networks to unlock flexibility: A review. *Energy*, 151, 103-115.

## 2.6. ELEKTRIZITÄTSMÄRKTE II

### 2.6.1. Smart Markets als marktbasierendes Element zum Engpassmanagement

Lukas Maximilian LANG \* <sup>1</sup>, Jonas EGERER<sup>2</sup>, Veronika GRIMM<sup>2</sup>,  
Ulrike PFEFFERER<sup>2</sup>

#### Motivation und Fragestellung

Die Europäische Vorgabe zum Engpassmanagement sieht eine marktbasierende Beschaffung für alle Mitgliedsstaaten vor (Artikel 13 Abs 1 & 2 EBM-VO). Die Umsetzung eines solchen marktbasierenden Redispatch wird bisher durch eine Ausnahmeregelung aufgrund des Risikos von strategischem Bieterverhalten („Inc-Dec-Gaming“) verhindert [1]. Da diese Ausnahmeregelung jedoch zeitlich befristet ist, ergibt sich für diese Mitgliedsstaaten bereits kurzfristig die Notwendigkeit ein marktbasierendes System zur Beschaffung von Engpassmanagement einzuführen. Eine mögliche innovative Lösung zur Umsetzung sind sog. Smart Markets [2]. Diese zeitlich und regional begrenzten Märkte können zusätzliche lokale, dezentrale Flexibilitätspotentiale verschiedenster Art nutzen, welche bisher aufgrund ihrer Leistung nicht im regulatorischen Redispatch verwendet werden. Um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren oder zu lösen, können diese Flexibilität gezielte Leistungsanpassungen auf einem Smart Market anbieten. Als Rückfalloption kann so der kostenbasierte Redispatch bestehen bleiben, wobei durch das Smart Market Konzept primär eine marktbasierende Beschaffung von Engpassmanagement erfolgen kann. In diesem Konferenzbeitrag soll die Einbindung solcher Smart Markets hinsichtlich Kosteneffizienz, Integration von erneuerbarer Erzeugung und Investitionsanreizen analysiert und quantifiziert werden.

#### Methodik

Ein mehrstufiges Strommarktmodell wird zur Analyse der Einbindung von Smart Markets als marktbasierende Beschaffung von Engpassmanagement verwendet. Das Modell soll Ergebnisse hinsichtlich der Gesamtkosten zum Engpassmanagement, der Abregelung von erneuerbaren Anlagen sowie notwendigem Leitungsausbau im Übertragungsnetz liefern. Dazu wird ein bestehendes dreistufiges Strommarktmodell [3] [4] um die Stufe der Smart Markets zur Einbindung regionaler Flexibilität ergänzt:

- (1) Ein zentraler Netzbetreiber plant Investitionen in das Übertragungsnetz. Dabei werden der Handel auf dem Spot Markt für Elektrizität, sowie der finale Engpassmanagementbedarf antizipiert.
- (2) Unabhängige Erzeuger agieren auf dem Spot Markt für Elektrizität und entscheiden über kurzfristige Stromerzeugung sowie mittelfristige Investitionen in Erzeugungskapazität. Perfekte Voraussicht sowie perfekter Wettbewerb sind angenommen.
- (3) Dezentrale Flexibilität nehmen auf räumlich und zeitlich begrenzten Smart Markets teil, um Engpässe, die sich aus dem Marktergebnis bestimmen, marktbasierend zu lösen. Dabei wird eine Prognose des Redispatchbedarfs verwendet, um die potentiell gehandelten Mengen sowie die Kostenreferenz zu bestimmen.
- (4) Falls Engpässe über die Smart Markets nicht vollständig gelöst werden können, wird kostenbasierter, regulatorischer Redispatch zur Lösung herangezogen.

Das mehrstufige Modell kann durch die Kombination der ersten und dritten Stufe in eine dreistufige Modellformulierung umgeformt werden [5]. Die resultierenden Optimierungsprobleme sind in GAMS entweder als lineares oder als gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem implementiert. Als

<sup>1</sup> Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Lange Gasse 20, 90403 Nürnberg DE, Tel.: 0049 911 5302 168, [lukas.m.lang@fau.de](mailto:lukas.m.lang@fau.de), [www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/de/](http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/de/), <https://www.encn.de>, NACHWUCHSAUTOR

<sup>2</sup> Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Lange Gasse 20, 90403 Nürnberg DE, [www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/de/](http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/de/), <https://www.encn.de>

Datengrundlage wird das deutsche Übertragungsnetz, sowie Erzeugungs- und Nachfrageverteilung in einer aggregierten Version genutzt. Hinzu kommen dezentrale Flexibilitätsanbieter wie Optionen zur Sektorkopplung oder Nachfrageflexibilisierung.

## Ergebnisse

In einer aggregierten Anwendung auf das deutsche Übertragungsnetz werden die Effekte einer Einbindung von Smart Markets im Vergleich zum regulatorischen Redispatch hinsichtlich der kurzfristigen und mittelfristigen Perspektive quantifiziert. Kurzfristig wird dazu zunächst die Kosteneffizienz betrachtet, die sich durch die Einbindung zusätzlicher Flexibilitätsanbieter ergibt. Außerdem wird der kurzfristige Netzbetrieb, d.h. Engpassmanagement, hinsichtlich der Abregelung und Integration von erneuerbarem Strom, sowie die Aktivität der Smart Markets analysiert. Mittelfristig werden Investitionsanreize in Erzeugungs- und Übertragungskapazität betrachtet.

Die Ergebnisse aus der Modellierung zeigen, dass sich die Einbindung von Smart Markets sowohl in der kurzfristigen als auch mittelfristigen Perspektive auswirkt. Kurzfristig können Flexibilitäten marktbasierend eingebunden werden, um den Bedarf an Engpassmanagement aus kostenbasiertem Redispatch zu senken. Diese lokalen Flexibilitäten erhalten somit durch deren Teilnahme am Smart Market eine neue Möglichkeit bestehende Geschäftsmodelle zu erweitern. Dadurch können perspektivisch Investitionen in dezentrale Flexibilitäten angereizt werden. Des Weiteren kann die Abregelung von Strom aus erneuerbarer Erzeugung reduziert werden, da lokalen Engpässen direkt durch Leistungsanpassungen entgegengewirkt werden kann. Mittelfristig wirkt sich die räumliche Anpassung von Engpassmanagement auf die Investitionen in Übertragungsleitungen aus. Durch die Einbindung regionaler Flexibilitäten in das Engpassmanagement können strukturelle Engpässe abgeschwächt werden und somit der nötige Netzausbau reduziert werden.

## Fazit

Die Modellergebnisse zeigen, dass die Einbindung von regional und zeitlich begrenzten Flexibilitätsmärkten, sog. Smart Markets, in das Engpassmanagement vorteilhaft sein kann. Darüber lässt sich zum einen eine marktbasierende Beschaffung realisieren und zum anderen lokale Flexibilitätspotentiale abrufen, was zur besseren Integration von Strom aus erneuerbarer Erzeugung führt und zur Reduktion von notwendigem Netzausbau. Smart Markets können darüber hinaus lokale Preissignale liefern, die in Einheitspreiszonen in Kombination mit kostenbasiertem Redispatch nicht vorhanden sind. Somit kann eine effizientere räumliche Verteilung von Investitionen in Erzeugungskapazität sowie Flexibilitäten erreicht werden.

## Referenzen

- [1] L. Hirth und I. Schlecht, „Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: The Preconditions for and Consequence of Inc-Dec Gaming,“ 2020.
- [2] Ecofys; Fraunhofer IWES, „Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen,“ Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2017.
- [3] V. Grimm, A. Martin, C. Sölch, M. Weibelzahl und G. Zöttl, „Market-based Redispatch May Result in Inefficient Dispatch,“ *The Energy Journal*, 2022.
- [4] M. Ambrosius, J. Egerer, A. V. Grimm und A. van der Weijde, „The role of expectations for market design - on structural regulatory uncertainty in electricity markets,“ 2019.
- [5] V. Grimm, A. Martin, M. Schmidt, M. Weibelzahl und G. Zöttl, „Transmission and generation investment in electricity markets: The effects of market splitting and network fee regimes,“ *European Journal of Operational Research*, Bd. 254, Nr. 2, pp. 493-509, 2016.

## 2.6.2. Smart Markets als marktbasierter Ergänzung zum deutschen Engpassmanagement - Konzeptionierung anhand eines Modellbeispiels

Tanja MAST<sup>1</sup>, Benedikt HÜMMER<sup>1</sup>, Uwe HOLZHAMMER<sup>1</sup>

### Inhalt

Die EU-Binnenmarktverordnung [1], die seit Anfang 2020 in Kraft ist, sieht eine marktbasierter Engpassbewirtschaftung für die EU-Mitgliedsstaaten vor. Deutschland nutzt eine zeitlich befristete Ausnahmeregelung [2], um den - zwar reformierten, aber immer noch kostenbasierten - ‚Redispatch 2.0‘ [3, 4] weiterhin umzusetzen. Der ‚Smart Market‘-Ansatz stellt eine regionale und temporäre Ergänzung [5] des kostenbasierten Regimes um ein marktbasierter Element innerhalb der Gebotszone Deutschland dar und könnte somit die EU-Vorgaben erfüllen. Durch den marktbasierter Ansatz sollen die Kosten reduziert werden und neue Flexibilitätspotentiale erschlossen werden.

In diesem Beitrag wird anhand eines Modellbeispiels gezeigt, wie Smart Markets systemisch konzeptioniert werden um diesen Ansprüchen bei einer möglichen deutschlandweiten Einführung gerecht zu werden.

### Methodik

Smart Markets finden sich im zeitlich Ablauf der Engpassbewirtschaftung zwischen dem Day-Ahead-Abschluss und dem Redispatch 2.0 wieder [5, 6]. Der Redispatch 2.0 bleibt somit als Rückfalloption erhalten. Die Kosten für den regulatorischen Redispatch dienen im Smart Market als Preisobergrenze für die Gebote um die Kosteneffizienz sicher zu stellen [7]. Der negative und positive Bedarf der Leistungsanpassung zur Behebung von Netzengpässen, der über diese neuen Märkte bereitgestellt werden soll, wird aus den Engpässen im Stromnetz abgeleitet. Über diese Einschaltssignale sind Smart Markets zeitlich und räumlich begrenzt. Nach dem ‚Pay-as-cleared‘-Prinzip können die Marktteilnehmer zusätzliche Erlöse generieren [8], wodurch Innovation und Kosteneffizienz angereizt werden. Da auch Lasten und kleinere Kapazitäten (< 100 kW) Gebote am Smart Market abgeben können, integriert dieser Ansatz bisher ungenutzte Flexibilitätspotentiale in das Engpassmanagement. Der Wettbewerb unter den Marktteilnehmern in Verbindung mit einer Gebotsobergrenze führt zu Kostensenkungen im Vergleich zum derzeitigen System.

Für das Modellbeispiel wird eine typische Engpasssituation für ein betroffenes Netzelement modelliert. In einem ‚Smart Market‘-Modell werden die vorhandenen Flexibilitätspotentiale im Verteilnetz an den Knotenpunkten des Netzelements aggregiert und ihre lokalen Potentiale für die Leistungsreduktion bzw. Leistungserhöhung als Zeitreihe hinterlegt. Für die Gebote der Flexibilitätsoptionen werden vereinfachte, pauschale Annahmen getroffen. Bei der ‚Smart Market‘-Lösung wird die standortspezifische Wirksamkeit eines Teilnehmers auf den Engpass berücksichtigt.

### Ergebnisse

Der Beitrag dieser marktbasierter Einbindung von Lasten und kleineren Kapazitäten ins Engpassmanagements durch Smart Marktes wird für ein beispielhaftes Netzelement mit repräsentativen Flexibilitätspotentialen aufgezeigt. Systemisch kann gezeigt werden, wie durch Smart Markets die Kosten und das Volumen des regulatorischen Redispatch gesenkt werden können und regionale Investitionsanreize gesetzt werden können.

Um die deutschlandweiten Effekte dieser dezentralen und temporär begrenzten Märkte abschätzen zu können, wird im Rahmen des vom Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie geförderten Forschungsprojektes *EOM-Plus* ein mehrstufiges Strommarktmodell mit dem ‚Smart Market‘-Modell gekoppelt. Mit der Modellkopplung können erstmalig quantitative und qualitative Aussagen zu den kurz-

---

<sup>1</sup> Technische Hochschule Ingolstadt, Institut für neue Energie-Systeme (InES), Esplanade 10 D-85049 Ingolstadt, +49841 / 9348 - 6498, tanja.mast@thi.de, [www.thi.de/go/energie](http://www.thi.de/go/energie)

und mittelfristigen Auswirkungen bei einer deutschlandweiten Einführung von Smart Markets getroffen werden.

## Referenzen

- [1] (Keine Angabe), Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity, 2019.
- [2] J. Nysten und J. Hilpert, „Markt oder kein Markt? – Das Konzept des Redispatch 2.0 auf dem Prüfstand des EU-Rechts“, Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft (EnWZ), Nr. 10, 351 ff, 2021.
- [3] Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz: NABEG, 2021.
- [4] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG): EnWG, 2017. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/EnWG.pdf](https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf)
- [5] BDEW, „Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz“, Berlin, 10. Feb. 2017. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/Stn\\_20170210\\_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf).
- [6] Ecofys und Fraunhofer IWES, „Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen: Studie im Auftrag von Agora Energiewende“. Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap, März 2017.
- [7] B. Hümmer, T. Mast, M. Koller und U. Holzhammer, „Smart Markets in Southern Germany: Key factors for profits of biogas plants“ in 17th International Conference on the European Energy Market (EEM), Stockholm, Sweden, 2020, doi: 10.1109/EEM49802.2020.
- [8] T. Mast, B. Hümmer und U. Holzhammer, „Erlöspotential für Biogasanlagen an Smart Markets“ in Tagungsband Zukünftige Stromnetze, Conexio GmbH, Hg., 2021, S. 224–245

## 2.6.3. Simulating the Austrian Day-Ahead Market using the open Agent-Based Electricity Market Model AMIRIS

Felix NITSCH<sup>1</sup>(\*), Christoph SCHIMECZEK<sup>1</sup>

### Motivation

Electricity markets play a key role in order to accomplish the energy transition. It is of high interest to modelers to understand the growing complexity of those markets [1]. Renewable energy technologies increasingly change the price dynamics due to their fluctuating electricity generation. New policies are implemented to lead the way towards net-zero emissions energy systems. Comprehensive tools are necessary in order to understand current and future electricity markets. The method of agent-based modelling promises to account for these challenges by putting the spotlight on agents' behaviour and interactions with their environment [2]. Yet, empirical validation is challenging [3]. In order to validate the state-of-the-art electricity market simulation model AMIRIS, we back-test the model's capabilities by simulating Austrian day-ahead market prices and comparing them to historic prices from 2019. We strive for full scientific transparency by providing model code and data at <https://gitlab.com/dlr-ve/esy/amiris>.

### Method

We simulate electricity markets by applying the agent-based model AMIRIS. The model has been extensively and consistently developed for more than a decade at the German Aerospace Center. The model is based on the open framework FAME (<https://gitlab.com/fame-framework>). FAME gives modelers great flexibility by handling agent messages and parallelization. In AMIRIS, agent types account for different actors in the electricity system. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** represents a schematic overview of the current agent types and their connections, i.e. energy, money, and information flows.

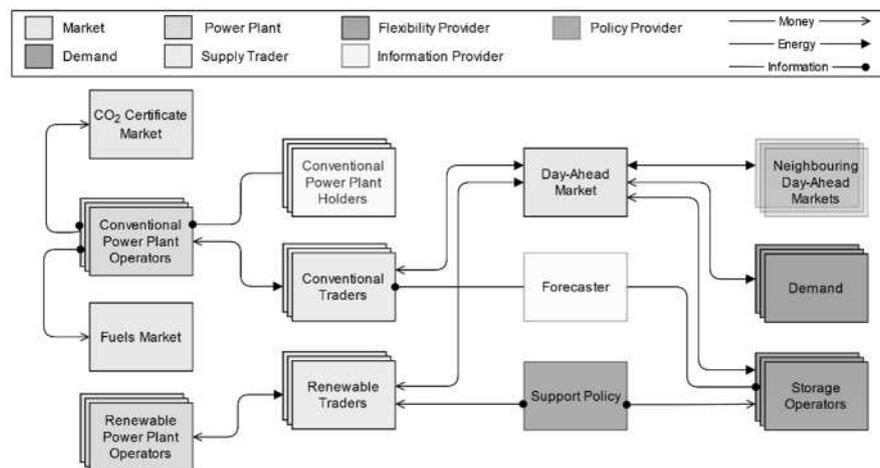


Figure 1: Schematic representation of the AMIRIS model structure.

The centre of the simulation is a representation of the day-ahead electricity market, where an hourly market clearing with uniform pricing is carried out [4]. Traders send their bids to the market once they have collected relevant information such as fuel prices, CO<sub>2</sub> prices, and marginal costs from their associated power plant operators. Neighbouring markets can be added as time series. A dedicated market coupling agent [5] is currently developed. AMIRIS requires inputs regarding power plant capacities, renewable energy generation, electric load, fuel prices, emission allowance prices, and remuneration schemes. Results comprise day-ahead electricity prices, power plant dispatch, market values, carbon emissions, and system costs.

This allows several different analyses, such as refinancing of renewable power plants [6], market effects caused by different remuneration schemes [7], economic assessments of individual actors such as

<sup>1</sup> German Aerospace Center (DLR), Institute of Networked Energy System, Curierstr. 4, 70563 Stuttgart, Germany, +49 711 6862- 8865, [Felix.Nitsch@dlr.de](mailto:Felix.Nitsch@dlr.de), <http://www.dlr.de/ve>

battery storage operators [8], effects of cross-border electricity trading during extreme weather events [9], or modelling of demand response [10]. Using open data sources, we parameterize AMIRIS for the Austrian day-ahead electricity market.

## Results

The price duration curves of the simulated and historic day-ahead prices are shown in Figure 2. At the lower end, AMIRIS does not reproduce negative prices. This is caused by the yet missing parametrization of run-of-river remuneration policies. Due to the complex Austrian remuneration scheme it is hard to estimate reliable values. However, historic prices below  $-10$  EUR/MWh account for less than 24 hours of the full year. At the upper end, simulated prices stay below the historic ones for prices above 80 EUR/MWh. AMIRIS does not contain situational bidding strategies for conventional power plants, yet. Thus, scarcity-induced mark-ups are not considered.

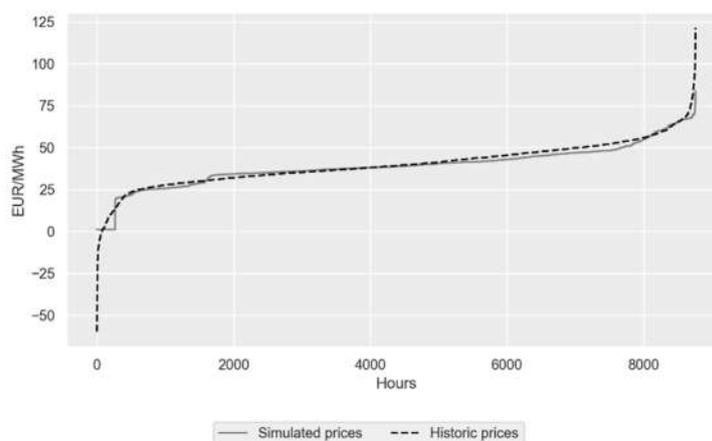


Figure 2: Comparison of simulated and historic day-ahead price-duration curves.

Comparing mean values, we find 39.12 EUR/MWh in the simulation and 40.06 EUR/MWh in the historic timeseries with 1.00 EUR/MWh higher standard deviation in the latter. When parameterized in higher level of detail (e.g. endogenous modelling of neighbouring countries and more comprehensive representation of storage), we estimate to achieve an even better fit. Our fully open modelling approach enables scientists to quickly reproduce these results and easily conduct further research on today's and tomorrow's questions in the field of energy economics.

## References

- [1] S. Pfenninger, A. Hawkes, and J. Keirstead, "Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 33, pp. 74–86, 2014.
- [2] S. Pye, O. Broad, C. Bataille, P. Brockway, H. Daly, R. Freeman, A. Gambhir, O. Geden, F. Rogan, S. Sanghvi, and others, "Modelling net-zero emissions energy systems requires a change in approach," *Climate Policy*, vol. 21, no. 2, pp. 222–231, 2021.
- [3] P. Windrum, G. Fagiolo, and A. Moneta, "Empirical Validation of Agent-Based Models: Alternatives and Prospects," *Journal of Artificial Societies and Social Simulation*, vol. 10(2), no. 2, p. 8, 2007.
- [4] M. Deissenroth, M. Klein, K. Nienhaus, and M. Reeg, "Assessing the Plurality of Actors and Policy Interactions: Agent-Based Modelling of Renewable Energy Market Integration," *Complexity*, vol. 2017, 2017.
- [5] F. Nitsch and A. A. El Ghazi, "Day-ahead market coupling in an agent-based electricity market model," <https://elib.dlr.de/144498>, 2021.
- [6] M. Reeg, "AMIRIS-ein agentenbasiertes Simulationsmodell zur aktorenspezifischen Analyse techno-ökonomischer und soziotechnischer Effekte bei der Strommarktintegration und Refinanzierung erneuerbarer Energien," Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, 2019.
- [7] U. J. Frey, M. Klein, K. Nienhaus, and C. Schimeczek, "Self-Reinforcing Electricity Price Dynamics under the Variable Market Premium Scheme," *Energies*, vol. 13, no. 20, 2020.
- [8] F. Nitsch, M. Deissenroth-Uhrig, C. Schimeczek, and V. Bertsch, "Economic evaluation of battery storage systems bidding on day-ahead and automatic frequency restoration reserves markets," *Applied Energy*, vol. 298, p. 117267, 2021.
- [9] F. Nitsch, A. Ardone, R. Finck, U. Frey, W. Hu, K. von Krbek, K. Nienhaus, Y. Scholz, V. Slednev, R. Stegen, and others, "Projektvorstellung: VERMEER-Versorgungssicherheit in Deutschland und Mitteleuropa während Extremwetter-Ereignissen," <https://elib.dlr.de/142348>, 2021.
- [10] J. Kochems and C. Schimeczek, "Agent-based modeling of demand response for the German electricity sector," [https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/abstract/199/199\\_abstract\\_20210619\\_121541.pdf](https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/abstract/199/199_abstract_20210619_121541.pdf), 2021.

## 2.6.4. Untersuchung des Einflusses steigender Flexibilitätsdurchdringung auf ein marktbasierendes Netzengpassmanagement im Verteilnetz

Felix GAUMNITZ<sup>1\*</sup>, Markus HEIM, Andreas ULBIG<sup>2</sup>

### Hintergrund und Zielsetzung

Durch den hohen Zubau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien sowie die zunehmende Elektrifizierung der Nachfrageseite kommt es vor allem im Verteilnetz zu spannungs- und strombedingten Engpässen. Diese müssen im Rahmen des Netzengpassmanagements adressiert werden, um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Netzes gewährleisten zu können. Im Zuge einer Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements kommt es zu einer weiteren Erschließung von Flexibilitätspotentialen auch in den unteren Netzebenen. Gleichzeitig sind auch verstärkt marktbasierende Methoden zur Beschaffung netzdienlicher Flexibilität in Diskussion, welche eine Beteiligung lastseitiger Flexibilitäten ermöglichen [1]. Aus diesem Grund muss eine marktbasierende Beschaffung von Flexibilität auf ihre ökonomische und technische Effizienz hin untersucht werden.

Ziel des Beitrages ist es auf Basis eines synthetischen Verteilnetzabschnittes zu untersuchen, welchen Einfluss eine steigende Durchdringung mit flexiblen Anlagen (bspw. E-Mobilität oder Photovoltaik-Heimspeicher) auf das marktbasierende Netzengpassmanagement im Verteilnetz hat. Dies ermöglicht einen Rückschluss auf die Vorteilhaftigkeit marktbasierter Beschaffung von netzdienlicher Flexibilität.

### Modellierung und Verfahrensablauf

Das entwickelte Verfahren bildet den Prozess des Netzengpassmanagements im Verteilnetz ab. Dabei optimieren zunächst die angeschlossenen Netzkunden auf Basis deterministischer Preisprognosen ihren Anlageneinsatz für die Fahrplanmärkte sowie eine mögliche marktbasierende Flexibilitätserstellung unter Berücksichtigung der technischen Randbedingungen. Die resultierenden Fahrpläne finden schließlich Eingang in die Netzbetriebssimulation des Netzbetreibers, welcher damit im Rahmen der vortägigen Netzbetriebsplanung Netzanalysen durchführt. Dabei werden auftretende strombedingte Netzengpässe im Rahmen der Netzzustandsbestimmung detektiert und lineare Sensitivitäten (PTDF) für den Flexibilitätseinsatz abgeleitet. Zur Behebung der Netzengpässe wird ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem aufgestellt, um den optimalen Flexibilitätserwerb des Netzbetreibers bestimmen zu können. Dabei sind unter anderem technologiespezifische Nebenbedingungen wie beispielsweise eine notwendige energetische Kompensation von Speichern zur Rückführung des Speicherfüllstandes zu beachten [2]. Zudem werden die notwendige Engpassfreiheit sowie ein bilanzieller Ausgleich von Engpassmanagementmaßnahmen berücksichtigt. Dabei kann der Netzbetreiber neben dem lokalen Flexibilitätsbezug auch am kurzfristigen Fahrplanmarkt Flexibilität für einen bilanziellen Ausgleich seines Flexibilitätserwerbes beschaffen.

### Exemplarische Untersuchungen und Ergebnisse

Als Untersuchungsfall dient ein exemplarisches Mittelspannungsnetz des SimBench Datensatzes [3]. Die Netznutzer der unterlagerten Niederspannungsebene wurden auf die Mittelspannungsknoten aggregiert und im Rahmen der Flexibilitätserstellung im Netzengpassmanagement berücksichtigt. Im Zuge der Untersuchungen wurde die Durchdringung mit flexiblen Anlagen durch eine geeignete Anpassung der installierten Leistungen auf Basis eines Zukunftsszenarios variiert. Die Ergebnisse zeigen, dass bei zunehmender Durchdringung mit flexiblen Anlagen das Volumen von Engpässen zunimmt, gleichzeitig aber auch ein höheres Flexibilitätspotential zur Engpassbeseitigung zur Verfügung steht. Zudem zeigt sich eine hohe Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Flexibilität vom Marktpreis für positive und negative Flexibilität.

---

<sup>1</sup> IAEW an der RWTH Aachen University, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Deutschland, Tel.: +49 (241) 80 90149, E-Mail: f.gaumnitz@iaew.rwth-aachen.de, Internet: [www.iaew.rwth-aachen.de](http://www.iaew.rwth-aachen.de).

## Referenzen

- [1] Nodes, E-Bridge & PÖYRY: „Marktbasiertes Engpassmanagement als notwendige Ergänzung zum regulierten Redispatch in Deutschland“, 2019. [Online]. Abrufbar unter: [https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/09/20190904\\_NODES\\_Marktbasierter\\_RD\\_DEUTSCH\\_v10\\_sent.pdf](https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/09/20190904_NODES_Marktbasierter_RD_DEUTSCH_v10_sent.pdf). [Zugriff: 25.11.2021].
- [2] C. Schmitt, T. Sous, A. Blank, F. Gaumnitz und A. Moser, "A Linear Programming Formulation of Time-Coupled Flexibility Market Bids by Storage Systems," in *2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Turin, 2020.
- [3] S. Meinecke, D. Sarajlić, S. R. Drauz, A. Klettke, L.-P. Lauven, C. Rehtanz, A. Moser und M. Braun, "SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions Based on Power Flow Analysis," in *Energies*, vol. 13, no. 12, p. 3290, Jun. 2020.

## 2.6.5. Sicherheit, Ökonomie, Stabilität –Locational Marginal Pricing zur Definition alternativer Marktgebietskonfigurationen

Antonius SCHICK<sup>1</sup>, Christian TODEM<sup>2</sup>, Valentin WIEDNER<sup>3</sup>

### Motivation und zentrale Fragestellung

Durch die erhöhte Integration erneuerbarer Energien zur Bekämpfung des Klimawandels, steht das europäische Netz vor neuen Herausforderungen. In Artikel 34 der CACM Regulierung wurde somit definiert, dass die europäischen Übertragungsnetzbetreiber in regelmäßigen Abständen eine technische Evaluierung der geltenden Marktgebiete durchführen und diese mit alternativen Konfigurationen vergleichen. Die hier zu vergleichenden Marktgebietskonfigurationen werden durch ACER definiert. Um einen neutralen Ansatz dazu zu gewährleisten, werden diese durch Clustering der hypothetischen knoten-scharfen Strommarktpreise (Locational Marginal Prices oder Nodalpreise) durch ACER gebildet. Die Simulation der Nodalpreise obliegt ebenso, wie die Hauptstudie der Marktgebietsanalysen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern.

### Methodische Vorgangsweise

Um eine umfassende Analyse der Nodalpreise sicherstellen zu können, werden drei Klimajahre auf das zukünftige Netz von 2025 (basierend auf dem ENTSO-E Ten Year Network Development Plan mit leichten Anpassungen) angewandt und deren Nodalpreise simuliert. Auf Grund des Rechenaufwands werden lediglich acht repräsentative Wochen pro Klimajahr simuliert. In einem ersten Rechenschritt wurden mit einer N-0 Optimierung kritische Netzwerkelemente definiert, die in der letztendlichen Nodalpreisanalyse mit kritischen Ausfällen beobachtet werden, um einen N-1 sicheren finalen Output bestimmen zu können.

### APG-interne Nodalpreisberechnungen

Neben der zentral durch die ENTSO-E Mitglieder koordinierten Berechnungen der Nodalpreise, wird dieser Ansatz auch innerhalb der APG genutzt. Um mehr Freiheiten bei der Implementierung zu haben, wird möglichst wenig auf kommerzielle Lösungen zurückgegriffen, sondern stattdessen ein eigener Algorithmus in GAMS entwickelt, welcher in die hauseigene Entwicklungsumgebung VAMOS integriert werden soll und somit deren Infrastruktur und Modellierungsunterstützung nutzen kann. Je nach Berechnungsanforderungen sind die Zeiträume sowie der Detaillierungsgrad der Nebenbedingungen weitestgehend parametrierbar. Eine grafische Analyse der Berechnungsergebnisse wird durch die VAMOS Integration ebenso ermöglicht, wie die weitere Verarbeitung durch unterschiedlichste interne oder auch externe Tools.

---

<sup>1</sup>Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, +43 664 883 43 020, [antonius.schick@apg.at](mailto:antonius.schick@apg.at), <https://www.apg.at>

<sup>2</sup>Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, +43 50 320 456153, [christian.todem@apg.at](mailto:christian.todem@apg.at), <https://www.apg.at>

<sup>3</sup>Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, +43 50 320 456133, [valentin.wiedner@apg.at](mailto:valentin.wiedner@apg.at), <https://www.apg.at>

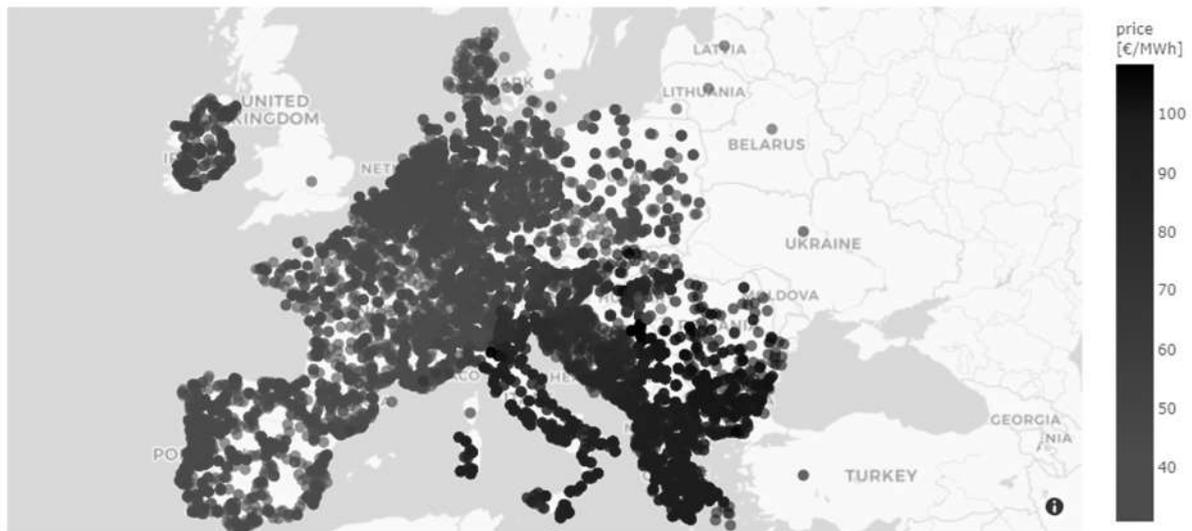


Abbildung 1: Beispiel modellierter Nodalpreise während einer zufällig gewählten Stunde.

## 2.6.6. Entwicklung eines Ansatzes für die Einbindung zeitgekoppelter Gebotstypen in eine europäische Strommarktsimulation

Peter WIRTZ<sup>1\*</sup>, Noah DRESEMANN<sup>1</sup>, Kevin PACCO<sup>1</sup>, Albert MOSER<sup>1</sup>

### Motivation

In der Modellierung des europäischen Spotmarktes für Elektrizität haben sich unter anderem kostenminimierende Fahrplanoptimierungen für Stromerzeugungseinheiten (Unit Commitment) etabliert. Die hohe Rechenkomplexität solcher Modelle erfordert eine Problemzerlegung, beispielsweise mit Hilfe der Lagrange-Relaxation, wie gezeigt im „EUropean Lagrangian Relaxation“ (EULR)-Modell [1]. In diesem Modell ist in den iterativen Lagrange-Prozess eine vereinfachte lineare Marktkopplungs-Optimierung nach dem Vorbild des EUPHEMIA-Algorithmus für das europäische Single Day-Ahead Coupling eingebettet. Die Marktkopplung determiniert die Austauschleistungen zwischen den Marktgebieten und die stündlichen Marktpreise anhand der kostenminimalen Allokation der prä-determinierten Gebotszeitreihen der Marktteilnehmer [2].

Eine lineare Modellierung des Strommarktes mit ausschließlich stündlichen Einzelgeboten kann die Erfüllung intertemporaler Restriktionen von Erzeugungsanlagen, wie Leistungsgradienten, Mindestbetriebs- und Mindeststillstandzeiten, in den Fahrplänen definitionsgemäß nicht gewährleisten. Daher erlaubt der EUPHEMIA-Algorithmus weitere Gebotstypen, welche in [3] beschrieben sind. Diese Gebotstypen wirken zeitkoppelnd, indem sie die Einzelgebote von Kraftwerken stundenübergreifend mit entsprechenden Nebenbedingungen verknüpfen. Eine besondere praktische Relevanz nehmen dabei Blockgebote ein [4]. Die Berücksichtigung der Zeitkopplungen in den Gebotstypen erfordert jedoch eine zeitliche Integration der Marktkopplung am Day-Ahead-Markt. [4] gibt einen Überblick über Beiträge zur exakten Modellierung des EUPHEMIA-Algorithmus in Form nicht-konvexer (gemischt-ganzzahliger) Probleme, sodass mitunter sehr rechenintensive Lösungsalgorithmen erforderlich sind.

Dieser Beitrag präsentiert einen Ansatz, der *Blockgebote*, *verknüpfte Blockgebote* und *komplexe Gebote mit Lastgradientenbedingung* für thermische Kraftwerke in ein lineares Optimierungsmodell für die Marktkopplung integriert. Mit diesem Ansatz soll eine möglichst genaue Abbildung des EUPHEMIA-Algorithmus gewährleistet werden, indem die relevanten Kraftwerksrestriktionen mithilfe der Gebotstypen in der Gebotsstruktur berücksichtigt werden. Dennoch garantiert die Beibehaltung einer linearen Modellformulierung die Lösbarkeit des Modells in praktikablen Rechenzeiten mit dem konventionellen Simplex-Algorithmus. Im Rahmen des Papers werden zuerst deterministische Regeln für die Ableitung des Gebotstyp-Einsatzes aus stündlichen Gebotszeitreihen thermischer Kraftwerke vorgestellt, mit dem Ziel, technisch praktikable Fahrpläne zu generieren. Anschließend werden zeitgekoppelte Nebenbedingungen formuliert, welche die Gebotstypen mit annehmbarer Genauigkeit in einer stundenübergreifenden Optimierung abbilden. Zukünftige Forschung könnte auf Basis dieses Beitrags die Implementierung zeitgekoppelter Gebote ausweiten, zum Beispiel um die zeitliche Flexibilität von Verbrauchern oder Speichern in ähnlicher Form in der Marktkopplung nachzubilden.

### Methode

In diesem Paper werden aus gegebenen Einzelgebots-Zeitreihen thermischer Kraftwerke zuerst Blockgebote als jene aufeinanderfolgenden stündlichen Gebote identifiziert, welche die gleiche Gebotsmenge und den gleichen Gebotspreis aufweisen. Innerhalb eines solchen Blockes werden alle stündlichen Einzelgebote mit übereinstimmender Annahmequote in der Optimierung aktiviert, sodass die maximalen Leistungsgradienten und zum Teil auch Mindestlaufzeiten des jeweiligen Kraftwerks innerhalb eines Blockes folgerichtig befriedigt sein müssen. Beinhaltet die vermarktete Kraftwerksleistung außerdem eine Must-run- oder Minimalkomponente, so wird diese als separater, sogenannter „parent block“ definiert. Jedes leistungsvariable Blockgebot („child block“) muss daraufhin eine Annahmequote kleiner gleich jener des zeitparallelen, verknüpften parent blocks aufweisen. Somit

<sup>1</sup> Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen University, Schinkelstrasse 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 80 92474, p.wirtz@iaew.rwth-aachen.de, <https://www.iaew.rwth-aachen.de>

wird die Erfüllung der Must-run-, bzw. Minimalleistung in den Marktergebnissen implizit vorausgesetzt, bevor höhere Kraftwerksleistungen angefahren werden. Auf die Modellierung von sogenannten „fill-or-kill“-Bedingungen für Blockgebote wird in diesem Beitrag zur Vereinfachung abgesehen, da diese zwingend die Einführung ganzzahliger Variablen erfordern, welche eine erhebliche Steigerung der Rechenkomplexität bewirken [4].

Für Kraftwerksvermarktungen außerhalb der Blockgebote lassen sich darüber hinaus mit Hilfe linearer Nebenbedingungen komplexe Gebote mit Lastgradientenbedingung definieren. Diese werden platziert, sobald zwei aufeinanderfolgende, stündliche Gebote die maximalen Leistungsgradienten der jeweiligen Anlage beim ungünstigsten möglichen Abruf übersteigen könnten. Abbildung 1 verdeutlicht den Einsatz der Gebotstypen an einer exemplarischen Gebotszeitreihe eines Kraftwerks.

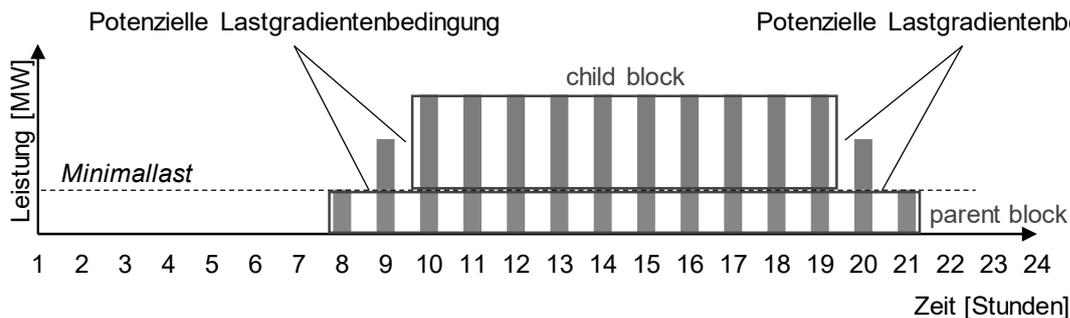


Abbildung 1: Determinierung des Gebotstypeneinsatzes an einem exemplarischen Kraftwerks-Fahrplan

Die Marktkopplungs-Optimierung wird daraufhin in einem geschlossenen linearen Programm über jeweils 24 Stunden unter Einbezug der zeitgekoppelten Gebote gelöst. Abschließend wird die entwickelte Modellierung auf ihre Rechenkomplexität und die resultierende Gebotsallokation untersucht.

## Ergebnisse

Exemplarische Untersuchungen zeigen auf, dass die Lösungsdauer des Simplex-Algorithmus infolge der Integration der ausgewählten zeitgekoppelten Gebotstypen im Mittel nur unwesentlich um 6,7 % gegenüber einer Modellierung ohne EUPHEMIA-Gebotstypen steigt. Die Implementierung reduziert des Weiteren die Häufigkeit modellendogener Verletzungen relevanter Kraftwerks-Restriktionen oder verhindert diese sogar ganz. Dagegen verringert sich allerdings die Gesamtwohlfahrt der Optimierung, was ökonomisch gerechtfertigt wird mit der Annahme übermäßiger Kosten für den Ausgleich technisch impraktikabler Positionen an den nachgelagerten Kurzfrist-Märkten. Somit lässt sich abschließend festhalten, dass die entwickelte Methodik die Gebotsallokation des EUPHEMIA-Algorithmus in verbesserter Genauigkeit abbildet, ohne dass sich die Rechenkomplexität wesentlich erhöht.

## Referenzen

- [1] M. Nobis, L. Wyrwoll, A. Moser, S. Raths, "Impact of market-coupling on electricity price modeling in fundamental unit-commitment approaches", 6th IEEE International Energy Conference (ENERGYCon), IEEE, Gammarth, Tunesien, 2020, pp. 740-743.
- [2] C. Schmitt, L. Wyrwoll, A. Moser, I. Yueksel-Erguen, "Integration of Flexible Distributed Energy Resource Models into a Market Coupling-based Lagrangian Relaxation of the pan-European Electricity Market", ZIB-Report 21-11, Berlin, 2021, [https://opus4.kobv.de/opus4-zib/files/8223/ZIB-Report\\_21-11.pdf](https://opus4.kobv.de/opus4-zib/files/8223/ZIB-Report_21-11.pdf) (Aufgerufen 07. Juli, 2021).
- [3] NEMO Committee, "EUPHEMIA Public Description – Single Price Coupling Description", 2019, [http://www.nemo-committee.eu/assets/files/190410\\_Euphemia%20Public%20Description%20version%20NEMO%20Committee.pdf](http://www.nemo-committee.eu/assets/files/190410_Euphemia%20Public%20Description%20version%20NEMO%20Committee.pdf) (Aufgerufen 21. Juni, 2021).
- [4] F. Tanrisever, M. Shahmanzari, B. Büke, "European Electricity Day-Ahead Markets: A Review of Models and Solution Methods", 2020, [https://www.maths.ed.ac.uk/~bbuke/assets/DAM\\_Optimization\\_13\\_Jan\\_2021.pdf](https://www.maths.ed.ac.uk/~bbuke/assets/DAM_Optimization_13_Jan_2021.pdf) (Aufgerufen 04. Juli, 2021).

## **3 SICHERE ÜBERTRAGUNGSNETZE**

### **3.1. ÜBERTRAGUNGSNETZE I**

#### **3.1.1. Renaissance von Rotierenden Phasenschiebern**

**Serdar KADAM<sup>1</sup>, Markus FLOCK<sup>1</sup>, Michael PERTL<sup>1</sup>, Alois LECHNER<sup>1</sup>**

##### **1. Einleitung**

Mit dem Voranschreiten der Energiewende und dem Ausstieg aus fossilen Energieträgern, sinkt der Anteil von rotierenden Generatoren in elektrischen Energiesystemen. Da der Ausbau und die Verstärkung der Stromnetze ein langfristiger Prozess ist, ist eine optimale Nutzung vorhandener Infrastruktur und vorausschauende Planung erforderlich ([1], [2]). Neben der Integration von zusätzlichen Erneuerbaren, ist gleichzeitig auch der Wegfall von Erzeugungsanlagen und mit ihnen bereitgestellte Netzdienstleistungen zu berücksichtigen. Rotierende Phasenschieber eignen sich besonders um die wegfallenden Netzdienstleistungen von stillgelegten Erzeugungsanlagen zu ersetzen (Schwungmasse, Kurzschlussleistung und Blindleistung), aber auch um die Netzintegration von PV- und Windkraftwerken an Netzknoten mit geringer Netzkurzschlussleistung zu ermöglichen ([3], [4], [5]).

In diesem Beitrag werden die Eigenschaften von rotierenden Phasenschiebern (Synchronous Condenser) beschrieben. Ausgehend von der Modellierung des Erregersystems und dem Blindleistungsvermögen, wird die erzielbare Anlaufzeitkonstante diskutiert. Abschließend wird für eine ausgewählte Anlage eine parametrische Studie durchgeführt um den Einfluss der maximal erreichbaren Erregerspannung zu bewerten.

##### **2. Erregersysteme und Modellierung**

Für die Erregung von Synchronmaschinen stehen grundsätzlich mehrere Möglichkeiten zur Verfügung, die in diesem Kapitel kurz beschrieben werden. In [6], sind verschiedene Spannungsregler umfangreich beschrieben. Die Gültigkeit der Modelle beschränkt sich für Frequenzabweichungen bis +5% sowie für oszillatorische Vorgänge bis 3Hz. Auf die statische Erregung und rotierende Erregung wird im folgenden genauer eingegangen. In [6] ist neben den Modellen auch angegeben, welches Modell das Verhalten von Herstellerspezifischen Erregersystemen abbildet.

Die statische Erregung kennzeichnet sich durch eine Versorgung im Nebenschluss über einen eigenen Erregertransformator aus. Mit der Festlegung des Übersetzungsverhältnisses kann der Stoßfaktor bestimmt werden (ceiling voltage). Ein Vorteil der statischen Erregung ist, dass mit entsprechenden Vorrichtungen prinzipiell negative Erregerströme vorgegeben werden könnten. Der untererregte Betriebsbereich kann somit erweitert werden.

Die Erregung mit einer permanenterregten Erregermaschine und rotierenden Dioden (bürstenlose Erregung) eliminiert die Abhängigkeit von Spannung an den Generator клемmen um die Erregung zu versorgen. Charakteristisch für eine bürstenlose Erregung ist eine etwas langsamere Regeldynamik im Vergleich zu einer statischen Erregung. Außerdem sind nur positive Erregerströme möglich. Der untererregte Blindleistungsbereich kann nicht erweitert werden.

##### **3. Erzielbare Anlaufzeitkonstante**

Rotierende Phasenschieber können in zwei Gruppen eingeteilt werden: Turbogeneratoren und Schenkelpolgeneratoren. Turbogeneratoren werden hauptsächlich in GuD-Kraftwerken eingesetzt und haben üblicherweise eine Polpaarzahl von eins, womit sich eine Drehzahl von 3000U/min (bei 50Hz) ergibt. Dadurch sind die Abmessungen durch eine langgezogene Bauform mit relativ kleinen Durchmessern gekennzeichnet. Schenkelpolgeneratoren werden üblicherweise in Wasserkraftwerken eingesetzt und sind gekennzeichnet durch niedrigere Drehzahlen und größere Durchmesser.

---

<sup>1</sup> ANDRITZ HYDRO GmbH, Eibesbrunnnergasse 20 1120 Wien, vorname.nachname@andritz.com  
www.andritz.com

Um die selbe Trägheitskonstante  $H$  mit Schenkelpolgeneratoren wie Turbogeneratoren zu erreichen, ist daher eine größeres Trägheitsmoment erforderlich, da die Drehzahl niedriger ist:

$$H = \frac{J \omega_{mech,r}^2}{2S_r} \text{ mit } \omega_{mech,r} = \frac{2\pi n_N}{60} \quad (1)$$

Wobei  $n_N$  die Nenndrehzahl in U/min,  $J$  das Trägheitsmoment in  $\text{kgm}^2$  sowie  $S_r$  die Bemessungsscheinleistung in MVA des Generators bezeichnet. Die Anlaufzeitkonstante  $T_A$  (bezogen auf die Scheinleistung bei rotierenden Phasenschiebern) ist

$$T_A = 2H \quad (2)$$

In Abbildung 1 sind erzielbare Anlaufzeitkonstanten für Turbo- bzw. Schenkelpolgeneratoren mit und ohne Schwungrad dargestellt. Die Anlaufzeitkonstante von Turbogeneratoren ist aufgrund der Einschränkungen in der Bauform stark begrenzt (ca. 2 bis 3s). Mit einem Schwungrad kann die Anlaufzeitkonstante bis auf ca. 11s erhöht werden. Erwähnenswert ist, dass die kritische Drehzahl von Turbogeneratoren unter der Nenndrehzahl liegt und somit bei jedem Start- und Stoppvorgang durchfahren wird. Schenkelpolgeneratoren sind in ihren Dimensionen aufgrund der niedrigeren Drehzahl weniger beschränkt. Es können dadurch größere Durchmesser erzielt werden. Eine geforderte Anlaufzeitkonstante kann daher meist ohne Schwungrad erreicht werden (3 bis 13s). Außerdem liegt die kritische Drehzahl von Schenkelpolgeneratoren über der Nenndrehzahl. Mit einem zusätzlichen Schwungrad, kann die Anlaufzeitkonstante außerdem mehr als verdoppelt werden. Der Bau eines rotierenden Phasenschiebers mit einer geforderten Anlaufzeitkonstante von 30s wurde im Mai 2021 angekündigt [7].

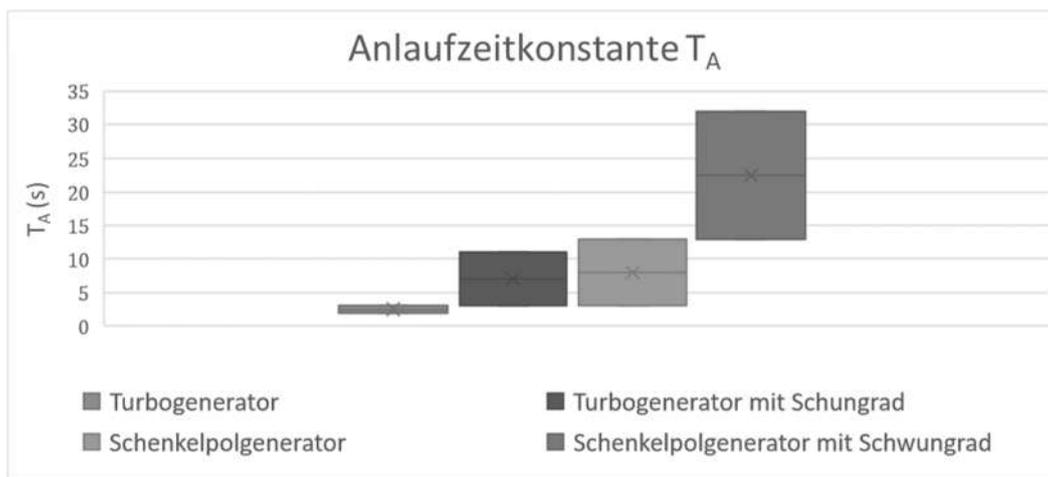


Abbildung 1: Erzielbare Anlaufzeitkonstanten mit Turbogeneratoren bzw. Schenkelpolgeneratoren

## Referenzen

- [1] "Network Option Assessment (NOA) Pathfinders | National Grid ESO." <https://www.nationalgrideso.com/future-energy/projects/pathfinders> (accessed Dec. 04, 2021).
- [2] "Netzentwicklungsplan Strom | Netzentwicklungsplan." <https://www.netzentwicklungsplan.de/de> (accessed Dec. 04, 2021).
- [3] L. Bao, L. Fan, and Z. Miao, "Comparison of Synchronous Condenser and STATCOM for Wind Farms in Weak Grids," in *2020 52nd North American Power Symposium (NAPS)*, Tempe, AZ, USA, Apr. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/NAPS50074.2021.9449775.
- [4] Y. Liu, S. Yang, S. Zhang, and F. Peng, "Comparison of synchronous condenser and STATCOM for inertial response support," *2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2014*, pp. 2684–2690, Nov. 2014, doi: 10.1109/ECCE.2014.6953761.
- [5] M. Nedd, C. Booth, and K. Bell, "Potential solutions to the challenges of low inertia power systems with a case study concerning synchronous condensers," in *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Heraklion, Aug. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/UPEC.2017.8232001.
- [6] Report, "IEEE 421.5 Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst.*, vol. PAS-100, no. 2, pp. 494–509, 2016, doi: 10.1109/TPAS.1981.316906.
- [7] "Siemens Energy's grid stabilizer technology to help Irish grid." <https://press.siemens-energy.com/global/en/pressrelease/siemens-energys-grid-stabilizer-technology-help-irish-grid-exceed-renewables> (accessed Dec. 04, 2021).

### 3.1.2. Kontinuierliche Zustandsüberwachung elektrischer Betriebsmitteln als Unterstützung der Energiewende

Christof RIEDMANN<sup>1</sup>, Bernhard SCHOBER<sup>1</sup>, Uwe SCHICHLER<sup>1</sup>

#### Einleitung

In großen Teilen Europas befindet sich die Energiewende in der Umsetzung. Einhergehend erfolgte eine Dezentralisierung der Energieerzeugung und die Anforderungen an eine sichere und zuverlässige Energieübertragung stieg kontinuierlich [1].

Neben der Planung des Netzausbaus, dem korrekten und fehlerfreien Betrieb sowie der optimierten Regelung der Lastflüsse im elektrischen Übertragungs- und Versorgungsnetz ist die optimale Nutzung vorhandener Ressourcen ein wesentlicher Aspekt in der Elektrizitätswirtschaft. Eine optimale Nutzung der Ressourcen ist nur dann möglich, wenn Instandhaltungsmaßnahmen nicht nur zeitgerecht, sondern darüber hinaus nur im notwendigen Ausmaß umgesetzt werden. Hierfür ist eine Grundvoraussetzung, dass der aktuelle Zustand, die Restlebensdauer sowie die Zuverlässigkeit der einzelnen Komponenten bzw. der gesamten Anlage bekannt ist [1, 2].

#### Zustandsüberwachung

In den letzten Jahren wurde deutlich, dass es von großem Vorteil ist, die Historie eines Betriebsmittels zu kennen und sich anbahnende Fehler frühzeitig zu erkennen. Durch die kontinuierliche Überwachung des Betriebsmittelzustands kann dieser genauer bestimmt und Instandhaltungsmaßnahmen können effektiver geplant werden. Dies führt zu einer besseren Allokation der verfügbaren monetären und materiellen Ressourcen und zu einer Erhöhung der Zuverlässigkeit des Gesamtsystems [2].

Im Anlagen-Management von Infrastrukturunternehmen auf dem Energiesektor im Allgemeinen und in der Hochspannungstechnik im Speziellen sind die Teilentladungsüberwachung (TE-Monitoring) sowie die kontinuierliche Gas-in-Öl-Analyse (online DGA) die am häufigsten angewandten Verfahren [3]. In diesem Beitrag werden deren Grundlagen, Vorteile und Herausforderungen bei der Umsetzung im Zuge der Energiewende beschrieben.

#### Online DGA

Durch die Analyse der im Öl gelösten Gase lässt sich der aktuelle Zustand des Transformators bestimmen. Für die Interpretation der Daten gibt es verschiedene Ansätze, wie beispielsweise die Festlegung von Schwellwerten. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Wahrscheinlichkeit eines Fehlers in einem Transformator bei Gaskonzentrationen unterhalb dieser Schwellenwerte gering ist. Beim Überschreiten muss der Zustand des Transformators im Detail analysiert werden. Vergangene Ereignisse in den letzten Jahren zeigten, dass die Betrachtung von Gasänderungsraten im Vergleich zur Betrachtung von absoluten Konzentrationen zu besseren Ergebnissen führen kann [2, 4, 5].

Die Beurteilung des Transformatorzustands auf der Grundlage absoluter Gaskonzentrationen kann zu falschen Einschätzungen führen. Die gleiche Menge an gelöstem Gas kann in verschiedenen Transformatoren unterschiedlich kritisch bewertet werden. Außerdem können die Gaskonzentrationen in verschiedenen Transformatoren auf unterschiedliche Ursachen zurückgeführt werden [2, 5].

Es gibt Transformatoren mit stark erhöhten Gaskonzentrationen, die seit vielen Jahren stabil betrieben werden und keinen oder nur einen sehr geringen weiteren Anstieg aufweisen. Dies kann auf einen inaktiven Fehler hinweisen, der bei erneuter Entwicklung innerhalb kurzer Zeit zu einem Ausfall führen kann. Es ist ratsam, eine kontinuierliche Überwachung des Transformators anzustreben. Andere Transformatoren zeigen einen sehr schnellen Anstieg der gelösten Gase in sehr kurzer Zeit, der durch regelmäßige Probenahmen nicht rechtzeitig erkannt werden kann [4].

---

<sup>1</sup> Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement. TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Österreich, Tel.: +43 316 873 7411, christof.riedmann@tugraz.at, www.ihs.tugraz.at

## TE-Monitoring

Neben der Gas-in-Öl-Analyse stellt die Teilentladungsmessung (TE-Messung) eine weitere wichtige Diagnosemethode dar, um den Zustand der Isolation von elektrischen Betriebsmitteln zu analysieren. Ferner ist die TE-Diagnostik seit Jahrzehnten die am meist genutzte und etablierteste Methode hierzu. Teilentladungen stellen kleine Schwachstellen im Isolationssystem dar und können in weiterer Folge zum Komplettausfall des Betriebsmittels führen. Auf Basis der gemessenen Teilentladungen können TE-Defekte, bevor es zu einem Ausfall kommt, erkannt und Risikoabschätzungen durchgeführt werden [6, 7]. Die Erfassung der Teilentladungen kann einerseits in definierten Intervallen im Rahmen einer zeitorientierten Instandhaltung oder andererseits im Zuge einer zustands- und zuverlässigkeitsorientierter Instandhaltung erfolgen. Bei einer zeitorientierten Instandhaltung werden die elektrischen Betriebsmittel vom Netz genommen und mit Hilfe eines TE-Messkreises und meist anhand eines menschlichen Experten analysiert. Hier haben sich für Wechselspannung phasenaufgelöste TE-Muster und für Gleichspannung Pulssequenz-Analysen wie das NoDi\* Diagramm bewährt (Bild 1a) [8].

Um die Energiewende und deren Herausforderungen bestmöglich umzusetzen, ist klar eine zustands- und zuverlässigkeitsorientierter Instandhaltung mit einem kontinuierlichen (online) TE-Monitoring zu präferieren. Der Vorteil einer kontinuierlichen Überwachung stellt die frühzeitige Erkennung von TE-Defekten während des Betriebs dar. Aufgrund der großen Datenmengen bei einer kontinuierlichen Überwachung und der Notwendigkeit die Messergebnisse zu analysieren, rückt die TE-Identifikation mit Machine (ML) in den Vordergrund. Solche Systeme existieren bereits für die Drehstromübertragung, jedoch noch nicht für die Übertragung mit Gleichspannung (HGÜ und MGÜ), welche essentiell für den Erfolg der Energiewende ist. Die Machine Learning-Algorithmen können trainiert werden die Messdaten automatisch zu analysieren und vorhandene TE-Defekte selbstständig zu klassifizieren (Bild 1b) [8].

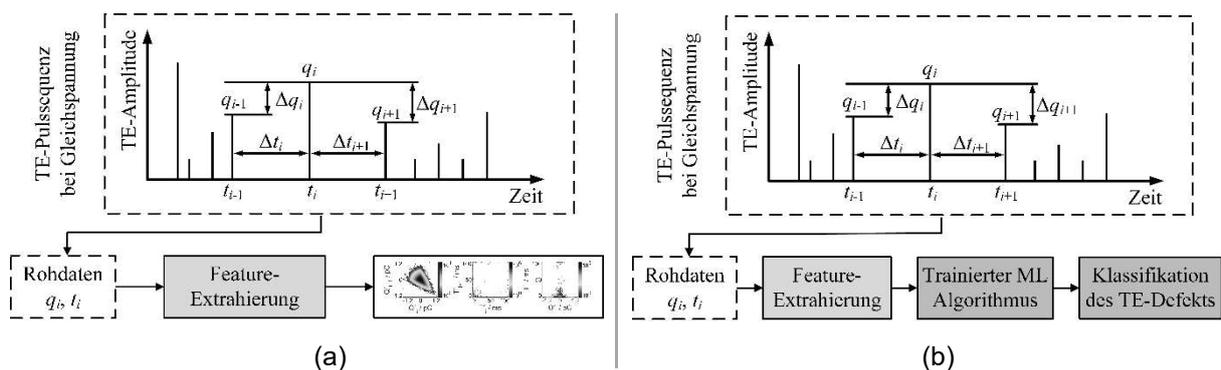


Bild 1: (a) TE-Monitoring von elektrischen Betriebsmitteln bei Gleichspannung mit NoDi\* Diagrammen und (b) online TE-Monitoring mit Machine Learning und einer automatischen Klassifikation

## References

- [1] C. Riedmann, A. Pirker, U. Schichler: "Monitoring elektrischer Betriebsmittel im Übertragungsnetz," 15. Symposium Energieinnovationen, Graz, Österreich, 2018
- [2] C. Riedmann, U. Schichler, W. Häusler, W. Neuhold: "Online Dissolved Gas Analysis on Transformers – Opportunities, Experiences and Limitations," *Elektrotech. Inftech.*, No. 1, 2022
- [3] G. C. Montanari, P. Morshuis, A. Cervi: "Monitoring HV transformer conditions: the strength of combining various diagnostic property observations", EIC, Seattle, Washington, USA, 2015
- [4] S. A. Ward: "Evaluating transformer condition using DGA oil analysis," 2003 annual report, Albuquerque, NM, USA, 2003
- [5] H. Ding, R. Heywood, J. Lapworth, R. Josebury, A. Roxborough, E. McCulloch: "Practical experience of dissolved gas in transformer oil for the detection of incipient faults," ICDL, 2017
- [6] G. C. Montanari, A. Cavallini: "Partial Discharge Diagnostics: From Apparatus Monitoring to Smart Grid Assessment", *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Vol. 29, No. 3, 2013
- [7] L-V. Badicu, W. Koltunowicz, U. Broniecki, B. Battle: "Increased operation Reliability through PD monitoring of stator winding", INSUCON, Birmingham, UK, 2013
- [8] B. Schober, U. Schichler: "HVDC GIS/GIL – Classification of PD defects using NoDi\* pattern and machine learning", ISH, Xi'an, China, 2021

### 3.1.3. Einfluss netzbildender Wechselrichterregelung auf die Frequenzhaltung nach einer Netzauftrennung

Martin KNECHTGES\*<sup>1</sup>, Albert MOSER<sup>1</sup>

#### Inhalt

##### Hintergrund und Motivation

Vor dem Hintergrund des anhaltenden Strukturwandels innerhalb des Elektrizitätsversorgungssystems durch die Einhaltung der von der europäischen Kommission festgelegten Klimaschutzziele, kommt es zu einem stetigen Anstieg der Leistungstransporte im Übertragungsnetz [1]. Diese Höherauslastung steigert das Risiko von Netzauftrennungen, den sogenannten System Splits, als Folge kaskadierender Leitungsabschaltungen, welche beispielsweise am 04.11.2006 oder am 08.01.2021 aufgetreten sind. Die auftretenden hohen Leistungsdefizite innerhalb der Teilnetze, aufgrund der hohen Leistungstransporte vor der jeweiligen Netzauftrennung, resultieren in hohen Frequenzgradienten nach der Netzauftrennung. Zur Beherrschung dieser Frequenzgradienten muss ausreichend Momentanreserve innerhalb der sich ergebenden Teilnetze vorhanden sein, so dass die Frequenzgradienten begrenzt und Gegenmaßnahmen eingeleitet werden können.

Gleichzeitig kommt es durch den Strukturwandel im Elektrizitätsversorgungssystem hin zu leistungselektronisch angebundenen Anlagen (LE-Anlagen) zu einer Reduzierung der Momentanreserve aus konventionellen, synchron angebundenen Kraftwerken. Um auch weiterhin regional genügend Momentanreserve vorzuhalten, ergibt sich zukünftig die Notwendigkeit, dass LE-Anlagen zusätzlich Momentanreserve bereitstellen. Aktuell erfolgt aufgrund der verwendeten Wechselrichterregelung noch keine Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse durch die bereits vorhandenen LE-Anlagen. Daher werden in der Forschung vermehrt neue Regelalgorithmen, wie beispielsweise netzbildende Wechselrichterregelungen diskutiert, wodurch LE-Anlagen Momentanreserve bereitstellen können.

##### Wechselrichterregelungen

Heutzutage sind LE-Anlagen ausschließlich stromeinprägend an das Elektrizitätsversorgungssystem angebunden. Bei dieser wird auf Basis des Spannungsphasors am Netzanschlussknoten mithilfe einer netzfolgenden Wechselrichterregelung ein Strom in das Netz eingespeist. Netzbildende Wechselrichter verhalten sich im Vergleich dazu wie eine Spannungsquelle und sind spannungseinprägend, wie in Abbildung 1a) dargestellt. Dabei gibt es eine Vielzahl an netzbildenden Wechselrichterregelungen wie beispielsweise die Droop-Control oder die Virtuelle Synchronmaschine (VSM) [2, 3].

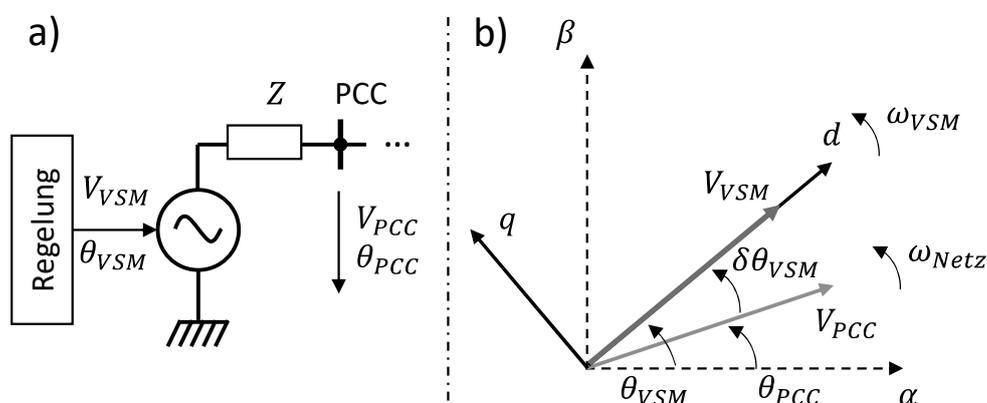


Abbildung 1: a) Vereinfachte Darstellung von LE-Anlagen mit netzbildender Wechselrichterregelung  
b) rotierende Bezugssysteme des Netzes und der VSM [3]

<sup>1</sup> IAEW der RWTH Aachen University, Schinkelstr. 6 52062 Aachen Deutschland, +49 241 80 97884, m.knechtges@iaew.rwth-aachen.de

Die VSM bildet dabei die mechanischen Gleichungen einer Synchronmaschine ab, so dass sich ein rotierendes Bezugssystem innerhalb der Regelung einstellt. Dieses rotierende Bezugssystem, welches in Abbildung 1b) dargestellt ist, rotiert im ungestörten Fall mit derselben Frequenz wie das Netz. Kommt es zu einem Leistungsdefizit innerhalb des Netzes, ändert sich der Netzanschlusswinkel sprunghaft, wodurch sich eine Winkeldifferenz zwischen Netzanschlussknoten und der Regelung einstellt. Aufgrund der Winkeldifferenz wird intrinsisch über die Armreaktanz Leistung bereitgestellt [3].

Das Ziel dieses Papers ist, die Auswirkungen von netzbildenden Wechselrichterregelungen auf die Frequenzhaltung nach Netzauftrennung zu untersuchen. Als netzbildendes Regelungsmodell der LE-Anlagen wird die VSM verwendet.

## Methodik

Im Rahmen dieses Papers wird der Einfluss von bereitgestellter synthetischer Schwungmasse durch Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, die über netzbildende Wechselrichterregelungen an das Netz angebunden sind, im Fall einer Netzauftrennung untersucht. Dazu wird eine Netzauftrennung in zwei Teilnetze durch gleichzeitiges Abschalten von Leitungen simuliert. Die Netzauftrennung erfolgt dabei auf einem 39-Knoten-Testnetz des IEEE [4], welches durch das Austauschen einiger synchron gekoppelter Erzeugungsanlagen durch LE-Anlagen mit geeigneten dynamischen Parametern modifiziert ist. Zur Untersuchung des Einflusses von synthetischer Schwungmasse auf die Frequenzhaltung nach einer Netzauftrennung werden Zeitbereichssimulationen durchgeführt und netzbildende Wechselrichterregelungen der LE-Anlagen mit netzfolgenden Wechselrichterregelungen verglichen.

## Ergebnisse

Die Langfassung des Papers enthält eine detaillierte Darstellung der verwendeten netzbildenden Wechselrichterregelung, des verwendeten Netzmodells und der dynamischen Parameter. In den Untersuchungen werden für verschiedene Durchdringungsgrade der LE-Anlagen mit netzbildenden Wechselrichterregelung die sich ergebenden Frequenzverläufe nach der Netzauftrennung analysiert und hinsichtlich gegebener Frequenzkriterien, wie die Frequenzänderungsrate sowie die dynamische und statische Frequenzabweichung, bewertet.

## Literatur

- [1] E. Kommission, „Der Klimazielplan für 2030: Mehr Ehrgeiz für das Klimaziel Europas bis 2030. In eine klimaneutrale Zukunft zum Wohl der Menschen investieren.“, 2020. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0562>
- [2] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg und P. Rodríguez, „Control of Power Converters in AC Microgrids,“ *IEEE Trans. Power Electron. (IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS)*, pp. 4734-4749, 2012.
- [3] S. D'Arco, J. A. Suul und O. B. Fosso, „A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids,“ *Electric Power System Research*, 2015.
- [4] T. Athay, R. Podmore und S. Virmani, „A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability,“ *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, March/April 1979.

### 3.1.4. Vergleich verschiedener Wechselrichterregelungen in Netzfehlersituationen im Netzdynamiklabor

Timo SAUER\*<sup>1</sup>, Florian RAUSCHER<sup>1</sup>, Frederik TIEDT<sup>1</sup>, Bernd ENGEL<sup>1</sup>

#### Inhalt

Zur Einhaltung der Klimaziele wird der Anteil an erneuerbaren Energien an der Gesamtheit des deutschen Strommix immer weiter zunehmen. Gleichzeitig werden konventionelle Großkraftwerke aufgrund des beschlossenen Ausstiegs aus der Kernkraft und der Kohleverbrennung stark abnehmen. Dies führt zu einem voranschreitenden Strukturwandel der Erzeugungstechnologien. [1] Während konventionelle Kraftwerke über Synchrongeneratoren an das Verbundnetz angeschlossen werden, speist der Großteil der erneuerbaren Energien die elektrische Leistung über Wechselrichter in das Stromnetz ein. Historisch bedingt erfolgt die Netzregelung vor allem mittels Synchrongeneratoren. Zukünftig müssen Wechselrichter die Aufgaben der Netzregelung übernehmen und einen stationär und transient stabilen Netzbetrieb gewährleisten. Die bereits im Verbundnetz eingesetzten Wechselrichter sind so geregelt, dass sie vorrangig die erzeugte Leistung effizient in das Netz einspeisen, sodass diese Stromquellenverhalten aufweisen. Sie werden als netzstützende Wechselrichter (engl. Grid Supporting Inverter, GSI) bezeichnet, da diese zusätzlich Netzfunktionen wie beispielsweise Fault-Ride-Through oder frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion erfüllen müssen. Allerdings können diese Wechselrichter aufgrund ihrer Regelung nicht instantan auf Änderungen des Netzzustandes reagieren, sodass diese keine Momentanreserve bereitstellen können. Da die Betriebsweise von Wechselrichtern jedoch maßgeblich von der übergeordneten Regelungsstrategie abhängt, ist es grundsätzlich möglich, Wechselrichter so zu regeln, dass diese wie Synchrongeneratoren Spannungsquellenverhalten aufweisen und so u.a. die Momentanreservebereitstellung von Synchrongeneratoren ersetzen können. Diese werden als netzbildende Wechselrichter (engl. Grid Forming Inverter, GFI) bezeichnet, da sie eine Spannung mit definierter Amplitude und Phasenlage stellen. [2]

Netzfehlersituationen, zu denen beispielsweise Kurzschlüsse zählen, rufen einen trichterförmigen Spannungseinbruch um die Fehlerstelle hervor, der bei netzbildenden Wechselrichtern infolge der Regelung als Spannungsquelle zu instantan höheren Ausgangsströmen der Anlage führt. Aufgrund der Stromtragfähigkeit der Leistungselektronik sind Wechselrichter im Gegensatz zu Synchrongeneratoren allerdings nicht in der Lage, mehrfache Überströme in das Netz einzuspeisen, ohne dass dies zur Beschädigung der Erzeugungsanlage führt. Zur Wahrung der Versorgungskontinuität müssen die Erzeugungsanlagen Netzfehler jedoch durchfahren und zur transienten Netzstabilität beitragen, weshalb die Ausgangsströme bei Netzbildnern begrenzt werden müssen. [3] Netzstützende Wechselrichter besitzen die Problematik der zusätzlich notwendigen Strombegrenzungsfunktion nicht, da aktiv der Ausgangstrom geregelt wird. Es ist vorgegeben, dass diese im Fehlerfall einen geeigneten Blindstrom einspeisen, um die Netzspannung zu stützen (Fault-Ride-Through) [4].

#### Methodik

Um das netzdynamische Verhalten beider Wechselrichterregelungen zu analysieren sowie zu vergleichen, werden im Netzdynamiklabor des *elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme* unter Anwendung normativer Prüfvorschriften Untersuchungen durchgeführt. Dazu erfolgt zunächst eine detaillierte Beschreibung der für die Untersuchung relevanten Komponenten des Labors. Da Netzfehlersituationen im Bereich von Millisekunden wirken, wird hierbei die Eignung der eingesetzten Komponenten für solche Untersuchungen aufgezeigt. Konkret wird ein Testaufbau verwendet, der aus einem Echtzeitsimulator in Kombination mit einem Netzsimulator im Verstärkerbetrieb besteht. Mit diesem Power-Hardware-in-the-Loop System können die Vorgaben an dezidierte Spannungseinbruchstests nach Prüfvorschrift umgesetzt werden. Während für die Untersuchungen des netzstützenden Wechselrichters ein marktüblicher Wechselrichter aus Serienproduktion verwendet wird, wird für den netzbildenden Wechselrichter das entsprechende

---

<sup>1</sup> TU Braunschweig, elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme, Schleinitzstraße 23, +49 531 391 7721, t.sauer@tu-braunschweig.de

Regelungsmodell auf einem freiprogrammierbaren Prototypen-Wechselrichter implementiert [3]. Diese werden über eine Netznachbildung mit dem Netzsimulator gekoppelt.

Zum Nachweis der technischen Anforderungen bei Unterspannungsereignissen wird anschließend das Prüfverfahren nach FGW TR3 formal beschrieben [4]. Kritische Sensitivitätsparameter sind nach Prüfvorschrift, die Einbruchtiefe und die Dauer des Spannungseinbruchs. Der Prüfling muss in der Lage sein, diese Anschlussbedingungen zu durchfahren. Des Weiteren wird die Fähigkeit zur Spannungsstützung bei Netzfehlern von netzbildenden mit netzstützenden Wechselrichtern verglichen.

## Ergebnisse

Erste Laboruntersuchungen haben gezeigt, dass der netzbildende Wechselrichter aufgrund seines inhärenten Spannungsquellenverhalten früher auf die neue Netzsituation durch Einspeisen eines Blindstroms  $i_q$  reagiert. Ursächlich hierfür sind die unterschiedlichen charakteristischen Regelungsstrategien der Wechselrichter. Abbildung 1 zeigt einen Ausschnitt der ersten Millisekunden nach Beginn eines Unterspannungsereignisses auf 0,4 p.u. (zum Zeitpunkt  $t = 0$  s). Abgebildet sind der Spannungsraumzeiger am Netzanschlusspunkt sowie der Blindstrom  $i_q$  des netzbildenden und netzstützenden Wechselrichters.

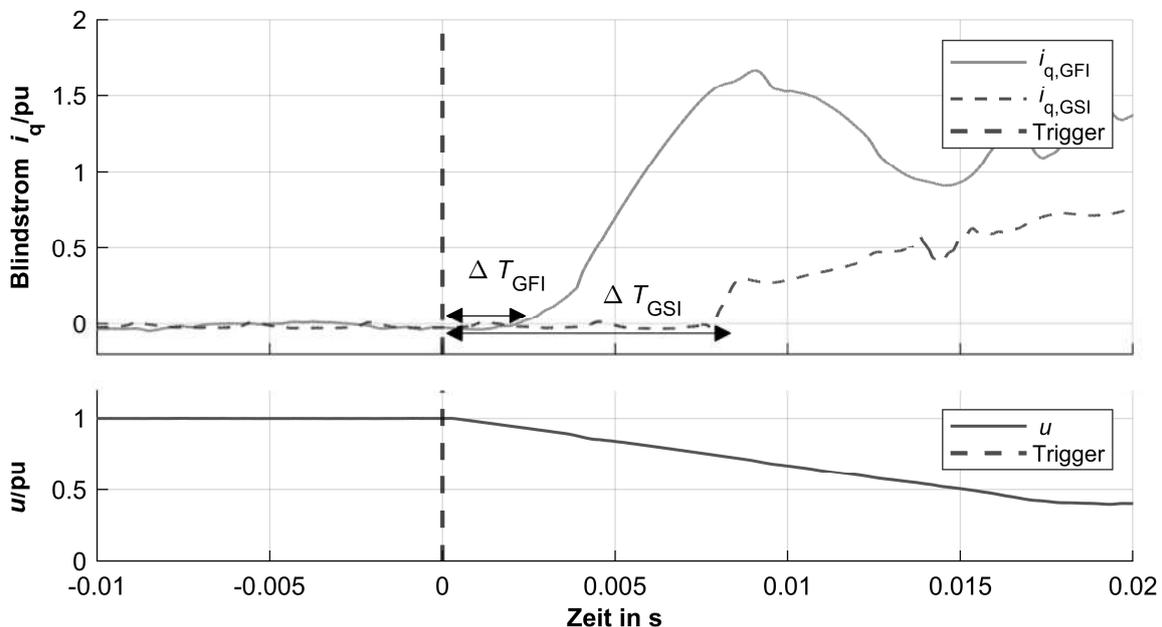


Abbildung 1: Vergleich der Wechselrichterregelungen bei einem Unterspannungsereignis auf 0,4 p.u. hinsichtlich der Reaktionszeit der Blindstromeinspeisung

In der Abbildung sind die Verzögerungszeiten  $\Delta T_{GFI}$  und  $\Delta T_{GSI}$  eingezeichnet, die die Zeit angeben, ab wann eine Reaktion des Wechselrichters auf das Unterspannungsereignis erfolgt. Da netzstützende Wechselrichter periodisch oder halperiodisch die Messdaten auswerten und erst anschließend auf diese reagieren, ergibt sich eine längere Verzögerungszeit als bei netzbildenden Regelungen, die inhärent auf geringe Abweichungen der Spannung am Netzanschlusspunkt reagieren. Der quantitative Nachweis der Eignung zur Durchführung von Untersuchungen im Millisekundenbereich wird in der Langfassung dargelegt werden.

## Referenzen

- [1] BMWi, "Öffentlich-rechtlicher Vertrag zur Reduzierung und Beendigung der Braunkohleverstromung in Deutschland", 24.06.2020, Link.
- [2] Unruh, P. et al. "Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods", Energies, 2020.
- [3] Rauscher, F., Sauer, T., Engel, B., "Experimental validation of current limitation methods for grid forming inverters", Virtual 19th Wind Integration Workshop, Online, 11.-12. Nov. 2020.
- [4] "Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen, Teil 3 (TR3)", FGW e.V. Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien, 01.09.2018.

### 3.1.5. KI zur Erkennung abnormaler Schalthandlungen

Werner SCHÖFFER<sup>1</sup>, Jürgen PLESCH<sup>1</sup>, Georg ACHLEITNER<sup>2</sup>

#### Kurzfassung

Künstliche Intelligenz ist im Energieversorgungsbereich angekommen. Der Beitrag zeigt, wie KI Methoden zur Erkennung von fehlerhaften Schalthandlungen in Umspannwerken genutzt werden können.

Zentrale Erfassungseinheiten, welche die gesamte Umspannwerksinfrastruktur überwachen, erkennen Schalthandlungen und entscheiden mit KI und vorher trainierten Schalthandlungen, ob diese richtig abgelaufen oder ob Besonderheiten aufgetreten sind. Der Zentrale Datenbestand aus allen Umspannwerken ist dabei die Wissensbasis.

Abnormalitäten werden automatisch erkannt und in der Folge wird Betriebspersonal darüber in Kenntnis gesetzt.

Diese Vorkommnisse werden wiederum bewertet und für künftige Ereignisse in die Datenbank eingepflegt.

Geringster Installationsaufwand ist ein Vorteil des Systems. Predictive Maintenance für Schaltapparate ist die andere logische, abgeleitete Anwendung aus diesem gesammelten Wissen.

Die Basis für dieses Verfahren bildet ein Patent, an welchem die TU Graz ebenso beteiligt ist wie die APG.

Weiters gibt das Paper auch Ausblick über andere künftige Anwendungen dieser Zukunftstechnologie.

#### Referenzen

- [1] Patentanmeldung Nr. EP 3306329 (A1), TUG und APG

---

<sup>1</sup> Artemes GmbH, Eibiswald 105, A-8552 Eibiswald, [werner.schoeffer@artemes.org](mailto:werner.schoeffer@artemes.org), +43 664 5403106

<sup>2</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien, [georg.achleitner@apg.at](mailto:georg.achleitner@apg.at)

## 3.2. ÜBERTRAGUNGSNETZE II

### 3.2.1. Abbildung von Energiemengenbeschränkungen netzbildender Umrichter

Maik SCHÖNEFELD\*<sup>1</sup>, Martin KNECHTGES<sup>1</sup>, Sven RATAJCZAK<sup>1</sup>,  
Albert MOSER<sup>1</sup>

#### Inhalt

##### *Hintergrund und Motivation*

Im Rahmen der Energiewende und vor dem Hintergrund der von der europäischen Kommission festgelegten Klimaschutzziele in Europa befindet sich das europäische Elektrizitätsversorgungssystem (EVS) in einem strukturellen Wandel [1]. Durch die Stilllegung von synchron an das Netz angebotenen Kern- und Kohlekraftwerken in vielen europäischen Ländern sinkt die im europäischen Verbundsystem vorhandene Schwungmasse bzw. Momentanreserve. Dies hat eine Gefährdung der Systemstabilität zur Folge, da im Falle eines Leistungsungleichgewichts sowohl der initiale Frequenzgradient als auch die maximale dynamische Frequenzabweichung im EVS ansteigen.

Zudem werden Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen), wie bspw. Windenergie- und Photovoltaikanlagen, überwiegend über Leistungselektronik (Umrichter) an das Netz angebunden, die im Gegensatz zu Synchrongeneratoren heutzutage noch nicht in der Lage sind, Momentanreserve bereitzustellen. Daher werden in der Forschung vermehrt Maßnahmen zur zukünftigen Bereitstellung von Momentanreserve durch neuartige Regelungsalgorithmen für leistungselektronisch angebundene EE-Anlagen untersucht. Diese sogenannten „netzbildenden Regelungskonzepte“ stehen im Rahmen dieses Papers im Fokus.

##### *Funktionsweise netzbildender Umrichter*

Das Verhalten der Anlagen am Netz durch netzbildende Regelungskonzepte wird als „spannungseinprägend“ bezeichnet und unterscheidet sich von den heutzutage fast ausschließlich verwendeten netzfolgenden („stromeinprägenden“) Regelungskonzepten, bei denen sich Umrichter mit dem Netz synchronisieren und dort eine konstante Wirkleistung einspeisen. Diese Synchronisierung ist mit Zeitkonstanten behaftet, durch die eine intrinsische Bereitstellung von Momentanreserve nicht möglich ist. Im Gegensatz dazu weisen Umrichter mit netzbildenden Regelungskonzepten ein zu Synchrongeneratoren ähnliches dynamisches Verhalten am Netz auf, wodurch die Bereitstellung von Momentanreserve unverzüglich nach einem Leistungsungleichgewicht im EVS ermöglicht wird. Dazu wird der Umstand ausgenutzt, dass sich der Phasenwinkel am Netzanschlusspunkt im Falle eines Störfalls sprunghaft ändert und infolge dessen über die Armreaktanz des Umrichters ein erhöhter Leistungsfluss einstellt.

Im Gegensatz zu Synchrongeneratoren mit ihrer Schwungmasse sind im Zwischenkreis von Umrichtern jedoch nur vergleichsweise geringe Energiespeicher vorhanden, die als Momentanreserve ausgespeist werden können. Daher wird nach praktikablen Lösungen gesucht, um die vorhandenen Energiemengen von EE-Anlagen zu erhöhen, wie beispielsweise durch Kombination mit einem Batteriespeicher oder einer Superkapazität. Um die vorhandenen Energiemengen in Untersuchungen adäquat abbilden zu können, wird im Rahmen dieses Papers ein Modell vorgestellt, mit dem die Energiemengen zur Bereitstellung von Momentanreserve durch Umrichter für Zeitbereichssimulationen beschränkt werden können.

---

<sup>1</sup> IAEW der RWTH Aachen, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Tel.: + 49 241 80 97886, m.schoenefeld@iaew.rwth-aachen.de, <https://iaew.rwth-aachen.de>

## Methodik

Im Rahmen dieses Papers wird die Bereitstellung von Momentanreserve durch EE-Anlagen untersucht, die über netzbildende Regelungskonzepte an das Netz angebunden werden. Die Untersuchungen werden an einem modifizierten 9-Knoten-Testsystem des Western System Coordinating Council durchgeführt [2]. Da dieses in seiner ursprünglichen Form ausschließlich aus drei konventionellen Erzeugungsanlagen mit Generatoren und drei Lasten besteht, wird es so modifiziert, dass zwei der drei Erzeugungsanlagen nun durch leistungselektronisch angebundene EE-Anlagen repräsentiert werden. Dabei wird das dynamische Verhalten aller Betriebsmittel adäquat berücksichtigt: Die konventionelle Erzeugungsanlage wird durch einen Synchrongenerator, Turbine, Drehzahlregler sowie Erregersystem modelliert, während Lasten über das in der Literatur verbreitete ZIP-Modell abgebildet werden [3]. Die EE-Anlagen werden über ein in der Literatur verbreitetes netzbildendes Regelungskonzept mit Droop-Control modelliert [4]. Dieses wird im Rahmen dieses Papers um die Energiemengenbeschränkung erweitert, sodass die in den Umrichtern der EE-Anlagen vorhandene Energie in den Untersuchungen berücksichtigt werden kann.

## Ergebnisse

Die Langfassung des Papers enthält eine detaillierte Darstellung des entwickelten Regelungskonzepts zur Modellierung der Energiemengenbeschränkung netzbildender Umrichter und des im Rahmen der Untersuchungen verwendeten Netzmodells sowie der verwendeten elektrischen Parameter. In den Untersuchungen werden unterschiedliche Fehlerfälle untersucht und überprüft, welchen Einfluss die Berücksichtigung der Energiemengenbeschränkung bei netzbildenden Regelungskonzepten auf die Bereitstellung von Momentanreserve durch EE-Anlagen und die damit verbundene Frequenzhaltung nach Eintritt des jeweiligen Störfalls hat.

## Referenzen

- [1] Europäische Kommission, *Der Klimazielplan für 2030: Mehr Ehrgeiz für das Klimaziel Europas bis 2030*. In eine klimaneutrale Zukunft zum Wohl der Menschen investieren. Brüssel, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0562>
- [2] Electric Power Research Institute, „Power System Dynamic Analysis - Phase I“, *EPRI Report EL-484*, 1977.
- [3] F. Milano, *Power System Modelling and Scripting*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010.
- [4] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg und P. Rodríguez, „Control of Power Converters in AC Microgrids“, *IEEE Trans. Power Electron.*, Jg. 27, Nr. 11, S. 4734–4749, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334

### 3.2.2. Evaluierung des lokalen Blitzrisikos in Echtzeit im Einzugsbereich der Hochspannungsnetze

Lukas SCHWALT<sup>1</sup>, Stephan PACK<sup>1</sup>, Gerhard DIENDORFER<sup>2</sup>

#### Inhalt

Gewitter und damit einhergehende Wolke-Erde-Blitzentladungen haben einen wesentlichen Einfluss auf kritische Infrastrukturen und daher auch auf die Hochspannungsnetze. Die unvorhersehbare Entwicklung von Gewittern, die lokalen meteorologischen Einflüsse und die Änderungen der klimatischen Situation erschweren eine zuverlässige Einschätzung dieser Naturereignisse und können die Versorgungssicherheit beeinträchtigen.

Entstehung und Verlauf eines Gewitters machen eine genaue Vorhersage des Zeitpunkts der ersten auftretenden Blitzentladung unmöglich, auch wenn bereits verfügbare meteorologische Daten, wie Radar- oder Satellitendaten, als auch Daten von Wetterstationen vorhanden sind. Auch Blitzortungssysteme können keine vorausschauenden Messdaten liefern und können für Entscheidungen und Maßnahmen zum Schutz von Personen und Infrastrukturen frühestens ab dem Zeitpunkt der ersten Blitzentladung herangezogen werden.

Die Unsicherheiten bei der Vorwarnung entstehender Gewitter, aber auch bei der Entwarnung nach einem Gewitter, bilden den Forschungsschwerpunkt für das Projekt „Evaluierung des lokalen Blitzrisikos in Echtzeit – Kombination von Feldmühlen, Blitzortung und Wetterdaten“. Das Projekt wird am IHS der Technischen Universität Graz von Oktober 2021 bis September 2024 in Zusammenarbeit mit der OVE Service GmbH, Abt. ALDIS, bearbeitet und durch die FFG gefördert.

Im Rahmen des Forschungsprojekts soll durch den lokalen Einsatz mehrerer elektrischer Feldmühlen im Bereich kritischer Infrastrukturen laufend die elektrostatische Feldverteilung aufgezeichnet werden. Feldmühlen stellen die einzige technisch geeignete Möglichkeit dar, um Information über den aktuellen elektrischen Ladungszustand und Entwicklung der Ladungsverteilung einer Gewitterzelle vor Ort zu erfassen.

Durch die Zusammenführung der Daten der elektrischen Feldmühlen, der Blitzortungsdaten und der meteorologischen Daten in Echtzeit, werden die vorherrschenden Ladungsverhältnisse der Wolke und damit das aktuelle Blitzrisiko vor Ort abgebildet. Die geografische Verteilung der Feldmühlen lässt Aussagen über den dynamischen Verlauf von Gewittern zu.

Das Ziel des Projekts ist einerseits die Risikoeinschätzung des Auftretens einzelner Blitze auf einem begrenzten geografischen Bereich (z.B. Netzknoten und Umspannwerke, Freileitungssysteme des Übertragungsnetzes oder Verteilernetzes, Flughäfen etc.) und andererseits die Bestimmung des Zeitpunkts einer möglichst sicheren Entwarnung.

#### Methodik

Das geplante Messsystem mit fünf strategisch positionierten Feldmühlen soll aufgrund seiner Nähe zur TU Graz und der Gewitteraktivität im Bereich Graz Umgebung am Flughafen Graz aufgebaut und erprobt werden. Derzeit wird bei Ortung von Blitzentladungen um ein Zielgebiet in einem definierten Radius von 8 km eine Warnung aus den ALDIS-Blitzortungsdaten abgeleitet. Bei einer Ortung von Blitzentladungen im Umkreis von 5 km um das Zielgebiet wird die Einstellung der Arbeiten im Freien angewiesen sowie ein Aufenthaltsverbot ausgegeben (im Flughafenbetrieb als „Shutdown“ bezeichnet). Wenn im Umkreis von 5 km über einen längeren Zeitraum (z.B. einige zehn Minuten) keine Blitzentladungen mehr geortet werden, wird eine Entwarnung ausgegeben.

---

<sup>1</sup> Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Österreich, Tel.: +43 316 873 7418, E-Mail: lukas.schwalt@tugraz.at, www.ihs.tugraz.at

<sup>2</sup> OVE Service GmbH, Abt. ALDIS, Kahlenberger Straße 2A, 1190 Wien, Österreich, Tel.: +43 1 370 5806 211, E-Mail: g.diendorfer@ove.at, www.aldis.at

Die geplante Installation der Feldmühlen, verteilt über das gesamte Messgebiet, soll ein deutliches Bild über die aktuell vorhandenen Ladungsstrukturen in der Gewitterwolke liefern. Die raschen zeitlichen und örtlichen Veränderungen der elektrischen Ladungsstruktur in der Gewitterwolke werden durch stetige Aufzeichnung und Verarbeitung der Feldmühlen-Daten als zusätzliche Indikatoren für Warnungen bzw. Entwarnung miteinbezogen, da die Komplexität der Ladungsstruktur von Gewitterwolken lokal sehr unterschiedlich sein kann.

Eine Optimierung des Zeitpunkts der Gewitter-Vorwarnung und der Wiederaufnahme von Tätigkeiten im Freien führt hier sowohl sicherheitstechnisch als auch wirtschaftlich zu Vorteilen beim Betrieb kritischer Infrastrukturen.

## Ausblick

Die gewonnenen Erkenntnisse ermöglichen es in Zukunft, eine Evaluierung des lokalen Blitzrisikos in Echtzeit durch lokale Feldmühlenmessungen in Kombination mit Blitzortungs- und Wetterdaten für Systeme der elektrischen Energieversorgung als auch andere kritische Standorte einzusetzen, um gewitterbedingte Einflüsse und Störungen zu minimieren.

In der elektrischen Energieversorgung können Einwirkungen von Blitzentladungen transiente Spannungsbeanspruchungen verursachen und infolgedessen die Versorgungssicherheit gefährden. Solche Einwirkungen beeinflussen die Spannungsqualität im Netz und können im Fall von direkten Einschlägen zu Leitungsausfällen führen [1, 2]. Auch in internationalen Forschungsgruppen werden Methoden zur dynamischen Steuerung des Stromnetzes auf der Grundlage der Echtzeitverfolgung von Blitzortungsdaten bearbeitet. Bei lokal ausgegebener Gewitterwarnung kann durch angepasste Netzführung ein stabiler Betrieb aufrechterhalten und das Ausfallrisiko stark reduziert werden [3]. Weitere Projekte im Bereich der Kurzzeitvorhersage von Gewittern mithilfe von „Machine-Learning-Algorithmen“ [4] konnten sich bis dato nicht durchsetzen.

Der präsentierte Forschungsansatz bietet die Möglichkeit, das Wissen aus den Bereichen der Blitzforschung, der Blitzortung und der Gewitteranalyse sowie der Betriebsführung elektrischer Energiesysteme zu bündeln und eine solide Grundlage für zukünftige Vorhersagealgorithmen zu entwickeln.

## Referenzen

- [1] S. Pack, J. Plesch, L. Schwalt, "Blitzphänomene im österreichischen Hoch- und Höchstspannungsnetz – transient erfasst," e & i Elektrotechnik und Informationstechnik (8), Österreich, 2017
- [2] L. Schwalt, J. Plesch, S. Pack, W. Schulz and G. Achleitner, "Transient measurements in the Austrian high voltage transmission system," International Symposium on Lightning Protection (XIV SIPDA), pp. 208-211, Brasilien, 2017
- [3] M. Xiang, Y. Xu, C. Tong, J. Zheng, Y. Cai, X. Hua, J. Zhang, Y. Wu, "A Method of Dynamic Control of the Power Grid based on Real-time Lightning Tracking," 35th International conference on Lightning Protection (ICLP-SIPDA), Sri Lanka, 2021
- [4] K. Bala, D. K. Choubey, S. Paul, "Soft computing and data mining techniques for thunderstorms and lightning prediction: A survey", International conference of Electronics, Communication and Aerospace Technology (ICECA), pp. 42-46, Indien, 2017

### 3.2.3. Einfluss einer Redundanzanforderung für kurative Maßnahmen auf das Potenzial der kurativen Netzbetriebsführung

Tobias SOUS<sup>1\*</sup>, André HOFFRICHTER<sup>2</sup>, Katharina KOLLEND<sup>1\*</sup>, Albert MOSER<sup>1</sup>

#### Hintergrund und Zielsetzung

Der verstärkte Zubau von erneuerbaren Energieanlagen (EE) führt zu einem steigenden Energietransportbedarf im europäischen Übertragungsnetz, woraus sich ein erhöhter Bedarf an Engpassmanagementmaßnahmen (EMM) ergibt. Das Konzept der kurativen Netzbetriebsführung stellt eine Möglichkeit zur effizienteren Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur und zur Senkung der Kosten für Engpassmanagement dar. Hierbei werden EMM für eine betrachtete Ausfallsituation nicht präventiv umgesetzt, sondern erst nach Auftreten eines Betriebsmittelausfalls. Im störungsfreien Grundfall (n-0) kann das Netz bei einer kurativen Netzbetriebsführung somit höher ausgelastet werden, was den Bedarf an präventiven EMM verringert. Da die Umsetzung kurativer EMM erst nach einem Betriebsmittelausfall beginnt, erfolgt eine kurzfristige Überschreitung der permanent zulässigen Auslastung (PATL<sup>3</sup>) verbleibender Betriebsmittel im Zeitraum zwischen Ausfallereignis und vollständiger Wirksamkeit der kurativen EMM. Die Höherauslastbarkeit hängt hierbei von den thermischen Reserven der Betriebsmittel ab und ist damit zeitlich begrenzt. [1, 2]

Die angestrebte Höherauslastung im Grundfall (n-0) bei Einsatz von kurativen Netzbetriebsführungskonzepten führt das Übertragungsnetz näher an seine physikalischen Grenzen, weshalb die Systemsicherheit bei der Untersuchung genannter Konzepte immer stärker in den Fokus rückt. Insbesondere Nichtverfügbarkeiten von kurativen EMM gefährden den sicheren Systembetrieb, da sie zur dauerhaften Überlastung von Betriebsmitteln führen können. Im Gegensatz zur präventiven Netzbetriebsführung bleibt bei der kurativen Umsetzung von Maßnahmen deutlich weniger Zeit auf Nichtverfügbarkeiten oder Störungen zu reagieren und entsprechende Gegenmaßnahmen einzuleiten. Für eine praktische Umsetzung von kurativen Netzbetriebsführungskonzepten besteht deshalb ein Ziel darin, die Zuverlässigkeit von kurativen EMM zu erhöhen. Die Besicherung von kurativen EMM durch redundante Auslegung dieser stellt dabei einen möglichen Ansatz dar. [1, 3]

Die Redundanzanforderung für kurative EMM bewirkt, dass für jede kurativ behandelte (n-1)-Situation weitere redundante Maßnahmen zur Verfügung stehen müssen und vorgehalten werden, was eine zusätzliche Nebenbedingung bei der Dimensionierung des Engpassmanagements darstellt. Ziel dieses Beitrags ist die Untersuchung der Reduktion des Höherauslastungspotenzials kurativer Netzbetriebsführung, wenn für alle kurativen EMM eine Redundanzmaßnahme gefordert wird. Dazu wird ein Optimierungsverfahren zur geschlossenen Bestimmung von kurativen EMM mit entsprechenden Redundanzmaßnahmen vorgestellt.

#### Redundanzkonzept für kurative Maßnahmen

Um Redundanz für kurative EMM zu erreichen, werden kurative Ersatzmaßnahmen (im Folgenden „Redundanzmaßnahmen“ genannt) mit äquivalenter Wirkung für die Engpassbehebung geplant. Folglich werden im betrachteten Konzept für jede kurativ behandelte (n-1)-Situation sowohl eine primäre kurative EMM als auch eine kurative Redundanzmaßnahme ermittelt. Im Falle einer Nichtverfügbarkeit der primären EMM kann somit die redundante kurative EMM umgesetzt werden. Die zeitlich versetzte Aktivierung von primärer und redundanter EMM wirkt sich hierbei auf die Dimensionierung der EMM aus.

<sup>1</sup> IAEW an der RWTH Aachen University, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Deutschland, Tel.: +49 (241) 80 96711, E-Mail: t.sous@iaew.rwth-aachen.de, Internet: www.iaew.rwth-aachen.de

<sup>2</sup> Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund, Deutschland, Tel.: +49 231 5849-16587, E-Mail: andre.hoffrichter@amprion.net, Internet: www.amprion.net

<sup>3</sup> Permanently Admissible Transmission Loading (PATL)

## Modellierung und Verfahrensablauf

Im Rahmen des verwendeten Verfahrens zur Simulation des Übertragungsnetzbetriebs [4, 5] werden bestehende Netzengpässe auf Basis einer Ausfallapproximation mittels linearer Sensitivitätsfaktoren (LODF) ermittelt. Zur Behebung dieser wird ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem (MILP) mit linear abgebildeten Netzrestriktionen aufgestellt. Die Dimensionierung präventiver und kurativer EMM erfolgt koordiniert durch eine geschlossene Formulierung des Optimierungsproblems. Zielgröße der Optimierung ist die Minimierung der Kosten für EMM. Wesentliche Nebenbedingungen sind die Einhaltung der dauerhaft und temporär zulässigen Stromgrenzwerte PATL und TATL<sup>1</sup> und der Leistungsbilanz sowie der technischen und betrieblichen Restriktionen sämtlicher präventiver und kurativer Stellgrößen. Als Freiheitsgrade des Engpassmanagements stehen alle netz- und marktbezogenen EMM sowie weitere Potenziale durch die Abregelung von EE zur Verfügung.

Die Ermittlung der kurativen Redundanzmaßnahmen erfolgt im Optimierungsproblem durch das Duplizieren der Variablen und Nebenbedingungen für die Abbildung des Netzzustandes nach Einsatz der kurativen EMM. Hierdurch wird erreicht, dass sowohl der Einsatz der primären als auch der redundanten kurativen EMM geeignet sind, um die Leitungsauslastung wieder auf ein Niveau unterhalb des PATL zu führen. Aufgrund der gewählten Modellierung ist eine vorgelagerte Aufteilung der kurativen EMM in zwei disjunkte Mengen, welche entweder als primäre oder redundante Freiheitsgrade eingesetzt werden können, erforderlich.

## Ergebnisse und Ausblick

Anhand eines exemplarischen Zukunftsszenarios werden Netzbetriebssimulationen für ein exemplarisches Jahr unter Variation der einsetzbaren Freiheitsgrade für primäre und redundante kurative EMM durchgeführt. Die resultierenden jährlichen präventiven Bedarfe an EMM werden anschließend verglichen, um den Einfluss der Redundanzanforderung zu bestimmen. Als Referenz dienen weitere Simulationen bei denen keine Redundanz für kurative EMM gefordert wird sowie eine Berechnung des EMM-Bedarfs bei rein präventiver Netzbetriebsführung.

Die gewählte Modellierung geht mit einer vorgelagerten Aufteilung der kurativen EMM in primär und redundant einsetzbare Freiheitsgrade einher, die Einfluss auf Gesamtpotenzial des kurativen Engpassmanagements hat. Die weitere Reduktion des präventiven EMM-Bedarfs durch eine auf die Engpasssituation angepasste Maßnahmeneinteilung ist Gegenstand zukünftiger Entwicklungen.

## Referenzen

- [1] T. van Leeuwen, A.-K. Meinerzhagen, S. Raths, and A. Roehder, "Integration kurativer Maßnahmen in das Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz," in *2020 16. Symposium Energieinnovation, Graz/Austria*, Feb. 2020 - Feb. 2020.
- [2] D. Westermann *et al.*, "Curative actions in the power system operation to 2030," in *International ETG-Congress 2019; ETG Symposium*, 2019, pp. 1–6.
- [3] K. Kollenda, A. Hoffrichter, M. Schneider, A. Schrief, and A. Moser, "Planungsorientierte Simulation kurativer Maßnahmen im Deutschen Übertragungsnetz," in *2020 16. Symposium Energieinnovation, Graz/Austria*, Feb. 2020 - Feb. 2020, pp. 1–12.
- [4] A. Hoffrichter, "Verfahren zur Betriebssimulation zukünftiger elektrischer Übertragungsnetze," Dissertation, RWTH Aachen.
- [5] A. Hoffrichter, K. Kollenda, M. Schneider, and R. Puffer, "Simulation of Curative Congestion Management in Large-Scale Transmission Grids," in *2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Bucharest, Romania, Sep. 2019 - Sep. 2019, pp. 1–6.

---

<sup>1</sup> Temporary Admissible Transmission Loading (TATL)

### 3.2.4. Einfluss von Spannungsänderungen und anderen Quellen auf niederfrequente Sternpunktströme

Philipp SCHACHINGER<sup>1\*</sup>, Dennis ALBERT<sup>1</sup>, Herwig RENNER<sup>1</sup>, Georg ACHLEITNER<sup>2</sup>

#### Niederfrequente Sternpunktströme

Niederfrequente Sternpunktströme können in Energieübertragungsnetzen zu schweren Störungen führen. Der Einfluss reicht von erhöhten Betriebsgeräuschen von Transformatoren, über erhöhten Blindleistungsbedarf und Spannungsverzerrungen bis hin zu Blackouts. Diese niederfrequenten Sternpunktströme, oft als DC oder Quasi-DC bezeichnet, können aufgrund ihrer Frequenzanteile in zwei Kategorien eingeteilt werden [1]: Ströme mit einer Frequenz zwischen 0.01 mHz bis zu 1 mHz werden durch Änderungen des Erdmagnetfelds hervorgerufen und als geomagnetisch induzierte Ströme (GICs) bezeichnet. Die Anteile der niederfrequenten Ströme mit Frequenzen zwischen 1 mHz und 1 Hz werden typischerweise durch andere Effekte bzw. von Menschen verursacht.

Ausgelöst durch erhöhte Geräuschpegel an Transformatoren werden seit 2017 an mittlerweile neun Transformatoren im APG Netz die Sternpunktströme mit einem eigens dafür entwickeltem Messgerät gemessen. Die Ergebnisse werden für die Verifikation der GIC-Simulationsrechnung [2] und der Identifikation von andere DC-Quellen genutzt.

#### Frequenzschwankungen durch diskrete Leistungsänderungen

Wie in [3] beschrieben, kommt es in der Netzfrequenz zu Schwankungen im 1/4, 1/2, 3/4 und 1 Stundentakt. Diese Schwankungen korrelieren mit den Handelszeiten und Produkten des Energiehandels. Sichtbar wird dies vor allem, wenn man die Frequenzverläufe mehrerer Tage übereinanderlegt und den Mittelwert für jeden Zeitpunkt eines 24 Stunden Intervalls berechnet. In Abbildung 1 ist der minutliche Mittelwert der Phasor-measurment-unit (PMU) Frequenzmessung in der Nähe von Wien für 31 Tage dargestellt.

Hervorgerufen werden die Frequenzänderungen durch die unterschiedlichen An- und Abrampzeiten von Kraftwerken. Abhängig vom PMU-Messort können Änderungen auch im Spannungsverlauf gesehen werden. Der minutliche Mittelwert für zwei Spannungen zeigt zu den Zeitpunkten der Frequenzänderung ebenfalls zyklische Änderungen.

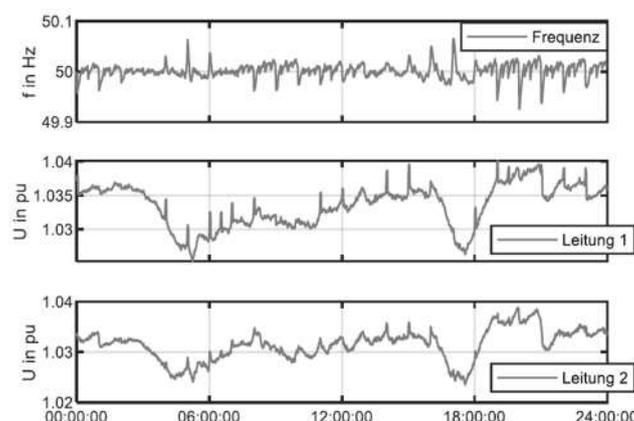


Abbildung 1: Tägliche Mittelwerte für Netzfrequenz und Spannungen auf zwei Leitungen

Eine Analyse der PMU Daten im Frequenzbereich zeigt deutliche Anteile mit den Periodendauern von 15 und 30 Minuten bzw. Vielfachem davon, wobei diese unterschiedlich stark ausgeprägt sind.

<sup>1</sup> Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz +43 (0) 316 873-8054, philipp.schachinger@tugraz.at, iean.tugraz.at

<sup>2</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, A-1220 Vienna, www.apg.at

## Zusammenhang zwischen PMU Daten und Sternpunktmessungen

Niederfrequente Sternpunktströme weisen tägliche Muster auf, die, abhängig vom Messort, zum einen den täglichen Änderungen des Erdmagnetfelds folgen, zum anderen den wiederkehrenden Einfluss anderer Quellen zeigen. Messungen in Wien zeigen beispielsweise einen erhöhten Rauschpegel zu den Betriebszeiten der U-Bahn [4].

Abbildung 2 zeigt die Mittelwerte von zwei der neun installierten Sternpunktmessgeräte im österreichischen Übertragungsnetz. Client #01 misst an einem Transformator an Leitung 1, Client #05 an Leitung 2. Die Änderungen im 15 bzw. 30 Minutentakt sind in Magnetfeldmessungen nicht vorhanden, entstehen also nicht durch Änderungen im Erdmagnetfeld. Diese zyklischen Änderungen korrelieren jedoch mit den Änderungen der Betriebsspannung an jeweiligen Leitungen.

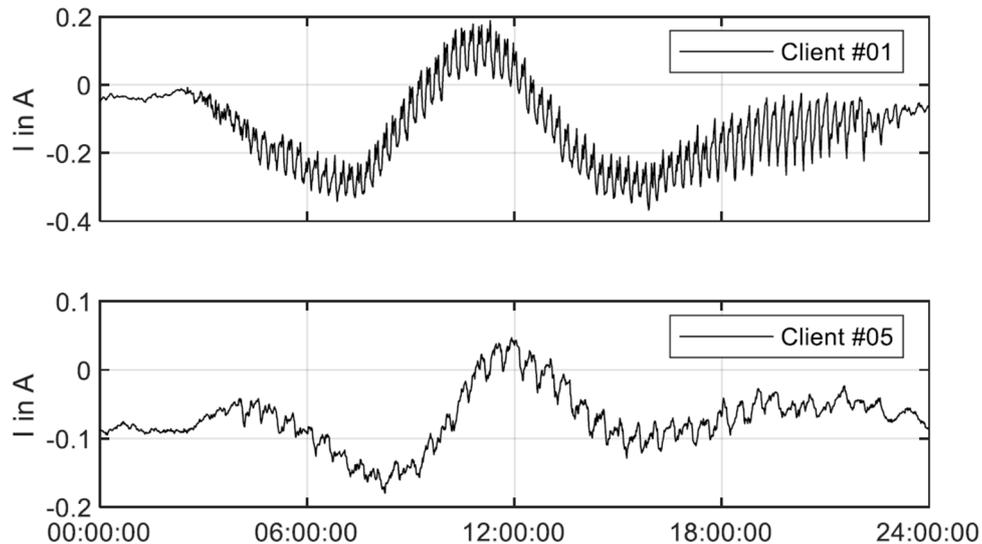


Abbildung 2: Mittelung der gemessenen Sternpunktströme

Die Frequenzanalyse zeigt übereinstimmende Spektren zwischen Sternpunktströmen und den Spannungen an den jeweiligen Leitungen.

## Fazit

Spannungsänderungen im Hoch- und Höchstspannungsnetz, teilweise hervorgerufen durch den Energiehandel bzw. dessen Auswirkungen, führen zu AC und DC Sternpunktströmen. Mit den vorliegenden Daten kann eine weitere Ursache für den Grundrauschpegel in den Sternpunktmessungen identifiziert werden.

## Referenzen

- [1] D. Albert, P. Schachinger, H. Renner, P. Hamberger, F. Klammler, and G. Achleitner, "Field experience of small quasi DC bias on power transformers A first classification of low-frequency current pattern and identification of sources," in *Cigre Session 48*, Paris, 2020.
- [2] P. Schachinger and D. Albert, *LFC Simulator*. Institute of Electrical Power Systems, 2021. Accessed: Aug. 17 2021. [Online]. Available: [https://github.com/P-Schachinger/LFC\\_simulator](https://github.com/P-Schachinger/LFC_simulator)
- [3] Benjamin Schäfer, Christian Beck, Kazuyuki Aihara, Dirk Witthaut, and Marc Timme, "Non- Gaussian power grid frequency fluctuations characterized by Lévy-stable laws and superstatistics," *Nat Energy*, no. 3, pp. 119–126, 2018, doi: 10.1038/s41560-017-0058-z.
- [4] T. Halbedl, "Low Frequency Neutral Point Currents on Transformer in the Austrian power Transmission Network," PhD Thesis, Institute of Electrical Power Systems, Graz University of Technology, Graz, 2019. Accessed: Nov. 11 2021. [Online]. Available: <https://diglib.tugraz.at/download.php?id=5cc8220f5d096&location=browse>

### 3.2.5. Breitbandige Messungen im Übertragungsnetz

Werner SCHÖFFER<sup>1</sup>, Jürgen PLESCH<sup>1</sup>, Georg ACHLEITNER<sup>2</sup>

#### Kurzfassung

Neue Technologien in der Halbleitertechnik (SIC, GAN) lassen unsere Wechselrichter immer effizienter werden. Dies erreicht man durch höhere Schaltfrequenzen bis in den Megaherzbereich. Durch diese Schaltfrequenzen entstehen aber Welligkeiten im Stromverlauf in eben diesem Frequenzbereich, welche sich in den Verteilnetzen nachweisen lassen und deren Auswirkungen bereits Inhalt zahlreicher Publikationen sind.

Wie sieht es aber in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen aus?

Der Beitrag beschäftigt sich mit der Messung solcher Frequenzen im Hochspannungsnetz. Neben der Frage, welche Wandler bzw. Teiler dafür sinnvoll eingesetzt werden können, wird auch auf die Anforderungen an die Messgeräte eingegangen.

Neben der Transientenmessung wird auch die Messung der Power Quality Parameter, im Speziellen auf die Oberschwingungsbänder bis 150 kHz, besprochen.

Eine reale Langzeitmessung, in einem durch erneuerbare Energie geprägten Netzgebiet, zeigt Beispiele welche Frequenzen tatsächlich nachweisbar sind.

#### Referenzen

- [1] IEC 61000-2-2
- [2] IEC 61000-2-4
- [3] IEC 61000-4-30

---

<sup>1</sup> Artemes GmbH, Eibiswald 105, A-8552 Eibiswald, werner.schoeffer@artemes.org, +43 664 5403106

<sup>2</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien, georg.achleitner@apg.at

### 3.3. ÜBERTRAGUNGSNETZE III

#### 3.3.1. Untersuchung der Interoperabilität verschiedener Netzplanungswerkzeuge

Frey FLOREZ<sup>1</sup>, Sultan Nasiruddin AHMED<sup>2</sup>, Nickan GOLESTANI<sup>3</sup>, Niklas ERLE<sup>4</sup>, Santiago MESA<sup>5</sup>

##### Inhalt

Die Erreichung der klimapolitischen Ziele der Europäischen Union erfordern eine weitreichende Veränderung des Energiesystems. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber untersuchen im Rahmen von Netzplanungsprozessen notwendige Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen, um auch zukünftig eine zuverlässige und sichere Netzinfrastruktur bereitzustellen [1].

Die Randbedingungen und Bewertungskriterien für die Netzplanungsprozesse sind in den Planungsgrundsätzen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zusammengefasst. Insbesondere relevant sind dabei Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen, Untersuchung von Stabilitätskriterien und die Versorgungszuverlässigkeit [2]. Um allen Aspekten der Netzplanung gerecht zu werden sind in der Regel mehrere Netzplanungswerkzeuge notwendig. Die Interoperabilität der Netzplanungswerkzeuge ist eine zunehmend wichtige Fragestellung in der Anwendung.

Im Rahmen dieses Beitrags wird daher ein Vergleich zwischen den zwei Netzplanungswerkzeugen INTEGRAL<sup>6</sup> und PowerFactory<sup>7</sup> durchgeführt. Der Fokus liegt dabei auf den Unterschieden der integrierten Modelle. Weiterhin werden Möglichkeiten dargestellt, um Differenzen zwischen den Netzbetriebsmittelmodellen zu beheben.

##### Methodik

Unit Tests

Dieser Beitrag fokussiert auf folgende Netzbetriebsmittelmodelle:

- Zwei- und Dreiwicklungstransformatoren (T2W und T3W), Phasenschiebertransformatoren (PST)
- Flexible AC Transmission Systems (FACTS): Static Synchronous Series Compensator (SSSC)

Die Modellierung der Netzbetriebsmittelmodelle für Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen wird in den Netzplanungswerkzeugen detailliert beschrieben<sup>6,7</sup>.

Aufgrund unterschiedlicher Anforderungen der Nutzer an die Netzplanungswerkzeuge weichen die verwendeten Datenmodelle voneinander ab. So werden Impedanzen in Power Factory grundsätzlich im Per-Unit-System angegeben, in INTEGRAL erfolgt keine Normierung auf die Bezugsgröße. Weiterhin werden in Power Factory explizite Vorgaben für die stufenabhängige Kurzschlussleistung  $u_k$  und Kurzschlussleistung  $P_k$  vorgegeben. INTEGRAL nutzt eine verallgemeinerte Approximation in Abhängigkeit von der aktuellen Stufenstellung  $s$ , sowie den Werten für  $u_k$  und  $P_k$  in Mittelposition ( $s = s_{mit}$ ), Minimalposition ( $s = s_{min}$ ) und Maximalposition ( $s = s_{max}$ ):

$$u_k(s) = u_{k,s=s_{mit}}(as^2 + bs + 1), \text{ mit } a = \frac{u_{k,s=s_{max}} + u_{k,s=s_{min}} - 2u_{k,s=s_{mit}}}{2u_{k,s=s_{mit}}s_{max}^2} \text{ und } b = \frac{u_{k,s=s_{max}} - u_{k,s=s_{min}}}{2u_{k,s=s_{mit}}s_{max}}$$

$$P_k(s) = P_{k,s=s_{mit}}(cs^2 + ds + 1), \text{ mit } c = \frac{P_{k,s=s_{max}} + P_{k,s=s_{min}} - 2P_{k,s=s_{mit}}}{2P_{k,s=s_{mit}}s_{max}^2} \text{ und } d = \frac{P_{k,s=s_{max}} - P_{k,s=s_{min}}}{2P_{k,s=s_{mit}}s_{max}}$$

<sup>1</sup> Dr.-Ing. Frey Florez TransnetBW GmbH, f.florez@transnetbw.de, <https://www.transnetbw.de/>

<sup>2</sup> Sultan Nasiruddin Ahmed, FGH GmbH, sultan.ahmed@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de/>

<sup>3</sup> Nickan Golestani, FGH GmbH., nickan.golestani@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de/>

<sup>4</sup> Niklas Erle, FGH e.V., niklas.erle@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de/>

<sup>5</sup> Santiago Mesa, Smart Wires Inc, santiago.mesa@smartwires.com, <https://www.smartwires.com/>

<sup>6</sup> INTEGRAL, FGH GmbH, <https://www.fgh-ma.de/>

<sup>7</sup> PowerFactory, DlgSILENT GmbH, <https://www.digsilent.de/>

Im Rahmen von Unit Tests werden die Netzbetriebsmittelmodelle individuell getestet. Zu diesem Zweck werden Leistungsfluss- und Kurzschlussstromberechnungen unter Variation der Modellparameter durchgeführt. Das Regelungsverhalten lastflusssteuernder Netzbetriebsmittel (SSSC und PST) wird über ein äquivalentes, paralleles Netzbetriebsmittel, welches jedoch nicht gestuft wird, getestet.

In der Langfassung dieses Beitrags sind die zugrundeliegenden Betriebsmittelmodelle genauer beschrieben.

### **Integrationstest**

Die Abbildung der Interdependenzen zwischen verschiedenen Modellen werden anhand des IEEE 39-Bus Testsystems geprüft [3]. In beiden Netzplanungswerkzeugen wird das Testsystem modelliert und anschließend eine Lastflussberechnung durchgeführt.

## **Ergebnisse**

### **Unit Tests**

Die Ergebnisse der Unit Tests können Tabelle 1 entnommen werden. Insgesamt wurden 1094 Sensitivitätsrechnungen für die betrachtet. Die Berechnungsergebnisse zeigen eine hohe Kohärenz zwischen den beiden Netzplanungswerkzeugen. Lediglich bei Lastflussberechnungen von Zweiwicklungstransformatoren im Bereich kleiner Übertragungsleistungen ergeben sich maximale relative Abweichungen ( $\Delta_{rel,max}$ ) größer 1 %. Hierbei sind absolute Abweichungen von ca. 110 kW zu beobachten. Aufgrund der insgesamt sehr niedrigen Abweichungen werden die Unit Tests als erfolgreich bewertet.

Netzbetriebsmittel	T2W		T3W	PST	SSSC
Berechnungsverfahren	Lastfluss	Kurzschluss	Kurzschluss	Lastfluss	Lastfluss
Variationen	472	60	60	502	48
$\Delta_{rel,max}$	2.9 %	0,12 %	< 0,1 %	< 0,1 %	< 0,1%

Tabelle 1: Ergebnisse der Unit Tests

### **Integrationstest**

Auf Basis des IEEE 39-Bus Testsystems ergibt sich in beiden Netzplanungswerkzeugen ein konvergenter Lastfluss. Dabei ergeben sich maximale relative Abweichungen von 0,003 % in der Knotenspannung und 0,1% im Spannungswinkel. Aufgrund der lediglich minimalen Abweichungen ist dieser Test erfolgreich.

## **Referenzen**

- [1] TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH; Amprion GmbH; 50Hertz Transmission GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2030,“ 2019.
- [2] TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH; Amprion GmbH; 50Hertz Transmission GmbH, Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, 2020.
- [3] R. P. Payasi1, A. K. Singh1 und D. Singh2, Planning of different types of distributed generation with seasonal mixed, 2012.

### 3.3.2. Power Transformer Hysteresis Measurement

Dennis ALBERT<sup>1</sup>, Philipp SCHACHINGER<sup>1</sup> Alexander PIRKER<sup>2</sup>,  
Christoph ENGELEN<sup>3</sup>, Fredi BELAVIĆ<sup>4</sup>, Gerald LEBER<sup>5</sup>, Herwig  
RENNER<sup>1</sup>

#### Motivation

The heart of power transformers is the magnetic core, which provides the magnetic coupling between two or more windings. Any damages or changes in the transformer core directly effects the electrical and thermal behavior of the transformer. Therefore, the condition assessment of the transformer can provide additional information of the transformer condition and can help to identify negative trends in the transformer condition. The condition of the transformer core can be surveyed with a hysteresis measurement. A hysteresis measurement during the factory acceptance test or during the condition monitoring of transformers is currently not established as state-of-the-art. If a hysteresis measurement would be included in the factory acceptance test, an additional 'fingerprint' of the transformer could be established. Follow-up measurements could be compared to the initial 'fingerprint' in order to identify any changes in the transformer core. Furth diagnosis procedures need to be developed for the analysis of the transformer core. In addition to the condition monitoring, the measured hysteresis can be used for electrical transient simulations of power transformers.

#### Hysteresis Measurement

In order to measure the transformer core hysteresis up to deep saturation the transformer need to be excited with an alternating voltage (50/60 Hz) well above the rated voltage. In order to perform the hysteresis measurement outside the laboratory, the frequency of the applied test voltage/current can be reduced while at the same the voltage is also reduced, because the flux in the transformer core is proportional to ratio of applied voltage to frequency ( $\phi \propto U/f$ ). If the frequency is reduced to 0 Hz, so basically DC is used for the hysteresis measurement, already a small voltage and current is sufficient to drive the transformer into deep saturation. This principle is used in combination with a portable transformer test device to perform the hysteresis measurement e. g. in the substation or in the manufacturer test field.

Due to the magnetic coupling of the phases trough the core, each limb/phase of the transformer has its own hysteresis characteristic. This is especially important, when measuring a 5-limb transformer core. In case of a 3-limb y-connected transformer a measurement across the outer two limbs/windings can be performed. With the y-windings on the outer two limbs connected in series via the neutral and the terminals, the flux in the middle limb vanishes. Therefore, only the limbs of the outer two windings and the connecting yoke are measured, presenting a well-defined magnetic path. This 1-phase hysteresis measurement setup can be used for power transformer modelling or condition assessment of the core and provides a fast and easy measurement setup in case of 3-limb core. In case of 5-limb core, a comparable measurement setup is under development.

During the postprocessing of the measurement data, the voltage is integrated over the measurement time and the well-known hysteresis plot with the flux linkage over the current is plotted.

---

<sup>1</sup> Institute of Electrical Power Systems, Graz University of Technology, Inffeldgasse 18/1, A-8010 Graz, +43 (0) 316 8737-568, dennis.albert@tugraz.at, www.iean.tugraz.at

<sup>2</sup> VUM Verfahren Umwelt Management, Lakeside B06b, A-9020 Klagenfurt am Wörthersee, +43 (0) 64 883 42 886, alexander.pirker@vum.co.at, https://www.vum.co.at

<sup>3</sup> Omicron electronics GmbH, Goethestraße 20, D-91054, Erlangen, +49 (0) 913190735253, christoph.engelen@omicronenergy.com www.omicronenergy.com

<sup>4</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, A-1220 Vienna, +43 (0) 5032056365, fred.belavic@apg.at

<sup>5</sup> Siemens Energy Austria GmbH Transformers Weiz, Elingasse 3, A-8160 Weiz, +43 (0) 664 8011771380, gerald.leber@siemens-energy.com, www.siemens-energy.com

## Hysteresis Measurement Examples

We present four examples of hysteresis measurements carried out at different transformers as well as in the laboratory, during the factory acceptance test and in the substation. The major findings are:

A demagnetization of the transformer core is necessary before the hysteresis measurement in order to measure the hysteresis characteristic, starting with the anhysteretic characteristic;

The 1-phase hysteresis characteristic measurement from a 3-limb transformer can be used to determine hysteresis model parameters in a transient transformer model.

The major challenges can be summarized as follows:

Demagnetizing of 5-limb transformer cores;

Demagnetizing of multi-winding transformers.

## Conclusion

To conclude, we have presented a method to measure the transformer core hysteresis from an already assembled transformer with a portable test device. The measurement can be performed in the laboratory, during the transformer acceptance test or in a substation. The measured hysteresis characteristic can be used for transient transformer models to implement the hysteresis character, e.g. for studies with high transformer core saturation (inrush currents, geomagnetically induced currents, etc.). The method is demonstrated on 4 different transformer types with 3-limb and 5-limb as well as core and shell type transformers.

If only one hysteresis measurement should be performed, special attention needs to be paid to the secondary and tertiary winding connection. The secondary and tertiary winding can cause an inter phase coupling via the induced voltage and flux, respectively. Nevertheless, every hysteresis measurement requires a demagnetizing of the transformer core, in order to measure the hysteresis core characteristic starting with the anhysteretic characteristic. For 3-limb transformer cores a sufficient demagnetization method is available. For 5-limb the transformer cores the same method as for the 3-limb transformer core can be applied, but results in small remanence on the outer two limbs.

### 3.3.3. Zertifizierung von Stromerzeugungsanlagen anhand der TOR-Erzeuger Richtlinie

Darko BRANKOVIC<sup>\*1</sup>, Robert SCHÜRHubER<sup>2</sup>

#### Kurzfassung

Sowohl für den privaten als auch für den gewerblichen Gebrauch, ist Strom seit langer Zeit ein essenzielles, wirtschaftliches und soziales Gut, welches täglich für ein großes Spektrum an Anwendungen verwendet wird. Aufgrund seiner Wichtigkeit ist es erforderlich, gewisse Richtlinien zu schaffen, welche die Qualität gewährleisten und auch Sicherheit für die Nutzer bieten.

Die wichtigste Verordnung für den europäischen Raum, welche in den letzten Jahren für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen veröffentlicht wurde, ist die Verordnung „Requirements for Generators“, kurz „RfG“ [1], welche eine Vereinheitlichung der Richtlinien der europäischen Stromerzeugungsgesellschaften darstellen soll. Sie umfasst einen großen Teil an umfangreichen Vorgaben, sowohl zu technischen Rahmenbedingungen als auch zur Art und Weise der Zertifizierung von Anlagen. In Österreich sind die Netzanschlussbedingungen in den TOR-Erzeuger A, B, C und D Dokumenten wiedergespiegelt [2] und repräsentieren somit die Umsetzung der europäischen Verordnung. Die TOR-Erzeuger Klassen sind sowohl nach der Leistungsklasse als auch durch die Spannungsebene definiert. Dabei entspricht die Klasse A der kleinsten und Klasse D der größten Leistungsklasse. Sie beinhalten technische Anforderungen, welche jede neue bzw. größer revidierte Stromerzeugungsanlage erfüllen muss, um als Erzeuger an das Versorgungsnetz angeschlossen werden zu dürfen. Diese Anforderungen können je nach Vorgabe des relevanten Netzbetreibers sowohl durch reale Tests im Prüffeld als auch durch Simulation auf Konformität bestätigt werden.

In Abbildung 1 sind die in den TOR-Erzeuger nach Typen aufgelisteten Anforderungen je nach Klasse dargestellt. Die Typenaufteilungen sind links und die ungefähren Kosten für den Konformitätsnachweis rechts ersichtlich.

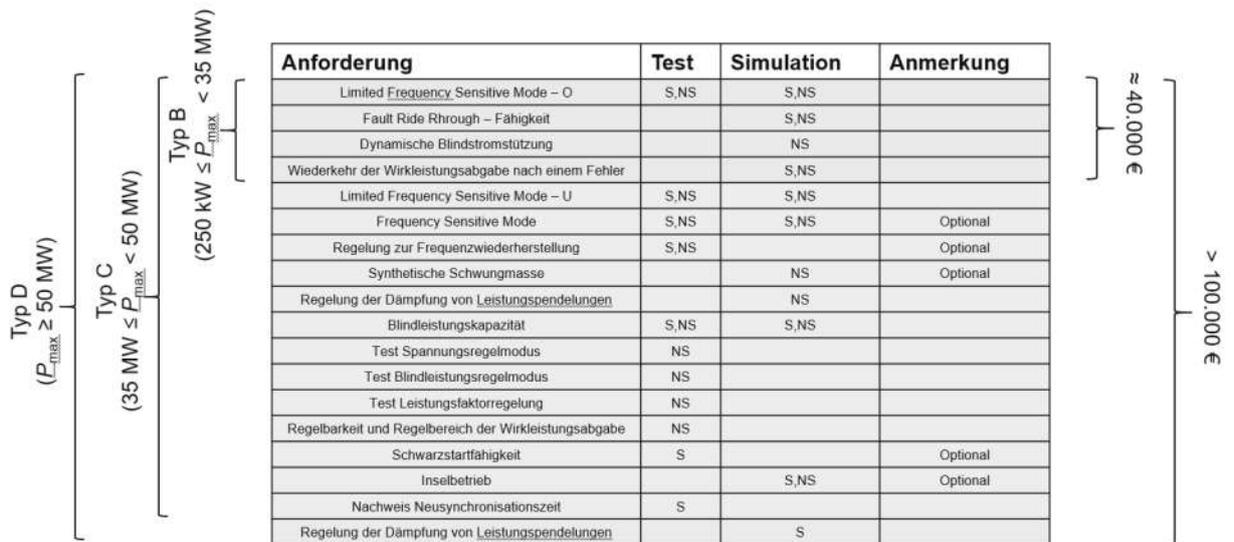


Abbildung 1: Anforderungen laut TOR-Erzeuger für die verschiedenen Leistungsklassen mit den ungefähren Kosten für den Konformitätsnachweis [2]

<sup>1</sup> Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Technische Universität Graz / Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Österreich / +43 316 873 – 8065 / darko.brankovic@tugraz.at

<sup>2</sup> Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Technische Universität Graz / Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Österreich / +43 316 873 – 7550 / robert.schuerhuber@tugraz.at

Für die Klasse A wird ein Installationsdokument zur Verfügung gestellt, welches bei der Inbetriebnahme ausgefüllt werden muss. Die Konformitätsnachweise müssen daher nur für die Klassen B, C und D durchgeführt werden. Die Kosten für den Konformitätsnachweis sind vom jeweiligen Netzbenutzer zu tragen und können somit vor allem für den unteren Leistungsbereich der Klasse B eine wirtschaftliche Herausforderung darstellen. Diese Zusatzkosten können einen erheblichen Anteil der Gesamtinvestitionskosten der Stromerzeugungsanlage betragen und daher das Gesamtprojekt wirtschaftlich in Frage stellen. Zum Beispiel liegen die Kosten einer fernwirktechnischen Anbindung (RTU), welche ab Typ B gefordert werden kann, bei mehreren tausend Euro, während bei einer FRT-Überprüfung mit 25.000 € - 30.000 € gerechnet werden kann, sofern eine externe Stelle den Konformitätsnachweis übernimmt. Es ist zwar möglich eine Freistellung auf gewisse Punkte zu beantragen, jedoch wird diese selten und mit einem erheblichen Bürokratieaufwand genehmigt.

Es ist vor allem zu erwarten, dass die meisten Erzeugungszuwächse sowohl Mengen- als auch Leistungsmäßig der TOR Erzeuger Klasse B entsprechen werden. Diese Zuwächse werden maßgeblich durch die Photovoltaic, Windenergie, Kleinwasserkraft und Speicher geprägt sein.

## Referenzen

- [1] Europäische Kommission, „E-Control,“ 27 04 2016. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/rfg-network-code>. [Zugriff am 17 11 2021].
- [2] E-Control, „E-Control,“ 12 12 2019. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/tor>. [Zugriff am 17 11 2021].

### 3.3.4. Parametrierung genetischer Algorithmen für die Bewertung von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen

Niklas ERLE<sup>1</sup>, Simon KRAHL<sup>2</sup>, Frey FLOREZ<sup>3</sup>, Albert MOSER<sup>4</sup>

#### Inhalt

Im Zuge der Energiewende kommt es zu einem fortschreitenden Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien. Der Transport der elektrischen Energie erfordert einen adäquaten Ausbau des elektrischen Übertragungsnetzes, um weiterhin eine sichere und zuverlässige Versorgung gewährleisten zu können. Im Netzentwicklungsplan Strom 2030 ist eine Vielzahl von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen (NAVM) festgehalten, welche in den nächsten Jahren umgesetzt werden [1].

Während der Umbauphasen der NAVM müssen einzelne Netzbetriebsmittel oder Netzbereiche freigeschaltet werden, damit ein sicheres Arbeiten an der Netzinfrastruktur möglich ist. Dies führt zu einer weiteren Schwächung der Netzinfrastruktur. Vielzahl und Umfang der geplanten NAVM indizieren, dass zukünftig eine vorausschauende Planung der Umbauphasen notwendig ist [2].

Als Reaktion auf die künftigen Herausforderungen wurde bei dem Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW der Prozess der Mehrjahresschaltungsplanung in Betrieb genommen. In dem Prozess wird basierend auf der aktuellen Planung die Kritikalität von Kombinationen mehrerer NAVM im zukünftigen Netzbetrieb bewertet. Ein genetischer Algorithmus (GA) optimiert anschließend die Abfolge der Umbauphasen im Rahmen zeitlicher Verschiebungspotentiale [3].

Die Anwendung eines GA erfordert die Analyse einer geeigneten Parametrierung für die aktuelle Fragestellung. Dabei ist stets ein Trade-Off zwischen der notwendigen Rechenzeit und der Güte der Problemlösung zu beachten. In diesem Beitrag sollen zunächst die möglichen Optionen analysiert werden. Im Anschluss werden einzelne Parameter variiert und der Einfluss auf das Verfahren quantifiziert.

#### Methodik

##### Genetische Algorithmen

Genetische Algorithmen sind heuristische Verfahren aus dem Teilbereich der evolutionären Algorithmen zur Lösung komplexer Optimierungsprobleme. GA erweisen sich insbesondere als sinnvoll, wenn analytische Optimierungsverfahren bei realen Problemen aufgrund einer nicht-konvexen Zielfunktion und einer hohen Kombinatorik an ihre Grenzen stoßen [4]. Dabei werden die Rekombinationsprozesse der natürlichen Vererbung nachgeahmt, um iterativ die Genome (Variablen) zu verändern. Der Einfluss dieser Änderungen wird auf Basis einer Fitnessfunktion (Zielfunktion) für ein Individuum (Menge aller Genome) bewertet. Die Gesamtmenge an Individuen einer Iteration wird als Population bezeichnet.

In der Mehrjahresschaltungsplanung entspricht ein Genom einer Umbauphase einer NAVM. Ein Individuum kann daher als ein Schaltungsplan für den untersuchten Zeitraum interpretiert werden. Die Fitness eines Individuums basiert dabei auf den Kosten für Maßnahmen im Netzengpassmanagement und möglicher Gefährdungen für die Netzsicherheit [3]. In einer Iteration des GA werden  $n$  Individuen bewertet. Jedes Individuum besteht aus  $k$  Genomen. Am Ende jeder Iteration werden die Individuen durch Rekombinationsprozesse angepasst und neu bewertet. Sofern die Verbesserung der Individuen eine Konvergenzschwelle  $s$  unterschreitet, bricht das Verfahren ab und gibt die besten Lösungen aus. Weiterhin kann eine minimale  $i_{min}$  und maximale  $i_{max}$  Anzahl an Iterationen vorgegeben werden.

Die folgenden Rekombinationsprozesse werden betrachtet:

- 1.) Selektion: Auswahl einer Menge an Individuen mit der höchsten Fitness aus der vorherigen Iteration, wobei identische Individuen entfernt werden

<sup>1</sup> Niklas Erle, FGH e.V., niklas.erle@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de/>

<sup>2</sup> Dr. Simon Krahl, FGH e.V., simon.krahl@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de/>

<sup>3</sup> Dr. Frey Florez TransnetBW GmbH, f.florez@transnetbw.de, <https://www.transnetbw.de/>

<sup>4</sup> Prof. Albert Moser, RWTH Aachen, info@iaew.rwth-aachen.de, <https://www.iaew.rwth-aachen.de/>

- 2.) Mutation: Änderung einzelner Genome mit einer Mutationsrate  $m$  innerhalb eines Individuums
- 3.) Vererbung: Vereinigung der Genome von zwei ausgewählten Individuen
- 4.) Zufall: Hinzufügen eines zufällig gezogenen Individuums

Der prozentuale Anteil der Rekombinationsprozesse in den Iterationen wird vorgegeben.

### Variationsrechnungen

In dem Beitrag wird der Einfluss der Parameter auf die Güte der Problemlösung untersucht. Zu diesem Zweck werden in der Langfassung des Beitrags alle vorgenannten Parameter variiert und Implikationen für das Optimierungsproblem abgeleitet.

### Ergebnisse

Die Untersuchung realer Problemgrößen bedingt einen hohen Einsatz von Rechenressourcen. Die Bewertung der Variationsrechnung erfolgt daher auf dem IEEE 39-Knoten Netz [5]. Die Ergebnisse der Variationsrechnungen müssen auf die Anwendung des realen Problems skaliert werden. Das exemplarische Ergebnis variiert die Parameter der Rekombinationsprozesse gemäß Tabelle 1.

Tabelle 1: Parametervariation der Rekombinationsprozesse

Anteil [%]	Selektion	Mutation	Vererbung	Zufall
Variation 1	40	10	20	30
Variation 2	10	40	20	30

In der Variationsrechnung werden  $n = 100$  Individuen je Iteration berechnet. Jedes Individuum enthält  $k = 14$  Genome. Die minimale  $I_{min} = 5$  und die maximale  $I_{max} = 10$  Anzahl an Iterationen wird vorgegeben. Die Mutationsrate  $m = 1\%$  und eine Konvergenzschwelle  $s = 1\%$  werden parametrisiert.

Beide Berechnungsverfahren brechen nach der minimalen Iterationsgrenze ab, da die Verbesserung unterhalb der Konvergenzschwelle von 1% liegt. Der beste Zielfunktionswert von Variation 1 liegt bei 4987,8. Durch Variation 2 kann eine Verbesserung des Zielfunktionswertes auf 4007,07 erreicht werden. Die Rechenzeit in Variation 2 steigt um ca. 5%. Das Ergebnis ist durch den hohen Anteil der Selektion und eine schnelle Konvergenz auf ein lokales Optimum in Variation 1 zurückzuführen.

In der Langfassung des Beitrags werden unterschiedliche Parametervariationen des genetischen Algorithmus vergleichend gegenübergestellt. Hierbei ist der Trade-Off zwischen der notwendigen Rechenzeit und der Güte der Problemlösung zu beachten.

### Referenzen

- [1] TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH; Amprion GmbH; 50Hertz Transmission GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2030,“ 2019.
- [2] N. Erle, H. Vennegeerts, U. Janischka, F. Florez, E. Potz und A. Moser, „Long-term feasibility assessment of planned outages,“ ETG-Kongress, 2019.
- [3] F. Florez, Netzsicherheit geplanter Freischaltungen in der Mittelfristplanung, 2021.
- [4] J. Heistermann, Genetische Algorithmen, Leipzig, 1994.
- [5] R. P. Payasi<sup>1</sup>, A. K. Singh<sup>1</sup> und D. Singh<sup>2</sup>, Planning of different types of distributed generation with seasonal mixed, 2012.

### 3.3.5. Vergleich von Regelkonzepten von Umrichtern für eine 100 % Erneuerbare Energieerzeugung

Philipp HACKL<sup>1\*</sup>, Ziqian ZHANG<sup>1</sup>, Robert SCHÜRHubER<sup>1</sup>

#### Allgemeiner Hintergrund

Aufgrund der steigenden Anzahl an Photovoltaik- und Windkraftanlagen, Batteriespeichern sowie der Umrüstung von großen Wasserkraftwerken werden immer mehr umrichterbasierte Erzeugungsanlagen ans Stromnetz angeschlossen. Zusammen mit dem Ausbau von HVDC-Links, eingebetteten DC-Systemen und zukünftig möglichen MVDC-Netzen als Unterstützung des bestehenden AC-Netzes führt dies zur Verdrängung der klassisch genutzten Synchrongeneratoren. Aufgrund der niedrigeren Überlastungsfähigkeit und der fehlenden Schwungmasse (Inertia) der leistungselektronischen Betriebsmittel reduziert sich die Frequenzstabilität des Netzes mit den nach heutigem Stand eingesetzten Umrichtern.

#### Technischer Hintergrund

Bei den leistungselektronischen Systemen hängt das Betriebsverhalten im Gegensatz zu den inhärenten Eigenschaften der klassisch genutzten Synchrongeneratoren von den implementierten Regel- und Schutzalgorithmen [1] ab. Hierbei gibt es in der Literatur [2] [3] eine Vielzahl an unterschiedlichen Regelkonzepten, wobei die meisten Umrichter derzeit mit dem sogenannten „grid following“-Regelkonzept betrieben werden. Hierbei wird der Referenzphasenwinkel der Spannung am Netzanschlusspunkt über einen Phasenwinkelregelkreis (PLL – phase-locked loop) erhalten. Dieser Referenzwinkel dient anschließend als Grundlage für die Transformation der Regelgrößen und der gesamten Leistungsregelung.

Um eine höhere Netzstabilisierung zu gewährleisten sind in den letzten Jahren die sogenannten „grid forming“-Regelkonzepte aufgekommen [4] [5]. Diese benötigen keinen Referenzwinkel der Netzspannung und können auch als „stand-alone“ Erzeugungsanlagen betrieben werden. Von der Grundidee für das Betreiben von Mikronetzen als konstante Spannungsquelle aus, werden diese Regelkonzepte für die Nutzung im öffentlichen Stromnetz weiterentwickelt.

#### Vergleich von Regelkonzepten

In diesem Artikel werden die wesentlichen Regelkonzepte bezüglich ihrer Netzdienlichkeit untersucht und wesentliche Aspekte für zukünftig Umrichter dominierte Netzbezirke analysiert. Hierbei ist auch festzuhalten, dass das Regelkonzept von umrichterbasierte Anlagen primär durch die integrierte Software vorgegeben ist und ein Wechsel des Konzeptes daher mit entsprechend niedrigem Aufwand und Kosten prinzipiell möglich ist.

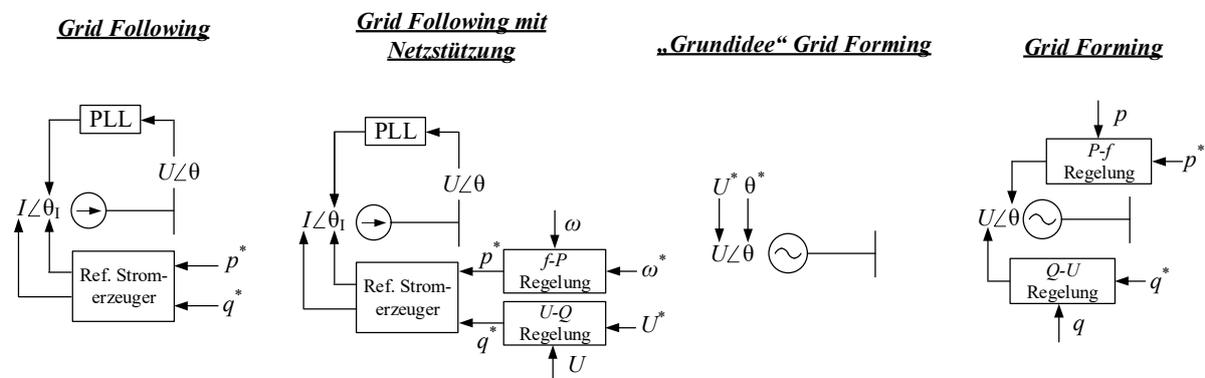


Abbildung 1: Überblick der Regelkonzepte für umrichterbasierte Systeme

<sup>1</sup> Technische Universität Graz – Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/1, +43 316 873 - 7567, philipp.hackl@tugraz.at, www.iean.tugraz.at

### **Grid Following**

Im Allgemeinen wird bei diesem Regelkonzept versucht die gesamte Leistung der DC-Spannungsseite ohne Berücksichtigung von Frequenz- bzw. Spannungsstützung in das AC-Netz einzuspeisen. Es wird der Referenzwinkel der Spannung am Netzanschlusspunkt benötigt und somit ist kein Stand-alone-Betrieb möglich. Dieses Regelkonzept zeichnet sich durch einen stabilen Betrieb bei starken Netzen und einer guten FRT-Fähigkeit (fault ride through) durch dynamische Netzstützung mithilfe der PLL aus. Der Nachteil dieses Konzeptes ist die Verringerung der Stabilität bei schwächeren Netzen und die fehlende Netzstützung bei kleinen Abweichungen vom stationären Fall.

### **Grid Following mit Netzstützung**

Aufbauend auf dem bereits beschriebenen „grid following“-Regelkonzept wird hier durch überlagerte Regelkreise eine Frequenz- und Spannungsstützung hinzugefügt. Aufgrund bleibender Abhängigkeit vom Referenzwinkel der Netzspannung ist jedoch weiter kein Stand-alone-Betrieb möglich. Weiters sind für die Implementierung von synthetischer Schwungmasse Energiespeicher auf der DC-Spannungsseite nötig.

### **„Grundidee“ Grid Forming**

Bei diesem Regelkonzept wird die Spannungsamplitude und der Spannungswinkel ohne Netzstützung direkt vorgegeben, welche anschließend als Spannungsreferenz im Stand-alone Betrieb und für andere Regelkonzepte dienen kann. Aufgrund von möglichen Ausgleichsströmen sind diese jedoch nicht in Mehrzahl bzw. im öffentlichen Netz verwendbar.

### **Grid Forming**

Dieses spannungsgeregelte Regelkonzept hängt nicht mehr von dem Referenzwinkel der Netzspannung ab, wodurch ein Stand-alone-Betrieb möglich ist. Desweiteren kann durch die Regelung z.B. das Verhalten von Synchronmaschinen in verschiedenen Detailierungsgraden nachgebildet und somit die Frequenzstabilität des Netzes erhöht werden, wodurch dieses Regelkonzept für schwache Netze gut geeignet ist. Die Nachteile sind ein benötigter Energiespeicher auf der DC-Spannungsseite und das Blockieren der überlagerten Regelung bei einer Strombegrenzung.

## **Zusammenfassung und Ausblick**

Anhand dieses Vergleiches können Anwendungsmöglichkeiten der verschiedenen Regelkonzepte vorgeschlagen und in Zukunft das Fehlverhalten der leistungselektronischen Systeme näher untersucht werden.

## **Referenzen**

- [1] Ziqian Zhang et al., "Differences in Transient Stability Between Grid Forming and Grid Following in Synchronization Mechanism," in p. 63. [Online]. Available: <https://graz.pure.elsevier.com/de/publications/differences-in-transient-stability-between-grid-forming-and-grid->
- [2] M. Paolone et al., "Fundamentals of power systems modelling in the presence of converter-interfaced generation," *Electric Power Systems Research*, vol. 189, p. 106811, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106811.
- [3] S. Reichert, G. Griepentrog, and B. Stickan, "Comparison between grid-feeding and grid-supporting inverters regarding power quality," in 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), Florianopolis, Brazil, Apr. 2017 - Apr. 2017, pp. 1–4.
- [4] D. Pattabiraman, R. H. Lasseter., and T. M. Jahns, "Comparison of Grid Following and Grid Forming Control for a High Inverter Penetration Power System," in 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Portland, OR, Aug. 2018 - Aug. 2018, pp. 1–5.
- [5] R. Rosso, X. Wang, M. Liserre, X. Lu, and S. Engelken, "Grid-forming converters: an overview of control approaches and future trends," in 2020 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Detroit, MI, USA, Oct. 2020 - Oct. 2020, pp. 4292–4299.

### 3.3.6. Methodological developments for European Resource Adequacy Assessments

Alexander HAAS<sup>1\*</sup>, Gregorio IOTTI<sup>2\*</sup>, Marlene PETZ<sup>3</sup>, Kurt MISAK<sup>4</sup>

In recent years, Resource Adequacy Assessments have been subject to significant methodological improvements transitioning from deterministic calculations to probabilistic simulations [1]. Main drivers for these developments are the legal requirements outlined by the Clean Energy for all Europeans Package (CEP), specifically Regulation (EU) 2019/943 [2] and the current transformation of the European energy system triggered primarily by climate neutrality ambitions.

This paper focuses on key methodological developments within the European Resource Adequacy Assessment (ERAA) [3], published in its first edition in 2021. As a successor to the Mid-term Adequacy Forecast (MAF), the ERAA will ultimately be a pan-European resource adequacy assessment covering the horizon from one to ten years ahead. The first edition included a single-year Economic Viability Assessment (EVA) and a Proof-of-Concept (PoC) study for Flow-based Market Coupling (FBMC). Their respective methodologies are summarized and expected improvements in the upcoming editions are investigated, with a special emphasis on the modelling of implicit Demand Side Response (iDSR). Such developments and their planned implementation will follow the structure presented in the ENTSO-E's indicative ERAA roadmap [3, p. 23].

#### ***Flow-Based Market Coupling (FBMC)***

In its mature implementation, the ERAA is required to be built upon a Flow-Based (FB) model for regions where this capacity calculation methodology (CCM) for cross-zonal trade is in use. In the European Electricity Grid, FBMC is currently applied in the Central-Western Europe (CWE) Region, including Austria, Belgium, France, Germany, Luxemburg and the Netherlands. An extension to the Core region, thus including Croatia, Czech Republic, Hungary, Poland, Romania, Slovakia and Slovenia, is planned for 2022. The ERAA 2021 included a PoC study for the pivotal year 2025; hence, the geographical scope of the Core region was used.

Compared to the Net Transfer Capacity (NTC) market coupling – where the amount of energy traded across bidding zone borders is limited by a fixed value – FBMC more realistically represents the physical limitations of the grid through the calculation of a FB domain. The FB domain represents the feasible space for net positions (exports - imports) of bidding zones within a CCR. It is defined by a set of linear constraints and is operationally derived in a forecast process starting two days ahead (D-2). The FB PoC in the first ERAA edition consisted of a five-step approach to calculate FB domains - covered in detail in this paper following the approach presented in [3].

#### ***Economic Viability Assessment (EVA)***

The ERAA methodology [4] sets the requirements for an Economic Viability Assessment (EVA) of the generation (or flexibility) capacity in the electricity market. The main scope of the EVA is to assess the likelihood of the retirement, mothballing and new investments of generation (or flexibility) assets. An asset is deemed “viable” if its expected future revenues (over its economic lifetime) are sufficient to generate profit over its variable and fixed costs (and CAPEX in case of new investments). The purpose of such an exercise is also to assess the impact of existing and approved future Capacity Mechanisms (CM) in Member States.

The first ERAA edition included EVA as a simplified single-year assessment performed for the Target Year 2025. Two scenarios, “with” and “without” existing and future Capacity Mechanisms, were considered. Several assumptions and simplifications were applied. Given the single-year nature of the market model adopted, the costs faced by an asset were included in the form of annualized fixed and variable costs (and annuity of CAPEX for new investments). Considerations of the uncertainty of future

<sup>1</sup>Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Vienna, Austria, alexander.haas@apg.at

<sup>1</sup>Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Vienna, Austria, gregorio.iotti@apg.at

<sup>1</sup>Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Vienna, Austria, marlene.petz@apg.at

<sup>1</sup>Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Vienna, Austria, kurt.misak@apg.at

revenues and risk aversion of investors were integrated through technology-specific hurdle premiums on expected revenues, following the approach described in [5].

In the scenario without CM, a long-term planning model was used to minimize the overall system costs. The key decision variables were the economic decommissioning of existing units and the investment in new units. The scenario with CM was defined through an iterative approach bringing back retired units or investing in new units in Member States where a CM is in place (for 2025) until the corresponding Reliability Standard (RS) was achieved.

### ***Demand Side Response (DSR)***

In the first edition of the ERAA, the modelling of DSR was limited to explicit interruptible load, as opposed to the rest of the demand being assumed inelastic to prices. Future editions of the ERAA will build upon this first approach and enhance the existing modelling of DSR, including price-reactive implicit DSR. In particular, an implementation of iDSR leveraging the explicit modelling of (among others) Heat Pumps (HPs) and Electric Vehicles (EVs) as demand flexibility resources reacting to endogenous marginal prices is projected.

A possible approach to implement iDSR in the modelling tools used for adequacy assessments was benchmarked in a test environment within Austrian Power Grid AG. The ERAA 2021 NTC model for the post-EVA without CM scenario served as a test bench. The geographical perimeter was reduced to amplify the impact on the Austrian bidding zone. To quantify the partition of the total electricity demand to be attributed to iDSR resources, the demand time series were obtained from three sources: a regression model (the tool TRAPUNTA [6]) delivered the demand time series for the bidding zone by analysing historical demand and climate data. On top, the peculiar demand profiles for HPs and EVs were gathered through joint studies commissioned to the Austrian Institute of Technology.

### ***Conclusions***

Within this paper, an overview of the methodological developments is presented together with some results of the above described trial calculations. The inclusion of iDSR in the market model for adequacy assessments and its impact on key adequacy indicators such as Loss of Load Expectation (LOLE) or Expected Energy not Served (EENS) is investigated.

### **References**

- [1] M. Petz und G. Achleitner, „Generation Adequacy – Lastdeckungsanalysen: derzeitige Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers und zukünftige Herausforderungen basierend auf den Forderungen des Clean Energy Packages,“ in Kurzfassungsband 16. Symposium Energieinnovation, Graz, 2020.
- [2] The European Parliament and the Council of the European Union, “Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity,” Official Journal of the European Union, p. L158/54, 14 June 2019.
- [3] ENTSO-E AISBL, “European Resource Adequacy Assessment - 2021 Edition,” Brussels, 2021.
- [4] ACER, „Methodology for the European resource adequacy assessment,“ 2020.
- [5] K. Boudt, „Accounting for Model, Policy and Downside Risk in the Economic Viability Assessment of Investments in Electricity Capacity: The Hurdle Rate Approach,“ 2021.
- [6] ENTSO-E AISBL, „ERAA 2021 - Demand Forecasting Methodology,“ 2021.

## 3.4. ÜBERTRAGUNGSNETZE IV

### 3.4.1. Entwicklung einer Virtual Reality Netzleitwarte

Fynn LIEGMANN\*<sup>1</sup>, Melina GURCKE\*<sup>1</sup>, Michael KELKER<sup>1</sup>, Jens HAUBROCK<sup>1</sup>

#### Einleitung

Die Europäische Kommission hat am 14. Juli 2021 die Umsetzung des europäischen Grünen Deals veröffentlicht. In dem Fit for 55 Paket werden Vorschläge für die Umsetzung der EU-Klimaziele bis zum Jahr 2030 veröffentlicht. Dabei soll der Anteil an erneuerbaren Energiequellen in der EU auf 40 % steigen. Im Verkehrssektor wird eine Senkung der PKW-Emission bis zum Jahr 2030 um 55 % angestrebt. Zudem sollen ab dem Jahr 2035 ausschließlich emissionsfreie Neuwagen zugelassen werden [1]. Aufgrund des steigenden Anteils von erneuerbaren Energien und der Förderung von Elektromobilität stehen die Netzbetreiber im Hinblick auf eine sichere Netzführung vor neuen Herausforderungen. Um in Zukunft auf die anstehenden Herausforderungen vorbereitet zu sein, müssen die Mitarbeiter\*innen einer Netzleitwarte kontinuierlich in Trainingsszenarien aus und weitergebildet werden. In diesem Beitrag wird der Einsatz einer Virtual Reality Umgebung zur Simulation des Netzleitwarten Betriebs entwickelt. Diese VR Netzleitwarte ist ein realitätsnahes und kostengünstiges Trainingslabor für den Betrieb elektrischer Netze unter zukünftigen Bedingungen.

#### Entwicklung einer Virtual Reality Netzleitwarte

In elektrischen Netzleitwarten wird der Zustand des elektrischen Netzes dargestellt und überwacht. Weisen die überwachten Messwerte und Betriebsmittel Abweichungen hinsichtlich ihrer Sollwerte auf, wird aktiv über Schalthandlungen in das Netz eingegriffen. Mit der Entwicklung einer VR Netzleitwarte soll in verschiedenen Praktika in der Lehre an der FH Bielefeld, sowohl Studierenden die Betriebsführung elektrischer Netze realitätsnah vermittelt werden, also auch erfahrenen Betriebsführern die zukünftigen Auswirkungen eines massiven Ausbaus erneuerbarer Energien und neuer Lasten wie die Wärmepumpe und die Elektromobilität gezeigt und trainiert werden. Nachfolgend werden der Hardwareaufbau und mögliche Szenarien vorgestellt.

#### Hardwareaufbau

Zur Umsetzung einer VR-Netzleitwarte wird mit einer VR-Brille das 3D-Abbild einer realen Netzleitwarte abgebildet. Mit Hilfe der Controller interagieren die Trainingsteilnehmer in der VR-Welt und rufen eine Verstärkung der Immersion hervor. Mit der frei verfügbaren Software von Unity und Blender wird die VR-Umgebung der Netzleitwarte geschaffen und eine Interaktion in VR ermöglicht. Ein digitaler Zwilling (engl.: Digital Twin, DT) eines real existierenden Netzgebietes simuliert im Hintergrund in Echtzeit die Reaktion des elektrischen Netzes auf Situationen und Ereignisse.

#### Szenarien

Mit dem digitalen Modell können verschiedene Betriebszustände in der VR-Netzleitwarte realistisch dargestellt werden. Diese Szenarien orientieren sich an dem Netzentwicklungsplan (NEP) Deutschlands. Der NEP beschreibt verschiedene Entwicklungsszenarien (A, B und C) des Stromnetzes von Erzeugung und Verbrauch in den nächsten 10 bis 15 Jahren und wird alle 2 Jahre von den vier Übertragungsnetzbetreibern aktualisiert.

Tabelle 1 beschreibt den prozentualen Anteil von Erzeugern und Verbraucher der drei Szenarien für das Jahr 2035, bezogen auf das Referenzjahr 2019 [2]. Neben der Implementierung der drei Szenarien werden zusätzlich Extremsituation, wie zum Beispiel eine hohe Gleichzeitigkeit bei der Ladung von Elektrofahrzeugen, eine Dunkelflaute bei der Erzeugung von erneuerbaren Energiequellen oder ein Kraftwerksausfall simuliert.

---

<sup>1</sup> Fachhochschule Bielefeld Institut für Technische Energie-System (ITES), Interaktion 1 33619 Bielefeld, fynn\_lukas.liegmann@fh-bielefeld.de, fh-bielefeld.de

Tabelle 1: prozentualer Anteil im elektrischen Netz

	2019	Szenario A	Szenario B	Szenario C
Konventionelle Energieerzeugung	45 %	20 %	18 %	19 %
Regenerative Energieerzeugung	55 %	80 %	81 %	81 %
Wärmepumpe im Privathaushalt	3 %	11 %	17 %	23 %
Elektrofahrzeug	0 %	15 %	21 %	26 %
Batteriespeicher im Privathaushalt	7 %	7 %	9 %	11 %

## Ergebnisse

Die Abbildung 1 stellt das Konzept der VR-Netzleitwarte graphisch dar.

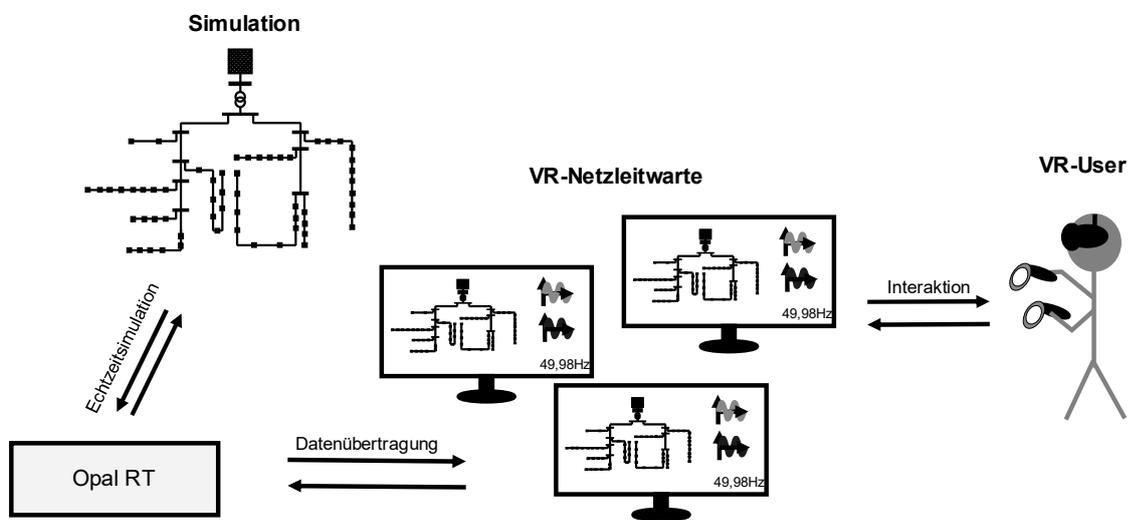


Abbildung 1: Konzept der VR-Netzleitwarte

Zur realistischen Umsetzung der VR-Netzleitwarte wird ein DT auf Basis eines realen elektrischen Netzgebietes der Stadtwerke Bielefeld Netz GmbH entwickelt. In diesem werden die Verbraucher und Erzeuger adaptiv den oben beschriebenen Szenarien angepasst. Die VR-Netzleitwarte bildet das Netzgebiet graphisch ab. Zusätzlich werden auf Basis der gewählten Szenarien Informationen zu Spannung, Frequenz und Strom, sowie Kraftwerksfahrpläne und Windprognosen den Studierenden übermittelt. Die Kursteilnehmerinnen und Teilnehmer arbeiten in einem Team aus drei Personen, wobei eine die Leitung übernimmt und den beiden anderen Schalthandlungen in Auftrag übermittelt.

## Zusammenfassung und Ausblick

Es wird eine VR-Netzleitwarte entwickelt, die aus einem 3D-Abbild einer Netzleitwarte und einer Simulation eines echten Netzgebietes besteht. Die VR-Technik ermöglicht einen kostengünstigen Aufbau einer Trainingsleitwarte, die einen hohen Grad der Immersion bietet. Nach dem Aufbau wird in einem zweiten Schritt das Setup im Rahmen eines Praktikums an der Fachhochschule Bielefeld validiert werden. Zusätzlich werden das 3D-Abbild und der DT weiter entwickelt und optimiert, um eine noch realitätsgetreuere VR-Umgebung und Reaktion der Leitwarte zu ermöglichen.

## Referenzen

- [1] Europäische Kommission, „Umsetzung des europäischen Grünen Deals,“: [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal\\_de](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_de). (Aufgerufen 02. November 2021).
- [2] Netzentwicklungsplan, „Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035,“: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen\\_2035\\_Genehmigung\\_1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Genehmigung_1.pdf). (Aufgerufen 26. November 2021).

### 3.4.2. Investigation of long-term voltage stability considering a voltage-reactive power droop characteristic

Mojtaba MOMENI<sup>1</sup>

This paper proposes an expansion of the Newton-Raphson method in the steady state power flow calculations to include a more accurate modeling of the reactive power capabilities of renewable energy sources (RESs) connected at the EHV/HV interfaces. Voltage control capability of synchronous generation units is typically modeled via PV buses in the steady state power flow resulting in QV curves with an infinite slope. However, the reactive power exchange of the converter-coupled RESs with the grid is usually a function of the current operating voltage at the grid connection point. The reactive power injection results from the measured voltage at the grid connection point and the parameters of the characteristic curve. The reference voltage is changed to enable a different reactive power exchange at the connection point [1]. An illustration of a typical Q(U) droop characteristic is shown in Figure 1.

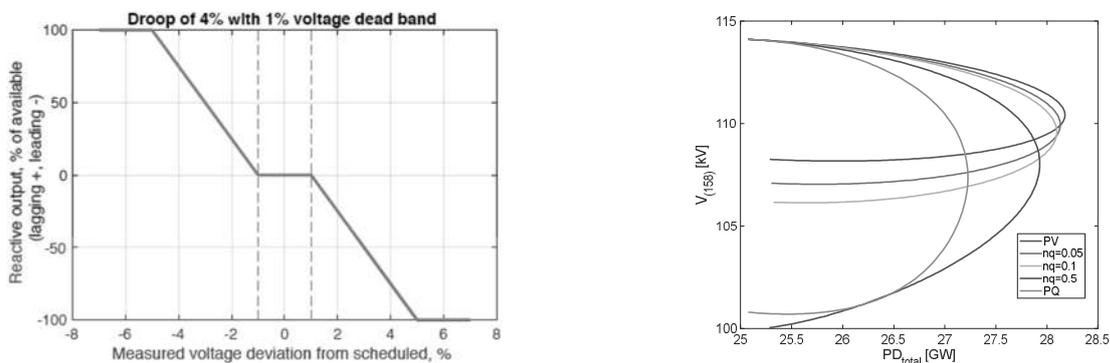


Figure 1: (Left) Exemplary voltage-reactive power droop characteristic, (right) Exemplary PV curves with different droop coefficients ( $nq$ )

Within this paper, the steady state and continuation power flow (CPF) equations are expanded to include the Q(U) droop characteristic [2]. The CPF is applied to acquire the PV curve of a system. The droop characteristic is included in the CPF formulation via the introduction of new bus type, namely a droop bus.

The results show that an extended loading margin can be obtained when a droop bus formulation is used to model the reactive power contribution of the converter-coupled RESs within the steady state and CPF calculations. Furthermore, it can be seen that a droop bus approximates the behavior of a PV bus when a small droop coefficient of less than 2% is defined. Besides, the CPF is used to calculate the system transition path between discrete operating points. It can be shown that the voltage gradients are reduced once a droop characteristic is considered to adjust the reactive power injection of the RESs within a CPF transition.

## Referenzen

- [1] VDE-AR-N 4130 (VDE-AR-N 4130) Anwendungsregel: 2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)
- [2] F. Mumtaz, M. H. Syed, et al, "A Novel Approach to Solve Power Flow for Islanded Microgrids Using Modified Newton Raphson with Droop Control of DG," IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 7, No. 2, 2016, pp. 493–503

<sup>1</sup> Institute for Electrical Equipment & Grids, Digitalization & Energy Economics, RWTH Aachen University, Aachen, Germany, [m.momeni@iaew.rwth-aachen.de](mailto:m.momeni@iaew.rwth-aachen.de)

### 3.4.3. Elektrische Zustandsbewertung von Transformatoren als Teil der sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung der Zukunft

Alexander PIRKER<sup>1</sup>, Fredi BELAVIĆ<sup>2</sup>

#### Einleitung

Die notwendige Abwendung von fossilen Energieträgern hat einen steigenden Bedarf elektrischer Energie zufolge. Durch die Dezentralisierung der Erzeugung großer Mengen erneuerbarer Energie in Europa und der fehlenden Speichermöglichkeiten am Ort der Erzeugung wird eine höhere Übertragungsleistung von den Erzeugern zu den Speichern und Verbrauchern notwendig. Dabei werden große Herausforderungen an das Übertragungsnetz gestellt, welches sich über Jahrzehnte hinweg nur träge verändert und aufgrund der Robustheit und Langlebigkeit von Hochspannungskomponenten eine steigende Anzahl an betriebsgealterter Komponenten beinhaltet, deren tatsächliche Restlebenszeit nur schwer abzuschätzen ist [1]. Durch die anwachsende dargebotsabhängige Erzeugung elektrischer Energie steigt die volatile Beanspruchung der Komponenten im Übertragungsnetz. Eine optimierte Betriebsführung sowie innovative Netzoptimierungsmaßnahmen wie z. B. das Thermal Rating und neue technische Entwicklungen ermöglichen eine höhere Auslastung bestimmter Übertragungsleitungen [2]. Daraus resultiert bei zwar verbesserter (n-1)-Sicherheit des Gesamtsystems eine Verringerung der Sicherheitsreserven einzelner Komponenten und bei steigender Auslastung gealterter Komponenten werden durchdachte Instandhaltungsstrategien von großer Bedeutung.

#### Instandhaltungsstrategien

Die in der Vergangenheit mit dem Schwerpunkt der ereignis- und zeitbasierten Instandhaltung ist aus Sicht der Wirtschaftlichkeit, Sicherheit und Ökologie nicht zielführend. Ein Austausch einer Komponente vor dem tatsächlichen Ablauf ihrer Lebenszeit ist zu vermeiden und zugleich darf kein Ausfall riskiert werden. Besonders bei großen Netzkuppeltransformatoren ist neben den Aspekten der Sicherheit im Falle eines Totalausfalles bis zur Erneuerung und Wiederinbetriebnahme mit mehreren Monaten zu rechnen und der finanzielle Schaden ist nicht zu rechtfertigen. Eine zustands- und risikoorientierte Instandhaltung ist besonders im stärker beanspruchten Übertragungsnetz der Zukunft unumgänglich. Für das Asset Management ist dabei zur Abschätzung der Restlebensdauer und des Ausfallrisikos die Kenntnis über den Zustand der im Netz vorhandenen Komponenten erforderlich [3]. Dieser kann beispielsweise offline, im Zuge von routinemäßigen Prüfungen und Besichtigungen in fixen Intervallen bestimmt werden. Dabei ist eine kurzzeitige Außerbetriebnahme der Komponente notwendig. Die Ergebnisse unterschiedlicher Messmethoden zeichnen dabei ein gutes Gesamtbild des Zustandes der Komponente und deren Bestandteile. Eine weitere Möglichkeit ist es die Komponente online mit einem kontinuierlichen Monitoring-System zu überwachen um mit einer spezifischen Messmethode Fehler frühzeitig zu erkennen. Eine exakte Aussage über den Gesamtzustand ist aus diesen Messungen meist nicht abzuleiten. Zur Verifikation der Auffälligkeiten und genauen Fehlereingrenzung ist eine auf das Fehlerbild abgestimmte anschließende Offline-Messung meist notwendig und sinnvoll.

#### Möglichkeiten und Herausforderungen bei der Bewertung von Transformatoren

Das Bedeutendste und seit Jahren etablierte Verfahren für ölgefüllte Komponenten ist neben der regelmäßigen **optischen** und **funktionalen Überprüfung** die Analyse des Isolieröls. Gemeinsam mit den **physikalischen** und **chemischen Eigenschaften** können durch die **Gas-in-Öl-Analyse** thermische und elektrische Überbeanspruchungen im Transformatorinneren erkannt und die Alterung

<sup>1</sup> VUM Verfahren Umwelt Management GmbH, Lakeside B06 b, 9020 Klagenfurt am Wörthersee, +43 (0)664 88343073, Alexander.Pirker@vum.co.at, www.vum.co.at

<sup>2</sup> APG Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien, +43 (0)664 88342913, Fredi.Belavic@apg.at, www.apg.at

der gesamten Öl-Papier-Isolierung abgeschätzt werden. In diesem Beitrag wird im Weiteren auf vertiefende Methoden der elektrischen Zustandsbewertung von Transformatoren eingegangen.

Als eine der Wesentlichsten hat sich hierbei die spannungs- und frequenzabhängige **Kapazitäts-** und **Verlustfaktormessung** herausgestellt. Besonders in Bezug auf die Isolierung der Durchführungen können neben Durchschlägen zwischen kapazitiven Schichten und Risse auch Alterung und Feuchteintritt erkannt werden. Bei Vor-Ort-Messungen ergeben sich Herausforderungen in Bezug auf die Kenntnis und gleichmäßige Verteilung der Temperatur, der Aussagekraft bei zu tiefen Temperaturen, feuchte und verschmutzte Oberflächen sowie Resonanzerscheinungen im Messaufbau.

Durch die **Wicklungswiderstandsmessung** und den Vergleich der einzelnen Phasen können Kontaktprobleme und Kurzschlüsse im gesamten Leiterpfad erkannt werden. Bei der Messung ist der Kern der Komponente vollständig zu sättigen. Eine Trendanalyse und Vergleich der Messergebnisse mit Referenzwerten ist aufgrund der meist fehlenden Informationen über die Temperaturverteilung in der Praxis selten möglich. Der Einfluss dieser Messung durch den notwendigen Gleichstrom auf beteiligte Komponenten wie z. B. die Sättigung der Durchführungs-Stromwandler ist zu berücksichtigen.

Besonders nach Kurzschlussbeanspruchungen ist die Bestimmung der **Kurzschlussimpedanz** eine erfolgreiche Methode um Verformungen der Wicklungen zu erkennen. Versuche an einem Transformator mit typischen Fehlern haben gezeigt, dass über den **Frequenzgang der Streuverluste** auch Kurzschlüsse in Drilleitern gut detektierbar und weniger von der Temperatur abhängig sind.

Durch den **Magnetisierungsstrom** ist es möglich Kontakte und Kurzschlüsse in Wicklungen oder Windungen festzustellen und auch Hinweise auf kurzgeschlossene Kernbleche zeigen sich in den Ergebnissen dieser Messung. Eine weitere im Zuge eines Forschungsprojektes behandelte Möglichkeit Fehler im Kern zu diagnostizieren könnte die Aufnahme und der Vergleich der **Hysteresekurven** sein.

Aussagekräftig für mechanische Veränderungen in Transformatoren ist die Analyse der **Übertragungsfunktion** bzw. **Frequenzantwort** (FRA) eines Transformators. Die gemessenen Kurven sind abhängig von der Beschaltung und dem Aufbau des Transformators. Vergleiche zwischen Schwester-Transformatoren zeigen hierbei einen eher mäßigen Erfolg. Daher ist für spätere Fehleranalysen eine Aufnahme der Referenzkurven vor der Inbetriebnahme zu empfehlen.

## Zustandsbewertung als Basis einer sicheren Energieübertragung in der Zukunft

In der Regel deuten Auffälligkeiten im Ergebnis einer Online- und auch Offline-Messung auf mehrere mögliche Fehlerquellen hin und eine eindeutige Zuordnung des Fehlers ist mit einer einzelnen Messmethode selten möglich. Ein breit angelegtes Prüfprogramm ist daher für eine aussagekräftige Zustandsbewertung essenziell. Mit einem Online-Monitoring Systems können besonders kritische Komponenten und typische Fehlerursachen kontinuierlich überwacht werden. Eine optische und funktionelle Überprüfung und falls anwendbar die Entnahme einer Öl-Probe in fixen Intervallen ermöglichen eine gute Übersicht über den allgemeinen Zustand der Isolierung und einigen Fehlerquellen. Durch vertiefende elektrische Messungen können zusätzlich Komponenten außerhalb des Isolieröls beurteilt oder Fehlerquellen eingegrenzt und genauer charakterisiert werden. Diese Vor-Ort-Messungen verursachen einen höheren Aufwand für den Betrieb. Bei unzureichender Sorgfalt bei den Messungen sowie fehlendem Einblick in die Historie der Entwicklung des Zustands können die Ergebnisse der Messungen gegebenenfalls irrtümlich interpretiert werden. Eine aussagekräftige Zustandsbewertung ist nur in seltenen Fällen kurzfristig möglich und erfordert einen Vergleich der aktuellen Messungen mit Referenzwerten und -kurven aus nachvollziehbaren und gut dokumentierten Messungen der Komponente im Verlauf der Lebenszeit und nach der Aufstellung und Inbetriebnahme. Ein überlegtes und sich ergänzendes Gesamtkonzept an Messmethoden mit dem daraus gewonnenen Gesamtbild über den Zustand der einzelnen Komponenten im Netz ermöglicht jedoch eine optimale Risikoabschätzung und ein zielgenaues Setzen von Maßnahmen für einen wirtschaftlichen, ökologischen und vor allem sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes der Zukunft.

## Referenzen

- [1] Cigre WG A2.49, "Condition Assessment of Power Transformers," TB 761, 2019.
- [2] Austrian Power Grid AG, „Netzentwicklungsplan 2020 für das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG),“ Planungszeitraum: 2021-2030, Planungsstand: August 2020.

- [3] Ravish Preshant Yashraj Mehairjan, "Risk-Based Maintenance for Electricity Network Organizations," Springer International Publishing, ISBN 978-3-319-49234-6, 2017.

### 3.4.4. Verfahren zur Berücksichtigung topologischer Maßnahmen in Redispatchsimulationen

Andrea EWERSZUMRODE<sup>1\*</sup>, Niklas ERLE<sup>2</sup>, Lukas KALISCH<sup>3</sup>, Simon KRAHL<sup>4</sup>, Albert MOSER<sup>5</sup>

#### Einleitung

Im Rahmen der aktuellen energiepolitischen Entwicklungen kommt es zu einer signifikanten Transformation des Energiesektors mit weitreichenden Auswirkungen auf heutige und zukünftige Energiesysteme. Der Ausbau von Erzeugungskapazitäten fern der Lastzentren bewirkt einen verstärkten Transportbedarf. Da der Netzausbau jedoch nur langsam voranschreitet, sind nicht immer ausreichende Transportkapazitäten vorhanden. In diesen Situationen setzen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) geeignete Gegenmaßnahmen ein, um den zuverlässigen und sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes zu gewährleisten. Topologische Maßnahmen bieten eine kostengünstige Möglichkeit Gefährdungen der Netzsicherheit - insbesondere Überlastungen von Betriebsmitteln - zu vermeiden oder zu verringern. [1-2]

Im Betrieb werden topologische Maßnahmen häufig basierend auf der Betriebserfahrung der zuständigen Schaltungingenieure ausgewählt [3]. Eine integrierte Betrachtung aller markt- und netzbezogenen Maßnahmen, basierend auf Netzberechnungs- und Optimierungsverfahren, kann zukünftig den Netzbetrieb unterstützen. Auf diese Weise ermittelte Maßnahmen stellen eine mögliche Entscheidungshilfe für Schaltungingenieure dar. Nachfolgend soll daher ein Verfahren vorgestellt werden, das die Identifikation geeigneter topologischer Maßnahmen anhand von Optimierungsverfahren ermöglicht.

#### Methodik

Um eine Auswahl geeigneter topologischer Maßnahmen zu treffen, sind die Auswirkungen der zur Verfügung stehenden Maßnahmen auf die betrachteten kritischen Ausfallsituationen zu bestimmen. Das vorgestellte Verfahren verwendet Sensitivitätsberechnungen zur Approximation der Ausfallsituationen und der topologischen Maßnahmen. Dazu ist zu Beginn des Verfahrens eine Lastflussberechnung durchzuführen. Die verwendeten Sensitivitäten werden von der Jacobi-Matrix der initialen Lastflussberechnung abgeleitet. Für die Topologieoptimierung werden Ausfälle durch Line Outage Distribution Factors (LODFs) modelliert. Das Entkuppeln und Kuppeln von Sammelschienen als mögliche topologische Maßnahmen wird über LODFs und über Line Closure Distribution Factors (LCDFs) abgebildet [4]. Die Auswirkung sowohl des Fehlers als auch der Schalthandlung wird im Rahmen des Verfahrens superponiert. [5]

Basierend auf den LODF und LCDF und den Leistungsflüssen aus der initialen Lastflussberechnung wird mittels linearer Optimierung ein optimiertes Set topologischer Maßnahmen ermittelt. Ziel der Optimierung ist die gesamte Engpassleistung zu minimieren. Zur integrierten Betrachtung von topologischen Maßnahmen und Redispatchmaßnahmen wurde die Topologieoptimierung in ein Verfahren zur Redispatchsimulation integriert, wie in Abbildung 1 dargestellt. Im Rahmen der Redispatchsimulation erfolgt ein Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF), aus dem geeignete Redispatchmaßnahmen und optimierte Trafostufen hervorgehen. Die Topologieoptimierung erfolgt entkoppelt vom SCOPF. Durch die entkoppelte Betrachtung von Redispatch und topologischen Maßnahmen soll eine schnellere Lösbarkeit ermöglicht werden. Weiterhin erfolgt die Optimierung von Redispatch und topologischen Maßnahmen iterativ. So können Maßnahmen aus vorangegangenen Iterationen bereits mitbetrachtet werden. Gegebenenfalls können so abhängig von der resultierenden Lastflusssituation Maßnahmen zurückgenommen und durch geeignetere Maßnahmen ersetzt werden.

<sup>1</sup> Andrea Ewerszumrode, FGH GmbH, andrea.ewerszumrode@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de/>

<sup>2</sup> Niklas Erle, FGH e.V., niklas.erle@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de/>

<sup>3</sup> Lukas Kalisch, FGH e.V., lukas.kalisch@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de/>

<sup>4</sup> Dr. Simon Krahl, FGH e.V., simon.krahl@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de/>

<sup>5</sup> Prof. Albert Moser, RWTH Aachen, info@iaew.rwth-aachen.de, <https://www.iaew.rwth-aachen.de>

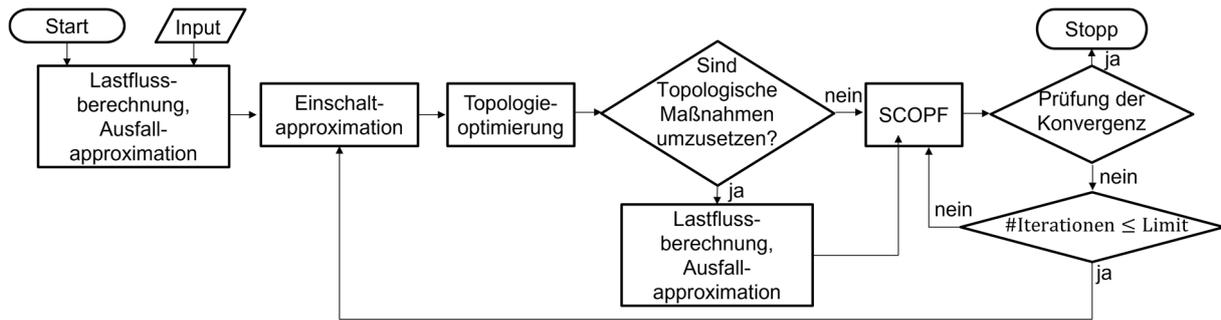


Abbildung 1: Schematischer Verfahrensaufbau.

## Ergebnisse

Die Validierung des Verfahrens erfolgte durch exemplarische Untersuchungen anhand eines europäischen Netzdatensatzes. Bei den betrachteten Maßnahmen handelt es sich um Zustandsänderungen von Sammelschienenkupplungen in ausgewählten Schaltanlagen. Zur Simulation erfolgt eine Limitierung auf maximal fünf durchzuführende topologische Maßnahmen. Weiterhin wird die Topologieoptimierung auf zwei Iterationen begrenzt, um zyklisches Schalten zu verhindern.

Mit dem zuvor beschriebenen Verfahren lässt sich in einem der betrachteten Szenarien durch topologische Maßnahmen eine Reduktion der ermittelten Redispatchmenge von rund 29% im Vergleich zum Ergebnis ohne Topologieoptimierung erzielen. Durch eine erste Iteration der Topologieoptimierung wurde in diesem Szenario bereits eine Reduktion der aggregierten Engpassleistung um rund 18% erzielt. Die Verteilung des Redispatch für das betrachtete Szenario mit und ohne Topologieoptimierung ist in Abbildung 2 dargestellt.

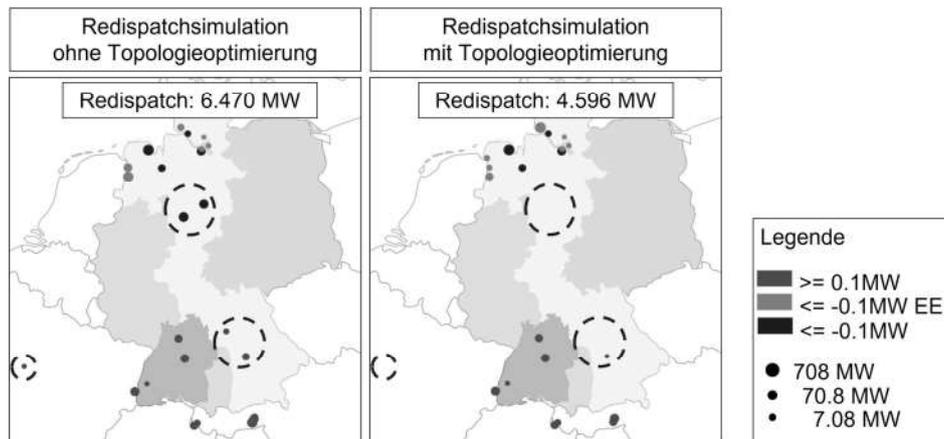


Abbildung 2: Vergleich der Simulationsergebnisse mit und ohne Topologieoptimierung

## Referenzen

- [1] L. Hirth, I. Schlecht, C. Maurer und B. Tersteegen, "Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland", Consentec, Neon, 2019.
- [2] F. Kaptue Kanga, "Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemassnahmen", Fachbereich Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik, Bergische Universität Wuppertal, 2009.
- [3] Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), "Forschungsgesellschaft Energie, "Jahresbericht 2016", Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, 2016.
- [4] H. Zhu, "ECE 530 – Analysis Techniques for Large-Scale Electrical Systems: Lecture 17: Distribution Factors and Applications", 2015.
- [5] Y. Salami, "Multiple Contingency Analysis of Power Systems", Memorial University of Newfoundland, St. John's Newfoundland and Labrador, Canada, 2017.

### 3.4.5. Einfluss der volatilen Einspeisung durch EE-Anlagen auf die Spannungsstabilität im Übertragungsnetz

Sirkka PORADA\*<sup>1</sup>, Jonas MEHLEM<sup>2</sup>, Albert MOSER<sup>3</sup>

#### Hintergrund

In einem angestrebten klimaneutralen Energieversorgungssystem werden Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) den Großteil unseres Strombedarfs decken. Dabei wird ein großer Teil der Energieerzeugung durch Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA) bereitgestellt werden [1]. Die Einspeiseleistung dieser dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen, unterliegt dabei jedoch ständigen wetterbedingten Schwankungen. Diese Schwankungen können in langzeitige Schwankungen und kurzzeitige Schwankungen unterteilt werden. Langzeitige Schwankungen, die bspw. durch Wetterfronten, Passatwinde oder Änderungen des Sonnenstandes hervorgerufen werden, wirken sich insbesondere auf das Einspeiseverhalten der EE-Anlagen im Bereich von mehreren Stunden bis Tagen aus. Kurzzeitige Einspeiseschwankungen hingegen laufen innerhalb von Sekunden bis zu mehreren Minuten ab und werden durch lokale Phänomene wie Wolkenzüge oder Windflanken beeinflusst. Während langzeitige Einspeiseschwankungen aufgrund ihres Einflusses auf das Geschehen an den Energiemärkten vielseitig diskutiert werden, liegt auf den kurzzeitigen Einspeiseschwankungen ein geringerer Fokus.[2]

Diese können jedoch, wie Abbildung 1 verdeutlicht, signifikant sein und insbesondere auf die Systemstabilität und somit auf die Gewährleistung der Systemsicherheit einen relevanten Einfluss haben. Insbesondere plötzlich aufkommende Windflanken können die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz innerhalb kurzer Zeit deutlich verschieben und in Folge dessen zu plötzlich auftretenden spannungsbedingten Engpässen bis hin zu Spannungsinstabilitäten führen. Um eine sichere Integration der EE-Anlagen zu gewährleisten, ist es erforderlich Maßnahmen zu entwickeln, die spannungsbedingte Netzengpässe, welche durch kurzzeitige Einspeiseschwankungen der EE-Anlagen hervorgerufen werden, schnell und zuverlässig beheben können. Ziel dieses Papers ist es zu untersuchen, welchen Einfluss kurzzeitige Einspeiseschwankungen durch EE-Anlagen auf die Spannungshaltung im Übertragungsnetz haben und welche Maßnahmen zur dynamischen Spannungshaltung die Auswirkung einer solchen Einspeiseschwankung reduzieren können.

---

<sup>1</sup> Sirkka Porada\*, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) an der RWTH Aachen, Schinkelstr.6 52062 Aachen, +49 241 8097654, s.porada@iaew.rwth-aachen.de, [www.iaew.rwth-aachen.de](http://www.iaew.rwth-aachen.de)

<sup>2</sup> Jonas Mehlem, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) an der RWTH Aachen, Schinkelstr.6 52062 Aachen, +49 241 8097890, j.mehlem@iaew.rwth-aachen.de, [www.iaew.rwth-aachen.de](http://www.iaew.rwth-aachen.de)

<sup>3</sup> Albert Moser, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) an der RWTH Aachen, Schinkelstr.6 52062 Aachen, info@iaew.rwth-aachen.de, [www.iaew.rwth-aachen.de](http://www.iaew.rwth-aachen.de)

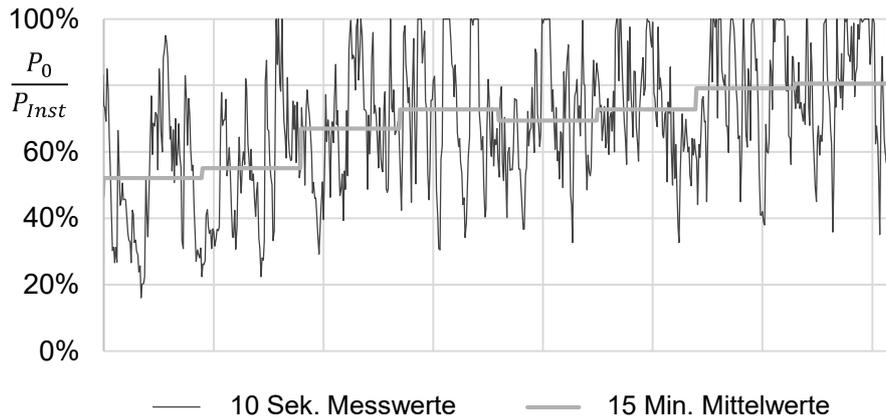


Abbildung 1: Exemplarisches Einspeiseprofil einer WEA

## Methodisches Vorgehen

Um die aufgeworfene Fragestellung zu untersuchen wird ein Simulationsverfahren genutzt, welches die dynamischen Vorgänge im elektrischen Energieversorgungssystem im Zeitbereich von Sekunden bis Minuten abbildet. Das Verfahren bildet sowohl Änderungen im Einspeiseverhalten von EE-Anlagen sowie Laständerung, das spannungsabhängige Verhalten von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern und spannungsregelnde Maßnahmen, wie das zuschalten von Kompensationsanlagen oder das Stufen von Transformatoren ab. Das Verfahren beruht auf dem Lösen eines Differentialalgebraischen Gleichungssystems, das die dynamischen Modelle der Erzeugungsanlagen, Verbraucher und Netzbetriebsmittel sowie die komplexen Leistungsflussgleichungen des Netzes umfasst. Durch das Lösen des differentialalgebraischen Gleichungssystems zu jedem Zeitpunkt  $t = \{t_1, t_2, \dots, t_{n-1}, t_n\}$  mittels impliziten Integrationsverfahren kann der zeitliche Verlauf jeder Systemgröße unter Berücksichtigung der dynamischen Wechselwirkungen zu anderen Systemgrößen berechnet werden.[3]

Mit Hilfe dieses Simulationsverfahrens wird untersucht, wie stark sich eine kurzzeitige Änderung der Einspeiseleistung von EE-Anlagen auf den Spannungsverlauf an den einzelnen Netzknoten im Übertragungsnetz auswirkt. Hierbei wird insbesondere analysiert, wie sich kurzzeitige Einspeisespitzen bzw. -tiefs im Vergleich zu kontinuierlichen Änderungen auf die dynamische Spannungshaltung im Übertragungsnetz auswirken. Darüber hinaus wird analysiert, welche Maßnahmen zur Spannungshaltung ergriffen werden können, um die Spannung in den erforderlichen Grenzwerten zu halten und somit die Spannungsstabilität zu gewährleisten. Dabei liegt ein besonderer Fokus auf dem automatischen Zuschalten von Kompensationsanlagen sowie der Spannungsregelung der EE-Anlagen.

## Untersuchungsrahmen

Die aufgeworfene Fragestellung wird anhand eines Modells des deutschen Übertragungsnetzes untersucht, das bereits heute insbesondere in Norddeutschland eine hohe Durchdringung von WEA aufweist.

## Referenzen

- [1] Deutsche Energie-Agentur, "Dena-Leitstudie-Aufbruch Klimaneutralität", Berlin, März 2021, [Online]. Verfügbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-Leitstudie\\_Aufbruch\\_Klimaneutralitaet\\_ES.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet_ES.pdf) (Zugriff am 01. Dezember 2021)
- [2] M. Anvari, G. Lohmann, M. Wachter, P. Milan, E. Lorenz, D. Heinemann, M. R. R. Tabar, and J. Peinke, "Short term fluctuations of wind and solar power systems," *New Journal of Physics*, vol. 18, no. 6, 2016.
- [3] M. Maercks, S. Porada und A. Moser, „Diskussion dynamischer und stationärer Spannungsstabilitätsuntersuchungen bei volatilen Übertragungsaufgaben“. Beitrag zu einem Tagungsband, *Neue Energie für unser bewegtes Europa* : 15. Symposium Energieinnovation. Graz: Verlag der Technischen Universität (2018).

## 3.5. DC-TECHNOLOGIEN FÜR DIE ENERGIEWENDE

### 3.5.1. Einfluss des Wirkleistungsaustausches zwischen Synchrongebieten über VSC Interkonnektoren

Markus GEULEN<sup>1</sup>, Martin KNECHTGES<sup>2</sup>, Albert MOSER<sup>3</sup>

#### Inhalt

##### Hintergrund

Aus dem Strukturwandel im Elektrizitätsversorgungssystem resultiert eine steigende Durchdringung Leistungselektronisch gekoppelter Erzeuger, wodurch stabilisierende Einflüsse auf die Systemstabilität reduziert werden. Gleichzeitig besteht weiterhin das Risiko von Systemauftrennungen, welche sehr große Leistungsungleichgewichte, die beherrscht werden müssen, zur Folge haben. VSC Interkonnektoren zwischen Synchrongebieten in Europa werden aktuell im Fahrplanbetrieb zum Wirkleistungsaustausch verwendet. Die Regelbarkeit der Umrichter lässt dabei eine automatisierte Anpassung der Wirkleistungsübertragung mit einer Steilheit von bis zu 1 pu/s zu. Dies macht frequenzstützende Leistungsflüsse zwischen Synchrongebieten im Fehlerfall möglich und findet im Rahmen von bilateralen Absprachen zwischen TSOs in Notfallkonzepten bereits statt [1]. Gleichzeitig ist die räumliche Ausweitung der Märkte zur Beschaffung von Regelprodukten Ziel der ENTSO-E [2]. So werden schon heute automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR) und manual Frequency Restoration Reserves (mFRR) über die Plattformen MARI und PICASSO Europaweit gehandelt. Eine Analyse des Potentials und der Regelbarkeit von VSC-Interkonnektoren für den frequenzstützenden Einsatz zur Verbesserung der Systemstabilität ist somit notwendig.

##### Methodik

Im Rahmen dieses Papers wird der automatisierte Austausch von Wirkleistung zwischen Synchrongebieten in Europa aufgrund von Frequenzabweichungen untersucht. Dabei werden zwei Konzepte zur Nutzung dieses Potentials gegenübergestellt [3, 4]:

- 1) Nutzung des Potentials für einen gemeinsamen Markt für Frequency Containment Reserves (FCR) in Europa
- 2) Nutzung des Potentials für stützende Wirkleistungsflüsse im Rahmen von Notfallkonzepten

Die Untersuchungen finden im Rahmen einer RMS Zeitbereichssimulation statt. Dazu werden drei Netzäquivalente, wie in Abbildung 1 dargestellt, über VSC HGÜ Systeme im Dreieck verbunden. Die Netzäquivalente sind hinsichtlich Netzanlaufzeitkonstante, Last und verfügbarer Primärregelleistung, angelehnt an die Verbundsysteme CE, Nordel und UK dimensioniert. Ein Netzäquivalent besteht dazu aus einem Synchrongenerator mit Drehzahlregler, Spannungsregler und Turbine, einem Umrichter (PV + Wind) und einer ZIP-Last. Drei Punkt-zu-Punkt VSC HGÜ Systeme verbinden die Synchrongebiete jeweils miteinander. Die Übertragungsleistung der VSC HGÜ Systeme orientiert sich an den bereits existierenden sowie geplanten VSC Interkonnektoren zwischen den Synchrongebieten. Untersucht werden Leistungsungleichgewichte mit variablem Fehlerort (CE, Nodel, UK) und Vorzeichen.

<sup>1</sup> IAEW der RWTH Aachen, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Tel.: + 49 241 80 97881, m.geulen@iaew.rwth-aachen.de, <https://iaew.rwth-aachen.de>

<sup>2</sup> IAEW der RWTH Aachen, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Tel.: + 49 241 80 97884, m.knechtges@iaew.rwth-aachen.de, <https://iaew.rwth-aachen.de>

<sup>3</sup> IAEW der RWTH Aachen, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Tel.: + 49 241 80 97652, info@iaew.rwth-aachen.de, <https://iaew.rwth-aachen.de>

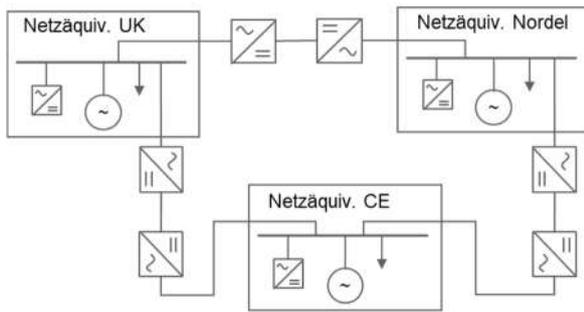


Abbildung 1: Untersuchtes System.

Die HGÜ-Kopfstationen sind netzfolgend geregelt [5], sodass eine Station die zu übertragende Wirkleistung und eine Station die DC-Spannung regelt. Wie Abbildung 2 zeigt, wird die Wirkleistungsübertragung eines HGÜ-Systems abhängig von den Systemfrequenzen an den Kopfstationen über Statikregler angepasst. Die Parametrierung der Statikregler ist dabei abhängig vom gewählten Konzept zur frequenzabhängigen Änderung der Wirkleistungsübertragung.

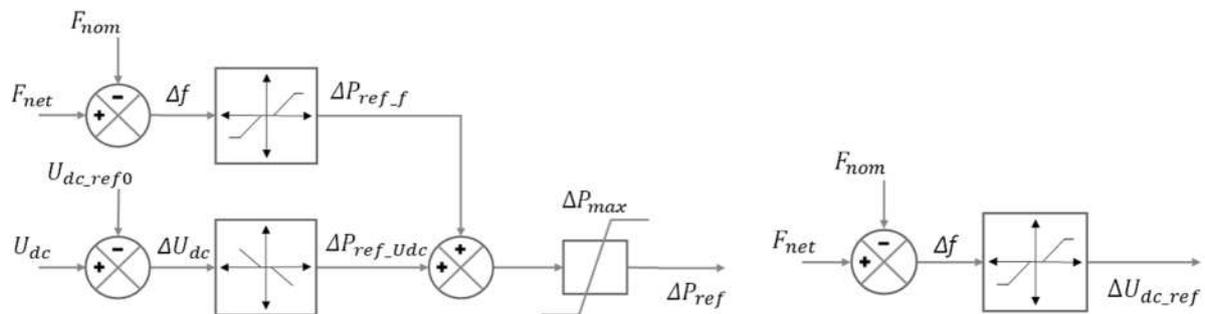


Abbildung 2: Statikregler zur frequenzabhängigen Beeinflussung der Wirkleistungsübertragung

## Ergebnisse

Die Langfassung des Papers enthält eine detaillierte Beschreibung des untersuchten Netzes und der verwendeten Statikregler. Die verwendeten Parameter, die die Funktionalität der Regelkonzepte sicherstellen, werden vorgestellt und dimensioniert. Die Frequenzverläufe der verschiedenen Leistungsungleichgewichte werden analysiert und die Auswirkungen der Regelkonzepte durch Vergleich mit einem Grundfall ohne frequenzabhängige Beeinflussung der Wirkleistungsübertragung verglichen.

## Referenzen

- [1] © ENTSO-E 2021, „ENTSO-E Continental Europe Synchronous Area Separation on 08 January 2021“ ENTSO-E [Online]. <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/> (Aufgerufen 01.12.2021).
- [2] COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2195, „Establishing a guideline on electricity balancing“. ENTSO-E, CL2017R2195DE0010010.0001.3bi\_cp 1.1 [Online]. <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/> (Aufgerufen 01.12.2021).
- [3] D. Whitley, „Operational Limits and Conditions for Mutual Frequency Support over HVDC Report“ ENTSO-E [Online]. <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/> (Aufgerufen 01.12.2021).
- [4] M. Scherer, „Overview: Operational Limits and Conditions for Frequency Coupling“ ENTSO-E [Online]. <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/> (Aufgerufen 01.12.2021).
  - A. Roehder, B. Fuchs, J. Massmann, M. Quester, „Transmission system stability assessment within an integrated grid development process“, Cigre Science & Engineering, vol. 8, June, 2017
- [5] Roehder, B. Fuchs, J. Massmann, A. Schnettler „A Generic VSC-HVDC Model for Power System Stability Studies in the Network Planning Process“, EPRI Conference on HVDC and FACTS, Palo Alto, USA, 20/21 August, 2015.

### 3.5.2. AC to DC Conversion of Overhead Lines and Cable Systems – Transmission Capacity and Environmental Aspects

Patrik RATHEISER(\*)<sup>1</sup>, Oliver PISCHLER<sup>1</sup>, Uwe SCHICHLER<sup>1</sup>

Satisfying the ever-increasing demand for electric energy poses as an increasing challenge for the energy supply. Decentralized renewable energy sources are mostly used for the production of climate-friendly alternative energies. Consequently, the renewable energies need to be transported over long distances to the consumer centers. This presents an additional challenge for the transmission and distribution grid. To overcome these challenges, direct current (DC) transmission can be a solution. In addition to the described challenges, the construction of new overhead lines (OHL) and new cable system meets an increasing resistance in the general public. Therefore, the conversion of existing AC OHL and AC cable systems to DC operation provides an economic and time efficient solution.

With regard to the conversion of existing AC OHL to DC operation, already several projects are under way. At high voltage level (HV,  $\pm 380$  kV) for example, the Ultranet project will help to provide a transmission corridor between wind power stations in the north and consumer centers in the south of Germany. Furthermore, CIGRE TB 583 provides guidelines regarding the conversion of AC OHLs to DC operation [1, 2].

The focus regarding the conversion of cable systems lies especially in the medium voltage (MV) DC transmission. This is related to the fact that DC cable systems with extruded insulation exhibit special phenomena compared to AC cable systems, which limit their suitability for HV applications significantly. In this regard, the accumulation of space charges, the field inversion and the thermal runaway need to be mentioned. Until now, a commercial 12/20 kV AC XLPE cable system including the corresponding AC accessories has already successfully passed a line commutated converter (LCC) prequalification (PQ) test and an LCC type test for a nominal DC voltage of  $U_{DC} = \pm 55$  kV according to the specifications of IEC 62895 and CIGRE TB 852. Thus, the cable system is qualified for an LCC and voltage source converter (VSC) configuration. Furthermore, an innovative approach for a qualification procedure of MVAC cable systems with an extruded insulation has been presented recently [3, 4].

This contribution deals with the increase of transmission capacity obtainable from the conversion of existing AC OHL and AC cable systems to DC operation. Apart from technical challenges, environmental aspects and the associated remedial measures are discussed. The focus in this regard lies on the mitigation of audible noise emissions and the application of ecofriendly materials. Additionally, the qualification procedure for the conversion of extruded MVAC into MVDC cables will be highlighted.

Multiphysical FEM simulations have shown that in the case of the conversion and uprating of a 12/20 kV MVAC cable system with  $U_{DC} = \pm 55$  kV into an MVDC cable system, the transmission capacity increases up to 5.7 times in comparison to the original MVAC cable system.

#### References

- [1] O. Pischler, U. Schichler, S. Hedtke, P. Bleuler, C. M. Franck, "Corona Effects of Overhead Lines under Mixed AC/DC Stresses", Chengdu 2019 Symposium, Chengdu, China, 2019
- [2] CIGRE WG B2.41: 'Recommendations for Testing DC Extruded Cable Systems for Power Transmission at a Rated Voltage up to 500 kV', CIGRE TB 583, 2014
- [3] P. Ratheiser, U. Schichler, "Qualification of MVAC XLPE Cables for DC Operation", 22nd International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), Xi'an, China, Report 118, 2021
- [4] CIGRE WG B1.62: Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at a rated voltage up to and including 800 kV', CIGRE TB 852, 2021

---

<sup>1</sup> ] Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Österreich, Tel.: +43 316 873 - 7415, E-Mail: patrik.ratheiser@tugraz.at, www.ihs.tugraz.at

### 3.5.3. Umweltauswirkungen von gleichstrombasierten Ladeinfrastruktursystemen

Christina KOCKEL<sup>11\*</sup>, Benedict MORTIMER<sup>2</sup>, Rik DE DONCKER<sup>2</sup>, Aaron PRAKTIKNJO<sup>1</sup>

#### Einführung

Der Wandel zu einem treibhausgasneutralem Energiesystem und die gleichzeitige Nutzung dieses Potential zur Dekarbonisierung anderer Sektoren stellt das elektrische Netz vor neue Herausforderungen. Der Abbau von zentralen, fossil betriebenen und frequenzstabilisierenden Kraftwerken und der starke Ausbau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen, die direkt in das Nieder- und Mittelspannungsnetz speisen, kann zu Spannungsabweichungen und -instabilitäten führen [1]. Elektromobilität bietet als Sektorenkopplungstechnologien die Chance einen wichtigen Baustein zur Senkung der Treibhausgasemissionen beizutragen. Die dafür benötigte breitflächige Integration von Ladeinfrastruktursystemen kann allerdings zu weiteren Belastungen für bestehende Netze führen.

Da sowohl die im Fahrzeug zu ladenden Batterien als auch mögliche direkte Einspeisungen von Photovoltaikanlagen und stationären Batteriespeichern gleichstrombasiert funktionieren, ist eine vielversprechende Möglichkeit das Verteilnetz mit Gleichstrom (DC) anstelle von Wechselstrom (AC) zu betreiben. Vorteile von einer gleichstrombasierten Ladeinfrastruktur können die folgenden sein: (1) der Wegfall von Komponenten wie dem Gleichrichter und dem Netzfilter an jeder Ladesäule, (2) damit insgesamt verringerte Verluste und (3) eine vereinfachte Systemregelung. Damit ist das gleichstrombasierte Verteilnetz nicht nur technisch der wechselstrombasierten Variante überlegen, sondern birgt auch das Potential für ökologische und ökonomische Vorteile.

Unsere Studie zielt daher darauf die ökologischen Auswirkungen von gleichstrombasierten Ladeinfrastruktursysteme zu analysieren und die folgenden Forschungsfragen zu beantworten:

- 5) Welche Umweltauswirkungen haben gleichstrombasierte Ladeinfrastruktursysteme im Vergleich zu wechselstrombasierten?
- 6) Was sind die Haupttreiber für die Umweltauswirkungen?
- 7) Welche Auswirkungen haben verschiedene Ladestrategien und Einsatzorte?
- 8) Wie können die Ergebnisse in die Ausgestaltung von zukünftigen Ladeinfrastrukturen einfließen?

#### Methodik

Für unsere Analyse vergleichen wir zwei Topologien für Ladeparks mit verschiedenen Nutzungen. Die erste Topologie ist eine herkömmliche basierend auf einem wechselstrombasierten Verteilnetz mit ac-Ladesäulen, die zweite Topologie besteht aus einem gleichstrombasierten Verteilnetz an dem dc-Ladesäulen angeschlossen sind.

Um die Umweltauswirkungen über den gesamten Lebenszyklus zu analysieren, nutzen wir die Methodik der Ökobilanz gemäß DIN EN 14040 [2]. Dabei fokussieren wir unsere Untersuchungen insbesondere auf die Produktionsphase sowie die Nutzungsphase.

Für die Produktionsphase werden alle Komponenten, die sich für die beiden Topologien unterscheiden, modelliert. Das sind insbesondere der Netzanschluss, die Kabel des Verteilnetzes und die Komponenten der Ladestationen. Die Modellierung dieser Komponenten basiert unter anderem auf derecoinvent Datenbank [3], Kabus et al. [4], Nördelöf et al. [5] und [6], sowie Kockel et al. [7]. Bei unterschiedlicher Nutzung des Ladeparks wird auch eine unterschiedliche Anzahl an benötigten Ladestationen berücksichtigt.

---

<sup>1</sup> Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN), Tel.: +49 241 80 49870, Fax: +49 241 80 649870, christina.kockel@eonerc.rwth-aachen.de, apraktiknjo@eonerc.rwth-aachen.de

<sup>2</sup> Institute for Power Generation and Storage Systems (PGS), Tel.: +49 241 80 49660, Fax: +49 241 80 49669, bmortimer@eonerc.rwth-aachen.de, post\_erc@eonerc.rwth-aachen.de,

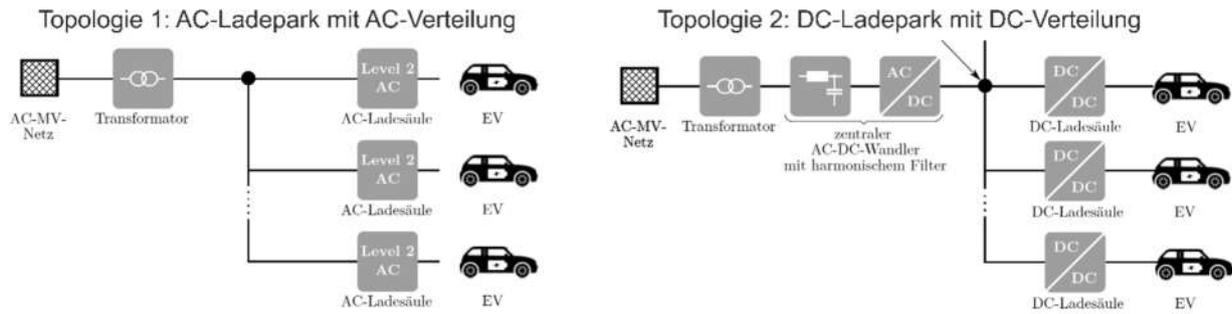


Abbildung 1: Schematische Darstellung der beiden untersuchten Netztopologien

Für die Nutzungsphase werden die Ladezeitreihen bei unterschiedlicher Nutzung der Ladeparks betrachtet und mit den Umweltauswirkungen des stündlichen deutschen Strommix analysiert. Die verschiedenen Nutzungen der Ladeparks sind: 1) Shoppingcenter, 2) Supermarkt, 3) Kino, 4) Fitnessstudio, 5) Restaurant, 6) Freizeitpark, 7) Tankstelle innerorts und 8) Autobahntankstelle. Für die Umweltauswirkungen des deutschen Strommixes wird ein stündlicher Dispatch aus dem JERICHO-Strommarktmodells – beschrieben in Priesmann et al. [8] – zugrunde gelegt.

## Erwartete Ergebnisse

Erste Ergebnisse zeigen, dass die Umweltauswirkungen insbesondere die Treibhausgasemissionen stark von den Ladeprofilen sowie dem Nutzungsgrad der zu errichtenden Ladeinfrastruktur abhängen. Welchen Mehrwert die Ausgestaltungen von Ladeinfrastrukturen als gleichstrombasiertes System mit verschiedenen Anwendungen bietet und welche Nutzungsweise aus gesamtenergiesystemischer Sicht einen ökologischen Nutzen bringen, werden wir in unseren Ergebnissen vorstellen.

## Referenzen

- [1] D. Kumar, F. Zare, and A. Ghosh, "DC Microgrid Technology: System Architectures, AC Grid Interfaces, Grounding Schemes, Power Quality, Communication Networks, Applications, and Standardizations Aspects," *IEEE Access*, vol. 5, pp. 12230–12256, 2017, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2705914.
- [2] DIN, "ISO 14040:2006 - Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework," International Organization for Standardization, 2006. [Online]. Available: [http://www.iso.org/iso/catalogue\\_detail?csnumber=37456](http://www.iso.org/iso/catalogue_detail?csnumber=37456)
- [3] G. Wernet, C. Bauer, B. Steubing, J. Reinhard, E. Moreno-Ruiz, and B. Weidema, "The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology," *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 21, no. 9, pp. 1218–1230, Sep. 2016, doi: 10.1007/s11367-016-1087-8.
- [4] M. Kabus et al., "Environmental Impacts of Charging Concepts for Battery Electric Vehicles: A Comparison of On-Board and Off-Board Charging Systems Based on a Life Cycle Assessment," *Energies*, vol. 13, no. 24, p. 6508, Dec. 2020, doi: 10.3390/en13246508.
- [5] A. Nordelöf, M. Alatalo, and M. L. Söderman, "A scalable life cycle inventory of an automotive power electronic inverter unit—part I: design and composition," *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 24, no. 1, pp. 78–92, Jan. 2019, doi: 10.1007/s11367-018-1503-3.
- [6] A. Nordelöf, "A scalable life cycle inventory of an automotive power electronic inverter unit—part II: manufacturing processes," *Int. J. Life Cycle Assess.*, Jun. 2018, doi: 10.1007/s11367-018-1491-3.
- [7] C. Kockel, L. Nolting, R. Goldbeck, C. Wulf, R. W. De Doncker, and A. Praktiknjo, "A scalable life cycle assessment of alternating and direct current microgrids in office buildings," *Appl. Energy*, vol. 305, p. 117878, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117878.
- [8] J. Priesmann, L. Nolting, and A. Praktiknjo, "Are Complex Energy System Models More Accurate? An Intra-Model Comparison of Power System Optimization Models," Montréal, Kanada, Jun. 2019.

### 3.5.4. Mittelspannungs-Gleichstromübertragung (MGÜ) als Instrument der Energiewende

Uwe SCHICHLER<sup>1</sup>

#### Einleitung

Die weltweite Energieversorgung mit elektrischer Energie erfolgt heutzutage hauptsächlich mit Wechselstrom. Der Vorteil liegt dabei in der Transformierbarkeit der Wechselspannung mit Hilfe von Transformatoren, um unterschiedliche AC-Spannungen zu realisieren. Für die Übertragung von großen Energiemengen über sehr lange Strecken (> ca. 600 km) und für die Energieversorgung von entfernt liegenden Inseln mit Seekabeln hat sich allerdings die Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) mit DC-Spannungen von bis zu  $\pm 800$  kV als vorteilhaft erwiesen, da für die Energieübertragung keine Blindleistung erforderlich ist, kein Skineffekt vorliegt, geringere Übertragungsverluste auftreten und insbesondere bei langen Übertragungstrecken Kostenvorteile entstehen. Mit der globalen Zielsetzung der CO<sub>2</sub>-Reduktion und der damit verbundenen zunehmenden dezentralen Einspeisung erneuerbarer Energien (Energiewende via Wind und Photovoltaik) ist ein Ausbau bzw. Umbau der bestehenden Stromnetze notwendig. Dabei hat sich neben der HGÜ im Übertragungsnetz auch die Gleichstromübertragung im Mittelspannungsbereich (MGÜ) aufgrund der zuvor genannten Vorteile sowie der Möglichkeit der Lastflusssteuerung und der Erhöhung der Übertragungskapazität von bestehenden Leitungen als sinnvolle Ergänzung und Alternative zu AC-Verteilnetzen gezeigt. Die MGÜ stellt damit ein wichtiges Instrument für die Umsetzung der Energiewende dar.

#### MGÜ im Verteilnetz

Im Zusammenhang mit den weltweit zunehmenden MGÜ-Anwendungen existieren derzeit noch verschiedene Fragestellungen, die einen sicheren und wirtschaftlichen AC/DC-Hybrid-Netzbetrieb betreffen. Daher befassen sich auch internationale Fachgremien (CIGRE, CIGRE) und zahlreiche Forschungsprojekte mit der Entwicklung und Anwendung der MGÜ [1 - 3]. Führende Industrieunternehmen bieten bereits erste MGÜ-Lösungen an mit DC-Spannungen von bis zu  $\pm 50$  kV (MGÜ-Übertragungstrecken und -Kurzschlussplungen).

#### MGÜ-Pilotprojekt

An der TU Graz werden im Bereich der Elektrischen Energietechnik bereits seit mehreren Jahren verschiedene Aspekte der MGÜ bearbeitet. Im Projekt „MGÜ@Netz“ wird seit 2018 zusammen mit Verteilnetzbetreibern und Industrieunternehmen über MGÜ-Anwendungen in Österreich diskutiert, wobei das Fehlen eines Demonstrators bzw. Pilotprojekts und die fehlende Betriebserfahrung als Hindernisse für den Einsatz der MGÜ-Technologie in Österreich identifiziert wurden. Als Lösung bietet sich der Aufbau und Betrieb eines geeigneten MGÜ-Pilotprojekts in Österreich an, das später ggf. zu einem MGÜ-Netz bzw. MGÜ-Testzentrum erweitert werden kann. Ein entsprechendes MGÜ-Pilotprojekt bietet Forschungsinstitutionen, Verteilnetzbetreibern und Industrieunternehmen zahlreiche Vorteile [4]. Der Beitrag beschreibt verschiedene MGÜ-Anwendungen im Verteilnetz und diskutiert mögliche MGÜ-Pilotprojekte.

#### Referenzen

- [1] CIGRE WG C6.31: Medium Voltage Direct Current (MVDC) Grid Feasibility Study. CIGRE TB No. 793, 2020
- [2] CIGRE WG 2019-1: DC Networks on the Distribution Level – New Trend or Vision?. 2021
- [3] Rainer, Renner, Buchner, Schichler: Medium Voltage DC Transmission: A New Approach for the Power System. 3rd CIGRE SEERC Conference, online, 2021
- [4] OVE: Innovation für Österreich – DC-Technologien für die Energiewende. Positionspapier Executive Summary, 2021

---

<sup>1</sup> Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Österreich, Tel.: +43 316 873 7400, E-Mail: uwe.schichler@tugraz.at, www.ihs.tugraz.at

### 3.5.5. Systemkonzepte von DC-Verteilnetzen – Erhöhung der Anschlussleistung von Windparks

**Matthias NILGES<sup>1</sup>, Sebastian KRAHMER<sup>1</sup>, Robert ADAM<sup>1</sup>, Karsten BACKHAUS<sup>1</sup>, Christian HILDMANN<sup>1</sup>, Stephan RUPP<sup>2</sup>, Peter SCHEGNER<sup>1</sup>**

#### Einleitung

Im Zuge der Energiewende sollen zukünftig in Deutschland viele große Kraftwerke abgeschaltet werden. Damit einhergehend verringert sich ein erheblicher Anteil von Betriebsmitteln, die netzstabilisierende Systemdienstleistungen wie Momentanreserve, Primär- und Sekundärregelleistung und Blindleistung bereitstellen. Um zukünftig die Primär- und Sekundärregelleistung zur Verfügung zu stellen, existieren bereits mehrere Strategien wie z. B. die Verwendung einer STATCOM mit einem Supercap. Diese stützen jedoch lediglich das Netz dynamisch, ersetzen aber die wegfallenden Kraftwerke als netzbildende Elemente nicht. In ersten Projektansätzen werden als Alternative hierzu wasserstoffbasierte Kraftwerke untersucht [1]. Diese bestehen aus Elektrolyseanlagen und Brennstoffzellen, um so den dynamischen Leistungsbedarf im Netz folgen zu können. Auch hier wird die Momentan- und Minutenreserve durch Energiespeicher bereitgestellt. Darüber hinaus bleibt die Frage nach schwarzstartfähigen Kraftwerkssystemen von diesen Ansätzen unbeantwortet.

Im Rahmen des Forschungsprojekts AC2DC wird ein vergleichbarer Ansatz zum Anschluss von neuen und bestehenden Windparks untersucht [2]. Hierbei wird gemäß Abbildung 1 der Windpark vollständig in einem DC-Netz betrieben. Die Leistung der einzelnen Windenergieanlagen wird im Niederspannungs(NS)-DC-Zwischenkreis der Maschinenumrichter abgegriffen und einer Sammelschiene zugeführt. Dort wird diese über einen DC/DC-Wandler auf Mittelspannung (MS) transformiert und erst am Netzanschlusspunkt über einen Stromrichter dem AC-Netz zugeführt. Werden im DC-Netz zusätzliche Speichersysteme angeschlossen (Wasserstoff, Batterie, Supercap) kann die Kopfstation sogar ein vollständiges, schwarzstartfähiges Kraftwerk nachbilden. Um das Konzept nicht nur für Neubauten, sondern auch für Bestandsanlagen einzusetzen, sollen insbesondere die bestehenden AC-Kabelstrecken weiterverwendet werden. Theoretische Voruntersuchungen zu den Belastungsgrenzen und der maximal übertragbaren DC-Leistung über die AC-Kabel werden mit labortechnischen Untersuchungen abgeglichen. Dazu werden entsprechende Messergebnisse zur Strom- und Spannungsbelastbarkeit von AC-Kabeln inklusive der Garnituren unter DC-Beanspruchung vorgestellt. Des Weiteren werden Systemkonzepte zur Umnutzung bestehender AC-Kabelstrecken unter Berücksichtigung technischer und physikalischer Rahmenbedingungen erläutert.

#### Strom- und Spannungsbelastbarkeit

Die Strombelastbarkeit von Kabeln wird maßgeblich durch die im Kabel umgesetzte Verlustleistung bestimmt. Aufgrund des Wechselfeldes und der damit einhergehenden Feldverdrängungseffekte nimmt der Leitungswiderstand tendenziell mit der Frequenz zu. Daher wäre zu erwarten, dass sich bei Betrieb von AC-Kabeln mit Gleichspannung die Verluste verringern. Dem wirkt entgegen, dass dem Gleichstrom durch das leistungselektronische Schalten auch ein höherfrequenter Wechselanteil überlagert ist. Untersuchungen zeigen, dass jedoch selbst mit überlagertem Wechselanteil die Strombelastbarkeit leicht gesteigert wird. Diese bewegt sich jedoch im einstelligen Prozentbereich. Bei den Garnituren ist vor allem der Einfluss des Gleichstroms auf die Kontakteigenschaften an den Verbindungsstellen von Bedeutung. Um negative Auswirkungen durch die DC-Belastung auszuschließen, wurden entsprechende Langzeitversuche unternommen und dauern noch an. Die derzeitigen Ergebnisse (nach ca. 2400 h) deuten darauf hin, dass sich die Kontakteigenschaften analog zu einer Wechselspannungsbelastung verändern und unkritisch sind.

<sup>1</sup> Technische Universität Dresden, IEEH, 01069 Dresden, +49 351 463 33202, ieeh\_ev\_sek@tu-dresden.de, <https://tu-dresden.de/ing/elektrotechnik/ieeh>

<sup>2</sup> Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Falkensteinstraße 8, 93059 Regensburg, +49 941 4090 0, [info@reinhausen.com](mailto:info@reinhausen.com), [www.reinhausen.com](http://www.reinhausen.com)

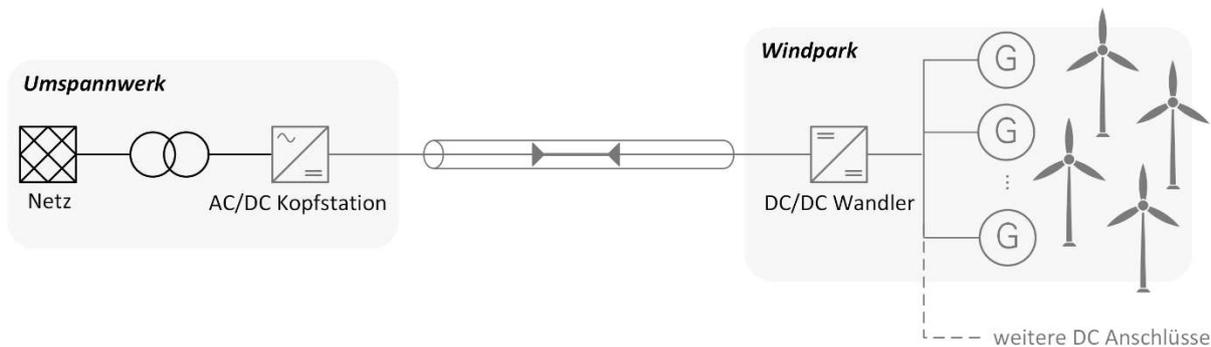


Abbildung 1: Aufbau eines DC-Verteilnetzes zum Anschluss eines Windparks

Da die Isolierungen von AC-Kabeln in der NS-Ebene bedingt durch deren mechanische Beanspruchung elektrisch stark überdimensioniert sind, besteht grundsätzlich ein großes Potential zur Steigerung der übertragbaren Leistung. Langzeitversuche im Labor zeigen das typische NS-AC-Kabel ein Dauerbetrieb mit einer DC-Spannung von über 1,5 kV ohne Probleme standhalten. Eine weitere Erhöhung der DC-Spannung über 1,5 kV würde in den Bereich der MS fallen. Auf Grund der höheren sicherheitstechnischen Anforderungen ist dies nicht gewünscht.

20-kV-AC-Kabel wurden in Langzeitversuchen fehlerfrei mit  $\pm 60$  kV betrieben. Versuche, durch eine gezielte Störstelle mit einer Metallnadel im Mantel einem Durchschlag zu provozieren, sind bisher erfolglos geblieben und deuten auf ein sehr hohes Potential zur Verwendung der betriebsgealterten AC-Kabel mit DC-Belastung hin. Die Endverschlüsse müssen aufgrund der deutlich gesteigerten Spannungsbelastung hingegen verändert werden. Es zeigt sich bei gleicher Spannungsbelastung jedoch aufgrund der sich bildenden Raumladungen eine verminderte Teilentladungsaktivität unter DC-Belastung; die Einsetzspannung von Teilentladungen wird deutlich gesteigert. Dennoch überwiegt bei der Erhöhung der Spannung auf  $\pm 60$  kV die Feldstärkensteigerung dem Potential durch die Raumladungen, so dass die Endverschlüsse hinsichtlich ihrer geometrischen Abstände angepasst werden müssen. Erste Untersuchungen deuten darauf hin, dass eine entsprechende Verlängerung des Endverschlusses ausreichend ist.

## Systemkonzepte

Im Gegensatz zu AC-Netzen existieren in DC-Netzen noch keine genormten Spannungsebenen. Aus den Belastungsversuchen zeigt sich, dass 20-kV-AC-Kabel mit bis zu  $\pm 60$  kV DC betrieben werden können. Mit Blick auf das Hochspannungsnetz ist daher im Rahmen des Projekts eine MS-Ebene von  $\pm 55$  kV (Pol-Pol-Spannung im bipolaren Betrieb: 110 kV) geplant. In der NS-Ebene soll die maximale Differenzspannung von 1,5 kV ausgenutzt und das System entsprechend mit  $\pm 750$  V betrieben werden. Zudem müssen betriebliche Rahmenbedingungen betrachtet werden. Diese betreffen z. B. beim Schutz das Fehlen eines natürlichen Stromnulldurchgangs, aber auch Problematiken bei Erdströmen. Letztere führen typischerweise zu einer starken Korrosion von Anlagenerden, sofern diese nicht darauf ausgelegt sind. Andererseits können die DC-Erdströme auch in benachbarte AC-Systeme einkoppeln und hier zu erheblichen Problemen führen und müssen folglich unterbunden werden. Wird dies berücksichtigt, ergibt sich für Vierleiter-NS-Kabel eine beispielhafte Belegung von +, -, N und PE. Bei einem 3xEinleiter-MS-Kabel kann die Belegung +, - und N gewählt werden, bei einem Doppelsystem hingegen die zwei mal drei Leiter für Leistungstransport (+ und -) und die Schirme für den Neutralleiter genutzt werden.

## Fazit

Das Umrüsten bestehender Windparknetze und Windparkanbindungen auf Gleichspannung bietet bezüglich der maximalen Anschlussleistung ein enormes Potential. Erste Untersuchungen haben gezeigt, dass 20-kV-AC-Kabel bei Betrieb mit Gleichspannung ca. 65% der Übertragungsfähigkeit von 110-kV-AC-Kabeln erreichen. Bei Doppelsystemen ist die übertragbare Leistung sogar nahezu identisch. Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, von Blindleistung bis hin zur verschiedenen Arten der Regelleistung, wird erheblich vereinfacht. Gepaart mit den Vorteilen, die ein Stromrichter am Netzanschlusspunkt für den Netzbetreiber bietet, stellt dieses Konzept ein sehr gute Alternative für konventioneller Kraftwerke dar.

## Referenzen

- [1] H. Weber, "Von der Frequenzregelung mit Schwungmassen (netzstützende Maßnahmen) zur Winkelregelung mit Umrichtern (netzbildende Maßnahmen)", *12. ETG/GMA-Fachtagung Netzregelung und Systemführung*, 26. – 27.09.2017, Berlin
- [2] S. Kraemer et al., "Conversion of Existing AC into DC Cable Links in Distribution Grids: Benefits and Challenges", *ETG-Fb. 163: ETG-Kongress 2021*, 18. - 19.03.2021, Online

### 3.5.6. Gemeinsame Betrachtung der System- und Technologiefragen von Gleichstromtechnik in EU-Projekt HYPERRIDE

Friederich KUPZOG<sup>1</sup>, Gerhard JAMBRICH<sup>2</sup>, Helfried BRUNNER<sup>3</sup>

Die Gleichstromtechnik erlebt durch technologische Entwicklungen wie Wide Band Gap Halbleitermaterialien aktuell einen starken Aufschwung. Neue Anwendungsfelder sind unter anderem DC-Bordnetze (z.B. bei Elektrofahrzeugen), DC-Stromversorgung von komplexen Industrieprozessen (z.B. Herstellungsstraßen) und in der Anbindung erneuerbarer Energie an öffentliche oder private Stromnetze [1]. Dabei sind Gleichstromsysteme kein 1:1 Ersatz konventioneller Wechselstromtechnik, sondern kommt in Bereichen zum Einsatz, wo sie spezifische Vorteile bietet.

Aus Forschungssicht sind zwei primäre Forschungsfragen im Kontext von Gleichstromtechnik zu behandeln. Die *Technologiefrage*, die sich aktuell primär mit effizienter und kostengünstiger AC/DC- und DC/DC-Wandlung und Schutztechnik befasst, sowie die *Systemfrage*, bei der unterschiedliche elektrische Versorgungstopologien hinsichtlich ihrer Performance, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit verglichen werden. Zwischen den beiden Betrachtungsebenen steht ein starker Zusammenhang, denn viele Systemeigenschaften hängen zwangsläufig von der Verfügbarkeit bestimmter DC-Technologien und Komponenten, sowie der zugehörigen Normen und Betriebserfahrungen ab.

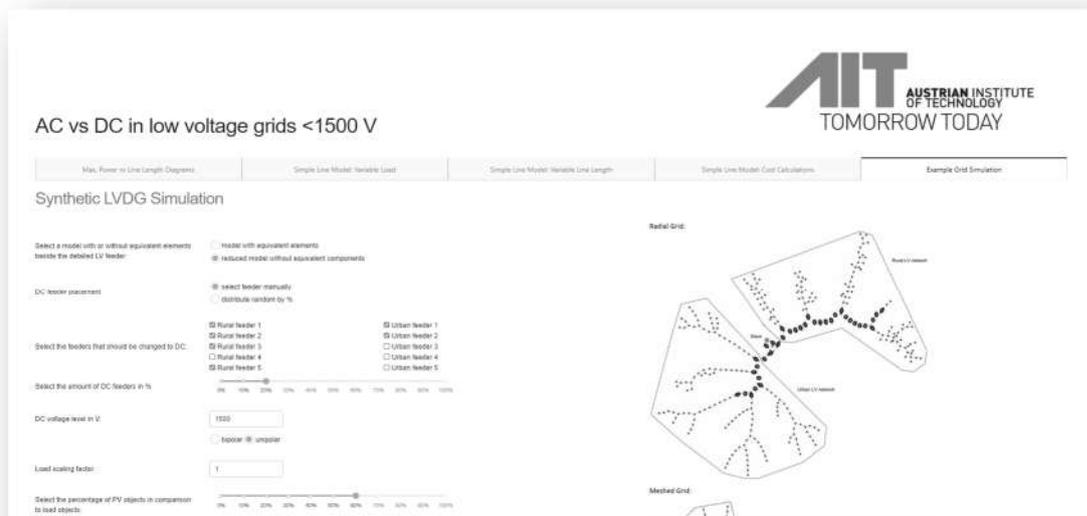


Abbildung 1: Screenshot aus dem AIT Systembewertungstool für Niederspannungs-DC-Netze.

Das Europäische Projekt *Hyperride* [2, 3] untersucht in einem Konsortium von 10 Partnern die beschriebene Wechselwirkung von Technologie- und Systemebene für Mittel- und Niederspannungs-Gleichstromsysteme. Das Projekt entwickelt Schlüsseltechnologien für zukünftige DC-Versorgungen wie MVDC Leistungsschalter und Sensoren, DC Messeinheiten, sowie eine offene interoperable IKT

<sup>1</sup> AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 4, 1210 Wien, +43 50550 6059, [friederich.kupzog@ait.ac.at](mailto:friederich.kupzog@ait.ac.at), [www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)

<sup>2</sup> AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 4, 1210 Wien, +43 50550 6059, [gerhard.jambrich@ait.ac.at](mailto:gerhard.jambrich@ait.ac.at), [www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)

<sup>3</sup> AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 4, 1210 Wien, +43 50550 6059, [helfried.brunner@ait.ac.at](mailto:helfried.brunner@ait.ac.at), [www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)

Plattform. Zusätzlich werden Fehlermanagement und Cybersecurity Lösungen für die Schutzkoordination, Stabilitätsbeurteilung und eine automatische Netzrekonfiguration entwickelt. Auf Systemebene geht es um Planungs-, Betriebs- und Automatisierungslösungen (Betrieb am und getrennt vom allgemeinen AC Netz). Die Ansätze werden in drei Umgebungen validiert, einem experimentellen +/-2,5 kV Campus-DC-Netz an der RWTH Aachen, im LV Hybrid AC/DC Microgrid der EPFL Lausanne und in einem realen Netzabschnitt in Terni, Italien.

In einem Bewertungstool [4] fließen die Eigenschaften der technischen Lösungen und verschiedene Systemszenarien zusammen. Hier können DC-Netztopologien und unterschiedliche Szenarien der AC/DC-Kopplung erzeugt, simuliert, skaliert und bewertet werden. Das Tool implementiert einen Techno-ökonomischen Ansatz basierend auf einer modularen Simulation und synthetischen Netzmodellen. Es sind echte Last- und Erzeugungsprofile mit 15 min Auflösung hinterlegt. Die Simulation wird mit dem Stromnetzsimulator PowerFactory durchgeführt, welcher aus dem Tool heraus über eine Python API angesteuert wird.

## Referenzen

- [1] International Conference on Electricity Distribution, Working Group Final Report, "DC Networks on the distribution level –New trend or Vision?", Working Group 2019-1, July 2021, CIGRE • DC Distribution Networks - WG 2019-1
- [2] *HYPERRIDE - Hybrid Provision of Energy based on Reliability and Resiliency by Integration of Dc Equipment*, [www.hyperride.eu](http://www.hyperride.eu), <https://cordis.europa.eu/project/id/957788>.
- [3] J. Stöckl, T. Strasser, J. Munoz-Cruzado Alba, B. Sanchez:  
"Towards Resilient hybrid Medium and Low Voltage AC-DC Power Grids - A European Perspective";  
Vortrag: 3rd CIGRE SEERC Conference Vienna 2021 (CIGRE SEERC Vienna 2021), virtual; 30.11.2021; in:  
"Proceedings of the 3rd CIGRE SEERC Conference Vienna 2021 (CIGRE SEERC Vienna 2021)", (2021), S. 1 - 15.
- [4] N. Fuchs, G. Jambrich, H. Brunner:  
"Simulation Tool for Techno-Economic Analysis of Hybrid ACDC Low-Voltage Distribution Grids";  
Vortrag: CIGRE Online 2021, The 26th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution, Virtual;  
20.09.2021 - 23.09.2021; in: "Proceedings of CIGRE Online 2021", (2021).

## 3.6. INTERDISZIPLINÄRE ASPEKTE

### 3.6.1. Was hilft unserer Resilienz, Grenzen setzen oder Grenzen überschreiten!

Annette HOPPE<sup>1</sup>, Alexander EZZELDIN<sup>2</sup>

#### Resilienz als Konzept

Resilienz als Begriff lässt sich zunächst anhand seines Ursprungs aus dem Lateinischen als „Zurückspringen“ beschreiben. Dahinter verbirgt sich der Kern des Konzepts, dass bestimmte Entitäten nach der Störung in der Lage sind, in ihrem Ausgangszustand zurückzukehren (Bhamra et al. 2011). Wobei unter Entität zum einen etwas, das existiert, also ein konkreter oder abstrakter Gegenstand verstanden wird. Zum anderen kann der Begriff auch für das Wesen eines Gegenstandes stehen. Schließlich wurde das Konzept der Resilienz zu unterschiedlichen Zeitpunkten in sehr unterschiedlichen Kontexten aufgegriffen, eingeführt und weiterentwickelt. Trotz diverser Unterschiede in der Verwendung und exakten Spezifizierung des Resilienzkonzeptes hat dieses in all diesen Kontexten gemeinsam, dass es sich mit der Fähigkeit von Entitäten befasst, nach der Störung aus eigener Kraft in einem identitätsbewahrenden oder identitätsschaffenden (Ausgangs-)Zustand zu gelangen, in dem die Entität einen Gleichgewichtszustand einnimmt.

#### Resilienz am Arbeitsplatz

Der Wandel der Arbeitswelt lässt nicht nur die Relevanz von Wissen wachsen, sondern auch die psychischen Belastungen unter den Beschäftigten. In diesem Zusammenhang wurde im Jahr 2020 ein Höchststand an Arbeitsunfähigkeitstagen aufgrund psychischer Erkrankungen verzeichnet (Statistika 2021, Abbildung 1). Typische Eigenschaften von Wissensarbeit, wie z.B. Freiheit und Selbstbestimmung, werden üblicherweise positiv gewertet, indem ihnen zugeschrieben wird, die negativen Effekte, wie z.B. Zeit- und Leistungsdruck, auszugleichen und somit zu Wohlbefinden beizutragen. Diese Annahme galt auch für die mobile Arbeit. Aktuelle Zahlen in Bezug auf psychische Erkrankungen verdeutlichen jedoch, dass die meisten keine ausreichend positiven Effekte aus der entgrenzten Arbeit ziehen, um dadurch ihr eigenes Wohlergehen zu sichern. Anderes formuliert: Da viele Beschäftigte psychische Belastungen am Arbeitsplatz nicht bewältigen können, kommt es zu einem Anstieg negativer Auswirkungen auf das individuelle Wohlergehen (Blum & Gutwald 2018, S.164). Bei den weiteren Effekten können

#### Grenzen entgegen der eigenen Resilienz überschreiten?

Eine Art der Entgrenzung wird in vielen Bereichen Lebensbestandteil. Durch mobile Arbeit verschwimmen die Grenzen zwischen Arbeitstätigkeiten, Haushaltstätigkeiten, Betreuungstätigkeiten und Ähnlichem. Weiterhin sind Ländergrenzen weggefallen, Informationszeiten und -mengen sind unbegrenzt, Arbeitstempo und Arbeitstempo fallen unbegrenzt an, um nur einige Entgrenzungen zu nennen, die in sehr schneller Folge auf uns eingeströmt sind. Gleichzeitig werden neue Hilfs- und Arbeitsmittel entwickelt, die uns diese Entgrenzung möglich machen sollen. Wir werden zunehmend Selbstmanager, ohne es je in der Schule, der Familie oder einer beruflichen Ausbildung erlernt zu haben. Entgrenzung könnte Zugewinn von Freiheit bedeuten, kann aber auch den Wegfall von Sicherheit nach sich ziehen. Neue Fähigkeiten, die wir nun benötigen müssen in kurzer Zeit erlernt werden. Zum Beispiel müssen wir unsere Wahrnehmung fokussieren, damit die richtigen Reize zur

---

<sup>1</sup> Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Fachgebiet Arbeitswissenschaft/Arbeitspsychologie, Siemens-Halske-Ring 14, 03046 Cottbus, Tel. +49-355-694824, Fax +49-355-694866, hoppe@b-tu.de, www.b-tu.de/fg-arbeitswissenschaft/

Orientierung aufgenommen werden können. Dies bedeutet auch, dass die Fähigkeiten zur Entscheidungsfindung eine größere Bedeutung spielen werden. Und wir müssen lernen, selbst Ziele zu finden und dazu passende Grenzen uns selbst zu setzen. Denn werden die Grenzen entgegen der eigenen Resilienz dauerhaft überschritten, können wir eines Tages, selbst wenn der Druck und die Belastung von außen nachlassen, nicht mehr in den ursprünglichen Zustand zurückfedern.

### **Grenzen im Sinne der eigenen Resilienz setzen!**

Die eigenen Grenzen zu erkennen und zu kommunizieren fällt den meisten Menschen schwer. Man muss folglich nicht nur zum Selbstmanager, sondern auch zum Selbstkümmerer werden. Für sich selbst sorgen, das heißt, die eigenen Grenzen erkennen, in der Lage sein, auch mal Nein zu sagen, ob es zu sich selbst oder zu anderen ist. Emotionale Beweggründe, wie z.B. Angst, Sorge oder Konflikt, sind oftmals hinderlich, um sich im Arbeitsleben sowie im Privatleben klar zu positionieren und sich selbst zu organisieren (vgl. Schmitt-Sausen 2019). Gleichzeitig erhöhen sich die Anforderungen aus den neuen technischen Möglichkeiten, die uns ein schnelleres Arbeiten in größeren Mengen suggerieren. Außerdem können auch die Entgrenzungen mögliche Belastungen erhöhen, da keine klaren Normen und Ziele mehr vorgegeben werden und erkennbar sind. Ein Weg heraus aus diesem Dilemma bedeutet, sich Zeit zu nehmen, Ziele und Grenzen zu definieren. Denn selbstverständlich kann ein System immer effizienter gestaltet werden, jedoch geht dies immer häufiger zu Lasten der Nachhaltigkeit und somit auch zu Lasten der persönlichen Resilienz.

### **Handlungsempfehlungen zum Selbstmanagement**

Im Rahmen eines erfolgreichen Selbstmanagements gilt es zunächst Faktoren, wie z.B. Impulskontrolle, Selbstwirksamkeitsüberzeugung oder Zielorientierung, zu berücksichtigen und wahrzunehmen (Kaz 2016, S.44). Auf Basis dieser Resilienzfaktoren sind für ein erfolgreiches Selbstmanagement schließlich verschiedene Inhalte zu trainieren (vgl. Amann 2021). In diesem Kontext ist es zunächst erforderlich, die individuellen Belastungsgrenzen zu akzeptieren und bewusst wahrzunehmen. Weiterhin kann geübt werden, gegenüber sich selbst und anderen, eine realistische Erwartungshaltung zu schaffen. Vor diesem Hintergrund ist es erforderlich, gezielt Prioritäten zu setzen, insbesondere wenn neue Aufgaben in zu schneller Folge anstehen und vor allem immer dann, wenn die eigene Belastungsgrenze aufgrund spezifischer Symptome unmittelbar wahrgenommen wird. In einem abschließenden Schritt lässt sich das Selbstmanagement und somit auch die Resilienz mit Hilfe einer angemessenen Realitätsprüfung trainieren. Das bedeutet, dass bewusst agiert werden muss und nicht sofort reagiert wird. Der Realitätscheck muss jedoch selbstbewusst und selbstständig durchgeführt werden.

### **Referenzen**

- [1] Amann, G. (2021). Souverän Nein sagen mit dem "Ja-und-Prinzip". In: Akademie Resilienz Forum, URL: <https://resilienzforum.com/akzeptanz-und-nein-sagen-lernen/>
- [2] Bhamra, R., Dani, S., Burnard, K. (2011). Resilience: The concept, a literature review and future directions. In: International Journal of Production Research, 49, S.5375-5393.
- [3] Blum, C., Gutwald, R. (2018). Gute Arbeit, resiliente Arbeit? Psychische Belastungen im Arbeitskontext aus Sicht des Capability Ansatzes. In: Karidi, M., Schneider, M., Gutwald, R. (Hrsg.): Resilienz – Interdisziplinäre Perspektiven zu Wandel und Transformation. Wiesbaden: Springer.
- [4] Kaz, K. (2016). Resilienz ergänzt Effizienz in der Unternehmensführung – Ansätze zur Entwicklung organisationaler Resilienz als komplementäre Betriebswirtschaftliche Steuerungsgröße. In: Hänsel, M., Kaz, K. (Hrsg.): CSR und gesunde Führung. Wertorientierte Unternehmensführung und organisationale Resilienzsteigerung. Berlin-Heidelberg: Springer.
- [5] Schmitt-Sausen, N. (2019). Resilienz: Neinsagen ist erlaubt. In: Deutsches Ärzteblatt 116 (19).

### **3.6.2. Kurzpausen bei informatorischen Arbeitstätigkeiten**

**Alexander EZZELDIN<sup>1</sup>, Annette HOPPE<sup>2</sup>**

#### **Der Wandel der Arbeitswelt**

Der rasante technologische Fortschritt sowie innovative Entwicklungen in der Informations- und Kommunikationstechnologie öffnen den Weg zu einer neuen Qualität der Arbeitswelt. Im Rahmen dieser Veränderung beschreitet die Arbeit dabei einen Weg fort von der computerzentrierten Welt hin zu untereinander und über das Internet vernetzten, softwaretechnisch gesteuerten Prozessen, Geräten, Objekten und Umgebungen. Im Zuge dieses Trends entstehen offene, vernetzte, flexibel agierende und interaktive Systeme, die die physikalische Welt mit der virtuellen Welt der Informationstechnik verknüpfen (Cernavin et al. 2015, S.68ff.). Der Digitalisierung kommt deshalb eine zentrale Rolle zu, wenn es um die Trends und Entwicklungen der Arbeitswelt geht. Jedoch wird die Digitalisierung vielfach in erster Linie auf technische Aspekte reduziert und die Konsequenzen jenseits der Technik werden nicht ausreichend thematisiert (Rump & Eilers 2017b, S.79ff.). Dabei geht es insbesondere um einen tiefgreifenden Wandel der Arbeitsformen und –beziehungen sowie der Kompetenzerfordernisse und Berufsbilder (Rump & Eilers 2017a, S.3ff.).

#### **Die Weiterentwicklung technischer Systeme**

Im Rahmen der Digitalisierung werden auch moderne technische Systeme zur Ausführung und Kontrolle sicherheitskritischer Prozesse immer komplexer. Die Prozessführung solcher technischen Anlagen ist dabei heutzutage hochgradig automatisiert (Bockelmann et al. 2019, S.92), weshalb die gegenwärtig weit ausgereifte und inzwischen programmierte Steuerungs-, Regelungs- und Automatisierungstechnik weitaus weniger im Vordergrund arbeitswissenschaftlicher Betrachtungen steht als die komplexe Aufgabe von Operatoren. Der Operator befindet sich bei der Überwachung und Steuerung dynamischer Prozesse in einer besonders anspruchsvollen und beanspruchenden Arbeitssituation. Er muss sich mit einer Unmenge an mehr oder weniger gesicherten Informationen in oft kurzer Zeit zurechtfinden und situations- sowie zeitgerechte Entscheidungen treffen, um geeignete Aktionen sicher auszuführen und somit die Systemsicherheit zu gewährleisten. Hierbei können sich menschliche Fehlleistungen, wie z.B. Fehlhandlungen oder Fehlkommunikation, in Echtzeitsystemen sehr schnell schädlich auswirken (Herczeg 2014, S.45) und mit schwerwiegenden Konsequenzen für das Unternehmen, die Beschäftigten, die Bevölkerung und die Umwelt verbunden sein (Bockelmann et al. 2019, S.91).

#### **Die Veränderung der Belastungen**

Im Zuge der Weiterentwicklung technischer Systeme ergeben sich spezifische Anforderungen und Belastungen, die mit einer vorwiegend sitzenden und sehintensiven Tätigkeit der Informationsver- und –bearbeitung einhergehen. In diesem Zusammenhang gaben über zwei Drittel der Befragten an, dass bei ihnen häufig gesundheitliche Beschwerden während und nach der Bildschirmarbeit auftreten. Hierbei sind weder Belastungen noch Beanspruchungen vermeidbar, allerdings sind Fehlbelastungen zu vermeiden, die einen Menschen auf längere Zeit zu stark oder einseitig beanspruchen und so zu Störungen des Wohlbefindens oder der Gesundheit führen können (Molnar & Schmidt 2001, S.90f.). Ausgehend vom Wissen über spezifische Belastungsfaktoren und Beanspruchungsreaktionen bei der Arbeit an technisch hochkomplexen Computer- und Bildschirmsystemen müssen ergonomische Gestaltungskonzepte formuliert werden, welche die veränderten physischen sowie psychischen Belastungs- und Beanspruchungsmuster im Rahmen der Digitalisierung der Arbeit berücksichtigen.

---

<sup>2</sup> Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Fachgebiet Arbeitswissenschaft/Arbeitspsychologie, Siemens-Halske-Ring 14, 03046 Cottbus, Tel. +49-355-694327, Fax +49-355-694866, alexander.ezzeldin@b-tu.de, www.b-tu.de/fg-arbeitswissenschaft/

Diese betreffen sowohl die Gestaltung von Arbeitsplätzen als auch die Gestaltung der Arbeitsabläufe und der Arbeitsorganisation (Schlick et al. 2018, S.31ff.; Molnar & Schmidt 2001, S.93ff.).

## Die Anpassung der Erholungsmöglichkeiten

Vor diesem Hintergrund gewinnt eine adäquate Pausenorganisation als Puffer möglicher negativer Beanspruchungsfolgen zunehmend an Bedeutung (Wendsche & Lohmann-Haislah 2016, S.6). Negative Beanspruchungsfolgen, wie z.B. Ermüdung, Monotonie, psychische Sättigung oder Stress, werden als reversibel und daher durch ausreichende Erholungs- und Rückstellprozesse als neutralisierbar betrachtet (Meijman & Mulder 1998; Richter & Hacker 2012). In diesem Kontext kann auf ein umfangreiches Gestaltungswissen zu Pausen zurückgegriffen werden kann, wobei weiterführender Forschungsbedarf existiert. Denn die bisherigen Empfehlungen zur Pausenregimegestaltung beziehen sich im Wesentlichen auf dominant physisch anforderungsreiche Tätigkeiten und die Übertragbarkeit auf Tätigkeiten mit dominant psychischen Anforderungen sowie deren Validierung anhand psychischer Beanspruchungsindikatoren steht aus. Demnach existieren bereits zahlreiche Belege dafür, dass die Gesamtpausenzeit einen wesentlichen Indikator für die Erholung darstellt. Hierbei wird eine längere Gesamterholdauer generell mit geringeren körperlichen Beschwerden assoziiert, weshalb eine Aufteilung der Gesamtpausendauer in kürzere und häufigere Pausen sinnvoll erscheint. Im Gegensatz dazu, existiert z.B. bis dato insgesamt wenig Evidenz, dass sich Aktivpausen und Entspannungspausen in ihrer Wirkung unterscheiden. Zusammenfassend scheint es daher im Sinne einer differenziellen Pausenorganisation nach Ulich (2012) erforderlich, die Anpassung der Erholungsmöglichkeiten in Bezug auf informatorische Arbeit zu erfassen, um innovative Pausenregime in Abhängigkeit der Arbeitstätigkeit zu entwickeln, gesetzlich zu legitimieren und gewinnbringend einzusetzen.

## Referenzen

- [1] Bockelmann, M., Nickel, P., Nachreiner, F. (2019). Empirische Studie zur Gestaltung von Alarmsystemen und Alarmanagement in der Prozessindustrie. In: Zeitschrift für Arbeitswissenschaft, 73, S.91-99.
- [2] Cernavin, O., Thiele, T., Kowalski, M., Winter, S. (2015). Digitalisierung der Arbeit und demografischer Wandel. In: Jeschke, S., Richert, A., Hees, F., Jooß, C. (Hrsg.). Exploring Demographics – Transdisziplinäre Perspektiven zur Innovationsfähigkeit im demografischen Wandel. Wiesbaden: Springer, S.67-82.
- [3] Herczeg, M. (2014). Prozessführungssysteme – Sicherheitskritische Mensch-Maschine-Systeme und interaktive Medien zur Überwachung und Steuerung von Prozessen in Echtzeit. Oldenburg: De Gruyter.
- [4] Meijman, T.F., Mulder, G. (1998). Psychological aspects of workload. In: Drenth, P.J.D., Thierry, H., de Wolff, C.J. (Hrsg.). Handbook of work and organizational psychology. Hove: Psychology Press, S.5-33.
- [5] Molnar, M., Schmidt, H. (2001). Belastungen bei Bildschirmarbeit – aktuelle Forschungsergebnisse. In: Blaha, F. (Hrsg.). Trends der Bildschirmarbeit – Ein Handbuch über Recht, Gesundheit und Ergonomie in der Praxis. Wien: Springer, S.90-96.
- [6] Richter, P., Hacker, W. (2012). Belastung und Beanspruchung: Stress, Ermüdung und Burnout im Arbeitsleben, 3. Auflage. Kröning: Asanger.
- [7] Rump, J., Eilers, S. (2017a). Leben und Arbeiten unter neuen Vorzeichen. In: Rump, J., Eilers, S. (Hrsg.). Auf dem Weg zur Arbeit 4.0 – Innovationen im HR. Berlin: Springer, S.3-78.
- [8] Rump, J., Eilers, S. (2017b). Im Fokus: Digitalisierung und soziale Innovation – Konsequenzen für das System Arbeit. In: Rump, J., Eilers, S. (Hrsg.). Auf dem Weg zur Arbeit 4.0 – Innovationen im HR. Berlin: Springer, S.79-86.
- [9] Schlick, C., Bruder, R., Luczak, H. (2018). Arbeitswissenschaft, 4. Auflage. Berlin: Springer.
- [10] Ulich, E. (2011). Arbeitspsychologie, 7. Auflage. Zürich-Stuttgart: Schäfer-Pöschel.
- [11] Wendsche, J., Lohmann-Haislah, A. (2016). Psychische Gesundheit in der Arbeitswelt – Pausen. In: Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (Hrsg.). Forschung Projekt F2353. Dortmund-Berlin-Dresden.

### **3.6.3. Die aufmerksamkeitslenkende Wirkung von Signalen an zukünftig stärker visualisierten Arbeitsplätzen der Energieerzeugung und -verteilung**

**Rico GANßAUGE<sup>1</sup>; Annette HOPPE<sup>1</sup>; Norman REßUT<sup>1</sup>, Uwe GEIßLER<sup>1</sup>**

#### **Einleitung und Problemstellung**

Für das am Fachgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie durchgeführte Projekt zur Aufmerksamkeitslenkung an Arbeitsplätzen mit einer Vielzahl von Visualisierungsmitteln werden Ergebnisse vorgestellt. Typischerweise finden sich diese Arbeitsplätze in klassischen Leitwarten und –zentralen der Energieindustrie bzw. bei anderen steuernden und überwachenden Tätigkeiten. Der Sachverhalt der gezielten Aufmerksamkeitslenkung gewinnt vor allem durch die neuen Herausforderungen einer verstärkten Ausrichtung der Energieversorgung hin zu nachhaltigen Quellen an Bedeutung. Hier sind viel mehr volatile Energieträger zu integrieren, was erhöhte Ansprüche an Arbeitende in diesen Systemen stellt. Die Integration verschiedenster Energieträger steigert die Belastungen für den arbeitenden Menschen deutlich, weswegen eine gezielte Steuerung der Aufmerksamkeit angebracht ist. Zusätzlich ist davon auszugehen, dass auch mit einer heute bereits anzudenkenden Weiterentwicklung der klassischen Leitzentrale hin zum verstärkten Einsatz neuer Interaktionsformen ähnliche und vergleichbare Herausforderungen der gezielten Aufmerksamkeitssteuerung bestehen werden.

#### **Methodik**

Die Lenkung der Aufmerksamkeit bezog sich dabei auf visuelle Signale im das peripheren Blickfeld. Dieses Blickfeld beschreibt den Bereich außerhalb des optimal und gut wahrnehmbaren Feldes visueller Wahrnehmung von ca. 15° um die Blickachse [3] bis an die Grenzen des visuell wahrnehmbaren Umfeldes. Es wurden Hypothesen zu Variablen aufgestellt, welche aufgrund verschiedener theoretischer Vorerkenntnisse zur Wahrnehmung eine deutlich aufmerksamkeitslenkende Wirkung erwarten ließen. Diese Variablen betrafen eine bekannt gute Erkennung von Bewegungen [1, 2] bzw. die Anregung der Bewegungswahrnehmung durch blinkende Signale sowie hohe Helligkeitskontrasten [3] im peripheren Blickfeld. Mit steigendem Abstand zum zentralen Blickfeld sollte jedoch einer verschlechterten Erkennung zu rechnen sein [3]. Aus den Erkenntnissen wurden experimentelle Variablen abgeleitet. Diese waren die Blinkfrequenz, der Helligkeits- bzw. Leuchtdichtekontrast der Signale sowie deren Winkel im peripheren Blickfeld. Unterschiedliche Abstufungen dieser Variablen wurden in Vorversuchen festgelegt und anschließend an einer Stichprobe von N = 52 Personen untersucht. Die Stichprobe näherte sich in ihren Merkmalen einer typischen Arbeitspopulation an, um die externe Validität der Daten zu unterstützen.

#### **Ergebnisse**

Als Ergebnis konnten statistische Belege für die Hypothesen gefunden und Gleichungen zur Abschätzung der Erkennungswahrscheinlichkeit bestimmter Merkmalskombinationen von Signalen sowie der Reaktionszeit von gut erkannten Signalen erstellt werden. Der Beitrag arbeitet diese auf und stellt sie im Sinne einer Entscheidungshilfe für die angewandte Arbeitsgestaltung in stark visualisierten Arbeitsbereichen der Energiewirtschaft dar. Zusätzlich werden entsprechende Einsatzmöglichkeiten der gewonnenen Erkenntnisse auf neue Interaktionsformen, wie z.B. Augmented-Reality-Anwendungen.

---

<sup>1</sup> Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Fachgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie, Siemens-Halske-Ring 14, D-03046 Cottbus, Tel.: +49-355-69-4824, Fax: +49-355-4866, hoppe@b-tu.de, <https://www.b-tu.de/fg-arbeitswissenschaft/>

## Referenzen

- [1] Finlay D (1982) Motion perception in the peripheral visual field. In: Perception, 11(4), S. 457- 462
- [2] Schlick C, Bruder R, Luczack H (2018) Arbeitswissenschaft. Berlin: Springer Vieweg
- [3] Schmauder M, Spanner-Ulmer B (2014) Ergonomie - Grundlagen zur Interaktion von Mensch, Technik und Organisation. München: Hanser

### 3.6.4. Gelingensbedingungen digitaler Kollaboration

Anna-Sophia HENKE<sup>1</sup>, Rico GANßAUGE<sup>1</sup>, Annette HOPPE<sup>1</sup>

#### Einleitung und Problemstellung

Die Transformation des Energiesystems erfordert neben den energiewirtschaftlichen auch infrastrukturelle Entscheidungen. Nicht zuletzt durch eine Flexibilisierung von Energieerzeugung und –nutzung wird ein schneller, zielführender und sicherer Datenaustausch unterschiedlicher Akteure immer wichtiger. Die Kollaborationen zwischen mehreren Unternehmen mittels digitalen Zwillingen kann eine Chance zum schnellen und effizienten Informations- und Datenaustausch darstellen. Dabei ist die erfolgreiche Nutzung eines solchen digitalen Abbildes realer Anlagen durch die Mitarbeiter\*innen von verschiedenen Faktoren abhängig. Trotz gewohnter hoch technologischer Tätigkeiten, wie beispielsweise in Leitwarten üblich, kann der digitale Austausch zwischen unterschiedlichen Unternehmenspartnern unerwartete Herausforderungen mit sich bringen. Das kann gerade in Situationen mit der Notwendigkeit zeitkritischer Entscheidungen problematisch sein. Deshalb ist es wichtig, ein Bewusstsein für mögliche Herausforderungen zu schaffen um diesen so weit wie möglich bereits im Vorfeld zu begegnen [1]. Das stellt auch besondere Anforderungen an eine Prozessstrukturierung bzw. Anpassung bei der Einführung digitaler Kollaboration.

#### Digitale Kollaboration

Digitale Kollaborationen innerhalb eines Unternehmens sind in den letzten Jahren zunehmend übliche Praxis [2]. Ein derartiger Daten- und Informationsaustausch über Unternehmensgrenzen hinweg, ist hingegen gegenwärtig noch nicht so weit verbreitet. Gerade unternehmensübergreifende Kooperationen und Kollaborationen mit kleinen und mittelständischen Unternehmen sind aktueller Gegenstand BMBF geförderter Forschung [3] Aufgrund einer zunehmenden Diversifizierung in der Energiewirtschaft, wird die Möglichkeit zum Informationsaustausch diesbezüglich jedoch zunehmend wichtiger. Das schafft die Notwendigkeit eines vorhandenen soziotechnischen Systems in dem technische und soziale Belange ineinander greifen. Diese besteht in unterschiedlichen Ausprägungen für sämtliche Formen digitaler Kollaboration. In großen Unternehmen sind diese oft bereits tief in der Unternehmenskultur verankert. Sowohl die technischen Möglichkeiten als auch ein entsprechendes Kompetenzmanagement sind meist bereits vorhanden. Diese Strukturen sind für kleine und mittelständische Unternehmen (KMU) deutlich weniger klar ausgeprägt. Hier bearbeiten Mitarbeiter\*innen unterschiedliche Aufgabenbereiche oft in Personalunion, was eine strukturierte Dokumentation teilweise sogar unnötig erscheinen lässt. Der Informationsaustausch findet häufiger erfahrungsbasiert und informell, z. B. in Form von Gesprächen statt. Wenn aufbauend auf dieser Ausgangslage digitale Kollaborationsmöglichkeiten etabliert werden sollen, wird eine Umstrukturierung von Prozessen innerhalb des KMU notwendig. Mit einer solchen Restrukturierung von Arbeitssystemen und Prozessen ergeben sich für die Mitarbeitenden gegebenenfalls zeitgleich Änderungen in ihren Tätigkeitsinhalten, den Arbeitstechniken und der Arbeitsorganisation, selbst wenn der Gegenstand der Arbeit bzw. das Produkt gleich bleibt. Um Fehl – und Überbelastungen der Mitarbeitenden zu vermeiden und die Leistungsfähigkeit langfristig zu erhalten, ist es wichtig, dass eine solche Umgestaltung nicht nur aus technischer Sicht optimal gestaltet ist, sondern gerade auch die arbeitswissenschaftlichen und (software-)ergonomischen Anforderungen berücksichtigt.

---

<sup>1</sup> Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Fachgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie, Siemens-Halske-Ring 14, D-03046 Cottbus, Tel.: +49-355-69-4824, Fax: +49-355-4866, hoppe@b-tu.de, <https://www.b-tu.de/fg-arbeitswissenschaft/>

## Gelingensbedingungen aus arbeitswissenschaftlicher Sicht

Die arbeitswissenschaftlichen Herausforderungen für eine gelingende Einführung digitaler Kollaborationen sind ebenso wie die internen Wertschöpfungsprozesse unternehmensspezifisch. Das muss bei den Ansätzen der jeweiligen Arbeitssystemgestaltung Berücksichtigung finden. Zu den Herausforderungen bei einer solchen Umgestaltung zählen u.a.:

- die Mensch-Maschine-Interaktion
- die Kompetenzanforderungen
- die Kommunikationsstrukturen
- die Beanspruchungswahrnehmung
- die arbeitsplatzbezogenen Umgebungsbedingungen
- die Qualifikation und Akzeptanz

Durch den Digitalisierungsprozess ändert sich auch das Daten und Informationsaufkommen. Dafür sind entsprechende Kommunikationsstrukturen und –mittel mit einer klaren Zuordnung von Befugnissen und Zugangsrechten nötig. Das betrifft nicht nur arbeitsorganisatorische Aspekte, sondern auch die Datensicherheit. Dabei ist auch die Gestaltung der Mensch-Maschine-Interaktionsschnittstellen nach ergonomischen Grundsätzen sowohl software- als auch hardwareseitig essenziell. Hinweise dafür geben einschlägige Normen wie die DIN EN ISO 9241-11 [4]. Ebenso müssen die kognitiven, motorischen und sensorischen Anforderungen an die Menschen im Arbeitssystem belastungsoptimal gestaltet sein. Darüber hinaus müssen die Person und die Kompetenzanforderungen für den Arbeitsplatz (weiterhin) zusammen passen. Das kann durch gezielte Qualifikation im Vorfeld geschehen oder durch ein intelligentes Personal-Matching [5]. So kann auch eine angemessene Beanspruchungswahrnehmung gewährleistet werden, auch wenn die objektive Messung der psychischen Belastung bei informatorischer Tätigkeit noch aktueller Forschungsgegenstand ist [6]. Gleichmaßen ist eine Änderung der wahrgenommenen arbeitsplatzbezogenen Umgebungsbedingungen durch die Mitarbeitenden zu berücksichtigen. Wenn sich das Arbeitssystem von einer vermehrt physischen hin zu einer informatorischen Tätigkeit ändert, sind Umgebungsbedingungen wie Lärmpegel, Temperatur oder Beleuchtung entsprechend anzupassen. Eine frühzeitige Einbindung der Mitarbeitenden in die geplanten Restrukturierungsmaßnahmen zur Einführung digitaler Kollaborationsmöglichkeiten kann die Akzeptanz fördern. Dafür ist es wichtig, dass Barrieren oder Hemmnisse ebenso gehört werden wie Wünsche und mögliche Motivatoren. Einen Ansatz zur Berücksichtigung der einzelnen Herausforderungen bietet das Vier-Seiten-Modell erfolgreichen Handelns nach Hoppe [7].

## Referenzen

- [1] Hoppe, A. (2009). *Technikstress - Theoretische Grundlagen, Praxisuntersuchungen und Handlungsregularien*. Aachen: Shaker
- [2] Robra-Bissantz, Susanne; Siemon, Dominik (2019): Kooperationen in der Digitalen Wirtschaft. In: HMD 56 (1), S. 7–21. DOI: 10.1365/s40702-018-00489-z.
- [3] NedZ Projekthomepage: [https://www.iff.fraunhofer.de/de/geschaeftsbereiche/logistik-fabrikssysteme/nedz.html#faq\\_faqitem\\_1752162713\\_c\\_2057682139-answer](https://www.iff.fraunhofer.de/de/geschaeftsbereiche/logistik-fabrikssysteme/nedz.html#faq_faqitem_1752162713_c_2057682139-answer) (letzter Zugriff am 08.12.2021)
- [4] DIN EN ISO 9241-11:2018-11: Ergonomie der Mensch-System-Interaktion – Teil 11: Gebrauchstauglichkeit: Begriffe und Konzepte (ISO 9241-11:2018); Deutsche Fassung EN ISO 9241-11:2018.
- [5] Neigenfind T, Hoppe A: Matching Professionals – Zukunftsinstrument für (eine entgrenzte) Arbeitswelt von morgen? In: Hoppe A (Hrsg.): *Entgrenzte Welten*. Düren: Shaker Verlag, 2021 (*Wissenschaft im Dialog*, Band 5).
- [6] Reßut N: *Das Lidschlagverhalten als Indikator psychischer Belastung*. Berlin: Springer Vieweg, 2021 (in Press).
- [7] Hoppe, A. (2014): Erfolgsfaktor Handlungskompetenz!? Ein Vierseitenmodell erfolgreichen Handelns. In: *Wissenschaft im Dialog - Kooperative Forschungsstelle Technikstress (KFT)*. Band 2: Leistung und Gesundheit

### 3.6.5. Vergleich von subjektiven und objektiven Erhebungsverfahren der psychischen Beanspruchungsmessung

Norman REßUT<sup>1</sup>, Annette HOPPE<sup>1</sup>

#### Inhalt

Die Messverfahren zur psychischen Beanspruchung im arbeitswissenschaftlichen und- medizinischen Kontext differenzieren sich grob in objektive sowie subjektive Erhebungsverfahren. Jene Datenerhebungsverfahren besitzen ihre spezifischen Vor- und Nachteile, womit sie auch beide ihren Einsatz in der Beanspruchungsforschung der aktuellen Arbeitswelt finden. Bekannt ist, dass subjektive Einschätzungen oft nicht mit objektiv gemessenen physiologischen Parametern bezüglich einer Belastungs- und Beanspruchungsmessung übereinstimmen [1], daher wurden beide Verfahren in einem Laborexperiment mit psychischen (mental)en Belastungssituationen zur Beanspruchungsanalyse eingesetzt und auf ihre Vor- und Nachteile sowie auf ihre Zusammenhänge hin untersucht.

#### Methodik

Die zugrundeliegende Studie nutzt die Beanspruchung des Individuums bei erhöhter psychischer (mentaler) Belastung, welche über kognitive Leistungstests induziert wird. Die eingesetzten Leistungstests beanspruchen Fähigkeiten aus dem Bereich der fluiden sowie kristallinen Intelligenz, somit fungieren sie als anteiliges Abbild der modernen als auch der zukünftigen Arbeit und deren immanente psychische (mentale) Belastung. Zur Beanspruchungsmessung und zur Belastungsvalidierung wurden in der Untersuchung subjektive als auch objektive Erhebungsverfahren eingesetzt. Aus dem Bereich der subjektiven Erhebungsverfahren wurden der Kurzfragebogen zur aktuellen Beanspruchung (KAB; [6]) und die Skala zur Erfassung der subjektiv erlebten Anstrengung (SEA; [5]) als Befragungsinstrumente genutzt. Im Bereich der objektiven, physiologischen Beanspruchungsmessung fanden kardiovaskuläre Kennwerte (SDNN, RMSSD) und ein Muster im menschlichen Lidschlagverhalten ihren Einsatz. Die Arbeitsumgebungsbedingungen, wie Raumtemperatur und Luftfeuchte, werden über eine Klimatisierung in Anlehnung an DIN EN ISO 11064-6 konstant gehalten. Störende Einflüsse aus der Umgebung, wie hohe Geräuschpegel und eine hohe Konvektionsströmung der Luft, können mit einer entsprechenden Konfiguration der Klimatechnik und der schallisierenden Untersuchungsumgebung ausgeschlossen werden. [7]

#### Ergebnisse

Die Studie ist Bestandteil der Arbeit von REßUT 2021 und kann dort für ein tiefergehendes Interesse nachgeschlagen werden. Von den ursprünglich 56 Proband\*innen, mit denen die Untersuchung durchgeführt wurde, konnten nach dem Entfernen der Ausreißer und der defekten Datensätze ([3], [4]),

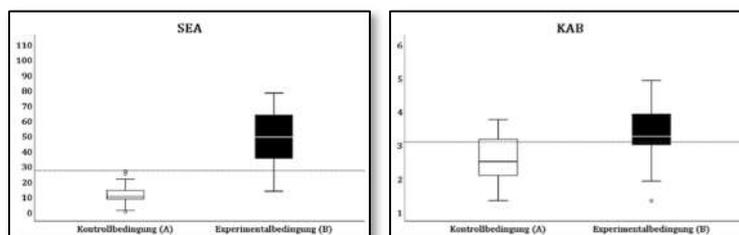


Abbildung 4: Boxplots von den Kennwerten der subjektiven psychischen Beanspruchungserhebung; SEA: links, KAB: rechts (Reßut 2021)

45 Proband\*innen in die Ergebnisbetrachtung miteinbezogen werden. In dieser Stichprobe subsumie-

<sup>1</sup> Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Institut für Digitale Produktion, Qualität und Logistik, Fachgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie, Siemens-Halske-Ring 14, 03046 Cottbus, Tel.: +49 (0) 355 694806, Fax: +49 (0) 355 694866, norman.ressut@b-tu.de, Web: <https://www.b-tu.de/fg-arbeitswissenschaft/>

ten sich 23 Personen dem weiblichen und 22 Personen dem männlichen Geschlecht. Die Altersverteilung lag zwischen 19–58 Jahren ( $\bar{x}$  29,98 Jahre; SD = 7,9).

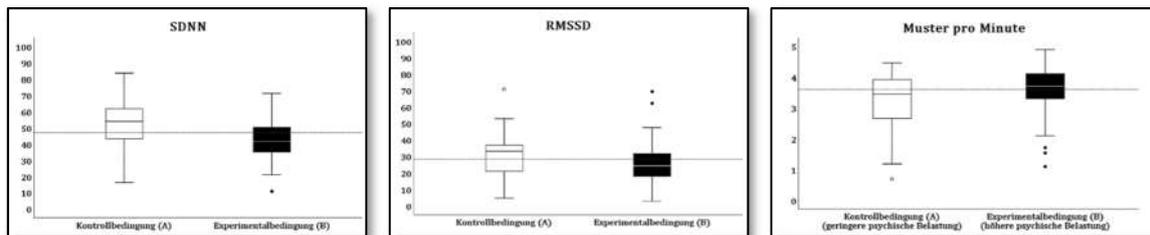


Abbildung 5: Boxplots von den Kennwerten der objektiven psychischen Beanspruchungserhebung; SDNN: links, RMSSD: mittig, Lidschlagmuster pro Minute: rechts (Reßut 2021)

Trotz der schwierigeren Operationalisierung von der psychischen Belastung/Beanspruchung konnte ein Zusammenhang zwischen der psychischen (mental) Belastung kognitiver Leistungstests aus dem Bereich der fluiden/kristallinen Intelligenz und der psychischen Beanspruchung des Individuums mittels aller eingesetzten subjektiven und etablierten sowie neuen objektiven Messverfahren aufgezeigt werden. Die schwierige Operationalisierung der psychischen Belastung zeigt sich zudem auch über die Korrelationsbeziehung der genutzten Erhebungsverfahren untereinander. Grundsätzlich besitzen die subjektiven und die objektiv-kardiovaskulären Messverfahren jeweils untereinander einen gerichteten signifikanten Zusammenhang aber nur die SEA-Bewertung der subjektiven Beanspruchungsmessung korreliert gerichtet und überzufällig stark mit beiden HRV-Kennwerten und der Lidschlagmusterfrequenz.

## Referenzen

- [1] Böckelmann, I.; Seibt, R. (2011): Methoden zur Indikation vorwiegend psychischer Berufsbelastung und Beanspruchung — Möglichkeiten für die betriebliche Praxis. In: Z. Arb. Wiss. 65 (3), S. 205–222. DOI: 10.1007/BF03373839.
- [2] DIN EN ISO 11064-6:2005-10: Ergonomische Gestaltung von Leitzentralen - Teil 6: Umgebungsbezogene Anforderungen an Leitzentralen (ISO 11064-6:2005).
- [3] DIN ISO 5725-2:2002-12: Genauigkeit (Richtigkeit und Präzision) von Messverfahren und Messergebnissen.
- [4] DIN 53804-1:2002-04: Statistische Auswertung - Teil 1: Kontinuierliche Merkmale.
- [5] Eilers, K.; Nachreiner, F.; Hänecke, K. (1986): Entwicklung und Überprüfung einer Skala zur Erfassung subjektiv erlebter Anstrengung. In: Z. Arb. Wiss. 40 (4), S. 215–224.
- [6] Müller, B.; Basler, H.-D. (1993): Kurzfragebogen zur aktuellen Beanspruchung (KAB). Weinheim: Beltz (Beltz-Test).
- [7] Reßut, N. (2021): Das Lidschlagverhalten als Indikator psychischer Belastung. Wiesbaden: Springer Fachmedien (in Press).

### 3.6.6. Simulation der Energiezukunft Effekte von Software-unterstützten Workshops

Theresa GOTHE<sup>1</sup>, Anne SCHIERENBECK<sup>2</sup>

#### Inhalt

Die Energiewende ist komplex und erfordert neben technischen Maßnahmen einen gesellschaftlichen Veränderungsprozess. Im deutschen Klimaschutzplan ist festgelegt, dass die Umsetzung der Maßnahmen und die Weiterentwicklung des Plans mit gesellschaftlichen Diskursprozessen verbunden sein sollen [1]. Auch wenn fast 90 Prozent der Deutschen den Ausbau der erneuerbaren Energien unterstützen [2], gibt es in der konkreten Umsetzung oft Widerstände. Der Ausbau der Erneuerbaren ist unter anderem mit einem hohen Flächenbedarf verbunden, woraus sich Nutzungskonkurrenzen ergeben [3]. Partizipation und Akzeptanz, für die Transformation zu einer CO<sub>2</sub>-neutralen Energieversorgung, können in der Gesellschaft nur erreicht werden, wenn die Komplexität des Themas berücksichtigt wird und Bürger\*innen u.a. durch neue Kommunikationsformen mitwirken können [4].

Im Beitrag werden folgende Forschungsfragen behandelt: „Welche Standpunkte haben verschiedene Stakeholder gegenüber einer zukünftigen Energiewelt, die vollständig mit erneuerbaren Energien versorgt wird? Werden durch den Einsatz von software-unterstützten Energiewende-Workshops, das Verständnis der Zusammenhänge und die Akzeptanz gefördert?“

#### Methodik

Im vom Land Niedersachsen geförderten Projekt „Zukunftsdiskurse in der Umweltkommunikation“ wurden zwölf Workshops mit unterschiedlichen Zielgruppen zum Thema „Energieversorgung der Zukunft aus 100 % Erneuerbaren Energien“ durchgeführt. Die Projektverantwortlichen nutzten die frei verfügbare Software 100prosim vom Verein Erneuerbare Energie-Szenarien e.V. [5]. Die Datengrundlage ist ein Gutachten für die Landesregierung Niedersachsen "Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050" [6]. In den Workshops haben verschiedene Gruppen die Möglichkeit, unter Anleitung, eine Energiewelt für das Jahr 2040 zu entwickeln und so die Grenzen und Möglichkeiten eines rein regenerativen Energiesystems kennenzulernen. Das Zukunftsszenario wird, im Vergleich zum Status, grafisch dargestellt. Dabei werden u.a. Energieverluste, Überdeckungen und Unterdeckungen visualisiert und die Zusammenhänge zwischen

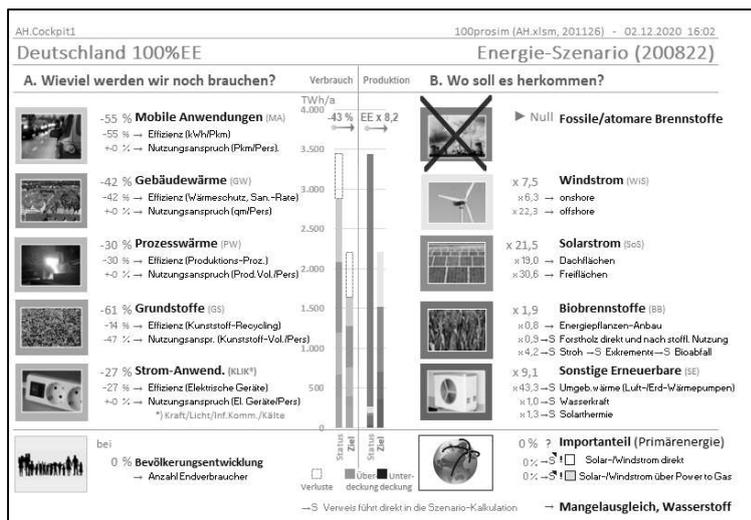


Abbildung 1: Arbeitsoberfläche – Cockpit 1 des Modellierungsprogramms 100prosim

den einzelnen Sektoren und der Verbrauchs- und Produktionsseite gezeigt. Die Workshops folgen einer einheitlichen Struktur und starten mit einer Präsentation zu den Themen Klimakrise, CO<sub>2</sub> und Energiewende. Danach folgt der interaktive Teil: Hier stimmen die Teilnehmer\*innen mit Hilfe einer digitalen Abstimmungsplattform über verschiedene Werte im Bereich Effizienz und Suffizienz (z.B. bei der Mobilität oder dem Ausbau der Windkraft) ab. Diese Werte werden diskutiert und ins Szenario übertragen.

<sup>1</sup> Hochschule Osnabrück, Kaiserstr. 10c, 49809 Lingen, T: 0049 591 80098346, E: t.gothe@hs-osnabrueck.de, www.hs-osnabrueck.de/zukunftsdiskurse

<sup>2</sup> Hochschule Osnabrück, Kaiserstr. 10c, 49809 Lingen, T: 0049 591 80098201, E:

a.schierenbeck@hs-osnabrueck.de, https://www.hs-osnabrueck.de/prof-dr-ing-anne-schierenbeck

Zur qualitativen Auswertung wurden die Workshops mit der Videokonferenz-Software Zoom aufgezeichnet, anschließend mit der Software MAXQDA transkribiert und analysiert. Anhand der transkribierten Daten wurden Thesen und thematische Kategorien induktiv abgeleitet und dann durch eine qualitative Inhaltsanalyse ausgewertet [7].

## Ergebnisse

Die Analyse zeigt die **Standpunkte**, die in verschiedenen Gruppen in Bezug auf diverse Aspekte der Energiewende vorherrschen: Im Themenbereich **Mobilität** äußerten die Teilnehmer\*innen Fragen und Zweifel am Einsatz von Elektroautos, die oft mit den Batterien und dem Recycling zusammenhängen. Daneben werden positive Aspekte der Elektromobilität ebenso diskutiert wie Ladeinfrastruktur, Reichweite und Bezahlbarkeit. Im Bereich Suffizienz sind sich die Teilnehmer\*innen einig, dass es in Zukunft weniger Personen- und Flugverkehr geben, aber der Güterverkehr zunehmen wird. Beim Thema **Gebäudewärme** wird der Wärmebedarf für das private Wohnen und somit die verfügbare Wohnfläche behandelt. Vor allem der Standort (Stadt/ Land), aber auch die steigenden Bau- und Grundstückspreise spielen hier eine Rolle in den Diskussionen. Die Teilnehmer\*innen sprechen sich für eine Steigerung des **Ausbaus der Erneuerbaren** aus. Photovoltaik wird unkritisch und als besonders förderungswürdig gesehen. Ungeteilte Zustimmung gab es auch zum Ausbau der Offshore-Windkraft. Dagegen wird hinterfragt, ob und wie viel Onshore-Wind noch ausgebaut werden kann. Vor allem das Nord-Süd-Gefälle der Ausbauraten in Deutschland wird bemängelt. Neben kritischen Aspekten sehen viele Teilnehmer\*innen Chancen in der Onshore-Windenergie. An die Politik wird die Forderung gerichtet, gute Rahmenbedingungen zu schaffen, damit der Ausbau unbürokratischer und schneller gelingen kann.

Das Thema **Akzeptanz** beziehen die Teilnehmer\*innen oft nicht auf die eigene Perspektive, sondern berichten von „Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung“ oder erläutern Beispiele, von denen sie gehört haben. Gleichzeitig sehen sie selbst eine Kausalität zwischen Wissen und Verständnis: Denn wenn eine Vision oder ein klar kommuniziertes Ziel fehle, könne das auch ein Grund für fehlende Akzeptanz sein. In verschiedenen Bereichen wie z.B. beim Thema Wandlungsverluste bei der Wasserstoffproduktion, gibt es Wissenslücken. Diese sollten durch zielgruppengenaue, unabhängige Informationen adressiert werden. Das Projekt zeigt insgesamt, dass die **Form dieser Workshops** sehr gut geeignet ist, um das Energiesystem der Zukunft mit den Herausforderungen zu diskutieren und zu verstehen. Die beschränkte Flächenverfügbarkeit zur Energieerzeugung wird verdeutlicht. Die Visualisierung des abstrakten Themas durch die Grafiken der Software, vermittelt den Teilnehmer\*innen u.a. auch die Grenzen der Energieeinsparungsmöglichkeiten durch Effizienz und die wichtige Rolle der Suffizienz im Kontext der Energiewende.

## Referenzen

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) 2016. Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Online: [www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan\\_2050\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf) [Aufgerufen 28. Oktober 2021].
- [2] Agentur für Erneuerbare Energien (2021). Zustimmung für den Ausbau der Erneuerbaren Energien bleibt hoch. Online: <https://unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz-erneuerbarer/akzeptanz-umfrage/zustimmung-fuer-den-ausbau-der-erneuerbaren-energien-bleibt-hoch> [Aufgerufen 28. Oktober 2021].
- [3] Fraune C., Knodt M., Gölz S., und K. Langer (2019). Einleitung: Akzeptanz und politische Partizipation – Herausforderungen und Chancen für die Energiewende. In: Fraune C., Knodt M., Gölz S., Langer K. (eds) Akzeptanz und politische Partizipation in der Energietransformation. Springer VS, Wiesbaden.
- [4] Renn, O. (2015). Akzeptanz und Energiewende: Bürgerbeteiligung als Voraussetzung für gelingende Transformationsprozesse. JCSW, 56, 133-154.
- [5] Erneuerbare Energien-Szenarien e.V. (2021). Online: [www.ernes.de](http://www.ernes.de) [Aufgerufen 28.10.2021]
- [6] Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz (2016). Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050 - Gutachten - Gutenberg Beuys Feindruckerei GmbH, Hannover, ISBN 978 -3-00-052763-0.
- [7] Kuckartz, Udo (2016): Qualitative Inhaltsanalyse. Methoden, Praxis, Computerunterstützung, Beltz Verlagsgruppe, 69 469 Weinheim, ISBN: 9783779943860

## **4 ZUKUNFTSFÄHIGE VERTEILNETZE UND FLEXIBILITÄT**

### **4.1. MITTELSPANNUNGSNETZE**

#### **4.1.1. Netzanschlussbeurteilung und freie Netzanschlusskapazitäten**

**Esther WERDERITSCH<sup>1</sup>, Michael BERGER<sup>2</sup>, Christine MATERAZZI-WAGNER<sup>3</sup>**

##### **Inhalt**

Ein zentrales Ziel der Regulierungsbehörde ist seit ihrer Gründung die Schaffung eines angemessenen Rahmens im Einklang mit Zielen der Energiepolitik und -effizienz [1]. Österreich verfolgt das Ziel, bis 2030 100% des Stroms aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. Vor diesem Hintergrund wird in diesem Jahrzehnt eine Vielzahl von Netzanschlussbegehren erwartet. Die Integration erneuerbarer volatiler und dezentraler Erzeugungsanlagen bei Gewährleistung einer sicheren und leistbaren Energieversorgung bedingt eine zeitnahe Bereitstellung der entsprechenden Netzinfrastruktur, sowie das Erarbeiten neuer und das Evaluieren bestehender regulatorischer Ansätze, sowie die Vereinheitlichung entsprechender technischer Vorgaben den Netzanschluss betreffend. Zusätzlich ändert sich das Verbrauchsverhalten der Netzbenutzer, beispielsweise durch den Einsatz von Wärmepumpen, elektrischer Energiespeicher, Elektromobilität und die Kombination dieser.

##### **Methodik**

Basierend auf einer Analyse der Netzanschlussbeurteilung werden Methoden entwickelt und bewertet, die zur einheitlichen Ermittlung verfügbarer Netzanschlusskapazitäten [2] dienen sollen. Auf Basis von Netzmodellen werden die entwickelten Methoden außerdem dazu verwendet, planerische, technische und regulatorische Maßnahmen zu evaluieren, die eine Erhöhung der Netzkapazität bewirken können.

##### **Ergebnisse**

Ziele dieser Untersuchung sind das Vorgehen beim Netzanschluss und die Anforderungen anzupassen und zu vereinheitlichen, um eine rasche Integration der erneuerbaren Energie und der aktiven Kunden zu ermöglichen. Ein weiteres Ziel ist die Ableitung und Bewertung von Methoden für die einheitliche Ermittlung von verfügbaren Netzanschlusskapazitäten. Abgeleitet aus der entwickelten Methode soll anhand von Berechnungen von mehreren Modellnetzen untersucht werden, mit welchen planerischen, technischen oder regulatorischen Maßnahmen eine Erhöhung verfügbarer Kapazitäten erreicht werden kann. Dabei werden auch bestehende Synergien neuer flexibler Verbraucher (z.B. Elektromobilität, Wärmepumpe) berücksichtigt.

##### **Referenzen**

- [1] E-ControlG §4 Abs. 4, unter <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007046>
- [2] EIWOG 2010 §20 Abs. 3, unter <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>

---

<sup>1</sup> Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Tel +43 1 24724-0, Fax +43 1 24724-900, [esther.werderitsch@e-control.at](mailto:esther.werderitsch@e-control.at), [www.e-control.at](http://www.e-control.at)

<sup>2</sup> Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Tel +43 1 24724-0, Fax +43 1 24724-900, [michael.berger@e-control.at](mailto:michael.berger@e-control.at), [www.e-control.at](http://www.e-control.at)

<sup>3</sup> Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Tel +43 1 24724-0, Fax +43 1 24724-900, [christine.materazzi-wagner@e-control.at](mailto:christine.materazzi-wagner@e-control.at), [www.e-control.at](http://www.e-control.at)

## 4.1.2. Untersuchung und Validierung der Stabilität der Photovoltaik-Integration in ein industrielles MS-Netz auf Grundlage von PHIL-Tests

Carina LEHMAL\*<sup>1</sup>, Ziqian ZHANG<sup>2</sup>, Robert SCHÜRHHUBER<sup>3</sup>, Lothar FICKERT<sup>4</sup>

### Inhalt

Es ist von signifikanter Wichtigkeit, die durch die Energiewende bedingten Veränderungen der Erzeugungsstruktur des Stromnetzes zu berücksichtigen. Die diesbezüglich maßgebliche Technologie sind Stromrichter, über welche die Erzeugungsanlagen mit dem Netz verbunden werden [1], [2].

Auch große traditionelle Unternehmen, die zur Deckung ihrer Produktionskapazitäten enorme Mengen an Energie aus dem öffentlichen Netz beziehen, spielen dabei zunehmend eine bedeutende Rolle. Integrieren diese eine Photovoltaik- oder Windkraftanlage in ihr Werksnetz, entlasten sie durch ihre Eigenproduktion das öffentliche Netz und können infolgedessen auch bei Netzstörungen mehr Resilienz zeigen. Allerdings birgt die Integration erneuerbarer Erzeuger in ein Werksnetz möglicherweise Stabilitätsprobleme der Umrichter bei Störungen, welche bis zu einem Produktionsausfall führen können ([3], [4], [5]).

Dabei gilt es vor allem transiente Instabilitäten zu berücksichtigen, welche bei dynamischen Vorgängen in Betriebsmitteln sowie bei der Verschaltung mehrere Betriebsmittel auftreten. Wechselrichter lösen durch ihre Schaltvorgänge in Kombination mit der zeitlich weitreichenden Regelungsdynamik hohe Oberschwingungsamplituden in Spannung und Strom aus [1]. Diese wiederum können zu Störungen in der Stromversorgung sowie zu vorzeitiger Alterung und übermäßigen Beanspruchung von Betriebsmitteln und Isolierung führen, obwohl die verwendeten Technologien für die Netzverträglichkeit zugelassen und zertifiziert wurden [2], [6]. Aus diesem Grund müssen für umrichterbasierte Netzsysteme zunächst die Ursachen von Instabilitäten identifiziert werden und außerdem die Prüf- und Validierungsmethodik im Hinblick auf die gewonnenen Erkenntnisse angepasst werden [2], [6], damit solche Netzsysteme ohne Probleme nicht nur in das öffentliche Netz, sondern auch in Werksnetze integriert werden können.

Da aktuell ein Kontroll- und Bewertungssystem von umrichterbasierten Netzsystemen nicht einheitlich vorhanden ist, werden in diesem Beitrag anhand einer geplanten Integration einer 8-MW-Photovoltaik-Anlage in ein Industrienetz auf 6-kV-Spannungslevel die ersten Schritte zur Ausarbeitung einer praktisch umsetzbaren Methodik durchgeführt.

### Methodik

Für eine wirtschaftliche Anwendung müssen die durchgeführten Bewertungsuntersuchungen zeitsparend, preisgünstig und praktikabel sein, sodass eine zuverlässige Aussage über das transiente Verhalten der zu integrierenden Anlage möglich ist. Dafür wird ein theoretisches und praktisches Beweisverfahren aufgestellt, welches die Frage der Realisierbarkeit der Integration beantwortet.

Im Voraus wird für die Konfiguration, Kalibration und Verifikation der Modelle eine dreiphasige Spannungs- und Strommessung an der Hauptsammelschiene des Industrienetzes durchgeführt. Anhand geeigneter Simulation kann nun für den theoretischen Beweis das Netzsystem in zwei Teilsysteme unterteilt werden, eines bestehend aus Wechselrichterimpedanz und das andere aus allen Komponenten bis zum Anschlusspunkt des Wechselrichters. Ausgehend davon wird die Impedanz dieser beiden Teilsysteme berechnet und ihr Frequenzgang über einen festgelegten Frequenzbereich durch die Anwendung des Frequenz-Sweeping-Algorithmus beobachtet. Bei diesem Verfahren wird auf zusätzliche externe Parameterdaten vom Hersteller verzichtet, wodurch der Wechselrichter eine Black-

<sup>1</sup> Carina Lehmal, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +436644063588, carina.lehmal@student.tugraz.at

<sup>2</sup> Ziqian Zhang, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 316 873 - 7562, ziqian.zhang@tugraz.at

<sup>3</sup> Robert Schürhuber, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 316 873 - 7550, robert.schuerhuber@tugraz.at

<sup>4</sup> Lothar Fickert, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 316 873 - 7564, lothar.fickert@tugraz.at

Box darstellt und dessen Impedanz direkt gemessen wird. Für die Analyse der Frequenzgänge bieten der impedanzbasierte Ansatz und das verallgemeinerte Nyquist-Kriterium eine geeignete Methode zur Überprüfung der Stabilität der einzelnen Komponenten sowie der Verbindung aller Komponenten.

Der „Power-Hardware-In-the-Loop“-Test (PHIL-Test) im Testlabor des Instituts für Elektrische Anlagen und Netze stellt die praktische Demonstration des Zusammenspiels des Verhaltens des gesamten Systems dar. Dabei wird die Simulation des Netzes und des DC-Kreises der Photovoltaikanlage über ein Echtzeitsystem (RTS) und nachgeschalteten Leistungsverstärker (PA) mit dem realen Wechselrichter (EUT) verbunden, wobei sich der reale Wechselrichter so verhält, als ob das Netz und die Photovoltaik reale Hardware wären. Beim PHIL-Test wird der Wechselrichter im Worst-Case-Fall, bei nur einem kleinen Prozentsatz seiner Nennleistung, betrieben.

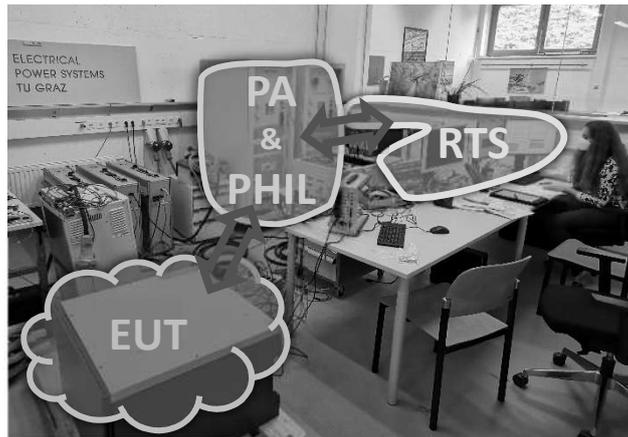


Abbildung 1: PHIL-Labora Aufbau

## Ergebnisse

Das Industrienetz in Verbindung mit der Photovoltaikanlage und dem Wechselrichter hat sowohl die theoretische Frequenzbetrachtung auf Basis der Stabilitätstheorie als auch das praktische Verfahren mittels PHIL-Test erfolgreich absolviert. Durch die Anwendung dieser beiden transienten Methoden wird dem Industriekunden innerhalb kurzer Zeit eine günstige, aussagekräftige und verlässliche Analyse der Gesamtsystem-Stabilität geliefert, und er kann mit diesem positiven Ergebnis das geplante erneuerbare Energieprojekt ohne Bedenken in sein Industrienetz integrieren.

## Referenzen

- [1] X. W. a. F. Blaabjerg, „Harmonic Stability in Power Electronic-Based Power Systems: Concept, Modeling, and Analysis,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. vol. 10, no. 3, pp. My 2019.
- [2] W. Cao, *Impedance-Based Stability Analysis and Controller Design*, Tennessee, 2017
- [3] H. T. F. B. X. W. Z. H. a. S. G. H. Hu, „Train–Network Interactions and Stability Evaluation in High-Speed Railways– Part I: Phenomena and Modeling,“ *IEEE Transactions on Power Electronics*, Bd. 33, Nr. 6, pp. 4627-4642, 2018.
- [4] R.-C. L. C.-Y. C. S.-Y. C. J.-H. Teng, „Harmonic current predictors for wind turbines,“ *Energies*, pp. 1314-1328, 2013.
- [5] E. S. E. Vasanasong, „The prediction of net harmonic currents produced by large numbers of residential PV inverters: Sydney Olympic village case study,“ *Ninth international conference on harmonics and quality of power*, Bd. 1, pp. 116-121, 2000.
- [6] E. T. D. N. a. R. M. J. R. Agüero, „Modernizing the Grid: Challenges and Opportunities for a Sustainable Future,“ *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. vol. 15, no. 3, pp. 74-83, May-June 2017.

### 4.1.3. Mittelspannungs-Erdschlüsse im Bereich von Swimmingpools

Katrin FRIEDL<sup>1</sup>, Benjamin JAUKE<sup>2</sup>, Robert SCHÜRHubER<sup>3</sup>

#### Motivation und Einleitung

Infrastruktur und Wohnbereiche wachsen immer näher zusammen und die Beliebtheit von privaten Swimmingpools steigt. Der Fokus dieser Arbeit bezieht sich auf ein mögliches Risiko einer Personengefährdung, wenn ein Fehler in einem Mittelspannungskabel auftritt und sich Personen in unmittelbarer Umgebung davon im Bereich eines Schwimmbades aufhalten.

In Österreich werden die Mittelspannungsnetze überwiegend mit Erdschlusskompensation betrieben. Dies bedeutet, dass im Falle eines einpoligen Erdschlusses, verursacht durch Isolationsschäden oder atmosphärischen Einflüssen, am Fehlerort nur ein - im Vergleich zur starren/niederohmigen Sternpunktterdung – geringer Fehlerstrom fließt. Gleichzeitig ist jedoch eine höhere Fehlerdauer zulässig.

Der Anteil des Fehlerstroms, welcher direkt übers Erdreich zurück zur Quelle fließt, verursacht eine Anhebung des Potentials an der Erdoberfläche, wodurch Personen im Nahbereich des Erdeintritts Potentialunterschiede – Schritt- und Berührungsspannungen – abgreifen können. Diese führen in weiterer Folge zu Körperströmen, welche unter anderem zu Herzkammerflimmern führen können. Es ist seitens Betreiber der Anlage sicherzustellen, dass das Risiko einer Gefährdung von Personen auf ein vertretbares Maß beschränkt wird. Nach der EN 50522 ist das Risiko der Gefährdung vertretbar, wenn die Spannungen die zulässige Berührungsspannung, abhängig von der Fehlerdauer, nicht überschreiten.

Im Bereich von Swimmingpools ist davon auszugehen, dass sich Personen auch barfuß aufhalten. Im Vergleich zu Personen mit Schuhwerk tritt in Berührungsszenarien ein niedrigerer Übergangswiderstand auf, und auftretende Spannungsunterschiede sind potentiell gefährdender.

#### Methode

Für die Bestimmung der auftretenden Risiken werden zwei potentielle Fehlerszenarien sowie die wesentlich beeinflussenden Größen analysiert:

- Erdschluss durch Kabelfehler im Bereich eines Swimmingpools
- Erdschluss im Bereich einer Ortsnetzstation oder Kabelauführungsmast und Potentialverschleppung über einen Kabelbegleiterder

Die auftretenden Berührungsspannungen in den Fehlerszenarien werden berechnet und mit den zulässigen Werten für vertretbares Risiko verglichen.

Dabei wird ein Basisszenario festgelegt, von dem aus einzelne Parameter variiert werden um so die maximal auftretenden Berührungsspannungen zu ermitteln.

<sup>1</sup> Institut für Elektrische Anlagen und Netze, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, iean.tugraz.at

<sup>2</sup> Institut für Elektrische Anlagen und Netze, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, iean.tugraz.at

<sup>3</sup> Institut für Elektrische Anlagen und Netze, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, iean.tugraz.at

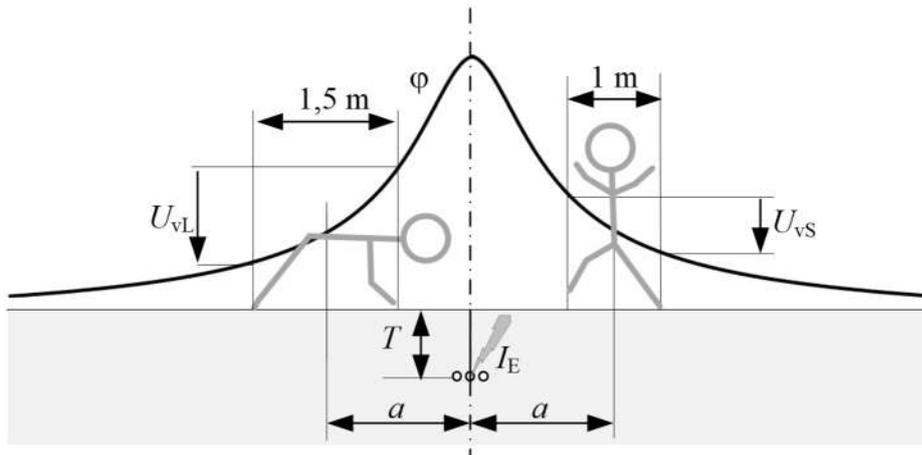


Abbildung 1: Auftretende Schritt- und Berührungsspannungen im Falle eines Inneren Fehlers eines Mittelspannungskabels

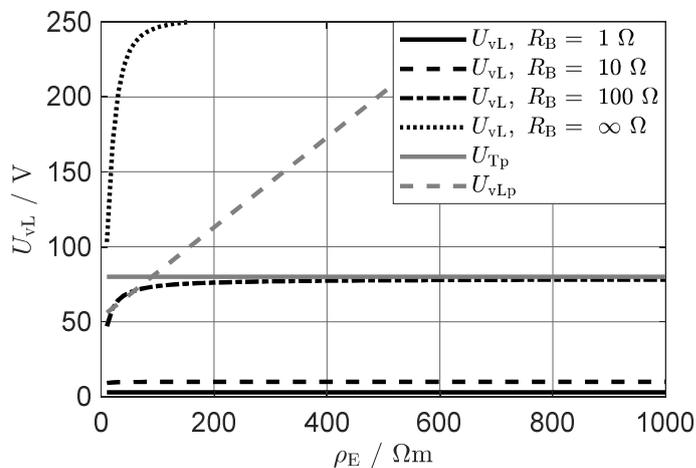


Abbildung 2: Maximale Leerlauf-Liegestützspannungen  $U_{vL}$  für das Basiszenario und Verlegetiefe  $T = 0,6 \text{ m}$  in Abhängigkeit vom spezifischen Bodenwiderstand  $\rho_E$  und vom Übergangswiderstand  $R_B$ ,  $U_{vLp}$ ... zulässige Leerlauf-Liegestützspannung

## Ergebnisse

In den typischen vorkommenden Netzen und Beeinflussungssituation ist von keiner Gefährdung von Personen im unmittelbaren Bereich eines Kabelfehlers auszugehen. Einzig das Zusammentreffen von mehreren ungünstigen Faktoren, wie sehr ungünstige Erdungsverhältnisse mit sehr hohem spezifischen Bodenwiderstand könnte zu einer Gefährdung von Personen in Liegestützposition führen. D.h. in solch speziellen Fällen ist eine genauere Untersuchung nötig. Dies könnte z.B. die Überprüfung durch Messung des Gesamterdungswiderstands sein.

## Referenzen

- [1] ÖVE B 1:1976, Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Wechselstromanlagen mit Nennspannungen über 1 kV, Wien: OVE, 1976.
- [2] ÖVE/ÖNORM EN 50522:2011 Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1kV, Wien: OVE.
- [3] IEC 60479-1: 2018, Effects of current on human beings and livestock - Part 1: General aspects, 2018
- [4] ÖVE-EH 41:1987, Erdungen in Wechselstromanlagen mit Nennspannungen über 1 kV, Wien.
- [5] F. Ollendorff, Erdströme, Basel: Birkhäuser, 1969
- [6] S. Sri, XGSLab TM UserGuide (Release 9.6.1-02/21), Bassano del Grappa, Italy, 2021.

#### 4.1.4. Eignung und Auswirkung verschiedener Blindleistungsregelverfahren für Erzeugungsanlagen in generischen Mittelspannungsnetzen

Anna PFENDLER<sup>1\*</sup>, Christian BOTT<sup>2</sup>, Christian LAKENBRINK<sup>2</sup>, Thomas HUNGER<sup>3</sup>, Jutta HANSON<sup>1</sup>

##### Motivation

Der verstärkte Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen (EZA) bedeutet für die elektrische Energieversorgung einen nachhaltigen Wandel. Besonders regenerative Energiequellen wie Solar- und Windkraft spielen aufgrund des weitreichenden Zuspruchs in der Gesellschaft und Politik als umweltfreundliche Energiebereitstellung eine wichtige Rolle. Das altbewährte Prinzip, dass Systemdienstleistungen zentral durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt werden, weicht zunehmend der Bereitstellung aus dezentralen und volatilen EZA. Dadurch kommt dezentralen EZA auch hinsichtlich der Spannungshaltung eine steigende Bedeutung zu [1].

Netzanschlussregeln [2] koordinieren den Anschluss und den Betrieb von EZA, u.a. durch verschiedene Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung im stationären Betrieb. Die Verfahren stellen sicher, dass die Netzspannung durch den Parallelbetrieb von EZA keine unzulässigen Werte annimmt. Dahingegen ist jedoch ein optimaler Blindleistungshaushalt sowie eine störungsfreie Interaktion zwischen den EZA untereinander und mit dem Stufensteller von Transformatoren nicht automatisch gewährleistet [1].

##### Methodik

Der Einfluss der Blindleistungsregelungen wird für ein generisches Strahlennetz in der Mittelspannungsebene (MS) untersucht. Dem in Digsilent PowerFactory modellierten Netz liegen typische Kennwerte aus den Netzen des Verteilnetzbetreibers Netze BW zugrunde. Mithilfe der deterministischen Netzplanung wird die maximal mögliche Einspeisung aus EE-Anlagen als Zukunftsszenario für das Netz bestimmt. Grenzen für die maximale Einspeiseleistung sind die maximal zulässige Spannungsänderung  $\Delta u_{\max} = 2\%$  an jedem Knoten [2] sowie die maximale Belastbarkeit der Leitungen. Basierend auf einer einzelnen aggregierten EZA werden die folgenden Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung im MS-Netz vorgestellt und miteinander verglichen:

- Die Blindleistungs-Spannungskennlinie  $Q(U)$ ,
- die Blindleistungs-Wirkleistungskennlinie  $Q(P)$ ,
- die Blindleistung mit Spannungsbegrenzerfunktion und
- der Verschiebungsfaktor  $\cos(\varphi)$  [2].

Ziel ist es, die Verfahren hinsichtlich der Spannungshaltung, der Netzverluste und des Blindleistungsaustausches mit dem überlagerten Netz zu vergleichen. Bei den Verfahren der  $Q(U)$ -Kennlinie und des Verschiebungsfaktors  $\cos(\varphi)$  wird deren Parametrierung als zusätzlicher Freiheitsgrad betrachtet. Weiterhin wird – im generischen Strang und nachfolgend im generischen Netz – der Einfluss der  $Q(U)$ -Kennlinie und der Lage des Netzanschlusspunktes (NAP) der EZA untersucht.

##### Ergebnisse

Der Vergleich der Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung zeigt, dass mithilfe der  $Q(P)$ -Kennlinie, der  $Q(U)$ -Kennlinie und der Anpassung des Verschiebungsfaktors die maximal mögliche installierbare Leistung an dezentralen EZA erhöht werden kann. Die zusätzliche Blindleistungseinspeisung reduziert die Netzspannung. Aufgrund des zusätzlichen reaktiven Anteils erhöhen sich der Strombetrag und somit auch die Netzverluste (vgl. Abbildung 1). Die dargestellten Ergebnisse zeigen die Verfahren mit der

<sup>1</sup> Technische Universität Darmstadt, Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5), Landgraf-Georg-Straße 4, 64283 Darmstadt, +49 6151 16-24663, [anna.pfendler@e5.tu-darmstadt.de](mailto:anna.pfendler@e5.tu-darmstadt.de), [www.e5.tu-darmstadt.de](http://www.e5.tu-darmstadt.de)

<sup>2</sup> Netze BW, Schelmenwasenstraße 15, 70567 Stuttgart, [www.netze-bw.de](http://www.netze-bw.de)

<sup>3</sup> Hochschule Mannheim, Institut für Energietechnik und erneuerbare Energien, Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze, Paul-Wittsack-Straße 10, 68163 Mannheim, [www.et.hs-mannheim.de](http://www.et.hs-mannheim.de)

Parametrierung nach [2]. Die Spannungsbegrenzerfunktion mit den Parametern aus [2] wird nicht aktiv und führt ebenso wie ein Verschiebungsfaktor  $\cos(\varphi) = 1$  zu keiner zusätzlichen Blindleistungseinspeisung.

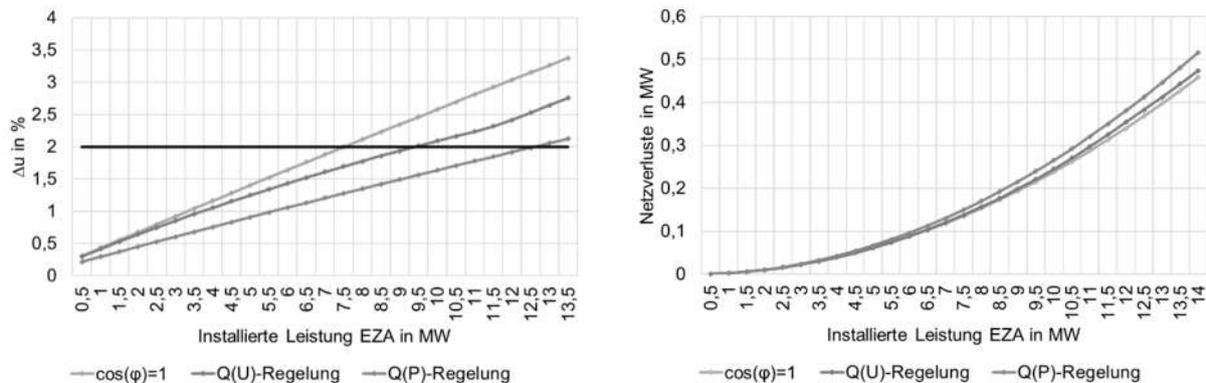


Abbildung 1: Einfluss der Anlagengröße auf a) die Spannungshaltung und b) die Netzverluste im Volllastbetrieb

### Generisches Netz

Da die  $Q(P)$ -Kennlinie im Teillastbetrieb der EZA die Blindleistungseinspeisung stark reduziert (vgl. [2]), liegt der Fokus in den folgenden Untersuchungen auf der  $Q(U)$ -Kennlinie. Die Netzuntersuchungen zeigen, dass in den definierten generischen MS-Netzen eine Blindleistungsregelung zur Spannungshaltung nicht notwendig ist. Dies ist auf die Begrenzung der maximalen Länge eines Abgangs auf  $\ell = 12$  km sowie die Anschlussbedingungen für EZA zurückzuführen [2]. In allen Untersuchungen bleibt die Betriebsspannung auch ohne Blindleistungsregelung in einem Toleranzbereich von  $\pm 5$  %.

In einem generischen Strang (vgl. Abbildung 2b) sowie in generischen Strahlennetzen, die aus bis zu 6 generischen Strängen bestehen, werden die NAP (Sammelschiene 1 bis 3) der Lasten und EZA in Abbildung 1b beliebig variiert. Für die  $Q(U)$ -Regelung lässt sich auch hier kein pauschaler Vorteil gegenüber einer Einspeisung ohne Blindleistungsbereitstellung feststellen. Die Untersuchung zeigt jedoch, dass die  $Q(U)$ -Regelung bei EZA, die in der Nähe des Transformators angeschlossen sind, zu geringeren Verlusten und Blindleistungsflüssen über den Transformator führt. Diese Erkenntnis wird sowohl im generischen Strang als auch in homogenen und inhomogenen generischen Netzen bestätigt. An Sammelschiene 3 führt die  $Q(U)$ -Regelung im Zusammenspiel mit Lasten zu höheren Verlusten und einem höheren Blindleistungsbedarf aus dem überlagerten Hochspannungsnetz. Auf Grundlage dieser Ergebnisse wird eine weiterführende Untersuchung in realen Netzen angestrebt.

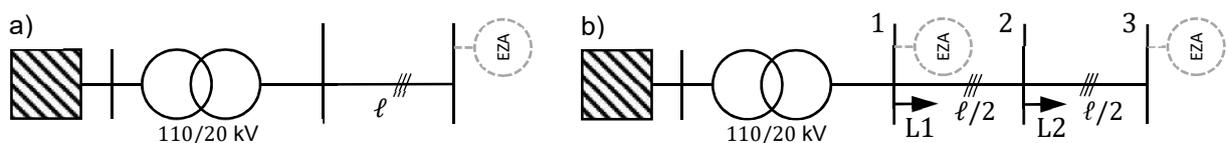


Abbildung 6: Generische Untersuchungsstränge a) zum Vergleich der Verfahren und b) zum Vergleich der NAP

### Referenzen

- [1] Vergleich von technischer Wirksamkeit sowie Wirtschaftlichkeit zeitnah verfügbarer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit starker dezentraler Einspeisung, FNN Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, 2014.
- [2] Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung), VDE-AR-N 4110, VDE, Nov. 2018.

## 4.1.5. Bereitstellung von Momentanreserve aus Mittel- und Niederspannungsnetzen

Florian RAUSCHER<sup>1</sup>, Violetta ZIMMERMANN<sup>1</sup>, Timo SAUER<sup>1</sup>, Bernd ENGEL<sup>1</sup>

### Inhalt

Im Zuge der Energiewende kommt es durch den Wegfall bestehender konventioneller Kraftwerkskapazitäten im Bereich der Frequenzstabilität zu großen Herausforderungen. Die kinetische Energie der rotierenden Massen aus den konventionellen Kraftwerken in Form der Momentanreserve steht nicht mehr netzstabilisierend zur Verfügung und muss alternativ erbracht werden. Mit dem EU-Beschluss der neuen Strommarkttrichtlinie, welcher auf nationaler Ebene in Deutschland über die Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen nach § 12h EnWG umgesetzt wurde, muss diese Momentanreserve als Trägheit der lokalen Netzstabilität grundsätzlich durch ein transparentes, diskriminierungsfreies und marktgestütztes Verfahren beschafft werden. Zwar wurde die marktliche Beschaffung im kurzfristigen Horizont als ineffizient eingestuft [1] und auch infolgedessen von der Bundesnetzagentur vorläufig ausgesetzt [2], steht aber durch den geplanten vorgezogenen Ausstieg aus der Kohleverstromung in der Diskussion.

Als möglicher Bereitsteller für die zukünftige Momentanreserve gewinnen (Batterie-) Wechselrichter mit netzbildenden Regelungsverfahren in den letzten Jahren zunehmend an Bedeutung. Neben den Fragestellungen der konkreten Regelungskonzepte für diese Komponenten gilt es außerdem zu klären, wie eine zielgerichtete Netzintegration erfolgen kann. Hierbei reichen die Lösungsansätze von zentralen Batteriegroßspeichern in der Höchstspannung bis hin zu vielen verteilten dezentralen Anlagen in den unteren Spannungsebenen. Daher ist es von zentraler Bedeutung vorab zu überprüfen, ob die Bereitstellung von Momentanreserve auch aus dem Mittel- oder Niederspannungsnetz technisch möglich ist.

### Methodik

Um eine Bewertung der zielführenden Bereitstellung von Momentanreserve aus Mittel- und Niederspannungsnetzen zu erzielen, müssen Netzsimulationen mit ausgeprägter Netzstruktur durchgeführt werden. Ausgangspunkt für die Simulationen ist ein spannungsebenen-übergreifendes Netz, welches als Kombination verschiedener Referenz- und Benchmarknetzen aus der Literatur erstellt worden ist. Die Analysen werden in einem Übertragungsnetz [3] mit einem unterlagerten Verteilnetz durchgeführt, welches aus einer Kombination aus einem Cigré Mittelspannungsnetz und zwei typischen Niederspannungsnetzen aus [4] besteht. Abbildung 1 verdeutlicht das kombinierte Simulationsnetz.

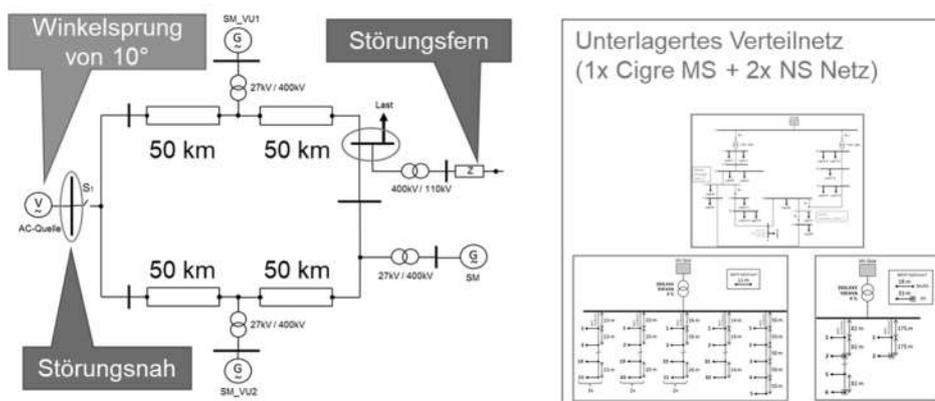


Abbildung 1: Betrachtetes Netz zur simulativen Analyse des Beitrages zur Momentanreserve aus verschiedenen Spannungsebenen (links: Höchstspannungsnetz, rechts: unterlagertes Verteilnetz)

<sup>1</sup> TU Braunschweig, elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme, Schleinitzstraße 23, +49 531 391 7760, f.rauscher@tu-braunschweig.de

Die Bereitstellung von Momentanreserve  $P_{MomR}$  erfolgt als Reaktion auf einen Phasenwinkelsprung  $\Delta\vartheta$  im Spannungsraumzeiger, der u. a. durch einen System Split auftreten kann, nach (1).

$$P_{MomR} = \frac{U_1 U_2}{X} \cdot \sin(\Delta\vartheta) \quad (1)$$

Als Kriterium gilt, dass der Winkelsprung in einem Zeitbereich von deutlich unter einer Netzperiode die Komponente im Verteilnetz erreichen muss, damit ein Beitrag zur Momentanreserve nicht ausgeschlossen werden kann. Daher wird beginnend die Ausbreitung des Phasenwinkelsprungs als notwendige Voraussetzung innerhalb des Testnetzes in verschiedenen Szenarien analysiert. Anschließend werden in Simulationen im Momentanwertbereich (EMT) verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen Anteilen an Synchronmaschinen und Umrichtern verglichen.

## Ergebnisse

Die ersten Untersuchungen wurden mit einer idealen Spannungsquelle, die einen Winkelsprung von 10 Grad in das Netz einprägt, als alleiniger Netzbildner und damit auch als alleiniger Einspeiser durchgeführt. Ziel dabei ist es, die Auswirkungen der Netzstruktur auf die Dynamik der Ausbreitung des Winkelsprungs aufzuzeigen. Abbildung 2 zeigt den Verlauf der Phasenwinkeldifferenz in den unterschiedlichen Spannungsebenen an zwei Punkten des Höchstspannungsnetzes, einem im Mittelspannung- und jeweils einem in den beiden Niederspannungsnetzen. Zudem wurde der Anschlussort des unterlagerten Verteilnetzes variiert.

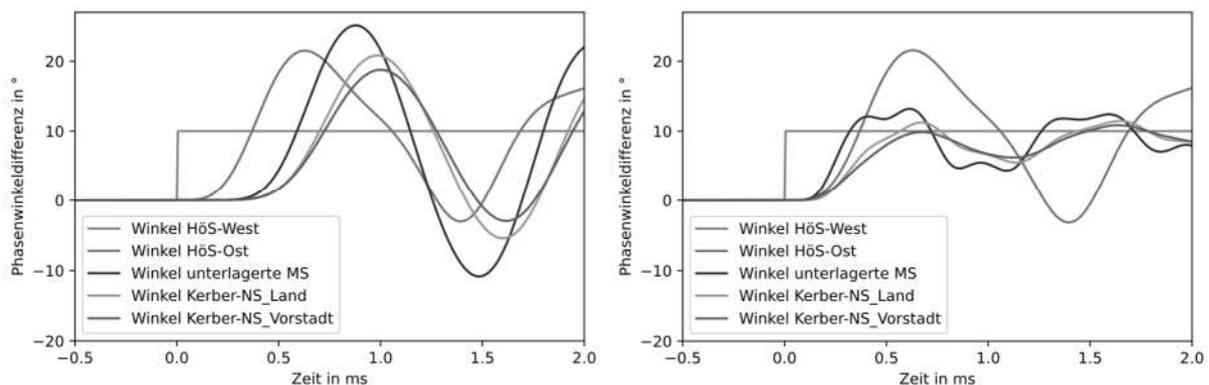


Abbildung 2: Darstellung der Ausbreitung eines Spannungswinkelsprungs in einem Netz ohne weitere Erzeugungsanlagen mit unterlagertem Verteilnetz (links: störungsfern, rechts: störungsnah)

Die Ergebnisse der Simulationen zeigen, dass die jeweils erste Reaktion auf den Winkelsprung in allen Spannungsebenen, selbst in den Niederspannungsnetzen, im Bereich unter einer Millisekunde liegen. Zudem lässt sich aus den beiden Diagrammen die Entfernung als Einflussgröße auf die Reaktionszeit schlussfolgern, da der Winkelsprung ein störungsnahes Verteilnetz sogar frühzeitiger erreichen kann, als den zweiten Messpunkt auf der Höchstspannungsebene. Darüber hinaus werden weitere Ergebnisse zur Amplitude der Winkeldifferenzen bei zusätzlich am Netz verbleibenden Synchronmaschinen im Höchstspannungsnetz betrachtet. Des Weiteren wird die aggregierte Bereitstellung von Momentanreserve aus verschiedenen netzbildenden Wechselrichtern untersucht.

## Referenzen

- [1] Studie Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nichtfrequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 18.08.2020, Link
- [2] Beschluss der Bundesnetzagentur vom 18.12.2020, Az. BK6-20-298, Link
- [3] Klaus Vennemann, et. al „Systemic Issues of Converter-based Generation and Transmission Equipment in Power Systems“, Wind Integration Workshop. Bd. 17, 2018.
- [4] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilstellen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen“, Technische Universität München, 2010

#### 4.1.6. Energieeinsparung bei der Produktion von Mittelspannungskabeln

Detlef WALD<sup>1</sup>, Thomas KULMER<sup>2</sup>, Pasi RAIKISTO<sup>3</sup>

##### Abstrakt

Mittelspannungskabel (MV-Kabel) mit vernetztem Polyethylen (VPE) als Isolationsmaterial sind heute Stand der Technik und weit verbreitet. Jedoch müssen diese Kabel erst vernetzt und entgast werden, bevor diese gebrauchsfähig sind. [1]

Durch die Verwendung von alternativen Isolationsmaterialien in Mittelspannungskabeln, basierend auf Polypropylen (PP), kann man einerseits den Produktionsprozess erleichtern und andererseits entfällt das notwendige Entgasen am Ende des Herstellungsprozesses zur Gänze. Über den gesamten Prozess hinweg bedeutet das merkliche Energieeinsparung, kürzere Durchlaufzeiten und somit schnellere Lieferzeiten.

Um den Vernetzungsprozess bei der Produktion von VPE-Kabeln in Gang zu setzen, erhitzt man die Ader in einem Druckrohr direkt nach der Extrusion. Die Vernetzung geschieht in einer geschützten Atmosphäre bei einem Überdruck von ca. 10 bar mit Heizelementen. Diese werden auf bis zu 550°C erhitzt um eine Oberflächentemperatur des Kabels von max. 300°C zu erreichen. Im weiteren Verlauf muss das Kabel weiter unter Überdruck wieder auf ca. 80 °C Leitertemperatur abgekühlt werden, bevor man es auf eine geeignete Kabeltrommel aufwickeln kann.

Beim Herstellungsprozess von thermoplastischen Kabeln liegt der Fokus nach der Extrusion einzig auf der Kühlung der Polymerschmelze. Polypropylen muss somit nicht energieintensiv und aufwändig vernetzt und danach abgekühlt werden. Dementsprechend reduziert sich der Platzbedarf der Produktionslinie bei der Herstellung von thermoplastischen Kabeln und es sinkt der notwendige Energieverbrauch, was gleichzeitig weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen bedeutet. Gleichzeitig können mit diesem Verfahren wesentlich kürzere Kabellängen kostengünstig hergestellt werden, da kürzere Anfahr- und Abfahrlängen benötigt werden.

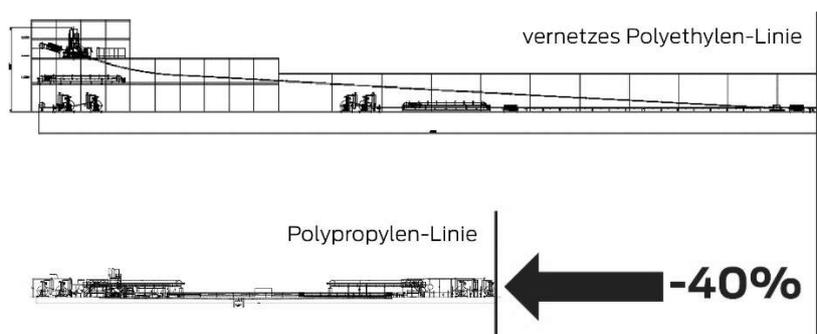


Abbildung 1: Platzbedarf einer VPE-Anlage im Vergleich zu einer PP-Anlage

<sup>1</sup> Eifelkabel GmbH, Villmergen, Schweiz, +41763923868, eifelkabel@posteo.ch, www.eifelkabel.ch

<sup>2</sup> Rosendahl Nextrom GmbH, Schachen 57, 8212 Pischelsdorf, +43 31135100-0, office.austria@rosendahlnextrom.com, www.rosendahlnextrom.com

<sup>3</sup> HV Cable Solutions Oy, Savonlinna, Finnland, +358 40 755 1063, info@hvcs.eu, <https://www.hvcs.eu/>

Zusätzlich müssen bei VPE-Kabeln die beim Vernetzungsprozess entstehenden gasförmigen Spaltprodukte entfernt werden, um die damit verbundenen Gefahren zu minimieren. Dieser Prozess des „Entgasens“, bei welchem die Kabeladern zum Teil bei ca. 70 °C in speziellen Heizkammern gelagert werden, kann, abhängig von der Isolationswandstärke, einige Stunden oder sogar Tage andauern. Des Weiteren birgt dieser Produktionsschritt auch noch die Gefahr von Defekten am Kabel, da die zu diesem Zeitpunkt noch nicht vernetzten Kabel sehr anfällig gegen mechanische Belastungen sind.

Polypropylen hat einen wesentlich höheren Schmelzpunkt sowie eine geringere Dichte im Vergleich zu Polyethylen (LDPE) und kann deshalb ohne Vernetzung mit einer Leitertemperatur von mehr als 90 °C über einen längeren Zeitraum (>40 Jahre) eingesetzt werden. Auch die Kurzschlusseigenschaften des Kabels (Leitertemperatur von 250 °C über einen Zeitraum von 5 Sekunden) wurden bereits getestet und bestanden.

## Referenzen

- [1] Campus, M. Ulrich, 20 YEARS OF EXPERIENCE WITH XLPE COPOLYMER POWER CABLE INSULATION, JiCable 2003

## 4.2. VERTEILNETZE DER ZUKUNFT

### 4.2.1. Anforderung an den Distanzschutz in zukünftiger Verteilnetzinfrastruktur

Manuel GALLER<sup>1</sup>, Lothar FICKERT<sup>1</sup>

#### Inhalt

Durch die Energiewende werden vermehrt erneuerbare Energiequellen im zukünftigen Energienetz eingesetzt. Dabei erfolgt die Einspeisung hauptsächlich mit leistungselektronischen Anlagen [1]. Deren Einspeiseverhalten wird entscheidend durch die implementierte Regelung bestimmt und dies führt zu wesentlichen Verhaltensunterschieden im Vergleich zu konventionellen Einspeisern [2]. Um dabei die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können wird in dieser Arbeit das Verhalten eines konventionellen Distanzschutzgerätes in Kombination mit umrichterbasierter Erzeugung analysiert. Dazu wird ein reales Schutzgerät und ein PV-Umrichter mittels einer Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL) Methode in eine echtzeitsimulierte Netztopologie eingebunden [3]. Um einen stabilen Netzbetrieb in solch einem Netz gewährleisten zu können, muss ein möglicher Netzfehler schnellstmöglich vom Distanzschutzgerät erkannt und geklärt werden. Dafür betrachten wir die ermittelte Fehlerimpedanz des Distanzschutzgerätes bei Fehlerstromeinspeisung aus umrichterbasierter Erzeugung.

#### Methodik

##### Netztopologie

In Abbildung 1 ist die verwendete Netztopologie dargestellt. Diese besteht aus einer kumulierten umrichterbasierten Erzeugung Q1 und einem netzbildenden Umrichter Q2. Diese Erzeuger speisen in ein 110-kV-Netz ein. Das 110-kV-Netz ist über einen Transformator T1 mit einem 20-kV-Netz verbunden. An der 20 kV Sammelschiene SS1 befinden sich zwei Abgänge, Leitung L3 und Leitung L2. Am Ende der Leitung L2 wird ein 3 poliger Fehler geschaltet, welcher vom *Schutzgerät* detektiert und geklärt werden soll.

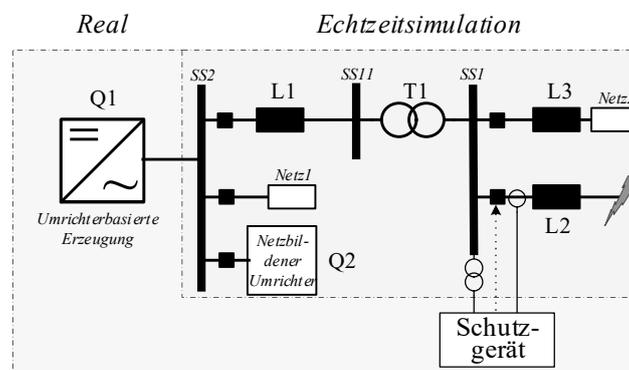


Abbildung 1: Zu untersuchende Netztopologie mit fehlerhaften Abgang an Sammelschiene SS1 auf Leitung L2

##### Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL) Methode

Die Netztopologie in Abbildung 1 besteht aus einem grün- und einem rothinterlegten Bereich. Die im Labor physisch vorhandenen Geräte werden darin durch den grünen Bereich dargestellt. Dazu gehört die umrichterbasierte Erzeugungseinheit Q1, realisiert mit einem PV-Umrichter. Sowie das *Schutzgerät*, welches ein konventionelles Distanzschutzgerät ist. Der rothinterlegte Teil ist in einem Echtzeitsimulator implementiert. Um die umrichterbasierte Erzeugungseinheit mit der Echtzeitsimulation zu koppeln wird ein Leistungsverstärker verwendet, welcher die berechnete Spannung ausgibt und den gemessenen Strom in die Echtzeitsimulation rückkoppelt. Die berechneten Spannungs- und Stromverläufe am

<sup>1</sup>Technische Universität Graz – Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/1, +43-316-873-7551, [manuel.galler@tugraz.at](mailto:manuel.galler@tugraz.at), [www.iean.tugraz.at](http://www.iean.tugraz.at)

Schutzgerät werden vom Echtzeitsimulator gespeichert. Diese Zeitverläufe werden anschließend am Distanzschutzgerät eingespeist um das Anrege- und Auslöseverhalten zu analysieren.

## Ergebnisse

Durch den selben dreipoligen Fehlerfall, am Ende der Leitung L2, konnten zwei unterschiedliche Einspeiseverhalten beobachtet werden. Einerseits konnte ein stabiler und andererseits ein instabiler Fehlerstrom beobachtet werden. Dieses Einspeiseverhalten, jeweils linke Darstellung in Abbildung 2 und Abbildung 3, hängt vom Fehlereintrittszeitpunkt ab [3]. Während der stabilen Einspeisung ist eine gute Ermittlung der Fehlerimpedanz möglich, rechte Abbildung 2. Bei der instabilen Einspeisung kann die Fehlerimpedanz nicht ausreichend genau ermittelt werden, rechte Abbildung 3. Das Distanzschutzgerät hatte in beiden Fehlerfällen eine Fehleranregung. Eine Fehlerauslösung konnte mit den gewählten Auslösezonen von 85 % und 120 % der Leitungslänge nur im stabilen Fehlerfall erreicht werden.

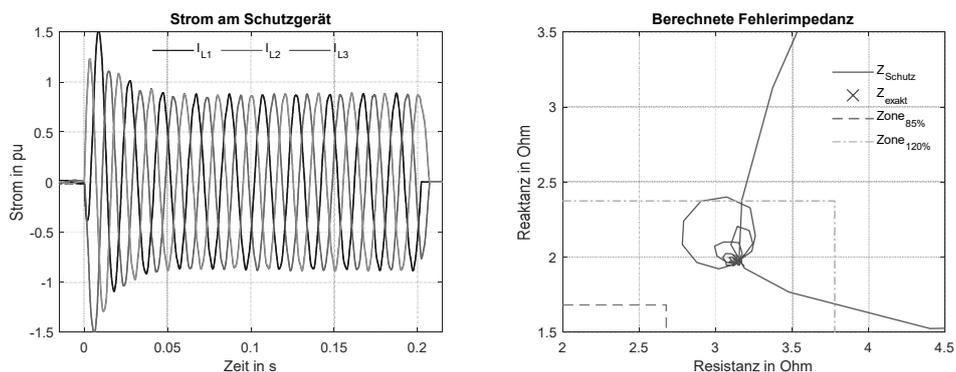


Abbildung 2: Stabiles Einspeiseverhalten / links: Stromverlauf / rechts: Ermittelte Fehlerimpedanz

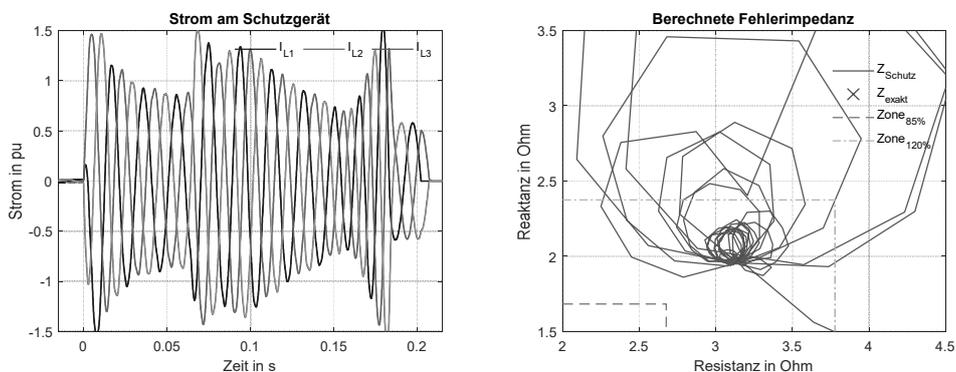


Abbildung 3: Instabiles Einspeiseverhalten / links: Stromverlauf / rechts: Ermittelte Fehlerimpedanz

Das Verhalten eines konventionellen Distanzschutzes in einer Netztopologie mit ausschließlich umrichterbasierter Erzeugung hängt von der eingespeisten Stromverlauf ab und wird maßgeblich von der implementierten Regelung bestimmt. Dabei führt die Kombination einer echtzeitsimulierten Netztopologie, in Kombination mit einem realen Umrichter System, zu realistischen Ergebnisse am Distanzschutzgerät. Die Ermittlung der Fehlerimpedanz ist bei instabiler Einspeisung nicht ideal und eine Auslösung demgemäß nicht 100 % gewährleistet. In Bezug auf Distanzschutzgeräte führt dieser Umstand zu Anpassungsbedarf der Parametrierung und des Auswertalgorithmus um die Versorgungssicherheit in solchen Netztopologien gewährleisten zu können.

## Referenzen

- [1] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, and A.V. Timbus, "Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems," IEEE Trans. Ind. Electron.
- [2] Z. Zhang, R. Schuerhuber, L. Fickert, F. Katrin, C. Guochu, and Z. Yongming, "Domain of Attraction's Estimation for Grid Connected Converters with Phase-Locked Loop," IEEE Trans. Power Syst., p. 1, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3098960.
- [3] M. Galler, Z. Zhang, and R. Schürhuber, Eds., Stability testing of converter coupled systems by power hardware in the loop equipment. Offenbach: VDE VERLAG GMBH, 2021.

## 4.2.2. Regionsabhängige Energiesystemanalysen auf Basis einer datengesteuerten Verteilnetzmodellierung

Felix KLABUNDE<sup>1(\*)</sup>, Christian REINHOLD<sup>2</sup>, Bernd ENGEL<sup>3</sup>

### Inhalt

Der stetige Zubau an dezentralen Erzeugungsanlagen, sowie die zunehmende Sektorenkopplung im Mobilitäts- und Wärmebereich, können zu zusätzlichen Belastungen für die Stromnetze führen. Die bei der Integration in das Verteilnetz entstehenden Herausforderungen werden bereits in zahlreichen Forschungsprojekten untersucht und Lösungsansätze in die Praxis überführt. Die Untersuchung dieser Herausforderungen erfordert dabei die Kenntnis über vorhandene Verteilnetzstrukturen, Erzeuger und Lasten. Für regionsabhängige Energiesystemanalysen können reale Netzmodelle von Verteilnetzbetreibern verwendet werden, die jedoch aufgrund von Datenschutzgründen nicht ohne Weiteres herausgegeben bzw. veröffentlicht werden. Eine weitere Möglichkeit ist die Nutzung von Referenznetzen [1], die eine Verallgemeinerung realer Stromnetze darstellen und sich somit nur bedingt für regionsabhängige Energiesystemanalysen eignen.

Um das Problem fehlender Netz-, Last- und Erzeugungsdaten zu umgehen, wurden in den letzten Jahren Methodiken veröffentlicht, bei denen Verteilnetze auf Basis öffentlich verfügbarer Daten und geltender Richtlinien und Normen modelliert werden [2], [3]. Die recherchierten Ansätze beruhen jedoch auf verschiedenen Annahmen und betrachten die einzelnen Netzebenen in unterschiedlicher Detailtiefe. In diesem Paper wird daher ein Ansatz zur Modellierung regionaler Verteilnetzstrukturen auf Nieder- und Mittelspannungsebene mit Erzeugern und Lasten auf Basis öffentlich verfügbarer Daten vorgestellt, der auf den recherchierten Ansätzen aufbaut, diese kombiniert und um verschiedene Funktionen erweitert. Anhand der generierten Verteilnetze sollen zukünftig forschungsabhängige Fragestellungen beantwortet werden, wie z.B. die Untersuchung der Integration von elektrischen Landmaschinen im Forschungsprojekt Energy-4-Agri oder netzdienlicher Flexibilitäten im Forschungsprojekt flexess.

### Methodik

Die recherchierten Ansätze zur Verteilnetzmodellierung werden zunächst untersucht und formal beschrieben. Anschließend erfolgt die Beschreibung der Generierung von Mittelspannungsregionen für ganz Deutschland. Auf Basis dieser werden die einzelnen Schritte der Stromnetzgenerierung auf Niederspannungsebene, bestehend aus der automatisierten Datenakquise, Gebäudetypisierung, Netzbildung und Validierung beschrieben.

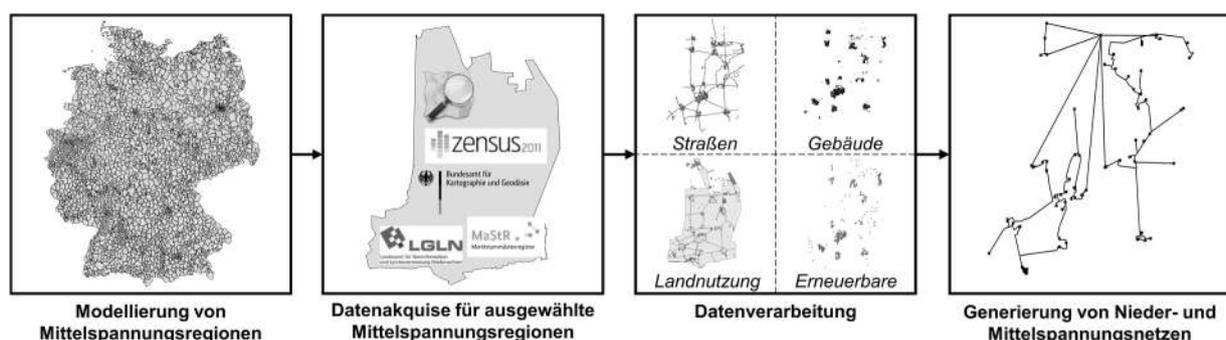


Abbildung 1: Methodik der datengesteuerten Verteilnetzmodellierung

Die generierten Niederspannungsnetze bilden zusammen mit den modellierten Mittelspannungsregionen in Deutschland die Grundlage für die Bildung von Mittelspannungsnetzen. Die ermittelten Ortsnetzstationen werden anhand des Traveling Salesman Problem zu Mittelspannungsringen verknüpft. Anhand der Landnutzungsklassen in der betrachteten Region erfolgt

<sup>1</sup> TU Braunschweig, elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme, Schleinitzstraße 23, +49 531 391 9720, f.klabunde@tu-braunschweig.de, www.tu-braunschweig.de/elenia

<sup>2</sup> TU Braunschweig – elenia, Schleinitzstraße 23, c.reinhold@tu-braunschweig.de

<sup>3</sup> TU Braunschweig – elenia, Schleinitzstraße 23, bernd.engel@tu-braunschweig.de

die Auswahl von Freileitungen (Luftlinie) oder Kabel (entlang der Straßenzüge) sowie die Zuordnung geeigneter Standardtypen der Netzbetriebsmittel. Zur Abbildung der Erzeuger- und Lastsituation in der betrachteten Region erfolgt eine formale Beschreibung einer Methodik zur Verknüpfung von Daten aus dem Marktstammdatenregister mit OpenStreetMap-Daten, 3D-Gebäudemodellen (LoD2) und Prognosen zu Erneuerbaren Energien, wodurch gegenwärtige als auch zukünftige Erneuerbare Energien und Lasten realistischen Positionen zugeordnet werden können. Abschließend erfolgt die Validierung der erzeugten Netze für den Starklast- und Rückspeisefall sowie notwendige Netzoptimierungen bei auftretenden Grenzwertverletzungen.

## Ergebnisse

Der Algorithmus für die Niederspannungsnetzgenerierung wurde beispielhaft anhand des Ortsteils Mölme der Gemeinde Söhlde in Niedersachsen, Deutschland getestet. Dazu wurden automatisiert über die Overpass-API von OpenStreetMap 66 Gebäude bestimmt und über die Methodik der Gebäudetypisierung 101 Haushalte zugeordnet. Anhand der Personen pro Haushalt wurde der jährliche Strombedarf abgeschätzt und ein passendes HTW-Lastprofil [4] identifiziert. Für die Gewerbebetriebe wurde anhand der Nutzfläche und des Gewebetyps der spezifische Strombedarf pro Jahr berechnet und ein Lastprofil ausgewählt.

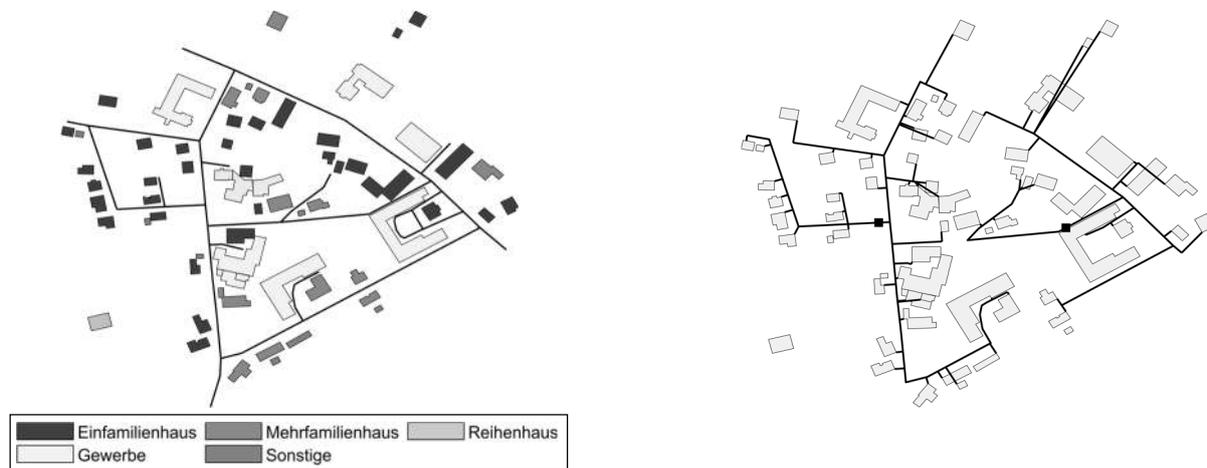


Abbildung 7: Kategorisierte Gebäude (links) und erzeugte Niederspannungsnetze (rechts) in der betrachteten Region

Der Algorithmus hat für den betrachteten Ortsteil zwei Niederspannungsnetze modelliert, mit einer jeweiligen Nennscheinleistung des Trafos von 160 kVA und einer Gesamtleitungslänge von 1,4224 km (linkes NS-Netz) und 1,4224 km (rechtes NS-Netz). Anhand von Netzberechnungen konnte gezeigt werden, dass in beiden Netzen keine Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen auftreten und die Netze als Basis für weitergehende Forschungsfragen geeignet sind.

## Referenzen

- [1] G. Kerber, "Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen," Dissertation, Technische Universität München, München, 2011. Accessed: Mar. 10 2020
- [2] J. Amme, G. Pleßmann, J. Bühler, L. Hülk, E. Kötter, and P. Schwaegerl, "The eGo grid model: An open-source and open-data based synthetic medium-voltage grid model for distribution power supply systems," J. Phys.: Conf. Ser., vol. 977, p. 12007, 2018
- [3] J. Kays, A. Seack, T. Smirek, F. Westkamp, and C. Rehtanz, "The Generation of Distribution Grid Models on the Basis of Public Available Data," IEEE Trans. Power Syst., vol. 32, no. 3, pp. 2346–2353, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2609850.
- [4] T. Tjarden, J. Bergner, J. Weniger, and V. Quaschnig, "Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis," Accessed: Nov. 14 2021

### 4.2.3. Betrachtung von Spannungshaltungskonzepten in hochausgelasteten Verteilnetzen

David MATZEKAT<sup>1</sup>, Klaus PFEIFFER<sup>2</sup>, Harald SCHWARZ<sup>3</sup>, Christin SCHMOGER<sup>4</sup>, Ronald HALBAUER<sup>5</sup>, Uwe ZICKLER<sup>6</sup>, Matthias HABLE<sup>7</sup>,

#### Motivation

In der ARGE FNB OST (Arbeitsgemeinschaft der 110-kV-Flächennetzbetreiber in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz) sind alle Hochspannungsverteilnetzbetreiber mit einem direkten Übertragungsnetz-Anschluss in Ostdeutschland organisiert. Die ARGE verfolgt das Ziel, zusammen mit dem Übertragungsnetzbetreiber eine gemeinsam abgestimmte Lösungsfindung für ähnliche Netzprobleme zu erreichen. Die Netze der ARGE werden aktuell und auch zukünftig hoch ausgelastet, die Prognosen gehen von **mehr als 48 GW installierter volatiler Erzeugungsleistung im Jahr 2030** aus.

Die Anwendung des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung vor verstärkung vor ausbau) zur Integration von EE-Erzeugungsanlagen (EE-EZA) führt zu einer signifikant höheren Belastung der 110-kV-Verteilnetze. Durch den Einsatz hochtemperaturbeständiger Freileitungsseile (HTSL-Beseilungen) in Kombination mit Bündelleiterausführung können z.B. dauerhaft zulässige Betriebsströme in Höhe von bis zu 3 kA erreicht werden. In derart stark ausgelasteten Netzen treten hohe Blindleistungsbedarfe auf, die je nach Netzsituation zu Spannungsinstabilitäten führen können.

Die BTU Cottbus wurde deshalb beauftragt, in einer umfangreichen Studie sowohl an Benchmark-Netzmodellen als auch an 110-kV-Realnetzen Spannungsstabilitäts-Untersuchungen durchzuführen. In diesem Beitrag wird sich auf die Untersuchungen mit zwei realen 110-kV-Verteilnetzen konzentriert, die von zwei ostdeutschen Flächennetzbetreibern bereitgestellt wurden. Der Untersuchungsschwerpunkt liegt auf der Betrachtung unterschiedlicher Spannungshaltungskonzepte unter Einbeziehung verschiedener Blindleistungsregelverfahren der EE-EZA sowie der Regelung von Transformator-Stufenstellern.

#### Untersuchungen

Für die Untersuchungsaufgabe wurden zwei spannungsebenen-übergreifende Gesamtnetzmodelle für das Zieljahr 2030 einschließlich vorgelagertem Höchstspannungsrealnetz der ostdeutschen Regelzone und nachgelagerten Mittelspannungsnetzmodellen (real und synthetisch) erstellt. Die Charakteristik der im Mittelpunkt stehenden 110-kV-Verteilnetze unterscheidet beide Gesamtnetzmodelle. Das 110-kV-Realnetz im Harzvorland (3,2 GW volatile Erzeugungsleistung, 1,2 GW Last, 3 Netzverknüpfungspunkte zum Übertragungsnetz) arbeitet mit einem dezentralen Spannungshaltungskonzept mit verteilter Q(U)-Regelung, im 110-kV-Realnetz Mecklenburg-Vorpommern (9,8 GW volatile Erzeugungsleistung, 0,68 GW Last, 6 Netzverknüpfungspunkte) kommt ein zentrales Konzept zum Einsatz. Neben der Erstellung der Netzmodelle wurden folgende benutzerdefinierte Reglermodelle für quasi-dynamische Berechnungen mit Berücksichtigung eines zeitabhängigen Verhaltens (QDSL-Modelle) entwickelt:

---

<sup>1</sup> BTU Cottbus-Senftenberg, Siemens-Halse-Ring 13, 03050 Cottbus, Deutschland, +49 355 69 5573, david.matzekat@b-tu.de

<sup>2</sup> BTU Cottbus-Senftenberg, Siemens-Halse-Ring 13, 03050 Cottbus, Deutschland, +49 355 69 4035, klaus.pfeiffer@b-tu.de

<sup>3</sup> BTU Cottbus-Senftenberg, Siemens-Halse-Ring 13, 03050 Cottbus, Deutschland, +49 355 69 4503, harald.schwarz@b-tu.de

<sup>4</sup> E.DIS Netz GmbH, Langewahler Straße 60, 15517 Fürstenwalde/Spree, +49 3361 70 2452, christin.schmoger@e-dis.de

<sup>5</sup> Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal, Deutschland, +49 345 216 3234, ronald.halbauer@mitnetz-strom.de

<sup>6</sup> TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Schwerborner Straße 30, 99087 Erfurt, Deutschland, +49 361 652 2766, uwe.zickler@thueringer-energienetze.com

<sup>7</sup> SachsenNetze HS.HD GmbH, Rosenstraße 32, 01067 Dresden, Deutschland, +49 351 468 4366, matthias.hable@sachsenenergie.de

- EE-EZA mit Q(U)-Regelung mit PT2-Verhalten auf Basis der Vorgaben in VDE-AR-N 4120,
- EE-EZA mit Q(U)-und Q(P)-Regelung mit PT1-Verhalten nach VDE-AR-N 4110,
- verschiedene Transformator-Stufensteller-Regelungen.

Die QDSL-Reglermodelle wurden mit detaillierten EMT-Reglermodellen validiert. Die Berechnungen wurden mit DIgSILENT PowerFactory durchgeführt. Während beim dezentralen Konzept Q(U)-, Q(P)-Regler und Stufenstellerregler anlagenscharf zugeordnet werden, erfolgen bei einer zentralen Lösung die Blindleistungsvorgaben aus einem Spannungs-Blindleistungs-Managementsystem. Als Rückfallebene kommen hierbei Spannungsbegrenzungsregler zum Einsatz.

Mit beiden Netzen wurden für eine Vielzahl von Betriebsfällen quasi-dynamische Lastflussberechnungen durchgeführt, wobei neben dem hochausgelasteten Normalbetrieb der Schwerpunkt auf das Systemverhalten nach Ausfällen und Netzsicherheitsmanagementmaßnahmen (NSM) gelegt wurde. Weiterhin wurden Szenarien betrachtet, bei denen aus dem Verteilnetz Blindleistung für das Übertragungsnetz bereitgestellt werden sollte.

## Ergebnisse

In den durchgeführten Berechnungen konnten die Interaktionen zwischen den spannungs- und blindleistungsregelnden Anlagen sichtbar gemacht und das zeitabhängige Verhalten der unterschiedlichen Blindleistungsverfahren analysiert werden.

Aufgrund der hohen installierten Leistungen an EE-EZA verfügen die Verteilnetze über eine hohe Spannungssensitivität und ein großes Blindleistungspotential, welches bei einem koordinierten Einsatz zur Spannungshaltung im hochausgelasteten Normalbetrieb für die untersuchten Netze ausreichend ist. Die beispielsweise nach Betriebsmittelausfällen aufgetretenen Schwingungsvorgänge in der Netzspannung sind unter anderem die Folge des kollektiven Überschwingens aller Regler mit PT2-Verhalten, welches im Nachgang wieder ausgeregelt werden muss. Die vollständige Abregelung von EE-EZA kann aufgrund des Wegfalls der Blindleistungslieferung zu beträchtlichen Spannungsanstiegen führen, die nur teilweise von den übrigen Anlagen kompensiert werden können.

Eine weitere Problematik ergibt sich für die Impedanzanregung des Leitungs-Distanzschutzes. Es konnte gezeigt werden, dass die P-Q-Arbeitspunkte von einzelnen hochausgelasteten Leitungen nach Ausfällen im Anregebereich des Schutzes liegen können und damit ungewollte Auslösungen möglich sind. Weiterführende Untersuchungen müssen deshalb in Koordination mit dem Schutz erfolgen.

Die Bereitstellung von Blindleistung für das Übertragungsnetz verursacht im Verteilnetz eine hohe Dynamik in der Netzspannung, so dass sich größere Spannungsabweichungen ergeben. Dies verursacht deutlich mehr Regelungsvorgänge, ebenso müssten hierfür genügend Stufensteller- und Blindleistungsreserven vorgehalten werden. Diese sind aber teilweise gar nicht mehr vorhanden.

Zusammenfassend konnten folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

1. Die Leistungsfähigkeit der aktuell angewendeten Netzschutzkonzepte muss hinterfragt werden.
2. Mit dem Ziel eines deutlicheren spannungsstützenden Effekts müssen die Kennlinien in den Q(U)-Regelungen mit einem größeren Anstieg versehen werden.
3. Es muss sichergestellt werden, dass in der Praxis jederzeit das Regelungsverhalten, insbesondere das Überschwingen, mit den Anforderungen der VDE-AR-N 4120 konform ist.
4. NSM-Maßnahmen (Redispatch2.0) sollten so dimensioniert werden, dass EE-EZA mit einer technischen Mindestleistung von z.B. 20 % am Netz verbleiben, um deren Blindleistungspotential weiterhin verfügbar zu haben.
5. Zur Beherrschung dynamischer Vorgänge im Verteilnetz benötigt der Netzbetreiber eine Blindleistungs-Sicherheitsreserve.
6. Eine schnelle und koordinierte Nachführung der HöS/HS-Transformatorstufungen verbessert die Stabilität im Verteilnetz signifikant.

## 4.2.4. Untersuchung des Einflusses regionalspezifischer Verteilnetze auf zeitweilige Überspannungseignisse

Christoph WIRTZ<sup>1</sup>, Max MURGLAT<sup>1</sup>, Simon KRAHL<sup>1</sup>, Marina BRENNER<sup>2</sup>, Cesar GARCIA<sup>2</sup>, Albert MOSER<sup>3</sup>

### Hintergrund und Motivation

Im Rahmen der europäischen Klimapolitik und der zunehmenden Durchdringung dezentraler Erzeugungsanlagen, bei gleichzeitig abnehmendem Anteil an synchronen Massen verändert sich das dynamische Verhalten der elektrischen Netze im Fehlerfall.

Eine daraus resultierende Gefährdung stellt der großflächige Ausfall von Erzeugungskapazitäten dezentraler Stromerzeuger bei Spannungseinbrüchen oder Überspannungen dar. Diesen Risiken wird durch die Einführung von Anforderungen zum Durchfahren von Unter- und Überspannungszuständen (LVRT / HVRT) begegnet.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden die Auswirkungen von zeitweiligen Überspannungseignissen auf Basis synthetisch erzeugter deutscher Verteilnetze unter Berücksichtigung der lokalspezifischen Ausprägung verschiedener Erzeugungstechnologien analysiert.

Die Beiträge dieser Arbeit sind:

- 1) Die Analyse der Auswirkungen temporärer Überspannungseignisse in regionalspezifischen Verteilnetzen.
- 2) Identifizierung von Netzmerkmalen, Netznutzungsfällen und Durchdringungen von relevanten Netznutzern, die einen signifikanten Einfluss auf zeitweilige Überspannungseignisse haben.

HVRT-Anforderungen werden in Deutschland in Form von Technischen Anschlussbedingungen implementiert. Diese Normen fordern das Durchfahren bestimmter Überspannungen für bestimmte Zeiträume und zusätzlich eine Netzstützung durch Einspeisung eines Blindstroms. Dies soll einen großflächigen Ausfall der Erzeugungsleistung verhindern, der die Systemstabilität gefährden könnte [1], [2]. Allerdings sind die HVRT-Anforderungen erst 2017 (HS) und 2019 (MS, NS, HöS) in Kraft getreten und erfordern keine Nachrüstung von Altanlagen. Das bedeutet, dass ein erheblicher Teil des Anlagenparks in den kommenden Jahren noch nicht HVRT-fähig sein wird. Außerdem ist der Ausbau der Erzeugungsleistung in der Regel nicht gleichmäßig verteilt.

In den kommenden Jahren wird es daher einen Zeitraum geben, in dem konventionelle Kraftwerke vermehrt temporär abgeschaltet oder sogar stillgelegt werden, während nur ein Teil der dezentralen Erzeuger die HVRT-Standards erfüllen und somit entsprechende Überspannungseignisse durchfahren und das Netz stützen kann.

### Methodik

Um mögliche Risiken und Gefahren zu untersuchen, die sich aus diesen Entwicklungen ergeben, wurden deutsche Verteilnetze der Jahre 2020 und 2030 mit synthetisch generierten detaillierten Netzmodellen auf Basis räumlich hochaufgelöster Daten modelliert [3][4]. Aus dem Marktstammdatenregister (MaStR) können die Inbetriebnahmedaten der einzelnen Erzeugungsanlagen ermittelt werden. Eine detaillierte Zuordnung der HVRT-Fähigkeiten kann aus dem Inbetriebnahmedatum abgeleitet werden und regionale Unterschiede in den Verteilnetzen realistisch nachgebildet werden.

---

<sup>1</sup> FGH e.V., Roermonderstraße 199 52072 Aachen, +49 241 997 857-197, christoph.wirtz@fgh-ma.de, www.fgh-ma.de

<sup>2</sup> Moeller & Poeller Engineering GmbH, Europaplatz 5 72072 Tübingen, +49 7071 13879 20, marina.brenner@moellerpoeller.de, www.moellerpoeller.de

<sup>3</sup> IAEW RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6 52056 Aachen, +49 241 80 97653, post@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

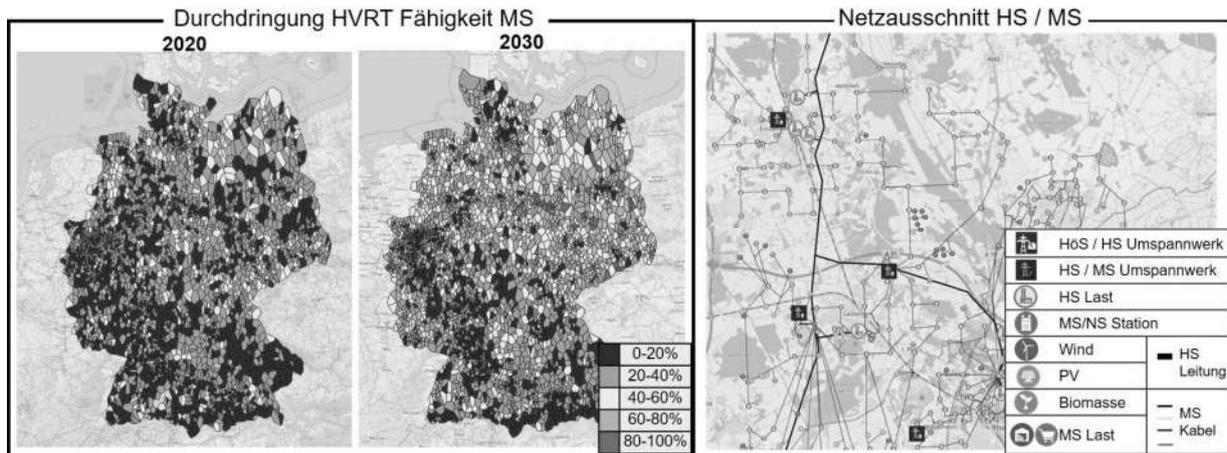


Abbildung 1: Durchdringung der MS Erzeugungsanlagen mit HVRT Fähigkeit in Deutschland, abgeleitet aus MaStR, Zubau nach NEP 2030 Szenario B (links) und Netzausschnitt exemplarisches HS-MS Modelnetz (rechts)

Um einen hohen Detaillierungsgrad der Simulationen zu ermöglichen und gleichzeitig größere Netzabschnitte zu simulieren, wurde ein Open-Source-Simulationstool basierend auf dynamic phasor [5] verwendet. Mögliche Ereignisverläufe und Amplituden wurden aus umfangreichen Recherchen sowie Simulationsstudien im Übertragungsnetz ermittelt. Sie gehen als Eingangsdaten in die Verteilnetzsimulationen ein. Als Systemgefährdung wird ein weiträumiger Ausfall von Erzeugungsleistung, der über einzelne Verteilnetze hinausgeht, definiert. Die Untersuchung von Erzeugungsausfällen in der Verteilnetzebene, hervorgerufen durch Überspannungseignisse, steht somit im Fokus der im Rahmen der Untersuchung durchgeführten dynamischen Simulationen.

## Ergebnisse und Ausblick

Aus den Untersuchungen schließen wir, dass eine kollektive Betrachtung der Spannungsstabilität in Übertragungs- und Verteilnetz immer wichtiger wird, um kritische Entwicklungen zu identifizieren und geeignete Maßnahmen zu ergreifen.

Bei der Bewertung der Gefährdungssituation aufgrund zeitweiliger Überspannungen sowie bei der Dimensionierung und Ausgestaltung möglicher Gegenmaßnahmen sollte die HVRT-Fähigkeit der Anlagen im Netzgebiet als signifikante Einflussgröße mit einbezogen werden. Einfluss auf den Verlauf und die Höhe von Überspannungseignissen ergeben sich in den Verteilnetzen weiterhin durch die Ausgestaltung der Umrichterregelung, beispielsweise in Form der Ausgestaltung der Wirkleistungswiederkehr nach Fehler. Regionalspezifische Einflüsse, wie die Ausgestaltung der Netzstruktur und die Versorgungsaufgabe erwiesen sich als zweitrangig.

Die wichtigsten Einflussgrößen stellen somit die HVRT-Fähigkeit sowie die Durchdringung der dezentralen Erzeugungsanlagen dar, die zusammen mit der Verteilnetz-Betriebsspannung in Stabilitätsuntersuchungen mit Betrachtung von Überspannungseignissen berücksichtigt werden sollten.

## Referenzen

- [1] Wind Generation Task Force WECC, "The Technical Basis for the New WECC Voltage Ride-Through (VRT) Standard", 2007
- [2] J. Langstädtler et al. "Relevance of high-voltage-ride-through capability and testing ", Cired 2015, Lyon
- [3] J. Tran et al. "„Modelling of synthetic power distribution systems in consideration of the local electricity supply task", Cired 2019, Madrid
- [4] C. Wirtz et al. "Modelling of synthetic high voltage networks based on open data and integration into a modular synthetic distribution grid generator", Cired 2021, Geneva
- [5] M. Mirz et al. "DPsim—A dynamic phasor real-time simulator for power systems," SoftwareX, Volume 10, 100253, 2019.

## 4.2.5. Koordinationskonzepte zur Hebung von Blindleistungspotentialen aus der Verteilnetzebene

Christian ZIESEMANN<sup>1\*</sup>, Jonas MEHLEM<sup>1</sup>, Albert MOSER<sup>1</sup>

### Hintergrund und Motivation

Die klimapolitischen Ziele der deutschen Bundesregierung führen zu einer Stilllegung eines großen Teils von konventionellen Kraftwerken bei einer gleichzeitigen Zunahme der dezentralen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (EE). Diese Entwicklungen sollen gemäß dem Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung durch einen früheren Kohleausstieg „idealerweise“ bis 2030 und einer Verschärfung der Ausbauziele von EE weiter verstärkt werden. [1]

Gemäß der aktuellen Ausgestaltung der Spannungshaltung in Deutschland nutzt der Übertragungsnetzbetreiber die im Übertragungsnetz (ÜN) angeschlossenen Blindleistungsquellen zur Durchführung seiner Spannungshaltung. Zusätzlich unterstützt der ÜN die Spannungshaltung der angeschlossenen Verteilnetze (VN) durch die Bereitstellung von Blindleistung an den Kuppelstellen zwischen ÜN und VN.

Der Rückbau von Großkraftwerken mit Anschluss im ÜN führt zu einem massiven Wegfall von Blindleistungsquellen im ÜN, welchen es im Rahmen der Systemdienstleistung der Spannungshaltung auszugleichen gilt. Dem Wegfall von Blindleistungsquellen im ÜN steht ein Zubau von Anlagen auf Basis von EE im VN gegenüber, welche wiederum über ihren Wechselrichteranschluss als Blindleistungsquellen fungieren können. Eine Deckung der Blindleistungsbedarfe im ÜN könnte somit zukünftig vermehrt über die Bereitstellung von Blindleistung aus im VN angeschlossenen Anlagen erfolgen. [2] Vor diesem Hintergrund ist das aktuell bestehende Koordinationskonzept zur Spannungshaltung zu hinterfragen.

Die aktuelle Ausgestaltung der Spannungshaltung wird in dieser Arbeit über das Konzept „keine aktive Koordination“ abgebildet. Hierbei optimieren sich die ÜN- und VN-Ebene innerhalb der technischen und betrieblichen Grenzen unabhängig voneinander. Diesem Konzept wird eine „zentrale Optimierung“ gegenübergestellt, in welcher die Netzebenen gemeinsam optimiert werden.

Ziel der Arbeit ist die Untersuchung der Spannungshaltung unter Anwendung der beiden Koordinationskonzepte vor dem Hintergrund der Verschiebung von Blindleistungsquellen aus dem ÜN in die VN-Ebene. Hierzu werden die beiden Konzepte „keine aktive Koordination“ und „zentrale Optimierung“ bezüglich der resultierenden Blindleistungsflüsse an den Netzkuppeltransformatoren verglichen und mögliche bisher ungenutzte Blindleistungspotentiale aufgezeigt.

### Methodik

Zur Untersuchung der Koordinationskonzepte werden die Arbeitspunkte der spannungsregelnden Betriebsmittel im Netz mithilfe einer Spannungs-Blindleistungsoptimierung bezüglich der Verluste optimiert. Die Spannungs-Blindleistungsoptimierung basiert auf einem gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblem und einem bereits Redispatch-optimierten Netz ohne strombedingte Netzengpässe. Je nach Koordinationskonzept sind die Steuerbereiche wie auch die zur Verfügung stehenden Blindleistungsquellen unterschiedlich festgelegt.

#### ***Koordinationskonzept 1 – Keine aktive Koordination***

Das erste Koordinationskonzept orientiert sich an der aktuellen Ausgestaltung des Blindleistungsaustausches und kann über ein zweistufiges Verfahren abgebildet werden.

In einem ersten Optimierungsschritt werden zunächst die betrieblichen Blindleistungsmaßnahmen des VN optimiert. Hierbei wird die Zielfunktion über eine Minimierung der Verlustleistung aller Betriebsmittel im HS-Netz definiert. Die bestehenden Blindleistungsmaßnahmen können dabei ausschließlich im Rahmen der technischen und betrieblichen Grenzen eingesetzt werden und dürfen nicht zu einer

---

<sup>1</sup> IAEW der RWTH Aachen University, Templergraben 55, 52062 Aachen, Tel. +49 241 80 92473, E-Mail c.ziesemann@iaew.rwth-aachen.de, <https://www.iaew.rwth-aachen.de/>

Verletzung von Blindleistungsgrenzen an den Netzkupplern führen. Verbleibende Flexibilität in Form von ungenutzten Blindleistungspotentialen kann zur Verlustminimierung eingesetzt werden.

In einem zweiten Schritt erfolgt die Optimierung der netzbetrieblichen Blindleistungsmaßnahmen im ÜN, wobei keine erneute Anpassung der Maßnahmen im VN zulässig ist. Als Nebenbedingungen werden Strombelastbarkeits- und Spannungsbandgrenzen im HöS-Netz genutzt.

Die Stufensteller der HöS/HS-Netzkupplern werden als Freiheitsgrade des HS-Netzes angesehen. Da eine Anpassung des Einsatzes der HöS-Blindleistungsmaßnahmen das Spannungsniveau ändert und somit auch Einfluss auf die Spannungshaltung und Verlustleistung unterlagerter Netze hätte, wird der Spannungsbetrag der Netzkupplern auf die im ersten Schritt ermittelte optimale Knotenspannung im HS-Netz geregelt. [3]

### ***Koordinationskonzept 2 – Zentrale Koordination***

Das Konzept der zentralen Koordination dient zur Bewertung des technischen Blindleistungspotentials der VN-Ebene zur Stützung der Spannungshaltung im ÜN. Die zentrale Koordination wird durch eine gemeinsame Optimierung der HöS- und HS-Ebene modelliert. Hierbei wird von den individuellen Verantwortungsbereichen der ÜN- und VN-Betreiber abstrahiert und die Beobachtungs- und Steuerbereiche einer zentralen, übergreifenden Instanz zugeordnet.

### **Ergebnisse**

Im Rahmen der geplanten Untersuchungen werden die beiden Koordinationskonzepte an einem exemplarischen HöS-HS-Netzmodell simuliert. Die durch die beiden Koordinationskonzepte verursachte Beeinflussung des vertikalen Blindleistungsaustauschs zwischen der ÜN- und VN-Ebene kann zu vor- und nachteiligen Effekten für die entsprechenden Netzebenen führen. Ausgewertet werden neben den resultierenden Blindleistungsflüssen an den Netzkupplern daher auch die Einhaltung der Spannungsbänder, das Spannungsniveau wie auch die Verlustleistung in den Netzebenen. Der Vergleich der beiden Koordinationskonzepte soll abschließend das technische Potential zur Deckung von Blindleistungsbedarfen im ÜN aus der VN-Ebene aufzeigen.

### **Referenzen**

- [1] Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP), 2021
- [2] Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021), zweiter Entwurf, Übertragungsnetzbetreiber, 2021
- [3] P. Schäfer, Dr.-Ing, Gestaltungsoptionen für ein spannungsebenenübergreifendes Blindleistungsmanagement zwischen Verteil- und Übertragungsnetz, Dissertation, RWTH Aachen University, 2016

## 4.2.6. Vergleich Transienter Frequenzschätzverfahren zur Auswertung des Frequenzgradienten in Aktiven Verteilnetzen

Anna PFENDLER<sup>1\*</sup>, Rafael STEPPAN<sup>1\*</sup>, Jutta HANSON<sup>1</sup>

### Motivation

Im Verbundsystem sind die Frequenzregelung und -stabilität von entscheidender Bedeutung und ein Indikator für die systemweite Wirkleistungsbilanz [1]. Durch die Abschaltung konventioneller Kraftwerke kommt es aufgrund der reduzierten Systemträgheit zu schnelleren Frequenzänderungen bzw. einem steileren Frequenzgradienten (engl. Rate of Change of Frequency, RoCoF) [2]. Während die Frequenz historisch hauptsächlich im Übertragungsnetz ausgewertet wurde, wird diese mit einem steigenden Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen (EZA) auch zunehmend im Verteilnetz relevant. Zu den Anwendungen im Verteilnetz zählt u.a. die Messung der Frequenz als Eingangsgröße für die Regelung von umrichterbasierten EZA [2]. Ein typischer Verlauf der Frequenz nach einem Kraftwerksausfall ist in Abbildung 1 dargestellt. Nach der instantanen Trägheitsreaktion, die den RoCoF bestimmt, greift zunächst die Primärregelung. Anschließend wird die Sekundärregelung aktiv, um die Frequenz wieder auf den Sollwert zurück zu führen [2]. Diese Arbeit beschränkt sich auf die instantane Frequenz im Kurzzeitbereich von wenigen Sekunden.

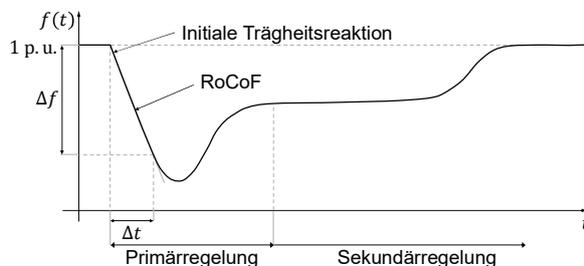


Abbildung 1: Typischer Frequenzverlauf nach einem Kraftwerksausfall

Die elektrische Frequenz ist – im Gegensatz zur mechanischen Rotation von Maschinen – nicht direkt messbar, sondern wird indirekt über die Messung einer elektrischen Wechselgröße bestimmt. In der Regel wird die dreiphasige Spannung zur Auswertung der Frequenz herangezogen. Im transienten Zeitbereich variiert die Frequenz je nach Art der Störung relativ stark und es liegen keine reinen Sinussignale in der Spannung vor. Aus diesem Grund kann die instantane Frequenz nur geschätzt werden [3] und hängt vom jeweiligen Schätzverfahren ab.

### Methodik

Die instantane Frequenz eines Sinussignals wird zunächst theoretisch hergeleitet. In einer einfachen Testbench bestehend aus Synchrongenerator (SG), umrichterbasierter EZA und statischer Last werden die folgenden Schätzverfahren in Matlab/Simulink implementiert und untereinander sowie mit der mechanischen Frequenz des Generators verglichen:

- Phasenregelschleife (engl. Phase Locked Loop, PLL)
- Frequency Divider Formula (FDF)
- Zero-Crossing (ZC)
- Gauß-Newton Verfahren (GN)
- Rekursives Gauß-Newton Verfahren (RGN)

Es folgt eine Parametertuning der Verfahren, sodass die Schätzung der Frequenz dem Verlauf der mechanischen Frequenz des Generators angenähert wird. In Form einer Sensitivitätsanalyse werden schließlich die Verfahren hinsichtlich der Robustheit gegenüber Änderungen im Netz (Trägheit, Größe

<sup>1</sup> Technische Universität Darmstadt, Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5), Landgraf-Georg-Straße 4, 64283 Darmstadt, +49 6151 16-24663, [anna.pfendler@e5.tu-darmstadt.de](mailto:anna.pfendler@e5.tu-darmstadt.de), [www.e5.tu-darmstadt.de](http://www.e5.tu-darmstadt.de)

des Wirkleistungsungleichgewichts, u.a.) verglichen sowie in einem generischen Mittelspannungsnetz (MS-Netz) angewendet.

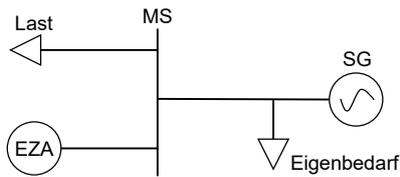


Abbildung 2: Testbench zur Auswertung der Frequenzschätzverfahren

## Ergebnisse

Die Implementierung der oben genannten Verfahren zeigt, dass diese sich in Echtzeit- und Offline-Verfahren unterteilen lassen. Echtzeitfähig sind die Verfahren PLL, ZC und RGN. Diese werden in die Simulation in Simulink integriert und werten die Frequenz für jeden Zeitschritt aus. Die Offline-Verfahren sind ZC, GN und RGN. Diese Verfahren werten die Frequenz eines Signals in Matlab nachträglich aus Datensätzen aus, die durch die Simulation erzeugt werden. Die FDF wird nicht betrachtet, da diese keinen geeigneten Ansatz zur Integration von umrichterbasierten EZA bietet.

Der Vergleich der Frequenzschätzverfahren zeigt, dass die geschätzte Frequenz durch Parametertuning der Verfahren optimiert und an den Verlauf der Frequenz des Synchrongenerators angepasst werden kann. Die Ergebnisse der optimierten Echtzeit-Verfahren liefern für den Referenzfall nach Abbildung 2 sehr gute Ergebnisse und sind in Abbildung 3 gegeben. Außerdem ist die Abweichung der Frequenzschätzung von der Frequenz des Synchrongenerators angegeben.

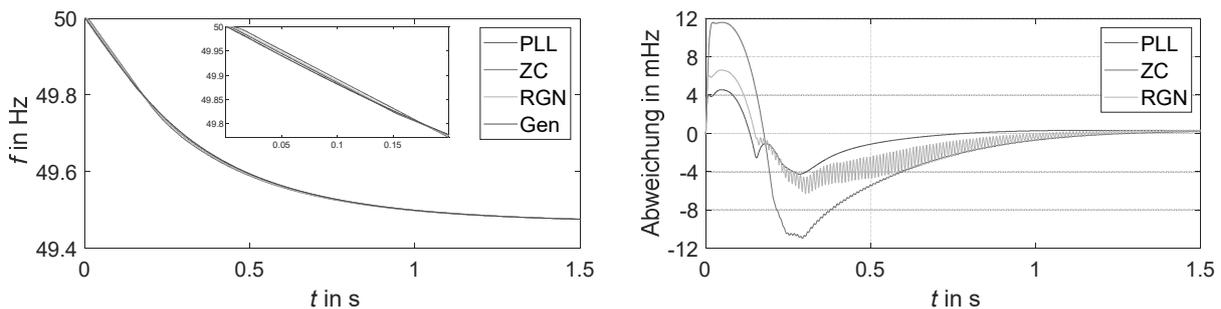


Abbildung 3: Vergleich der optimierten Echtzeit-Verfahren

Die Sensitivitätsanalyse zeigt schließlich, dass die Güte der Verfahren variiert sobald Netzparameter verändert werden. Das ZC-Verfahren weist dabei die größte Robustheit gegenüber Änderungen der Größe des Lastsprungs auf, insbesondere ist die Güte der Schätzung weitestgehend unabhängig von den Parametern des Verfahrens. Dem entgegen stehen jedoch wenige Freiheitsgrade bei der Optimierung für dieses Verfahren. Die Untersuchungen werden anschließend in einem komplexeren MS-Netz wiederholt und bestätigen die Ergebnisse aus der Testbench nach Abbildung 2.

## Referenzen

- [1] N. Hatziaargyriou et al., "Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies", IEEE PES Technical Report PES-TR77: IEEE, 2020.
- [2] F. Milano, F. Dorfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbic, "Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper)," in 20th Power Systems Computation Conference: PSCC2018 Dublin: June 11-15, 2018, University College Dublin, Dublin, Ireland, 2018, pp. 1–25.
- [3] B. Boashash, "Estimating and Interpreting the Instantaneous Frequency of a Signal – Part 1: Fundamentals" in Proceedings of the IEEE, Vol. 80, No. 4, April 1992, pp. 520-538.

## 4.3. ASPEKTE ZU NIEDERSPANNUNGSNETZEN

### 4.3.1. Ein Beitrag zur automatisierten Netzrekonfiguration in der Niederspannung

Daniel HERBST<sup>1</sup>, Robert SCHÜRHubER<sup>1</sup>, Ernst SCHMAUTZER<sup>1</sup>

#### Einleitung

Einhergehend mit den politischen Zielen einer möglichst ökonomisch und ökologisch verträglichen Stromversorgung ergeben sich unter anderem neuartige Herausforderungen für die elektrischen Energieversorgungsnetze. Beispielsweise resultiert dies in der vermehrten Durchdringung der Niederspannungsverteilnetze (d.h. sowohl Niederspannungsverteil- als auch -verteilernetze, 230/400 V) mit dezentralen, erneuerbaren Energiequellen wie beispielsweise Photovoltaikanlagen oder aber auch leistungsstarken Verbrauchern, zB Ladestationen für Elektrofahrzeuge, Klimaanlage bzw. Wärmepumpen [1]. Traditionelle Planungskriterien, wonach im Wesentlichen mit Lastflüssen von großen Erzeugungseinrichtungen (situiert in höheren Spannungsebenen) hin zu dezentralen Verbrauchern (im Niederspannungsnetz) kalkuliert wird, sind dabei nicht mehr anwendbar. Eine entsprechende Umkehr des Lastflusses von dezentralen Erzeugern hin zu übergeordneten Netzebenen sowie die bereits genannten, neu hinzukommenden leistungsstarken Verbraucher können dabei zu lokalen Überlastungen des konventionellen, radial betriebenen Niederspannungsnetzes führen [2].

Eine mögliche Abhilfe ist dabei eine temporäre, automatisierte Netzrekonfiguration bzw. eine Vermaschung auf der Niederspannungsebene. Dieser Beitrag stellt einen dafür im Kontext des Forschungsprojekts Power System Cognification (PoSyCo) entwickelten Algorithmus vor und vermittelt einen Eindruck der praktischen Umsetzungsmöglichkeiten und Bewertung der Netzrekonfiguration und der zu bevorzugenden Lastverteilung im Verteilnetz unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf den Netzschutz und die Schutzmaßnahmen anhand eines eigens dafür aufgebauten Labordemonstrators.

#### Methodik

Die in der Einleitung beschriebene temporäre Rekonfiguration (zB Umschaltung im Netz) bildet eine Möglichkeit zur Bewältigung der genannten zukünftigen Herausforderungen in Niederspannungsverteilnetzen. Die dafür entwickelte Methodik bzw. der zugehörige Algorithmus evaluiert dabei sämtliche mögliche Netzkonfigurationen aus einer bestehenden Netztopologie und priorisiert diese hinsichtlich der folgenden unterschiedlichen Kennzahlen (en. key performance indicators, KPIs: Einhaltung der Spannungsgrenzen, zulässige Auslastung einer Leitung, Gesamtverluste eines (Teil-)Netzes, Auslastungsreduktion einer Leitung, Distanz zwischen ausgelasteter Leitung und Schaltelement/Leistungsschalter und Vermaschung des (Teil-)Netzes. [3-5]

Für ein Niederspannungsverteilnetz(-Segment), dessen grundsätzliche Topologie beispielsweise drei Umschalt- bzw. Rekonfigurationsmöglichkeiten (sprich Schaltelemente) bietet, ergeben sich im Sinne der Booleschen Algebra  $2^4 = 16$  unterschiedliche Netzkonfigurationen, wofür der in Python entwickelte Algorithmus mit Hilfe der Netzberechnungssoftware DlgSILENT PowerFactory 16 Lastflussberechnungen der einzelnen Netzkonfigurationen durchführt. Die dabei generierten Ergebnisse bilden die Grundlage zur Bewertung der verschiedenen Netzkonfigurationen anhand der KPI-Berechnungen und führen schließlich zu einem Priorisierungsvorschlag. Jene mit der höchsten Priorität (= niedrigster Wert der Summen der einzelnen KPIs je Netzkonfiguration) wird damit als zu bevorzugende Konfiguration ermittelt und als Vorschlag bspw. dem entsprechenden Netzbetrieb/ Operator angezeigt. [3-5] Abbildung 1 stellt das Ergebnis einer Evaluierung unterschiedlicher Konfigurationen eines Teils eines beispielhaften Niederspannungsverteilnetzes basierend auf den beschriebenen sechs KPIs – wobei diese einer Sensitivitätsanalyse hinsichtlich verschiedener Gewichtungen im Bereich von 0,05 bis 4,0, unterzogen sind – in Form eines Carpet Plots dar. Man erkennt im oberen Teil die einzelnen

<sup>1</sup> TU Graz – Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/I, A-8010 Graz, +43 316 873-7551, office.ian@tugraz.at, iean.tugraz.at

Netzkonfigurationen in Abhängigkeit der Variation der Gewichtungsfaktoren  $k_{KPI,m}$  jeweils von 0,05 bis 4,0 wobei die dabei dargestellte Priorisierung in Form der diskreten Farbskalierung (grün bis rot) zu verstehen ist. Ein niedriger Wert (grün) stellt eine bevorzugte Konfiguration dar, ein hoher Wert (rot) eine zu vermeidende. Der durchwegs konstante Farbverlauf des oberen Plots in horizontaler Richtung (zB hellgrün bei Netzkonfiguration 8) lässt dabei bspw. auf ein stabiles Verhalten der entsprechenden Konfiguration in Bezug auf unterschiedliche KPI-Gewichtungen schließen.

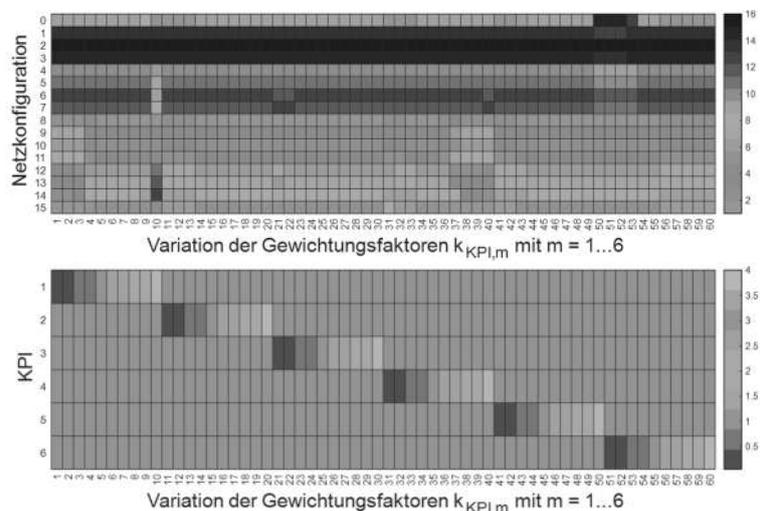


Abbildung 1: Carpet Plot der Priorisierung der unterschiedlichen Netzkonfigurationen 0 bis 15 anhand der sechs KPIs in Abhängigkeit von Gewichtungsfaktoren  $k_{KPI,m}$  für ein beispielhaftes Niederspannungsverteilstnetz vgl. [4-5]

## Schlussfolgerungen und Ausblick

Der entwickelte Algorithmus zur automatisierten Rekonfiguration zeigt in ersten Tests an digitalen Netzmodellen unterschiedlicher Niederspannungsverteilstnetze (urban, rural und synthetisch) stabile Resultate hinsichtlich einer Verbesserung der Lastsituation (zB bessere Leitungsauslastung, Reduktion der Verluste, Vermeidung von Überlastung, Gewährleistung der Spannungsqualität) sowie der Beständigkeit gegenüber variierten KPI-Gewichtungsfaktoren. In einem weiteren Schritt sind Untersuchungen hinsichtlich Skalierbarkeit und Reproduzierbarkeit angedacht. Weiters wurde ein Labordemonstrator mit vier Niederspannungskompaktleistungsschaltern entwickelt und aufgebaut [5-7], an welchem die Erprobung des realitätsnahen Einsatzes des Algorithmus geplant ist.

## Danksagung

Die beschriebene Methode wurde im Zuge des von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) und dem österreichischen Klima- und Energiefonds (KLIEN) finanzierten Leitprojekts PoSyCo – Power System Cognification (#867276) entwickelt.

## Referenzen

- [1] Republic of Austria - Federal Ministry for Sustainability and Tourism, Republic of Austria - Federal Ministry for Transport, Innovation and Technology, "#mission2030 - The Austrian Climate and Energy Strategy", 2018.
- [2] Einfalt, A., Brunner, H., Prügler, W., et al., "Efficient Utilization Of Existing Grid Infrastructure Empowering Smart Communities", IEEE ISGT NA, Washington DC/USA, 2020.
- [3] Herbst, D., Schürhuber, R., Lagler, M., et al., "Low-Voltage Grids in Transition – Automatic Grid Reconfiguration Approach for Future Smart Grid Challenges", CIRED, 2021.
- [4] Herbst, D., Schürhuber, R., Schmutzner, E., et al., "Entwicklung und Evaluierung eines Algorithmus zur automatisierten Rekonfiguration von Niederspannungsnetzen", e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, Ausgabe 08.2021, Wien/AT, 2021, <https://doi.org/10.1007/s00502-021-00939-5> (aufgerufen am 12.November 2021).
- [5] Herbst, D., „Ein Beitrag zu neuen Ansätzen im Niederspannungsschutz“ (Arbeitstitel), Dissertation, Technische Universität Graz, laufend.
- [6] Promberger, M., „Labordemonstrator zur automatisierten Rekonfiguration im Niederspannungsnetz“, Masterarbeit, Technische Universität Graz, 2021.
- [7] Griesser, R., „Automatisierung eines Kompaktleistungsschalter-Labordemonstrators mit Python Kommunikation“, Masterarbeit, Technische Universität Graz, 2021.

### 4.3.2. Adaption und Validierung einer Low Cost $\mu$ PMU zur Netzüberwachung im Niederspannungsnetz

Melina GURCKE<sup>1\*</sup>, Kevin TIMPE<sup>1\*</sup>, Michael KELKER<sup>1</sup>, Jens HAUBROCK<sup>1</sup>

#### Einleitung

Im Übertragungsnetz (ÜBN) haben sich Phasor-Measurement-Units (PMUs) zur Netzüberwachung als leistungsfähige Messtechnik etabliert. Mit den Zielen der Energiewende bis 2030 den Anteil an Erneuerbaren Energien (EE) an der gesamten Energieerzeugung in der EU auf 40 % zu erhöhen sowie die durchschnittlichen jährlichen Emissionen neuer Fahrzeuge ab 2030 um 55 % und ab 2035 um 100 % im Vergleich zu 2021 zu verringern [1], besteht künftig auch die Notwendigkeit, die Verteilnetze zu überwachen. Im Verhältnis zum Übertragungsnetz ist das Niederspannungsnetz weitaus größer und besitzt eine Vielzahl an Netzknoten, gleichzeitig ist der Energiedurchsatz pro Knoten aber vergleichsweise deutlich geringer. Dies führt zu einer deutlich angespannteren Kostenstruktur im Niederspannungsnetz. Ein Niederspannungsnetz mit herkömmlichen PMUs zu überwachen wäre sehr kostenintensiv und unwirtschaftlich. Für einen Einsatz im Niederspannungsnetz müssen deshalb kostengünstige Lösungen, sogenannte Low Cost (LOCO)  $\mu$ PMUs entwickelt werden. In diesem Beitrag wird eine LOCO  $\mu$ PMU zur Netzüberwachung im Niederspannungsnetz vorgestellt und validiert. Durch die LOCO  $\mu$ PMU wird eine kostengünstige Möglichkeit geschaffen, Netzzustandsgrößen aufzunehmen und zu verarbeiten.

#### Low Cost $\mu$ PMU

Eine  $\mu$ PMU ist eine Messeinheit, die Phasoren von Strom und Spannung, die Netzfrequenz und den RoCoF (Rate of Change of Frequency) in einem elektrischen Netz zeitlich synchron mittels GPS misst. Die Messdaten werden in Echtzeit an ein übergeordnetes System übermittelt und verarbeitet. Herkömmliche PMUs, die im ÜBN zum Einsatz kommen, weisen einen hohen Grad an Genauigkeit auf und sind dementsprechend in der Anschaffung sehr kostenintensiv. Da die  $\mu$ PMUs im Niederspannungsnetz für die Überwachung des stationären Zustands genutzt werden, können die Spezifikationen für die Aktualisierungsrate gelockert werden. [2] Es kann auf kostengünstigere Hardware zurückgegriffen werden.

#### Hardware

Der Hardwareaufbau der LOCO  $\mu$ PMUs basiert auf der Entwicklung der Arbeitsgruppe Simulation Infrastructure and HPCam am Institute for Automation of Complex Power Systems der RWTH Aachen und besteht im Wesentlichen aus einem Analog-Digital-Wandler (ADC), einem Raspberry Pi (RPi) und einem GPS-Modul. Dieser Aufbau erlaubt Messungen auf dem Niveau des Analogeingangs des ADCs von +/-10 V. Für einen tatsächlichen Einsatz im Niederspannungsnetz muss der Aufbau um Messwandler, die die Messgrößen für Strom und Spannung auf dieses Niveau anpassen, ergänzt werden. Kommerziell erwerbliche Hardware ist kostenintensiv, daher ist eine kostengünstige Hardware zur Spannungs- und Strommessung entwickelt worden. Die Anpassung der Spannungswerte erfolgt mit einer Kombination aus Transformator und Spannungsteiler. Bei der Strommessung muss neben der Höhe des Signals zusätzlich die Signalform angepasst werden, da der ADC nur Spannungssignale verarbeiten kann. Über einen Kabelumbauwandler wird das Stromsignal transformiert, über Messshunts die Spannung ermittelt und mit Operationsverstärkern angepasst. Der ADC formt das analoge in ein digitales Messsignal um und überträgt es an den RPi, auf dem die weitere Verarbeitung der Signale erfolgt. Die Signalverläufe dürfen durch die Messwandler nicht verändert werden, da ansonsten die Genauigkeit abnimmt.

#### Software

Die Berechnung des Effektivwertes, des Phasors, der Frequenz und des RoCoF erfolgt mit der Open-Source-Software LOCO-Villas der RWTH Aachen [2]. Die Übermittlung und Verarbeitung der Daten wird

---

<sup>1</sup> Fachhochschule Bielefeld Institut für Technische Energie-System (ITES) Interaktion 1 33619 Bielefeld, +49.521.106-70981, melina.gurcke@fh-bielefeld.de, fh-bielefeld.de/iium/forschung/agnes

über das GPS-Signal getriggert und ermöglicht eine zeitlich synchrone Messung verschiedener  $\mu$ PMUs. Anschließend werden die Messgrößen softwaretechnisch auf die ursprünglichen Werte skaliert und über Long Term Evolution (LTE) an einen zentralen Rechner (Broker) verschickt.

## Ergebnisse

Die  $\mu$ PMUs werden am Oszilloskop KEYSIGHT DSOX1204G validiert. Dabei wird zum einen die fehlerfreie Anpassung der Messgrößen über die Messplatinen und zum anderen die Genauigkeit der ausgegebenen Messwerte untersucht.

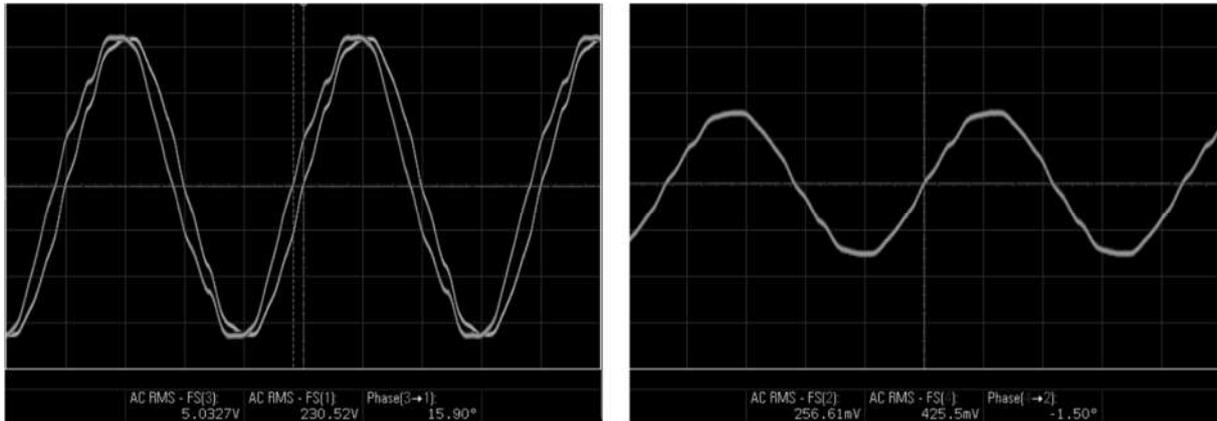


Abbildung 1: links: Netzspannung (gelb) und Spannungsmesskarte (blau)  
rechts: Stromzangen Oszilloskop (rot) und Strommessplatine (grün)

Die Wandlermodule verändern die Kurven der Signale nicht wesentlich. Das Stromsignal wird durch das Modul nicht verändert, lediglich in der Phase um  $-1,50^\circ$  verschoben. Das Spannungssignal ist durch das Modul um  $15,90^\circ$  phasenverschoben. Beim Signalverlauf ist eine leichte Abweichung zu erkennen. Aufgrund des Aufbaus und der Funktionsweise des  $\mu$ PMU ist die Phasenverschiebung für die Genauigkeit des  $\mu$ PMU unerheblich.

Abweichung	Spannung	Frequenz	Phasenwinkel
Maximum	0,73 %	0,06 %	4,00 %
Durchschnitt	0,52 %	0,02 %	1,83 %

Die Abweichungen der  $\mu$ PMU-Messungen liegen im Vergleich zu dem Oszilloskop für den Effektivwert und für die Frequenz in Bereichen von unter einem Prozent. Die Genauigkeitsanalyse der Phasenmessung hat eine durchschnittliche Abweichung von 1,83 % ergeben. Die erfassten Größen weisen im Mittel keine signifikanten Abweichungen auf.

## Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wird eine LOCO  $\mu$ PMU zur Netzüberwachung im Niederspannungsnetz getestet und validiert. Die Ergebnisse zeigen, dass durch die Wandler die Signalverläufe nicht beeinträchtigt werden und mit den  $\mu$ PMUs im Vergleich zu einem Oszilloskop im Mittel keine signifikanten Abweichungen bei den Messungen auftreten. Mit diesem Konzept und mehreren LOCO- $\mu$ PMUs können Netzzustände kostengünstig abgeschätzt werden, und an Steuerungseinheiten gesendet werden, um die Netzsicherheit dauerhaft zu gewährleisten.

## Referenzen

- [1] Europäische Kommission, "Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen", Brüssel, Juli 2021
- [2] Angioni, G. Lipari, M. Pau, F. Ponci und A. Monti, „A Low Cost PMU to Monitor Distribution Grids,“ IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), 2017.

### 4.3.3. Kritische ökonomische Parameter der Netzdigitalisierung in der Niederspannung

Wolfgang PRÜGGLER<sup>1</sup>, Natalie PRÜGGLER<sup>1</sup>

#### Einleitung

Die Energielandschaft verändert sich und verlangt nach neuen Lösungen in vielen Bereichen, auch in der Energieverteilung. Digitalisierung, Dekarbonisierung und Dezentralisierung gehen damit einher. Richtig umgesetzt scheinen Optimierungspotenziale für Betreiber von Netzen, Erzeugungsanlagen aber auch von Gebäuden, Städten und Industrieanlagen realisierbar. Insbesondere an der Schnittstelle zwischen Netz und Verbraucher soll digitale Intelligenz in jeden Endstromkreis gebracht werden. Das Ziel ist, dadurch deutlich mehr Effizienz, Zuverlässigkeit und Transparenz erreichen und einen wichtigen Beitrag zu einem nachhaltigeren und klimafreundlichen Energiesystem leisten zu können (vgl. auch [1]).

Vor allem die Umsetzung der Digitalisierung auf Ebene der Verteilernetze erfordert die Anpassung bestehender Betriebsabläufe bei den Netzbetreibern. Dieser Beitrag stellt dafür neue Rollen und Arbeitsabläufe im Kontext des Forschungsprojekts Power System Cognification (PoSyCo – vgl. [2]) vor und diskutiert mögliche ökonomische Auswirkungen der Netzdigitalisierung samt kritischer Parameter an einem Fallbeispiel.

#### Methodik

Die in der Einleitung erwähnten Rollen und Arbeitsabläufe wurden innerhalb des Projekts PoSyCo definiert und beschrieben. Abbildung 1 (links) zeigt dazu die identifizierten existierenden (grüne Rechtecke) sowie - für die Netzdigitalisierung notwendig erscheinenden - neuen Rollen (orange Rechtecke). Mit diesen neuen Rollen gehen entsprechende Personalkosten einher, welche den operativen Kosten (engl. Operational Expenditures – OPEX) der Netzdigitalisierung zugeordnet werden.

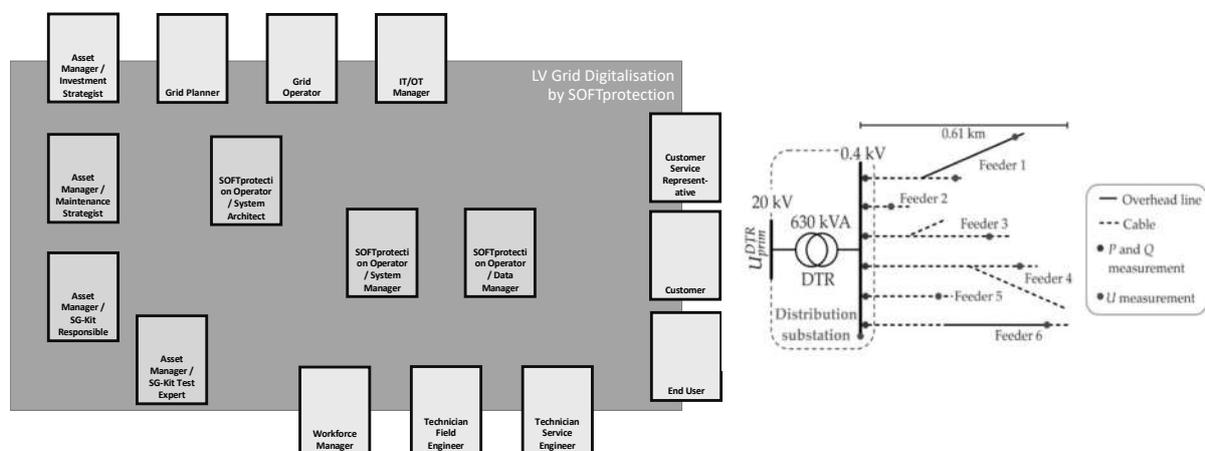


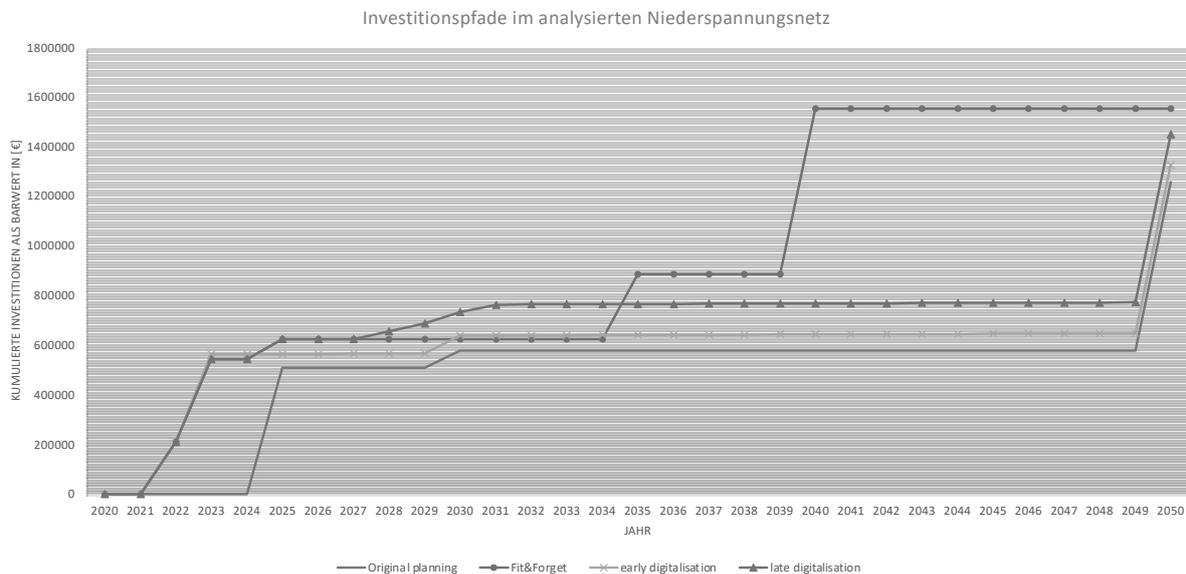
Abbildung 1: Links - Überblick zu existierenden Rollen eines Verteilernetzbetreibers sowie für die Netzdigitalisierung neu definierten Rollen; Rechts - Urbanes Beispielnetz samt eingezeichneter Messpunkte (vgl. [3])

Neben den Aufwänden für Personal sind für die Netzdigitalisierung vor allem auch Investitionen in Sensoren und Regler notwendig. Diese werden den Kapitalkosten (engl. Capital Expenditures – CAPEX) zugeordnet und an einem urbanen Beispielnetz (vgl. Abbildung 1 rechts) quantifiziert.

Für dieses Beispielnetz wird zudem angenommen, dass zukünftig eine signifikante Laststeigerung (hervorgerufen durch Ladestationen für Elektrofahrzeuge mit hoher Leistung) gegeben ist und ohne Maßnahmen (vgl. „Original planning“ in Abbildung 2) eine Verletzung der Netzrestriktionen auftritt. Der Asset Manager bzw. Investitionsstrategie des Netzbetreibers vergleicht somit unterschiedliche Möglichkeiten der Netzertüchtigung (unter Berücksichtigung der ursprünglichen Netzplanung sowie des

<sup>1</sup> MOOSMOAR Energies OG, Moosberg 10, A-8960 Niederöblarn, +43 660 5026101, office@mmenergies.at, [www.mmenergies.at](http://www.mmenergies.at)

Alters der einzelnen Netzabzweige). Neben klassischer Netzverstärkung schließt dies auch die im Projekt PoSyCo erarbeiteten Möglichkeiten der Netzdigitalisierung mit ein. Basierend auf den diskontierten CAPEX und OPEX der einzelnen Lösungen ergeben sich somit unterschiedliche Investitionspfade, wie folgende Abbildung zeigt.



**Abbildung 2:** Errechnete Investitionspfade für das untersuchte urbane Niederspannungsnetz für unterschiedliche Zeitpunkte der Netzdigitalisierung unter Berücksichtigung der ursprünglichen Netzplanung sowie des Alters der einzelnen Netzabzweige

Ein Vergleich des resultierenden Barwerts am Ende des Betrachtungszeitraums (im Beispiel Jahr 2050) kann schließlich als Grundlage für eine Investitionsentscheidung herangezogen werden. Die Höhe der OPEX und CAPEX aber auch der Zeitpunkt der Netzdigitalisierung haben dabei einen signifikanten Einfluss darauf, ob ein Vor- oder Nachteil im Kostenbarwert (im Vergleich zur konventionellen Netzverstärkung – vgl. „Fit&Forget“ in Abbildung 2) realisiert werden kann.

## Schlussfolgerungen und Ausblick

Durch Variation unterschiedlicher Parameter (z.B. Kosten der Sensorik, operativer Aufwand der Digitalisierung, Kabelverlegepreis oder Zeitpunkt der Digitalisierung) zeigt der Beitrag anhand eines Fallbeispiels, welche vor- und nachteiligen Effekte die Digitalisierung auf die langfristige Kostenstruktur von Verteilernetzbetreibern im Vergleich zur klassischen Netzverstärkung haben kann. Basierend auf diesen Erkenntnissen ist im weiteren Projektverlauf auch eine ergänzende SWOT Analyse [Strengths (Stärken), Weaknesses (Schwächen), Opportunities (Chancen) und Threats (Risiken)] in Kooperation mit den Wiener Netzen vorgesehen. Daraus sollen weitere Entscheidungskriterien im Sinne der Netzdigitalisierung abgeleitet werden.

## Danksagung

Die beschriebenen Analysen wurden vom österreichischen Klima- und Energiefonds (KLIEN) geförderten Leitprojekt PoSyCo – Power System Cognification (FFG Projektnummer 867276) erarbeitet.

## Referenzen

- [1] Intelligent electrification at low-voltage level, Siemens new products, <https://new.siemens.com/uk/en/products/energy/topics/lowvoltage-digitalization.html>, last visited Nov 18<sup>th</sup> 2021
- [2] Einfalt, A., Brunner, H., Prügler, W., et al., "Efficient Utilization Of Existing Grid Infrastructure Empowering Smart Communities", IEEE ISGT NA, Washington DC/USA, 2020.
- [3] Herbst, D., et al., Internal Project Report – Deliverable 3.1: Report on the developed concepts, Graz, 2020

### 4.3.4. Deep Reinforcement Learning als Methode zur autonomen Steuerung von Niederspannungsnetzen

Lars QUAKERNACK\*1, Michael KELKER, Jens HAUBROCK

#### Einleitung

Das Bestreben ein emissionsarmes elektrisches Netz in Deutschland zu erreichen birgt für Verteilnetzbetreiber Herausforderungen. Dies ist unter anderem der Ausbau volatiler und dezentraler erneuerbarer Energieanlagen (DEA), wie zum Beispiel Photovoltaik und der stetige Ausbau an Elektromobilität mit teils hohen Ladeleistungen in der Niederspannung. Damit es zu keinen Einbußen in der Netzstabilität kommt, müssen entweder Steuerungssysteme für die Verbraucher und Erzeuger implementiert werden oder das elektrische Netz massiv ausgebaut werden. Da letzteres viel Geld kostet, forschen Wissenschaftler an Steuerungssystemen. Ein vielversprechender Ansatz ist die Steuerung mittels künstlicher Intelligenzen (KI) - genauer mittels Reinforcement Learning (RL). In diesem Beitrag wird RL als Methode für Niederspannungsnetze analysiert. Hierzu wird die Methode theoretisch erläutert und die Adaption auf das Niederspannungsnetz mit dem aktuellen Stand der Forschung dargelegt.

#### Methodik des Reinforcement Learning

RL gehört zu den Methoden des Maschinellen Lernens. Das zu Deutsch bestärkende Lernen sieht vor mittels Belohnungsfunktionen (Reward) für den Zustand der Umgebung im aktuellen Zeitschritt Agenten zu trainieren die beste Aktion zu wählen, um ein definiertes Optimum zu erreichen.

Für den Lernprozess werden im Zeitschritt  $t_i$  für jede Aktion  $a_t$  und Zustand  $s_t$ , Aktions/Zustands Paare als Q-value gebildet und in sogenannte Q-tables gespeichert. Auf Basis des Zustandes  $s_t$  wird der Reward  $r_t$  berechnet. Die Q-values werden im Training nach der Bellman Gleichung (1) in der Tabelle iterativ aktualisiert. Der höchste Q-value für einen Zustand bestimmt die Aktion. Dieses Verfahren wird Q-Learning genannt [4].

$$Q_{\text{new}}(s_t, a_t) \leftarrow Q_{\text{old}}(s_t, a_t) + \alpha \times [r_t + \gamma \times \max(Q(s_{t+1}, a_t) - Q_{\text{old}}(s_t, a_t))] \quad (1)$$

In Gleichung (1) beschreibt die Learning Rate  $\alpha$ , inwiefern neue Erfahrungen des Agenten alte überlagern. Der Discountfaktor  $\gamma$  bestimmt die Wichtigkeit zukünftiger Rewards [4,5].

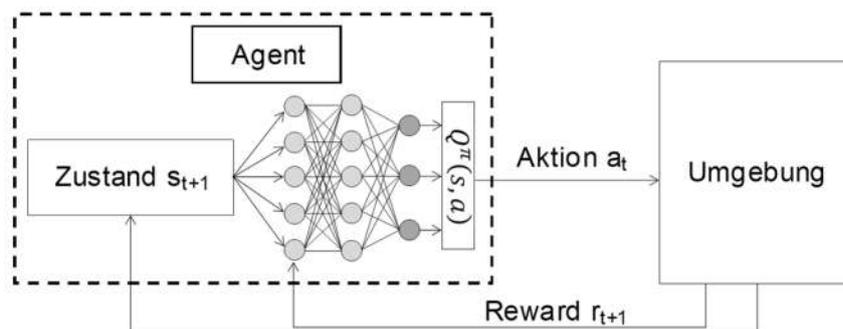


Abbildung 1: Schematische Darstellung von DQN

In Abbildung 1 ist schematische die Struktur von RL bzw. von dem für diese Problematik meist verwendete Deep Q-Learning (DQN) abgebildet. [1,2,3]. Der Unterschied zu dem einfachen Q-learning ist die Nutzung neuronaler Netze zur Vorhersage der Q-values. Dies wird gemacht, da die Q-Tables bei komplexeren Problemen zu Speicherplatzproblemen führen, da jede Aktion/State Kombination festgehalten werden muss. DQNs werden typischerweise entweder als Single Agent Reinforcement Learning (SARL) oder Multi Agenten Reinforcement Learning verwendet (MARL) [4,5].

\*1 Fachhochschule Bielefeld Institut für Technische Energie-System (ITES), Interaktion 1 33619 Bielefeld Deutschland, +49.521.106-70341, lars.quakernack@fh-bielefeld.de, <https://www.fh-bielefeld.de/iium/forschung/agnes>

## RL in Niederspannungsnetzen

RL dient in den Niederspannungsnetzen als Controller, um Vermeidung von Überlastungen von Betriebsmitteln, Ausgleich von DEA durch Batteriespeicher oder die Einhaltung von Spannungsgrenzen zu erreichen. Besonders D. Didden [1], J. Duan [2] und M. Kelker [3] haben in Ihren Arbeiten diese Art von Steuerung untersucht. In Tabelle 1 werden die Parameter der Arbeiten dargestellt:

Tabelle 1: Verschiedene DQN Parameter

	D. Didden [1]	J. Duan [2]	M. Kelker [3]
Umgebung	Nicht spezifiziert, verschiedene	200-bus System	12 Knoten, 2 Stränge Niederspannungsnetz
Zustand	Kalenderdaten, SoC Batterie, Nutzleistungsprognose	Spannungsdaten	Strom- und Spannungsdaten, Zeit, alte Aktionen
Reward	$R_{\text{voltage}}$ , $R_{\text{line}}$ , $R_{\text{trafo}}$ , $R_{\text{losses}}$	$R_{\text{voltage}}$	$R_{\text{voltage}}$ , $R_{\text{trafo}}$
Agent	SARL, MARL	SARL	MARL
Aktionen	Batterieleistung	Einstellwerte von Generatoren	Ladeleistung, Batterieleistung

D. Didden untersucht in seiner Arbeit den Einsatz netzdienlicher Batteriespeicher zur Vermeidung von Überlast an Transformator und Leitungen und Über- und Unterspannung. J. Duan nutzt die Erregung der Generatoren, um die Spannung im Netz zu kontrollieren. M. Kelker benutzt zusätzlich zu den Batteriespeichern, Elektrofahrzeuge als Steuerungselemente, um Überlast zu vermeiden. Die Ergebnisse von M. Kelker sehen eine Reduktion der Transformatorleistung von 24.4% und Erhöhung des Anteils an EE von 10 % durch die Steuerung vor. Bei J. Duan braucht der Agent in 99.92% der Fälle nur eine Iteration, um die richtige Aktion für die Spannungshaltung zu finden. Die Ergebnisse bei D. Didden zeigen, dass z.B. die Spannungsbandverletzungen durch DQN deutlich reduziert werden können. Die betrachteten Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass RL ein großes Potential für die Netzsteuerung hat [1,2,3]. RL-Modelle lernen auf Basis ihrer Umgebungen. Hierbei sind die RL Umgebungen in [1-3] Simulationen des elektrischen Netzes. Das bedeutet, dass die vorgestellten Modelle nur auf Basis der Simulation lernen. Je besser die Simulation desto besser das Modell. Wie gut eine Simulation ist, ist abhängig von ihrem Detailgrad und der Qualität der verwendeten Daten. Ein weiterer Punkt ist, dass Neuronale Netze als Teil von DQN in ihrer Beschaffenheit nicht erklärbar sind. Bei dem Betrieb der Steuerung ist die Grundlage der Entscheidungen der KI nicht bekannt. [4,5]

Fazit und Ausblick:

Die vorgestellte Methode bietet viel Potential für die Netze der Zukunft. Die vorgestellten Ergebnisse basieren bisher jedoch nur auf Simulationen. Außerdem kann die Steuerung des RL-Systems nicht vollständig nachvollzogen werden, sodass bei Fehlern keine Fehleranalyse gemacht werden kann. Alles in allem hat RL die theoretische Möglichkeit teuren Netzausbau zu vermeiden und die Netzkomponenten optimal zu steuern. Ob die Methode praktisch funktioniert, die Qualität der Trainingsdaten und der Simulation ausreichend ist, muss noch abschließend in Feldversuchen getestet werden.

## Referenzen

- [1] H. Kazmi, D. Didden, N. Wiese and J. Driesen, "Sample efficient reinforcement learning with domain randomization for automated demand response in low-voltage grids," in *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Industrial Electronics*, doi: 10.1109/JESTIE.2021.3117119.
- [2] J. Duan *et al.*, "Deep-Reinforcement-Learning-Based Autonomous Voltage Control for Power Grid Operations," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 814-817, Jan. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2941134.
- [3] M. Kelker, L. Quakernack, J. Haubrock (2021). Multi agent deep Q-reinforcement learning for autonomous low voltage grid control. in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*
- [4] L. Kaiser, M. Babaeizadeh, P. Milos, B. Osinski, R. H. Campbell, K. Czechowski, D. Erhan, C. Finn, P. Kozakowski, S. Levine, *et al.*, Model-based reinforcement learning for atari, arXiv preprint arXiv:1903.00374.
- [5] R. S. Sutton, A. G. Barto, Reinforcement Learning: An Introduction, 2nd Edition, MIT press, 2018

### 4.3.5. Monitoring in Niederspannungsnetzen mit Verfahren der künstlichen Intelligenz – Validierung der Methodik in einem realen Stromnetz

Andreas WINTER<sup>1\*</sup>, Selina PRINZ<sup>2</sup>, Johannes DIEGLER<sup>2</sup>, Michael IGEL<sup>1</sup>, Peter SCHEGNER<sup>3</sup>

#### Vorbemerkung

Diese Veröffentlichung basiert auf Erkenntnissen aus dem Forschungsprojekt „GridAnalysis – KI-basierte Systemanalyse im Normal- und Kurzschlussbetrieb“ [1], welches durch das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im Rahmen der Fördermaßnahme „Innovationen für die Energiewende“ gefördert wird. (Förderkennzeichen: 03EI6034A)



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

#### Motivation und zentrale Fragestellungen

Motiviert durch die Dekarbonisierung des Stromsektors sehen sich Netzbetreiber mit dem weiteren Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen, variablen und sektorgekoppelten Lasten und einem steigenden Stromverbrauch konfrontiert. Die Folgen sind eine zunehmende Volatilität von Stromeinspeisung und -bezug und eine damit einhergehende stärkere Auslastung der Verteilnetzebene mit häufigen Last- und Erzeugungsspitzen. Gerade in den Niederspannungsnetzen sind nur wenige Ortsnetzstationen überwacht. Nur in seltenen Fällen sind Messsysteme auch innerhalb der Stromnetze, z.B. in Kabelverteilerschränken, installiert. Der Zubau von weiteren Messsystemen, der für eine zuverlässige Erkennung von Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen erforderlich ist, lässt sich nur mit einem hohen wirtschaftlichen und technischen Aufwand umsetzen. Um die Beobachtbarkeit in den Stromnetzen trotzdem zu erhöhen, sind innovative Lösungen für das Monitoring bei geringer Anzahl an Messungen zu entwickeln. Vor dem Hintergrund des großen Potentials von Systemen der Künstlichen Intelligenz (KI) wird in dieser Arbeit eine KI-basierte Netzsimulation entwickelt, die die klassische Netzberechnung mit Verfahren des maschinellen Lernens kombiniert. Die zentrale Fragestellung lautet: Lässt sich der Netzzustand in Niederspannungsnetzen mit vielen Betriebsmitteln aber nur wenigen Messsystemen hoch performant analysieren?

#### Methodische Vorgehensweise

Die Plattform der KI-basierten Netzsimulation besteht aus drei Hauptkomponenten (Abbildung 1):

**(A) Schnittstelle zu einem Geoinformationssystem (GIS):** Mit einer Ausdehnung von ca. 1.354.600 km Leitungslänge [4] enthalten Niederspannungsnetze viel mehr Betriebsmittel als Mittel- und Hochspannungsnetze. Ein effizienter manueller Aufbau der Stromnetze in Netzberechnungsprogrammen ist nicht möglich. In der vorliegenden Arbeit werden Daten aus einem GIS exportiert, aufbereitet, automatisiert in ein Netzberechnungsprogramm importiert und verarbeitet. Mit nur geringen manuellen Anpassungen stehen somit eine große Anzahl von Niederspannungsnetzen als mathematisches physikalisches Netzmodell in der Netzberechnung für weitere Untersuchungen zur Verfügung.

**(B) Klassische Stromnetzberechnung zur Datengenerierung:** Der gesamte Prozess beim Training von KI-Systemen hängt primär von der Qualität und Menge der Eingabedaten ab. Für das Training der KI-Modelle werden in einer klassischen Netzberechnung mit Hilfe eines Fallgenerators [3] eine Vielzahl relevanter Lastflusszenarien berechnet und in einer Datenbank gespeichert. Ein großer Vorteil der synthetischen Datengenerierung im Vergleich zu historischen Daten besteht darin, dass auch zukünftige

<sup>1</sup> Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes, Goebenstraße 40, 66117 Saarbrücken, +49 681 5867-356, +49 681 5867-122, [andreas.winter@htwsaar.de](mailto:andreas.winter@htwsaar.de), [www.htwsaar.de](http://www.htwsaar.de)

<sup>2</sup> VSE Verteilnetz GmbH, Heinrich-Böcking-Straße 10, 66121 Saarbrücken, +49 162 6981451, +49 681 4030-1229, [selina.prinz@vse-verteilnetz.de](mailto:selina.prinz@vse-verteilnetz.de), [www.vse-verteilnetz.de](http://www.vse-verteilnetz.de)

<sup>3</sup> Technische Universität Dresden, 01069 Dresden, +49 351 463-33202, +49 351 463-37036, [peter.schegner@tu-dresden.de](mailto:peter.schegner@tu-dresden.de), [www.tu-dresden.de](http://www.tu-dresden.de)

Entwicklungen in der Stromversorgung, z. B. die Elektromobilität oder Wärmepumpen, einbezogen werden können. In einem Vorverarbeitungsschritt für das Training der KI-Modelle werden diese Daten analysiert und aufbereitet.

**(C) Framework für das Training neuronaler Netze:** Das KI-Framework trainiert nun mit den Trainingsdaten verschiedene künstliche neuronale Netze (KNN) in PyTorch, einer Programmbibliothek für die Programmiersprache Python, mit einer Auswahl geeigneter Hyperparametersätze. Für die KI-basierte Schätzung (KI-SE) [2] und die KI-basierte Berechnung (KI-LF) [3] der unbekanntem Netzzustände werden jeweils zwei KI-Modelle trainiert. Ein KI-Modell approximiert dabei Spannungsbeträge und ein weiteres KI-Modell Spannungsphasenwinkel. Als Eingabevariablen für die KI-SE dienen Abgangsmesswerte in der Ortsnetzstation und die F-Wirk- und Blindleistungswerte an allen Netzknoten.

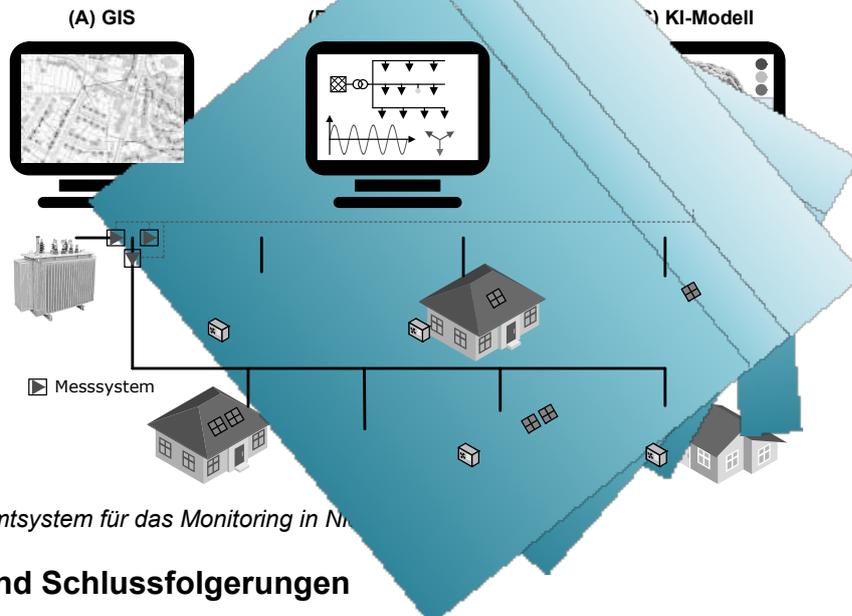


Abbildung 1: Gesamtsystem für das Monitoring in Niederspannungsnetzen

## Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Validierung der KI-basierten Netzsimulation erfolgt in einem realen Niederspannungsnetz. Die KI-Modelle schätzen basierend auf einer Abgangsmessung in einer Ortsnetzstation als Inputgrößen die elektrischen Variablen des überwachten Abgangs, sodass der geschätzte Netzzustand vollständig vorliegt. Ein weiteres KI-Modell bietet die Möglichkeit, die Lastflüsse im betrachteten Netzgebiet zu berechnen und z.B. Handlungsempfehlungen bei kritischen Netzzuständen zu validieren. Die daten- und rechenintensive Trainingsphase erfolgt offline, wohingegen im Onlinebetrieb die KI-basierten Systeme die Ergebnisse sehr schnell und robust gegenüber fehlenden Messdaten liefern. Die KI-Modelle lernen in der Trainingsphase die komplexen Zusammenhänge und Muster in den Trainingsdaten und können im Onlinebetrieb den Netzzustand auch bei geringer Anzahl an Messsystemen schätzen. Die KI-basierte Berechnung der Lastflüsse erfolgt im operativen Betrieb mit geringer Rechenzeit unabhängig von der Anzahl der Netzknoten. Um die Schätzgenauigkeit des Verfahrens zu überprüfen, werden die Ergebnisse der KI-basierten Netzsimulation mit Referenzmessungen, die sich innerhalb des Abgangs befinden, verglichen. Die Untersuchungen zeigen, dass KNN in der Lage sind, Netzzustände mit wenigen Eingangswerten zu schätzen und Lastflussberechnungen in großen Niederspannungsnetzen mit vielen Betriebsmitteln im operativen Betrieb, d. h. mit geringen Rechenzeiten, durchzuführen.

## Referenzen

- [1] GridAnalysis – KI-basierte Systemanalyse von Stromverteilnetzen im Normal- und Kurzschlussbetrieb, [www.gridanalysis.de](http://www.gridanalysis.de)
- [2] Winter, A.; Igel, M.; Schegner, P. (2021): Supervised Learning Approach for State Estimation in Distribution Systems with missing Input Data. Hg. v. 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe). Espoo, Finnland.
- [3] Winter, Andreas; Igel, Michael; Schegner, Peter (2020): Application of artificial intelligence in power grid state analysis and -diagnosis. In: Detlef Schulz (Hg.): NEIS 2020. Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems Hamburg, 14 - 15 September 2020. 1. Neuerscheinung. Berlin: VDE Verlag, S. 128–133.
- [4] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt: „Monitoringbericht 2020,“ Bonn, 2020

### 4.3.6. Simulationsmodelle elektrischer Gebäudeinstallationen zur Untersuchung von Spannungsqualitätsproblemen

Mateo LIPPICH GOLOBART<sup>\*1</sup>, Joachim PRZIBYLLA<sup>1</sup>, Rolf WITZMANN<sup>1</sup>

#### Motivation

Der Wandel unseres Energiesystems von hauptsächlich fossilen zu erneuerbaren Energieträgern führt zu einer stetig wachsenden Anzahl leistungsstarker Prosumer, wie Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, Photovoltaikanlagen, Batteriespeichersystemen und Wärmepumpen. Die Integration einer Vielzahl solcher Geräte in Niederspannungsverteilungsnetzen kann einen erheblichen negativen Einfluss auf die Spannungsqualität haben. Die Grenzwerte der einzelnen Spannungsqualitätsmerkmale sind in der DIN EN 50160 vorgegeben und deren Einhaltung ist für einen stabilen Netzbetrieb elementar. Das Forschungsprojekt *U-Quality* [1] untersucht die Auswirkung der oben genannten Geräteklassen, sowie deren Betriebsweisen, auf die Spannungsqualität in Niederspannungsverteilungsnetzen. Neben Feldmesskampagnen und Laborversuchen spielen Simulationen von zukünftigen Netznutzungsszenarien eine wichtige Rolle in dieser Forschungsfrage. Für die Simulationen in Bezug auf Spannungsqualitätsmerkmale, dabei besonders die Spannungsunsymmetrie, ist daher die Bildung möglichst allgemeingültiger und valider Netzmodelle notwendig.

Die Untersuchungen im Projekt *U-Quality* beschränken sich dabei nicht auf Modelle von Niederspannungsverteilungsnetzen im üblichen Detailgrad, also von der Ortsnetzstation zu den einzelnen Netzverknüpfungspunkten (Hausanschlusskästen). Sie werden auch auf die elektrischen Gebäudeinstallationen von Wohngebäuden ausgeweitet. Dafür wurden verschiedene Simulationsmodelle von elektrischen Gebäudeinstallationen erstellt, die die tatsächlichen Gegebenheiten möglichst realitätsnah abdecken sollen.

#### Grundlagen der Modelle

Elektrische Gebäudeinstallationen sind, ebenso wie Niederspannungsverteilungsnetze, stark heterogen und unterscheiden sich hauptsächlich in der Anzahl der Stromkreise, in der Länge der Stromkreise, sowie der Art der Sicherungstechnik und der verlegten Leitungen. Diese Parameter hängen wiederum im Wesentlichen von der Gebäudestruktur und dem Baujahr ab.

#### Gebäudestrukturen

Die Gebäudestruktur bestimmt die Anzahl und die Länge der Stromkreise innerhalb einer Gebäudeinstallation. So besitzen beispielsweise Einfamilienhäuser tendenziell eine größere Anzahl an Stromkreisen und größere Stromkreislängen als Geschosswohnungen. Dies hängt vor allem mit der Anzahl der Räume und der Wohnfläche zusammen. Eine Übersicht über die statistische Verteilung verschiedener Gebäudestrukturen in Deutschland bietet der Zensus 2011 [2]. Dort wurden die prozentualen Anteile der Art der Gebäude, also ob freistehend oder gereiht, der Anzahl der Wohneinheiten pro Gebäude, sowie der Wohnfläche pro Wohneinheit zusammengetragen. Aus den Daten des Zensus 2011 wurden insgesamt drei Wohngebäudestrukturen abgeleitet, die den tatsächlichen Gebäudebestand in Deutschland gut nachbilden.

#### Altersstruktur des Gebäudebestands

Die verwendeten Materialien und die Art der Stromkreisverlegung in elektrischen Gebäudeinstallationen haben sich über die Jahre verändert. Daraus können sich relevante Unterschiede zwischen modernen und älteren Installationen ergeben, die bei der Modellierung beachtet werden sollten. Die Altersstruktur des Gebäudebestands in Deutschland wurde ebenfalls in [2] ausgewertet.

Das Baujahr eines Gebäudes alleine gibt allerdings noch keine Auskunft über die vorhandene Installation, da es seit der Erbauung zu Modernisierungen gekommen sein kann. In einer Studie des

---

<sup>1</sup> Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstr. 21 80333 München, Tel.: +49 89 28922006, mateo.lippich@tum.de, www.ei.tum.de/hsa

ZVEI [3] wurde zusätzlich der Zustand der elektrischen Gebäudeinstallationen in Deutschland untersucht. Aus den Ergebnissen lässt sich ableiten, dass zwei Installationsvarianten berücksichtigt werden müssen, die jeweils unterschiedliche Bauepochen widerspiegeln.

## Umsetzung

Insgesamt wurden sechs Modelle von Gebäudeinstallationen erstellt. Für die drei unterschiedlichen Gebäudestrukturen wurden zunächst Grundrisse entsprechend der Wohnfläche und Raumanzahl erstellt. Die modernen Gebäudeinstallationen wurden gemäß der Mindestausstattung nach DIN 18015-2 ausgelegt. Daraus ergibt sich unter anderem die Anzahl von Stromkreisen und Anschlusspunkten. Die Leitungslängen ergeben sich aus den Grundrissen und aus der Leitungsführung, die in DIN 18015-3 festgelegt wird. Die Ausstattung und Leitungsführung der Modelle mit älterer Gebäudeinstallation basieren vor allem auf Fachgesprächen mit Elektroinstallateuren.

Die Modelle wurden abschließend in der Simulationssoftware *PowerFactory* aufgebaut. Um die induktiven und kapazitiven Koppellemente der Leitungsimpedanzen realitätsgetreu nachzubilden, wurden die Leitungen durch drei einzelne Leiter abgebildet (SP, N, PE), die entsprechend der vorliegenden Kabelgeometrie (Mantelleitungen in der modernen, Stegleitungen in der älteren Gebäudeinstallation) zu einem Kabelsystem zusammengefasst wurden. An allen Anschlusspunkten (Steckdosen, Leuchtenanschlüsse) wurden einphasige PQ-Lasten mit einstellbaren P- und Q-Werten verbunden, um die Haushaltslasten nachzubilden. Das übergelagerte Niederspannungsverteilungsnetz wurde als aggregiertes externes Netz ausgeführt, für dessen Kurzschlussleistung ein Bereich festgelegt wurde, der auf Messwerten der Kurzschlussleistung aus Feldmessungen in unterschiedlichen Niederspannungsverteilungsnetzen beruht.

## Simulationen

Mithilfe einer Erweiterung des Lastprofilgenerators aus [4] wurde ein Pool von mehreren Tausend Haushaltslastprofilen erstellt, die einzelne Geräteprofile mit Phasenzuordnung enthalten. Diese Geräteprofile wurden für Monte-Carlo-Simulationen, gemäß der Phasenzuordnung der Geräte und der Phasenzugehörigkeit der einzelnen Stromkreise des Modells, zufällig auf die Anschlusspunkte der einzelnen Installationsmodelle aufgeteilt. Die Phasenzugehörigkeit der einzelnen Stromkreise wurde für jede Simulation ebenfalls zufällig vergeben. Für Untersuchungen im Bezug auf die Spannungsunsymmetrie wurden anschließend unsymmetrische Lastflussrechnungen durchgeführt.

## Fazit

Eine Reihe plausibler Simulationsmodelle von verschiedenen Ausführungen elektrischer Gebäudeinstallationen steht zur Verfügung, die eine Referenz für die bauliche Vielfalt in Deutschland darstellt. Erste simulative Untersuchungen beziehen sich auf den Spannungsunsymmetrieeintrag einzelner Wohngebäude, in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt, des Jahresverbrauchs des Haushalts sowie der Struktur der Gebäudeinstallation.

## Referenzen

- [1] C. Biedermann et al., Spannungsqualität vor dem Hintergrund des Anstiegs an Photovoltaik, Elektrofahrzeugen, PV-Batteriespeichersystemen und Power-to-Heat, 16. Symposium Energieinnovation, 2020, Graz
- [2] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Gebäude- und Wohnungsbestand in Deutschland, Zensus 2011, 2014, Hannover
- [3] Zentralverband Elektrotechnik- und Elektroindustrie, Zustandserhebung elektrischer Anlagen für Gebäude, ZVEI, 2015, Frankfurt am Main
- [4] M. Wagler, R. Witzmann, Erstellung und Evaluierung eines synthetischen Haushaltlastprofilgenerators für Wirk- und Blindleistung, 14. Symposium Energieinnovation, 2016, Graz

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

## **4.4. MICROGRIDS, VIRTUELLES UND SMARTES**

### **4.4.1. Weiterentwicklung des österreichischen Stromzählersystems**

**Sabina EICHBERGER<sup>1</sup>, Stefan VÖGEL<sup>1</sup>, Gerald KALT<sup>1</sup>, Christine MATERAZZI-WAGNER<sup>1</sup>**

#### **Motivation und zentrale Fragestellung**

Das österreichische Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG) sieht u.a. eine Steigerung der jährlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen um 27 TWh bis zum Jahr 2030 vor. Dies kann nur durch eine starke Digitalisierung und Dezentralisierung des gesamten Energiesystems mit der Marktintegration von Erneuerbaren in das Energiesystems gelingen. Die aktive Beteiligung von Endkunden am Strommarkt, etwa durch die Ermöglichung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Bürgerenergiegemeinschaften, stellt eine der gesetzten Prioritäten dar. Dazu sind Daten und Informationen, die erst durch die Smart-Meter-Infrastruktur generiert werden können, unerlässlich sowie effizient und zielführend zu verwenden.

Auf Basis der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) ist die Ausrollung von Smart Metern bei Zählpunkten ohne Lastprofilzähler seit einigen Jahren im Gange. Es werden erhebliche Investitionen getätigt um das festgelegte Ziel, 95% der angeschlossenen Zählpunkte mit Smart Metern auszustatten, zu erreichen. Aus heutiger Sicht erscheint es realistisch, dass dieses Ziel bis Ende 2024 erreicht wird [1]. Die Möglichkeiten und Potentiale, die sich dadurch einerseits für Endkunden und andererseits für den Betrieb sowie für die Planung und den Ausbau von Verteilernetzen ergeben, müssen weitestgehend ausgeschöpft werden, um den Vorgaben des EAG und des Clean Energy Package der Europäischen Union gerecht zu werden. Auch im Bereich der Netztarif- und Energiepreisgestaltung ergeben sich durch den Einsatz von Smart Metern interessante neue Optionen.

Durch Messung und Speicherung von viertelstündlichen Energiewerten mittels Smart Meter und ihre Übermittlung an die Backendsysteme der Verteilernetzbetreiber wird die notwendige Datenbasis geschaffen, die für eine zielführende Entwicklung von Verteilernetzen, Ausgleichensystemen, Energiegemeinschaften, Lieferantenangebote und eine aktive Teilnahme der Endkunden am Strommarkt unerlässlich ist. Allerdings beschränkt sich die Smart-Meter-Installationspflicht derzeit auf Zählpunkte, die nicht mit Lastprofilzählern ausgestattet sind. Im Sinne einer diskriminierungsfreien Behandlung aller Netzbenutzer erscheint eine Vereinheitlichung und Harmonisierung des gesamten Zählersystems in Form einer Ausweitung der Smart-Meter-Installationspflicht auf Zählpunkte, an denen derzeit Lastprofilzähler in Verwendung sind, auf allen Netzebenen erstrebenswert. Darüber hinaus sind durch die Vereinheitlichung der Kommunikationsinfrastrukturen Effizienzgewinne und Kosteneinsparungen zu erwarten.

Es zeichnet sich bereits jetzt ab, dass das aktuelle Zählersystem für zukünftige Anforderungen, wie z.B. für die Steuerung von Anlagen (Erzeugung und Verbrauch), die Bereitstellung von Echtzeitdaten, die breite Anbindung von Ladeinfrastrukturen oder die Unterstützung von virtuellen Zählpunkten nicht ausreichend sein wird. Auf längere Sicht erscheint eine Weiterentwicklung des Zählersystems erforderlich, um Smart Meter-Daten für eine verursachergerechte Netzentgeltstruktur und eventuell die Führung von Verteilernetzen nutzbar zu machen.

In diesem Beitrag werden Überlegungen zu möglichen Weiterentwicklungen präsentiert. Ziel dabei ist es, einen fundierten Einblick in konkrete Maßnahmen, deren Umsetzungsaufwand und potenzielle Nutzen für verschiedene Marktteilnehmer zu geben.

---

<sup>1</sup> Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Tel +43 1 24724-0, Fax +43 1 24724-900, [office@e-control.at](mailto:office@e-control.at), [www.e-control.at](http://www.e-control.at)

## Methodische Vorgangsweise

Ausgehend von einer Analyse des Status quo (rechtlicher Rahmen, Netzbenutzerkategorien etc.) werden mögliche Maßnahmen entwickelt, die zu einer Ertüchtigung des Zählersystems für zukünftige Anforderungen beitragen können. Konkret werden folgende Maßnahmen in Betracht gezogen:

1. Einführung einer verpflichtenden Messung, Auslesung und Übermittlung von 1/4-stündlichen Verbrauchs-, Leistungsmittelwerten in Abhängigkeit der Energieflussrichtungen bei allen Netzbenutzern mit Smart Metern
2. Harmonisierung des Zählersystems durch Vereinheitlichung gesetzlicher Vorgaben, insbesondere in Hinblick auf Zählpunkte, die derzeit nicht der IME-VO unterliegen
3. Vorbereitung auf künftige Anforderungen.

Abbildung 1 zeigt schematisch den Untersuchungsgegenstand der Analyse. Darauf aufbauend werden Empfehlungen für Änderungen der regulatorischen und gesetzlichen Vorgaben erarbeitet.

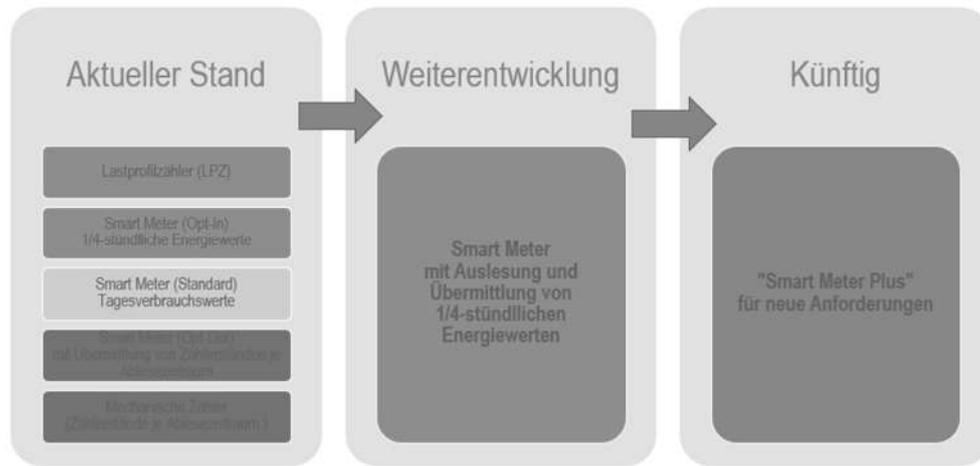


Abbildung 1: Entwicklungsstufen des Stromzählersystems für Netzbenutzer

Weitere Aspekte der Untersuchung beinhalten:

- einen Vergleich der aktuellen Anforderungen an Smart Meter Funktionen mit anderen (relevanten) Ländern,
- Anwendbarkeit und Nutzung für z.B. Steuerung von Verbrauchern oder Erzeugungsanlagen, Speichermanagement, Lieferung von Echtzeitdaten, Anbindung von Ladeinfrastruktur, eventuelle Unterstützung von virtuellen Zählpunkten, Erhöhung der Netzqualität durch gezieltes Monitoring u. dgl.
- eine Abschätzung der technischen Umsetzbarkeit der neuen Funktionen nach potenziellen Nutzergruppen (Verteilernetzbetreiber, Lieferant, Aggregator, Energiegemeinschaft, Flexibilitäts-Vermarkter, aktive Kunden etc.) und der möglichen einheitlichen Schnittstellen (EDA-Plattform, andere Datenhubs u. dgl.).

## Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse umfassen eine fundierte Beschreibung und eine Bewertung möglicher Änderungen des Zählersystems zugunsten verursachergerechter Netzentgelte und einer Unterstützung der Verteilernetzfürung. Im Rahmen eines Positionspapiers [2] hat die E-Control bereits im Jänner 2021 konkrete Vorschläge für regulatorische Änderungen der Netzentgeltstruktur vorgelegt, die mit den Erkenntnissen aus der vorliegenden Untersuchung erweitert werden.

## Referenzen

- [1] E-Control (2021), Smart Meter Monitoring Bericht 2020, <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/smart-metering/monitoring>
- [2] E-Control (2021), Positionspapier zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich („Tarife 2.1“), <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/tarife-2-1>

## 4.4.2. Gemeinsame Simulation der Netz- und Kraftwerksbetriebsführung mit einer Kopplung an ein reales MicroGrid

Nico BROSE<sup>1</sup>, Thomas MEIßNER<sup>2</sup>, Marcel KOTTE<sup>3</sup>, Dirk LEHMANN<sup>4</sup>,  
Klaus PFEIFFER<sup>5</sup>, Harald SCHWARZ<sup>6</sup>

### Kurzzusammenfassung

In diesem Beitrag werden zwei Simulationssysteme und ein MicroGrid sowie deren datentechnische und betriebliche Kopplung vorgestellt. Dabei wird das Konzept des Zusammenspiels der drei Systeme für die Forschung, Ausbildung und Lehre im aktuellen Kontext der Energiewende sowie des Atom- und Kohleausstiegs beschrieben.

Einordnung in die Themenblöcke: Transport und Verteilnetzinfrastuktur, Sektorenkopplung, Zukunftsfragen zu Energie und Mobilität

### Motivation

Die Neustrukturierung des elektrischen Energieversorgungssystems, mit dem Atom- und Kohleausstieg (vor allem in Deutschland), Ausbau Erneuerbarer Energien, Mobilitätswende mit Elektroautos, das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) mit dem einhergehenden Redispatch 2.0, führt zu mehr und neueren Herausforderungen bei gleichbleibender Zielstellung der Netzbetriebsführung und der entsprechenden Systemsicherheit. Dies hat auch unmittelbare Auswirkungen auf das derzeitige und zukünftige Netzbetriebspersonal. Daher müssen die Netzdispatcher auf alle eintretenden Ereignisse sowie auf sämtliche neuen Aufgaben, die durch die Transformation des Energieversorgungssystems zusätzlich entstehen, vorbereitet werden.

Die europäischen Netzbetreiber sind durch die ENTSO-E gem. der EU-Verordnung 2017/1485 Art. 58 und Art. 59 verpflichtet, ihre Netzbetriebsführer suffizient zu trainieren und auszubilden [1, Art. 58, Art. 59]. Dabei beinhaltet die Bildungseinheit einen praktischen Teil in der Arbeitsumgebung sowie einen weiteren praktischen Teil an einem Netzsimulator mit einem detaillierten Netzmodell [1, Art. 59]. Hintergrund dazu ist, dass die Netzbetriebsführer ihre Ausbildung möglichst realitätsnah in einer Leitwarte mit einem quasi Echtzeitbetrieb trainieren sollen.

Neben dem Wissen über das eigene Netz, Kraftwerk oder Betriebsmitteln, ist es für viele Betriebsführer unerlässlich, auch über die anderen Netzgebiete, Kraftwerke sowie Verbraucher und deren Steuer- sowie Kontrollmöglichkeiten Bescheid zu wissen. Daher bedarf es eines umfassenden Trainings- und Schulungskonzeptes. Dies wird durch die Kombination der beiden Simulatoren erreicht und mit dem MicroGrid durch reale Daten und Schaltungsmöglichkeiten erweitert. Damit können neben der reinen Simulation auch praktische Aspekte trainiert werden.

---

<sup>1</sup> BTU Cottbus-Senftenberg – Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik, Siemens-Halske-Ring 13, 03046 Cottbus, Deutschland, +49 (0) 355 69 26 66, nico.brose@b-tu.de, <https://www.b-tu.de/fg-evh/>

<sup>2</sup> BTU Cottbus-Senftenberg – Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik, Siemens-Halske-Ring 13, 03046 Cottbus, Deutschland, +49 (0) 355 69 40 44, thomas.meissner@b-tu.de

<sup>3</sup> Lausitz Energie Kraftwerke AG / Lausitz Energie Bergbau AG (LEAG) – Konferenzcenter Lübbenau, Straße des Friedens 26, 03222 Lübbenau / Spreewald, Deutschland, +49 (0) 3542874 364, Marcel1.Kotte@LEAG.de

<sup>4</sup> BTU Cottbus-Senftenberg – Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik, Siemens-Halske-Ring 13, 03046 Cottbus, Deutschland, +49 (0) 355 69 40 32, dirk.lehmann@b-tu.de,

<sup>5</sup> BTU Cottbus-Senftenberg – Lehrstuhl Dezentrale Energiesysteme, Siemens-Halske-Ring 13, 03046 Cottbus, Deutschland, +49 (0) 355 69 40 35, klaus.pfeiffer@b-tu.de,

<sup>6</sup> BTU Cottbus-Senftenberg – Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik, Siemens-Halske-Ring 13, 03046 Cottbus, Deutschland, +49 (0) 355 69 45 02, harald.schwarz@b-tu.de

## Konzept der Kopplung der Simulatoren und des realen MicroGrids

Die Systemanordnung ist auf eine realitätsnahe Abbildung der komplexen Zusammenhänge zwischen Erzeugung, Übertragung und Abnahme in Elektroenergieversorgungssystemen ausgerichtet. Hierzu werden, wie in Abbildung 1 ersichtlich, die drei Systeme miteinander gekoppelt.

Die Anbindung erfolgt hierbei über die in den Systemen befindliche Fernwirkarchitektur. Mit einem gesicherten VPN-Tunnel sind alle drei miteinander verbunden. Für die Kommunikation der drei Systeme untereinander wird das Standardprotokoll IEC 60870-5-104 verwendet.

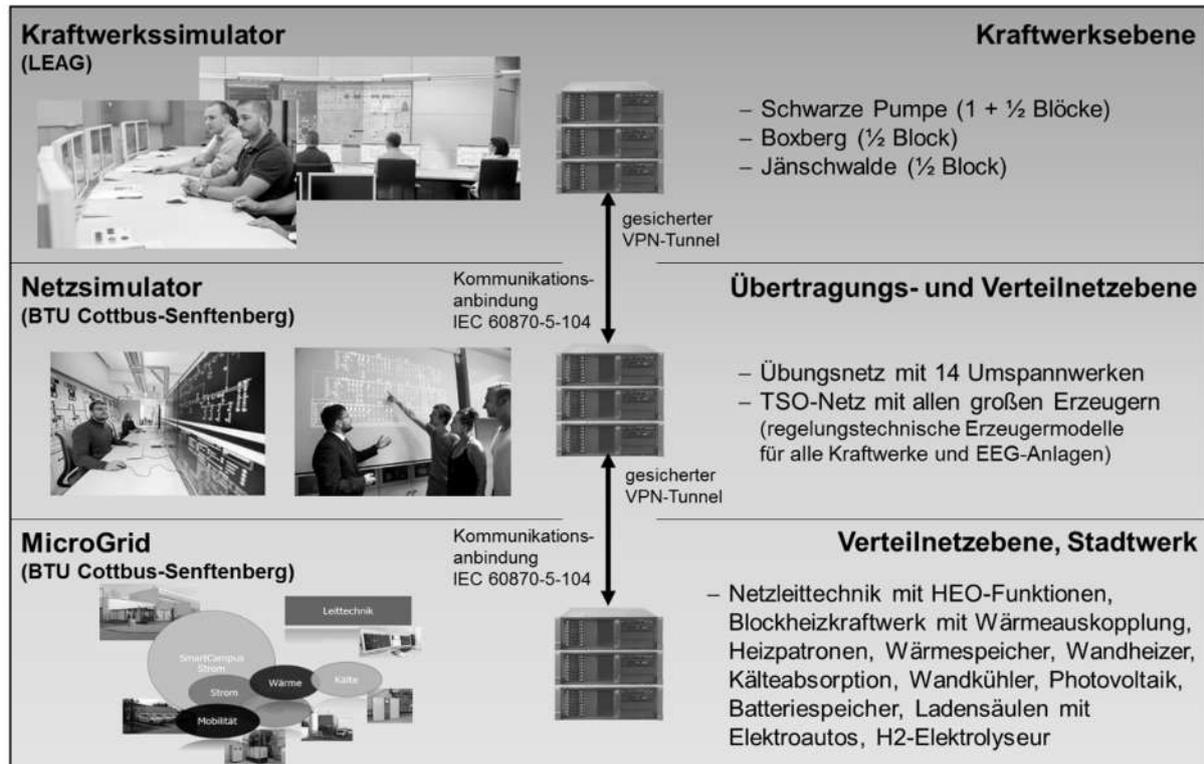


Abbildung 1: Kopplung Kraftwerks-, Netzsimulator und MicroGrid

Der Aufbau wurde dabei so gewählt, dass alle Ebenen eines elektrischen Energieversorgungssystems abgebildet werden. Der Kraftwerkssimulator stellt in diesem Fall größtenteils die verfahrenstechnische Steuerung der thermischen Erzeugungsanlagen dar. Dem gegenüber spiegelt der Netzsimulator die elektrotechnischen Zusammenhänge und Wechselwirkungen in dem Versorgungsnetz wider. Zum Schluss werden die kleinen Verbraucher und Einspeiser elektro- und verfahrenstechnisch im realen Umfeld des MicroGrids gesteuert und überwacht.

## Ergebnis

Durch die Kopplung der drei Systeme zu einer Trainingsumgebung können sämtliche Szenarien des Normalbetriebs und gestörten Netzbetriebs aus unterschiedlichen Betriebsführersichtweisen realistisch durchgespielt werden.

Zielgruppe für diese Systemanordnung sind Netzbetriebsführer, Kraftwerksbetriebsführer und Betreiber kleiner Netze für wiederkehrende Trainingseinheiten sowie für Studenten in der universitären Lehre und Ausbildung.

## Referenzen

- [1] Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (2017): VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (Abl. (EU) L 220 S. 1).

### 4.4.3. Aufbau eines HIL Teststandes zur Validierung von Algorithmen zur Steuerung von Smart Micro Grids

Felix ANNEN<sup>1</sup>, Kersten KRÖGER<sup>1</sup>, Michael KELKER<sup>1</sup>, Katrin SCHULTE<sup>1</sup>,  
Jens HAUBROCK<sup>1</sup>

#### Einleitung

Im Zuge der Energiewende steigen die Herausforderungen an das elektrische Netz in Deutschland. Dies betrifft besonders die unteren Netzebenen, da in diesen die zahlenmäßig größte Anzahl an Erzeugungsanlagen angeschlossen sind. Gleichzeitig hat sich die Bundesregierung ein Ziel von sieben bis zehn Millionen zugelassenen Elektrofahrzeugen in Deutschland bis 2030 gegeben [1]. Damit wird sich, im privaten wie im gewerblichen Bereich, die Anzahl der Ladeanlagen signifikant erhöhen. Das führt, zusätzlich zum Ausbau der erneuerbaren Energien, zu einer weiteren Belastung der elektrischen Netze. Ist die Netzanschlusskapazität durch Ladeleistung der Elektrofahrzeuge und Einspeiseleistung der regenerativen Energieerzeuger erschöpft, erfolgt ein teurer Netzausbau mit neuen Erdkabeln oder einem neuen größeren Transformator.

Eine Alternative zum teuren Netzausbau ist die intelligente Steuerung von Erzeugern und Verbrauchern, basierend auf KI-Prognosemodellen, sodass nicht wie bisher, die Erzeugung den Verbrauch folgt, sondern damit die Last der aktuellen Erzeugung angepasst wird [2]. Aber nicht nur aus Sicht der Vermeidung des Netzaubaus ist es sinnvoll, Erzeuger und Verbraucher aufeinander abzustimmen. Gewerbliche Flottenbetreiber und private Verbraucher können über das gesteuerte Laden ihrer EFZs ihren Eigenverbrauchsanteil erhöhen, dadurch Energiekosten sparen und tragen gleichzeitig damit zur Netzstabilität bei.

Um solche Steueralgorithmen praxisnah im Labor zu validieren, wurde ein Hardware-in-the-Loop-Teststand nebst zugehöriger Simulationsplattform entwickelt und aufgebaut. Der Vorteil der Validierung der Steueralgorithmen an einem Hardwareteststand im Vergleich zur reinen Softwaresimulation ist, dass anschließend an den Labortest mit nur geringem Änderungen diese in einen Feldtest integriert werden können. Der Teststand Teil des Smart Energy Application Labs, einem ERA Smart Energy Lab.

#### Hardwareteststand und Simulationsplattform

Der Hardwareteststand stellt ein Smart Micro Grid dar. Er besteht aus einer Sammelschiene, einer elektronischen AC-Last, einem PV-Wechselrichter angeschlossen an einer DC-Quelle, sechs Ladepunkten für EFZs, sechs EFZ-Simulatoren und einem Batteriespeicher. Die AC-Last, der PV-Wechselrichter und der Batteriespeicher sind energietechnisch an einem Knoten, der Sammelschiene, angeschlossen. Über einen bereits vorbereiteten Anschluss, kann als eine vierte Komponente ein BHKW angeschlossen werden. Die Ladepunkte und die EFZ-Simulatoren arbeiten leistungslos. Die Leistung der EFZs wird auf den Lastgang aufsummiert, der über die AC-Last dargestellt wird. Eventuell vorhandene Messgeräte in den Ladepunkten können über die Simulationsplattform ebenfalls simuliert werden, sodass es für den Steueralgorithmus so aussieht, als würde tatsächlich eine Leistung über den Ladepunkt fließen. Die Leistung wird im Teststand mit einem vorher definierten Skalierungsfaktor dargestellt. Beträgt der Skalierungsfaktor 40, so können mit der AC-Last, die eine reale Leistung von 15kVA hat, bis zu 600kVA dargestellt werden.

Die Simulationsplattform, die die einzelnen Komponenten des Teststands ansteuert, ist in LabView programmiert und vollkommen unabhängig vom zu testenden Steueralgorithmus. Der Simulationsablauf kann entweder automatisch oder manuell erfolgen. Als Eingangsdaten für den Automatikmodus dienen Datensätze zum Lastgang, zur PV-Einspeisung und zur Ladeleistung von EFZ. Diese können entweder historische Messdaten oder künstlich generierte Pseudodatensätze sein.

---

<sup>1</sup> Fachhochschule Bielefeld Institut für Technische EnergieSysteme (ITES), Interaktion 1, +49.521.106-70574, felix.annen@fh-bielefeld.de, <https://www.fh-bielefeld.de/iium/forschung/agnes>

## Simulationsablauf

Im Automatikmodus werden über die LabView-Oberfläche der Simulationsplattform die Datensätze für den Lastgang, die Strahlungsdaten und die EFZ-Daten, ausgewählt. In diesen Datensätzen ist für jedes Ereignis ein Zeitstempel versehen, die aber nicht über den jeweiligen Datensatz hinaus konsistent sein müssen. Es ist also ohne weiteres möglich, Datensätze mit unterschiedlichen Daten zu kombinieren, beispielsweise ein Lastgang von Februar mit Strahlungsdaten von Juni. Sind die Datensätze eingelesen, wird anschließend der Start- und Stopzeitpunkt für jeden Datensatz ausgewählt. Anschließend wird der Simulationsvorgang gestartet.

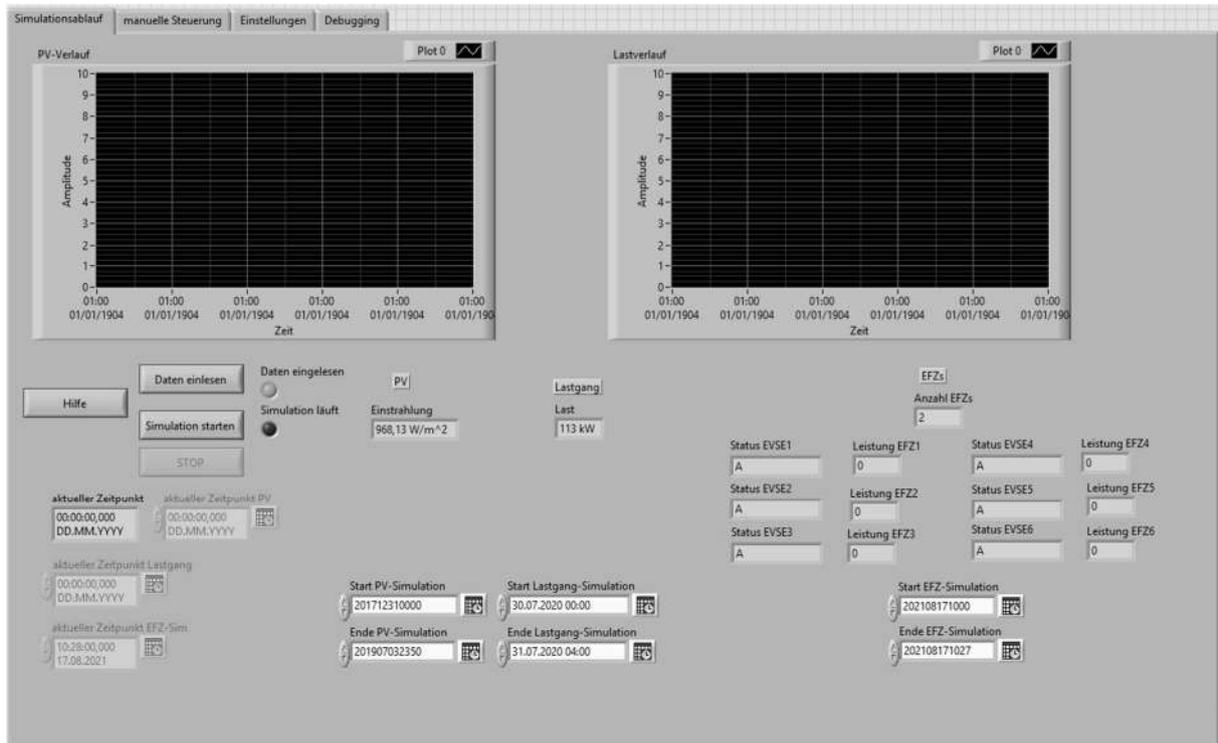


Abbildung 1: Übersicht Simulationsablauf in LabView-Simulationsplattform

## Ausblick

Die Simulationsplattform und der Hardwareteststand werden ständig weiterentwickelt. Derzeit wird ein Echtzeitsimulator von OPAL-RT eingebunden, mit dem es möglich ist, ein elektrisches Netz in Echtzeit zu simulieren und den derzeit starren Einspeisepunkt aus dem öffentlichen Netz durch einen Grid Emulator zu ersetzen. Damit ergeben sich völlig neue Möglichkeiten in Bezug auf die Simulation von autonomen Netzzellen.

Neben den historischen und manuell eingegebenen Daten, wird zukünftig auf Live-Daten, beispielsweise eines Zählers in einem Industriebetrieb, einer Photovoltaikanlage oder eines Strahlungssensors, als Eingang genutzt werden.

## Referenzen

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (29.09.2021). Förderung der Elektromobilität durch die Bundesregierung [online]. <https://www.bmu.de/themen/luft-laerm-mobilitaet/verkehr/elektromobilitaet/foerderung> [abgerufen am 29.11.2021]
- [2] Kelker, M.; Schulte, K.; Hansmeier, D.; Annen, F.; Kröger, K.; Lohmann, P.; Haubrock, J.: Development of a forecast model for the prediction of photovoltaic power using neural networks and validating the model based on real measurement data of a local photovoltaic system. Powertech 2019, Juni 23 – 27, Milano 2019
- [3] Deutscher Wetterdienst (29.09.2021). [https://opendata.dwd.de/climate\\_environment/CDC/observations\\_germany/climate/10\\_minutes/solar/](https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/10_minutes/solar/) [abgerufen am 29.11.2021]

#### 4.4.4. Kurz-, mittel- und langfristiges Flexibilitätspotential im Stromverteilernetz in Vorarlberg

Martin GRÜNWALD<sup>1(\*)</sup>, Reinhard NENNING<sup>1</sup>, Timo ANGERER<sup>1</sup>, Frank HERB<sup>1</sup>, Lia GRUBER<sup>2</sup>

##### Inhalt

In Vorarlberg ist in den nächsten Jahren ein hoher Ausbau an PV-Anlagen zu erwarten. Dem gegenüber steht ein progressiver Zuwachs des Stromverbrauchs, unter anderem verursacht durch die starke Zunahme an Elektrofahrzeugen. Diese Entwicklung führt zu einer erhöhten Belastung der Netzinfrastruktur. Im Rahmen der Masterarbeit werden Flexibilitätspotentiale von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Elektrowarmwasserspeichern bewertet, um Möglichkeiten der Netzentlastung aufzuzeigen. In diesem Vortrag werden Teilergebnisse der Masterarbeit präsentiert. Der Vortrag gliedert sich in zwei Teile:

- **Simulation von potenziellen Flexibilitäten (Elektrofahrzeuge, Elektrowarmwasserspeicher) in einem ländlichen Ortsnetz mit hoher PV-Durchdringung**

Mögliche Flexibilisierungspotentiale werden anhand durchgeführter Simulationen eines ausgewählten ländlichen Ortsnetzes mit sehr hoher PV-Durchdringung bewertet. Als Grundlage für die Simulation dienen Messdaten einer intelligenten Ortsnetzstation. Aufgrund hoher Zuwachsraten an Elektrofahrzeugen und einem hohen Bestand an Elektrowarmwasserspeichern wird in der Präsentation auf diese Themen eingegangen.

- **Pilotprojekt energieautarke Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (EEG) Schnifis: Evaluierung der Auswirkung einer Energieautarkie auf das Stromverteilernetz**

Darüber hinaus wird anhand einer in Umsetzung befindlichen Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft Schnifis (Dorf in Vorarlberg mit rund 800 Einwohnern) die Auswirkung der Energieautarkie auf das lokale Stromverteilernetz anhand von durchgeführten Berechnungen bei vorarlberg netz evaluiert. Zur Erreichung einer Energieautarkie ist dabei die Wasserstoffspeicherung als mögliches Flexibilitätspotential geplant. Im Rahmen des Pilotprojekts wurde dazu eine Kurzstudie „Energieautarke EEG Schnifis - Mit Wasserstoff zur energieautarken Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft“ [1] durchgeführt, die als Grundlage für die Netzberechnung dient.

##### Szenarien und Ergebnisse

###### **Simulation von potenziellen Flexibilitäten in einem ländlichen Ortsnetz mit hoher PV-Durchdringung**

Es wird ein Szenario im Sommer und Winter betrachtet (Durchdringungsgrad von 30 % Elektrofahrzeugen, Bestand an Elektrowarmwasserspeichern stagnierend):

Winterszenario: Es zeigt sich, dass insbesondere Elektrofahrzeuge zukünftig ein enormes Lastverschiebungspotential im Winter darstellen. Eine Lastverschiebung von Elektrowarmwasserspeichern findet in der Simulation nur im Sommer statt. Insbesondere mit der Verschiebung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen (auf den Tag bei PV-Überschuss bzw. in die Nachtsenke, Annahme: 50 % der Fahrzeugbesitzer verschieben Ladevorgänge) kann, in Kombination mit einer Drosselung der Ladeleistung auf 5,5 kW aller Ladevorgänge, eine recht hohe Entlastung erreicht werden. Im Vergleich zum ungesteuerten Laden mit 11 kW (unverzögliche Ladung nach

<sup>1</sup> Vorarlberger Energienetze GmbH, Weidachstraße 10, 6900 Bregenz, martin.gruenwald@vorarlbergnetz.at

<sup>2</sup> Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz, Infeldgasse 18, 8010 Graz, +43 316 873 - 7909, lia.gruber@tugraz.at

Ankunft) konnte der maximale Lastspitzenzuwachs durch Elektromobilität um mehr als die Hälfte reduziert werden.

**Sommerszenario:** Aufgrund des enorm hohen PV-Ausbaus im Netzgebiet kommt es im Sommer zu hohen Rückspeiseleistungen an der Ortsnetzstation in die Mittelspannungsebene. In der Simulation wird wie im Winterszenario angenommen, dass 50 % der Fahrzeugbesitzer das Fahrzeug direkt mit PV-Überschuss laden, sofern das Fahrzeug zu Hause abgestellt ist. Es lässt sich feststellen, dass sich die Rückspeiseleistung, unter Berücksichtigung der Mobilitätsbedürfnisse der Fahrzeugbesitzer, geringfügig reduzieren lässt. Mit Tagesladung der Elektrowarmwasserspeicher (Ansteuerung durch den Netzbetreiber) kann in dem betrachteten Netzgebiet die maximale Rückspeisespitze nochmals weiter verringert werden. Insgesamt ist mit beiden Maßnahmen mit einer Reduktion der maximalen Rückspeisespitze an der Ortsnetzstation um rund 15-20 % gegenüber dem ungesteuerten Laden der Fahrzeuge (11 kW) und ohne Tagesladung der Warmwasserspeicher zu rechnen. Es zeigt sich zusammengefasst, dass in diesem ländlichen Netzgebiet insbesondere im Sommer weitere Flexibilisierungspotentiale erschlossen werden müssen, damit eine maßgebliche Netzentlastung erreicht werden kann.

### **Pilotprojekt energieautarke EEG Schnifis: Evaluierung der Auswirkung einer Energieautarkie auf das Stromverteilernetz**

Eine Energieautarkie in Schnifis erfordert eine hohe Erschließung des PV-Dachflächenpotentials sowie eine saisonale Speicherung von Energie (bspw. mit einem Wasserstoffspeicher). Anhand der Netzberechnungsergebnisse wird ersichtlich, dass eine zentrale Wasserstoffspeicherung, wie sie im Pilotprojekt Schnifis derzeit geplant ist, zwar regional das Stromverteilernetz gegenüber dem Zustand ohne Speicherung entlastet, jedoch insbesondere die Niederspannungsebene große Netzinvestitionen erfordert. Dies ist in erster Linie auf die Rückspeisungen der PV-Anlagen zurückzuführen, die aufgrund des starken erforderlichen PV-Ausbaus hohe Leistungsflüsse im Stromnetz verursachen. Abbildung 1 zeigt, wie eine Energieautarkie in Schnifis aus Netzbetreibersicht möglicherweise umgesetzt werden könnte. Der Netzausbau ist für die Wasserstoffanlage, den Batteriespeicher, ein zusätzliches Biomasse-BHKW sowie für die zusätzlichen PV-Anlagen inkl. einer PV-Freiflächenanlage erforderlich (siehe Abbildung 1).

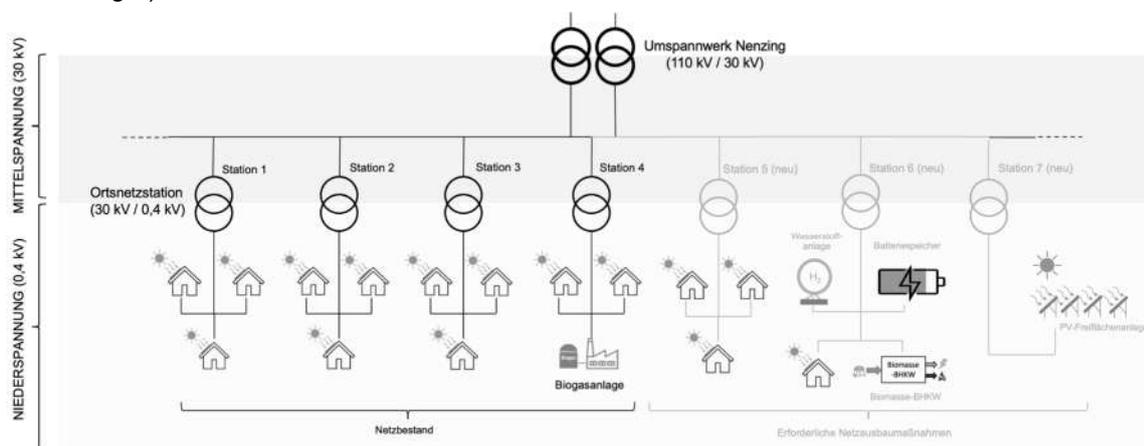


Abbildung 1: Vereinfachte schematische Darstellung der Ortsnetztopologie in Schnifis mit Netzausbaumaßnahmen

### **Danksagung**

Ein Dank gilt insbesondere den Betreuer:innen seitens der TU Graz (Dipl.-Ing. Lia Gruber, Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl) sowie seitens vorarlberg netz (Dipl.-HTL-Ing. Reinhard Nennung, Dipl.-Ing. Hannes Buzanich). Darüber hinaus bedanke ich mich bei all jenen weiteren Personen und Kolleg:innen, die mir bei der Erstellung dieser Arbeit geholfen haben.

### **Referenzen**

- [1] C. Drexel and M. Scheibler, "Energieautarke EEG Schnifis - Mit Wasserstoff zur energieautarken Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft," 2021.

#### 4.4.5. Herausforderungen bei der praktischen Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks

Philipp GAMPER<sup>1\*</sup>, Antonius v. PERGER<sup>1\*</sup>, Rolf WITZMANN<sup>1</sup>

##### Motivation

Mit dem 2021 novellierten Klimaschutzgesetz legt Deutschland im Sinne des Pariser Klimaschutzabkommens (2015) das Ziel fest, bis zum Jahr 2045 weitgehend treibhausgasneutral zu werden. Ein wichtiger Schritt hierbei ist der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038 (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG, 2020). Dadurch und durch den bereits fortgeschrittenen Atomausstieg (Atomgesetz – AtG, 2011) gehen in Deutschland im Zeitraum 2011 bis 2038 128 Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von über 50 GW vom Netz. Um die wegfallende Erzeugungsleistung sowie die bisher von den Kraftwerken erbrachten Systemdienstleistungen zu ersetzen, sind neue Ansätze notwendig. Das Projekt *Smart Grid Cluster* beschäftigt sich in diesem Zusammenhang mit dem Zusammenschluss von Smart Grids zu einem Virtuellen Kraftwerk um neben der Wirkleistungseinspeisung von dezentralen erneuerbaren Energien auch Systemdienstleistung wie Blindleistung oder Reserveleistung bereitstellen zu können. Dies deckt sich mit den Bestrebungen der Bundesnetzagentur im Rahmen des Redispatch 2.0 in Deutschland Erzeugungsanlagen ab einer Größe von 100 kW in das Engpassmanagement mit einzubeziehen.

##### Konzept

Ein Smart Grid ist ein örtlich und auf die Netzebenen bezogen begrenztes Gebiet, das mittels Kommunikationstechnik vernetzt ist und dadurch sowohl die Fernsteuerung von Erzeugungsanlagen als auch das Monitoring des Netzzustandes ermöglicht.

Ein virtuelles Kraftwerk verbindet mehrere solcher Smart Grids zu einem größeren und leistungsfähigeren Verbund. Nach außen hin kann das virtuelle Kraftwerk damit wie ein konventionelles Kraftwerk agieren und bspw. am Energiehandel teilnehmen oder Regelleistung anbieten.

Durch die Gliederung in einzelne autonome Smart Grids ist Skalierbarkeit und Ausfallsicherheit gewährleistet.

Erzeugungsanlagen können sich grundsätzlich in einem von zwei Betriebszuständen befinden. Zum einen im *Remotebetrieb*, in dem die Anlagen ferngesteuert werden können, zum anderen im *lokalen Betrieb*, in dem die Anlagen im Falle eines Verbindungsausfalles mit den lokal verfügbaren Informationen arbeiten. Durch den lokalen Betrieb kann auch bei Verbindungsausfällen die Versorgungsqualität weiterhin sichergestellt werden. Im Remotebetrieb bekommen die Anlagen Stellwerte vom überlagerten Smart Grid, das wiederum Anforderungen vom virtuellen Kraftwerk bekommt. Jedes Smart Grid besitzt für seine Anlagen Informationen zu Grenzwerten bzgl. der jeweiligen aktuellen Leistungsfähigkeit der Anlage (bspw. abhängig von Netzzustand, Einspeiseleistung oder Ladezustand). Diese Grenzwerte werden mittels einer Zustandsschätzung ermittelt. Anhand der Grenzwerte kann die vom virtuellen Kraftwerk angeforderte Leistung optimal auf die einzelnen Anlagen

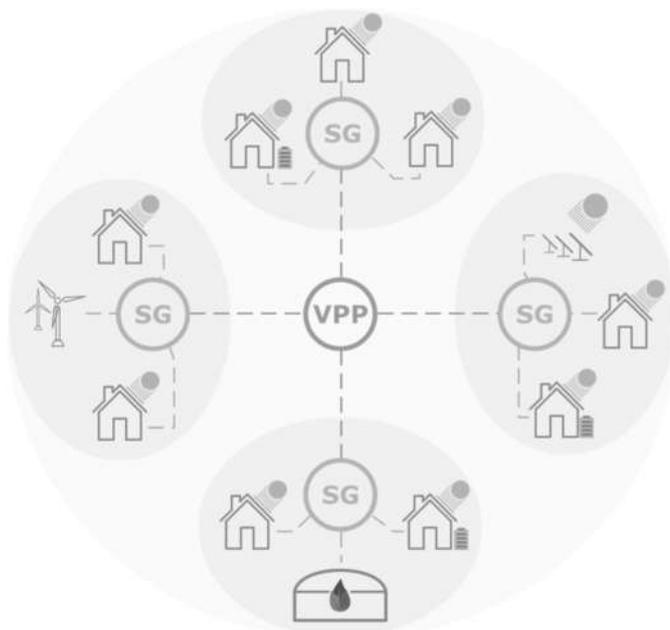


Abbildung 8: Konzept des virtuellen Kraftwerks bestehend aus Smart Grids.

<sup>1</sup> Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstraße 21 80333 München, Tel.:+49 089 289 25587, [philipp.gamper@tum.de](mailto:philipp.gamper@tum.de), [www.ei.tum.de/hsa](http://www.ei.tum.de/hsa)

verteilt werden. Die Anlagen melden die tatsächlich erbrachte Leistung anschließend zurück an das Smart Grid. Falls einzelne Anlagen aus unvorhergesehenen Gründen die geforderte Leistung nicht erbringen können, kann diese anderen Anlagen zugewiesen werden.

## Herausforderungen in der Umsetzung

Im Rahmen des Projektes Smart Grid Cluster ist die praktische Umsetzung des zuvor beschriebenen Konzeptes vorgesehen. Hierfür wurde eine Simulationsumgebung entwickelt sowie ein Labor und ein Feldtest aufgebaut. Dabei haben sich vor allem im Feld Herausforderung ergeben, die bei der Konzeption nicht berücksichtigt waren und die es zu lösen galt. Im Folgenden werden vier Beispiele als kurzer Einblick erläutert.

### **Kommunikationsprobleme**

Grundvoraussetzung für das Vorhaben ist eine sichere kommunikative Anbindung der Erzeugungsanlagen. Diese erfolgt über Breitband-Powerline. Breitband-Powerline moduliert das Kommunikationssignal auf den 50-Hz-Sinus der Netzspannung und nutzt damit das bestehende Leitungsnetz. Allerdings haben sich an einzelnen Stellen Probleme mit der Verbindungsqualität herausgestellt, die auf elektromagnetische Störungen von Betriebsmitteln zurückzuführen sind. An diesen Stellen musste auf eine LTE-Funkverbindung zurückgegriffen werden, wobei sich hier wiederum Probleme mit der Signalabdeckung ergaben.

### **Kommunikationssicherheit**

Um das System vor dem Zugriff Unbefugter zu schützen, wird die Kommunikationsinfrastruktur nach den Vorgaben des BSI zum sicheren Betrieb von intelligenten Messsystemen (TR 03109) ausgelegt. Hierfür wurden an den einzelnen Anlagen Smart Meter Gateways installiert, welche für die Zugriffskontrolle und sichere Kommunikation verantwortlich sind. Der Smart Grid Regler agiert im Sinne der technischen Richtlinie des BSI als externer Marktteilnehmer, welcher autorisiert durch den Gateway-Administrator mit den hinter den SMGWs befindlichen Anlagen kommuniziert.

### **Bussystem**

Da die einzelnen Akteure im Gegensatz zur Simulation oder einem Laboraufbau im Feldtest räumlich getrennt sind, muss eine Möglichkeit geschaffen werden, um möglichst einfach und flexibel Informationen auszutauschen. Zu diesem Zweck wurde für die Kommunikation zwischen einzelnen Komponenten der Regelung ein Event-Bus eingeführt. Ein Event ist ein Datentelegramm, das einen Event-Typ, den Sender und die zu übertragende Information enthält. Events können von beliebigen Punkten aus versandt werden. Einzelne Komponenten können einen Event-Typ abonnieren und erhalten damit alle Events dieses Typs. Dadurch können die benötigten Informationen selektiv gefiltert werden und nach Bedarf neue Typen eingeführt werden.

### **Begrenzte Rechenleistung**

Der Smart Grid Regler selbst läuft dezentral auf einem eingebetteten System mit begrenzter Rechenleistung, daher können die für die Zustandsschätzung benötigten Lastflussrechnungen nicht direkt auf dem System durchgeführt werden. Die Zustandsdaten des Netzes werden daher an einen externen Rechner übermittelt, welcher die benötigten Lastflussrechnungen ausführt und nur die für die Regelung notwendigen Parameter und Grenzwerte an das regelnde System zurücksendet.

## Fazit

In diesem Paper wird das Konzept sowie die Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks bestehend aus mehreren Smart Grids vorgestellt. Vor allem in Hinblick auf den Feldtest werden die dabei auftretenden Probleme diskutiert und mögliche Lösungsansätze aufgezeigt. Der Fokus liegt dabei auf den Aspekten, die trotz Erfahrungen aus vorangegangenen Projekten in der Planungsphase des Projektes *Smart Grid Cluster* nicht ausreichend berücksichtigt wurden.

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

#### 4.4.6. VR und AR-Applikation für smarte Energiesysteme

Jeannine SCHIEDER<sup>1</sup>(\*), Marlene LOIDL<sup>1</sup>(\*), Christof SUMEREDER<sup>1</sup>

##### Virtual Reality und Augmented Reality

Bereits beim letzten Symposium Energieinnovation haben wir den Einsatz der VR-Technologie im Labor für erneuerbare Energien vorgestellt [1]. Die Technologie von Virtual Reality (VR) Brillen ist zwischenzeitlich so weit fortgeschritten, dass es eine neue Gerätegeneration gibt, die ohne den Einsatz von leistungsstarken Rechnern das Auslangen findet und daher für mobile Anwendungen hervorragend geeignet ist. Auch im Bereich der Augmented Reality (AR) gibt es viele neue Anwendungen, die im Bereich der Energiesysteme für die Indikation des Betriebszustands, der Instandhaltung oder Fehlerbehebung Anwendung finden.

Im Rahmen dieses Beitrags wird die bidirektionale Interaktion mit einem smarten Energiesystem dargestellt, die im Rahmen des internationalen Projekts I-Greta [2] entwickelt wurde. Mit einer handelsüblichen VR-Brille ist die Steuerung von Aktoren möglich, wobei der Operator im virtuellen Raum den jeweiligen Zustand auch tatsächlich steuern und erlebt. Für die Programmierung waren Schnittstellen zwischen den Sensoren, dem Controller des Energiesystems, den Messdaten und Steuersignalen zu programmieren, wobei auch der Aspekt der Cyber Security einzuhalten war. Das VR-Modell und die Software zur Interaktion wurde mit open source Programmen erstellt.

Eine weitere Entwicklung findet im Bereich von AR-Anwendungen statt. Durch die Interaktion des reellen Abbildes über ein mobiles Endgerät können Zustandsparameter von Betriebsmittel mittels AR-Technologie eingeblendet und daraus weitere Aktionen durch Abfrage des Benutzerverhalten eingeleitet werden.

Auch bei der Fernwartung oder Instandhaltung kommen in unserem Labor interaktive AR-Anwendungen zum Einsatz. Die eingesetzte open source AR-App ermöglicht es fachliche Assistenz per Internet zu geben, die neben der Funktion eines Video-Chats auch die graphische Interaktion ermöglicht.

##### Referenzen

- [1] Zefferer, Schieder, Sumereder, Primas, Abdallah: Virtual Reality im Praxiseinsatz: EAS-Energielabor, Session Paper E6, Symposium Energieinnovation 2020 an der TU Graz
- [2] I-Greta: INTELLIGENT FIWARE-BASED GENERIC ENERGY STORAGE SERVICES FOR ENVIRONMENTALLY RESPONSIBLE COMMUNITIES AND CITIES, <https://projekte.ffg.at/projekt/3789164>

---

<sup>1</sup> FH Joanneum – University of Applied Sciences, Institut Energie-, Verkehrs- und Umweltmanagement, Werk-VI-Straße 46, 8605 Kapfenberg, AUSTRIA, 0316/5453-6359, [christof.sumereder@fh-joanneum.at](mailto:christof.sumereder@fh-joanneum.at), <https://www.fh-joanneum.at/>

## 4.5. FLEXIBILITÄT I

### 4.5.1. Flexibilitätsangebot und Nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030

**Stefan VÖGEL<sup>1</sup>, Tara ESTERL<sup>2</sup>, Johanna SPREITZHOFER<sup>2</sup>, Gerhard TOTSCHNIG<sup>2</sup>, Helfried BRUNNER<sup>2</sup>, Sophie KNOETTNER<sup>2</sup>, Stefan ÜBERMASSER<sup>2</sup>, Serafin VON ROON<sup>3</sup>, Gustav RESCH<sup>4</sup>, Franziska SCHOENINGER<sup>4</sup>, Frank VEITENGRUBER<sup>3</sup>, Leona FREIBERGER<sup>3</sup>, Alexander DJAMALI<sup>3</sup>, Fabian LEIMGRUBER<sup>2</sup>, Stefan STROEMER<sup>2</sup>**

#### Hintergrund und Zielsetzung

Die optimale Verwendung von Flexibilität ist einer der Kernaspekte der künftigen Elektrizitätsversorgung, um den zukünftigen Ausbau an Erneuerbaren Energien voranzutreiben. Da die Flexibilität sowohl durch die Erzeugung als auch durch den Verbrauch und durch Speicher erbracht werden kann und die verschiedenen Märkte und Netze beeinflusst, umfasst die Analyse der Flexibilität einen Großteil des Energiesystems. In dieser gesamtheitlichen Betrachtung müssen beispielsweise bei Änderungen im Regulativ auch die Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Flexibilitätsnachfragern berücksichtigt werden. Solche Anpassungen des regulatorischen Regelwerks für Flexibilität sind in Österreich aufgrund internationaler und nationaler rechtlicher Neuerungen in den nächsten Jahren erforderlich. Beispielsweise fordert das Clean Energy Package, konkret die EU-Richtlinie 2019/944 in Artikel 32, dass Anreize für die Nutzung von Flexibilität im Verteilernetz gesetzt werden. In dieser Studie soll daher untersucht werden, welches Flexibilitätspotential aktuell (2020) und künftig (2030) in Österreich vorhanden sein wird. Ebenso soll für diesen Zeitraum abgeschätzt werden, wie hoch die Nachfrage nach Flexibilität bzw. wie viel Flexibilität für die einzelnen Flexibilitätsnachfrage-Optionen erforderlich sein wird.

#### Vorgehensweise

Der Begriff der Flexibilität wird definiert und die Fragestellung eingegrenzt. Darauf basierend werden die relevanten Bereiche identifiziert und analysiert. Die Vorgehensweise wird in der Abbildung 1 dargestellt.

---

<sup>1</sup> Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Tel +43 1 24724-0, Fax +43 1 24724-900, stefan.voegel@e-control.at, www.e-control.at

<sup>2</sup> AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggass 4, 1210 Wien, www.ait.ac.at

<sup>3</sup> Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), Am Blütenanger 71, 80995 München, Deutschland, <https://www.ffe.de>

<sup>4</sup> EEG-TU Wien, Gußhausstraße 25 – 29 · 1040 Vienna, <https://eeg.tuwien.ac.at/>



Abbildung 1: Überblick über die Vorgehensweise bei der Erstellung dieser Studie

Für diese Fragestellung wurden auf Angebotsseite folgende Bereiche analysiert:

- Erzeugung
- Import & Export
- Verbraucher (insbesondere Wärmepumpen, Boiler, E-Mobilität, jeweils relevante Bereiche in Industrie und Gewerbe, Wasserstoff),
- Speicher (Wasserkraft und Batterien)

Auf Nachfrageseite wurden die Auswertungen auf Folgendes eingeschränkt:

- Energiemarkt
- Redispatch
- Verteilernetzanwendungen
- Kurzfristige Windvermarktung („Portfolio-Optimierung“)
- Regelreservebedarf

Für den Bereich Energiemarkt wurde eine Simulation durchgeführt und mit den anderen Ergebnissen verknüpft. Die zugrundeliegenden Annahmen und Eingangsdaten werden nachvollziehbar transparent gemacht. Die Ergebnisse werden übersichtlich dargestellt und erste Analysen der Zusammenhänge durchgeführt. Damit soll eine Basis für Diskussionen sowie weitere Umsetzungsschritte geschaffen werden.

## Ergebnisse

Bei der Analyse der zukünftigen Flexibilitätspotentiale im Jahr 2030 sieht man deutlich den geplanten Shift hin zu mehr erneuerbaren Energien. Des Weiteren sind bis 2030 deutlich mehr Potentiale im Bereich der Verbraucher verfügbar und vor allem auch tatsächlich nutzbar. Trotz dieser Erhöhungen liegt die flexible Leistung durch Erzeuger sowie Import und Export nach wie vor um ein Vielfaches über den höchsten Potentialen aus diesen „neuen“ Flexibilitätssektoren. In dieser Studie zeigt sich außerdem, dass der Bedarf nach Flexibilität bis 2030 für 4 von 5 Flexibilitätsnachfragern weiter steigen wird. Es zeigt sich auch, dass es daher notwendig ist, tatsächlich nutzbare Potentiale weiter zu erschließen und diese verfügbar zu machen.

## 4.5.2. Techno-ökonomische Untersuchung verschiedener Flexibilitätsoptionen zur Integration fluktuierender Energieeinspeisung im europäischen Stromnetz 2050

Jan MUTKE<sup>1(\*)</sup>, Leonie PLAGA<sup>2</sup>, Valentin BERTSCH<sup>3</sup>

Angetrieben durch die Entwicklung des Klimawandels rückt die Integration von erneuerbaren Energien (EE) im Rahmen der Energiewende mehr und mehr in den Vordergrund politischer und gesellschaftlicher Diskussionen. Durch den Übergang von nachfrageorientierter Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke zu angebotsorientierter Erzeugung durch fluktuierend einspeisende Technologien ist die zeitgleiche Deckung von Stromangebot- und Nachfrage nicht mehr ohne weiteres gewährleistet. Für eine erfolgreiche Integration von EE müssen daher Flexibilitätsoptionen herangezogen werden. Der vorliegende Beitrag widmet sich der Modellierung des europäischen Stromnetzes unter Berücksichtigung verschiedener Flexibilitätsoptionen. Im ersten Teil der Studie werden neben zwei Batterietechnologien adiabate Druckluftspeicher und Wasserstoff als Stromspeicher untersucht. Im zweiten Teil wird außerdem der Ausbau von Biomassekraftwerken unter verschiedenen Szenarien von Biomassepotentialen berücksichtigt. In beiden Teilen wird der Einsatz dieser Flexibilitätsoptionen im schrittweise dekarbonisierten Stromsystem betrachtet.

### Modellentwicklung

Das Modell des europäischen Stromnetzes 2050 wird in dem Energiesystemmodell „Backbone“ abgebildet [1]. Ausgangspunkt der Modelldaten bildet das bestehende europäische Stromsystem (Stand 2013), das auf Basis von PyPSA-Eur erstellt wird [2]. Zudem werden in Backbone verschiedene Investitionsalternativen implementiert, die eine endogene Erweiterung des Systems erlauben und damit Grundlage einer Ausbauoptimierung bilden. So wird der Ausbau von den verschiedenen Flexibilitätsoptionen, von zusätzlich benötigten Gaskraftwerken und von Windkraft- und Photovoltaikanlagen endogen ermittelt. Netzausbau, der über die heute bereits geplante Netzentwicklung (TYNDP) hinausgeht, wird vernachlässigt. Die Optimierung des Modells erfolgt in Hinsicht auf die Minimierung der Gesamtsystemkosten. Das entwickelte Modell wird für verschiedene Dekarbonisierungsszenarien untersucht, indem es unter linear zunehmenden CO<sub>2</sub> Schranken modelliert wird.

Im ersten Teil der Studie werden ausschließlich Stromspeicher als Flexibilitätsoption berücksichtigt. Im zweiten Teil werden zusätzlich Potentiale für die jährliche Produktion von Biomasse auf Grundlage von [3] in das Modell implementiert und der Ausbau von Biomassekraftwerken erlaubt. Da Bioenergie als nicht-fluktuierende erneuerbare Energie einen besonderen Stellenwert als Flexibilitätsoption einnimmt und die Verfügbarkeit von Biomasse in Hinsicht auf konkurrierende Industrien hohen Unsicherheiten unterliegt, werden mehrere Potentialszenarien untersucht.

### Ergebnisse

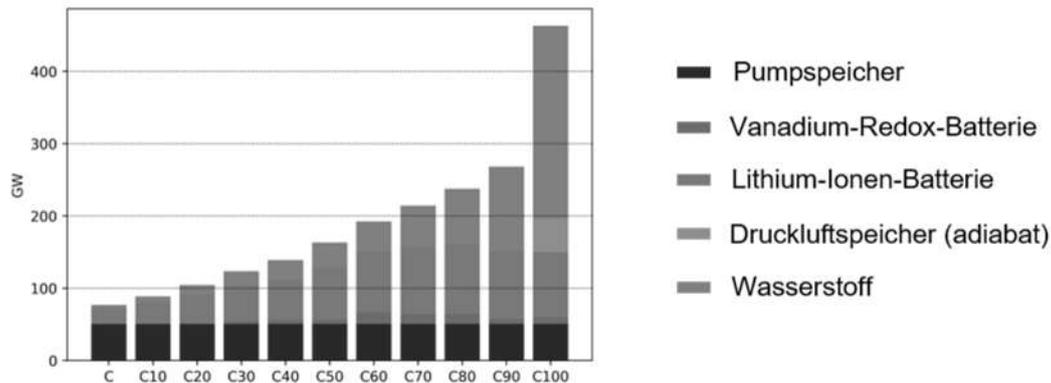
Abbildung 1 visualisiert die Ergebnisse des ersten Teils der Studie. Es wird deutlich, dass Stromspeicher mit zunehmender Dekarbonisierung des Stromsystems – und damit zunehmenden Anteil EE – eine größer werdende Rolle einnehmen. So wird der Speicherbedarf im CO<sub>2</sub>-unbeschränkten Szenario „C“ noch zu einem großen Teil durch bereits bestehende Pumpspeicherkapazitäten gedeckt. Bei schrittweiser Beschränkung der erlaubten Emissionen steigt die leistungsorientierte Speicherkapazität nicht-linear an. Insbesondere bei den verbleibenden Prozentsätzen zu einem vollständig CO<sub>2</sub>-neutralen Stromsystem (C90 zu C100) nimmt der Einsatz von Stromspeichern signifikant zu, was ebenfalls zu einem erheblichen Sprung in den Gesamtsystemkosten führt.

<sup>1</sup> Jan Mutke<sup>(\*)</sup>, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum, Universitätsstr. 150, 44801 Bochum, Deutschland, +49 234 3225794, mutke@ee.rub.de

<sup>2</sup> Leonie Plaga, s.o., +49 234 3226849, plaga@ee.rub.de

<sup>3</sup> Prof. Dr. Valentin Bertsch, s.o., +49 234 3226357, ee@ee.rub.de

Im Laufe der Dekarbonisierung werden alle zur Verfügung gestellten Stromspeichertechnologien eingesetzt. Hervorzuheben ist der Ausbau von Lithium-Ionen-Batterien und Wasserstoffspeichern. Lithium-Batterien werden über alle Szenarien hinweg aufgrund ihres hohen Wirkungsgrades und ihrer vergleichsweise geringen leistungsspezifischen Investitionskosten als Kurzzeitspeicher für überschüssige Photovoltaikerzeugung eingesetzt. Die Speicherung von überschüssiger Windenergie erfolgt vorzugsweise durch Wasserstoffspeicher, welche zwar einen vergleichsweise geringen Gesamtwirkungsgrad haben, aber durch niedrige energiespezifische Investitionskosten als Langzeitspeicher von großen Energiemengen fungieren. Sowohl Vanadium-Redox-Batterien als auch Druckluftspeicher spielen nur in wenigen Szenarien eine Rolle.



**Abbildung 1:** Auszug der Ergebnisse: Endogen ermittelte Stromspeicherkapazitäten (leistungsbezogene Ausspeicherkapazität) nach Technologie und Dekarbonisierungsszenario. Von links nach rechts: Keine Beschränkung von CO<sub>2</sub>-Emissionen (C) bis hin zu vollständig emissionsreduziertem Szenario (C100). Ausbau von Pumpspeichern nicht zugelassen.

Im zweiten Teil der Studie stellt sich heraus, dass die Stromerzeugung aus Biomasse einen signifikanten Einfluss auf den Bedarf an Stromspeichern hat. So gilt grundsätzlich: je höher das angenommene Biomassepotential ist, desto weniger Speicher werden eingesetzt. Diese Korrelation gilt über alle Dekarbonisierungsszenarien hinweg und macht deutlich, dass die Erzeugung aus Biomasse unter den getroffenen Annahmen die ökonomisch attraktivere Option gegenüber Stromspeichern darstellt.

Die durchgeführte Modellierung des europäischen Stromnetzes mit Berücksichtigung verschiedener Flexibilitätsoptionen macht deutlich, dass mit zunehmender Dekarbonisierung sowohl Stromspeicher als auch Bioenergie einen bedeutenden Beitrag zur Integration von fluktuierenden Energien leisten können. Besonders bei sehr tiefer Dekarbonisierung – bzw. hohen Anteilen EE – werden Flexibilitätsoptionen bedeutend. Gleichzeitig stellt sich heraus, dass das Erreichen eines vollständig EE-basierten Stromsystems mit technisch-ökonomischen Herausforderungen verbunden ist.

## Literatur

- [1] N. Helistö *et al.*, „Backbone - An Adaptable Energy Systems Modelling Framework“, *Energies*, Jg. 12, Nr. 17, S. 3388, 2019, doi: 10.3390/en12173388.
- [2] J. Hörsch, F. Hofmann, D. Schlachtberger und T. Brown, „PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system“, *Energy Strategy Reviews*, Jg. 22, S. 207–215, 2018, doi: 10.1016/j.esr.2018.08.012.
- [3] European Commission, „The JRC-EU-TIMES model. Bioenergy potentials for EU and neighbouring countries.“, Jg. 2015

### 4.5.3. Algorithmus zur autarken netzdienlichen Steuerung von zeitlich flexiblen Lasten

Veronika BARTA<sup>1\*</sup>, Sonja BAUMGARTNER<sup>2\*</sup>, Stephanie UHRIG<sup>3</sup>

#### Zielsetzung und Kontext

Eine aktuelle Herausforderung der Verteilnetzbetreiber ist die zunehmende Beanspruchung der Verteilnetze durch nicht planbare, volatile Einspeisung auf der einen und wachsendem Leistungsbezug auf der anderen Seite. Der bisher primär verfolgte Ansatz, dass durch die Regelung von Kraftwerken die Erzeugungsleistung dem Bedarf folgt, ist in der Niederspannungsebene nicht zu realisieren. Durch den Zubau regenerativer, wetterabhängiger Erzeugungsanlagen bietet sich die Laststeuerung als Regelmechanismus an.

Zur Regelung bestimmter Lasten im Netz sind bereits seit vielen Jahren Steuermöglichkeiten wie Schaltuhren oder die Tonfrequenz-Rundsteuertechnik im Einsatz. Über 90% der Verteilnetzbetreiber in Deutschland nutzen derzeit diese Technologien um steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, wie Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen, feste Fahrpläne vorzugeben [1]. Dabei kommen die deutschen Verteilnetzbetreiber ihren gesetzlichen Verpflichtungen nach dem Energiewirtschaftsgesetz (§ 14 EnWG) nach [2]. Jedoch wird dabei der aktuelle, lokale Netzzustand nicht berücksichtigt. Eine zentrale Steuerung mit lokal aufgelösten Fahrplänen bedeutet einen hohen Kommunikationsaufwand und ist anfällig gegenüber Störungen. Ein zentraler Fahrplan wiederum ist nicht zugeschnitten auf die individuelle Netzsituation. Eine Lösung hierfür ist eine netzzustandsbasierte und netzdienliche dezentral agierende Steuerungsmöglichkeit.

#### Methodischer Ansatz

In diesem Projekt wird der Ansatz einer dezentralen, autarken Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen basierend auf dem lokalen Netzzustand verfolgt. Dabei werden die technologischen, regulatorischen und vertraglichen Rahmenbedingungen der steuerbaren Verbraucher in der Niederspannung, wie Wärmepumpen, elektrische Speicherheizungen oder Elektrofahrzeuge, berücksichtigt [3]. Der Kommunikationsaufwand ist auf Grund des dezentralen Ansatzes und der autarken Steuerung sehr gering. Ferner ist keine Übertragung von zentralen Fahrplänen und sensiblen Daten notwendig.

Für den Prototypeneinsatz wurde ein eigener Algorithmus für die dezentrale Steuerung entwickelt und realisiert. Basierend auf den unterschiedlichen Anforderungen der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen werden diese in sogenannte Flex-Cluster eingeteilt. Die Flex-Cluster agieren unterschiedlich in vier definierten Zonen (rot, orange, gelb, grün), worüber individuelle Freigabe- und Sperrzeiten vorgegeben werden. Die Zonen korrelieren mit dem aktuellen Netzzustand. Das Steuermodul misst direkt am Haushalt Spannungen und Ströme und bestimmt intern daraus den wahrscheinlichen Netzzustand am Strang.

Der Algorithmus legt die aktuell geltende Zone fest, indem der gleitende Mittelwert der Spannungsmessung mit den tagesaktuellen Schwellwerten verglichen wird. Des Weiteren wird der Leistungsbezug des Haushaltes berücksichtigt. Durch die individuelle Berechnung der Schwellwerte basierend auf den historischen Messwerten je Modul, ergeben sich modulspezifisch optimierte Freigabe- und Sperrzeiten.

Diese individuell errechneten, aktuelle Zeiten werden über eine FNN-konforme Steuerbox an die im Haushalt verbauten steuerbaren Verbraucher zur Verfügung gestellt. Die Verbraucher können entweder

---

<sup>1</sup> Hochschule München, Lothstr. 64, 80335 München, 089/12654481, veronika.barta@hm.edu, <https://sites.hm.edu/ises/>

<sup>2</sup> LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstr. 3, 86150 Augsburg, 0821/3281421, sonja.baumgartner@lew-verteilnetz.de, <https://www.lew-verteilnetz.de/lew-verteilnetz>

<sup>3</sup> Hochschule München, Lothstr. 64, 80335 München, 089/12653416, stephanie.uhrig@hm.edu, <https://sites.hm.edu/ises/>

ein (100%) und aus (0%) oder in Leistungsstufen (0%, 30%, 60%, 100%) geschaltet werden. Langfristiges Ziel ist die Steuerung eines Haushaltes als Ganzes durch ein Home Energy Management System (HEMS). Dabei regelt das HEMS die angeschlossenen Verbraucher unter Berücksichtigung des durch die Zone vorgegebenen maximalen Leistungsbezugs am Hausanschlusspunkt selbst.

### Prototypen-Test und Ausblick

Im Rahmen eines Reallabors wird der Algorithmus ab Herbst 2021 über mindestens ein Jahr erprobt. Dazu werden jeweils mehrere Dutzend Steuer-Module (Abbildung 1) bei ausgewählten Haushalten im ländlichen und urbanen Raum eingebaut.



Abbildung 1 Prototyp des Steuer-Moduls mit integrierter Spannungs- und Strommessung zum Einbau im Reallabor.

Die im Forschungsprojekt erfassten Mess- und Metadaten werden zur Auswertung an die Hochschule München übermittelt. Zum eigentlichen Betrieb der Module ist dies nicht nötig. Durch die Analyse der im Reallabor erfassten Daten werden die Parameter des Algorithmus weiter optimiert. Zudem wird die Allgemeingültigkeit durch die unterschiedlichen Rahmenbedingungen der Teilnehmer geprüft.

### Danksagung

Der vorgestellte Ansatz wird im Rahmen des Projektes FLAIR<sup>2</sup> ausgearbeitet. Ein spezieller Dank gilt hierbei den Projektpartnern LEW Verteilnetz GmbH, Stromnetz Berlin GmbH und e\*Message Wireless Information Services Deutschland GmbH.

### Referenzen

- [1] Bundesnetzagentur and Bundeskartellamt, "Monitoringbericht 2020," 2021.
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, "Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621)." zuletzt geändert Art. 84 G v. 10.8.2021 I 3436.
- [3] S. Baumgartner, V. Barta, and S. Uhrig, "Praktische Umsetzung eines Reallabors für ein dezentrales Lastmanagement-Konzept," 17. Symposium Energieinnovation, Graz, 2022.

## 4.5.4. Auswirkungen von industriellen CO<sub>2</sub>-Verminderungsmaßnahmen auf die Flexibilität von Prozessen und Technologien

Tobias HÜBNER<sup>1,2</sup>, Konstantin METZGER<sup>1\*</sup>, Frank VEITENGRUBER<sup>1</sup>, Serafin VON ROON<sup>1</sup>

### Motivation und Ziele

Mit der Verschärfung des Klimaschutzgesetzes im Juni 2021 hat sich die Bundesregierung zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis 2030 auf 65 % ggü. 1990 zu senken und bis 2045 treibhausgasneutral zu werden [1]. Für die Umsetzung der Ziele kommt der Industrie eine zentrale Rolle zu, auch da sie etwa in 2018 für 23 % der deutschen Treibhausgasemissionen verantwortlich war [2]. Bisher sind den Autoren keine Studien bekannt, welche die tiefgreifende CO<sub>2</sub>-Verminderung sowie Flexibilität im Industriesektor gemeinsam betrachten. Ziel ist es deshalb, die beiden Themenkomplexe miteinander zu verbinden und die Auswirkungen von disruptiver CO<sub>2</sub>-Verminderung auf die Flexibilität im Industriesektor zu quantifizieren.

### Methoden

Basierend auf einem ambitionierten Klimaschutzszenario (CP-Szenario) des Industriemodells (SmInd) [3], [4], leiten die Autoren mittels der Erweiterung des Modells um ein Flexibilitätsmodul veränderte Flexibilitätspotenziale von Prozessen und Technologien ab. CP-Szenario zeichnet sich durch eine starke Elektrifizierung aus und vermindert die industriellen CO<sub>2</sub>-Emissionen um 88 % in 2050 ggü. 1990. Via Literaturrecherche und Metaanalyse erhobene sowie mittels sieben Experteninterviews validierte Eingangsdaten bilden die Grundlage der Modellsimulationen. Anhand einer eigens entwickelten Methode bestimmen die Autoren elf disruptive CO<sub>2</sub>-Verminderungsmaßnahmen, welche die Flexibilität industrieller Prozesse und Technologien beeinflussen. Die Maßnahmen umfassen transformative Technologien der Stahl-, Papier, Ethylen und Glasproduktion sowie der Wärmeerzeugung. In Summe senken die Maßnahmen die CO<sub>2</sub>-Emissionen um knapp 40 % ggü. 2020 (178 Mio.t CO<sub>2e</sub>).

Das Optimierungsproblem und die gemischt-ganzzahlige Optimierung bilden das Kernelement des Flexibilitätsmoduls. Abbildung 1 beschreibt die Funktionsweise, mit welcher die Flexibilität von Prozessen, Technologien und Maßnahmen abgeleitet wird.

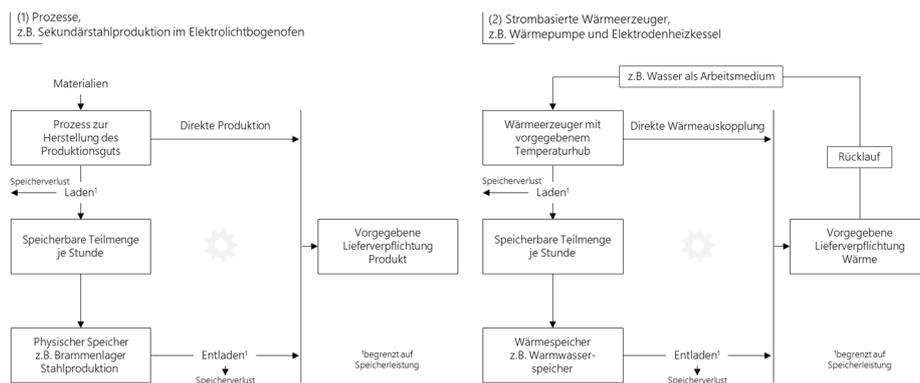


Abbildung 1: Konzeptionelle Darstellung der Funktionalität des Flexibilitätsmoduls für Prozesse(1) und strombasierte Wärmeerzeuger(2)

### Diskussion und Ergebnisse

Das Flexibilitätsmodul bestimmt Differenzpotenziale mit Abrufdauer und Abrufhäufigkeit im Fünfjahresturnus bis 2050 ggü. 2018, welche Abbildung 1 visualisiert.

<sup>1</sup> Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München, 089/158 121 36, thuebner@ffe.de, www.ffegmbh.de

<sup>2</sup> Technische Universität München, Arcisstraße 21, 80333 München

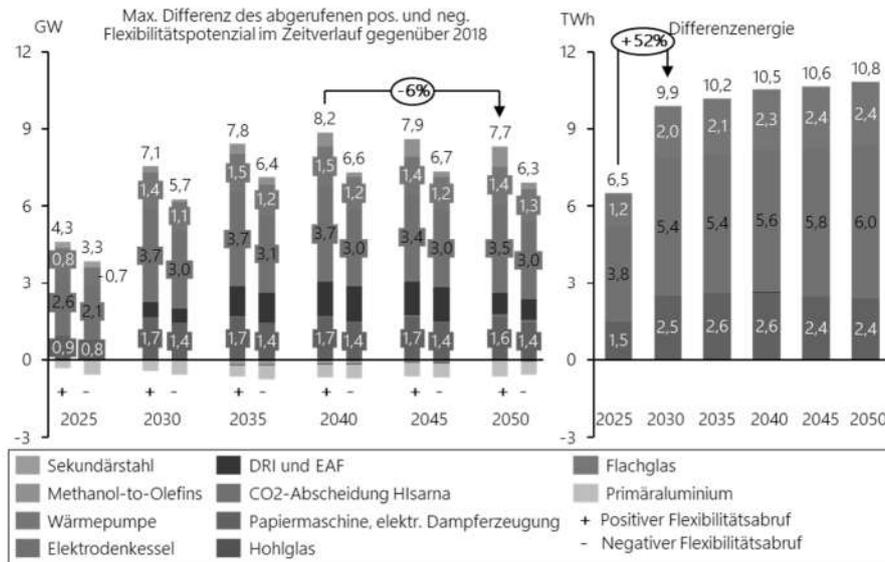


Abbildung 2: Maximales Differenzpotenzial und Differenzenergie der betrachteten Prozesse und Technologien

Es ergibt sich ein zusätzliches positives bzw. negatives Flexibilitätspotenzial von 7,7 GW bzw. 6,3 GW in 2050 ggü. 2018. Etwa 85 % (90 %) des Anstiegs positiver (negativer) Flexibilitätspotenziale in 2050 ist auf den Einsatz von Wärmepumpen und Elektrodenheizkesseln zurückzuführen. In 2050 steigt das positive bzw. negative Flexibilitätspotenzial durch die betrachteten Prozesse und Technologien um etwa 150 bzw. 175 % ggü. der SynErgie Potenzialerhebung der zweiten Förderphase an [5].

Neben den Differenzpotenzialen erhebt das Flexibilitätsmodul Differenzenergien. Das Modell weist eine zusätzliche Flexibilitätsenergie von 10,8 TWh in 2050 ggü. 2018 aus. Selbst bei gleichbleibend hohen Strompreisspreads ist ein deutlicher Hochlauf der verfügbaren Flexibilitätsenergie ggü. 2018 zu beobachten.

Die Analyse der Auswirkungen von industriellen CO<sub>2</sub>-Verminderungsmaßnahmen auf die Flexibilität von Prozessen und Technologien zeigt, dass bei hohem industriellen Klimaschutzambitionsniveau zusätzliche Flexibilitätspotenziale in der Industrie entstehen. Die Schlussfolgerung liegt nahe, dass die industrielle Transformation einen wesentlich stärkeren Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten kann, als bisher. Reine

Wärmeversorger eignen sich aufgrund ihrer hohen Flexibilitätsenergie und geringeren Komplexität für die Überbrückung längerfristiger Zeiträume, wohingegen wertschöpfende Prozesse primär zum Ausgleich kurzzeitiger extremer Lastspitzen nützen. Die Ergebnisse zeigen, dass die zunehmende Umstellung des Bereitstellungssektors auf erneuerbare Energien Hand in Hand mit der Transformation des Industriesektors geht.

## Referenzen

- [1] Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes. Ausgefertigt am 2021-06-24, Version vom 2021-08-18; Berlin, Bonn: BMWI, BMU, 2021.
- [2] Prognos et al.: Klimaneutrales Deutschland - In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65 % im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals. Berlin: Agora Energiewende, 2020.
- [3] Hübner, Tobias; Serafin von Roon: Modellierung kosteneffizienter Transformationspfade der deutschen Industrie. In: Energieinnovation 2020 - 16. Symposium Energieinnovation 16(20). München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE), 2020.
- [4] Hübner, Tobias: Small-Scale Modelling of Individual Greenhouse Gas Abatement Measures in Industry. Munich: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE), 2020.
- [5] Laufendes Projekt: Das Kopernikus-Projekt SynErgie - Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung, Förderphase 2

### 4.5.5. Nachfrage und Deckung des Flexibilitätsbedarfes des Strommarktes in Österreich 2030

Gerhard TOTSCHNIG<sup>1</sup>, Gustav RESCH<sup>2</sup>, Stefan VÖGEL<sup>3</sup>, Tara ESTERL<sup>1</sup>,  
Franziska SCHÖNIGER<sup>2</sup>, Serafin VON ROON<sup>4</sup>, Stefan STRÖMER<sup>1</sup>,  
Johanna SPREITZHOFFER<sup>1</sup>, Sophie KNÖTTNER<sup>1</sup>

#### Inhalt

Die optimale Verwendung von Flexibilität ist einer der Kernaspekte der künftigen Elektrizitätsversorgung, um den zukünftigen Ausbau an Erneuerbaren Energien voranzutreiben. Das österreichische Ziel einer nahezu 100% erneuerbaren Stromerzeugung 2030 [1] stellt auch die Frage nach dem Flexibilitätsbedarf und dessen Deckung. In diesem Beitrag wird analysiert, wie hoch die Nachfrage nach Flexibilität 2030 sein wird und welche Optionen der Deckung von Flexibilität eine große Bedeutung haben. Als Optionen zur Deckung der Flexibilitätsnachfrage wurden Erzeugungstechnologien, Import und Export, Wärmepumpen und Boiler, E-Mobilität, Industrie, Gewerbe, Wasserstoff und Stromspeichertechnologien analysiert. Diese Analyse entstand im Rahmen der Studie „Flexibilitätsangebot und Nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030“, welche im Jahr 2021 seitens AIT, TU Wien und FfE im Auftrag von Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) durchgeführt wurde.

#### Methodik

Im Rahmen dieser Studie erfolgte einleitend eine Evaluierung des Status Quo (2020) des Flexibilitätsbedarfs im österreichischen Strommarkt auf Basis von ENTSO-E Transparency Daten [2]. Die umfassende Analyse des Jahres 2030 erfolgte modellbasiert unter Anwendung des europäischen Strommarktmodells HiREPS/Market/Flow. Die entwickelten Szenarien geben Aufschluss über den Bedarf an Flexibilität für die kurzfristigen Energiemärkte (Day-Ahead, Intraday) im Jahr 2030, unter Berücksichtigung von überregionalen Effekten (Nachbarländer) sowie von Sektorkopplungseffekten. Es wurden unterschiedliche Wettereinflüsse, konkret ein Szenario „Normaljahr 2030“ und ein Szenario „Extremjahr 2030“, begleitet von einer Sensitivitätsanalyse zum Einfluss des künftigen CO<sub>2</sub>-Preises und der markttechnischen Verfügbarkeit von Großbatterien, betrachtet. Zur Bewertung des Flexibilitätsbedarfes wurde ein aus der Residuallast<sup>5</sup> (RL) abgeleiteter Flexibilitätsbedarf für unterschiedliche Zeitskalen in den Fokus eines Szenarienvergleichs gestellt. Ebenso zeigt die Modellierung die Deckung der Flexibilitätsnachfrage durch Einsatz der unterschiedlichen angebots- und nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen, welche im Jahr 2030 gemäß der im Rahmen der Studie durchgeführten Erhebung in Österreich zur Verfügung stehen.

#### Ergebnisse

Ein Blick auf den ermittelten **Flexibilitätsbedarf**, also die Nachfrage nach Flexibilität, (vgl. Abbildung 1) zeigt in der kurzen Frist, also hinsichtlich der stündlichen Schwankungen im Vergleich zum Tagesmittel, einen Anstieg von 30 % bis 33 % bis 2030. In der mittleren Frist zeigt sich ein ähnliches Muster, während in der langen Frist ein deutlicher Anstieg an Flexibilitätsnachfrage zu beobachten ist – um 37 % bis hin zu 81 % im Vergleich zu heute (2020). Wie aus Abbildung 1 (rechts) ersichtlich, zeigt ein Vergleich der Residuallast heute und morgen in der Jahresbilanz einen deutlichen Rückgang der Residuallast. Dies

<sup>1</sup> AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Integrated Energy Systems, Leitautor: gerhard.totschnig@ait.ac.at

<sup>2</sup> TU Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Energy Economics Group. www.eeg.tuwien.ac.at

<sup>3</sup> Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Tel +43 1 24724-0, Fax +43 1 24724-900, stefan.voegel@e-control.at, www.e-control.at

<sup>4</sup> Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), <https://www.ffe.de>

<sup>5</sup> Die Größe „Residuallast“, welche die Differenz zwischen (starrer) Last und der Stromerzeugung aus vEE bemisst, beschreibt eben diesen Zusammenhang in dienlicher Art und Weise.

widerspiegelt den antizipierten Wandel im Stromsystem, also des gemäß UBA-WAM/NEKP Szenario [3] anvisierten massiven Ausbaus erneuerbarer Energien.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Modellierung des Jahres 2030 einen Anstieg des Flexibilitätsbedarfs im Vergleich zu heute aufzeigt, konkret also hinsichtlich der zeitlichen Schwankungen der residualen Last, während der absolute Bedarf an residual zu deckender Last als Folge des anvisierten Ausbaus Erneuerbarer deutlich abnimmt.

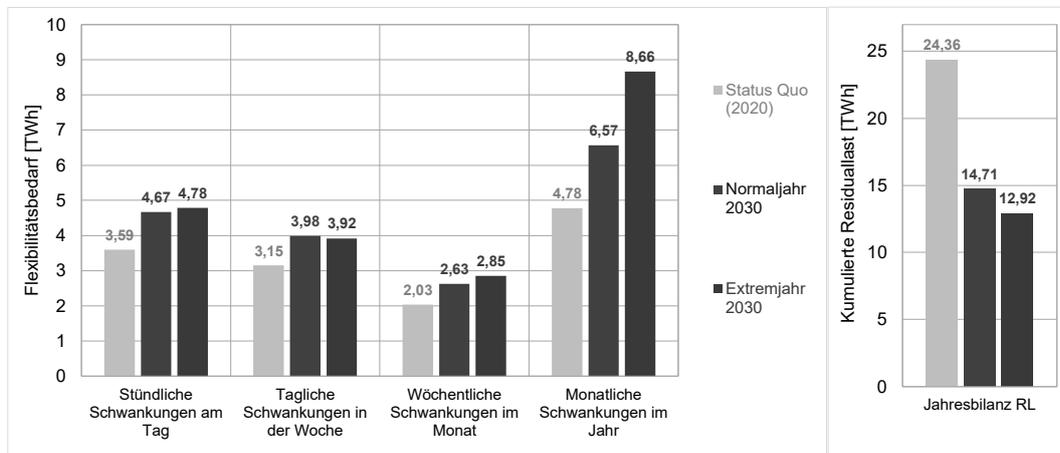


Abbildung 1: Status Quo (2020) und Szenarienvergleich (2030) des zeitlich untergliederten Flexibilitätsbedarfs (links) inkl. Angabe der Jahresbilanz der Residuallast (rechts) (Quelle: basierend auf [2] bzw. eigenen Berechnungen)

Zur **Deckung des Flexibilitätsbedarfs** stehen unterschiedliche Flexibilitätsoptionen zur Verfügung. Hierbei zeigt sich gemäß Modellierung folgendes Einsatzmuster:

- Verbraucherseitige Optionen (Lastverschiebung in Haushalt, Gewerbe und Industrie, E-Mobilität, Wasserstoffherzeugung etc.) tragen zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen der Residuallast bei, leisten jedoch (nahezu) keinen Beitrag zum saisonalen Ausgleich in der langen Frist.
- Großbatterien, falls im Strommarkt 2030 verfügbar, würden in analoger Form zu flexiblen Verbrauchern einen Beitrag zur Bedarfsdeckung in der kurzen Frist liefern.
- Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke erlauben einen flexiblen Einsatz in allen Zeitbereichen. Aufgrund realer Einsatzmuster ist deren Beitrag im Regelfall höher in der kurzen und mittleren Frist sowie zur Deckung der Residuallast über das Gesamtjahr betrachtet, also hinsichtlich der Bereitstellung der Jahressumme der Residuallast. Im Allgemeinen ist festzuhalten, dass die (Pump)Speicherwasserkraft von zentraler Bedeutung zur Deckung der Nachfrage an Systemflexibilität im heimischen Strommarkt heute ist – und dies ist auch für morgen (2030) zu erwarten.
- Thermische Kraftwerke zeigen im Regelfall ein hierzu gegenläufiges Muster: Ihr Beitrag ist tendenziell am größten in der langen Frist, also zum saisonalen Ausgleich der monatlichen Schwankungen im Vergleich zum Jahresmittel, und bei der Bereitstellung der Jahressumme der Residuallast.
- Beim Stromaustausch fällt der Beitrag zum saisonalen Ausgleich, also zum Decken der höheren Residuallast in den Wintermonaten, deutlich am größten aus, auch im Vergleich zu anderen Optionen. In der kurzen Frist, also zum Ausgleich stündlicher Schwankungen am Tag, ist es umgekehrt. Hier exportiert Österreich kurzfristige Flexibilität an die Nachbarländer.

## Referenzen

- [1] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, Juni 2018, #mission2030 - siehe [www.mission2030.bmnt.gv.at](http://www.mission2030.bmnt.gv.at)  
 [2] ENTSO-E Transparency Plattform (<https://transparency.entsoe.eu/>)  
 [3] Umweltbundesamt, 2019. WAM/NEKP Szenario. Wien: Umweltbundesamt.

### 4.5.6. The effect of heat pump flexibility on Austria's electricity system in 2030

Franziska SCHÖNIGER<sup>1\*</sup>, Philipp MASCHERBAUER<sup>2</sup>, Gustav RESCH<sup>2</sup>,  
Lukas KRANZL<sup>2</sup>, Reinhard HAAS<sup>2</sup>

#### Summary

Heat pumps can provide flexibility to the electricity sector by using the thermal mass of the buildings and adapting their electricity consumption according to renewable electricity generation levels in the grid. In this way, they are able to enhance the integration of variable renewable technologies such as wind and photovoltaics (PV). We analyze the potential of residential heat pump flexibility provided to the Austrian electricity system in 2030. We use a detailed building model to calculate the necessary technological parameters that determine the demand shifting potential of heat pumps, as well as an open-source bottom-up energy system model to assess the implications on the overall power system. Our findings show that residential heat pumps could reduce overall electricity system costs, wind and PV curtailment (up to -1.4 %), investments in new dispatchable power plant capacities (up to -455 MW), and CO<sub>2</sub> emissions (up to -7.3%) by shifting their electricity demand to times of high renewable electricity generation.

#### Introduction

Decarbonizing our energy system is a major transformation that will necessitate increasing the share of renewable power generation and integrating it into the entire system, as well as the electrification of formerly fossil-fueled activities. Increasing the capacity of heat pumps or electric heating to decarbonize the heating industry is required. Increased sector coupling, such as electricity to heat, provides potential flexibility to the system while increasing the amount of variable renewable output increases the requirement for flexibility solutions. These technologies can be employed in future energy systems to give flexibility to the electrical grid by utilizing the heat storage capabilities of the thermal mass of the buildings or integrated buffer tanks to shift power demand to hours when renewable energy production is greater in the grid. The purpose of this paper is to determine how much flexibility residential heat pumps can provide to the Austrian power grid in 2030. Heat pumps and electric heating have significant flexibility potential in the electrical system, which is reliant on the structure of the country's power and (district) heating sectors, as well as building stocks [1] [2]. We highlight Austria's role, focusing in particular on the influence of several techno-economic characteristics on the flexibility potential for 2030.

#### Method

The method of approach is divided into two parts. To analyze the central aspects of the flexibility potential of the building stock heated by heat pumps, a detailed building model is used to simulate all relevant building parameters like insulation state, indoor and outdoor temperature, as well as comfort needs of the inhabitants. From this analysis, the central parameters defining the buildings' ability to store heat and shift electricity demand are derived and fed into the bottom-up energy system model. These are e.g. the electric load that may be employed as a flexibility option, as well as the temporal limits for changing this load due to seasonal cycles and building features.

In Austria and its neighboring countries, we model the electricity and district heat sectors, as well as decentral heat pumps and electric heating for the year 2030. The investment and dispatch optimization of the electricity system is done using the open-source energy system modelling framework Balmorel [3][4] minimizing overall system cost in hourly resolution. As output, we derive required investments in generation and storage technologies, overall system cost, electricity spot prices, renewable curtailment, and emission levels in different scenario settings.

---

<sup>1\*</sup> Nachwuchsautorin; TU Wien, Institute of Energy Systems and Electrical Drives, Energy Economics Group, Gusshausstrasse 25-29/370-3, 1040 Wien, +43 1 58801 370378, [schoeniger@eeg.tuwien.ac.at](mailto:schoeniger@eeg.tuwien.ac.at), <https://eeg.tuwien.ac.at/>

<sup>2</sup> TU Wien, Institute of Energy Systems and Electrical Drives, Energy Economics Group  
Gusshausstrasse 25-29/370-3, 1040 Wien,

## Results and conclusions

The model informs on the flexibility potential provided by heat pumps and utilized by the energy system in Austria in 2030. The electricity demand shifted downwards in times of high renewable generation ranges between 689 and 1946 GWh in the considered scenarios and enhances the integration of variable renewable electricity generation [5][6] by reducing curtailment (see Figure 1).

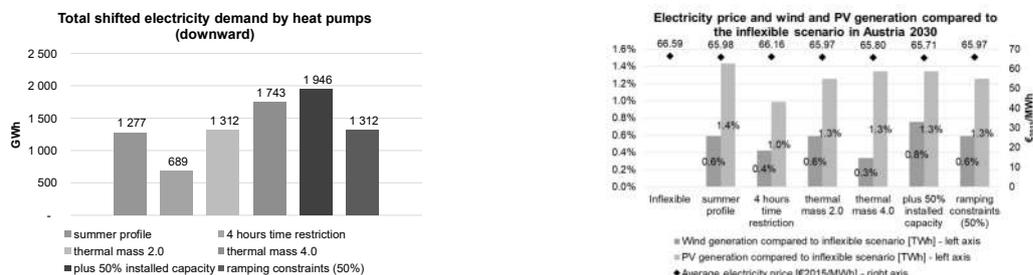


Figure 1: Total shifted electricity demand by flexible heat pumps, electricity prices, and avoided curtailment of PV and wind in the modelled scenarios.

The benefits of flexible heat pumps and electric heating in Austria in 2030 can be determined in terms of reduced system cost, needed investments in new dispatchable generation technologies, i.e. in natural gas power plants (up to -455 MW, see Figure 2), CO<sub>2</sub> emissions (up to -7.3%), and wind and PV curtailment (up to -1.4 %, see again Figure 1) by shifting their demand compared to a system with inflexible heat pumps and electric heating.

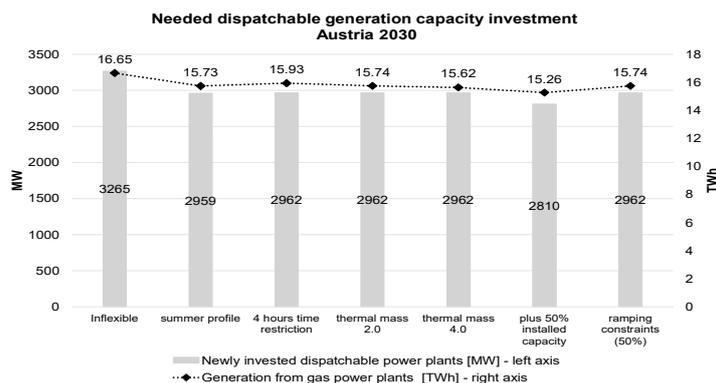


Figure 2: Newly invested dispatchable generation capacity and total electricity generation from natural gas in the modelled scenarios.

This allows us to derive policy recommendations on how heat pump and electric heating flexibility can be implemented and used best for the electricity system in Austria in 2030. We also find that the results are highly sensitive to the limitation of shifting time and installed capacities of flexible heat pumps.

## Funding

This work was supported by the Climate and Energy Fund (Klima- und Energiefonds) in the framework of the project SECURES of the 12<sup>th</sup> Austrian Climate Research Programme (ACRP) (KR19AC0K17532).

## References

- [1] W. P. Schill and A. Zerrahn, "Flexible electricity use for heating in markets with renewable energy," *Appl. Energy*, vol. 266, no. March, p. 114571, 2020.
- [2] J. G. Kirkerud, T. F. Bolkesjø, and E. Trømborg, "Power-to-heat as a flexibility measure for integration of renewable energy," *Energy*, vol. 128, pp. 776–784, 2017.
- [3] The Balmore Open Source Project, "Balmore," *Energy System Model*, 2019. [Online]. Available: <http://www.balmore.com/>. [Accessed: 09-Apr-2019].
- [4] F. Wiese *et al.*, "Balmore open source energy system model," *Energy Strateg. Rev.*, vol. 20, pp. 26–34, 2018.
- [5] J. Gea-Bermúdez *et al.*, "The role of sector coupling in the green transition: A least-cost energy system development in Northern-central Europe towards 2050," *Appl. Energy*, vol. 289, no. September 2020, 2021.
- [6] D. Katsman, "The potential of demand flexibility provided by heat pumps to the Austrian electricity system," Technische Universität Wien, 2020.

## 4.6. FLEXIBILITÄT II

### 4.6.1. Der Einfluss von Stromtarifmodellen auf Lastmanagementpotenziale

Johannes KOCHEMS<sup>1\*</sup>, Christoph SCHIMECZEK<sup>2</sup>

#### Inhalt

Die Energiewende geht einher mit einem zunehmendem Flexibilisierungsbedarf zum Ausgleich der Fluktuationen erneuerbarer Erzeuger [1]. Die Flexibilisierung der Stromnachfrage stellt eine mögliche Flexibilisierungsoption dar [2, 3]. Die Nutzung dieser Flexibilisierungsoption ist jedoch maßgeblich davon abhängig, ob und wie Anreize aus dem regulatorischen Rahmen wirken. Hierbei spielen insbesondere die Höhe und zeitliche Struktur von Strompreisbestandteilen eine Rolle. Während zwar bereits einzelwirtschaftliche Analysen zu der genannten Anreizwirkung [4, 5] sowie theoretische Systemstudien [6] existieren, bleibt die Frage unbeantwortet, welche einzelökonomischen Potenziale in einem größeren Stromsystemkontext für einen marktbasierten Lastmanagementeinsatz existieren und welchen Effekt die entsprechende Anreizwirkung hier ausübt. Diese Forschungslücke soll durch eine Fallstudie mit dem agentenbasierten Strommarktmodell AMIRIS geschlossen werden.

#### Methodik

Zur Beantwortung der Forschungsfrage wird das agentenbasierte Simulationsmodell AMIRIS herangezogen [7, 8]. Der dynamische Programmierungsansatz zur Modellierung von Lastverschiebung in AMIRIS ist in [9] beschrieben. Aktuelle Zustände werden in diesem über ein Energieniveau sowie eine aktuelle Verschiebedauer definiert und Zustandsübergänge, d. h. Lastverschiebungen, derart restringiert, dass die relevanten Zeit-, Leistungs- und Energiegrenzen nicht verletzt werden. Der vorliegende Beitrag erweitert den Ansatz um eine möglichst realistische Parametrierung des technischen Stromnachfrageflexibilisierungspotenzials für die Bundesrepublik Deutschland, aufbauend auf Vorarbeiten einer Metaanalyse in [10] und einem Potenzial-Clustering in [11]. Ferner werden verschiedene Stromtarifmodelle untersucht in Hinblick auf deren Einfluss auf den Einsatz von Lastmanagement. Hierbei werden unterschiedliche zeitliche Auflösungen und Dynamisierungsansätze arbeitsbezogener Preiskomponenten sowie Variationen der Leistungspreissystematik der Netzentgelte analysiert.

#### Ergebnisse

Im Ergebnis zeigt sich ein erheblicher Einfluss der Stromtarife auf die einzelökonomisch attraktiven Lastmanagementpotenziale. Ein höherer Dynamisierungsanteil arbeitsbezogener Preiskomponenten begünstigt tendenziell den Einsatz von Nachfrageflexibilität, kann aber je nach Kundentyp und Anschlussspannungsebene durch das (spitzen-)leistungsbezogene Netzentgelt deutlich überkompensiert werden. Eine isolierte Betrachtung von Preiskomponenten greift daher in Bezug auf die gesamte Anreizwirkung zu kurz. Während dieser Beitrag den marktbasierten Lastmanagement untersucht, ergibt sich weiterer Forschungsbedarf hinsichtlich des Einbeziehens und Austarierens verschiedener und mitunter divergierender Zielgrößen in das Stromtarifdesign („Netz vs. Markt“).

#### References

- [1] M. Z. Degefa, I. B. Sperstad, and H. Sæle, “Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources,” *Electric Power Systems Research*, vol. 194, p. 107022, 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107022.

<sup>1</sup> Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme, Curierstraße 4, 70563 Stuttgart, +49 711 6862-8521, johannes.kochems@dlr.de, <https://dlr.de/ve>

<sup>2</sup> Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme, Curierstraße 4, 70563 Stuttgart, +49 711 6862-8223, christoph.schimeczek@dlr.de, <https://dlr.de/ve>

- 
- [2] Sauer, E. Abele, and H. U. Buhl, Eds., *Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt - Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie)*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2019.
- [3] M. Steurer, "Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung," Dissertation, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Stuttgart, 2017.
- [4] J. Freier, M. Arnold, and J. Hesselbach, "Introduction of an approach to develop dynamic electricity prices for residential customers," in *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Ljubljana, Slovenia, Sep. 2019 - Sep. 2019, pp. 1–6.
- [5] M. Schreiber, M. E. Wainstein, P. Hochloff, and R. Dargaville, "Flexible electricity tariffs: Power and energy price signals designed for a smarter grid," *Energy*, vol. 93, pp. 2568–2581, 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.10.067.
- [6] Gambardella, M. Pahle, and W.-P. Schill, "Do Benefits from Dynamic Tariffing Rise? Welfare Effects of Real-Time Retail Pricing Under Carbon Taxation and Variable Renewable Electricity Supply," *Environ Resource Econ*, vol. 75, no. 1, pp. 183–213, 2020, doi: 10.1007/s10640-019-00393-0.
- [7] M. Reeg, "AMIRIS - ein agentenbasiertes Simulationsmodell zur aktueursspezifischen Analyse techno-ökonomischer und soziotechnischer Effekte bei der Strommarktintegration und Refinanzierung erneuerbarer Energien," Dissertation, TU Dresden, Dresden, 2019.
- [8] M. Deissenroth, M. Klein, K. Nienhaus, and M. Reeg, "Assessing the Plurality of Actors and Policy Interactions: Agent-Based Modelling of Renewable Energy Market Integration," *Complexity*, vol. 2017, pp. 1–24, 2017, doi: 10.1155/2017/7494313.
- [9] J. Kochems and C. Schimeczek, "Agentenbasierte Modellierung von Lastmanagement im deutschen Stromsektor," in *Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) 2021: Das Energiesystem nach Corona: Irreversible Strukturänderungen - Wie?*, Wien / online, 2021.
- [10] J. Kochems, "Lastflexibilisierungspotenziale in Deutschland - Bestandsaufnahme und Entwicklungsprojektionen," in *EnInnov 2020 - 16. Symposium Energieinnovation: Energy for Future - Wege zur Klimaneutralität*, Graz, 2020.
- [11] J. Kochems, "Demand response potentials for Germany: potential clustering and comparison of modeling approaches," in *INREC 2020: 9th International Ruhr Energy Conference*, Duisburg / online, 2020.

## 4.6.2. Praktische Umsetzung eines Reallabors für ein dezentrales Lastmanagement-Konzept

Sonja BAUMGARTNER<sup>1\*</sup>, Veronika BARTA<sup>2\*</sup>, Stephanie UHRIG<sup>2</sup>

### Motivation und Zielstellung

Die zunehmende Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) sowie steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, insbesondere der E-Mobilität, führt zu neuen Herausforderungen für den effizienten Betrieb der Energienetze. Eine Herausforderung ist die Überlagerung der schwer vorhersehbaren Einspeisung von DEA und dem Bezug durch flexible Lasten. Speichersysteme können Einspeisung und Bezug nur teilweise ausgleichen. Es kann zu lokalen und temporären Versorgungs- oder Lastspitzen kommen, wenn die flexiblen Lasten nicht bzw. durch Preissignale gesteuert werden. Die Verteilnetzbetreiber (VNBs) sind gesetzlich verpflichtet (§14 EnWG), einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu ermöglichen [1]. Für VNBs ist das netzdienliche Lastmanagement eine mögliche Alternative zum Netzausbau, die zusätzliche Flexibilität bietet, die Minimierung von Lastspitzen ermöglicht und somit die Effizienz des Netzes erhöhen kann. Im Rahmen dieser Forschungsarbeit wird ein Konzept zum netzdienlichen dezentralen Lastmanagement insbesondere für E-Mobilität, Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen entwickelt. Darüber hinaus soll es die Hardware der Tonfrequenz-Rundsteueranlagen und Schaltuhren ersetzen. Ziel ist die Optimierung des lokalen Netzzustandes durch Minimierung von Lastspitzen vor Ort, ohne dass eine hochzuverlässige Kommunikationstechnologie erforderlich ist. Das Konzept ermöglicht die Ansteuerung flexibler Lasten, ohne jegliche Kommunikation mit dem Stromnetz, als Fail-Safe-Option. Eine reduzierte Kommunikation minimiert die Kosten für den Datentransport. Der Ansatz wird für Kunden, VNBs und andere Teilnehmer kosteneffizienter. Die entwickelten Steuereinheiten werden in einem ländlichen und städtischen Stromnetz getestet. Für die Umsetzung des Reallabors ist der bestehende technische als auch regulatorische Rahmen einzuhalten. [2]

### Methodik

In diesem Projekt wird ein Reallabor realisiert. Das Reallabor setzt sich aus einer heterogenen Teilnehmer- und damit Verbraucherstruktur zusammen. Neben unterschiedlichen Zählerplatztypen wird eine aktuelle Umsetzung des Reallabors durch die bestehende Vertragslandschaft geprägt. Daher ist neben den verschiedenen Vorbereitungsschritten für die technische Umsetzung die Betrachtung aktuell geltender regulatorischer Rahmenbedingungen notwendig.

### *Technische Rahmenbedingungen für die Umsetzung eines Reallabors*

Bei der Umsetzung eines Reallabors sind i.d.R. mehrere Stakeholder mit unterschiedlichen Interessen und Zielsetzungen beteiligt. In der beschriebenen Fallstudie dient das Reallabor dazu, das netzdienliche Potenzial eines dezentralen Lastmanagement-Konzepts mittels intelligenter Steuermodule zu untersuchen. Für die Betrachtung von möglichen netzseitigen Wechselwirkungen und für eine hohe Aussagekraft wird eine Bündelung von Modulen an einer Ortsnetzstation bzw. an einem Niederspannungsstrang angestrebt. Die ausgewählten Netzabschnitte werden anhand von Netzkennzahlen auf ein möglichst hohes Potential bzw. auf eine möglichst hohe Übertragbarkeit auf andere Netzgebiete bewertet. Innerhalb der ausgewählten Netzabschnitte werden zielgruppenspezifische Kanäle für die Akquise von möglichen Teilnehmern eingesetzt. Neben einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung ist ein separater Zählpunkt für die Abrechnung der reduzierten Netzentgelte nach EnWG §14a Teilnahme-Voraussetzung. Nachdem der Aufbau und die Technologie von Zählpunkten heterogen gewachsen sind, ist bei der Montage der Module auf die verschiedenen Gegebenheiten vor Ort in Form eines standardisierten Montage-Konzepts zu achten. Trotz einer

<sup>1</sup> LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstr. 3, 86150 Augsburg, 0821 328 1421, sonja.baumgartner@lew-verteilnetz.de, <https://www.lew-verteilnetz.de/lew-verteilnetz>

<sup>2</sup> HM Hochschule München, Lothstr. 64, 80335 München, 089 1265 4481, veronika.barta@hm.edu, <https://sites.hm.edu/ises>

detaillierten und vorausschauenden Planung der Prozesse im Reallabor, sind auftretende Störungen nicht auszuschließen. Für den Fall möglicher Störungen wird ein Leitfaden zur Ursachenermittlung sowie ggf. Störungsbehebung entwickelt.

### Regulatorische Rahmenbedingungen für die Umsetzung eines Reallabors

Die Umsetzung des dezentralen Lastmanagement-Konzepts wird bereits jetzt in Deutschland auf gesetzlicher Basis durch den §14a EnWG ermöglicht. Dieser erlaubt Verteilnetzbetreibern die netzdienliche Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtung zu reduzierten Netzentgelten (siehe Abbildung 1). Die Steuerungshandlung in Form von Sperrzeiten ist nicht nur vom Typ der steuerbaren Verbrauchseinrichtung, sondern auch vom zuständigen Netzbetreiber abhängig. Die Länge der Sperrzeiten ist in den existierenden Kundenverträgen verankert und muss berücksichtigt werden. Um die Komplexität für die Umsetzung des Reallabors handhabbar zu gestalten, sind die involvierten Typen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in sogenannten Flex-Clustern zusammengefasst. Im Reallabor werden vier verschiedene Flex-Cluster an unterschiedlichen Relais angeschlossen und somit durch das Steuermodul entsprechend der vertraglichen Dauer gesperrt. Um die Sperrzeiten zu optimieren, werden im Reallabor Messdaten an die wissenschaftliche Institution gesendet und dort ausgewertet [3]. Da es sich bei diesen z.T. um personenbezogene Daten handelt, ist ein Datenschutz- und IT-Sicherheits-Konzept notwendig.

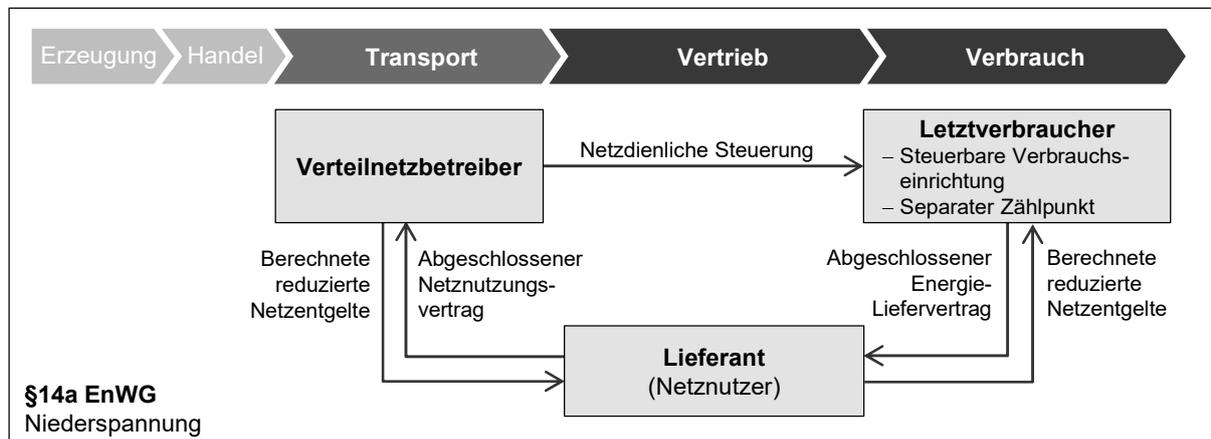


Abbildung 1: Rechte und Pflichten zwischen VNB, Lieferant und Letztverbraucher im Rahmen des §14a EnWG.

Die technischen als auch regulatorischen Rahmenbedingungen erlauben erste Rückschlüsse. Das theoretische Potential eines dezentralen Lastmanagement-Konzepts kann durch die Anpassung der bestehenden Sperrzeiten in den Kundenverträgen im Vergleich zur aktuellen Situation erhöht werden.

### Danksagung

Der vorgestellte Ansatz wird im Rahmen des Projektes FLAIR<sup>2</sup> ausgearbeitet. Ein spezieller Dank gilt hierbei den Projektpartnern LEW Verteilnetz GmbH, Stromnetz Berlin GmbH und e\*Message Wireless Information Services Deutschland GmbH.

### Referenzen

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, "Energiewirtschaftsgesetz - EnWG," vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert Art. 84 G v. 10.8.2021 I 3436.
- [2] S. Uhrig, S. Schramm, S. Baumgartner, G. Kerber und S. Hartmann, „Field testing of a local and automatic control for flexible loads,“ in CIRED 2020 Berlin Workshop, Berlin, 2020.
- [3] V. Barta, S. Baumgartner und S. Uhrig, „Algorithmus zur autarken netzdienlichen Steuerung von zeitlich flexiblen Lasten,“ in 17. Symposium Energieinnovation, Graz, 2022 - Eingereicht.

### 4.6.3. Synthetic load profile generation for production chains in energy intensive industrial subsectors

Paul BINDERBAUER<sup>1</sup>, Thomas KIENBERGER<sup>2</sup>

#### Introduction

The industrial landscape is accountable for 37% of the overall primary energy demand in Austria [1]. Therefore, the industry undoubtedly has to take part in the energy transition [2]. The development of comprehensive energy system models may help to overcome these challenges and align the industrial sector with the European net zero greenhouse gas emission goals. The dynamic character of simulation models allows to get hold of fast changing trends and technologies, evaluate their impacts on the physical energy system and support the strategic decision making for the energy transition. Due to increasing volatility of the energy system, various models incorporate analysis of future grid demands and for energy suppliers [3]. Here, the calculation of timely resolved behaviour of energy consumption and generation of industrial consumers in terms of load profiles (LP) play a key factor.

Our overall goal is to develop such methodologies to correctly and dynamically depict the energy consumption patterns of all relevant industrial subsectors by generating synthetic LPs and to integrate these models into a digitalised version of the future energy system in Austria by creating a software environment called *Ganymed*.

#### Methodology

Throughout an extensive literature research, we found that such models were developed for the residential sector as bottom-up approaches for various sizes of consumer groups [4]. In the sector of mobility, LP generation methods mostly utilise measured profiles of real charging stations and determine the effects on the power grid [5]. However, we found only a few evidences that LP generation models were developed for the industrial sector. We assume, that this is due to its heterogeneous production structures and demands as well as strict corporate data security policies, which makes detailed energy system and consumer analysis difficult.

To nevertheless reach our goal, this study aims to cover the most energy intensive subsectors first: Iron & Steel, Pulp & Paper, Non-Metallic Minerals and Chemical & Petrochemical. We found that these subsectors utilise only a limited range of production processes and chains compared to other subsectors like Machinery or Food & Beverages [6]. Due to this fact, a bottom-up methodology of depicting these production chains and generating corresponding LPs is our chosen approach. In a first step, the energy intensive subsectors and their main production processes are identified. We used a standardised research approach to correctly depict their characteristics e.g. runtime, energy consumption and generation, unit sizes etc. Therefore, processes can be operated continuously or batch-wise. Furthermore, characteristic serial and parallel subproduction chains are identified.

Next, a methodology for modelling the timely behaviour of these production processes and for generating synthetic LPs is developed. We utilise the methodology of discrete-event simulation as the underlying bottom-up concept combined with stochastic methods of Gaussian distribution. In overall, discrete-event simulation depicts the timely interaction of active components (e.g. tonnes of steel) with resources (e.g. industrial processes) [7]. This simulation method is improved and adapted extensively throughout this study to adequately cover the timely behaviour and patterns of industrial processes and production chains as we integrated all researched processes into the developed methodology. For example, the mentioned interactions with processes generate singular demand patterns as active components are passed through the production chains during simulation. Continuously and batch-operated processes act differently according to their operating time. We also implemented the option of

---

<sup>1</sup> Chair of Energy Network Technology, Montanuniversitaet Leoben, Franz-Josef Straße 18, 8700 Leoben, paul.binderbauer@unileoben.ac.at

<sup>2</sup> Chair of Energy Network Technology, Montanuniversitaet Leoben, Franz-Josef Straße 18, 8700 Leoben, thomas.kienberger@unileoben.ac.at

integrating auxiliary material streams besides the main active component stream of products. Furthermore, the development of dynamic system boundaries allows to generate load profiles starting from single processes to the whole plant border.

Figure 1 shows the application of auxiliary materials streams (Flow of natural gas), integrated system boundaries as well as the three energy carriers as target values.

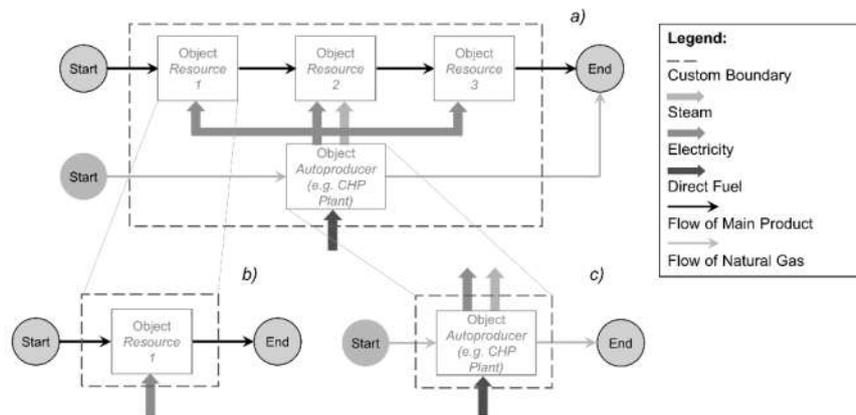


Figure 1: Application of Developed Methodology

The methodology is furthermore embedded into a software environment with a developed graphic user interface (GUI). This allows a dynamic creation of a user defined production chain by moving and aligning processes, system boundaries, energy and material streams via drag-and-drop.

## Results

We apply and validate the developed methodology via various case studies. For example, studies modelling the primary steel production route of Austrian steel mills or integrated pulp & paper production mills are conducted. The results are then compared to real measured LPs for a timeframe of one week. We found that the resulting, synthetic LPs exhibit good approximations to the measured ones regarding their mean absolute percentage error and daily fluctuation. However, for now, this method is only applicable for facilities, where 24h/7 production takes place. Reductions in the production capacity due to non-operating times off-shift or unforeseen process downtimes are not taken into account yet. This, however, can be solved by improving the stochastic methods and integrating more extensive data basis into the methodology. Consequently, *Ganymed* can be deemed as a suitable software for generating energy consumption and generation behaviour of processes and production chains of energy intensive industries.

## References

- [1] C. Sejkora, L. Kühberger, F. Radner, A. Trattner, T. Kienberger, Exergy as Criteria for Efficient Energy Systems: A Spatially Resolved Comparison of the Current Exergy Consumption, the Current Useful Exergy Demand and Renewable Exergy Potential, *Energies* 13 (2020) 843. <https://doi.org/10.3390/en13040843>.
- [2] Environment Agency Austria, Austria's National Inventory Report 2019 (2020).
- [3] Benjamin Böckl, The Effects of Energy Storage Systems and Sector Coupling on the Integration of Intermittent Energy, 2020.
- [4] P. Esslinger, R. Witzmann, Development and Verification of a Stochastic Consumer Load Model for Households (2012).
- [5] J. Vopava, C. Koczwar, A. Traupmann, T. Kienberger, Investigating the Impact of E-Mobility on the Electrical Power Grid Using a Simplified Grid Modelling Approach, *Energies* 13 (2020) 39. <https://doi.org/10.3390/en13010039>.
- [6] H.L. Brown, B. Hamel, B. Hedman, Energy analysis of 108 industrial processes.
- [7] J. Banks (Ed.), *Encyclopedia of Information Systems: Discrete Event Simulation*, Elsevier, 2003.

## 4.6.4. Flexibility management for industrial energy systems

Isabella BIANCHINI<sup>1</sup>, Kerim TOROLSAN<sup>2</sup>, Alexander SAUER<sup>3</sup>

### Introduction

Demand-side flexibility [1] presents added benefits for the energy grid. For instance, reduction of generation capacity requirements, higher security of supply and widened competition for the provision of balancing services [2]. Through demand-side flexibility, consumers can also benefit from reduced energy supply costs and a higher grid reliability [3]. Due to the large consumption levels of the industrial sector [4], the inherent flexibility of industrial facilities poses a significant contribution to extend the demand-side capabilities of the grid. If we look from the industrial consumer's point of view, it is fundamental to first, identify and characterize the energy flexibility measures for local industrial processes and secondly, to evaluate for which market segments or tariff schemes the flexibility can be offered in a demand response market. Finally, it is important to assess the economic benefits of flexibility. With regard to the first step, the German research project SynErgie [3] described the flexibility of industrial processes through *energy flexibility measures (EFM)*. The description through EFM offers a simple and effective way to compare the identified flexibility potentials executable in an industrial production site [5]. As for the second step, a deep knowledge of the energy market and tariff structure is required. Currently, consumer awareness regarding the opportunities provided by demand response actions has yet to be fully established [1]. In literature, a methodic classification for market segments or tariff schemes has been carried out describing where the commercialization of energy flexibility is possible [6]. In [6] so-called *market options* are characterized in order to support flexible industrial consumers. A general potential for costs reduction or profit increase was also evaluated, showing that the highest potential can be ascribed to the reduction of network charges and the day-ahead market (DAM) [6]. Finally, quantitative assessments for different market options and their possible combinations have to be carried out. For this, a decision model for the cost-optimized utilization of the EFM must be designed. This would allow exploring how the consumer can benefit from the means of EFM through a specific market option or multiple market options and identifying the most profitable market combination. In literature, decision models or energy management systems for industrial flexibility have been proposed in [7–9]. However, they mostly lack a generic definition of the industrial flexibility requiring specific modelling of each energy flexibility measure and concentrate the assessment on only one configuration of energy markets and tariffs.

### Method

In this paper, a decision model for the cost-optimized utilization of EFM in multiple market options is designed. Here, EFM activation is simulated that modifies the electricity consumption profile measured at the consumer's connection point to the public grid. The aim is to decide in the current situation whether it is the optimal time to activate the EFM for maximum energy cost reduction. The cost reduction is achieved reducing the network charges and/or purchasing the electricity on the DAM [6]. The decision model is based on a mixed integer linear programming (MILP) optimization problem with a time interval of 15 minutes. The system complexity is due to the multiplicity of market options and EFM, which impose constraints regarding the maximum load at the connection point of the facility and on the EFM activation. Using the definition of EFM, the designed decision model is applicable to different facilities in industrial environment. With the simulation results, the costs for the energy purchase and the EFM activation are calculated and the corresponding optimized load profile is defined. Results are compared to a set of

---

<sup>1</sup> Fraunhofer Institute for Manufacturing Engineering and Automation IPA, Nobelstrasse 12, D-70569 Stuttgart, +49 (0)711 970-1959, [isabella.bianchini@ipa.fraunhofer.de](mailto:isabella.bianchini@ipa.fraunhofer.de), [www.ipa.fhg.de](http://www.ipa.fhg.de)

<sup>2</sup> University of Stuttgart Institute for Energy Efficiency in Production EEP, Nobelstrasse 12, D-70569 Stuttgart, [etk89466@stud.uni-stuttgart.de](mailto:etk89466@stud.uni-stuttgart.de), [www.eep.uni-stuttgart.de](http://www.eep.uni-stuttgart.de)

<sup>3</sup> University of Stuttgart Institute for Energy Efficiency in Production EEP, Fraunhofer Institute for Manufacturing Engineering and Automation IPA, Nobelstrasse 12, D-70569 Stuttgart, +49 (0)711 970-3600, [alexander.sauer@eep.uni-stuttgart.de](mailto:alexander.sauer@eep.uni-stuttgart.de), [alexander.sauer@ipa.fraunhofer.de](mailto:alexander.sauer@ipa.fraunhofer.de), [www.eep.uni-stuttgart.de](http://www.eep.uni-stuttgart.de), [www.ipa.fhg.de](http://www.ipa.fhg.de)

reference scenarios, evaluating the benefits of the EFM implementation and assessing the most profitable market options combination.

## Results

The decision model is tested on an energy flexible industrial facility characterized by an electrical storage system, a flexible ventilation system, and unidirectional charging stations for electrical vehicles (EV). Simulations consider an exemplary load profile of an industrial facility and historic energy prices. Results show that the utilization of energy flexibility allows an energy costs reduction in every market option combination up to 3,5%, assessing the positive effect of demand response for industrial companies. In addition, the consideration of alternative market options further reduces the overall facility energy costs.

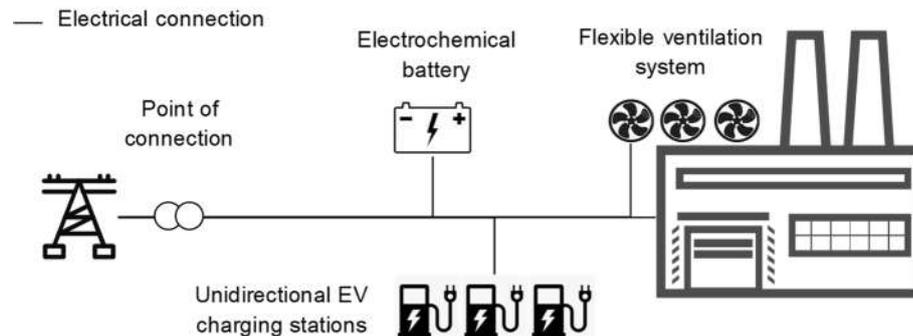


Figure 1: The case study for the decision model considers an industrial facility including an electrochemical battery, EV charging stations and a flexible ventilation system.

## References

- [1] European Smart Grids Task Force Expert - Group 3, "Final Report: Demand Side Flexibility: Perceived barriers and proposed recommendations," 2019. Accessed: Jun. 17 2021. [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/eg3\\_final\\_report\\_demand\\_side\\_flexibility\\_2019.04.15.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/eg3_final_report_demand_side_flexibility_2019.04.15.pdf)
- [2] N. O'Connell, P. Pinson, H. Madsen, and M. O'Malley, "Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, pp. 686–699, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.098.
- [3] Sauer, E. Abele, and H. U. Buhl, Eds., "Energieflexibilität in der deutschen Industrie.: Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt - Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie).," Fraunhofer IPA, Stuttgart, ISBN: 978-3-8396-1479-2, 2019.
- [4] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), *Die Energieversorgung 2020 – Jahresbericht* –. [Online]. Available: [www.bdew.de](http://www.bdew.de)
- [5] A. J. Tristan, F. Heuberger, and A. Sauer, "A Methodology to Systematically Identify and Characterize Energy Flexibility Measures in Industrial Systems," *Energies*, no. 13, pp. 1–35, 2020, doi: 10.3390/en13225887.
- [6] Bianchini, F. Zimmermann, K. Torolsan, and A. Sauer, "Market Options for Energy-flexible Industrial Consumers," *International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering (PEEE 2021)*, 2021. (Preview).
- [7] F. Angizeh, M. Parvania, M. Fotuhi-Firuzabad, and A. Rajabi-Ghahnavieh, "Flexibility Scheduling for Large Customers," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 1, pp. 371–379, 2019, doi: 10.1109/TSG.2017.2739482.
- [8] X. Zhang and G. Hug, "Bidding strategy in energy and spinning reserve markets for aluminum smelters' demand response," in *2015 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT 2015)*: Washington, DC, USA, 18 - 20 February 2015, Washington, DC, USA, 2015, pp. 1–5. Accessed: Nov. 4 2021.
- [9] Marcel Bohringer, Tim Ploser, Jutta Hanson, Timm Weitzel, Christoph Glock, and Nils Roloff, *2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*: Proceedings : 3rd-6th September 2019, Bucharest, Romania. Piscataway, NJ: IEEE, 2019. Accessed: Nov. 4 2021.

#### 4.6.5. Entwicklung und Realisierung eines universellen Leistungsmanagement- sowie Monitoringsystems zur Erhöhung der Transparenz und bedarfsgerechten Betriebsweise von Niederspannungsnetzen am Beispiel eines Pilot-Verteilnetzes

Jonas CLAUS<sup>1</sup>, Günter SCHULZ<sup>1</sup>, Markus KOSCH<sup>2</sup>, Christian REHTANZ<sup>3</sup>, Mara HOLT<sup>3</sup>, Dominik HILBRICH<sup>3</sup>, Thomas SCHWIERZ<sup>3</sup>, Christian WAGNER<sup>4</sup>, Marco GREVE<sup>4</sup>

##### Ausgangslage

Es besteht politisch-wissenschaftlicher Konsens hinsichtlich der Erforderlichkeit einer umfassenden Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dies spiegelt sich im *Green Deal* der EU [1] sowie der nationalen Umsetzung in Form des deutschen Bundes-Klimaschutzgesetzes 2021 [2] wieder. Infolgedessen wird sich der massive Zubau von dezentralen regenerativen Erzeugungsanlagen (EZA) sowie von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge (LE) noch weiter beschleunigen, woraus sowohl deutlich stärkere Belastungs- als auch deutlich höhere Rückspeisesituationen in den Niederspannungsnetzen resultieren.

Bisher basiert die Planung von Niederspannungsnetzen auf den beiden Worst-Case-Annahmen *Starklast* (ohne Einspeisung) und *Rückspeisung* (ohne Last), die über Gleichzeitigkeitsfunktionen in der Planung reflektiert werden. Ein vergleichbarer Ansatz über Gleichzeitigkeiten ist für neue Netznutzer wie LE jedoch bisher nicht Stand der Praxis, wodurch die Netze teilweise für nur selten auftretende Extrembelastungen aufwendig und kapitalintensiv ertüchtigt werden. Ursache hierfür ist insbesondere die mangelnde Kenntnis über die tatsächliche Belastungssituation aufgrund fehlender Messwerte. [3, 4]

##### Lösungsansatz

Das Konsortium aus der *ct.e*, der *AVU Netz*, der *ef.Ruhr* und dem *ie<sup>3</sup>* arbeitet in dem gemeinsamen Projekt „*Entwicklung und Realisierung eines universellen Leistungsmanagement- sowie Monitoringsystems zur Erhöhung der Transparenz und bedarfsgerechten Betriebsweise von Niederspannungsnetzen am Beispiel eines Pilot-Verteilnetzes (kurz: ULN<sup>5</sup>)*.“ an einem Konzept und dessen Umsetzung für ein Monitoringsystem und der autarken Regelung zur Vermeidung von Netzengpässen in der Niederspannung bei keiner oder minimaler Beeinflussung der Netzkunden.

Zur Umsetzung werden im Pilotnetzabschnitt flexible Verbraucher und Erzeuger kommunikationstechnisch erschlossen und ausgewählte Netzknoten messtechnisch erfasst. Mithilfe einer *State Estimation* (SE) wird aus einer kleinen Zahl gemessener Daten der vollständige Netzzustand abgeleitet und als Eingangsinformation für das Leistungsmanagementsystem genutzt. Mithilfe eines *Model Predictive Control*-Algorithmus (MPC) werden die Eingangsinformationen in Verbindung mit prognostizierten Lastdaten für den koordinierten Einsatz verfügbarer Flexibilitäten (steuerbare Erzeuger/Verbraucher) im Zuge des Leistungsmanagementsystems genutzt. Weiterhin werden die

<sup>1</sup> ct.e Controltechnology Engineering GmbH, Westring 303, 44629 Herne, Tel. +49 2323 925{138|130}, Fax +49 2323 925131, {claus | schulz}@cte-ingenieure.de, [www.cte-ingenieure.de](http://www.cte-ingenieure.de)

<sup>2</sup> AVU Netz GmbH, An der Drehbank 18, 58285 Gevelsberg, Tel. +49 2332 80308, [markus.kosch@avu-netz.de](mailto:markus.kosch@avu-netz.de), [www.avu-netz.de](http://www.avu-netz.de)

<sup>3</sup> ie<sup>3</sup> der TU Dortmund, Emil-Figge-Str. 70, 44227 Dortmund, Tel. +49 231 755{2396|7534|4318|3671}, Fax +49 231 7552694, {christian.rehtanz | mara.holt | dominik.hilbrich | thomas.schwierz}@tu-dortmund.de, [www.ie3.etit.tu-dortmund.de](http://www.ie3.etit.tu-dortmund.de)

<sup>4</sup> ef.Ruhr GmbH, Emil-Figge-Str. 76, 44227 Dortmund, Tel. +49 231 700981{67 | 68}, {christian.wagner | marco.greve}@efruhr.de, [www.efruhr.de](http://www.efruhr.de)

<sup>5</sup> Dieses Projekt ist gefördert vom Land *Nordrhein-Westfalen* im Rahmen von *EFRE.NRW 2014-2020: Investitionen in Wachstum und Beschäftigung* und Co-finanziert aus Mitteln der *Europäischen Union* aus dem Programm *Investitionen in unsere Zukunft* des *Europäischen Fond für regionale Entwicklung*.

Daten der SE und des MPC an das Monitoringsystem übergeben und dort in einer Datenbank archiviert sowie zur Visualisierung des Netzzustandes und relevanter Kenngrößen genutzt.

## Projektstatus

Der Campus der *AVU Netz GmbH* dient im Rahmen des Projektes als Pilotnetz. Die Netzdaten des Abschnittes wurden für die weitere Verarbeitung aufbereitet und in ein geeignetes Modell überführt. Dieses wurde verwendet, um potentielle Engpässe zu lokalisieren und gezielt Messgeräte zu positionieren. Weiterhin wurde der reale Netzabschnitt mit bestehenden Haushalts- und Gewerbekunden sowie betrieblichen LE, um eine Photovoltaik-Anlage (PVA), einen Batteriespeicher sowie eine 50kW-DC-LE und einen Elektronisch Regelbaren Transformator (ERT) erweitert.

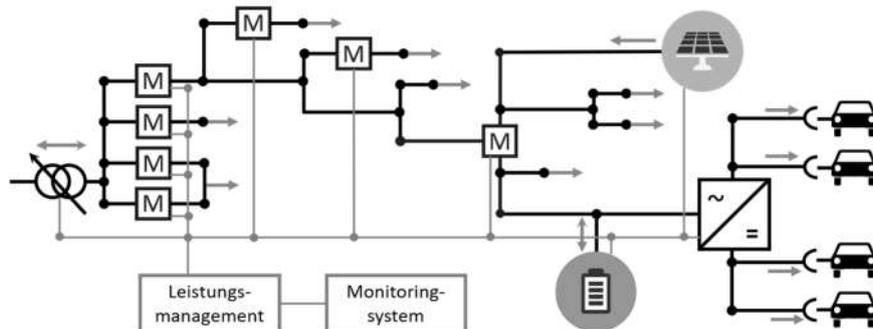


Abbildung 1: Schemadarstellung des Pilotnetzabschnittes

Das digitale Abbild (Netzmodell) wurde unter Berücksichtigung der realen Messgerätepositionierung für die SE aufbereitet und seitens des *ie<sup>3</sup>* unter Laborbedingungen im hauseigenen Smart Grid Technology Lab erfolgreich getestet. Anhand der SE-Eingangsdaten und der im Netz verfügbaren Flexibilitäten wurde der MPC-Algorithmus entworfen und prototypisch erfolgreich getestet. Derzeit werden die Kommunikationsschnittstellen zwischen dem Leistungsmanagement und den Netzkomponenten implementiert, um einen realen Betrieb im Pilotnetz zu ermöglichen. Parallel wurde die Grundstruktur des Monitoringsystems erarbeitet und eine Realisierungsplattform zur Visualisierung festgelegt. Weiterhin wurde das Netzmodell modifiziert und integriert, um eine Zuordnung der Mess- und Regelungsdaten zu den Betriebsmitteln zu ermöglichen. Derzeit wird die Schnittstelle zwischen Leistungsmanagement und Monitoring implementiert, um anschließend anhand simulierter Zustände in der realen Datenstruktur die Auswertung und Darstellung weiterzuentwickeln und zu erproben.

## Ausblick

Anfang 2022 wird das Leistungsmanagement im Feld in den Real-Betrieb gehen, sodass Mess- und Regeldaten erzeugt werden, welche in der Datenbank abgelegt und für die weitere Verarbeitung durch das Monitoringsystem genutzt werden können. Planmäßig wird dann im weiteren Projektverlauf das Gesamtsystem erprobt und anhand der gesammelten Informationen optimiert.

Anschließend wird angestrebt, die Projektergebnisse weiterzuentwickeln und eine höhere Praxistauglichkeit bzw. Skalierbarkeit zu erreichen. Dies beinhaltet die Reduktion der Investitions- und Systemkosten durch die Nutzung von Smart Metern und der zugehörigen Infrastruktur sowie eine Integration in die Asset Managementprozesse zur Reduktion der Reinvestitionen.

## Referenzen

- [1] Europäische Kommission, Europäischer Grüner Deal: Erster klimaneutraler Kontinent werden.
- [2] Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG, 2021.
- [3] M. Holt et al., „General load management system for the low-voltage grid: motivation, concept, basics“ in CIRED 2020 Berlin Workshop (CIRED 2020), S. 497–500.
- [4] ef.Ruhr, IAEW der RWTH Aachen und LEV der Bergischen Universität, „Gutachten zur Weiterentwicklung der Strom-Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen auf Grund einer fortschreitenden Sektorenkopplung und neuer Verbraucher“, Dortmund, 9. Juni 2021.

#### 4.6.6. Entwicklung einer Rapid Control Prototyping Plattform für die Analyse von Energiemanagementstrategien auf Laborebene

Jonathan RIES\*<sup>1</sup>, Julien ESSERS<sup>1</sup>, Mattias HADLAK<sup>1</sup>, Christian REINHOLD<sup>1</sup>, Bernd ENGEL<sup>1</sup>

Zum Erreichen der im EU Green Deal beschlossenen vollständigen Klimaneutralität bis ins Jahr 2050 und der damit notwendigen Transformation des Energiesystems wurde im Juli diesen Jahres ein „EU-Aktionsplan für die Digitalisierung des Energiesektors“ initiiert [1]. Dieser schließt auch den Verbrauchssektor ein, zu dem u.a. der Energiebedarf von Gebäuden zählt. Als konkrete Maßnahme wird im Aktionsplan die Förderung von Demand Response Maßnahmen aufgeführt, die aus energietechnischer Sicht die Lastabschaltung, -erhöhung und -verschiebung beinhaltet. Ein signifikantes Potential für Demand Response Maßnahmen im Gebäude- bzw. Wohngebäudesektor bergen u.a. Batteriespeicher und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge [2], die unter ökonomischen Gesichtspunkten häufig in Verbindung mit dezentralen Erzeugungsanlagen installiert werden. Gebäudeinterne Energiemanagementsysteme (EMS) übernehmen die automatisierte und zielgrößenorientierte Steuerung der Energieflüsse und bieten neben der wirtschaftlichen Optimierung neue Möglichkeiten zur Teilnahme an innovativen Geschäftsmodellen oder zur Unterstützung eines stabilen Stromnetzbetriebs. Zur funktionalen Validierung neu entwickelter Betriebsstrategien sowie der Analyse von anlagenspezifischen Restriktionen kann die Realisierung von Demonstratoren innerhalb geschützter Laborumgebungen wichtige Beiträge liefern.

##### Beschreibung der Laborumgebung

Das Energiemanagementlabor des elenia wurde ins Leben gerufen um energietechnische Szenarien in Zeitbereichen geringer Dynamik (sekundlich und darüber) realitätsnah abzubilden. Zur Nachbildung von Gebäuden stehen im Energiemanagementlabor eine Vielzahl von Anlagen bereit, die über mobile Schalt- und Messchränke elektrisch gekoppelt und vermessen werden können. Zum Anlagenpool zählen u.a. DC-Quellen und PV-Wechselrichter, Batteriespeichersysteme sowie elektronische Lasten. Ergänzend besteht die Möglichkeit zur Integration von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge. Alle Anlagenkomponenten besitzen Kommunikationsschnittstellen, über die eine aktive (Fern-)Steuerung erfolgen kann.

##### Konzept und Aufbau der Rapid Control Prototyping Plattform

Um Betriebsstrategien für EMS unter möglichst realitätsnahen Laborbedingungen, d.h. unter Beteiligung von am Markt verfügbaren Anlagenkomponenten zu testen und miteinander vergleichen zu können eignet sich das Konzept des Rapid Control Prototyping (RCP) [3]. RCP-basierte Systeme zeichnen sich allgemein durch die Eigenschaft aus, dass Steuer- und Regelstrategien auf ihre für den jeweilig spezifischen Anwendungsfall vorgesehene Eignung hin möglichst aufwandsarm analysiert, verglichen und nach Bedarf angepasst werden können. Die Plattform wurde als zentrales Steuerungssystem konzipiert, die neben den Entscheidungslogiken der zu testenden Betriebsstrategie eine koordinierte Ansteuerung aller am Test beteiligten Anlagen ermöglicht. Mit der Plattform können sowohl in Echtzeit als auch in einem beschleunigten Modus einzelne Typtage abgebildet werden. Als Hardwareplattform dient ein Simulink Real-Time basiertes Echtzeitrechensystem des Herstellers Speedgoat. Auf Abbildung 1 ist das modulare Konzept der RCP-Plattform grafisch dargestellt.

Bei der Konzepterstellung wurde besonderen Wert auf eine hohe Anpassungs- und Erweiterungsfreundlichkeit gelegt. Die Simulink basierte *RCP-Plattform* ① ist in drei Subsysteme aufgeteilt, die individuell und je nach Fragestellung angepasst werden können. Der Szenariomanager stellt alle für den geplanten Test benötigte Eingangsdaten in Form von Zeitreihen bereit. Die Testdurchführung wird durch eine mittels Stateflow-Chart realisierte Ablaufsteuerung koordiniert, die jeden Test in drei Phasen unterteilt:

In der Initialisierungsphase (*Init*) wird ein Verbindungstest für die am Test beteiligten Anlagen (*DUT* ②, devices under test) durchgeführt als auch evtl. zu tätige Voreinstellungen an den Anlagen selbst vorgenommen. Verläuft die erste Testphase erfolgreich, geht das System in die Durchführungsphase (*Run*) über. Während der Run-Phase findet ein zyklischer Austausch von Ist- und Sollwerten zwischen

<sup>1</sup> Technische Universität Braunschweig, elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme, Schleinitzstraße 23, 38106 Braunschweig, +49 (0) 531 391 9714, jonathan.ries@tu-braunschweig.de, <https://www.tu-braunschweig.de/elenia>

der Plattform und den am Test beteiligten Anlagen statt. Die Sollwerte sind Zeitreihen, die entweder direkt vom Szenariomanager bereitgestellt werden (z.B. Last oder Einstrahlungsprofile), oder berechnete Werte, die das EMS in Abhängigkeit der gewählten Betriebsstrategie und auf Basis des aktuellen Systemzustands bestimmt hat. Zur Kommunikation zwischen RCP-Plattform und den Anlagen werden Geräteprofile aus einer eigens erstellten Gerätebibliothek und Ethernet-basierte Schnittstellen genutzt. Die Geräteprofile und das EMS stellen zusammen die Bestandteile zur Nachbildung des virtuellen Gebäudes dar. Das EMS agiert basierend auf der voreingestellten Betriebsstrategie, welche vom Nutzer durch Anpassung des zugrundeliegenden Stateflow-Charts modifiziert und erweitert werden kann. Im EMS-Subsystem sind erweiterte Funktionalitäten wie beispielsweise Prognosefunktionen oder Fahrplangeneratoren enthalten, die zur Entscheidungsfindung genutzt werden können. In der letzten Testphase, der Finalisierungsphase (*Finish*), werden zu den Anlagen aufgebaute Kommunikationsverbindungen geschlossen und die während der Testdurchführung aufgezeichneten Testergebnisse archiviert.

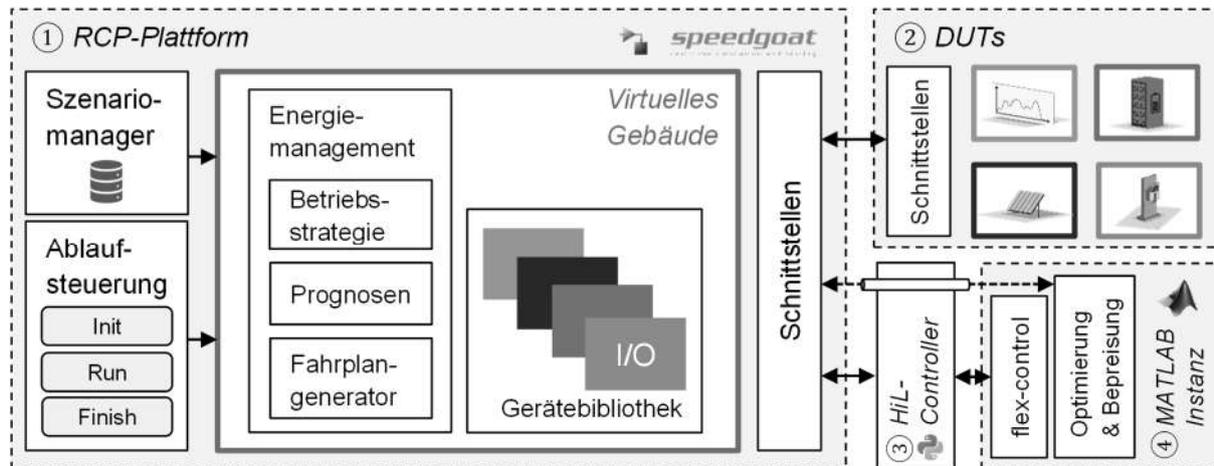


Abbildung 1: Framework und Schnittstellen der entwickelten RCP-Plattform

Die Plattform kann über einen in Python geschriebenen *Hardware-in-the-loop (HiL)-Controller* ③ mit externen *MATLAB Instanzen* ④ gekoppelt werden. Dies ermöglicht die Integration von zusätzlichen Funktionen, die aufgrund von Restriktionen des Echtzeitrechnungssystems bzw. Simulink nicht direkt auf der RCP-Plattform umgesetzt werden können (z.B. Lösen von Optimierungsproblemen, Bepreisung von Fahrplänen) oder die Berücksichtigung von weiteren, virtuellen Anlagenmodellen.

## Zusammenfassung und Ausblick

Zur Analyse und praxisnahen Validierung von Betriebsstrategien für Energiemanagementsysteme wurde ein Konzept und dessen technische Umsetzung auf Laborebene als Rapid Control Prototyping Plattform vorgestellt. Als konkreter Anwendungsfall wird im Fullpaper die Flexibilisierung eines exemplarisch nachgebildeten Wohngebäudes betrachtet. Als Betriebsstrategie wird ein fahrplanbasierter Ansatz vorgestellt, der im Sinne des Demand Response beispielsweise zum Netzengpassmanagement oder zur Vermarktung von Flexibilitätsprodukten genutzt werden kann.

## Referenzen

- [1] Energy Saxony e.V., "EU-Aktionsplan für die Digitalisierung des Energiesektors – Roadmap veröffentlicht" Pressemitteilung, <https://www.energy-saxony.net/aktuelles/eu-aktionsplan-fuer-die-digitalisierung-des-energiesektors-roadmap-veroeffentlicht.html> (Aufgerufen 07.Dezember, 2021).
- [2] Hadlak et al., M., "Entwicklung von Strategien und Lösungen zur Ausschöpfung zukünftiger Flexibilitätspotenziale vollelektrischer Haushalte, Gewerbe, Industrien und Elektromobilität", Whitepaper, S. 54, [https://www.tu-braunschweig.de/fileadmin/Redaktionsgruppen/Institute\\_Fakultaet\\_5/Elenia/Forschung/Forschungsprojekte/flexess/dokumente/flexess\\_AP\\_1\\_2\\_Potenzialanalyse.pdf](https://www.tu-braunschweig.de/fileadmin/Redaktionsgruppen/Institute_Fakultaet_5/Elenia/Forschung/Forschungsprojekte/flexess/dokumente/flexess_AP_1_2_Potenzialanalyse.pdf) (Aufgerufen 07.Dezember, 2021).
- [3] Bélanger et al., J., "The What, Where and Why of Real-Time Simulation" S. 40, [https://blobdevweb.opal-rt.com/medias/L00161\\_0436.pdf](https://blobdevweb.opal-rt.com/medias/L00161_0436.pdf) (Aufgerufen 09.Dezember, 2021).

## **5 WASSERSTOFF, EFFIZIENZ, DEKARBONISIERUNG**

### **5.1. WASSERSTOFF I**

#### **5.1.1. Pathways for blending Hydrogen into the Natural Gas Network**

**Roberta CVETKOVSKA<sup>\*,1</sup>, Peter NAGOVNAK<sup>1</sup>, Thomas KIENBERGER<sup>1</sup>**

#### **Introduction**

Green hydrogen is being researched as a sustainable energy carrier for a variety of uses especially in the industry and heavy duty transport sector, as well as a way to store renewable energy at a utility scale. It represents the chain that connects the variable renewable sources of energy with the demand independently of the time frame (day/night, summer/winter). Blending the hydrogen into the existing natural gas pipeline network is seen as an important stepping stone towards a hydrogen based gas sector. This is an approach from which both sides, the hydrogen as well as the conventional natural gas sector, can benefit from. The gas mixture offers a decrease of the greenhouse gas emissions for the corresponding share of hydrogen. In addition, the blending could provide a significant and consistent source of demand for hydrogen producers, enhancing the scaling up of hydrogen production units. [1]

One of the biggest challenges for the usage of hydrogen are represented by the production costs which at the present are high (14 c/kWh) [2] compared to the energy share of natural gas price (3,7 c/kWh) [3]. Researches which provide significant learning rates and incremental changes in the investment costs as well as supporting programs and policies predict a significant decrease of the hydrogen costs, especially from the year 2030 onwards. As we face a rapid growing of the CO<sub>2</sub> and natural gas prices in the near future, it can be concluded that hydrogen will become cost-competitive with the natural gas.

The aim of this work is to propose ramp-up curves of the share of hydrogen into the gas network instead of facing-up the challenge of an immediate transformation to a 100% hydrogen distribution network. Storing and transporting hydrogen within the gas blend can offset the cost of building dedicated hydrogen infrastructure, particularly in the early stages of market development.

#### **Methodology**

In investigating the breakeven point (BEP) at which green hydrogen becomes cheaper than fossil natural gas, the specific production costs of hydrogen and the energy share of the natural gas price were compared. For the sake of the comparison, the future natural gas price including the CO<sub>2</sub> certificate price and the local gas demands between 2025 and 2050 were researched based on two scenarios, whereas the development of the green hydrogen production costs was considered the same in both cases. The "Mitigation" Scenario represents a more conservative approach and aligns the development of the prices for natural gas (energy share) and CO<sub>2</sub> certificates with the WEM Scenario (With Existing Measures) [4] of the Environmental Agency Austria (EAA). The "Decarbonisation" Scenario represents a possible path towards decarbonized gas sector supported by a significant increase of the natural gas and the CO<sub>2</sub> prices according to the "Transition" and "WAM+" Scenarios [4] of UBA. In addition, a certain share of bio-methane according to the Austrian Hydrogen Strategy which follows a linear interpolation for the future share was also accounted for in both scenarios. Together with the future gas demand, possible transitional pathways of covering a certain energy share with renewable gases were calculated. The costs of the gas-mixture were calculated according to the following equation:

$$C(\text{gas} - \text{mixture}) = x(H_2) \cdot C(H_2) + y(\text{bio} - CH_4) \cdot C(\text{bio} - CH_4) + (1 - x - y) \cdot C(NG)$$

<sup>1</sup> Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Tel.: +43 3842 402 5417, E-Mail: roberta.cvetkovska@unileoben.ac.at, Web: www.evt-unileoben.at

Where:  $C$  – costs of the corresponding gas;  $x, y$  – shares of the corresponding gases

By adding hydrogen and bio-methane, the costs of the mixture will be higher than the costs of only natural gas in the network, until the breakeven point is reached. The reason behind that are the higher specific H<sub>2</sub> and bio-CH<sub>4</sub> production costs compared to the costs for natural gas which consist of the energy share of the end-customer price and the corresponding CO<sub>2</sub> price. This means that from economic aspect, the transition towards decarbonized gas grid will be from 0% hydrogen before the BEP to 100% hydrogen after reaching the breakeven point between the specific costs of the two gases. To avoid that and to show possible gradual addition of the green gases, the biggest challenge is to limit and close the cost gap. In order to achieve that, this methodology is based on setting the total costs of the mixture to be equal to the total costs of a 100% natural gas network, and to use the costs for the CO<sub>2</sub> certificates as a way to incentivize the hydrogen production.

## Results and conclusions

The analysis shows that the most crucial variable in this approach is the price of the CO<sub>2</sub> certificates. Different developments of the future CO<sub>2</sub> prices and their influence was investigated. All led to the conclusion that the renewable gases will achieve cost-competitiveness in the period around the year 2040 depending on the assumptions in the scenarios. The transitional paths represent the add-mixture of hydrogen and bio-CH<sub>4</sub> (energy share in %) in the gas grid from the year 2025 until 2050 with focus on decarbonisation of the gas supply in the corresponding BEP (Figure 1). However, it is not an input point for dedicated H<sub>2</sub>-grids which will be necessary from 2035 onwards.

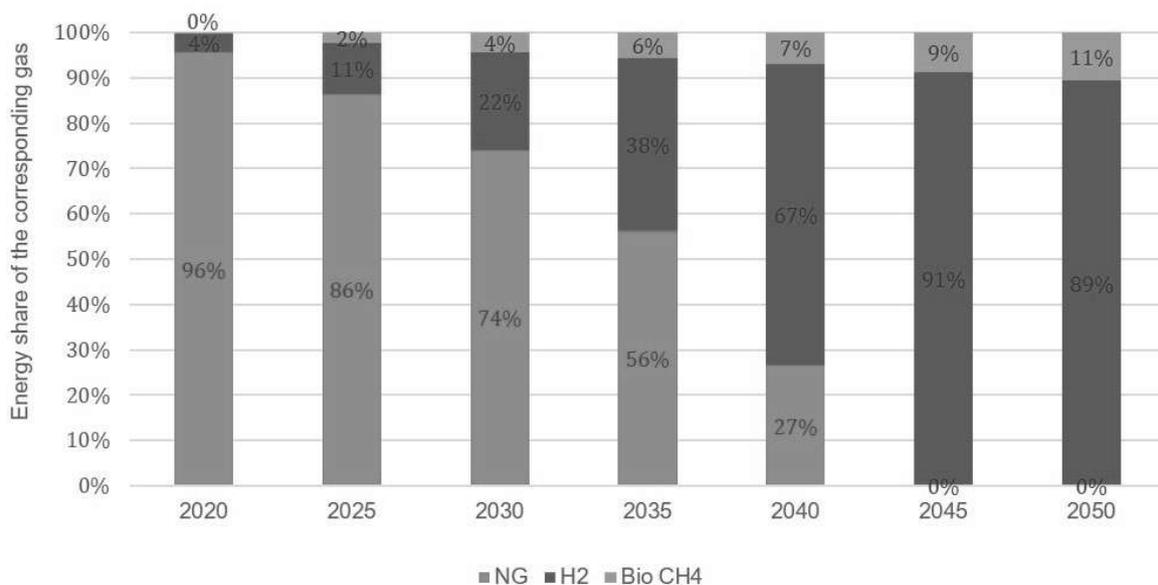


Figure 1: Composition of the gas in the analyzed Mitigation scenario

Before the BEP is achieved, a certain share of hydrogen and bio-methane can be injected in the gas network followed up by additional costs which can be covered by the costs for the CO<sub>2</sub> certificates. This accents the need for incentivizing and supporting the scaling-up of renewable gases, especially hydrogen. The mentioned incentivization of the blending of natural gas can be of an important meaning in the early stages of larger-scale hydrogen production units by providing a stable demand for hydrogen. This could pave the way for future scenarios in which some systems convert entirely to hydrogen.

## References

- [1] Frontier Economics, "Hydrogen blending and the gas commercial framework: Report on conclusions of NIA study," September / 2020.
- [2] H. Böhm, A. Zauner, D. C. Rosenfeld, and R. Tichler, "Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects," *Applied Energy*, vol. 264, p. 114780, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114780.
- [3] E-Control, Gaspreis: Spotpreise Stand November 2021. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/industrie/gas/gaspreis/grosshandelspreise>

- [4] T. Krutzler et al., "Energie- und Treibhausszenarien im Hinblick auf 2030 und 2050: Synthesebericht," Umweltbundesamt Österreich ISBN 978-3-99004-445-2, 2017.

## 5.1.2. Power-to-Gas for Austria

Viktor ZEH<sup>1</sup>, Florian PINK<sup>1</sup>, Christoph PUTZ<sup>2</sup>, Erich LUGBAUER<sup>2</sup>

### Motivation und Hintergrund

Die Stromerzeugung in Österreich und Europa wird zunehmend grüner, aber damit auch wetterabhängiger und volatiler. Um den bis 2030 beziehungsweise 2040 notwendigen Ausbau dargebotsabhängiger Erzeugung tatsächlich ins Energiesystem integrieren zu können, und gleichzeitig das gewohnt hohe Maß an Versorgungssicherheit zu garantieren, werden neue Lösungen benötigt, die überschüssigen Strom über längere Zeiträume speicherbar machen.

Studien gehen in Österreich von einem Bedarf von ca. 10 TWh saisonaler Flexibilität aus. Hier bietet Power-to-Gas, also die Umwandlung von Strom in erneuerbaren Wasserstoff und anschließende Speicherung bzw. die zeitlich entkoppelte anderweitige Nutzung, einen wichtigen Lösungsansatz.

Da die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen noch nicht absehbar ist, in naher Zukunft in Österreich aber eine installierte Leistung im GW-Bereich benötigt wird, kann der Technologiehochlauf durch gezielte Maßnahmen im regulierten Bereich des Übertragungsnetzes unterstützt werden.

Der Gesetzgeber hat im Rahmen der letzten EIWOG-Novelle des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes-Pakets Power-to-Gas-Anlagen im Eigentum von Netzbetreibern unter gewissen Voraussetzungen grundsätzlich ermöglicht.

### Sektorentransformator: Ganzheitliches Konzept

Um die Kopplung von Strom- und Gassystem volkswirtschaftlich optimal verbinden zu können, braucht es einen ganzheitlichen Zugang, der Standortwahl, Dimensionierung, und Betriebszeiten berücksichtigt.

Dazu wurde zwischen Austrian Power Grid (APG) und Gas Connect Austria (GCA) ein sektorübergreifendes Konzept erarbeitet. Analog zu Transformatoren, die verschiedene Spannungsebenen innerhalb des Stromnetzes koppeln, sollen zukünftig „Sektorentransformatoren“ die Kopplung von Strom- und Gasnetz ermöglichen. Der erzeugte Wasserstoff kann dabei ins Gasnetz eingespeist werden und so auch bestehende Erdgasspeicher nutzen. Bei Strommangel ist eine Rückverstromung möglich. Eine Abfüllung des Wasserstoffs in Reinform zur Nutzung für Verkehr oder Industrie ist ebenfalls angedacht.

Analog zum heutigen Prinzip der grenzüberschreitenden Kuppelleitungen, soll die Konversionskapazität der Power-to-Gas Anlage dem Markt dabei diskriminierungsfrei über Auktionen zur Verfügung gestellt werden, APG und GCA sind dabei nicht Eigentümer der Energie.

Die Standorte basieren auf einer systemischen Analyse beider Sektoren.

So kann die notwendige Infrastruktur für die saisonale Speicherung von Überschussstrom mittels Umwandlung in Wasserstoff effizient und transparent zur Verfügung gestellt werden.

Um ein solches Modell in den 2030er Jahren großflächig verfügbar zu haben, müssen zeitnah Lösungen für offene Fragen erforscht werden. Dazu zählen insbesondere:

### Weiterentwicklung der Elektrolysetechnologie

Aktuell gibt es weltweit noch keine Anlage, die großtechnisch Wasserstoff in derart volatiler Weise erzeugt, wie sie für die Nutzung von Überschussstrom erforderlich ist. Die Robustheit der Anlagen bezüglich häufiger Starts und Stopps, großer Leistungsgradienten und langer Standzeiten sind nicht

<sup>1</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19, 1220 Wien, {viktor.zeh | florian.pink}@apg.at, www.apg.at

<sup>2</sup> Gas Connect Austria GmbH, Floridsdorfer Hauptstraße 1, 1210 Wien, {christoph.putz | erich.lugbauer}@gasconnect.at, www.gasconnect.at

ausreichend bekannt. Außerdem müssen Produktionskapazitäten ausgeweitet und Kosten gesenkt werden.

### ***Entwicklung und Erprobung eines Marktmodells***

Das Marktmodell sorgt dafür, dass die Anlage in den für das Gesamtsystem richtigen Stunden läuft. Es muss sichergestellt sein, dass die Anreize ausreichen, um Erzeugungsspitzen zu kappen, ohne das System in Zeiten unzureichender erneuerbarer Erzeugung zusätzlich zu belasten.

### ***Wasserstoff in der Gasinfrastruktur***

Die großvolumige Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetz und –speichern muss genauso untersucht werden, wie eine mögliche Umwidmung bestehender Infrastruktur für die Nutzung von reinem Wasserstoff.

### **Erprobung mittels 50 MW Pilotanlage**

Um das Konzept des Sektorentransformators als wichtigen Baustein für ein vollständig erneuerbares Energiesystem für den großflächigen Einsatz vorzubereiten, braucht es also praktische Erfahrung. APG und GCA planen daher eine der ersten großtechnischen Power-to-Gas-Anlagen mit 50 MW Konversionsleistung.

Der Abgleich der Bedürfnisse beider Sektoren hat einen Standort im Osten Österreichs ergeben. Hier herrschen beste Voraussetzungen: durch den Ausbau der Windkraft kommt es bereits in den nächsten Jahren zu großen Erzeugungsspitzen, gleichzeitig liegen das hochrangige Strom- und Gasnetz zum Teil nur wenige Kilometer auseinander.

Die Power-to-Gas-Anlage soll dabei direkt bei einem Umspannwerk der APG entstehen. Von dort führt eine Wasserstoffpipeline zu einem Einspeisepunkt der GCA in das bestehende Erdgasnetz. Darüber hinaus ist eine Abfüllstation für Wasserstoff in Reinform Teil des Konzepts.

### 5.1.3. Entwicklung einer Residuallast-angepassten Druckluftbereitstellung

Jan-Niklas GERDES<sup>1\*</sup>, Ekrem KÖSE<sup>2</sup>, Christian DIEROLF<sup>1</sup>, Alexander SAUER<sup>2</sup>

#### Kurzfassung

In diesem Artikel wird das Konzept und die Möglichkeiten einer hybriden Betriebsweise eines Druckluftheizkraftwerks (DHKW) mit Strom und Gas vorgestellt. Anhand von drei realen Szenarien sollen die situationsabhängigen Vorteile anhand eines Demonstrators gezeigt werden. Die verwendeten Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich ihres Anteils an erneuerbaren Energien, dessen Volatilität in Zukunft einen starken Einfluss auf die Energieversorgung haben wird. Durch die hybride Betriebsweise kann ein effizientes, umweltfreundliches, energieflexibles und resilientes Anlagenkonzept ermöglicht werden.

#### Inhalt

Druckluft stellt aufgrund der großen Energieverluste bei der Erzeugung eines der teuersten Medien in der Industrie dar. Diese entstehen vor allem aufgrund der Zwischenkühlung bei der mehrstufigen Verdichtung, sodass 90-96% der zugeführten Energie in Form von Wärme abgeführt werden muss [1]. Aufgrund der verbreiteten Anwendung von Druckluft in der Industrie bieten Effizienzmaßnahmen ein großes Potenzial zur ökologischen Optimierung. Da die Energiekosten einer Druckluftanlage auf den gesamten Lebenszyklus 70-90% der Gesamtkosten ausmachen, sind Investitionen in die Effizienz von Druckluftsystemen nicht nur ökologisch, sondern auch wirtschaftlich sinnvoll [2].

Eine potenzielle Lösung bieten Druckluftheizkraftwerke (DHKW), die basierend auf dem Konzept der Kraft-Wärme-Kopplung mechanische und thermische Energie bereitstellen. Im Gegensatz zu konventioneller Erzeugung von Druckluft und Wärme, durch Kompressoren und Heizkessel, können so erhebliche Einsparungen an Energiekosten und CO<sub>2</sub> erreicht werden [1].

Im Rahmen des Projektes „SynErgie“ wurden unterschiedliche Konzepte und Technologien zur Flexibilisierung der Druckluftbereitstellung untersucht, wobei eine hybride Betriebsweise eines der größten Potenziale generiert. Durch die Befähigung zu einer bivalenten Fahrweise könnte daher ein erheblicher Beitrag zum Gelingen der Energiewende geleistet werden [3].

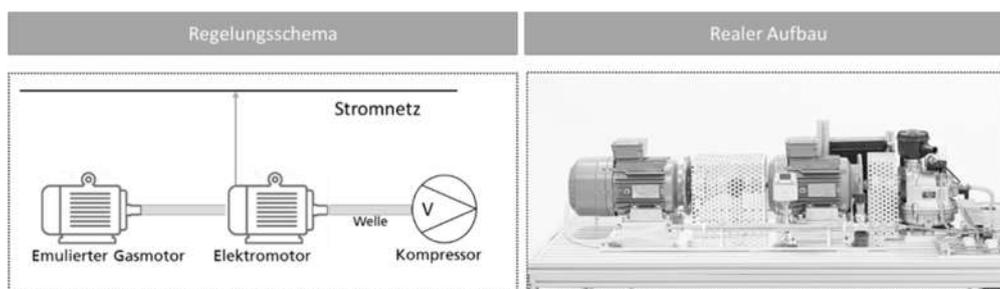


Abbildung 1: Bivalenter Demonstrator mit emuliertem Gasmotor

Durch die Hybridisierung eines DHKWs wird der Betrieb mit mehreren Energieträgern ermöglicht und um einen Betrieb mit Strom in einem Elektromotor erweitert. Dieser Elektromotor ist dabei zusätzlich in der Lage einen Teil der mechanischen Energie zu rekuperieren. Im Vergleich zu herkömmlichen DHKW-Anlagen ermöglicht ein bivalenter Betrieb mit Strom und Gas die folgenden Vorteile:

- Die Rekuperation in elektrische Energie ermöglicht eine längere Betriebsdauer der Anlage, auch wenn kein Druckluftbedarf vorliegt, sodass die Wirtschaftlichkeit und Effizienz des Systems verbessert wird

<sup>1</sup> Universität Stuttgart, Institut für Energieeffizienz in der Produktion, Nobelstr. 12 in 70569 Stuttgart, Telefonnr. +49 711 970 1675, [jan-niklas.gerdes@eep.uni-stuttgart.de](mailto:jan-niklas.gerdes@eep.uni-stuttgart.de), [www.eep.uni-stuttgart.de](http://www.eep.uni-stuttgart.de)

<sup>2</sup> Fraunhofer Institut für Produktions- und Automatisierungstechnik, Nobelstr. 12 in 70569 Stuttgart, Telefonnr. +49 711 970-3624, [ekrem.köse@ipa.fraunhofer.de](mailto:ekrem.köse@ipa.fraunhofer.de), [www.ipa.fraunhofer.de](http://www.ipa.fraunhofer.de)

Die hybride Betriebsweise ermöglicht die Nutzung des Energieflexibilitätspotenzials unter anderem als netzdienliche Leistung, oder zum Peak-Shifting des Energieverbrauchs

- Über den eingebauten Elektromotor kann die Anlage negative Strompreise, aufgrund der volatilen erneuerbaren Energien, nutzen und klimaneutral Druckluft bereitstellen

### Konzept

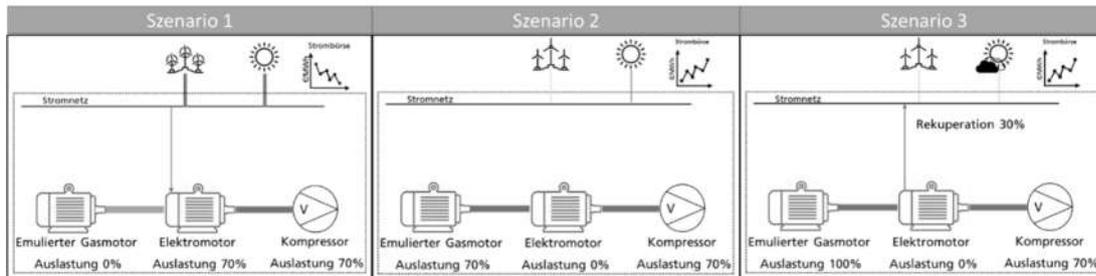


Abbildung 1: Simulierte Szenarien mit dem bivalenten Druckluftdemonstrator – in allen Eventualitäten effizient und residuallast-angepasst

Der Nutzen eines solchen Anlagenkonzepts wird anhand eines Demonstrators mit drei verschiedenen Szenarien gezeigt. Im Szenario 1 liegt ein windiger Sommertag vor, an dem der Anteil der regenerativen Energien an der Stromerzeugung sehr hoch ist und die Börsenstrompreise niedrig (oder sogar negativ). Die Druckluft wird über den Elektromotor erzeugt, der durch den CO<sub>2</sub>-armen Strommix angetrieben wird. An einem Tag mit moderatem regenerativen Anteil an der Stromerzeugung ist der Strompreis höher (Szenario 2). Die Druckluft wird dann über den Gasmotor erzeugt werden, wobei idealerweise klimaneutrales Gas verwendet wird. Die erzeugte Wärme aus dem Gasmotor wird dabei direkt genutzt oder zwischengespeichert. Im Falle einer Dunkelflaute (Szenario 3) wird der niedrige Anteil der regenerativen Energien den Strompreis in die Höhe treiben. Die Erzeugung der Druckluft wird ebenfalls über den Gasmotor realisiert, wobei ein Teil der mechanischen Energie am Elektromotor rekuperiert und ins Netz eingespeist wird. Dadurch lassen sich zusätzliche Erlöse durch den Stromverkauf realisieren und es kann einen Beitrag zur Stabilisierung des Netzes geleistet werden. Der Aufbau des Konzepts, sowie eine Visualisierung der Szenarien sind in Abbildung 2 gezeigt.

### Ergebnisse

Anhand des Demonstrators konnten die Vorteile eines hybriden Betriebes, die Rekuperation und damit einhergehenden Steigerung der Wirtschaftlichkeit und Effizienz, sowie das Energieflexibilitätspotenzial und die Nutzung von negativen Strompreisen, validiert. Somit wird nicht nur eine Einbindung von Energieflexibilität bei Unternehmen ohne negativen Einfluss auf die Produktion dargestellt, sondern auch eine sinnvolle und einfach implementierbare Effizienzmaßnahme in der Druckluftherzeugung demonstriert. Weiterhin wird das Gesamtpotenzial von hybriden Druckluftsystemen in der deutschen Industrie aufgezeigt, was sich in den Branchen, Ernährung, Tabak, chemische Industrie, Metallerzeugung und -verarbeitung, Glas und Keramik, Gummi- und Kunststoffe und Kraftwagen, auf ca. 31.000 relevanten Kompressoren und ungefähr 580 MW Leistungsaufnahme durch Druckluft-Kompressoren beläuft [4].

### Referenzen

- [1] M. Dehli, Hg., Energieeffizienz in Industrie, Dienstleistung und Gewerbe: Energietechnische Optimierungskonzepte für Unternehmen, 1. Aufl. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden; Imprint: Springer Vieweg, 2020.
- [2] dena, „Energieeffizienz in kleinen und mittleren Unternehmen. Energiekosten senken. Wettbewerbsvorteile sichern.“, 2015.
- [3] Sauer, E. Abele und H. U. Buhl, „Energieflexibilität in der deutschen Industrie: Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt - Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung - SynErgie“, 2019.
- [4] M. Blesl und A. Kessler, Energieeffizienz in der Industrie. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.

## 5.1.4. Einsatz eines Sektorkoppelnden Hybridspeichers zur Erbringung von Regelleistung

Christian ALÁCS<sup>1,\*</sup>, Jürgen MARCHGRABER<sup>2</sup>, Elmira TORABI<sup>3</sup>, Georg LETTNER<sup>4</sup>, Wolfgang GAWLIK<sup>5</sup>, Christian MESSNER<sup>6</sup>, Günter WAILZER<sup>7</sup>

### Einleitung

Der Einsatz von Batterie-Energiespeichersystemen (BESS) zur Erbringung von Primärregelleistung hat insbesondere in Deutschland in den letzten Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen [1]. Auch in Österreich sind in den letzten Jahren einige solcher Anlagen in Betrieb genommen worden [2,3]. Aufgrund der steigenden Anzahl von Teilnehmern am Markt für Primärregelleistung konnte in den letzten Jahren jedoch ein Abwärtstrend der erzielbaren Erlöse beobachtet werden [4]. Trotz sinkender Preise für Li-Ionen Batteriezellen, welche heute überwiegend in BESS eingesetzt werden, ist die Wirtschaftlichkeit von neuen Anlagen dadurch gefährdet. Die Investitionskosten für BESS sind insbesondere durch die strengen regulatorischen Rahmenbedingungen [5,6], welche für speicherbegrenzte Anlagen zur Teilnahme am Markt für Primärregelleistung herrschen, definiert. Eine Kopplung eines BESS mit einem thermischen Energiespeichersystem (TESS), welches durch eine Power-to-Heat Anlage gespeist wird, in Form eines hybriden Energiespeichersystems (HESS) bietet die Möglichkeit die Investitionskosten des BESS zu reduzieren und gleichzeitig sämtliche regulatorischen Rahmenbedingungen einhalten zu können. Solch ein HESS wurde in jüngster Vergangenheit bereits in Deutschland in Betrieb genommen [7]. Im Projekt SEKOHS Theiß (Sektorkoppelnder Hybridspeicher Theiß), welches sich aus einem Demonstrationsprojekt und einem zugehörigen Forschungsprojekt zusammensetzt, wird erstmals solch ein HESS in Österreich in Betrieb genommen und wissenschaftlich untersucht.

### Methodik

Das geplante HESS im Projekt SEKOHS Theiß baut auf bestehende Komponenten im Kraftwerk Theiß auf. Dabei bildet der bestehende Fernwärmespeicher mit einem Volumen von 50.000 m<sup>3</sup> das TESS (mit 1650 MWh), welches unter anderem (neben einer Ladung aus dem laufenden GuD-Betrieb, im Stillstandsbetrieb aus einem Gasheizkessel oder mit einer neuen Biomasse-KWK-Anlage) mit einer bestehenden Power-to-Heat Anlage mit einer Leistung von bis zu 5 MW beladen werden kann. Das TESS wird mit einem neu anzuschaffenden BESS gekoppelt, welche zusammen jenes HESS bilden, mit welchem die Teilnahme am Primär- sowie am Sekundärregelleistungsmarkt mit einer Leistung von bis zu 5 MW geplant ist. Neben dem BESS wird eine Photovoltaik (PV-) Anlage mit einer Leistung von 3,43 MWp neu errichtet, welche im Idealfall zur (Nach-)ladung des HESS eingesetzt werden kann. Sämtliche Komponenten sind in Abbildung 1 dargestellt. Im Forschungsprojekt werden neben einer Prognose der PV-Leistung, die Betriebsweise des HESS, die Dimensionierung des BESS auf Basis regulatorischer Rahmenbedingungen, unterschiedliche Use Cases zum Einsatz des HESS, und eine Optimierung der Fahrweise des Fernwärmespeichers im Fernwärmenetz betrachtet.

### Ergebnisse

Der vorliegende Beitrag konzentriert sich insbesondere auf die Dimensionierung des BESS und die geplante Herangehensweise bei der Optimierung des Fernwärmespeichers. Zur Dimensionierung des BESS sind insbesondere die regulatorischen Rahmenbedingungen auf ENTSO-E Ebene [5,6]

---

<sup>1,2,3,4,5</sup> TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25 E370-1, {alacs,marchgraber,torabi,gawlik}@ea.tuwien.ac.at, <https://www.ea.tuwien.ac.at/home/>

<sup>6</sup> AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, christian.messner@ait.ac.at, <https://www.ait.ac.at/>

<sup>7</sup> EVN Wärmekraftwerke GmbH, EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf, guenter.wailzer@evn.at, <https://www.evn.at/>

ausschlaggebend, welche derzeit teilweise noch in Diskussion sind. Dazu wird im vorliegenden Beitrag ein aktueller Stand zusammengefasst und auf die Ergebnisse einer optimalen Dimensionierung des BESS eingegangen. Aufgrund des begrenzten Energieinhalts des BESS ist ein geeignetes Lademanagement, dessen Umsetzung ebenfalls durch regulatorische Rahmenbedingungen eingeschränkt ist, unumgänglich. Im vorliegenden Beitrag werden neben einer Umsetzung solch eines Lademanagements die Besonderheiten einer Präqualifikation solch eines HESS zusammengefasst.

Für die geplante Optimierung der Fahrweise des Fernwärmespeichers werden im vorliegenden Beitrag die angedachten Use Cases beschrieben und auf die Herangehensweise zur Optimierung dieser Use Cases eingegangen.

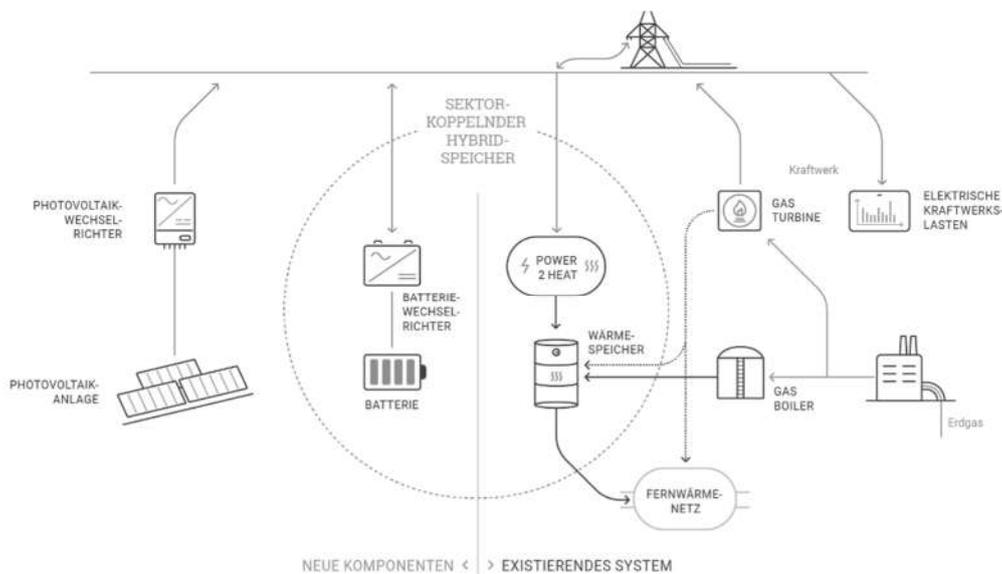


Abbildung 1: Blockschaubild des sektorkoppelnden Hybridspeichers



VORZEIGEREGION  
ENERGIE

Das Projekt „SEKOHs Theiß“ wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen der FTI-Initiative „Vorzeigeregion Energie“ durchgeführt.

## Referenzen

- [1] Figgner, Jan, et al. "The development of stationary battery storage systems in Germany—A market review." *Journal of energy storage* 29 (2020): 101153.
- [2] Verbund AG, „BlueBattery“, <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/news-presse/presse/2020/09/17/blue-battery-eroeffnung> (Aufgerufen 26.11.2021).
- [3] J. Marchgraber, C. Alacs, G. Lettner, W. Gawlik, P. Jonke, M. Wurm, R. Lechner, R. Igelspacher, G. Wailzer, und W. Vitovec, "Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt BatterieSTABIL," in Proc. of the 16th Symposium Energieinnovation (EnInnov 2020), Graz, Austria, Feb. 12 – 14, 2020, pp. 1–13.
- [4] Figgner, Jan, et al. "The development of stationary battery storage systems in Germany—status 2020." *Journal of Energy Storage* 33 (2021): 101982.
- [5] European Commission, "Commission regulation (EU) 2017/1485; establishing a guideline on electricity transmission system operation; System Operator guideline (SO GL)," Policy, Brussels, Belgium, 2017, <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj> (Aufgerufen 26.11.2021).
- [6] ENTSO-E, "All CE TSOs' proposal for additional properties of FCR in accordance with Article 154(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operations," Policy, 2018, <https://bit.ly/3cTBP22> (Aufgerufen 26.11.2021).
- [7] Schlachter, Uli, et al. "Optimised capacity and operating strategy for providing frequency containment reserve with batteries and power-to-heat." *Journal of Energy Storage* 32 (2020): 101964.

## 5.1.5. Potential of Waste and Water Treatment Energy Recovery in Sector Coupling

Matthias MALDET (\*)<sup>1</sup>, Georg LETTNER<sup>1</sup>, Daniel SCHWABENEDER<sup>1</sup>

### Inhalt

Für das Erreichen der Klimaneutralität in Europa bis 2050 ist es notwendig, Treibhausgase auch in Energiesektoren zu reduzieren, in denen eine Dekarbonisierung schwerer umsetzbar ist, als im Stromsektor. Durch die Möglichkeiten der Dekarbonisierung im Stromsektor wird die Elektrifizierung der weiteren Energiesektoren wie Wärme, Kälte oder Mobilität und damit eine Umsetzung der Sektorkopplung als Möglichkeit zur Verringerung der Treibhausgas Emissionen angesehen. Aus diesem Grund wurde von der Europäischen Kommission eine Aussendung [1] verfasst, in der mögliche Ziele und Umsetzungen der Sektorkopplung erläutert werden. Zusätzlich dazu ist die Sektorkopplung ein intensiv untersuchtes und diskutiertes Thema in der Energiesystem Forschung. Beispielsweise werden in Publikationen, wie [2] und [3] Untersuchungen in Form von Modellierungen und Optimierungen zu einer Implementierung der Sektorkopplung in das Energiesystem beschrieben.

In [1] werden Potenziale in der Abfall- und Abwasserbehandlung genannt, welche bisher kaum in Publikationen beschrieben wurden. Daher ist das Ziel dieses Beitrages, solche Potenziale zu untersuchen, und dabei etwaige Schwierigkeiten bei der Umsetzung zu identifizieren.

### Methodik

Für die Untersuchung der zentralen Fragestellung ist es notwendig, das zu betrachtende Energiesystem zu modellieren und den Betrieb zu optimieren. Das Ziel dabei ist es, eine optimale Ressourcenausnutzung nach Zielfunktionen wie Kostenminimierung oder Emissionsminimierung zu ermitteln, wobei der Fokus in der hierbei beschriebenen Betrachtung in der Kostenminimierung liegt. Dazu wird ein lineares Optimierungsmodell (LP) mit verschiedenen zu betrachtenden Energiesektoren erstellt. Das Optimierungsmodell basiert dabei auf dem Open-Source Python Framework OEMOF [4], welcher für die Darstellung des Energiesystems verwendet und teilweise weiterentwickelt wurde. Durch die Optimierung werden die Energieflüsse zwischen den verschiedenen Energiesektoren ermittelt. Jeder Energiesektor wird dabei als geschlossene Einheit betrachtet, für die der Energieerhaltungssatz als Nebenbedingung gilt.

Um die Interaktion zwischen verschiedenen Energiesektoren sicherzustellen sind Umwandlungstechnologien notwendig. Diese werden mit technischen Umsetzungsfaktoren und operativen Kosten beschrieben. Die von den Technologien erzeugten Energien sind durch technische und physikalische Beschränkungen limitiert, welche als Modell Nebenbedingungen berücksichtigt werden.

$$x_i^{Technologie} \leq X_{max}^{Technologie} \quad 1)$$

Zusätzlich zu den innerhalb der Sektoren erzeugten Energien wird auch der Bezug extern erzeugter Energien berücksichtigt, für welche Bezugskosten anfallen können. Damit ergibt sich die Zielfunktion der Kostenminimierung.

$$\min C^{total} = \min \left( \sum_i^{Technologien} C_i^{O\&M} + \sum_j^{Quellen} C_j^{Bezug} \right) \quad 2)$$

<sup>1</sup> TU Wien Energy Economics Group, Gusshausstrasse 25-29/370-3, +43 1 58801 – 370 365, maldet@eeg.tuwien.ac.at, <https://eeg.tuwien.ac.at>

## Ergebnisse

Bei der Betrachtung eines Haushalts zeigt sich, dass in der Abfallverwertung mehr Potenzial steckt, als in der Abwasserverwertung. Im betrachteten Fall hat sich dabei die Abfallverbrennung, bei der 86% des aufkommenden Haushaltsmülls verbrennt werden, als effizienteste Verwertungsmethode herausgestellt, wobei der Anteil saisonale Schwankungen aufgrund des wärme- und strombedarfsgeführten Betriebs aufweist. In weiterer Folge werden für eine effizientere Ressourcennutzung massenabhängige Abfallentsorgungskosten als Marktmodell eingeführt. Haushalte mit höherem Abfallaufkommen müssen damit einen höheren Anteil zu den gesamten Entsorgungskosten leisten, wodurch die Kosten für Haushalte mit Abfallreduktion geringer sind, als im Falle eines Fixkostenbeitrags. Damit bieten solche Tarifmodelle Anreize, die aufkommende Menge an Haushaltsmüll zu reduzieren. Weiters können gemeinschaftliche Ansätze wie Energiegemeinschaften zusätzliche Anreize zur Reduktion der aufkommenden Abfallmengen bieten. Zusätzlich dazu sind Verwertungstechniken zur Energierückgewinnung eine Option, die zu entsorgende Abfallmenge und die Entsorgungskosten zu reduzieren.

Energierückgewinnungspotenziale in der Abwasserbehandlung liegen vorwiegend in der Klärschlammverwertung. Die Menge an aufkommendem Klärschlamm ist für einen Haushalt jedoch zu gering, um einen signifikanten Beitrag zur Energieversorgung zu leisten. Um das Energierückgewinnungspotenzial aus der Abwasserbehandlung zu erhöhen ist damit eine Betrachtung in größeren Dimensionen notwendig, bei der die Abwasserbehandlung einer Vielzahl von Haushalten untersucht wird. Sowohl für Abfall als auch für Wasser steckt damit ein großes Potenzial in der gemeinschaftlichen Nutzung und Verwertung.



Abbildung 10 Abfallbehandlung Aufteilung

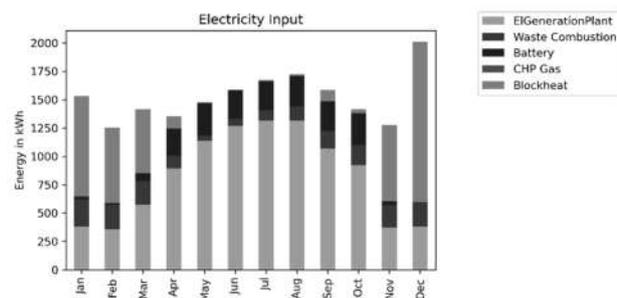


Abbildung 9 Anteil Stromerzeugung saisonal

Die Arbeit wurde im Rahmen des "Hybrid Local Sustainable Communities" Projekt [5] durchgeführt und wird mit den Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und wird im Rahmen der RTI-Initiative "Vorzeigeregion Energie" in Green Energy Lab implementiert.

## Referenzen

- [1] Europäische Kommission, "Förderung einer klimaneutralen Wirtschaft: Eine EU-Strategie zur Integration des Energiesystems", 2020
- [2] Mokhtara, C., Negrou, B., Settou, N., Abdessalem, B., & Yao, Y., "Design optimization of grid-connected PV-Hydrogen for energy prosumers considering sector-coupling paradigm: Case study of a University building in Algeria", *International Journal of Hydrogen Energy*, 46. [Online] <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.10.069>
- [3] Bashir, A., Lund, A., Kasmaei, M., Lehtonen, M., „Optimizing Power and Heat Sector Coupling for the Implementation of Carbon-Free Communities”, *Energies* 2021, 14, 1911, [Online] <https://doi.org/10.3390/en14071911>
- [4] Oemof Developing Group, "oemof open energy modelling framework", [Online] <https://oemof.readthedocs.io/en/latest/> [Zugriff am 18.11.2021]
- [5] Green Energy Lab, "Hybrid LSC", [Online] <https://greenenergylab.at/projects/hybrid-lsc/> [Zugriff am 18.11.2021]

## 5.1.6. Dekarbonisierung der Energieversorgung von kleinen und mittleren Unternehmen durch Sektorkopplung

Jonas BAARS<sup>1</sup>, Tim WAWER<sup>2</sup>

### Inhalt

Damit die im Klimaschutzplan 2050 festgelegten Emissionsminderungen erreicht werden können, müssen Unternehmen ihre Prozesse dekarbonisieren [1]. Ziel dieses Artikels ist es, sektorübergreifende Kombinationen verschiedener technischer Lösungen für eine kosteneffiziente Dekarbonisierung von Unternehmen aufzuzeigen und zu vergleichen. Auf Systemebene wird eine Dekarbonisierung durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in Verbindung mit einer Wasserstoffinfrastruktur als Grundlage der Sektorkopplung angestrebt [2]. Auf der betrieblichen Ebene von kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) liegt der Fokus der Dekarbonisierung oft auf dem Sektor Strom, aber auch die Bereitstellung der Prozess- sowie Niedertemperaturwärme müssen bei den Unternehmen betrachtet werden [3].

In diesem Artikel wird die Nutzung von grünem Wasserstoff auf Unternehmensebene einer direkten Elektrifizierung gegenübergestellt. Für die Unternehmen wird herausgearbeitet, wie sie in einem zukünftigen Energiesystem mit den für die Produktion erforderlichen Energieformen versorgt werden können. Hierzu wird eine betriebswirtschaftliche Optimierung unter zukünftigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen durchgeführt, um Zusammenhänge aufzuzeigen und technologische Empfehlungen zu validieren.

### Methodik

Zur Identifizierung der kostengünstigsten Transformation der Energieversorgung für Unternehmen wird eine lineare Optimierung vorgenommen. Die Energiesystemmodellierung wird in dem Open Energy Modelling Framework „oemof“ implementiert. Das Framework dient zur Modellierung, Darstellung und Analyse von Energiesystemen [4].

In Abbildung 1 ist das entwickelte Unternehmensmodell schematisch dargestellt. Zur Bereitstellung der Niedertemperaturwärme stehen ein H<sub>2</sub>-BHKW und eine H<sub>2</sub>-Brennstoffzelle sowie eine Wärmepumpe als

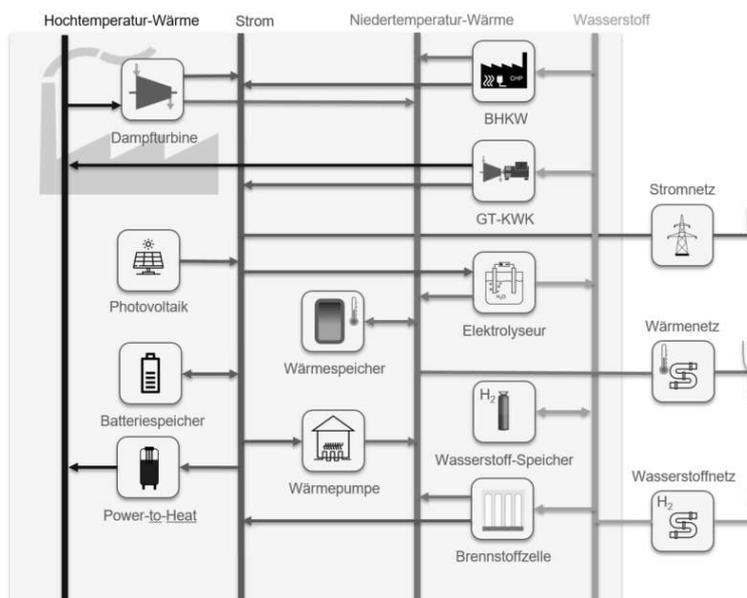


Abbildung 11: Schematische Darstellung des Unternehmensmodells

<sup>1</sup> Campus Lingen – Hochschule Osnabrück - Fakultät Management, Kultur und Technik, Bernd-Rosemeyer-Straße 9-11 49808 Lingen, Tel.: 0591 800 98 334, [jonas.baars@hs-osnabrueck.de](mailto:jonas.baars@hs-osnabrueck.de) (Nachwuchsautor)

<sup>2</sup> Campus Lingen – Hochschule Osnabrück - Fakultät Management, Kultur und Technik, Kaiserstraße 10c 49809 Lingen (Ems), Tel.: 0591 80098 290, Fax: 0591 80098 291, [t.wawer@hs-osnabrueck.de](mailto:t.wawer@hs-osnabrueck.de), <https://www.hs-osnabrueck.de/prof-dr-tim-wawer/>

Optionen zur Verfügung. Die Prozesswärme (Hochtemperatur) kann durch eine Gasturbine in Kraft-Wärme-Kopplung und eine Power-to-Heat-Anlage bereitgestellt werden. Zur Herstellung von Wasserstoff besteht die Möglichkeit einer Investition in einen Elektrolyseur. Zur ungekoppelten Stromerzeugung sind Investitionen in eine PV-Anlage möglich. Zur zeitlichen Flexibilisierung von Wasserstoff, Strom und Niedertemperaturwärme können Speicher installiert werden. In dem Modell ist für alle Endenergieträger eine Make-Or-Buy-Option implementiert, sodass diese auch aus dem öffentlichen Netz bezogen werden können.

Die Optimierung wird in stündlicher Auflösung durchgeführt. Neben Investitionskosten werden Netzbezugskosten und Vergütungen betrachtet. Hierbei wird eine Gegenüberstellung von statischen Strompreisen aus dem Netz und dynamischen Strompreisen auf Basis der Börsenstrompreise durchgeführt. Zielfunktion der Modelloptimierung ist die Kostenminimierung für das Unternehmen. Die Nebenbedingungen sind die maximalen Leistungsbegrenzungen der verschiedenen Technologien sowie der Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage der einzelnen Energieformen.

## Ergebnisse

In der Untersuchung werden ein Produktionsunternehmen mit Prozesswärmebedarf und ein Handwerksunternehmen ohne Prozesswärmebedarf analysiert. Dazu werden für die einzelnen Modellunternehmen typische Lastgänge verwendet. Es werden die Entscheidungen der Unternehmen in Abhängigkeit der Strompreise untersucht. Die Interaktionen der Unternehmen zum öffentlichen Versorgungsnetz zeigen auf, welche Anforderungen an das Energiesystem durch die Unternehmen entstehen. Unabhängig von den betrachteten Strompreisen wird der mögliche Photovoltaikausbau für die Unternehmen empfohlen. Restliche Strombedarfe werden aufgrund maximaler Ausnutzung der Dachflächen bei niedrigen Strompreisen über den Strombezug aus dem öffentlichen Netz bereitgestellt. Bei Unternehmen mit Prozesswärmebedarf wird bereits bei einem geringen Strompreis die Substitution des Stromimportes durch eine H<sub>2</sub>-Gasturbine in Kraft-Wärme-Kopplung angeregt. Bei Unternehmen ohne Prozesswärmebedarf wird eine H<sub>2</sub>-Brennstoffzelle umgesetzt, die Strom und Wärme erzeugt. Der Einsatz von Blockheizkraftwerken ist in beiden untersuchten Fällen nicht empfehlenswert. Die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme wird in beiden Fällen durch den Einsatz von Wärmepumpen bestimmt. Nur bei sehr hohen Strompreisen wird statt in Wärmepumpen die Abwärme der stromgeführten Brennstoffzelle in einer Kraft-Wärme-Kopplung genutzt. Je höher die Strompreise sind, desto mehr erfolgt eine wasserstoffbasierte Versorgung in allen Nutzenergiebereichen. Im Vergleich weisen dynamische Strompreise gegenüber statischen Strompreisen geringere Unterschiede in den gewählten Technologien auf. Dies ist bedingt durch die Möglichkeit der Ausnutzung von günstigen Preistarifen in Zeiten eines niedrigen Börsenstrompreises und motiviert die Unternehmen zu einem netzdienlichen Verhalten.

## Referenzen

- [1] Scorza, S. A., Pfeiffer, J., Schmitt, A., & Weissbart, C. (2018): Kurz zum Klima:» Sektorkopplung «–Ansätze und Implikationen der Dekarbonisierung des Energiesystems, in: ifo Schnelldienst, 71(10), 49-53.
- [2] Gils, H.G.; Gardian, H.; Schmugge, J. (2021): Interaction of hydrogen infrastructures with other sector coupling options towards a zero-emission energy system in Germany. *Renewable Energy* 180 (2021) 140-156. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.08.016>
- [3] dena – Deutsche Energie-Agentur GmbH (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende.
- [4] Hilpert, S.; Kaldemeyer, C.; Krien, U.; Günther, S.; Wingenbach, C.; Plessmann, G. (2018): The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling. *Energy Strategy Reviews* 22 (2018) 16-25. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.07.001>.

## 5.2. WASSERSTOFF II

### 5.2.1. Renewable Gasfield -Konzeptionierung einer PtG Anlage basierend auf Verbrauchsszenarien für die regionale Wasserstoffversorgung von Mobilitäts- und Industrieanwendungen

Karl-Heinz KOPP<sup>1</sup>, Nejc KLOPČIČ<sup>1</sup>, Markus SARTORY<sup>1</sup>, Alexander TRATTNER<sup>1</sup>, Klaus NEUMANN<sup>2</sup>

#### Motivation

Durch erneuerbare Energien produzierter grüner Wasserstoff stellt einen Schlüssel zur Sicherstellung eines nachhaltigen Energiesystems dar. Dabei findet Wasserstoff Anwendung sowohl als Energieträger, als Speichermedium oder als Rohstoff in den Sektoren Energie, Mobilität und Industrie. [1]

Im Förderprojekt **Renewable Gasfield** wird ein ganzheitlicher Power-to-Gas (PtG) Ansatz demonstriert, deren Einsatzszenarien in [2] im Detail beschrieben wurde. Basierend auf den Verbrauchsszenarien für die regionale Wasserstoffversorgung von Mobilitäts- und Industrieanwendungen, wurde das in Abbildung 1 dargestellte Anlagenkonzept erarbeitet.

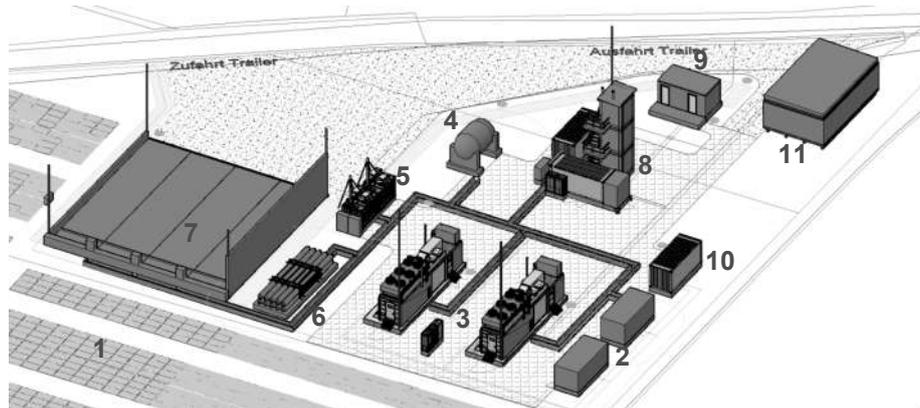


Abbildung 1: Aufstellungsplan der PtG Anlage – Renewable Gasfield

Die Power-to-Gas Anlage wird in Containerbauweise errichtet und besteht im Wesentlichen aus der Photovoltaik-Anlage (1), zwei Transformatoren (2), zwei Elektrolysecontainern (3), Niederdruckspeicher (4), zwei Verdichter-Container (5), Mitteldruckspeicher (6), Trailerbefüllstation mit Befüll-Schränken (7), Methanisierung (8), Einspeiseanlage (9), EMSR-Container (10) und Info-Center (11).

#### Methodik

Um trotz der hohen Variantenvielfalt und den stark unterschiedlichen Anforderungen an PtX-Anlagen eine effiziente Anlagenauslegungen und -optimierung zu ermöglichen, sind unterstützende Methoden und Werkzeuge notwendig. Dazu wurde ein Simulationsmodell für Grobauslegungen der Anlagentopologien unter Berücksichtigung gegebener technischer Rahmenbedingungen entwickelt. Als Rahmenbedingungen wurden eine Elektrolyse-Leistung von 1 MW bzw. die daraus abzuleitende maximale Wasserstoff Produktionsmenge von 210 Nm<sup>3</sup>/h sowie H<sub>2</sub>-Abnahmeszenarien definiert. Für die Dimensionierung der Trailerfüllstelle wurde folgende Randbedingung angesetzt: Unter der Woche erfolgt täglich die Befüllung eines leeren Trailers. Die Dimensionierung des Verdichtersystems erfolgte basierend auf einer maximal Befüllzeit von 6 Stunden für die Abgabe einer Wasserstoff-Menge von rund 300 kg – charakteristisch für H<sub>2</sub>-Trailer mit 200 bar Speicherdruck. Basierend auf diesen

<sup>1</sup> Markus SARTORY, Nejc KLOPČIČ, Karl-Heinz KOPP, Alexander TRATTNER, HyCentA Research GmbH, office@hycenta.at, [www.hycenta.at](http://www.hycenta.at)

<sup>2</sup> Klaus NEUMANN Energie Steiermark Technik GmbH, [www.e-steiermark.com](http://www.e-steiermark.com)

Randbedingungen wurden Massen- und Energiebilanzen auf Subsystemebene Elektrolyse, Methanisierung, Niederdruckspeicher (30 bar), Mitteldruckspeicher (500 bar), Verdichter und Trailer errechnet. Für die Berechnung der Massenströme zwischen den Komponenten abhängig vom Druck sind Verdichter-Kennfelder und Druckverlust-Modelle hinterlegt. Mit dem Simulationsmodell kann damit die Booster-Betankung (Verdichtung aus ND-Speicher) sowie eine kaskadierte Betankung durchs Überströmen aus MD-Speichern abgebildet werden. Da mehrere Anlagentopologien die technischen Rahmenbedingungen erfüllen, wurden zusätzlich für die Komponenten Kostenfunktionen hinterlegt, um die Anlagentopologien auch hinsichtlich Investitionskosten untereinander vergleichen zu können.

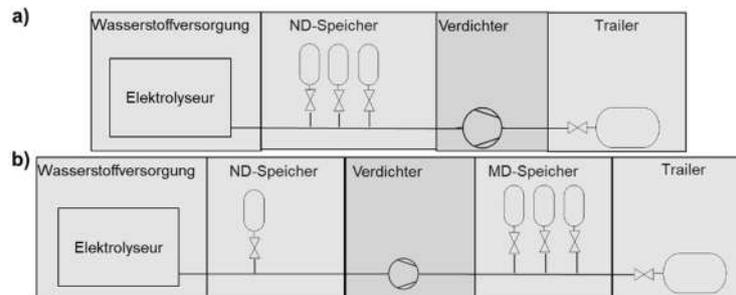


Abbildung 2: Anlagenkonzepte für die Befüllung durch a) Verdichten aus ND-Speicher (Boostern) und b) Kombination aus Überströmen aus MD-Speichern getrieben durch die Druckdifferenz und Boostern

## Ergebnisse und Ausblick

Nach Betrachtung unterschiedlicher Anlagentopologien kamen zwei Konzepte in die Endauswahl, siehe Abbildung 2. Das erste Konzept (Abb. 2a) benötigt eine höhere Verdichterleistung und höhere Speicherkapazität der ND-Speicher im Vergleich zum zweiten (Abb. 2b), dafür sind jedoch beim zweiten Konzept zusätzlich die MD-Speicher nötig. Die Variante mit Kombination aus Überströmen und der Betankung durch Verdichter hat sich schlussendlich als die kostengünstigere Option herausgestellt und wird in Gabersdorf im Rahmen des Renewable Gasfield Projektes umgesetzt. Anhand der ausgewählten Anlagentopologie, der Abnahmeszenarien und der technischen Rahmenbedingungen wurden im nächsten Schritt Betriebsstrategien entwickelt. Dabei wird vor allem geachtet, dass die Elektrolyse möglichst nahe zum Lastpunkt mit dem höchsten Wirkungsgrad betrieben wird (Eco-Betrieb), die PV-Leistung, wenn vorhanden, für die H<sub>2</sub>-Produktion voll ausgenutzt wird (PV-geführter Betrieb) und dass das Ausschalten der Elektrolyse vermieden wird. Zur Implementierung einer automatisierten Entscheidungslogik und Regelung für die Auswahl der optimalen Betriebsstrategie bedarf es einer zentralen Steuerung, die übergeordnet mit den Steuerungen der Sub-Module (PV, Elektrolyse, Trailerfüllstelle, Methanisierung, Logistik-Dispatcher, ...) kommuniziert. Eine Matrix mit Signalen zwischen zentraler Steuerung und den Sub-Modulen sowie Ablaufdiagramme für die Bestimmung der Betriebsstrategie wurden erstellt. Das Projekt befindet sich gerade in der Umsetzungsphase. Die Ergebnisse dieser und erste Betriebserfahrungen werden in einem weiteren Paper thematisiert.

**Projektpartner:** Energie Steiermark Technik GmbH (Konsortialführung), HyCentA Research GmbH, Energieinstitut an der JKU Linz, Energie Agentur Steiermark GmbH, Energienetze Steiermark GmbH, Montanuniversität Leoben, WIVA P&G - Wasserstoffinitiative Vorzeigeregion Austria Power & Gas, Abteilung 15 - Energie, Wohnbau, Technik der Steiermärkische Landesregierung

**Gefördert im Rahmen der FTI-Initiative „Vorzeigeregion Energie“:** Klima und Energiefonds, Vorzeigeregion Energie, Kommunalkredit Public Consulting, Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft, WIVA P&G

## References

- [1] Klell M, Eichlseder H, Trattner A. Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik: Erzeugung, Speicherung, Anwendung. 4th ed. Wiesbaden, Heidelberg: Springer Vieweg; 2018.
- [2] Markus SARTORY Bernhard STAGGL, Fabian RADNER, Karl-Heinz KOPP, Alexander TRATTNER, Klaus NEUMANN. OPTIMIERUNG DER ANLAGENKONFIGURATION UND BETRIEBS-STRATEGIE EINER WASSERSTOFF-PRODUKTIONSANLAGE IM RAHMEN VON RENEWABLE GASFIELD. In: Energy for future - Wege zur Klimaneutralität: 16. Symposium Energieinnovation 12.-14. Februar 2020, TU Graz, Österreich. Graz: Verlag der Technischen Universität Graz; 2020

## 5.2.2. Nutzungskonkurrenzen zwischen Biomethan und Wasserstoff im zukünftigen deutschen Energiesystem

Anica MERTINS<sup>1</sup>(\*), Mathias HEIKER<sup>2</sup>, Andreas STROINK<sup>3</sup>, Sandra ROSENBERGER<sup>4</sup>, Tim WAWER<sup>5</sup>

### Inhalt

Durch die Dekarbonisierung des Energiesystems wird Erdgas als Energieträger ab 2045 nur noch eine untergeordnete Rolle spielen [1]. Verschiedene Studien empfehlen, die Erdgasnetze sukzessive auf die Verteilung von grünem Wasserstoff umzurüsten [1], sodass langfristig die bestehende Infrastruktur vollständig für den Wasserstofftransport genutzt werden kann [2].

Die Wechselwirkungen der Gasnetzumstellung mit der Nutzung von Biogas werden hierbei häufig vernachlässigt. Biogas ist ebenfalls ein klimaneutrales Gas, das nach einer Aufbereitung zu Biomethan Erdgas nahezu klimaneutral substituieren kann. Das Biomethan kann in der Industrie oder als Kraftstoff für den Schwerlastverkehr eingesetzt werden. Die Aufbereitung zu Biomethan und die anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz ist ein derzeit attraktives Geschäftsmodell für Post-EEG-Anlagen [3]. Die Umwidmung der Erdgasinfrastruktur für den Wasserstoff steht somit potenziell im Konflikt mit der Einspeisung von Biomethan.

Das aktuelle Potential zur Biomethanherzeugung aus allen derzeit in Deutschland betriebenen Biogasanlagen beträgt 8,6 Mrd. Nm<sup>3</sup> (bestimmt nach installierter Leistung der Bestandsanlagen nach [4], durchschnittlicher Wirkungsgrad der BHKW und Energiegehalt Methan) und reicht dabei bei Weitem nicht aus, um den aktuellen Gasverbrauch in Deutschland von 86,5 Mrd. Nm<sup>3</sup> [5] zu decken. Hierbei ist die Herstellung allerdings regional unterschiedlich konzentriert. Da es Schwerpunkte in der Herstellung gibt, wird Biomethan dauerhaft vermutlich nur im regionalen Rahmen über Gasnetze verteilt werden können [2].

Ziel dieses Artikels ist eine regionale Betrachtung der Biogasherstellung in Verbindung mit den verfügbaren Kapazitäten im Erdgasnetz, um Gebiete zu identifizieren, in denen ein Weiterbetrieb der Infrastruktur mit Biomethan einer Umstellung auf Wasserstoff vorzuziehen ist.

### Methodik

Auf Basis der bestehenden Biogasanlagen und dem bestehenden Erdgasnetz in Deutschland wird eine Aufbereitungsinfrastruktur von Biogas zu Biomethan modelliert. Da die Verwendung von großen Aufbereitungsanlagen zu einer Degression der spezifischen Kosten der Rohgasaufbereitung führt [6], wird die Errichtung einer gemeinschaftlichen Aufbereitung angestrebt. Hierfür werden Bestandsbiogasanlagen in Cluster zusammengefasst. Diese Cluster beinhalten jeweils eine Aufbereitungsanlage, die Biogas zu Biomethan aufbereitet. Aus der installierten Leistung der zugeordneten Biogasanlagen lässt sich die stündlich erzeugte Gasmenge und somit die benötigte Aufbereitungsanlagengröße bestimmen.

Jedes Biogascluster produziert eine konstante Menge Biomethan, die in das bestehende Erdgasnetz eingespeist wird. Hierfür wird unter anderem untersucht, welche bestehende Erdgasleitung am nächsten an dem Biogascluster liegt und sich somit für die Einspeisung von Biomethan anbietet. Anschließend wird für jede Gasleitung geprüft, inwieweit sie durch das eingespeiste Biomethan

<sup>1</sup> Hochschule Osnabrück, Albrechtstr. 30 49076 Osnabrück, 0541 969 2333, anica.mertins@hs-osnabrueck.de, www.hs-osnabrueck.de

<sup>2</sup> Hochschule Osnabrück, Albrechtstr. 30 49076 Osnabrück, 0541 969 2333, mathias.heiker@hs-osnabrueck.de, www.hs-osnabrueck.de

<sup>3</sup> Hochschule Osnabrück, Kaiserstraße 10C 49809 Lingen (Ems), 0591 800 98 230, a.stroink@hs-osnabrueck.de, www.hs-osnabrueck.de

<sup>4</sup> Hochschule Osnabrück, Albrechtstr. 30 49076 Osnabrück, 0541 969 2957, s.rosenberger@hs-osnabrueck.de, www.hs-osnabrueck.de

<sup>5</sup> Hochschule Osnabrück, Kaiserstraße 10C 49809 Lingen (Ems), 0591 800 98 291, t.wawer@hs-osnabrueck.de, www.hs-osnabrueck.de

ausgelastet werden kann. Um hier eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen, werden die Gasleitungen in 100 km lange Abschnitte eingeteilt. Somit kann eine Aussage darüber getroffen werden, welche Abschnitte des Gasnetzes langfristig mit Biomethan ausgelastet werden können. Es lassen sich außerdem Gasnetze identifizieren, die sich für eine Umwidmung für die Nutzung zur Verteilung von Wasserstoff eignen, da sie langfristig kein Methan mehr transportieren werden. Darüber hinaus besteht zukünftig die Möglichkeit Biogas zu Wasserstoff aufzubereiten und in die vermutlich zukünftig umgewidmeten Gasleitungen einzuspeisen. Diese Möglichkeit wird als alternatives Geschäftsmodell betrachtet.

## Ergebnisse

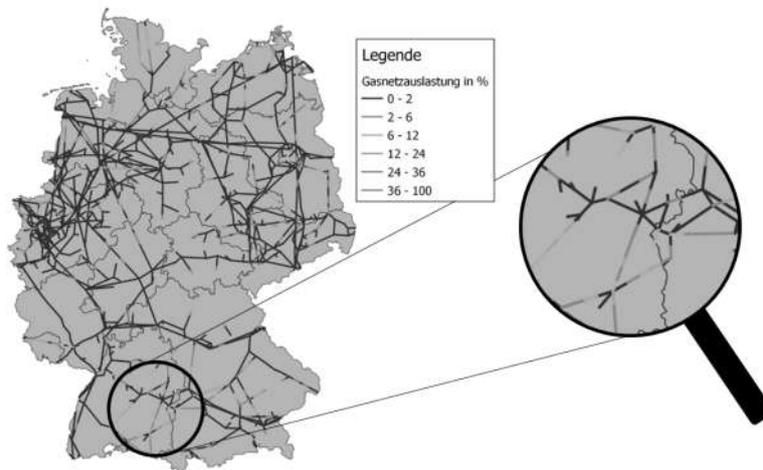


Abbildung 1: Auslastung der vorhandenen Gasinfrastruktur durch Biomethan

Wie Abbildung 1 zeigt, liegt die Auslastung der meisten Gasleitungen bei alleiniger Nutzung durch Biomethan bei unter 2 %. Insbesondere Netze zur Übertragung großer Erdgasmengen (Übertragungsnetze zur Verteilung von Gas aus dem Ausland, z.B. North Stream) sind deutlich überdimensioniert für die Verteilung von Biomethan. Nur vereinzelt kann die Kapazität der Leitung zu über 30 % gedeckt werden, so wäre der Weiterbetrieb von einigen Leitungen in beispielsweise Süddeutschland möglicherweise langfristig sinnvoll.

Bei Betrachtung einer regionalen Versorgung der Industrie durch Biomethan, basierend auf der Gasproduktion der Bestandsbiogasanlagen und dem aktuellen Gasbedarf der Industrie, zeigt sich ein sehr diverses Bild der Situation der Landkreise. Teilweise zeigt sich eine deutliche Überdeckung (teilweise deutlich über 100%) des Gasbedarfes in Landkreisen, in denen entweder viele Biogasanlagen etabliert sind oder die Industrie einen vergleichsweise geringen Bedarf hat. Die Gasbedarfe in anderen Landkreisen wären deutlich unterdeckt, vor allem im Ruhrgebiet und in Mitteldeutschland.

## Referenzen

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Ed., "dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität," 2021.
- [2] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, "Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann: Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende," 2021.
- [3] Umweltbundesamt, Ed., "Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht,"
- [4] M. Liedmann, Branchenzahlen 2020 und Prognose der Branchenentwicklung 2021: Entwicklung der Biogasanlagenzahl und der installierten elektrischen Leistung sowie der arbeitsrelevanten elektrischen Leistung in Deutschland. [Online]. Available: [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE\\_Branchenzahlen/\\$file/21-10-14\\_Biogas\\_Branchenzahlen-2020\\_Prognose-2021.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/21-10-14_Biogas_Branchenzahlen-2020_Prognose-2021.pdf)
- [5] bp, "Full report – Statistical Review of World Energy 2021,"
- [6] M. Dotzauer et al., "Bioenergie – Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 (BE20plus) - Schlussbericht," Leipzig, 2021.

### 5.2.3. Konzeption einer katalytischen Biogas-Methanierungs-Anlage

Andreas HERRMANN<sup>1,3</sup>, Lutz SCHIFFER<sup>2</sup>, Thomas LANGE<sup>1,3</sup>, Rayana ARAUJO<sup>1</sup>, Maria GILBERT<sup>5</sup>, Erik FERCHAU<sup>4</sup>, Martin GRÄBNER<sup>3</sup>

#### Hintergrund

Da mit der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017 die bisherige Praxis gesetzlich garantierter Vergütungssätze für die Stromgewinnung auf Basis von Biogas schrittweise ausläuft, ist die Wettbewerbsfähigkeit aufgrund der vergleichsweise hohen Stromgestehungskosten mittel- bis langfristig gefährdet.

Vor diesem Hintergrund gilt es für den Erhalt der Biogasbranche zukunftsfähige Alternativen außerhalb der Stromgewinnung zu entwickeln. Im Kontext des stark wachsenden Bedarfs an grünen Gase für unterschiedlichste Anwendungsbereiche stellt die Biogas-Methanisierung eine zukunftsfähige Option dar.

#### Markt der Biomethanherstellung in Deutschland

Biomethan stellt eine klimaneutrale Alternative zu fossilem Erdgas mit gleichem Einsatzspektrum dar. Bisher spielt die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan in Deutschland bei den rd. 9.700 betriebenen Biogasanlagen eine untergeordnete Rolle. Mitte 2021 waren lediglich 235 Anlagen mit einem Einspeisevolumen von knapp 10 TWh in Betrieb [1]. Entsprechend gering fällt die Gesamtwirkung im Energiesystem aus. Aktuell liegt der Biomethananteil am Erdgasverbrauch bei ca. einem Prozent. An der Bruttostromerzeugung hat Biomethan einen Anteil von 0,5 %, am Endenergieverbrauch Wärme 0,3 % und am Endenergieverbrauch Verkehr 0,1 % [2].

Der Ausbau des Methanisierungs-Potenzials von Biogas mittels Wasserstoff stellt eine erfolgversprechende Option dar. Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches geht davon aus, dass über 70 % der Biogasanlagen in Deutschland für eine Methanisierung geeignet sind. Dies betrifft Anlagen ab 250 kW elektrischer Leistung, aber auch die Gasmenge kleinerer Anlagen könnte über Sammelstellen gebündelt und somit verfügbar gemacht werden. Die Szenarien gehen davon aus, dass das gesamte Biogas-Methanisierungs-Potenzial bis 2050 von gegenwärtig 1,31 Mrd. m<sup>3</sup> i.N. auf 16,36 Mrd. m<sup>3</sup> i.N. erhöht werden kann [3].

Die Preise für Biomethan hängen stark vom Eingangssubstrat (NAWARO, Gülle, Abfall) ab, wobei auch innerhalb der Substratarten eine große Spannweite zu beobachten ist. So liegen durchschnittliche Verkaufspreise für Biomethan aktuell zwischen 5,7 ct/kWh (NAWARO, Abfall) bis 6,4 ct/kWh (Gülle) [1]. Die Grenzübergangskosten für fossiles Erdgas sind bedeutend niedriger und liegen derzeit bei deutlich unter 2 ct/kWh [4].

#### Katalytische Biogas-Methanisierung als Alternative

Eine vielversprechende Option für die Biogasmethanisierung bietet die Anwendung von Edelmetallkatalysatoren, mit denen hohe Konversionsraten bei Temperaturen deutlich unter 300 °C erzielt werden können. Damit kann eine nahezu vollständige Hydrierung von CO<sub>2</sub> in Methan erreicht werden.

Abbildung 1 zeigt das Fließbild der konzipierten Biogas-Methanisierungs-Anlage.

1 DBI-Virtuhcon GmbH, Halsbrücker Str. 34, 09599 Freiberg, Tel.: 49 3731 39-4424, andreas.herrmann@dbi-virtuhcon.de, www.dbi-virtuhcon.de

2 Sächsische Akademie der Wissenschaften, Arbeitsstelle Technikfolgenabschätzung, Fuchsmühlenweg 9, 09599 Freiberg, Tel.: 49 3731 39-4428, lutz.schiffer@extern.tu-freiberg.de

3 TU Bergakademie Freiberg, Institut für Energieverfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen, Tel.: 49 3731 39-4510, Fuchsmühlenweg 9, 09599 Freiberg

4 Sächsisches Netzwerk Biomasse e.V., Hauptstraße 13, 09623 Clausnitz

5 UTF GmbH; Erzstraße 15, 09618 Brand-Erbisdorf

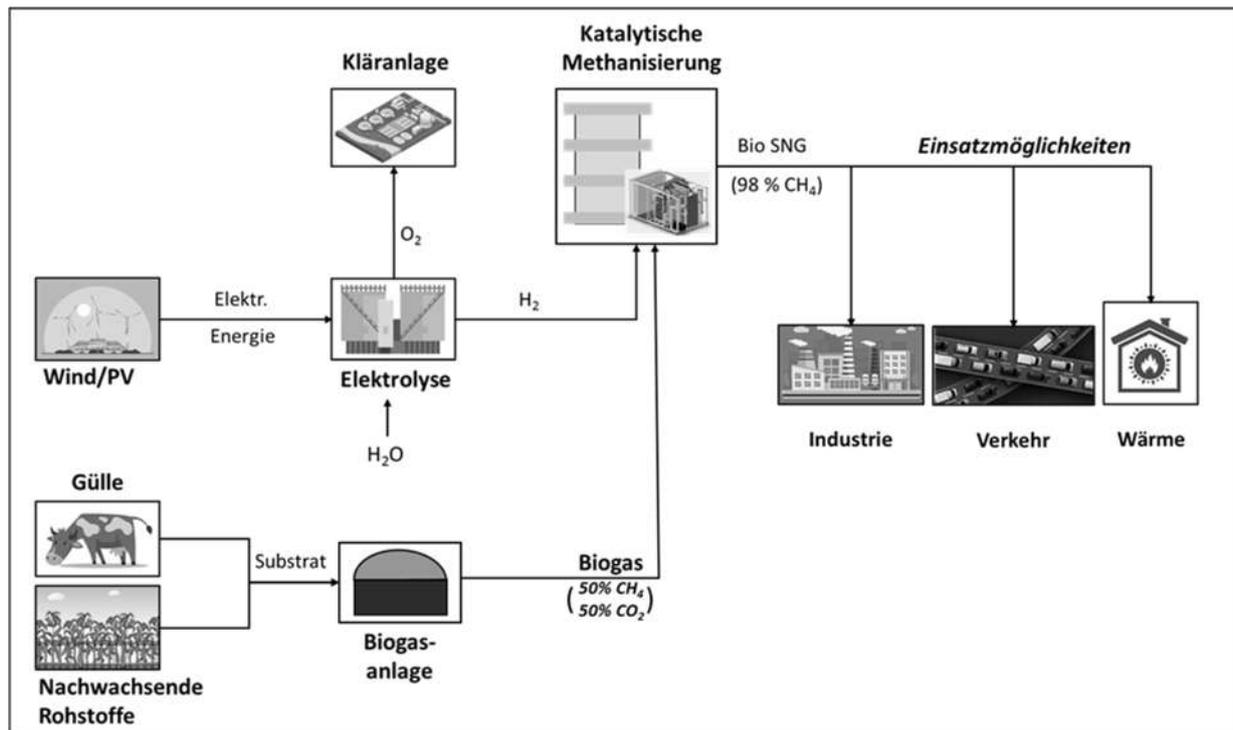


Abb. 1: Prinzipielles Fließbild einer Biogas-Methanisierungs-Anlage

Für eine typische Biogasanlage beträgt das CO<sub>2</sub>-Minderungspotential einer katalytischen Biogas-Methanisierungs-Anlage im Vergleich zum Status quo (derzeit realisierte Verfahren der CO<sub>2</sub>-Abtrennung, wie Amin- oder Druckwasserwäsche, PSA) 3.300 Tonnen pro Jahr. Ein weiterer Vorteil ist die Verdoppelung der Menge des eingespeisten Bio-Methans im Vergleich zum Status quo.

Die Entwicklung und möglichst zeitnahe Markteinführung der katalytischen Biogas-Methanisierung ist trotz der offensichtlichen Begrenztheit der Ressource Biogas eine große Chance. Die Zukunftschancen für die Biogasbranche lassen sich insbesondere bei einer zeitnahen Markteinführung der Biogas-Methanisierung signifikant erhöhen.

## Danksagung

Das Projekt wird durch den Europäischen Sozialfond und das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. Die Autoren bedanken sich für die Unterstützung.



Europäische Union

Europa fördert Sachsen.



Europäischer Sozialfonds



Diese Maßnahme wird mitfinanziert durch Steuermittel auf der Grundlage des vom Sächsischen Landtag beschlossenen Haushaltes.

Gefördert durch:



Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

## Referenzen

- [1] Deutsche Energie-Agentur (2021): Branchenbarometer Biomethan 2021.
- [2] Umweltbundesamt (2021): Erneuerbare Energien in Deutschland, [www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021\\_hgp\\_erneuerbareenergien\\_deutsch\\_bf.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021_hgp_erneuerbareenergien_deutsch_bf.pdf) (Aufgerufen 08.Dezember, 2021).
- [3] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (2019): Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen.
- [4] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Erdgasstatistik 2021, [https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik/erdgas\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik/erdgas_node.html) (Aufgerufen 17. Dezember 2021).

## 5.2.4. Energy Control of a self-sufficient Microgrid based on a combined electrical and hydrogen Distribution Grid

David STEPHAN<sup>1</sup>, Uwe WERNER<sup>2</sup>, Carsten FICHTER<sup>3</sup>

### Abstract

For the success of energy turnaround, the distribution and storage of electrical energy within the framework of a microgrid plays an essential key role in the future energy supply. A purely capacitive network expansion in Germany is only one element of the energy transition and must be expanded to include the conversion of the current central network, with a central control system, to a decentralized network with intelligent control units. With an increasing share of renewable, decentralized units for power generation, such as photovoltaic or wind power plants in the energy mix, location-based island grids that function as microgrids can make an important contribution to security of supply. Excess electricity is regulated more variably and better even at the smallest location-related level. The remaining fluctuations from the microgrid are steadily decreasing over the distribution network to the transmission network. Wherever possible, the microgrid can also be used as an autonomous and self-sufficient system for regional district supply. Microgrids are independent supply areas that have special operational management requirements and a connection to the public grid. In the context of this article, the microgrid provides the interface between the electrical network and the network with a liquid or gaseous energy source, mainly based on hydrogen. Currently, it can be estimated for the near future that energy production from renewable energy sources cannot be stored in the power grid. So a energy carrier is required, easy to store and, if necessary, further convertible. The associated problems, such as the holistic view of a microgrid based on an electrical part and a hydrogen network, are part of this article. This is based on the ERDF project "Wasserstoff – grünes Gas für Bremerhaven", in which a microgrid is being set up to be able to supply the Lune Delta area with self-sufficient energy in the future.

The microgrid in Figure 1 is fed exclusively by renewable energy sources from photovoltaic systems and wind turbines and, as a "topological power plant", it is also able to deliver services for system stability to the higher-level power grid. The active and reactive power control is also mapped. Such system services help to partially replace conventional power plants. For this purpose, the performance of the renewable energy producers can be reliably forecast, intelligently planned, and controlled via the control technology. Two central points of the system are the production and storage of hydrogen as a chemical energy carrier with the help of renewable energy carriers and the reconversion of hydrogen into electrical energy by a fuel cell. This is initially done on a small scale and is later scaled up to the energy requirements of the Lune Delta industrial park. The power grid of the microgrid consists of three voltage levels. Starting with the 24 V direct current level for the sensors, the 48 V direct current level at the output of the fuel cell for the battery storage and the 400 V three-phase level for feeding in renewable energies. The grid connection point is a switchable connection between the microgrid and the higher-level power grid. The 48 V direct current is converted by a DC-AC inverter and a rotating converter. The hydrogen is produced with a PEM electrolyser. Power is supplied via a 400 V or 48 V rail. The hydrogen produced leaves the electrolyser at 16 bar and is temporarily stored in a low-pressure storage tank. The hydrogen from the low-pressure storage tank is compressed to 200 bars with a hydrogen compressor and then fed to the high-pressure storage tank. Intermediate storage is necessary because with the same electrical power data of the electrolyser and fuel cell, the hydrogen produced is not sufficient to achieve the same power by reconversion electricity at the output of the fuel cell.

---

<sup>1</sup> University of Applied Science Bremerhaven, Institute for Automation- and Electrical Engineering (IAE), An der Karlstadt 8, 27568 Bremerhaven, Germany, +49 (0)471/4823308, dstephan@hs-bremerhaven.de

<sup>2</sup> University of Applied Science Bremerhaven, Institute for Automation- and Electrical Engineering (IAE), An der Karlstadt 8, 27568 Bremerhaven, Germany, +49 (0)471/4823153, uwerner@hs-bremerhaven.de

<sup>3</sup> University of Applied Science Bremerhaven, Institute for Wind Energy Technology (fk- wind), An der Karlstadt 8, 27568 Bremerhaven, Germany, +49 (0)471/4823546, cfichter@hs-bremerhaven.de

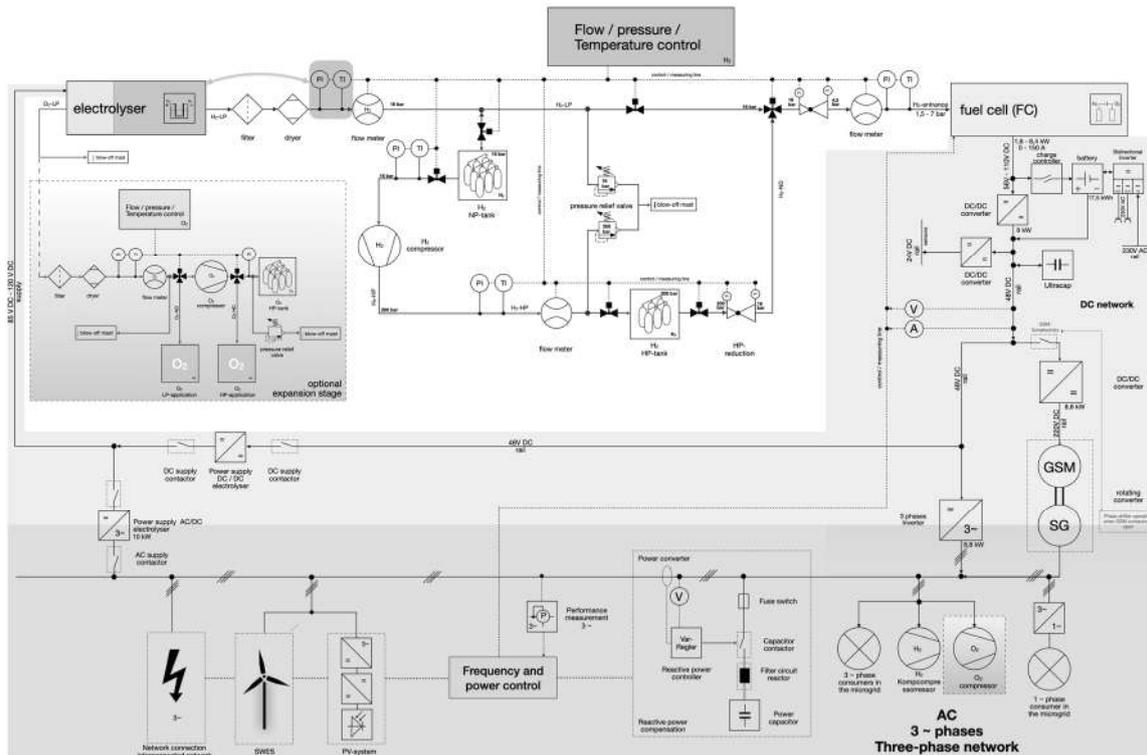


Figure 1: implemented microgrid in abstract representation

At this point, the effects of the feed-in of fluctuating renewable energies on the electrolyser and the associated pressure fluctuations in hydrogen production are investigated. The extent to which decoupling of feed-in energy sources is possible is being researched. The microgrid was mapped in advance with a simulation program, then all components were ordered and set up (Figure 2).



Figure 2: front view of the microgrid container

## References

- [1] Werner, U.; Fichter, C.: „A Comparison of Future Alternative Fuels (LNG, Hydrogen) Utilizing in Maritime Passenger Ships for Heating, Electric Power Supply and Ship Propulsion “. 6th International Cruise Conference ICC – Bremerhaven 2019
- [2] Stephan, D.; Werner, U.; Fichter, C.: „Projektierung und Modellierung eines Microgrids zur autarken Energieversorgung auf Basis eines kombinierten elektrischen Verteilernetzes und einem Wasserstoffnetz“. VDE-ETG-Kongressbeitrag 2021

## 5.2.5. Expansion Planning in Integrated Power & Hydrogen Systems

Thomas Florian KLATZER<sup>1</sup>(\*), Udo BACHHIESL<sup>1</sup>, Sonja WOGGRIN<sup>1</sup>

### Introduction

To tackle the climate crisis, the European Union committed to achieving climate neutrality by 2050 with the intermediate target of reducing CO<sub>2</sub> emissions by 55% by 2030 [1]. Reaching these ambitious targets requires enormous expansion of variable renewable energy (VRE) sources, power systems, and holistic integration of today's stand-alone energy systems. In 2020, the EU presented a hydrogen strategy aiming to establish 6 GW of electrolyzer units by 2024 and 40 GW by 2030 [2]. For the bulk transport of hydrogen the natural gas transmission system is considered as a promising option [3]. However, current regulations allow for hydrogen blending rates of 10% at most [4], [5] (due to end-appliances). This raises questions about the effects hydrogen might have on power systems, ideal siting of electrolyzer units, power transmission versus pipeline transmission expansion planning etc. To quantify resulting effects we model a stylized integrated power and gas system using an extended version of the Low-carbon Generation Optimization (LEGO) model [6] which is available on GitHub for open source download (base version) [7].

### Methodology

LEGO is a mixed integer quadratically constrained optimization program with the objective of minimizing total system costs (operation and investment). Its modular structure (Figure 1) allows to choose from individual blocks, e.g. enabling generation and/or transmission expansion planning, unit commitment, modeling a single node problem versus a network problem (with AC- or DC-OPF), considering policy constraints etc. Recently, parts of the hydrogen sector have been implemented, starting with electrolyzer units and hydrogen demand per sector, e.g. transport [6].

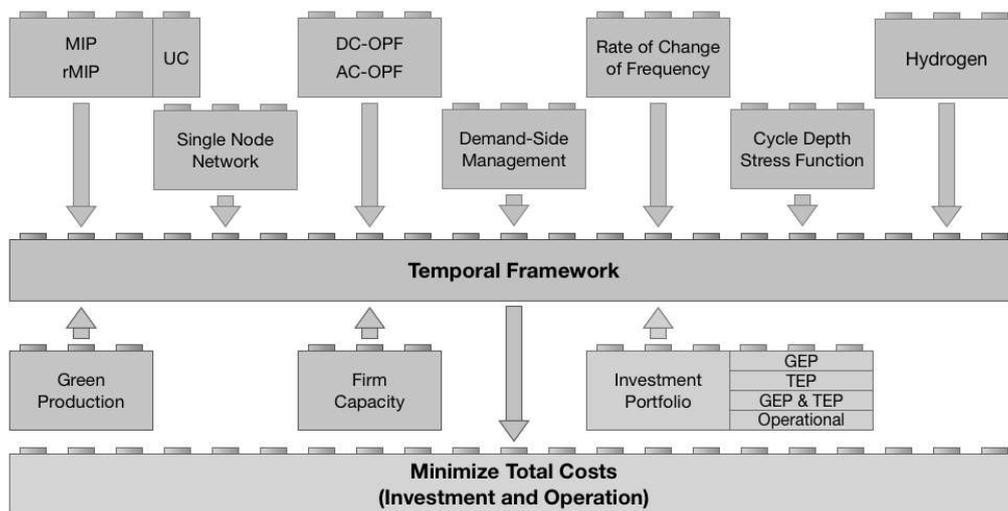


Figure 1: Structure of the LEGO model.

For this paper we implement a stylized high-pressure gas transmission network with a maximum operating pressure (MOP) of 90 bars. The system is composed of nine gas nodes and two gas wells (GWs). Gas flow is based on the steady-state general flow equation (1). Therein,  $f_{k,ij}|f_{k,ij}|$  represents the squared gas flow and its direction per time step  $k$ ,  $R_{ij}$  condenses pipeline and gas parameters including a pipeline friction factor, and  $(p_{k,i}^2 - p_{k,j}^2)$  is the pressure difference between start and end

<sup>1</sup> Institute of Electricity Economics and Energy Innovation (IEE), Graz University of Technology, Inffeldgasse 18, Graz, +43 316 873-7908, thomas.klatzer@tugraz.at, <https://www.tugraz.at/institute/iee/institut/team/klatzer-thomas/>

node. Since this formulation is highly non-linear and non-convex we utilize piecewise linearization as suggested by [8], and substitute (1) with (2). Therein,  $A_{seg}$  and  $B_{seg}$  represent slope and intersect of the linear flow segment,  $(\pi_{k,i} - \pi_{k,j})$  represents the squared pressure difference,  $\rho_{k,ij}$  is a slack variable, and  $\delta_{k,ij,seg}$  is a binary variable to select a single flow segment.

$$f_{k,ij}|f_{k,ij}| = R_{ij} (p_{k,i}^2 - p_{k,j}^2) \quad \forall k, ij \quad (1)$$

$$\rho_{k,ij} + \sum_{seg} (A_{seg} f_{k,ij,seg} + B_{seg} \delta_{k,ij,seg}) = R_{ij} (\pi_{k,i} - \pi_{k,j}) \quad \forall k, ij \quad (2)$$

The power and gas system are coupled via closed-cycle gas turbines (CCGTs), open-cycle gas turbines (OCGTs), and electrolyzer units, while solar, wind, and battery energy storage systems (BESSs) complete the investment portfolio. Hydrogen production is limited by the amount of renewable power for all time periods. This ensures production of green hydrogen.

### Preliminary results

In our base case study, we provide the model with the highest degree of freedom in terms of investment options and policy constraints, thus resulting in cost optimal investment and operational decisions (2035 M€). However, we find that the model does not built any electrolyzer units. Gas demand is solely covered by natural gas. If we enforce at least one percent of total gas demand to be covered by hydrogen, the model opts to install 90 MW of electrolyzers, resulting in 1.44% actual hydrogen production (2037 M€). If we enforce a minimum hydrogen share of 6.5%, total costs increase by 22 M€ (+1.1%) compared to the base case. Actual hydrogen production is 9.54% which is within the system's limit of 10%. Corresponding levelized cost of hydrogen (LCOH) is 0.054 €/Sm<sup>3</sup> or 0.600 €/kg. However, preliminary results show that LCOH increases for blend rates between 1% to 6.5%, while at a hypothetical blend rate of 100% LCOH is 0.037 €/Sm<sup>3</sup> or 0.412 €/kg.

### References

- [1] European Commission, "Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999 ('European Climate Law')." *Off. J. Eur. Union*, vol. 2021, no. June, p. 17, 2021, [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32021R1119>.
- [2] European Commission, "A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe," 2020. [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf).
- [3] J. Jens, A. Wang, K. van der Leun, D. Peters, and M. Buseman, "Extending the European Hydrogen Backbone," no. April, p. 32, 2021, [Online]. Available: <https://transparency.entsog.eu/>.
- [4] IEA, "Limits on hydrogen blending in natural gas networks," 2018. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-2018>.
- [5] Gas Connect Austria GmbH, "10 percent hydrogen share in natural gas grid," 2021. <https://www.gasconnect.at/en/news/news-press/news/news/detail/News/neue-oevgw-richtlinie-10-prozent-wasserstoffanteil-im-gasnetz-ab-sofort-moeglich>.
- [6] S. Wogrin, D. A. Tejada-Arango, U. Bachhiesl, and B. F. Hobbs, "The full Low-carbon Expansion Generation Optimization (LEGO) model," 2021. [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/2109.01368>.
- [7] S. Wogrin and D. Tejada-Arango, "LEGO on GitHub," 2021. <https://github.com/wogrin/LEGO>.
- [8] Y. Zhang, Y. Hu, J. Ma, and Z. Bie, "A mixed-integer linear programming approach to security-constrained co-optimization expansion planning of natural gas and electricity transmission systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6368–6378, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2832192.

## 5.2.6. Modeling cost-optimal gas network infrastructure decommissioning: The case of Austria

Sebastian ZWICKL-BERNHARD<sup>1,2</sup>, Hans AUER<sup>2</sup>

### Motivation and core objective

In order to limit the increase of the global average temperature to 1.5°C, McGlade and Ekins estimate that about half of natural gas reserve potentials have to remain underground [1]. Accordingly, it is undisputed that the sustainable energy system transformation confronts natural gas network infrastructure with issues related to its role in a decarbonized society [2]. One particularly crucial question concerns the degree of refurbishment investment into the existing gas network in the light of an expected overall decrease in gas consumption and greater, but quantitatively limited, penetration of “green” gas.

The core objective of this work is to investigate the cost-optimal gas network infrastructure in Austria on the path to the climate target year 2050. In particular, the network decommissioning and refurbishment investment decision (e.g., where green gas is used due to missing sustainable alternatives) plays an important role in this analysis. That is closely associated with the avoidance of stranded assets appearing on utility companies’ ledgers. We develop a high spatially (at the district/NUTS3 level with the intention to extend the resolution to the municipality/LAU level in the future) and temporally (i.e., hourly) gas system modeling framework which also depicts the gas network. Thus, the analysis includes not only the long-distance pipeline network but also local low-pressure networks. Latter networks are particularly relevant in the context of upcoming decommissioning decisions (see exemplarily in [3]). The hourly resolution of the modeling framework appropriately models the large-scale gas storages in the networks that mainly serve as seasonal storage.

### Materials and methods

The core of the gas modeling framework is an optimization model which determines the cost-optimal development of the existing gas network infrastructure. Thereby, the objective function can be written as follows:

$$\min_x capex + opex - rev \quad (1)$$

where *capex* are the capital costs (i.e., weighted average cost of capital (wacc) times asset’s book value), *opex* the operational costs (mainly fixed cost), and *rev* are the revenues associated with the demand coverage and transmission of natural gas at a specific gas network level. Exemplarily, the capital costs of a specific asset *l* in year *y* (*capex<sub>l,y</sub>*) are calculated as below:

$$capex_{l,y} = wacc \cdot (\Pi_{l,y}^{init} + f_y^{inv} \cdot c^{inv} \cdot Y_{l,y}^{inv}) \quad (2)$$

where  $\Pi_{l,y}^{init}$  is the book value of the initial (existing) asset,  $f_y^{inv}$  the depreciation factor of the refurbishment investment,  $c^{inv}$  the specific refurbishment investment costs, and  $Y_{l,y}^{inv}$  the asset’s refurbished installed capacity. Equation (3) shows the gas balance constraint at the nodal level

$$q_{n,y,t}^{src} - q_{n,s,y,t}^{dem} - q_{n,s,y,t}^{exp} + q_{n,s,y,t}^{imp} = 0 \quad (3)$$

where  $q_{n,y,t}^{src}$  is the source of gas at node *n* at time step *t* per *y*. In addition,  $q_{n,s,y,t}^{dem}$  is the amount of gas demand covered at a specific network level *s* per *n*, *y* and *t*. The decision variables  $q_{n,s,y,t}^{exp}$  and  $q_{n,s,y,t}^{imp}$  are the amount of gas exported and imported respectively.

In terms of materials and data, we particularly build upon the existing open-source tool *esy-osmfilter* [4], which provides relevant data of the existing gas network at high spatial resolution. Besides, the open-

<sup>1</sup> Nachwuchsautor; geb. 4.11.1994, zwickl@eeg.tuwien.ac.at

<sup>2</sup> Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Technische Universität Wien (TU-Wien), Energy Economics Group (EEG)

data platform *energiemosaik* (<https://www.energiemosaik.at/intro>) provides relevant data for this analysis in the context of high-spatial resolved gas demand.

## Preliminary results and conclusions

We illustrate the functionality and present preliminary results of the model using a simplified network (see in Figure 1). The network consists of three nodes (A, B, and C) and two lines (L1 and L2). The planning horizon is between 2020 and 2030, whereby both lines require a refurbishment investment in 2025 in order to provide the gas demand. Node A is the source node in this network.

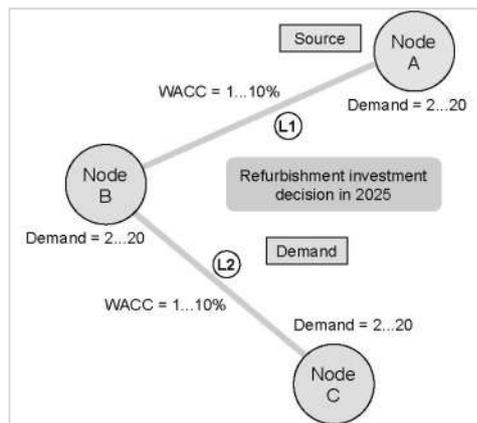


Figure 1 Simple gas network (three nodes and two lines)

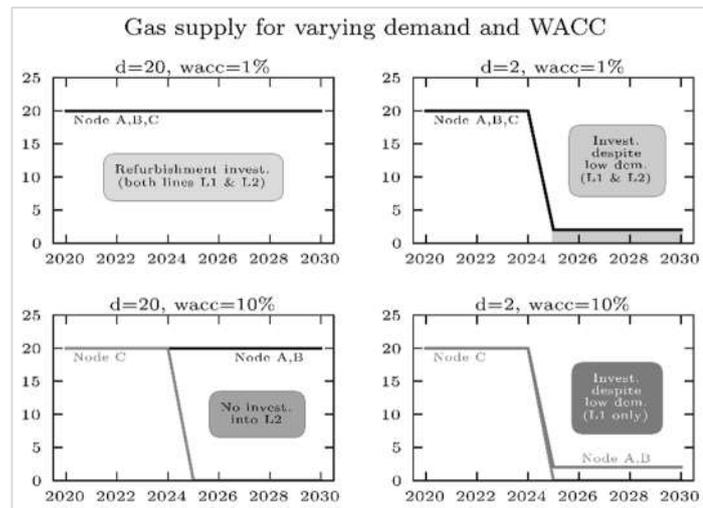


Figure 2 Gas supply at the different nodes for varying demand and wacc parameter assumptions

Figure 2 shows the nodal gas supply for varying gas demand and wacc parameter assumptions. Most importantly, it can be seen that the decision to invest in refurbishment depends on both parameters. In particular, a high demand and low wacc as well as low demand and low wacc result in a refurbishment investment decision for both lines L1 and L2 (see top left and right subfigure). In contrast, a high wacc assumption (10%) leads to no investment decision for refurbishment at line L2 independently from the demand development. Hence, the existing high (and low) gas demand at Node C is not covered (see bottom left and right subfigure) and L2 is decommissioned. The results indicate that both the future gas demand and wacc are key determining parameters in the context of refurbishment investment and decommissioning decisions. At the conference, we will present much more comprehensive results regarding a larger supply area in Austria. Based on this, we will show which connection lines remain in operation or are decommissioned in the next years.

## References

- [1] McGlade, C., & Ekins, P. (2015). The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 C. *Nature*, 517(7533), 187-190, doi: <https://doi.org/10.1038/nature14016>.
- [2] Giehl, J., Sudhaus, T., Kurre, A., Mikulicz-Radecki, F. V., Hollnagel, J., Wacker, M., ... & Müller-Kichenbauer, J. (2021). Modelling the impact of the energy transition on gas distribution networks in Germany. *Energy Strategy Reviews*, 38, 100751, doi: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100751>.
- [3] Zwickl-Bernard, S. & Auer, H. Demystifying natural gas distribution grid decommissioning: An open-source approach to local deep decarbonization of urban neighborhoods. *Energy*, 238, 121805. (2022), doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121805>.
- [4] Pluta, A., & Lünsdorf, O. (2020). esy-osmfilter—A Python Library to Efficiently Extract OpenStreetMap Data. *Journal of Open Research Software*, 8(1), doi: <http://doi.org/10.5334/jors.317>.

## 5.3. WASSERSTOFF III

### 5.3.1. Semi-artificial Photosynthesis for green Hydrogen Production – Overview, Challenges and Possibilities

Sabine KUBICEK<sup>1,\*</sup>, Oliver SPADIUT<sup>2</sup>

Sustainable energy production and storage technologies are needed to decouple industrial growth from carbon dioxide production. A promising candidate for energy storage is hydrogen [1]. This molecule has a high energy density and produces only water upon combustion [2]. Hydrogen is successfully used for mobility, as seen by the growing number of hydrogen fuel stations in Europe [3] and plays an important role as reducing agent in industry. The direct reduction of steel is one example where hydrogen can be used to decarbonize an industry which now relies on a carbon dioxide producing process [4], [5].

But up to date, more than 90 % of the worldwide available hydrogen is produced by using fossil fuels as educts and is therefore not a sustainable alternative to conventional energy production and storage [6]. An alternative is so-called green hydrogen, which is generated from water splitting by using renewable energy sources. Electrolysis of water in PEM (polymer electrolyte membrane) cells powered by water, sun or wind energy is already commercially available and an important step towards green hydrogen production [7]. This process includes the conversion of energy from renewable sources into current and a second conversion of current into hydrogen. Since the efficiency is not 100 %, every conversion step loses energy. Therefore, hydrogen production directly from sunlight is desired. This can be realized with photocatalytic processes.

Photoenzymes of plants, cyanobacteria or algae can split water into oxygen gas, hydrogen ions and electrons [8]. These enzymes have a high theoretical efficiency and work at room temperature and pressure. In combination with hydrogenases [9] or gold nanoparticles [10], these hydrogen ions and electrons can be used to form green hydrogen. This photocatalytic hydrogen production through isolated enzymes obtained from organisms is called semi-artificial photosynthesis [10]. The involved enzymes are found in readily available organisms and their production is a carbon negative process due to autotroph biomass formation of plants, cyanobacteria, or algae.

In this contribution, we want to give an overview about research done on semi-artificial photosynthesis, present current challenges and possibilities and give some ideas for advancement of this field towards industrial application.

#### Referenzen

- [1] K. T. Møller, T. R. Jensen, E. Akiba, und H. Li, „Hydrogen - A sustainable energy carrier“, *Prog. Nat. Sci. Mater. Int.*, Bd. 27, Nr. 1, S. 34–40, Feb. 2017, doi: 10.1016/j.pnsc.2016.12.014.
- [2] C. Hebling u. a., „Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland“, S. 51.
- [3] „H2.LIVE: Wasserstofftankstellen in Deutschland & Europa“, *H2.LIVE*. <https://h2.live/> (zugegriffen Sep. 03, 2021).
- [4] A. Bhaskar, M. Assadi, und H. Nikpey Somehsaraei, „Decarbonization of the Iron and Steel Industry with Direct Reduction of Iron Ore with Green Hydrogen“, *Energies*, Bd. 13, Nr. 3, S. 758, Feb. 2020, doi: 10.3390/en13030758.
- [5] D. Kushnir, T. Hansen, V. Vogl, und M. Åhman, „Adopting hydrogen direct reduction for the Swedish steel industry: A technological innovation system (TIS) study“, *J. Clean. Prod.*, Bd. 242, S. 118185, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.118185.
- [6] C. Acar und I. Dincer, „3.1 Hydrogen Production“, in *Comprehensive Energy Systems*, Elsevier, 2018, S. 1–40. doi: 10.1016/B978-0-12-809597-3.00304-7.

<sup>1</sup> TU Wien, Institute of Chemical, Environmental and Bioscience Engineering, Research Area Biochemical Engineering, Gumpendorfer Straße 1a, 1060 Vienna, Austria, +43 1 58801 166487, [sabine.kubicek@tuwien.ac.at](mailto:sabine.kubicek@tuwien.ac.at),

[https://www.vt.tuwien.ac.at/bioprocess\\_engineering/integrated\\_bioprocess\\_development/EN/](https://www.vt.tuwien.ac.at/bioprocess_engineering/integrated_bioprocess_development/EN/)

<sup>2</sup> TU Wien, Institute of Chemical, Environmental and Bioscience Engineering, Research Area Biochemical Engineering, Gumpendorfer Straße 1a, 1060 Vienna, Austria, +43 1 58801 166473, [oliver.spadiut@tuwien.ac.at](mailto:oliver.spadiut@tuwien.ac.at),

[https://www.vt.tuwien.ac.at/bioprocess\\_engineering/integrated\\_bioprocess\\_development/EN/](https://www.vt.tuwien.ac.at/bioprocess_engineering/integrated_bioprocess_development/EN/)

- 
- [7] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, und D. Stolten, „A comprehensive review on PEM water electrolysis“, *Int. J. Hydrog. Energy*, Bd. 38, Nr. 12, S. 4901–4934, Apr. 2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.151.
- [8] A. Badura u. a., „Light-Driven Water Splitting for (Bio-)Hydrogen Production: Photosystem 2 as the Central Part of a Bioelectrochemical Device“, *Photochem. Photobiol.*, Bd. 82, Nr. 5, S. 1385, 2006, doi: 10.1562/2006-07-14-RC-969.
- [9] D. Mersch u. a., „Wiring of Photosystem II to Hydrogenase for Photoelectrochemical Water Splitting“, *J. Am. Chem. Soc.*, Bd. 137, Nr. 26, S. 8541–8549, Juli 2015, doi: 10.1021/jacs.5b03737.
- [10] T. Kothe, W. Schuhmann, M. Rögner, und N. Plumeré, *9 Semi-artificial photosynthetic Z-scheme for hydrogen production from water*. De Gruyter, 2015, S. 189–210. Zugegriffen: Aug. 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.degruyter.com/document/doi/10.1515/9783110336733.189/html>

### 5.3.2. Parameterstudie zur Dimensionierung einer PV-Optimierten Wasserstoffversorgungsanlage

Wolfgang MAURER<sup>1,2(\*)</sup>, Philipp RECHBERGER<sup>1</sup>, Markus JUSTL<sup>1</sup>,  
Richard KEUSCHNIGG<sup>1</sup>

#### Inhalt und Motivation

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energiequellen muss gleichzeitig auch der Ausbau von Speicherkapazität vorangetrieben werden. Eine sinnvolle Möglichkeit zur Speicherung von fluktuierendem Strom aus Photovoltaikanlagen oder Windkraftanlagen stellt die Erzeugung von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse dar. Grüner Wasserstoff ermöglicht es neben der Mobilität auch Sektoren zu dekarbonisieren, in denen dies mit Alternativen nur schwer umsetzbar ist z.B. CO<sub>2</sub>-intensive Prozesse im Stahl- oder Chemiesektor. Um möglichst nachhaltige, effiziente und kostengünstige Lösungen zu erreichen, ist es sinnvoll die Dimensionierung der erneuerbaren Energiequelle, die Kapazität der Wasserstofferzeugung und die Größe des Wasserstoffspeichers auf den Wasserstoffbedarf der Anwendung abzustimmen. Im Rahmen dieses Projektes wird daher mit Hilfe eines Simulationsmodelles der Einfluss dieser Parameter auf KPI einer solchen Anlage untersucht. Dies geschieht anhand einer beispielhaften Anlage, an der Brennstoffzellenbusse mit Wasserstoff betankt werden und Photovoltaik als erneuerbare Energiequelle genutzt wird. [1]-[3]

#### Methodik

Ziel ist es mit Hilfe des Simulationsmodells eine Parametervariation von PV-Leistung und Elektrolysekapazität durchzuführen und so zu bestimmen z.B. wie viel des Energiebedarfs der Wasserstofferzeugung durch die PV-Anlage gedeckt werden kann.

In MATLAB/Simulink wird das Wasserstoffsystem aus Elektrolyse und Speicher detailliert abgebildet. Die Elektrolysekapazität kann variiert werden. Die PV-Anlage wird in Form einer vorab simulierten Erzeugungskennlinie einer 1-MWp Anlage integriert. Die jährlich erzeugte Energiemenge dieser PV-Anlage entspricht 986 kWh/kWp. Die Parametervariation der PV-Anlagengröße erfolgt durch Skalierung der Erzeugungskennlinie. Als Wasserstoffverbraucher wird die Betankung einer Busflotte mit 5 Bussen angenommen. Bei einer täglichen Fahrleistung der Busse von jeweils 225 km wird von einem gesamten Wasserstoffbedarf von 90 kg/d ausgegangen. Der Busbetrieb findet nur werktags statt und der Wasserstoffbedarf der Busse muss an diesen Tagen stets gedeckt sein.

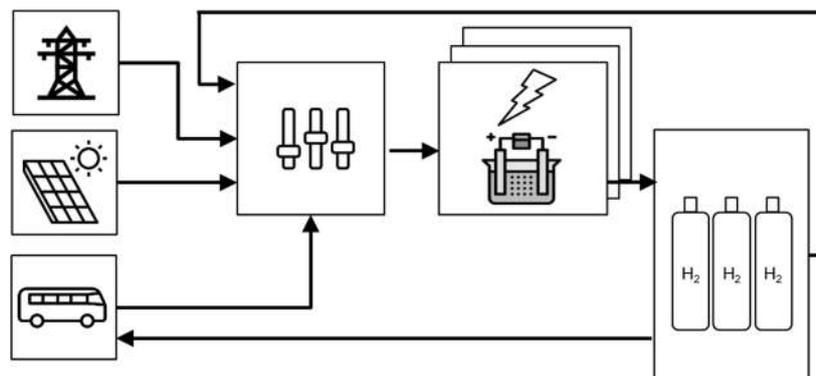


Abbildung 1: Schema des Simulationsmodells mit PV-Erzeugungskennlinie und Wasserstoffbedarf der Busflotte als Input

Die Betriebsstrategie gibt die Produktionsleistung des Elektrolyseurs vor, das Elektrolysemodell errechnet daraus die erzeugte Wasserstoffmenge. Prioritär wird der Elektrolyseur mittels PV-Strom

<sup>1</sup> Fronius International GmbH, Günter-Fronius-Straße 1 4600 Thalheim,  
maurer.wolfgang@fronius.com, <https://www.fronius.com/>

<sup>2</sup> K1-MET GmbH, Stahlstraße 14 4020 Linz, wolfgang.maurer@k1-met.com, <https://www.k1-met.com/>

betrieben, ist die produzierte bzw. gespeicherte Menge Wasserstoff zu gering um den Bedarf der Busflotte zu decken, wird auch Netzstrom bezogen. Der Wasserstoffspeicher der hier betrachteten Anlage hat eine Kapazität von 575 kg Wasserstoff und eine Mindestvorhaltemenge von 70 % der maximalen Speichermenge.

## Ergebnisse

Die Parametervariation wurde für die PV-Anlage mit Peak-Leistungen von 100 kWp bis 2000 kWp und für die max. Elektrolysekapazität mit 240, 360 und 480 kW durchgeführt.

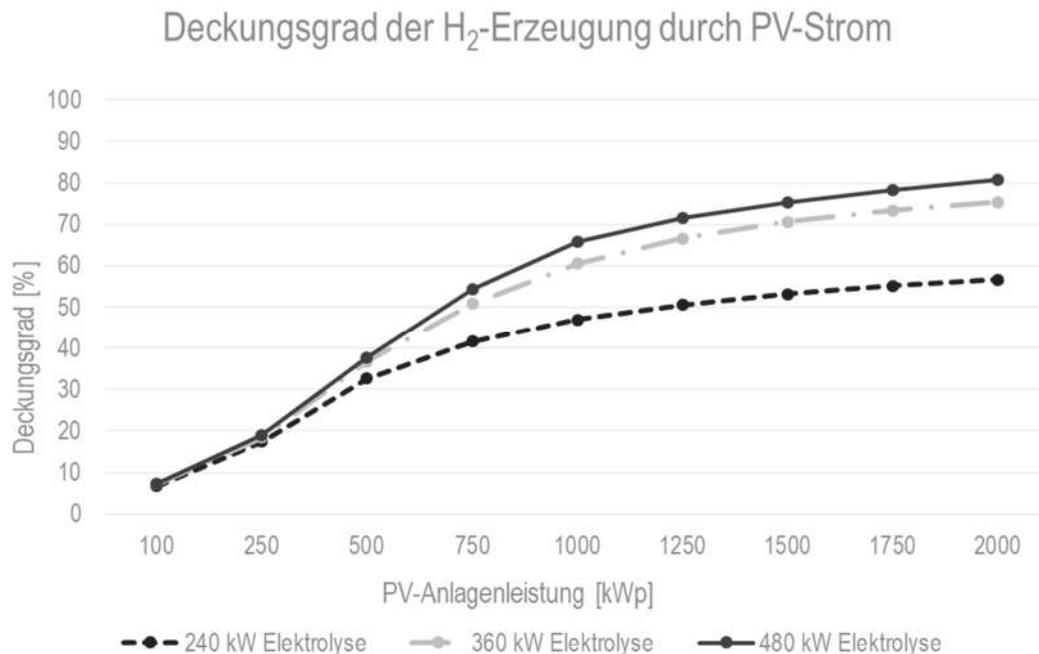


Abbildung 2: Deckungsgrad des Energiebedarfs der Wasserstofferzeugung durch PV-Strom

In Abbildung 2 ist dargestellt, wie sich eine Variation der PV-Anlagenleistung und Elektrolysekapazität darauf auswirkt, wie viel des Energiebedarfs der Wasserstofferzeugung durch PV-Strom abgedeckt werden kann. Wird etwa eine 1500 kWp PV-Anlage mit einer Elektrolyse mit 480 kW kombiniert, wird der Wasserstoff für die Busflotte im Jahresdurchschnitt zu 75% aus dem Strom der PV-Anlage und zu 25% aus Netzstrom erzeugt.

Der Deckungsgrad des Energiebedarfs der Wasserstofferzeugung durch PV-Strom ist relevant, da bei Kenntnis des durchschnittlichen Energiebedarfs pro kg Wasserstoff, der Kosten für PV-Strom, Netzstrom und Investkosten der Wasserstoffinfrastruktur auf die Gesteungskosten geschlossen werden kann.

## Referenzen

- [1] International Energy Agency, "The Future of Hydrogen", 2019
- [2] Europäische Kommission, "Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa", 2020
- [3] Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, "Hydrogen Roadmap Europe", 2019

### 5.3.3. Dezentrale Wasserstoff-BHKWs

Klaus PAYRHUBER und Stephan LAIMINGER<sup>1</sup>, Nicole WERMUTH,  
Andreas WIMMER<sup>2</sup>

#### Kurzfassung

Dezentrale Stromerzeugung wird in der fortschreitenden Energiewende eine zentrale Rolle einnehmen. Der stark wachsende dezentrale Verbrauch getrieben von der E-Mobilität und Wärmepumpenheizungen wird einerseits zu einem starken Ausbau der dezentralen erneuerbaren Windenergie, Solarenergie und Batteriespeicher führen, aber andererseits auch zu einem Ausbau von zuverlässigen und schnell abrufbaren Erzeugungsanlagen. Diese zuverlässigen und schnell abrufbaren Erzeugungsanlagen werden hauptsächlich im Winter benötigt werden, und mit Zunahme der erneuerbaren Erzeugung wird sich ihre Einsatzdauer bei rund 1000 Betriebsstunden pro Jahr einpendeln.

Auch wenn viele dieser dezentralen schnell abrufbaren Erzeugungsanlagen vorerst mit konventionellem Gas betrieben werden, sollen diese sehr flexibel für erneuerbare Brenngase und auch umrüstbar auf 100% Wasserstoffbetrieb sein. Ein sogenannter „Carbon lock in“ muss bei Neuanlagen unbedingt vermieden werden.

#### *Vorteile und Merkmale einer dezentralen Erzeugung*

Die dezentrale Stromerzeugung hat gegenüber zentralen Großkraftwerken mehrere Vorteile:

- Dezentrale Anlagen werden am oder nahe am Ort des Verbrauches betrieben und sparen nicht nur Leitungsverluste, sondern ersparen uns auch viel Leitungsausbau.

Flexibler Betrieb ist bei kleinen Anlagen mit Startzeiten von <5 Minuten möglich.

- Flexible dezentrale Anlagen werden idealerweise an Orten gebaut, wo es auch ein Fernwärmenetz gibt.

KWK sollte immer Vorrang haben. Beim Bau einer neuen Anlage, sowie beim Betrieb.

- Die Abwärme kann genutzt werden, und somit kann ein hoher Brennstoffnutzungsgrad von bis zu ~95% erreicht werden. Das ergibt bis zu ~33% Brennstoffeinsparung.

Die flexiblen dezentralen Anlagen laufen nur dann, wenn es zu wenig erneuerbaren Strom gibt.

- Die Abwärme der KWK Anlage ist ein reines Nebenprodukt, aber sehr nützlich.

Konventionelles Gas kann durch Biomethan oder Wasserstoff kurz, mittel oder langfristig ersetzt werden.

#### *Lösungsvorschlag*

INNIO Jenbacher und LEC möchten gerne über ihre Erfahrungen mit wasserstoffbetriebenen BHKWs berichten. Der Umgang mit Wasserstoff-Zumischung im Gasnetz spielt hier ebenso eine Rolle wie die ersten Erfahrungen mit reinem Wasserstoffbetrieb. Die langjährigen Erfahrungen mit wasserstoffhaltigen Brenngasen stellt sich als vorteilhaft heraus, wenn es um die Entwicklung marktreifer H<sub>2</sub> Motoren geht.

---

<sup>1</sup> INNIO Jenbacher GmbH & Co OG, Achenseestrasse 1-3, Jenbach, AUT, 0043664808332328, [klaus.payrhuber@innio.com](mailto:klaus.payrhuber@innio.com), [www.innio.com](http://www.innio.com)

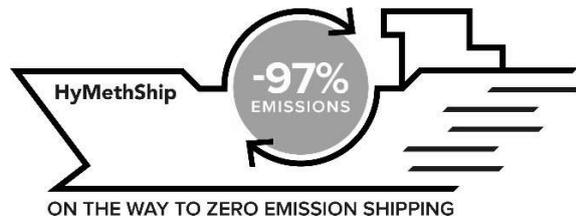
<sup>2</sup> LEC GmbH, Inffeldgasse 19, 8010 Graz, AUT, +43 316 873-30087, [nicole.wermuth@lec.tugraz.at](mailto:nicole.wermuth@lec.tugraz.at), [www.lec.at](http://www.lec.at)

INNIO Jenbacher wird dabei auch über Felderfahrten von 100% Wasserstoff-BHKWs berichten.

LEC hat im Rahmen verschiedener Forschungsprojekte Erfahrung mit flexiblen Verbrennungskonzepten für Wasserstoff, Wasserstoff-Erdgas-Gemische und Diesel-Wasserstoff Dual Fuel Anwendungen sammeln können [1] [2] und wird über die Herausforderungen bei der Entwicklung von Verbrennungskonzepten für H<sub>2</sub>-Motoren berichten. Zur Vermeidung des „Carbon Lock in“ liegt ein Hauptaugenmerk auf Verbrennungskonzepten, die sowohl mit konventionellem Gas als auch mit Wasserstoffzumischung und mit reinem Wasserstoff betrieben werden können.



<https://www.innio.com/en/>



<https://www.hymethship.com/>

Abbildung 1: Ready for H<sub>2</sub> Gasmotor und Zero Emission Marine Konzept

## Referenzen

- [1] Wermuth, N., Lackner, M., Barnstedt K., Zelenka, J., Wimmer, A., Url, M., Fimml, W., "Hydrogen/methanol and hydrogen/diesel dual fuel combustion systems for sustainable maritime applications", Die Zukunft der Großmotoren VI: 6. Rostocker Großmotorentagung 2020, Herausgeber (Verlag): FVTR Forschungszentrum für Verbrennungsmotoren und Thermodynamik Rostock GmbH, 2020
- [2] Fercher, B., Wimmer, A., Zelenka, J., Kammel, G., & Baumann, Z., "Assessment of Hydrogen and Natural Gas Mixtures in a Large Bore Gas Engine for Power Generation", Proceedings of the ASME 2020 Internal Combustion Engine Division Fall Technical Conference, November 4–6, 2020, <https://doi.org/10.1115/ICEF2020-2949>
- [3] Payrhuber, K., Laiminger, S., Schaumberger, H., Richers, C., Schneider, M., "Decarbonizing distributed power solutions", VGB PowerTec, 12- 2020.
- [4] Laiminger, S., Url, M., Payrhuber, K., Schneider, M., "Wasserstoff für Gasmotoren – Kraftstoff der Zukunft", MTZ Soderdruck, 81. Jahrgang, 05- 2020.

### 5.3.4. Determining best values of operational parameters for reversible Solid Oxide Cell Systems

David PACZONA(\*)<sup>1</sup>, Thomas KIENBERGER<sup>1</sup>

#### Motivation

In Austria the government declared in the mission 2030 ambitious plans for increasing mainly renewable electricity production and lowering the emissions of greenhouse gases. Already today our electric energy grid is facing huge challenges regarding the volatile nature of renewable producers like wind turbines and photovoltaic panels. Increasing renewable electricity usage will inevitably require a strengthening of electricity grids as well as novel energy storage solutions and a coupling between different energy carriers. Those storage and coupling systems can be integrated on different levels from household appliances and industrial systems up to centralized plants at utility scale. A reversible Solid Oxide Cell System together with a hydrogen storage can provide flexibility with different temporal periodicity and scale. Various different ideas for the system configurations have been already proposed in literature by various research groups [1–5]. It is widely agreed that a recirculation on the fuel gas side is advantageous. In our research we are investigating the implications of these different configurations for the efficiency and their suitability for the wide range of applications mentioned before.

#### Introduction to the study of reversible Solid Oxide Cell Systems

The system performance was evaluated on the base of two different configurations, cold-gas-recirculation and hot-gas-recirculation, which can be seen in Figure 1.

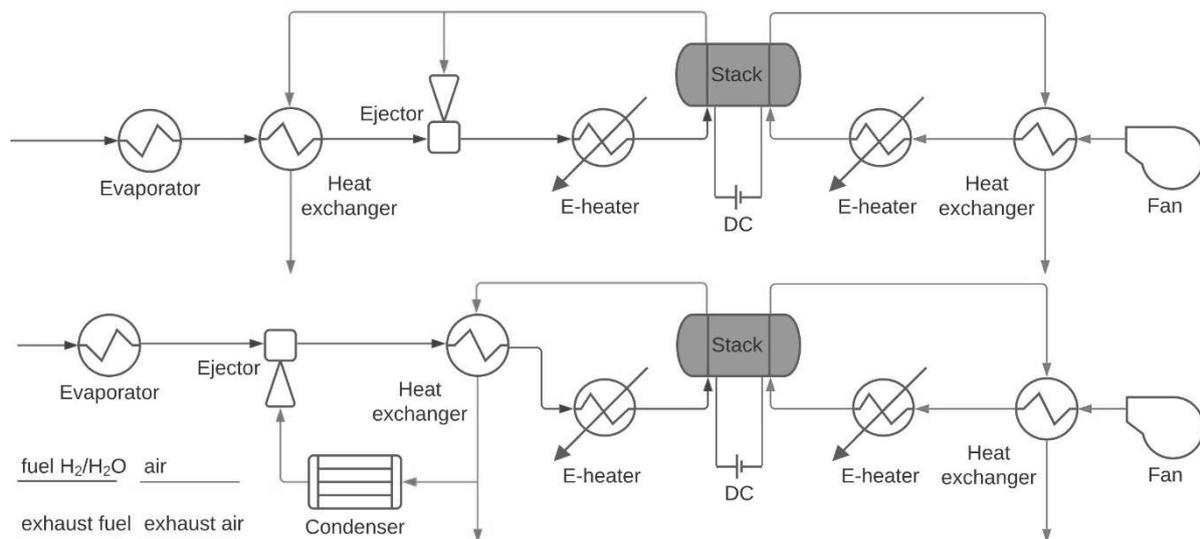


Figure 1 Basic system layouts, upper illustration with hot- and lower with cold-gas-recirculation

The main difference between both systems is, that with hot-gas-recirculation the ejector is working at the stack temperature and with cold-gas-recirculation the ejector and condenser operate close to the atmospheric boiling point of water. Furthermore, these temperature levels change between the fuel cell and electrolyser cell operation mode. In the electrolysis mode the fuel feed temperature after the evaporator, which can be seen on the left side in Figure 1, is always higher than the boiling temperature of water. As a result, there cannot occur condensation in the exhaust fuel leaving the heat exchanger. In fuel cell mode there is no such limitation. One identified influencing mechanism for the system efficiency is connected to the recirculation rate. Increased recirculation leads to a more homogeneous gas composition and temperature in the stack. Additionally, the fuel utilization is raised. On one hand both these effects increase the efficiency but on the other hand higher recirculation lowers the fuel concentration in the stack, which decreases the efficiency. In this presented research the behaviour and

<sup>1</sup> Chair of Energy Network Technology/Montanuniversität Leoben, Parkstraße 31 8700 Leoben, Tel. 00433842 402 5401, evt@unileoben.ac.at

the influence of more parameters on the system efficiency were studied and quantified for various system configurations.

## Methodology

For the investigation of the system performance, thermodynamic steady state simulation models were used, in which the stack behaviour is simulated by a semi-empirical model provided by AVL List GmbH. In the simulation we made parameter sweeps in a technically feasible range over: fuel utilization, volumetric recirculation rate, stack temperature, pinch point temperature differences of heat exchangers, subcooling temperature in the condenser and air flow in electrolysis mode.

The left graphic in Figure 2 allows us to conclude, that the most efficient operation with respect to recirculation rate and fuel utilization is given at high values for both parameters. Logging of all the relevant data during the simulation sweeps makes a detailed postprocessing possible and enables a deeper study of possible internal heat recovery measures as can be seen in the middle and right graph of Figure 2. Here the change of efficiency in the displayed region, with less than one percent, is nearly neglectable. This is caused by the previously described contrary mechanisms. Similarly, the behaviour can be studied in different system configurations. By comparing the results of different simulations the most appropriate design for specific applications can be determined.

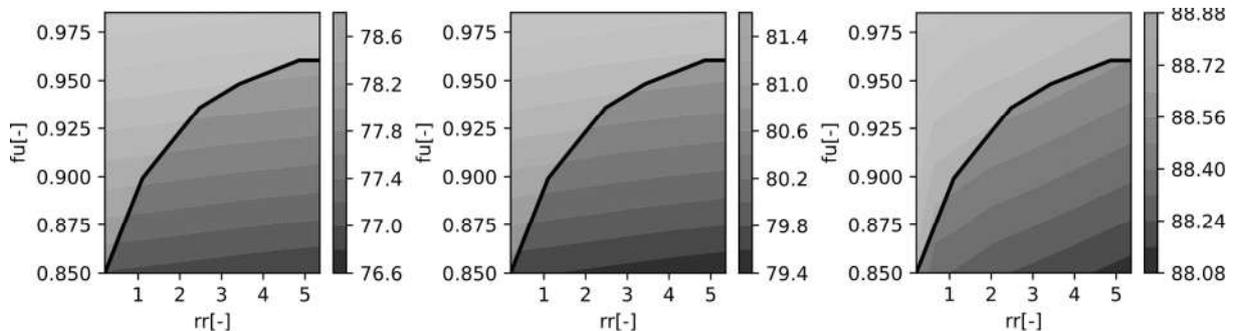


Figure 2 Dependency of system efficiency on the parameters volumetric recirculation rate ( $rr$ ) and fuel utilization ( $fu$ ) for (left) the case of providing high temperature and evaporation heat electrically, (middle) with recovery of waste heat from the air stream, (right) with recovery of waste heat and external heat source providing exergy for evaporation, greyed above black line: non-allowed stack operation

## Outlook

Additionally, to the pure hydrogen operation mode, together with Forschung Burgenland and AVL List GmbH, a system capable of running with  $\text{CH}_4$  in fuel cell mode is investigated. The application in buildings, industries and energy networks is addressed in the studies. All these research activities are happening in the context of the FFG funded project FIRS.

## References

- [1] Frank et al., "Bypassing renewable variability with a reversible solid oxide cell plant," *Applied Energy*, vol. 217, pp. 101–112, 2018.
- [2] Giap et al., "A novel electrical energy storage system based on a reversible solid oxide fuel cell coupled with metal hydrides and waste steam," *Applied Energy*, vol. 262, p. 114522, 2020.
- [3] Kazempour et al., "Model validation and performance analysis of regenerative solid oxide cells for energy storage applications: Reversible operation," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 11, pp. 5955–5971, 2014.
- [4] Königshofer et al., "Performance assessment and evaluation of SOC stacks designed for application in a reversible operated 150 kW rSOC power plant," *Applied Energy*, vol. 283, p. 116372, 2021.
- [5] Motylinski et al., "Dynamic modelling of reversible solid oxide cells for grid stabilization applications," *Energy Conversion and Management*, vol. 228, p. 113674, 2021.

### 5.3.5. Power-to-Al: Techno-economics of Aluminium as an Energy Carrier

Hüseyin ERSOY<sup>1\*</sup>, Manuel BAUMANN<sup>1</sup>, Linda BARELLI<sup>2</sup>, Marcel WEIL<sup>1,3</sup>, Stefano PASSERINI<sup>1,3</sup>

#### Abstract

Towards a global sustainable transition decarbonization of the energy system is recognized as a key enabler. Increasing deployment of renewable energy (RE) technologies result in rapid demand increase on the storage technologies (e.g., electrochemical, chemical, and thermal energy storage technologies). In this context, Power-to-X (P-to-X) is often referred to be a sustainable solution for the intermediate storage of the fluctuating RE generation. Besides energy carriers such as hydrogen (H<sub>2</sub>), methane, and ammonia, metals and in particular aluminium (Al) provide high potential to serve as an energy carrier with their significantly larger volumetric energy storage densities. In this study, techno-economics of a Power-to-Metal (P-to-M) concept is investigated and compared with other high potential P-to-X options. Preliminary findings imply the high techno-economic competitiveness and superior flexibility of Al metal as an electricity-based energy carrier.

#### Content

Global warming and its impacts necessitate immediate actions against greenhouse gas (GHG) emission reduction on a global scale. As a major contributor, decarbonization of fossil-fuelled energy generation and mobility sector determined to reduce significant fraction of CO<sub>2</sub> emissions. Hence, availability of carbon-free electricity and H<sub>2</sub> at all times is essential for ensuring the supply-demand balance. Furthermore, conventional storage technologies respond this demand with different flexibility levels, but PtX technologies combined with solar and wind power are proposed as effective solutions due to high energy density (on a gravimetric or volumetric basis) of storage medium (e.g., H<sub>2</sub>, methane, ammonia). However, abundant reactive metals (i.e., Al, Mg, Fe) are volumetrically dense energy carriers and so far, they have not been adequately considered as a P-to-X option.[1]–[3] Especially, Al is identified as a very promising metal energy carrier due to its largest energy density (among other metals), high H<sub>2</sub> storage capacity (0.111 kg<sub>H<sub>2</sub></sub> per kg<sub>Al</sub>), long-term availability, large-scale production, and prospective carbon-free/-neutral production potential.[4] Furthermore, techno-economic potential of such energy carrier for the supply of electricity and H<sub>2</sub> is evaluated in this study to make first explorative investigation and comparison with other P-to-X alternatives aiming high circularity and sector-coupling.

#### Methodology

An Al wet-combustion system design is developed for the re-electrification and H<sub>2</sub> supply. The system is consisting of a combustion unit, steam turbine for the utilization of the released combustion heat, a solid-oxide fuel cell (SOFC) for the electrical conversion of H<sub>2</sub>, and a heat recovery section employing a gas turbine for efficiency improvement.[4] The H<sub>2</sub> supply to external loads is realized via the load partition of the SOFC. The technical assessment in this case starts from the operation of the Al production (P-to-Al), which is the common practice Al production method Hall-Héroult process. By this integration, necessary equipment and investment is eliminated as P-to-Metal conversion takes place within a well-established industrial process. This is a positive aspect, as there is no demand on conversion equipment for converting renewable electricity into materials unlike in the P-to-H<sub>2</sub> electrolyzer and fuel cell combination. Within the defined system boundaries, required technical aspects are obtained for a P-to-P round-trip conversion concept using simulation results. Obtained technical data is used for the

<sup>1</sup> Institute for Technology Assessment and System Analysis (ITAS), Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Karlstraße 11, 76133 Karlsruhe, Germany, +49 (0721) 608-26722, [hueseyin.ersoy2@kit.edu](mailto:hueseyin.ersoy2@kit.edu), [manuel.baumann@kit.edu](mailto:manuel.baumann@kit.edu), [marcel.weil@kit.edu](mailto:marcel.weil@kit.edu), <https://itas.kit.edu>

<sup>2</sup> Università degli Studi di Perugia (UNIPG), Piazza Università 1, 06123 Perugia, Italy, +39 0755851, [linda.barelli@unipg.it](mailto:linda.barelli@unipg.it), <https://www.unipg.it>

<sup>3</sup> Helmholtz Institute Ulm for Electrochemical Energy Storage (HIU), Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Helmholtzstraße 11, 89081 Ulm, Germany, +49 (0731) 503-4001, [marcel.weil@kit.edu](mailto:marcel.weil@kit.edu), [stefano.passerini@kit.edu](mailto:stefano.passerini@kit.edu), <https://hiu-batteries.de/>

required capital investment estimations for the re-electrification plant. The operational economics are estimated across varying flexibility levels and a benchmark analysis is conducted to identify the hotspots for creating a business case between Al producers and energy suppliers. Obtained results are compared with other P-to-X alternatives.

## Results

Based on the explained methodology, techno-economics of the offered system is evaluated. From technical performance perspective, an electrical conversion efficiency of ~81% for the Al-to-P conversion system based on Al wet combustion is proven with the simulations, which yields a theoretical round-trip efficiency (P-to-Al and Al-to-P) in the range of 36 – 40% based on the load partition and the assumed Al energy intensity. Hence, the P-to-P system based on Al as energy carrier proves very competitive higher than H<sub>2</sub> PEM electrolyzer/ PEM fuel cell combination (30%), and lower H<sub>2</sub> Solid-oxide electrolyzer/ SOFC combination (48%). However, Al demonstrates higher volumetric energy densities around 23.5 kWh L<sup>-1</sup> where H<sub>2</sub> PEM and H<sub>2</sub> SOFC systems provide 0.53 kWh L<sup>-1</sup> and 0.2 kWh L<sup>-1</sup>, respectively. Regarding the economics, a comparison under same operational conditions (3,000 annual equivalent full load hours (FLHs)) is made considering P-to-H<sub>2</sub>, P-to-Methane, and P-to-Liquid as P-to-X alternatives. The economic evaluation results prove that Al-based P-to-X concept provide very competitive levelized cost of electricity (LCOE) values for the full conversion of renewable electricity to secondary renewable electricity 198 – 410 €/MWh. (see Figure 1) Future activities will focus on the electrochemical conversion paths as e.g. primary Al-Air Batteries which show promising efficiencies in the range of 70%.

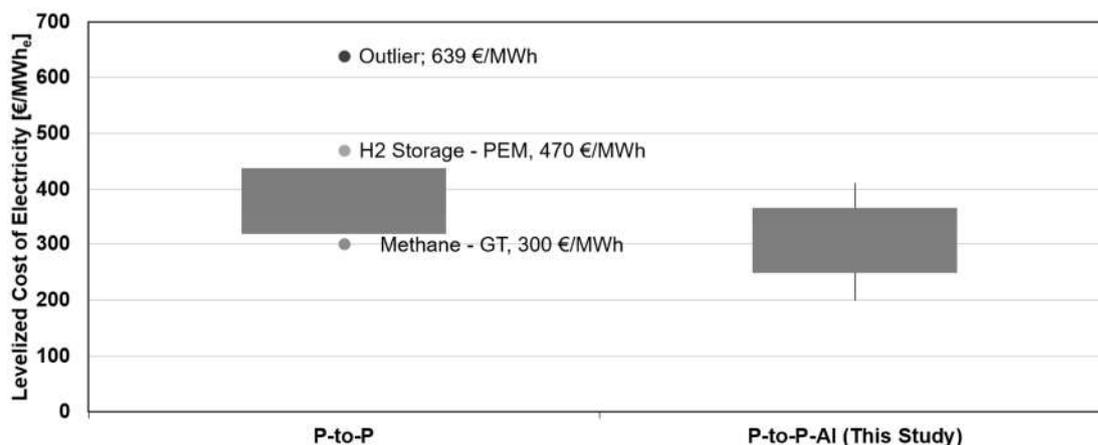


Figure 1 Levelized cost of electricity comparison of alternative Power-to-X technologies including re-electrification.

## References

- [1] J. M. Bergthorson *et al.*, "Metal-water combustion for clean propulsion and power generation," *Applied Energy*, vol. 186, pp. 13–27, Jan. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.10.033.
- [2] J. M. Bergthorson, "Recyclable metal fuels for clean and compact zero-carbon power," *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 68, pp. 169–196, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.pecs.2018.05.001.
- [3] M. Baumann, L. Barelli, and S. Passerini, "The Potential Role of Reactive Metals for a Clean Energy Transition," *Advanced Energy Materials*, p. 2001002, 2020.
- [4] L. Barelli *et al.*, "Reactive Metals as Energy Storage and Carrier Media: Use of Aluminum for Power Generation in Fuel Cell-Based Power Plants," *Energy Technology*, vol. 8, no. 9, p. 2000233, 2020, doi: <https://doi.org/10.1002/ente.202000233>.

### 5.3.6. Entwicklung von Testprotokollen zur beschleunigten Leistungs- & Lebensdauerbewertung von Festoxid-Elektrolysezellen

Benjamin KÖNIGSHOFER\*<sup>1</sup>, Christoph, HOCHENAUER<sup>1</sup>, Vanja SUBOTIĆ<sup>1</sup>

#### Einleitung

Der Klimawandel und die damit verbundene globale Erwärmung hat in den letzten Jahrzehnten zu einer weltweiten Zunahme von Wetter- und Klimaextremen geführt. Um die Auswirkungen des ständig voranschreitenden Klimawandels und die damit verbundenen drastischen Folgen für Umwelt und Menschheit zu begrenzen, ist es notwendig, den Ausstoß von Treibhausgasen deutlich zu reduzieren. [1,2] In naher Zukunft könnten Festoxid-Elektrolysezellen (SOEC) durch hocheffiziente Erzeugung von grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Energien maßgeblich zur Bekämpfung des Klimawandels und zur Unterstützung der Energiewende beitragen. [3] Jüngste Fortschritte bei den Zellmaterialien und den Herstellungsverfahren haben die Lebensdauer dieser Technologie erheblich verlängert. Dennoch können bestimmte industriell relevante Betriebsbedingungen zu einer ungewollten Leistungsverschlechterung und mikrostruktureller Degradation (Alterung) der Zellen führen, welche die Lebensdauer von SOECs deutlich reduzieren. [2,5] Aufgrund der komplexen elektrochemischen Prozesse in SOECs sind Langzeitversuche immer noch die wichtigste Quelle für den Nachweis derartiger Degradationsmechanismen und Lebensdauervorhersagen. Da solche umfangreichen experimentelle Kampagnen zeit- und ressourcenaufwendig sind, besteht eine der größten Herausforderungen für die Weiterentwicklung und breite Markteinführung der SOEC-Technologie darin, beschleunigte Testprotokolle zu entwickeln. Diese sogenannten *Accelerated Stress Test (AST)* Protokolle zielen darauf ab die Leistungsmerkmale und Haltbarkeit einer Technologie innerhalb eines angemessenen Zeitrahmens zu bestimmen und dabei Ergebnisse zu erzielen, die mit denen von gewöhnlichen Langzeittests zu vergleichen sind. [2,6]

#### Methodische Vorgehensweise

Im Rahmen dieser Studie wurden experimentelle Untersuchungen zum Betriebsverhalten von SOECs welche unter beschleunigten Degradationsbedingungen betrieben wurden durchgeführt. Auf Basis der Versuchsergebnisse sollen AST Protokolle und Methoden zum Online-Monitoring und abgeleitet werden welche es ermöglichen die SOEC Performance in einem angemessenen Zeitraum zu bewerten und zu überwachen. Hierbei wurde ein besonderes Augenmerk auf die sorgfältige Auswahl der Betriebsparameter gelegt, um eine kontrollierbare und möglichst gleichmäßige Belastung der SOEC sicher zu stellen.

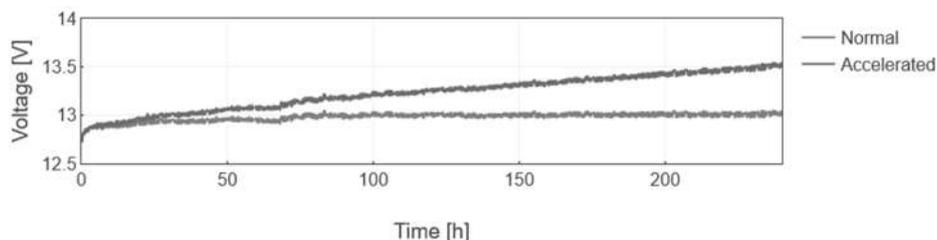


Abbildung 1: Spannungsverlauf eines Stacks unter moderaten und Degradation beschleunigenden Betriebsbedingungen

Insgesamt wurden hierfür fünf Einzelzellen und ein Stack mit zehn Zellen im Elektrolyse-Modus für eine kumulative Testzeit von mehr als 6000 Stunden getestet. Dabei wurden unter anderem drei Hauptbetriebsstrategien verfolgt: (i) Betrieb mit hohem Dampfanteil am Gaseinlass, (ii) Betrieb bei

<sup>1</sup> Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik, Inffeldgasse 25/B, A-8010 Graz, Tel.: +43-316-873-4208., Fax: +43-316-873-7305, office.iwt@tugraz.at, www.tugraz.at/institute/iwt

niedrigeren Temperaturen und höheren Spannungen und (iii) Betrieb mit hohen Dampfumwandlungsraten. Zur Überwachung des Gesundheitszustands der Zellen wurden während der Experimente kontinuierlich Spannung, Temperaturverteilung und Gaszusammensetzung gemessen. Des Weiteren wurden in periodischen Abständen elektrochemische Impedanzmessungen (EIS) durchgeführt. Die durch EIS-Messungen gewonnenen Daten wurden von Form von Nyquist-Diagrammen und in Form der Verteilung der Relaxationszeiten (DRT) detailliert analysiert.

## Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse zeigen unterschiedliche Arten und Grade von Auswirkungen auf die Leistung, welche im Detail analysiert und mit den zugrunde liegenden Prozessen und Degradationsmechanismen in Verbindung gebracht wurden. In diesem Zusammenhang wurden deutlich höhere Degradationsraten im Vergleich zum Betrieb unter moderaten Betriebsbedingungen festgestellt, wobei sich die verschiedenen Betriebsstrategien in ihrem Potential Degradation kontrollierbar zu beschleunigen variierten. Des Weiteren konnte ein tieferes Verständnis der verschiedenen Degradationsphänomene, die durch verschiedene Betriebsbedingungen hervorgerufen werden, gewonnen werden sowie Methoden zur Identifizierung dieser Phänomene abgeleitet werden. Auf Grundlage der Ergebnisse dieser Experimente wurden Protokolle für beschleunigte Belastungstests (AST) für SOECs vorgeschlagen. Die Ergebnisse deuten das Weitern darauf hin, dass einige hundert Betriebsstunden ausreichen könnten, um mit den vorgeschlagenen Betriebsstrategien die Leistung über längere Zeiträume vorherzusagen und bieten daher eine solide Grundlage für eine beschleunigte Bewertung der Leistungsentwicklung und Lebensdauer von SOECs. [2,6]

## Referenzen

- [1] IPCC, Assessment Report 6 Climate Change 2021: The Physical Science Basis (2021).
- [2] B. Königshofer, M. Höber, G. Nusev, P. Boškosi, C. Hochenauer, V. Subotić, Accelerated degradation for solid oxide electrolyzers: Analysis and prediction of performance for varying operating environments, *Journal of Power Sources* (2022).
- [3] Hauch, R. Küngas, P. Blennow, A. B. Hansen, J. B. Hansen, B. V. Mathiesen, M. B. Mogensen, Recent advances in solid oxide cell technology for electrolysis, *Science* (2020).
- [4] Königshofer, P. Boškosi, G. Nusev, M. Koroschetz, M. Hochfellner, M. Schwaiger, Đ. Juričić, C. Hochenauer, V. Subotić, Performance assessment and evaluation of SOC stacks designed for application in a reversible operated 150 kW rSOC power plant, *Applied Energy* (2021).
- [5] Königshofer, M. Höber, P. Boškosi, G. Nusev, Đ. Juričić, C. Hochenauer, V. Subotić, Performance investigation and optimization of a SOEC stack operated under industrially relevant conditions, *ECS Transactions* 103 (2021) 519--528.
- [6] B. Königshofer, G. Pongratz, G. Nusev, P. Boškosi, M. Höber, Đ. Juričić, M. Kusnezoff, N. Trofimenko, H. Schröttner, C. Hochenauer, V. Subotić, Development of test protocols for solid oxide electrolysis cells operated under accelerated degradation conditions, *Journal of Power Sources* (2021).

## 5.4. WASSERSTOFF IV

### 5.4.1. Kraftwerk der Zukunft – Konzeptionierung einer Power-to-Power Anlage zur Netzstabilisierung auf Basis techno-ökonomischer Randbedingungen

Fabian RADNER<sup>1</sup>, Klaus ESSER<sup>2</sup>, Markus SARTORY<sup>2</sup>, Christoph REDTENBACHER<sup>3</sup>, Alexander TRATTNER<sup>2</sup>

#### Motivation

International werden große Anstrengungen unternommen, um fossil basierte Energiesysteme nachhaltiger zu gestalten und die Treibhausgasemissionen zu senken. Der Ausbau erneuerbarer Energiequellen wird dazu sukzessive vorangetrieben, wodurch der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromnetz steigt. Das Energiesystem und speziell das Stromnetz wird dadurch vor große Herausforderungen im Hinblick auf Netzstabilität, Versorgungssicherheit und Resilienz gestellt. Ein vielversprechender Lösungsansatz ist insbesondere durch Power-to-X (PtX) Anlagen gegeben [1].

In **Hy2Power**, einem Forschungsprojekt im COMET Zentrum LEC EvoLET, wird ein Gesamttechnologiekonzept als potentielles „Kraftwerke der Zukunft“ entwickelt. Der Fokus liegt auf dem Einsatz eines auf erneuerbaren Energien basierenden Kraftwerkskonzeptes unter Nutzung von CO<sub>2</sub>-freien Wasserstofftechnologien.

#### Methodik

PtX-Anlagen bieten eine große Vielfalt an Einsatzszenarien – von der Sektorkopplung über die saisonale Energiespeicherung bis hin zur Netzstabilisierung. Sie zeichnen sich damit zunehmend als wichtiger Baustein für erneuerbare Energiesysteme ab. Durch ihre große Flexibilität und der Möglichkeit die Infrastruktur auf lokal individuelle Anforderungen hin anzupassen, werden zur Auslegung und Optimierung Simulationstools benötigt.

Am **HyCentA** wurde das Matlab/Simulink basierte Simulationsmodell **HYDRA** – Hydrogen Infrastructure Simulation and Optimization Model – entwickelt, welches die bestmögliche Nutzung der vielfältigen Potentiale von erneuerbaren, wasserstoffbasierten Infrastrukturen erlaubt [2]. **HYDRA** ermöglicht die techno-ökonomische Dimensionierung und Optimierung der Anlagentopologien und Betriebsstrategien von Wasserstoff-Betankungsinfrastrukturen und von PtX-Anlagen.

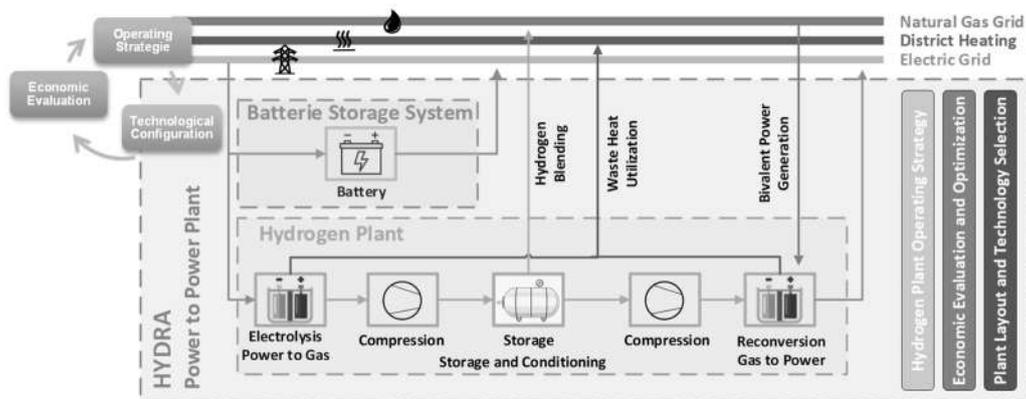


Abbildung 1: Modulares, technologieoffenes Power-to-Power Anlagenkonzept in HYDRA zur Netzstabilisierung und freien Markteinsatz im Projekt Hy2Power

<sup>1</sup> Fabian RADNER, HyCentA Research GmbH, Inffeldgasse 15, A-8010 Graz, 0316-873-9516, [radner@hycenta.at](mailto:radner@hycenta.at), [www.hycenta.at](http://www.hycenta.at)

<sup>2</sup> Klaus ESSER, Markus SARTORY, Alexander TRATTNER. HyCentA Research GmbH

<sup>3</sup> Christoph REDTENBACHER, LEC GmbH, Inffeldgasse 19, A-8010 Graz, [www.lec.at](http://www.lec.at)

Dazu können die Teilsysteme aus der Modulbibliothek beliebig miteinander kombiniert und verschaltet werden, siehe Abbildung 1. Die Anlage kann anschließend mit vorgegebenen oder individuell erstellten Betriebsstrategien beliebige Energieszenarien in variabler Detailtiefe abbilden und berechnen.

Basierend auf den Ergebnissen der Simulationsstudien erfolgt die techno-ökonomische Analyse und Bewertung um z.B. Business-Cases zu identifizieren. Weiters werden Anlagenbetriebsweisen bewertet und die Identifikation des geeigneten Technologieportfolios zur Wasserstoffherzeugung und Nutzung wird ermöglicht.

## Ergebnisse und Ausblick

Im Projekt **Hy2Power** wurde das Einsatzpotential des Modells **HYDRA** für Power-to-Power (PtP) Anlagen demonstriert. Mittels einer umfangreichen Simulationsstudie wurden unterschiedliche Technologiekombinationen zur Energiespeicherung, Wasserstoffherzeugung und Verstromung des Wasserstoffes miteinander kombiniert. Als Randbedingung wurde festgelegt, dass die Anlage vorrangig temporären Überschuss an Elektrizität (negativer Regelleistung) mittels Elektrolyse in Form von Wasserstoff in einem geeigneten Speichersystem oder mittels Batteriespeichersystemen zwischenspeichern soll. Der erzeugte Wasserstoff wird im Falle einer Schwankung (positive Regelleistung) mit einem Verstromungsmodul in Form von elektrischer Energie ins Stromnetz eingespeist.

### Umfang der techno-ökonomischen Optimierung:

Umwandlungs- und Speichertechnologien:

- Brennstoffzelle, bivalente VKM & Gasturbine  
Alkalische und PEM-Elektrolyse
- Batteriespeicher und H<sub>2</sub>-Gasspeicher

Untersuchte Betriebsregime:

- Positive und negative Primär- und Sekundärregelleistung mit flexiblen Arbeitspunkten der Anlage

Freier Markteinsatz der Elektrolyse, der Rückverstromung und des Batteriespeichers

Untersuchte Sektorkopplungs-Potentiale:

- Koppelung der Anlage an das Gasnetz
- Koppelung der Anlage an das Stromnetz
- Wärmeauskopplung zur Abwärmenutzung

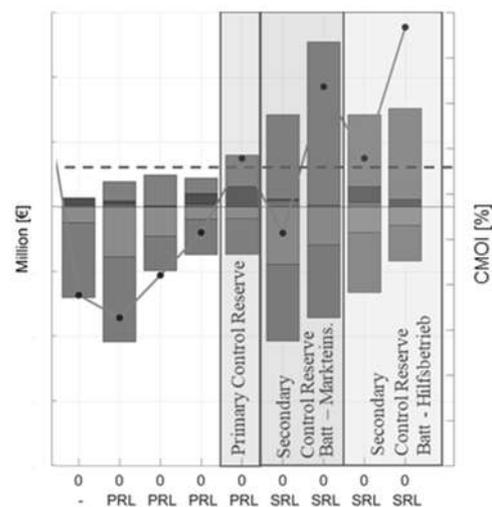


Abbildung 2: Auswertung der techno-ökonomischen Analyse der PtP-Anlagen zur Netzstabilisierung im Projekt Hy2Power

Aus der durchgeführten Simulationsstudie konnten die einzelnen Technologien sowie die definierten Einsatzszenarien technisch und wirtschaftlich bewertet und verglichen werden, siehe Abbildung 2. Basierend auf den Ergebnissen der Simulationsstudie wurde die Anlagentopologie im Bereich von 15 MW und das dazugehörige Betriebsregime für den weiteren Projektverlauf identifiziert.

**Projektleitung:** LEC GmbH **Projektpartner:** INNIO Jenbacher GmbH & Co OG, VERBUND Thermal Power GmbH & Co KG, Graz University of Technology - Institute of Internal Combustion Engines and Thermodynamics, HyCentA Research GmbH, AIT Austrian Institute of Technology GmbH

**Gefördert im Rahmen des COMET Programms** durch BMK, BMDW und den Ländern Steiermark, Tirol und Wien. Das COMET Programm wird durch die FFG verwaltet.

## Referenzen

- [1] Trattner, A.; Klell, M.; Radner, F. Sustainable Hydrogen Society – Vision, Findings and Development of a Hydrogen Economy using the example of Austria. International Journal of Hydrogen Energy, 2021
- [2] Radner, F. - Unleashing the Potential of PtX-Facilities with HYDRA. Hydrogen Infrastructure Simulation and Optimization Tool. WHTC. online, 6/21/2021.

## 5.4.2. Simulationsbasierte Integration grossskaliger Elektrolyseure und der Einfluss auf das Stromübertragungsnetz

Julian BARTELS<sup>1</sup>

### Inhalt

Im Zuge ihrer Wasserstoffstrategie [1] forciert die Europäische Kommission den systematischen Aufbau großskaliger Kapazitäten für Erzeugung, Speicherung und Transport von Wasserstoff. Aus den Ausbauzielen der Europäischen Kommission für die Erzeugung von grünem Wasserstoff kann daher ein Bedarf an Elektrolyseuren abgeleitet werden, deren Betrieb die Bereitstellung erheblicher Mengen elektrischer Energie erfordert. Diese Arbeit stellt die simulationsbasierte Integration eines solchen elektrischen Großverbrauchers anhand eines Anwendungsfalls im deutschen Bundesland Schleswig-Holstein vor. Der Einfluss der Anlagenintegration auf die umgebende Infrastruktur des Stromübertragungsnetzes wird anschließend analysiert. Das Ziel ist die frühzeitige Identifikation von möglichen Versorgungsschwierigkeiten durch den geplanten Zubau von Wasserstoffproduktionskapazitäten.

### Methodik

Im beschriebenen Anwendungsfall wird der großskalige Elektrolyseur als einzelner Stromverbraucher im konstanten Betrieb abstrahiert. Die simulationsbasierte Integration wird mit dem Softwaretool PyPSA [2] umgesetzt. Hierzu wird der lineare Lastflussoptimierung in einer Ganzjahressimulation mit stündlicher Auflösung für die Modellregion durchgeführt. Die Optimierung minimiert die Gesamtsystemkosten und setzt die unterschiedlichen Energieerzeugungstypen gemäß einer Meritorder ein. Die erforderliche Stromübertragungsnetzinfrastruktur inklusive der 110kV-Netzebene steht durch das Projekt open\_eGo [3] zur Verfügung und ist die Grundlage zur Bewertung des Netzeinflusses.

Zur Bewertung der Elektrolyseurintegration werden die Änderungen der Leitungsauslastungen im Vergleich zu einem Referenzsimulationssystem ohne Elektrolyseur betrachtet. Um den Einfluss der Elektrolyseurgröße zu ermitteln, wurden diverse Simulationen mit variierendem elektrischem Stromverbrauch des Elektrolyseurs in Prozenten des Gesamtjahresverbrauchs von Schleswig-Holstein durchgeführt und analysiert.

### Ergebnisse

#### *Größe des Elektrolyseurs*

Aufgrund der Spezifikationen des Forschungsprojekts KEROSyN1002 wurde der Ort Heide im Westen Schleswig-Holsteins als Anwendungsfall für die Integration eines großskaligen Stromverbrauchers gewählt. Die Elektrolyseurgröße im Sinne des elektrischen Verbrauchs wurde zwischen 1% und 50% des Gesamtjahresstromverbrauchs Schleswig-Holsteins von 13,964 TWh variiert. Abbildung 1 zeigt drei auserwählte Simulationsergebnisse für den Verbrauch gemäß 1%, 15% und 40% sowie einen nationalen Überblick für das letztgenannte System.

<sup>1</sup> Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme, Carl-vonOssietzky-Straße 15, 26129 Oldenburg, Tel.: 0441 99906 138, julian.bartels@dlr.de, www.dlr.de/ve

<sup>2</sup> <https://www.kerosyn100.de/> (FKZ BMWi 03EIV051B)

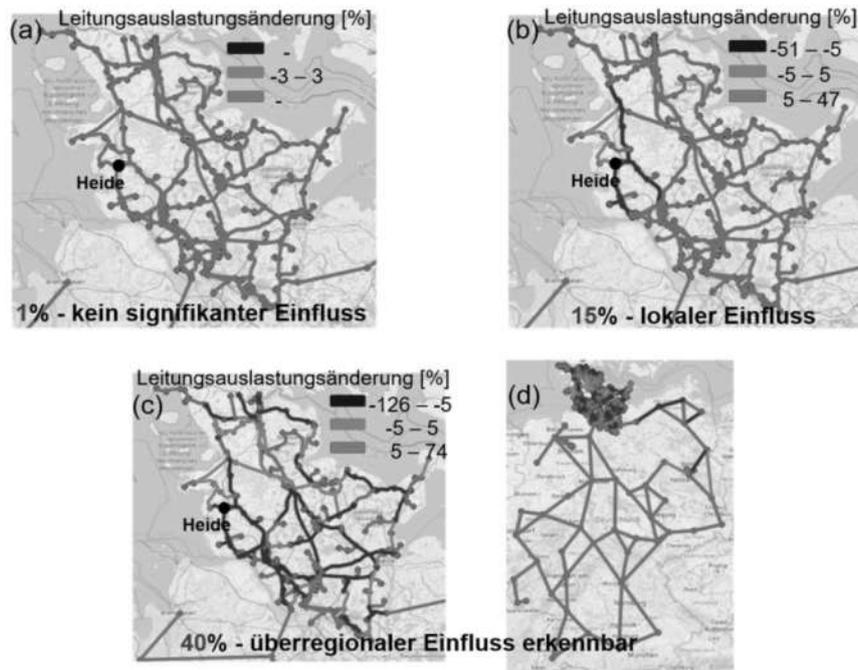


Abbildung 1: Visualisierung der prozentualen Leitungsauslastungsänderungen für Elektrolyseurgrößen, die (a) 1%, (b) 15% und (c) 40% des Gesamtjahresstromverbrauchs Schleswig-Holsteins entsprechen. Die Leitungsauslastungsänderungen wurden im Vergleich zu einer Referenzsimulation ohne Elektrolyseur ermittelt, wobei rote Leitungen eine negative Differenz, blaue Leitungen eine positive Differenz und grüne Leitungen einen Toleranzbereich von  $\pm 5\%$  darstellen. Zusätzlich zeigt (d) den nationalen Überblick für das Simulationssystem in (c)

Für eine Elektrolyseurgröße, die 1% des Gesamtjahresstromverbrauchs von Schleswig-Holstein entspricht, variieren die Leitungsauslastungsänderungen im Jahresdurchschnitt zwischen  $\pm 3\%$  (s. Abbildung 1 (a)). Die Änderung der Leitungsauslastung wird hierbei mithilfe einer weiteren Referenzsimulation des Systems ohne Elektrolyseur ermittelt. Die resultierenden Änderungen für eine solche Elektrolyseurkapazität werden als unkritisch eingestuft. In Abbildung 1 (b) wurde die Elektrolyseurgröße auf 15% des Jahresverbrauchs erhöht, was zu einer signifikanten, aber lokal begrenzten Änderung der Leitungsauslastung führt. Als Toleranzwert für eine signifikante Änderung wurde 5% festgelegt. Rot gefärbte Leitungen zeigen eine negative Differenz aus der Subtraktion der Leitungsauslastung für das System mit Elektrolyseur und dem System ohne Elektrolyseur. Blaue Leitungen identifizieren entsprechend positive Differenzen. Für die Elektrolyseurgröße gemäß 40% des Jahresverbrauchs in Abbildung 1 (c) sind hingegen nahezu sämtliche Leitungen stark betroffen und es sind in Abbildung 1 (d) zudem überregionale Einflüsse auf die Leitungen in weiteren Bundesländern zu erkennen.

Diese Analyse zeigt die Notwendigkeit einer individuellen Betrachtung der lokalen Stromversorgung bei der Integration von Elektrolyseuren und schätzt deren Einfluss auf den Netzbetrieb in Abhängigkeit des jeweiligen Stromverbrauchs ab.

## Referenzen

- [1] Europäische Kommission, „ec.europa.eu,“ [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf). [Zugriff am 30.11.2021].
- [2] T. Brown, J. Hörsch und D. Schlachtberger, „PyPSA: Python for Power System Analysis,“ *Journal of Open Research Software*, 6 (1) 2018.
- [3] open\_eGo Mitwirkende, „Projektwebseite open\_eGo,“ [Online]. Available: <https://openegoproject.wordpress.com/>. [Zugriff am 30.11.2021].

### 5.4.3. Timely resolved natural Gas Grid Simulation considering Hydrogen Feed-In from volatile renewable Energy Sources

Matthias GREIML<sup>1</sup>, Nicolas WOLF WILLIAMS<sup>1</sup>, Thomas KIENBERGER<sup>1</sup>

#### Content

The Austrian government aims to achieve 5 TWh of green gases (hydrogen, biomethane, synthetic gas from renewable electricity) by 2030 [1]. The amount of hydrogen being fed into the natural gas grid must comply with ÖVGW guideline *G B210*, which currently allows for a ten percent hydrogen admixture [2]. Feeding hydrogen from volatile renewable energy sources into the natural gas grid might cause timely fluctuations of the gross calorific value (GCV).

As part of the cooperation with the Large Engines Competence Center (*LEC GmbH*) in Graz, the *Chair of Energy Network Technology* at the University of Leoben aims to determine in cooperation with *E-Netze Steiermark* to what extent volatile green hydrogen injection can cause GCV fluctuations in natural gas grids. A new methodology has to be developed to simulate timely resolved GCV fluctuations. By means of the investigation of various different scenarios, we investigate the impact of an H<sub>2</sub>-content of up to 50 % on the natural gas grid operation.

The aim of this paper is to show the developed simulation methodology as well as simulation results, based on the usecase of Styria.

#### Methodology

Currently, there is no methodology available to track hydrogen feed-in into natural gas pipelines and assess timely and spatially resolved GCV fluctuations. Static steady-state load-flow calculation tools are available, but no dependencies between different timesteps are considered. Rüdiger's [3] approach adopts the node potential analysis for power grids in combination with Darcy's equation (refer to equation 1) to determine gas load-flows [3]. The gas grid is depicted as a node-edge model. An iterative process, using Newton-Raphson solver determines load-flows and pressure levels in the natural gas grid. This approach is extended by a batch-tracking concept, allowing the consideration of spatially and timely resolved distribution of gases fed into the natural gas grid.

$$\Delta p = \lambda * \frac{8 * \rho * l * \dot{V}^2}{d^5 * \pi^2} \quad (1)$$

The introduced steady-state batch tracking method uses results from Rüdiger's algorithm to determine the distance travelled by sections of gas, being fed into the natural gas grid. The GCV at consumer nodes can be determined based on batches passing by the node within one timestep.

In Figure 1, the high-level natural gas grid of Styria is depicted in a simplified way. Natural gas can be fed into the grid from north (node 2), east (node 15), and south (node 11). Hydrogen can be generated by either photovoltaic in the south near node 11 or by wind in close proximity of node 14. E-Netze Steiermark provided properties of the natural gas grid as well as time-resolved consumer profiles. The hydrogen generation is based on real photovoltaic and wind generation data.

#### Results

An excerpt of the time and spatially resolved GCV fluctuations can be seen in Figure 2. The displayed results are from January, therefore, photovoltaic generation is rather low (see high GCV at node 11 and 12). In contrast, the wind farm shows strong fluctuation in its generation, resulting in GCV fluctuations at node 14 and surrounding. It can be seen that the GCV fluctuations of node 6 and 8 follow the fluctuations of node 14 within a few timesteps. In comparison node 5 is further away from node 14 compared to node 6 and 8. Therefore, it takes several timesteps longer until the hydrogen - natural gas mixture reaches this node and cause GCV fluctuations. Despite a shorter distance to cover, but due to

<sup>1</sup> University of Leoben, Chair of Energy Network Technology, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, +43 3842 402 5401, evt@unileoben.ac.at, evt.unileoben.ac.at

low flow velocity in the pipeline, the GCV of node 13 and 7 fluctuates with a delay of a couple of hours compared to node 14. Due to the gas flows in the grid, certain consumer nodes such as 2,3 and 9 are not affected by GCV fluctuation, since no hydrogen flows to these specific nodes.

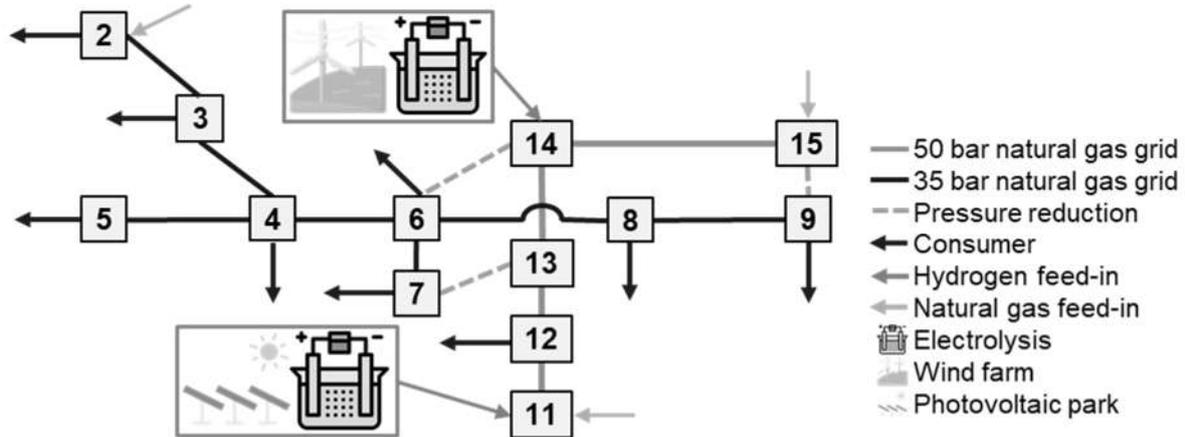


Figure 1: Depiction of considered grid section for simulation

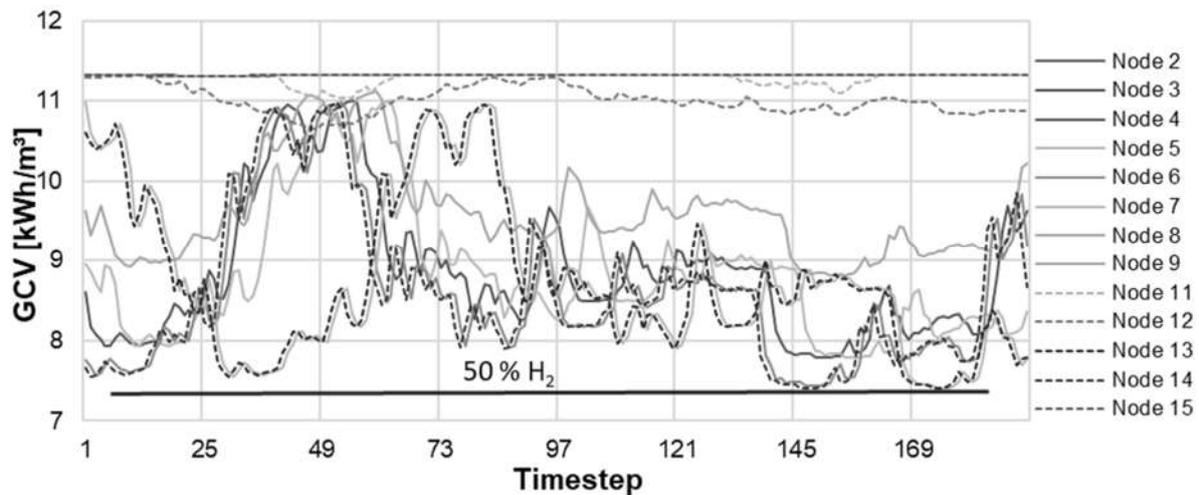


Figure 2: Example of spatial and time resolved GCV

## References

- [1] Bundeskanzleramt, Ed., "Aus Verantwortung für Österreich: Regierungsprogramm 2020 - 2024," Bundeskanzleramt, Wien, 2020. Accessed: Nov. 11 2021. [Online]. Available: <https://www.bundeskanzleramt.gv.at/dam/jcr:7b9e6755-2115-440c-b2ec-cbf64a931aa8/RegProgramm-lang.pdf>
- [2] ÖVGW, Mehr Grünes Gas im Gasnetz. [Online]. Available: <https://www.ovgw.at/aktuell/>
- [3] J. Rüdiger, "Enhancements of the numerical simulation algorithm for natural gas networks based on node potential analysis," IFAC-PapersOnLine, vol. 53, no. 2, pp. 13119–13124, 2020, doi: 10.1016/j.ifacol.2020.12.2282.

## 5.4.4. Produktionspotentiale für grünen Wasserstoff an geplanten H<sub>2</sub>-Pipelines

Mathias HEIKER<sup>1</sup>, Andreas STROINK<sup>2</sup>, Anica MERTINS<sup>3</sup>, Tim WAWER<sup>4</sup>,  
Sandra ROSENBERGER<sup>5</sup>

### Inhalt

Die deutsche Klimaschutzpolitik sieht spätestens bis zum Jahr 2045 das Erreichen der Treibhausgasneutralität vor. [1] Verschiedene Studien weisen als wesentliche Bausteine für die Zielerreichung den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) und den Ausgleich von Produktionsschwankungen durch grünen Wasserstoff aus. [2,3] In den vorliegenden Untersuchungen werden allerdings keine Aussagen zu der konkreten Positionierung der Elektrolyseure zur Wasserstoffherzeugung gemacht. Da für die Verteilung des Wasserstoffs die bestehende Erdgasinfrastruktur genutzt werden kann, ist der Verlauf zukünftiger H<sub>2</sub>-Pipelines bereits heute gut prognostizierbar. Unter den aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist die Wasserstoffherstellung in vom zentralen Stromnetz entkoppelten Systemen mit Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) und Elektrolyseuren ein vielversprechender Ansatz. Der Wasserstoff kann mittels Direktleitungen in ein Wasserstoffnetz eingespeist und verteilt werden. Die Schaffung dezentraler Systeme und die Entkopplung von EE-Anlagen von den örtlichen Stromnetzen reduziert den Bedarf an zusätzlichem Netzausbau sowie der Abregelung von EE.

Ziel des vorliegenden Beitrags ist es, das Potential der bestehenden EE-Anlagen für die Produktion und Verteilung von grünem Wasserstoff in Deutschland entlang einer möglichen Wasserstoffinfrastruktur zu ermitteln. Untersucht werden die Standorte und Kapazitäten bestehender EE-Anlagen und welchen Beitrag diese zur dezentralen Wasserstoffproduktion leisten können. Die dadurch auftretenden Nutzungskonkurrenzen im Bereich der Stromerzeugung werden nicht untersucht.

### Methodik

In diesem Paper wird die Entwicklung eines sektorenübergreifenden Geodatensatzes vorgestellt, der ausschließlich auf öffentlich verfügbaren Daten basiert. Ausgangspunkt der Potentialanalyse bildet die von der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB) entwickelte Studie über eine zukünftige Wasserstoffinfrastruktur. [4] Die Studie nutzt dabei Teile des aktuellen Erdgasnetzes, widmet dieses für eine H<sub>2</sub>-Nutzung um und ergänzt es in Teilen um weitere H<sub>2</sub>-Pipelines.

Auf Basis des IGGIELGN-Gasnetzes [5] wurde zunächst ein Geodatensatz zur Abbildung des von der FNB vorgeschlagenen H<sub>2</sub>-Netzes erstellt. Entlang der so abgebildeten Netzinfrastruktur wurde ein Korridor definiert, der Postleitzahlen-Gebiete (PLZ) entlang der geplanten H<sub>2</sub>-Infrastruktur identifiziert. Die räumliche Nähe zur H<sub>2</sub>-Infrastruktur ist von zentraler Bedeutung, um die Anschlusskosten der EE-Anlagen an die Elektrolyseure, aber auch die Anschlusskosten der Elektrolyseure an das H<sub>2</sub>-Netz gering zu halten. Diese PLZ-Gebiete wurden mit weiteren öffentlich zugänglichen Daten der Übertragungsnetzbetreiber kombiniert. In unterschiedlichen Datensätzen beinhalten diese neben den Standorten und installierten Leistungen aller in Deutschland an das Stromnetz angeschlossenen EE-Anlagen auch anlagengenaue erzeugte volatile Jahresstrommengen. Die Kombination dieser Datensätze ermöglicht eine Ermittlung derjenigen EE-Anlagen, die sich in der Nähe einer geplanten H<sub>2</sub>-Infrastruktur befinden. Aus den entsprechenden Strommengen lässt sich ein theoretisches H<sub>2</sub>-Erzeugungspotential entlang der geplanten H<sub>2</sub>-Infrastruktur ermitteln.

### Erste Ergebnisse

Der für die FNB vorgeschlagene Ausbaupfad wurde erfolgreich in GIS abgebildet (s. Abbildung 1). Die Kombination mit PLZ-Gebieten und den öffentlich zugänglichen Daten der Übertragungsnetzbetreiber ermöglicht die konkrete Ermittlung des Wasserstoffpotentials bestehender EE-Anlagen. Dabei kann

<sup>1</sup> Hochschule Osnabrück, Albrechtstr. 30, 49076 Osnabrück, +495419692333, mathias.heiker@hs-osnabrueck.de, <https://www.hs-osnabrueck.de/>

<sup>2</sup> Hochschule Osnabrück, Kaiserstr. 10C, 49809 Lingen (Ems), +4959180098230, a.stroink@hs-osnabrueck.de, <https://www.hs-osnabrueck.de/>

<sup>3</sup> Hochschule Osnabrück, Albrechtstr. 30, 49076 Osnabrück, +495419692333, anica.mertins@hs-osnabrueck.de, <https://www.hs-osnabrueck.de/>

<sup>4</sup> Hochschule Osnabrück, Kaiserstr. 10C, 49809 Lingen (Ems), +4959180098290, t.wawer@hs-osnabrueck.de, <https://www.hs-osnabrueck.de/>

<sup>5</sup> Hochschule Osnabrück, Albrechtstr. 30, 49076 Osnabrück, +495419693750, s.rosenberger@hs-osnabrueck.de, <https://www.hs-osnabrueck.de/>

beispielsweise die Breite des betrachteten Korridors, die installierte Leistung der für die Aufbereitung in Frage kommenden Anlagen sowie die Einspeisemenge pro Anlage variiert werden.

Die Analyse des generierten Geodatensatzes ergab beispielsweise, dass sich von den 2.075.570 in 2020 in DE installierten EE-Anlagen etwa 48,5 % der Anlagen innerhalb des 10 km-Korridors um das modellierte Gasleitungsnetz befinden, wovon etwa 2,4 % eine elektrische Leistung über 100 kW<sub>el</sub> besitzen.

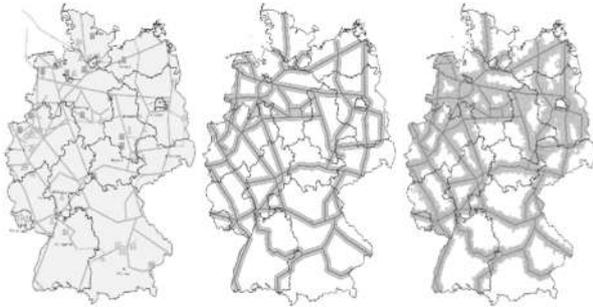


Abbildung 1: H<sub>2</sub>-Infrastruktur in 2050 (links: FNB H<sub>2</sub>-Infrastruktur in 2050 [1]; Mitte: abgeleitetes GIS-H<sub>2</sub>-Netz und 10 km-Korridor; rechts: PLZ-Gebiete als Schnittmenge mit 10 km-Korridor)

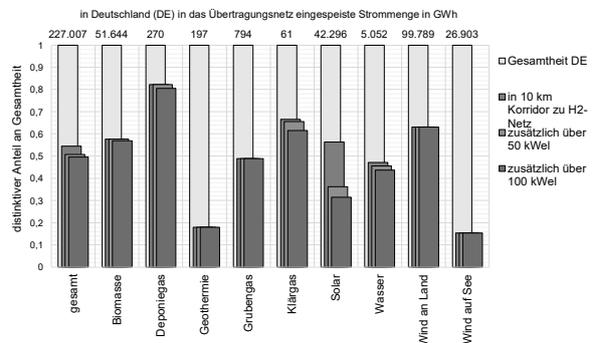


Abbildung 2: elektrische Energieerzeugung durch EE-Anlagen in Bezug zu geplanter H<sub>2</sub>-Infrastruktur

Die gesamte in 2020 erzeugte Strommenge dieser Anlagen (112.590 GWh<sub>el</sub>, s. Abbildung 2) führt durch Elektrolyse (spezifischer elektrischer Energiebedarf: 4,5 kWh<sub>el</sub>/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> [6], unterer Heizwert H<sub>2</sub>: 3,0 kWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> [7]) zu einem Erzeugungspotential entlang der H<sub>2</sub>-Pipelines von etwa 25 Mrd. Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> respektive 75,06 TWh. Damit können EE-Anlagen entlang der geplanten H<sub>2</sub>-Pipelines einen wesentlichen Beitrag zur Deckung der prognostizierten H<sub>2</sub>-Erzeugung in Höhe von 96 TWh in 2045 (vgl.: [8]) leisten.

## Ausblick

Der Forschungsbeitrag soll zeigen, wie eine Kombination öffentlich zugänglicher Daten quantitative Ergebnisse zu geplanten Transformationspfaden der Energiesysteme liefern kann. Das entwickelte Tool ermöglicht die Beantwortung möglicher Fragestellungen, die im Rahmen des Vortrags adressiert und diskutiert werden können:

- Wie verhält sich der Einfluss der Korridorbreite entlang der geplanten Infrastruktur auf ein mögliches H<sub>2</sub>-Produktionspotential?
- Wie muss ein Ausbaupfad der EE-Anlagen aussehen, um im Stromsektor den dargestellten Wegfall von EE-Anlagen zu kompensieren?
- Welche zusätzliche Deckung der prognostizierten H<sub>2</sub>-Erzeugung ist in zusätzlichen EE-Ausbaupfaden zu erwarten?
- Wie wirken sich regionale Verteilungen der H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazität auf die Auslastung der bestehenden Gasinfrastruktur im zukünftigen H<sub>2</sub>-Netz aus?

## Referenzen

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „BMWi - Deutsche Klimaschutzpolitik,“ [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-deutsche-klimaschutzpolitik.html>. [Zugriff am 30.11.2021].
- [2] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, „Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann,“ Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, 2021.
- [3] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Leitstudie Aubruch Klimaneutralität,“ 2021.
- [4] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., „Wasserstoffnetz - FNB GAS,“ [Online]. Available: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/>. [Zugriff am 28.11.2021].
- [5] DLR Institute for Networked Energy Systems, „SciGRID\_gas General information,“ [Online]. Available: <https://www.gas.scigrd.de/>. [Zugriff am 28.11.2021].
- [6] Deutsche Energie-Agentur (dena), „Systemlösung Power to Gas - Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife,“ Berlin, 2015.
- [7] Linde Gas GmbH, „Rechnen Sie mit Wasserstoff. Die Datentabelle,“ [Online]. Available: [https://www.linde-gas.at/de/images/1007\\_rechnen\\_sie\\_mit\\_wasserstoff\\_v110\\_tcm550-169419.pdf](https://www.linde-gas.at/de/images/1007_rechnen_sie_mit_wasserstoff_v110_tcm550-169419.pdf). [Zugriff am 29.11.2021].
- [8] Hebling et al., „Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland,“ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe, 2019.

### 5.4.5. Cost and autarky optimization with a multimodal battery and hydrogen storage

Daniel SCHWABENEDER<sup>1</sup>, Frida Huglen REVHEIM<sup>1</sup>, Georg LETTNER<sup>1</sup>,  
Mathias SCHAFFER<sup>2</sup>, Philipp WÜNSCHER<sup>2</sup>, Heike ARTNER<sup>4</sup>, Martin  
BEERMANN<sup>5</sup>

#### Motivation

For integration of high shares of renewable energy sources (RES) with variable production into energy systems, additional flexibility options are required. There are multiple options to provide short-term flexibility, like batteries and demand response. However, demand during winter months is higher and solar PV in particular has significantly higher production during summer months. Hence, an energy system that relies primarily on RES requires seasonal storage, too.

The energy cell JOHANN is a novel technology providing both, short-term and seasonal storage functionality. It combines an electric battery, an electrolyzer, a compressor, a hydrogen storage and a fuel cell. The battery has a higher round-trip efficiency. However, due to its stand-by losses it is not suitable as seasonal storage. The power-to-hydrogen-to-power cycle has a significantly lower round-trip efficiency, but it can be used as seasonal storage. Furthermore, overall efficiency can be increased by using thermal losses or local use of hydrogen and reach up to 90%.

In the project “Energiezelle JOHANN” [1] different use cases for the JOHANN energy cell are investigated aiming to improve autarky, self-consumption of local RES and total annual cost for energy services.

#### Method

The potential benefits of the JOHANN energy cell are investigated in three different use cases: A farm yard in Lower Austria, a riding stable in Burgenland and a school building in Styria. To investigate the effects on autarky, self-consumption and cost, a tailor-made linear programming optimization model is developed for each use case, simulating the optimal operation of the energy cell. In this context, different objectives, like minimizing annual cost or maximizing energy autarky are investigated and compared. Furthermore, the impact of different end user tariffs and grid tariff designs is analysed.

Figure 1 provides an overview of the general use case setup and the potential interactions between various components in the model. Local RES production and electricity purchase from the grid can be used to satisfy electricity demand or to operate the heat pump. Excess production can be stored with JOHANN using either the battery or the electrolyser. This energy can be used at a later point in time for satisfying electricity demand. Heat demand can be met in the illustrated setup by the heat pump and by the heat losses that occur during conversion between electricity and hydrogen.

The operation of this and similar setups is simulated at a quarter-hourly time resolution over the course of one year with different objective functions and related key performance indicators are evaluated and compared.

#### Results

The implementation of the model and the evaluation of the use cases is still in development. Preliminary results indicate that the JOHANN energy cell can increase autarky. However, it is expected that maximizing autarky and minimizing cost can be opposing objectives especially for seasonal storage. However, this depends on the end user electricity tariff and higher prices increase the economic

---

<sup>1</sup> TU Wien, Institute of Energy Systems and Electrical Drives, Energy Economics Group,  
Gusshausstrasse 25-29/E370-3, A-1040 Wien, +43-(0)1-58801-370375,  
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at,

<sup>2</sup> Energie Steiermark AG

<sup>3</sup> EEG Elements GmbH

<sup>4</sup> Energie Burgenland AG

<sup>5</sup> Joanneum Research

efficiency of local storage technologies use for autarky maximization. Finally, the operation of the JOHANN energy cell is expected to result in a reduction of CO<sub>2</sub> emissions.

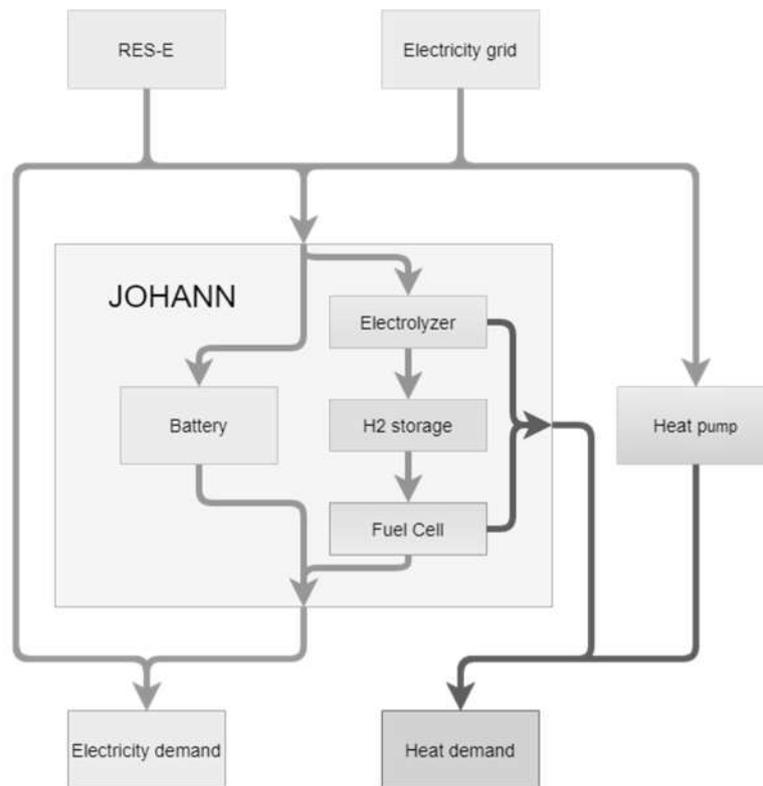


Figure 1: Flowchart of a typical use case with the JOHANN energy cell.

**Acknowledgements:** This work is done in the “Energiezelle JOHANN” project [1] and is supported with the funds from the Climate and Energy Fund and implemented in the framework of the RTI-initiative “Flagship region Energy” within Green Energy Lab.

## References

- [1] Green Energy Lab, “Energiezelle „JOHANN”,“ GEL, [Online]. Available: <https://greenenergylab.at/projects/energiezelle-johann/>. [Accessed 11 2021].

## **5.5. INTERDISZIPLINÄRE ASPEKTE ZUR ENERGIEEFFIZIENZ**

### **5.5.1. Status der Energieeffizienz in Österreich – neue nationale und europäische Vorgaben („Fit-for-55“)**

**Günter SIMADER<sup>1</sup>**

#### **Motivation und zentrale Fragestellung**

Die Novelle der europäischen Energieeffizienz-Richtlinie im Jahr 2018 brachte ein neues Energieeffizienzziel von 32,5 % für das Jahr 2030.

Im September 2020 gab die EU Kommission im Rahmen des ‚Fit-for-55-Pakets‘ neue europäische Klimaschutzziele bis 2030 bekannt. Um die Klimaneutralität bis 2050 auch tatsächlich zu erreichen, wurde vorgeschlagen, dass die Netto-Treibhausgasemissionen innerhalb der EU um mindestens 55 % reduziert werden müssen (anstatt der bisherigen 40 %). Der Europäische Rat billigte in seinen Schlussfolgerungen vom 10./11. Dezember 2020 dieses verbindliche Ziel der EU. Dieses Ziel soll – ebenso wie die Klimaneutralität 2050 - im europäischen Klimaschutzgesetz verbindlich festgeschrieben werden.

Die Folgenabschätzung der Kommission für dieses adaptierte Klimaschutzziel 2030 zeigt, dass für die Erreichung dieses Ziels, der End- und der Primärenergieverbrauch im Jahr 2030 deutlich stärker als für das bisherige Ziel zurückgehen muss. Beim Primärenergieverbrauch wird nunmehr von einer erforderlichen Reduktion zwischen 39 bis 41 % im Vergleich zu 1990 ausgegangen, beim Endenergieverbrauch zwischen 36 bis 37 % (bisheriges Ziel gemäß novellierter Energieeffizienz-Richtlinie 2018/2002 lag bei 32,5 %). Neben der Steigerung der Energieeffizienz sollen erneuerbare Energieträger in einem größeren Maßstab eingesetzt werden. Die Zielvorgaben für die Erneuerbaren im Energiemix für 2030 sollen bei 38 bis 40 % liegen. Um diese Ziele letztendlich zu erreichen ist von Seiten der EU Kommission ein Prozess initiiert worden, der ua die Novellierungen der europäischen Energieeffizienz-Richtlinie und der erneuerbaren ‚Richtlinie im nächsten Jahr zum Ziel haben.

Die zentrale Fragestellung ist nunmehr, welche Effizienzziele sich Österreich bis zum Jahr 2030 setzt und durch welches Instrumenten-Portfolio dieses Ziel letztendlich erreicht werden soll.

#### **Methodische Vorgangsweise**

In Österreich wurden bzw. werden wesentliche Artikel der Energieeffizienz-Richtlinie (2012/27/EU) zum einen mit dem Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG, BGBl. I Nr.72/2014) und zum anderen mit einem Maßnahmen-Bündel von Bund und Ländern (u.a. Umweltförderung im Inland, Wohnbauförderung) umgesetzt. Die Umsetzung der novellierten Energieeffizienz-Richtlinie (2018/2002) ist zum jetzigen Zeitpunkt (30.11.2021) nach wie vor in Arbeit. Für die Erreichung der Energieeffizienzziele ist insbesondere die Umsetzung des Energieeffizienz-Verpflichtungssystems von Interesse. Grundsätzlich stehen folgende Möglichkeiten zur Verfügung:

- Weiterentwicklung des derzeitigen Systems (Mischsystem zwischen Lieferantenverpflichtung und alternativen strategischen Maßnahmen)
- Alleinig mittels alternativer strategischer Maßnahmen
- Einrichtung eines Effizienzfonds (mit/ohne Verbindung mit den zuvor genannten Instrumenten)
- Branchenverpflichtungen
- Zertifikatesystem („white certificates“) oder
- Neues Mischsystem

---

<sup>1</sup> Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, Telefonnr: 01-5861524, E-Mail: guenter.simader@energyagency.at, www.energyagency.at

Basierend auf dem Regierungsprogramm wird eine Weiterentwicklung des bisherigen Systems in Kombination mit einem Fonds erwartet. Den Energielieferanten wird somit die Möglichkeit gegeben mittels Ersatzzahlungen in einen Fonds ihre individuellen Verpflichtungen zu erfüllen (anstelle des Setzens von Energieeffizienz-Maßnahmen).

Dieser Beitrag zeigt den Status der Energieeffizienz in Österreich, die Verbesserungen der Energieeffizienz, die in den letzten Jahren erzielt werden konnten und die – basierend auf den europäischen Richtlinien - erforderlichen Zielvorgaben für die Energieeffizienz für das Jahr 2030 auf. Bei Vorliegen eines Gesetzesentwurfs wird dieser ebenfalls analysiert und präsentiert.

## Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Bis vor der Covid-Pandemie wurde es als sehr unwahrscheinlich angesehen, dass Österreich den angepeilten Zielwert von 1.050 PJ für den Endenergieverbrauch im Jahr 2020 auch tatsächlich erreichen wird. Die vorläufige Energiebilanz der Statistik Austria weist nunmehr gegenüber dem Jahr 2019 einen um -7% niedrigeren Endenergieverbrauch von 1.055 PJ aus (siehe nachfolgende Abbildung). Allerdings handelt es sich im Jahr 2020 um kein Regeljahr, der Rückgang wird insbesondere auf Auswirkungen durch die Reisebeschränkungen und durch den geringeren Treibstoffverbrauch (aufgrund vermehrter Tätigkeit im Home-Office) aufgrund der Lock-Down Zeiten zurückgeführt.

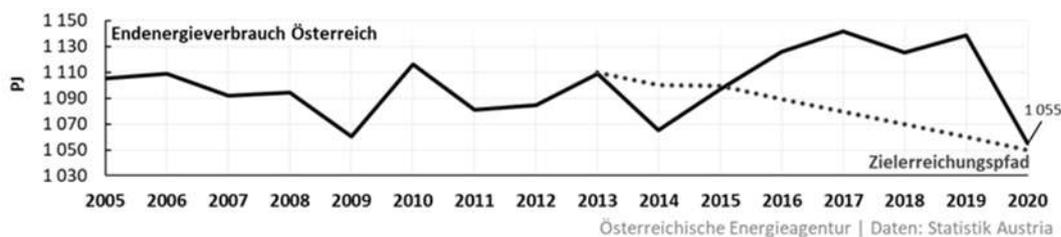


Abbildung 1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Österreich mit Zielerreichungspfad gemäß Energieeffizienzgesetz

Für die ‚Erreichung der 2030iger Ziele ist ein Endenergieverbrauch von 920 PJ – dem PRIMES Modell folgend – zu erreichen. Davon ausgehend, dass nach dem Ausnahmejahr 2020 der Endenergieverbrauch wieder an frühere Jahre anschließt, muss somit der Endenergieverbrauch in absoluten Zahlen um über 200 PJ bis 2030 reduziert werden (Vergleichsjahre: 2017 bis 2019). Die bisherigen Anstrengungen im Bereich Energieeffizienz haben zwar zu einer Stabilisierung des Endenergieverbrauchs geführt allerdings zu keiner Reduktion. Das neue Instrumentenportfolio im EEEffG Neu ist somit von zentraler Rolle, wenn die ambitionierten 2030iger Ziele auch tatsächlich erreicht werden und die Treibhausgasemissionen gesenkt werden sollen.

## Referenzen

- [1] Nationaler Energieeffizienzaktionsplan der Republik Österreich 2017 gemäß Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU, BMWFW, Wien, April 2017.
- [2] Stand der Energieeffizienz in Österreich und der in Verbindung stehenden Umsetzung des Bundes-Energieeffizienzgesetzes (EEffG) in Österreich gemäß §7 und §30 EEEffG, Bericht, BMK und Monitoringstelle Energieeffizienz – Österreichische Energieagentur, Wien, 2017, 2018, 2019 2020 und 2021 (in Bearbeitung), [www.monitoringstelle.at](http://www.monitoringstelle.at).

## 5.5.2. Bildsprache für energiearme Haushalte

Kerstin SCHILCHER<sup>1</sup>, Altan SAHIN<sup>2</sup>

### Hintergrund und zugrundeliegende Herausforderung

Lösungen und Maßnahmen zur Reduzierung des Energieverbrauchs müssen einfach, leicht umsetzbar und kostengünstig sein, um den Anforderungen energiearmer Haushalte gerecht zu werden.

In vielen Ländern gibt es bereits verschiedene Unterstützungsangebote, die von Energiearmut betroffenen Haushalten dabei helfen sollen ihren Energieverbrauch und die damit verbundenen Kosten zu senken und nachhaltiger zu gestalten. Diese Angebote reichen von Vor-Ort-Beratungen bis hin zu verschiedenen Informationsmaterialien. Allerdings sind die bestehenden Informations- und Unterstützungsformate oft nicht in geeigneter Form aufbereitet, da diese Zielgruppe(n) oft nicht die Zeit, die Ressourcen und den Bildungshintergrund haben, um sich mit ausgefeilten Tools und detaillierten Materialien auseinanderzusetzen [1]. Die Reduktion des Energieverbrauchs und hierbei unterstützende Angebote spielen jedoch gerade jetzt, unter den nun auch international und national steigenden Energiepreisen für Endverbraucher:innen, eine noch wichtigere Rolle, um zu verhindern, dass der Kostendruck auf energiearme Haushalte weiter steigt bzw. bisher unbetroffene Personen in die Energiearmut rutschen.

### Methodik

Die Mitgestaltung und Umsetzung von Maßnahmen, die energiearmen Mieter:innen im privaten Mietsektor zugutekommen, ist der Kern von ENPOR und unserer Intervention zur Verhaltensänderung [2].

Durch einen solchen Mitgestaltungsprozess (co-creation process) werden im Rahmen des Projektes neue Informations- und Beratungsmaterialien für energiearme Haushalte, in Zusammenarbeit mit DIE UMWELTBERATUNG, entwickelt. Diese sollen sich dabei aber von bisherigen Angeboten auf dieser Ebene abheben, indem sie einen klaren Fokus auf die bildliche Sprache legen und somit einen klaren Vorteil für diese schwer erreichbare Zielgruppe bieten.

Die behandelten Themen sind Strom- und Wassersparen sowie gesundes Leben durch richtiges Heizen & Kühlen. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Vermittlung von Informationen mit grafischen Elementen (Illustrationen und Piktogrammen), um durch den "Verzicht auf Worte" die Zugänglichkeit zu erhöhen und gleichzeitig die Verbreitung der Materialien zu erleichtern, da sie so auch leichter in Minderheitensprachen übersetzt werden können. Die Inhalte umfassen auch Informationen über relevante Angebote für energiearme Haushalte, wie z.B. kostengünstige Beschaffungs- und Reparaturmöglichkeiten. Die folgende Abbildung zeigt eine Gegenüberstellung bisheriger Informations- und Beratungsmaterialien von DIE UMWELTBERATUNG zum Thema Stromsparen und einen aktuellen Entwurf der neu entwickelten Materialien, mit klarem Fokus auf visueller Informationsvermittlung.

---

<sup>1</sup> Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, +43 (0)1 586 15 24-133, [kerstin.schilcher@energyagency.at](mailto:kerstin.schilcher@energyagency.at), <https://www.energyagency.at/>

<sup>2</sup> Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, +43 (0)1 586 15 24-164, [altan.sahin@energyagency.at](mailto:altan.sahin@energyagency.at), <https://www.energyagency.at/>

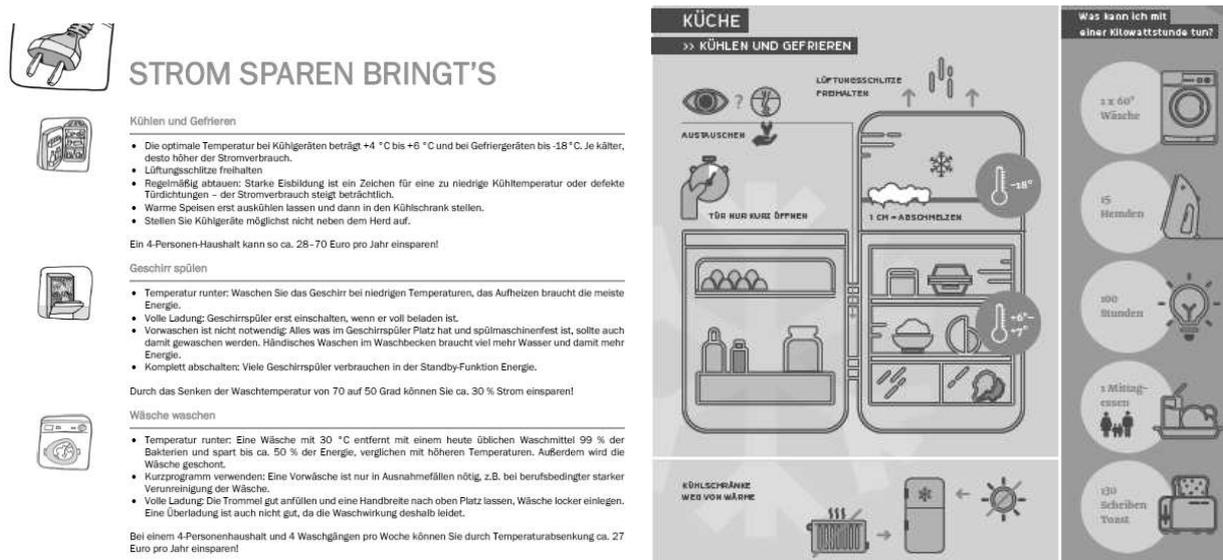


Abbildung 12: Gegenüberstellung alter Informationsmaterialien (links) und der neuen visuellen Entwürfe (rechts)

Nach Abschluss der Entwicklung, werden die Materialien in einer Pilotphase direkt im Zuge von rund 50 Beratungen der UMWELTBERATUNG für energiearme Haushalte im Jahr 2022 in Wien getestet. Dadurch soll ein Evaluierungsprozess ermöglicht werden, der sicherstellt, dass die erarbeiteten Inhalte klar und von relevanter Natur für betroffene Haushalte sind.

## Ausarbeitung von Ergebnissen und Schlussfolgerungen

Das Projekt befindet sich aktuell noch in der Entwicklungsphase der Materialien. Nach deren Fertigstellung im ersten Quartal 2022, wird die Pilotphase zur Evaluierung und direkten Einbindung von energiearmen Haushalten erfolgen. Diese Einbindung ist entscheidend, um die Entwicklung von zielgerichteten Maßnahmen sicherzustellen, die ihren Bedürfnissen und Herausforderungen entsprechen. Durch das direkte Feedback der Zielgruppe in durchgeführten Beratungsgesprächen der UMWELTBERATUNG, wird erhoben inwiefern die Umgestaltung und neue Form der Informationsangebote tatsächlich einen Mehrwert für sie darstellt und welche Aspekte für sie dabei besonders im Vordergrund stehen.

Nach der Pilotphase werden die entwickelten Materialien basierend auf den Rückmeldungen der beratenen Personen und der Erfahrungen der UMWELTBERATUNG gegebenenfalls nochmals überarbeitet. Die finalisierten Ergebnisse werden anschließend bundesweit an wichtige Multiplikator:innen aus dem Energie- und Sozialbereich verbreitet, um eine nachhaltige und breite Nutzung in der Praxis zu ermöglichen.

## Referenzen

- [1] Ashby et al. (2020), "Who are Hard-to-Reach energy users? Segments, barriers and approaches to engage them", Users TCP, Technology Collaboration Programme by IEA, [https://userstcp.org/wp-content/uploads/2020/10/Ashby-et-al-2020\\_ACEEE-summer-study.pdf](https://userstcp.org/wp-content/uploads/2020/10/Ashby-et-al-2020_ACEEE-summer-study.pdf) (Aufgerufen 30.November, 2021).
- [2] ENPOR, Actions to Mitigate Energy Poverty in the Private Rented Sector, <https://www.enpor.eu/de-AT/> (Aufgerufen 29.November, 2021).

### 5.5.3. Fehlende Relevanz blockiert Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im B2B

Anja JANOSCHKA<sup>1</sup>, Larissa DAHINDEN<sup>2</sup>, Remo KÄLIN<sup>3</sup>, Guido KNIESEL<sup>4</sup>

#### Inhalt

Die Reduktion des Energieverbrauchs durch neue Technologien im Gebäudebereich kommt bisher weniger schnell voran als angenommen. Die Verbesserung der Energieeffizienz ist jedoch für die Verwirklichung des ehrgeizigen Ziels des europäischen Grünen Deals, bis 2050 klimaneutral zu werden, von entscheidender Bedeutung [1].

Einen massgeblichen Hebel bietet eine professionelle Energieberatung, um die Gebäudetechnik und damit die Energieeffizienz zu optimieren. Damit kann ein substanzieller Beitrag zu einer nachhaltigen Entwicklung geleistet werden [2]–[4].

Elektrizitätswerke bieten mit verschiedenen massgeschneiderten Lösungen eine solche professionelle Energieberatung an. Hauptsäulen sind hierbei das Energiecontrolling, die Effizienzberatung und die Mitarbeitendensensibilisierung.

Obwohl die hohe Wirtschaftlichkeit der Beratungen anhand zahlreicher Beispiele nachgewiesen ist, hat sich jedoch gezeigt, dass der Bedarf bei B2B-Kunden fast immer erst erzeugt werden muss - selbst bei Unternehmen, die besonders durch die damit verbundenen Kostenreduktionen profitieren würden.

#### Methode

In der vorliegenden qualitativen Studie dienten fünf Leitfadeninterviews (Aufnahmedauer gesamt: 264 Minuten) mit Verantwortlichen der Energiebranche dazu, mögliche Gründe für die Reaktanz bei professionellen Beratungsansätzen zur Optimierung der Energieeffizienz herauszufinden.

#### Ergebnisse

Neue Investitionen werden höher eingeschätzt als Optimierungsmassnahmen, Reduzierung der Stromkosten sowie Nachhaltigkeitsaspekte sind zwar erkannt aber keine treibenden Handlungsfaktoren. Die erarbeiteten Handlungsempfehlungen sollen die wahrgenommene Relevanz des Beratungsangebots erhöhen. Lösungsansatz ist hier ein starker Fokus auf nutzerbezogenen Content mittels gezielt eingesetzter Kanäle der Marketingkommunikation. Erst wenn Entscheidungsbefugte innerhalb von Unternehmen die Relevanz erkennen, kann dies zu handlungsauslösenden Konversionen führen.

---

<sup>1</sup> Hochschule Luzern – Wirtschaft, Institut für Kommunikation und Marketing, CC Marketing Management, Zentralstraße 9 6002 Luzern, +41 41 228 99 48, anja.janoschka@hslu.ch, <https://www.hslu.ch/de-ch/wirtschaft/institute/ikm>

<sup>2</sup> Hochschule Luzern – Wirtschaft, Institut für Kommunikation und Marketing, CC Marketing Management, Zentralstraße 9 6002 Luzern, +41 41 228 99 48, <https://www.hslu.ch/de-ch/wirtschaft/institute/ikm>

<sup>3</sup> Hochschule Luzern – Wirtschaft, Institut für Kommunikation und Marketing, CC Marketing Management, Zentralstraße 9 6002 Luzern, +41 41 228 99 48, <https://www.hslu.ch/de-ch/wirtschaft/institute/ikm>

<sup>4</sup> Hochschule Luzern – Technik & Architektur, Institut für Elektrotechnik, iHomeLab, Technikumstrasse 21, CH-6048 Horw, +41 41 349 3327, guido.kniesel@hslu.ch, <https://www.ihomelab.ch>

---

## Referenzen

- [1] „Im Blickpunkt – Energieeffizienz von Gebäuden“, EU-Kommission - European Commission. [https://ec.europa.eu/info/news/focus-energy-efficiency-buildings-2020-feb-17\\_de](https://ec.europa.eu/info/news/focus-energy-efficiency-buildings-2020-feb-17_de) (zugegriffen Nov. 25, 2021).
- [2] B. für E. BFE, „Energiestrategie 2050“. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050.html> (zugegriffen Apr. 20, 2021).
- [3] B. für R. ARE, „Strategie Nachhaltige Entwicklung“. <https://www.are.admin.ch/are/de/home/nachhaltige-entwicklung/politik-und-strategie/strategienachhaltige-entwicklung-2016-2019.html> (zugegriffen Apr. 20, 2021).
- [4] „SR 730.0 - Energiegesetz vom 30. September 2016 (EnG)“. <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2017/762/de> (zugegriffen Apr. 20, 2021).

## 5.5.4. Energieeffizienz und Flexibilität bei der Elektrostahlproduktion

Johannes DOCK<sup>1\*</sup>, Stefan WALLNER<sup>1</sup>, Thomas KIENBERGER<sup>1</sup>

### Einleitung

Die österreichische Eisen- und Stahlindustrie verbrauchte im Jahr 2019 34.2 TWh [1] an Primärenergie und emittierte 12.1 Mt Kohlendioxid [2]. Die Stahlerzeugung erfolgt dabei zu 91 % über die Prozessroute Hochofen/LD-Konverter und zu 9 % über Schrottreycling mittels Elektrolichtbogenofen (EAF) [2]. Letztere ist aufgrund des Wegfalls der Reduktion des Eisenerzes im Hochofen weniger energie- und emissionsintensiv. Bei der EAF-Stahlproduktion wird mehr als 50 % des Energiebedarfs aus elektrischem Strom gedeckt, wodurch indirekte CO<sub>2</sub>-Emissionen anfallen. Der übrige Energiebedarf wird aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe gedeckt, bei der direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen.

Daher beruht die Dekarbonisierung dieser Prozessroute zum einen auf der Vermeidung direkter CO<sub>2</sub>-Emissionen und zum anderen auf der verstärkten Einbindung erneuerbarer Energieerzeugung ins übergeordnete Energiesystem. Ersteres kann durch Energieeffizienz sowie CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Nutzung realisiert, letzteres durch die Bereitstellung von Flexibilität für das elektrische Netz unterstützt werden. Im vorliegenden Beitrag wollen wir zeigen, welche Lösungen in diesem Zusammenhang in Abhängigkeit einer Reihe von Rahmenbedingungen technisch und wirtschaftlich sinnvoll sind.

### Methoden

Die EAF-Stahlproduktion wird vom Chargenbetrieb des Elektrolichtbogenofens und nachfolgender Prozesse dominiert. Damit gehen starke Schwankungen des zeitlichen Elektrizitäts- und Gasbedarfs einher. Größter Erdgasverbraucher und direkter CO<sub>2</sub>-Emittent sind die sogenannten Pfannenfeuer, welche zum Vorheizen der Stahlwerkspfannen dienen (Abbildung 1).

Im ersten Teil der Studie wird am Beispiel der Pfannenfeuer die Integration von Effizienzmaßnahmen wie Oxyfuel-Verbrennung, CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Nutzung (CCU) sowie Abwärmerückgewinnung untersucht und deren Auswirkungen auf den Endenergieverbrauch und die direkten Kohlendioxidemissionen des gesamten Stahlwerks dargestellt. Dazu werden Oxyfuel-Pfannenfeuer, CCU-Equipment sowie ein Wärme- und CO<sub>2</sub>-Pufferspeicher in ein im Vorfeld entwickeltes Energiesystemmodell eines Elektrostahlwerks [3] implementiert, um das technische Potential der Maßnahmen zu ermitteln. Die darauf aufbauende Kostenanalyse bewertet die Wirtschaftlichkeit der Investitionen unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen.

Sowohl die metallurgischen Prozesse als auch die Oxyfuel-Brenner weisen einen beträchtlichen Sauerstoffbedarf auf. Im zweiten Teil entwickeln wir daher Szenarien für die flexible, werksinterne Produktion von Sauerstoff und Wasserstoff sowie dessen Nutzungsmöglichkeiten. Die Flexibilitätsszenarien umfassen die Sauerstofferzeugung mittels Adsorptionsverfahren sowie die gleichzeitige Produktion von Wasserstoff und Sauerstoff mittels Elektrolyse. Zur Bestimmung der optimalen Kapazität von Produktionsanlagen und Speichern wird ein energieträgerübergreifendes Optimierungsmodell aufgebaut. Diesem Modell werden die mithilfe des zuvor erwähnten Energiesystemmodells berechneten Lastprofile des Stahlwerks für elektrische Energie, Erdgas und Sauerstoff, die Investitionskosten der Komponenten sowie zeitlich aufgelöste Strom- und Gaspreise übergeben. Auf Grundlage der Ergebnisse der Optimierungsrechnung sollen die entwickelten Szenarien hinsichtlich ihres Potentials für Demand-Side-Management und ihrer Wirtschaftlichkeit bewertet werden.

---

<sup>1</sup> Montanuniversität Leoben, Parkstraße 31, 8700 Leoben, +43 3842 4025404, johannes.dock@unileoben.ac.at, evt.unileoben.ac.at

### Energiebedarf und Kohlendioxidemissionen

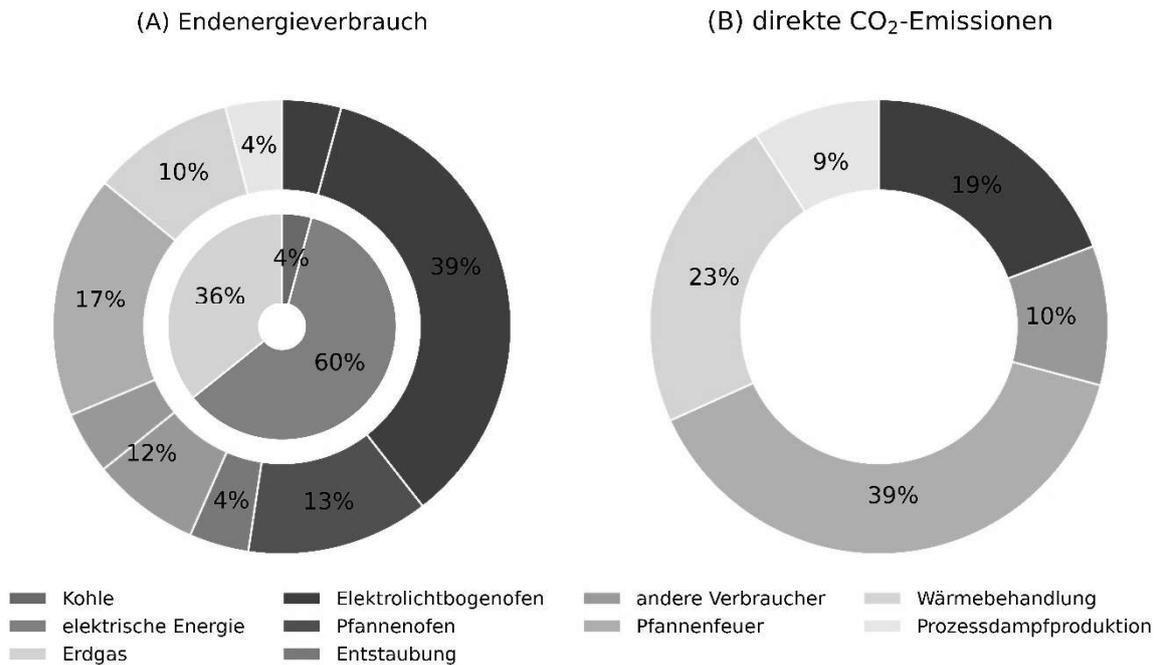


Abbildung 1: Energieverbrauch und direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen eines Elektrostahlwerks.

## Ergebnisse

Im Zuge der hier beschriebenen Studie wird die Integration ausgewählter Technologien in das Energiesystem eines bestehenden Stahlwerks untersucht. Sowohl die Erhöhung der Energieeffizienz als auch die Bereitstellung von Lastflexibilität kann zur Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen. Die Arbeit analysiert die CO<sub>2</sub>-Einsparungspotentiale und die optimale Einbindung der oben erwähnten Effizienz- und Flexibilitätstechnologien in den Produktionsprozess. Ergänzend erfolgt eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit der untersuchten Maßnahmen.

## Referenzen

- [1] Statistics Austria, „Energy balances Austria 1970-2019“, Vienna. [Online]. Verfügbar unter: [https://pic.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_umwelt\\_innovation\\_mobilitaet/energie\\_und\\_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html](https://pic.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html). Zugriff am: 24. November 2021.
- [2] Umweltbundesamt, „Austria's national inventory report 2021: Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and under the Kyoto Protocol“, Vienna, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.at/studien-reports>. Zugriff am: 22. November 2021.
- [3] J. Dock, D. Janz, J. Weiss, A. Marschnig und T. Kienberger, „Time- and component-resolved energy system model of an electric steel mill“, Cleaner Engineering and Technology, Jg. 163, S. 100223, 2021, doi: 10.1016/j.clet.2021.100223.

### 5.5.5. SYMPHONIE, Eine Kosteneffiziente und umweltfreundliche Möglichkeit, Energie zu Gewinnen.

Inge MÜHLBACHER<sup>1</sup>, Krzysztof KRAWCZYK<sup>2</sup>, Markus SELING<sup>2</sup>, Oliver WERZER<sup>2</sup>, Sandra SCHLÖGL<sup>1</sup>, Jonas GROTEN<sup>2</sup>

#### **SYMPHONY - Smart Hybrid Multimodal Printed Harvesting of Energy**

Im EU geförderten SYMPHONY Projekt entwickelt ein internationales Konsortium bestehend aus über 13 Partnern mit 80 Mitarbeiter\*innen, energieautarke Sensorsysteme und die dazu nötige Energieversorgungsplattform. Durch diese neuartige Entwicklung soll die Stromversorgung von drahtlosen Sensoren/Sensorknoten zur Überwachung entfernter oder schwer zugänglicher Standorte gewährleistet werden. Diese „Nanogeneratoren“ auf Folie können in Form von gedruckter Technologie, kostengünstig in dehnbare und flexible Bauteile integriert werden, was ein enormes Potenzial für den Einsatz in einer Vielzahl von IT gestützten Anwendungen darstellt. Die Energieversorgung dieser Systeme ist recycelbar und ungiftig. Zum Einsatz kommen das ferroelektrische Polymer P(VDF-TrFE), druckbare Gleichrichter auf Siliziumbasis, Redox-Polymer-Batterien und zellulosebasierte Superkondensatoren (supercaps).

Ein großes Ziel des SYMPHONY Projekts ist es, einen Beitrag zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch erneuerbare Energieerzeugung zu leisten.

An drei Anwendungsbereichen wird im SYMPHONY Projekt geforscht:

#### **Windturbinen / Windpark:**

Die Windkraft hat sich dabei europaweit zu der tragenden Säule dieses der CO<sub>2</sub> effizienten Stromproduktion entwickelt. Die entscheidenden Faktoren in den Investitionskalkulationen der Windkraftanlagenbetreiber sind die Lebensdauer der Anlagen sowie die Anzahl der Betriebsstunden (Uptime). Es besteht daher der Wunsch durch kontinuierliches Condition Monitoring und Predictive Maintenance der Windkraftanlage sowohl die Uptime solcher Anlagen zu erhöhen (da lange Lieferzeiten für Ersatzteile üblicherweise zu Stillständen über mehrere Monate führen), als auch die Lebensdauer der Anlagen zu verlängern (durch dauerhafte Überwachung des Zustandes kann der Aufsichtsbehörde dargelegt werden, dass die Bauteile keine großen mechanischen Belastungen erfahren haben und ein sicherer Betrieb weiterhin möglich ist).

Hierfür muss eine große Anzahl von Sensoren auf die Rotorblätter einer Windturbine aufgebracht werden um in regelmäßigen Abständen charakteristische Vibrationsmuster zu detektieren.

Im EU-Projekt SYMPHONY werden energieautarke Sensoren auf der Windturbine aufgebracht um die Vibration und Vereisung zu detektieren, die Wartung zu vereinfachen und somit die Lebensdauer und Laufzeit von Windkraftanlagen verlängern.

#### **Intelligente Fußböden:**

Die Nanogeneratoren werden in den Fußboden implementiert und können dort Sensoren mit Energie versorgen, die das Nutzungsverhalten der Räume registrieren und so das Raumambiente effizient steuerbar machen. Durch Anwesenheits- und Bewegungsverfolgung dieser intelligenten Böden, kann der Energieverbrauch, wie Heizung, Lüftung und Kühlung, an den Grad der Nutzung der Räume angepasst werden.

---

<sup>1</sup>Polymer Competence Center Leoben, Roseggerstraße 12, 8700 Leoben, Austria, Tel.: 0676/4264889, [inge.muehlbacher@pccl.at](mailto:inge.muehlbacher@pccl.at), [www.pccl.at](http://www.pccl.at)

<sup>2</sup>Joanneum Research Forschungsgesellschaft mbH, MATERIALS-Institute for Surface Technologies and Photonics, Franz-Pichler Straße 30, 8160 Weiz, Austria, [jonas.groten@joanneum.at](mailto:jonas.groten@joanneum.at)

**Mobilität:**

Nanogeneratoren werden in Reifen von E-Bikes zur drahtlosen Energieversorgung von Reifendrucksensoren implementiert. Die Reifendruckkontrolle dient zur Steigerung des Fahrkomforts, ist aber auch ein wichtiges Kriterium der Fahrsicherheit und Unfallvermeidung und Reduktion des Energieverbrauchs von e-Bikes.

Europaweit bieten die Effizienzsteigerungen welche durch die Technologieentwicklungen in SYMPHONY möglich werden das Potential ca. 5-7 Mio. t CO<sub>2</sub>/Jahr einzusparen. Zusätzlich haben wir uns zum Ziel gesetzt im SYMPHONY Projekt kostengünstige und skalierbare Verfahren einzusetzen, um diese Materialien auf flexible Folien zu drucken und mit energieeffizienter Elektronik und Sensorik zu kombinieren. Mit der skalierbaren und kostengünstigen Verarbeitung in Kombination mit optimierten integrierten Schaltkreisen für die Energiegewinnung strebt das SYMPHONY-Projekt das Ziel spezifischer Kosten unter 1€/mW Energiegewinnung-Leistung an.

The project SYMPHONY receives funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation program under Grant Agreement No. 862095.



## 5.6. DEKARBONISIERUNG UND KLIMANEUTRALITÄT

### 5.6.1. Erste Ergebnisse einer Impact Analyse der Vorzeigeregion „Green Energy Lab“

Christian KURZ<sup>1</sup>, Susanne SUPPER<sup>1</sup>

#### Zusammenfassung

Wir präsentieren die ersten Ergebnisse einer Impact Analyse für die Vorzeigeregion „Green Energy Lab“ (GEL). Diese wurde mit dem Ziel durchgeführt, die kollektiven Auswirkungen aller Sub-Projekte von GEL auf definierte Klimaparameter so gut wie möglich zu quantifizieren. Ziele, Methode und erste Ergebnisse werden berichtet.

Um die kollektive Wirkung der im Green Energy Lab entwickelten Lösungen greifbar zu machen und zu quantifizieren, wurden fünf Wirkparameter definiert:

1. Reduktion des Energieverbrauchs
2. Steigerung des Anteils von Erneuerbaren am Energieverbrauch
3. Steigerung des Anteils von Erneuerbaren am Energieverbrauch durch Flexibilisierungsmaßnahmen
4. Reduktion von CO<sub>2</sub> Emissionen
5. Steigerung der Jahresstunden, an welchen die Stromversorgung zu 100% durch Erneuerbare gedeckt werden kann

Diese fünf Wirkparameter wurden über das geografische Gebiet von GEL (Wien, Niederösterreich, Burgenland, Steiermark) für die Jahre 2020, 2025 (Ende der Förderperiode für GEL) und 2030 (angestrebte Stromautarkie Österreichs) errechnet.

Wir berichten über erste Ergebnisse und weisen auf Limitationen und mögliche Verbesserungen für weitere Berechnungszyklen hin. Ein notwendiger Schritt zur Steigerung der Aussagekraft ist ein wesentlich breiterer Ansatz, der auch die Muserlösungen aus allen drei Vorzeigeregionen Energie umfasst.

#### Methode

Wie bereits berichtet (siehe [1]), hat sich das strategische Management von Sub-Projekten in GEL von der Projektebene auf die Ebene der Musterlösungen verschoben. Dabei verstehen wir unter einer Musterlösung eine eigenständige, einzigartige und wirtschaftlich sinnvolle Innovation. Da Musterlösungen – und nicht Projekte – letztendlich die kleinste Einheit sind, welche neue Produkte und Services verkörpern, muss die Modellierung der klimatischen Auswirkungen auch auf dieser Ebene ansetzen.

Im Mai und Juni 2021 fand ein Monitoringzyklus statt und es wurden Musterlösungen identifiziert, deren Zielsetzung und Reifegrad die Berechnung eines quantifizierbaren Beitrags zur Impact Analyse erlauben. Dazu wurden im Rahmen mehrerer Workshops Gespräche mit allen Projektleitern geführt. Für den ersten Durchlauf der Wirkanalyse wurden fünf Musterlösungen aus vier Sub-Projekten identifiziert. Drei der vier Projekte gehören dem thematischen Cluster „Energiegemeinschaften“ an, das vierte Projekt forscht zum Thema Poolingstrategien von Wärmequellen in einem Fernwärmenetz.

Zunächst wurden für alle gültige Annahmen getroffen, um die Einzelergebnisse besser vergleichen zu können. Diese Annahmen betrafen z.B. eine harmonisierte Grundlage der Nachfrageentwicklung von Strom und die CO<sub>2</sub>-Äquivalente pro kWh an Ausgleichsenergie in den jeweiligen Modelljahren. In enger Zusammenarbeit mit den jeweiligen Projektleitern wurde eine Berechnungsmethode entwickelt, welche eine möglichst harmonisierte und vergleichbare Berechnung der Wirkparameter je Musterlösung

---

<sup>1</sup> Green Energy Lab, SPACES Icon – Gertrude-Fröhlich-Sandner Straße 2, 1100 Wien, [christian.kurz@greenenergylab.at](mailto:christian.kurz@greenenergylab.at), [www.greenenergylab.at](http://www.greenenergylab.at)

erlaubt. Diese Berechnung erfolgte zunächst innerhalb der Systemgrenzen jeder Musterlösung und wurde dann in einem nächsten Schritt auf die geografische Region von GEL hochskaliert.

## Ergebnisse

Während die Auswirkungen der einzelnen Musterlösungen innerhalb ihrer Systemgrenzen relativ einfach zu erheben waren, stellte die Skalierung auf die gesamte Vorzeigeregion eine große Herausforderung dar. Zum jetzigen Zeitpunkt ist es unmöglich, eine valide und relevante Aussage zu einer kollektiven Wirkung zu machen, ohne auch die künftige Entwicklung und Aufteilung von Ressourcen zu modellieren. Darunter fallen z.B. der Ausbau und die Verteilung von Primärenergien wie Wind und Sonne. Aber auch die Arbitrage von vorhandenen Netz- und Erzeugungskapazitäten unter den einzelnen Musterlösungen. Die methodisch richtige Einbeziehung dieser Rahmenbedingungen ist erst in einem breiter aufgesetzten Berechnungsverfahren und unter Einbeziehung aller drei Vorzeigeregionen möglich und sinnvoll. Diese Einschränkung betrifft vor allem Wirkparameter 5 (Steigerung der Jahresstunden an welchen die Stromversorgung zu 100% aus Erneuerbaren gedeckt werden kann). Zu dieser Berechnung sind zeitaufgelöste Erzeugungs- und Verbrauchsdaten notwendig, die auch den Energieaustausch über die Grenzen Österreichs hinweg berücksichtigen. Deswegen wurde dieser Parameter nur einzeln für jede Musterlösung für sich berechnet.

Zusammenfassend kann jedoch gesagt werden, dass eine Förderung der raschen Implementierung und Maßnahmen zur Steigerung der sozialen Akzeptanz unumgänglich sind. Dies trifft insbesondere auf alle Musterlösungen zu, die auf eine Teilnahme der breiten Öffentlichkeit bzw. individuelle Verhaltensänderungen angewiesen sind, wie z.B. Energiegemeinschaften und Demand Side Management. Weiters ist zu berücksichtigen, dass ein positiver Beitrag zu den Wirkparametern schwieriger wird, je „grüner“ die Ausgleichsenergie im europäischen Kontext insgesamt wird. Den größten Effekt zeigen deshalb zentrale Großprojekte, welche bereits bestehende Systeme flexibler und effizienter machen und möglichst geringen Vorlauf für die Marktdurchdringung aufweisen.

## Nächste Schritte

Aus den oben erwähnten Gründen muss eine gut fundierte Impact Analyse die Musterlösungen aller drei Vorzeigeregionen umfassen. Ohne diesen Schritt wird eine geografische Skalierung keine relevanten und belastbaren Ergebnisse liefern, die zur Entwicklung von geeigneten Rahmenbedingungen und Szenarien beitragen können. Die Autoren sind derzeit im Gespräch mit der Begleitforschung des Programms Vorzeigeregion Energie sowie dem Klima- und Energiefonds, um einen gangbaren Weg zu einer gemeinsamen Wirkanalyse zu entwickeln.

## Referenzen

- [1] C. Kurz et al., Großflächige Skalierungsansätze von Musterlösungen in der Vorzeigeregion Green Energy Lab, e-nova 2020.

## 5.6.2. Dekarbonisierungsansätze In Der Stahlverarbeitenden Industrie – Eine Numerische Studie

Tobias GOSCHIN<sup>1\*</sup>, Mathias VOGEL<sup>1\*</sup>, Robert FLASSIG<sup>1</sup>

### Inhalt

Der Industriesektor in Deutschland hat, neben dem Verkehrssektor, mit einem Anteil von 28,3 % den größten Endenergieverbrauch, das entspricht jährlich 657 TWh (Stand 2020) [1]. Um diesen hohen Energieverbrauch und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen in Einklang mit den Klimazielen Deutschlands zu bringen, ist die Identifizierung von Einsparpotenzialen notwendig. Ein emissionsintensiver Vertreter des Industriesektors ist die Stahlindustrie, auf welche sich in dieser Ausarbeitung bezogen wird. Ein großes CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial bietet die bereits bekannte Kreislaufwirtschaft und das damit verbundene Recycling von Stahl, man spricht in diesem Fall von Sekundärstahl. Das Energieaufkommen in der Sekundärstahlroute ist zwar deutlich geringer als in der Primärstahlroute, dennoch ist es nicht vernachlässigbar (2 GJ bzw. 14 GJ je t Rohstahl [2]). Zurückliegende Untersuchungen zeigen die Verwendung grünen Stroms als wesentliche Defossilierungsmöglichkeit des Sekundärstahls auf [2] [3]. An diesem Punkt setzt diese Analyse an und betrachtet explorativ verschiedene Szenarien der industriellen Abwärmenutzung im Sinne der Sektorenkopplung. Basierend auf diesen Erkenntnissen können die kommunalen Energiebereitstellungskonzepte optimiert und CO<sub>2</sub>-ärmer gestaltet werden. Die einzelnen Szenarien werden als Energiesysteme in einem Modell zeitdiskret (stundenweise) dargestellt und dynamisch anhand techno-ökonomischer Parameter numerisch optimiert. Die Kombination aus zeitdiskreter und dynamischer Optimierung erlaubt es, die einzelnen Komponenten des Energiesystems, wie bspw. erneuerbare Energiequellen oder Energiespeicher, optimal und unter Berücksichtigung temporärer Spitzenlasten auszulegen. Die Aussagen ermöglichen dem Unternehmen die bedarfsorientierte Auswahl und Implementierung ausgewählter Technologien.

### Methodik

Die vorliegende Analyse basiert auf einem energieintensiven Industrieunternehmen zur Sekundärstahlherstellung. Dessen Energiesystem wird abstrahiert und in einem Modell innerhalb des Open Source Frameworks FINE [4] dargestellt, es dient in dieser Konfiguration als Referenzszenario (Abbildung 1, (A), V1). Bestandteile des Modells sind u.a. Energiequellen, Technologien zur Energieumwandlung, Energiesenken sowie –speicher. Die jeweils hinterlegten techno-ökonomischen Parameter, wie bspw. Investitions- und Betriebskosten, Wirkungsgrade, Installationsleistungsgrenzen als auch repräsentative, exogene Leistungs- und Lastgänge, ermöglichen eine Optimierung des Gesamtsystems hinsichtlich minimaler Kosten. Ergänzend zum Referenzszenario fließt in die Szenarioanalyse u.a. die Abwärmeverwertung eines Stoßofens zur Deckung eines Wärmelastgangs einer Kommune ein. Technologien wie Photovoltaik, thermische Speicher und Abwärmeverstromung mittels ORC-Anlagen (engl. Organic Rankine Cycle) erweitern den Betrachtungshorizont. Die Auswertung der Ergebnisse erfolgt in zwei Kategorien, je nachdem, ob der Heizlastgang berücksichtigt oder vernachlässigt wird. Basierend darauf sind in Abbildung 1 die Energieflussschemata der einzelnen Szenarien dargestellt.

---

<sup>1</sup> Technische Hochschule Brandenburg, Magdeburger Str. 50, 14770 Brandenburg an der Havel, robert.flassig@th-brandenburg.de, +49 3381 355-377, <https://www.th-brandenburg.de/startseite/>

\* Nachwuchsautoren

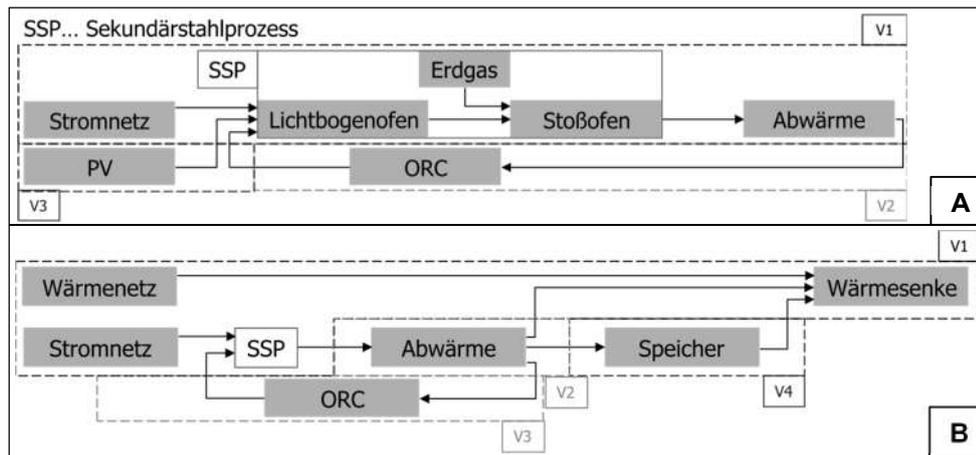


Abbildung 1: Energieflussschemata der betrachteten Sekundärstahlherstellungsprozesse mit den einzelnen Energieversorgungstechnologien. Oben (A): Auswertung ohne Heizlastgang (Wärmesenke). Unten (B): Auswertung mit Heizlastgang (Wärmesenke).

## Ergebnisse

Die Auswertung der Szenarioanalyse erfolgt auf Basis der berechneten jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie der jährlichen Gesamtkosten des Energiesystems (TAC, engl. Total Annual Costs). Die nachfolgende Abbildung 2 verdeutlicht, dass für den Fall ohne Heizlastgang eine Kombination der Varianten V1 bis V3 und für den Fall mit Heizlastgang ein Energiesystem bestehend aus den Varianten V1 bis V4 optimal ist. Beruhend auf diesen Fällen ergibt sich das höchste CO<sub>2</sub>-basierte und monetäre Einsparpotenzial, da entweder ein Teil des jährlichen Strombedarfs des Unternehmens oder ein großer Teil des angenommenen jährlichen Wärmebedarfs einer Kommune durch die industrielle Abwärme gedeckt werden kann.

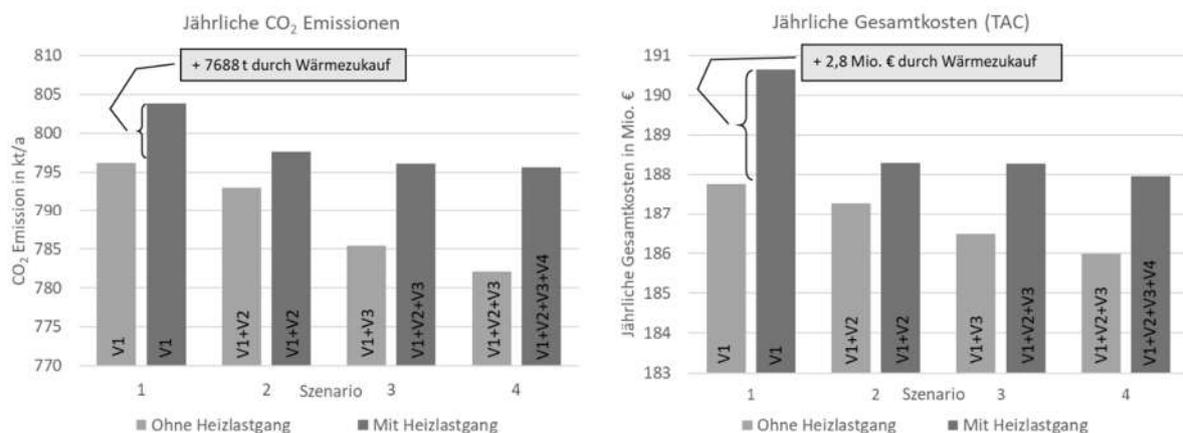


Abbildung 2: Szenarienbasierte Entwicklung der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen (links) und der jährlichen Gesamtkosten (rechts) der ausgewählten Sekundärstahlfallstudie in Abhängigkeit der kommunalen Wärmeversorgung (Heizlastgang) und gewählten Energieversorgungstechnologien.

## Referenzen

- [1] AG Energiebilanzen e.V., *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2020*. Berlin, 2021.
- [2] Agora Energiewende und Wuppertal Institut, *Klimaneutrale Industrie, Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement*. Berlin, 2019.
- [3] Zhiyuan, F., Friedmann, S. J., „Low-carbon production of iron and steel: Technology options, economic assessment, and policy“, *Joule*, Volume 5, Issue 4, 829 – 862, 2021.
- [4] Welder, L. et al., „Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany“, *Energy*, Volume 158, 1130-1149, 2018.

### 5.6.3. Der Wert von Recycling für Treibhausgasarme Energiesysteme

Felix KULLMANN<sup>1,\*</sup>, Peter MARKEWITZ<sup>1</sup>, Leander KOTZUR<sup>1</sup>, Detlef STOLTEN<sup>1,2</sup>

#### Motivation

Energiesystemmodelle werden verwendet, um zukünftige Strukturen der Energieversorgung und -nachfrage zu analysieren und die Auswirkungen politischer Maßnahmen auf ein Energiesystem zu bewerten [1]. Obwohl sich die nationalen Energiesysteme drastisch verändern müssen, um in Zukunft eine emissionsfreie Energieversorgung zu gewährleisten, ist die konkrete Ausgestaltung eines zukünftigen Energiesystems noch nicht klar [2]. Es gibt eine Reihe von Studien, die mit Hilfe von Energiesystemmodellen nationale CO<sub>2</sub>-Minderungsszenarien für Deutschland erstellen, die mögliche Transformationspfade hin zu einem Energiesystem im Jahr 2050 aufzeigen. In den meisten Szenarien wird die Kreislaufwirtschaft im Sinne der Ressourceneffizienz oder der stofflichen Verwertung von CO<sub>2</sub>-Strömen nicht oder nur unzureichend berücksichtigt. Inwieweit solche Maßnahmen Teil effizienter Treibhausgasminderungsstrategien sind und welche Auswirkungen ihr Fehlen auf das gesamte deutsche Energiesystem hat, wurde bisher nicht untersucht [3]. Vor diesem Hintergrund wurde ein bestehendes Energiesystemmodell weiterentwickelt, indem die entsprechenden industriellen Prozesse modelliert und parametrisiert wurden. Mit dem Modellansatz ist es möglich, Recyclingmaßnahmen im Kontext nationaler Treibhausgasminderungsstrategien für das deutsche Energiesystem zu analysieren. Zudem ist es möglich, die Auswirkungen von Recyclingmaßnahmen auf das gesamte Energiesystem hinsichtlich Kosten, Emissionen und Energieverbrauch zu quantifizieren und zu bewerten.

#### Methodik

Das nationale integrierte Energiesystemmodell für Deutschland NESTOR [4] wird durch die Einbeziehung von Recyclingprozessen verfeinert. Die Recyclingraten für bestimmte Materialien werden in NESTOR nicht exogen vorgegeben, sondern sind selbst Teil der Modelllösung und unterliegen damit der Kostenoptimalität. Die Kosten sowie der Material- und Energiebedarf werden für die gesamte Recyclingkette und für das Recycling eines Materials angesetzt. Somit konkurrieren im kostenoptimalen System die Prozesse zur Primärproduktion eines Materials mit den Prozessen zur Wiederverwendung von Schrott (Abbildung 1).

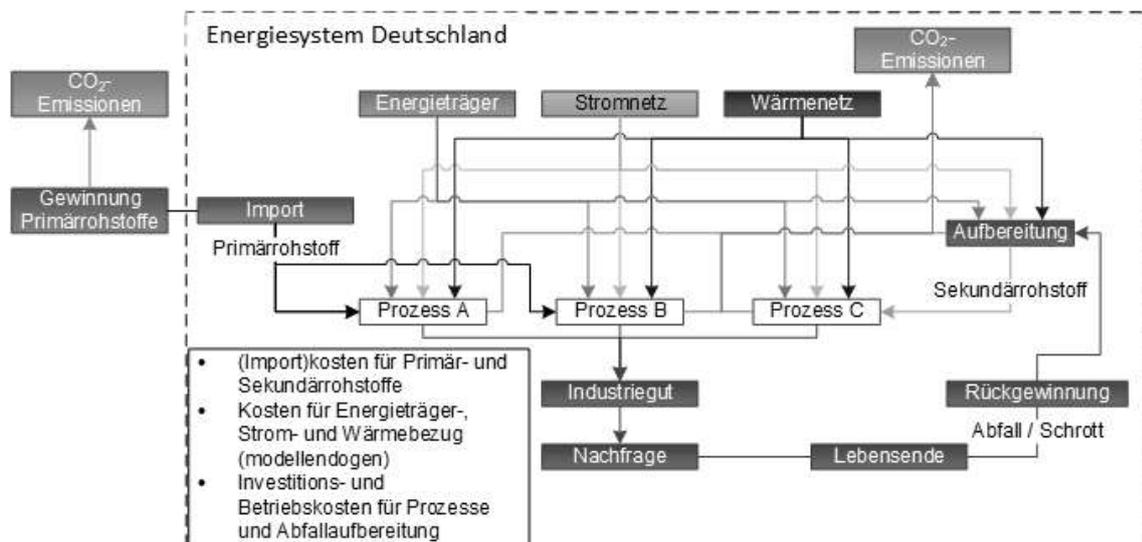


Abbildung 1 Herstellung von Industriegütern über Primär- und Sekundärrouten in NESTOR

In einem Referenzszenario REF95 werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2050 im Vergleich zu 1990 um 95 % reduziert und heutige Recyclingraten bis 2050 fortgeschrieben. Das Szenario w/oRec stellt einen Extremfall dar, bei dem die THG-Minderung bis zum Jahr 2050 ohne Recycling erfolgen muss. Für das

Szenario *RecX* wird dem Modell die Möglichkeit gegeben, die theoretischen maximalen Recyclingraten voll auszuschöpfen.

## Ergebnisse

Die Szenarien *w/oRec* und *RecX* veranschaulichen die Auswirkungen von Recycling als Energieeffizienzmaßnahme. In Abbildung 2 ist der industrielle Endenergiebedarf dargestellt. Ohne Recycling steigt der Endenergieverbrauch der Industrie um etwa 300 TWh. Andererseits führt eine Erhöhung der Recyclingquoten zu einer Verringerung des Endenergiebedarfs um etwa 200 TWh.

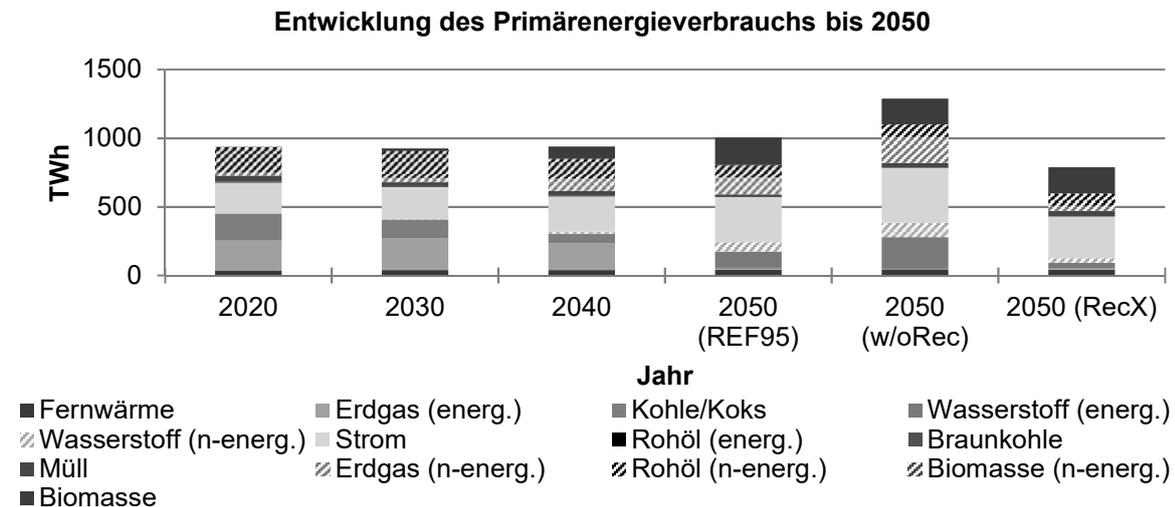


Abbildung 2 Entwicklung des industriellen Endenergiebedarfs im Referenzszenario und Vergleich mit den Recycling-Szenarien im Jahr 2050

Die größte Veränderung ist bei der Nachfrage nach Wasserstoff zu beobachten. Im Szenario *w/oRec* benötigt der Industriesektor im Jahr 2050 mehr als 340 TWh Wasserstoff, um den höheren Anteil der Primärrohstoffherzeugung zu kompensieren. Im Vergleich zum Referenzszenario werden zusätzlich 65 TWh Erdgas für die nicht-energetische Nachfrage benötigt. Recycling ist für das Energiesystem als Maßnahme zur Minderung der Transformationskosten von großer Bedeutung und sollte als Element einer Treibhausgasreduzierungsstrategie stärker berücksichtigt werden. Die Ergebnisse verdeutlichen darüber hinaus, dass der gewählte Modellansatz und die Modellphilosophie geeignet sind, um Aussagen über Recycling im Rahmen von Treibhausgasreduzierungsstrategien zu treffen.

## Referenzen

- [1] Hoffman KC, Wood DO. Energy System Modeling and Forecasting. *Annu. Rev. Energy.* 1976;1(1):423–53.
- [2] Rogelj J, Luderer G, Pietzcker RC, Kriegler E, Schaeffer M, Krey V et al. Energy system transformations for limiting end-of-century warming to below 1.5 °C. *Nature Climate Change* 2015;5:519 EP -.
- [3] Kullmann F, Markewitz P, Stolten D, Robinius M. Combining the worlds of energy systems and material flow analysis: a review. *Energ Sustain Soc* 2021;11(1).
- [4] Lopion, Markewitz, Stolten, Robinius. Cost Uncertainties in Energy System Optimization Models: A Quadratic Programming Approach for Avoiding Penny Switching Effects. *Energies* 2019;12(20):4006.

## 5.6.4. C2PAT – Carbon To Product Austria

Christoph MARKOWITSCH<sup>1</sup>, Markus LEHNER<sup>2</sup>, Joseph KITZWEGER<sup>3</sup>,  
Wolfgang HAIDER<sup>4</sup>, Sorin IVANOVICI<sup>5</sup>, Michael UNFRIED<sup>6</sup>, Markus  
MALY<sup>7</sup>

### Motivation

Die Auswirkungen der Erderwärmung sind unumstritten und zeigen sich aktuell in der Zunahme von Katastrophenereignissen, auch in Österreich und Deutschland. Durch die steigende Zementproduktion im derzeitigen Bauboom trägt dieser Industriesektor einen beträchtlichen Teil an den Kohlenstoffdioxidemissionen in die Atmosphäre bei. Um die nationalen und internationalen Klimaziele bis 2030 und 2040 erreichen zu können, wird mit dem Projekt „Carbon to Product Austria (C2PAT)“ ein erster Meilenstein in Richtung Klimaneutralität in der Zementbranche gelegt. Durch den Einsatz von „Carbon Capture and Utilisation (CCU)“ sollen emittierte Kohlenstoffdioxidemissionen verringert und dem Klimawandel entgegengesteuert werden. Im C2PAT Projekt vereinen sich national und international bekannte Großunternehmen unterschiedlichster Sektoren wie Lafarge Zementwerke GmbH, Verbund AG, OMV AG und Borealis AG, um eine Power-to-Liquid (PtL)-Anlage in Österreich umzusetzen.

Die Verwendung von CO<sub>2</sub> aus Zementwerksabgasen ist aufgrund der hohen Konzentration von etwa 14 vol.-% für CCU sehr gut geeignet. Die Hauptkomponente beim Zementherstellungsprozess ist Kalkstein, der im Drehrohfen bei nahezu 1.450°C zu Klinker gebrannt wird. Etwa ein Drittel der Kohlenstoffdioxidemissionen stammt von der Verfeuerung von Ersatzbrennstoffen (Kunststofflocken, Reifenflusen, ...) für den Wärmeeintrag in das System, der Rest ergibt sich aus dem prozessbedingten CO<sub>2</sub>, das während dem Brennvorgang des Kalksteinmix im Drehrohfen entsteht.

### Projektumsetzung

Grundsätzlich soll im C2PAT – Projekt eine „Carbon Capture and Utilisation“-Pilotanlage im Zementwerk Mannersdorf am Leithagebirge (Niederösterreich) umgesetzt werden. Dabei soll Kohlenstoffdioxid aus dem Zementwerksabgas abgeschieden und als „Rohstoff“ für die Produktion von erneuerbaren Kunststoffen eingesetzt werden.

Kohlenstoffdioxid wird aus dem Zementwerksabgas in einer Amin-basierten Wäsche abgeschieden und aufkonzentriert. Grüner Wasserstoff wird mit einer Elektrolyse lokal am Standort Mannersdorf hergestellt, die mit Strom aus einem neu errichteten PV-Park und erneuerbarem Strom aus dem Netz betrieben wird. In einem „Reverse Water Gas Shift“ – Reaktor und einem nachgeschaltetem Fischer-Tropsch Reaktor reagieren Kohlenstoffdioxid mit grünem Wasserstoff zu dem Produkt „Syn crude“. Dieses Syn crude besteht aus einem weiten Spektrum an hauptsächlich paraffinreichen Kohlenwasserstoffen und wird in die Fraktionen Naphtha, Mitteldestillat und Wachs aufgetrennt. Die weitere Verarbeitung erfolgt in den Raffinerien Schwechat (AT) und Burghausen (DE), in denen die

---

<sup>1</sup> Montanuniversität Leoben, A-8700 Leoben, Franz-Joseph-Straße 18, +43(0)676/4773442, christoph.markowitsch@unileoben.ac.at, <https://vtiu.unileoben.ac.at>

<sup>2</sup> Montanuniversität Leoben, A-8700 Leoben, Franz-Joseph-Straße 18, +43(0)3842/402-5000, markus.lehner@unileoben.ac.at, <https://vtiu.unileoben.ac.at>

<sup>3</sup> Lafarge Perlmooser GmbH, A-1020 Wien, Trabrennstraße 2A, +43(0)664/801301216, joseph.kitzweger@lafargeholcim.com

<sup>4</sup> Borealis Polyolefine GmbH, A-2320 Schwechat, Danubiastraße 23-25, +43(0)664/2049110, wolfgang.haider@borealisgroup.com

<sup>5</sup> OMV Downstream GmbH, A-1020 Wien, Trabrennstraße 6-8, +43(0)664/8567788, sorin.ivanovici@omv.com

<sup>6</sup> VERBUND Energy4Business GmbH, A-1010 Wien, Am Hof 6A, +43(0)664/8287784, michael.unfried@verbund.com

<sup>7</sup> OMV Downstream GmbH, A-1020 Wien, Trabrennstraße 6-8, +43(0)1/40440-22545, markus.maly@omv.com

Fractionen in Steamcrackern zu Ethylen und Propylen verarbeitet, und in einem Polymerisierungsschritt die Endprodukte Polyethylen und Polypropylen hergestellt werden. Dieses Kreislaufsystem, vom verfeuerten Ersatzbrennstoff über eine Carbon Capture and Utilisation Anlage, bis hin zur Erzeugung erneuerbarer Kunststoffe ist einzigartig und wurde bis dato noch nicht umgesetzt.

Im Zementwerk in Mannersdorf am Leithagebirge soll die Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus dem Zementwerkabgas mit anschließender PtL-Pilotanlage mit einer Jahreskapazität von 10.000 Tonnen CO<sub>2</sub> errichtet werden. Während des Betriebs der Pilotanlage sollen kritische Bereiche der Prozessroute, Langzeitverhalten und die Stabilität bzw. Dynamik der Prozesse untersucht und weiterentwickelt werden. Die Pilotanlage ist ein Vorprojekt, in dem die gewonnenen Untersuchungsergebnisse für die Verbesserung des eingesetzten Equipments, der optimierten Verbindung mit dem Zementwerk, dem Einsatz der Elektrolyse sowie der chemischen Reaktionsvorgänge zu Plastik zu genutzt werden sollen. Dieses Projekt ist Voraussetzung für die Umsetzung des PtL-Prozesses in den industriellen Großmaßstab im Zementwerk Mannersdorf, bei dem die jährlich emittierte CO<sub>2</sub>-Menge von 700.000 Tonnen in erneuerbare Produkte umgewandelt werden soll.

## Ergebnisse

In diesem Vortrag werden verschiedenste Schaltungsvarianten der Fischer-Tropsch PtL - Prozesskette vorgestellt. Mithilfe von Simulationen in ASPEN Plus werden die Prozessrouten anhand von Kennzahlen analysiert und miteinander verglichen.

In der Simulation wird der Einfluss von Recycleströmen dahingehend verglichen, um einerseits den größtmöglichen Umsatz des Kohlenstoffdioxids über den gesamten Prozess und andererseits die besten Effizienzen und geringsten Investitionskosten zu erreichen. Das Resultat dieses Kennzahlenvergleichs wird im Vortrag präsentiert und daraus eine optimierte PtL-Prozessschaltung abgeleitet.

## Sektorübergreifende Wertschöpfungskette für Klimaneutralität

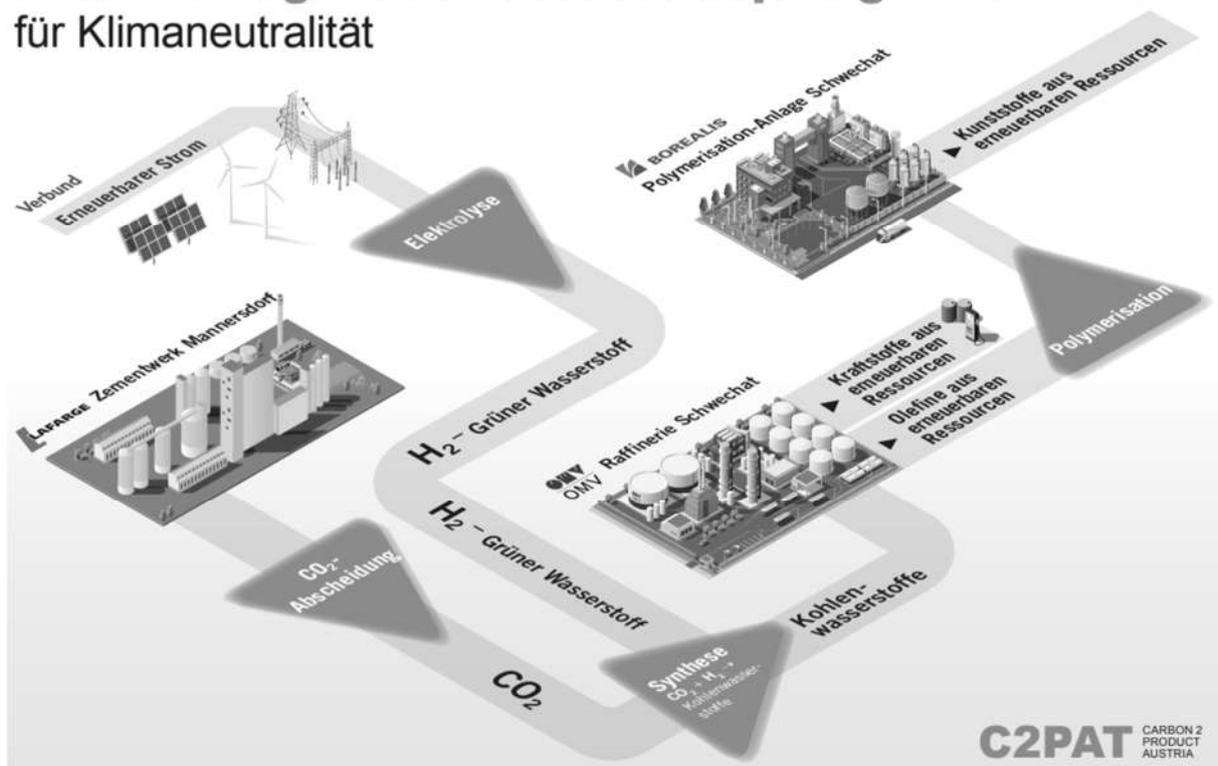


Abbildung 1: Schematisches Fließbild der geplanten Power-to-Liquid Anlage (Quelle: [www.lafarge.com](http://www.lafarge.com))

## 5.6.5. Green Deal und Transformation der chemischen Industrie in Österreich

Gerald FEICHTINGER<sup>1</sup>, Franz SINABELL<sup>2</sup>, Elisabeth CHRISTEN<sup>3</sup>

### Inhalt

Im Jahr 2009 einigten sich die Institutionen der Europäischen Union darauf, bis zum Jahr 2050 (netto) Klimaneutralität erreichen zu wollen. Auf Basis des Pariser Übereinkommens aus dem Jahr 2015 wurde von der Europäischen Kommission im Jahr 2019 mit dem „European Green Deal“ eine konzeptuelle Grundlage vorgestellt, welche einen Fahrplan mit geeigneten Maßnahmen zur Dekarbonisierung der europäischen Wirtschaft unter dem Aspekt der sozialen Nachhaltigkeit enthält. [1]

Der Sektor der chemischen Industrie ist Bestandteil einer sehr umfassenden internationalen Wertschöpfungskette und für eine erfolgreiche europäische Energiewende aufgrund zahlreicher kohlenstoffintensiver Basisprodukte von zentraler Bedeutung [2]. Im Rahmen des Green Deal sind für diesen Wirtschaftszweig spezifische Strategien und Aktionspläne auf nationaler und europäischer Ebene wie beispielsweise der Aktionsplan für Kreislaufwirtschaft, die Kunststoffregelungen oder die Chemikalienstrategie für Nachhaltigkeit, relevant, deren Auswirkungen nach ersten Schätzungen des Fachverbands der chemischen Industrie Österreich sehr umfassend ausfallen sollen.

Im vorliegenden Beitrag werden auf Basis einer Unternehmensbefragung die ökonomischen Auswirkungen der Zielsetzungen des Green Deal auf den Sektor der chemischen Industrie in Österreich mit Blick auf 2030 sowie einem Ausblick zur Entwicklung eines klimaneutralen Sektors 2040 analysiert. [3]

### Methodik

Um die Bedeutung der Transformation des Sektors der chemischen Industrie vor dem Hintergrund der Zielsetzungen des Green Deal herauszuarbeiten wurden einige zentrale Forschungsfragen untersucht:

- 1) Wie beurteilen die Unternehmen der chemischen Industrie in Österreich die mittel- (bis 2030) und längerfristige (bis 2040) Transformation in Richtung Klimaneutralität?
- 2) Welche Bedeutung haben die außenwirtschaftlichen Verflechtungen der Unternehmen der chemischen Industrie in Österreich für die Transformation in Richtung Klimaneutralität?

Zur Beantwortung dieser Forschungsfragen dienen eine deskriptive Analyse von Sekundärdaten sowie eine umfangreiche Online-Befragung unter 54 Unternehmen des Sektors der chemischen Industrie in Österreich ergänzt um gezielte Tiefeninterviews. Die empirische Online-Befragung gibt Einblicke zu möglichen Anpassungspfaden sowie Entwicklungsperspektiven zur Erreichung der Klimaneutralität der chemischen Industrie in Österreich. Ein neu entwickelter Fragebogen umfasste u.a. 43 Fragen mit Schwerpunkten auf Energie und Klimaschutz, Treibhausgasemissionen, Kreislaufwirtschaft, Chemikalien, Investitionen, Forschung und Entwicklung, Hürden/Hindernisse und Chancen des Green Deals sowie zu internationalem Handel. Drei ergänzende Fragen zu allgemeinen Kennzahlen ermöglichten es, repräsentative Aggregate (Subbranchen, Unternehmensgrößen) abzubilden. Tiefeninterviews ergänzten den Blickwinkel um Einschätzungen einzelner Unternehmen zu den technologischen Entwicklungen bis 2040.

<sup>1</sup> Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO), Arsenal Objekt 20, 1030 Wien, +43 1 798 26 01 273, gerald.feichtinger@wifo.ac.at, <https://www.wifo.ac.at/>.

<sup>2</sup> Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO), franz.sinabell@wifo.ac.at.

<sup>3</sup> Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO), elisabeth.christen@wifo.ac.at.

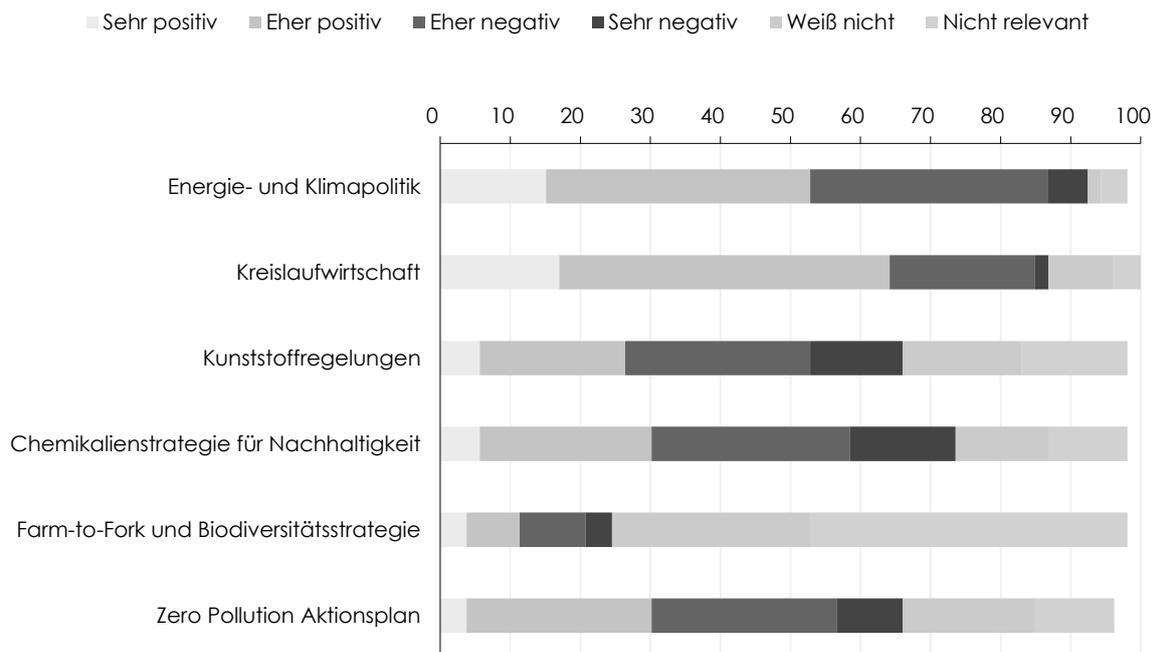


Abbildung 1: Auswirkungen ausgewählter Regelwerke des Green Deals auf Unternehmen (Q: [3]; gültige n=53).

## Ergebnisse

Die Ergebnisse verdeutlichen die anstehenden Herausforderungen hinsichtlich einer erfolgreichen Transformation der chemischen Industrie in Österreich. Als zentrale Erkenntnis bestätigte sich eine große Heterogenität zwischen den Unternehmen innerhalb des Sektors der chemischen Industrie, die generalisierbare Aussagen zur weiteren Entwicklung einzelner Subbranchen erschweren. Nur 20% der befragten Unternehmen verfügen derzeit über keine Green Deal Strategie. Einige Strategien (u.a. Energie- und Klimapolitik, Kreislaufwirtschaft) würden überwiegend positive Effekte auf die Unternehmen generieren, jedoch andere (u.a. Kunststoffregelungen, Chemikalienstrategie) einen negativen Effekt verursachen (vgl. Abbildung 1). Die Treibhausgasemissionen könnten bis 2030 um bis zu 25% im Vergleich zum aktuellen Ausstoß reduziert werden, wobei eine Transformation zu einem klimaneutralen Sektor bis 2040 möglich ist. Der Einsatz nicht klimaschonender Rohstoffe (u.a. Erdgas) wird deutlich reduziert und klimaschonendere Rohstoffe (u.a. Biomasse) werden verstärkt eingesetzt. Der gesamte Energiebedarf der Unternehmen könnte bis 2030 um bis zu 26% zunehmen und erneuerbare Elektrizität aus Eigenerzeugung wird verstärkt zum Einsatz kommen. Produktionskreisläufe (u.a. Kunststoffe) werden ausgeweitet und Recyclingtechnologien verfügbar sein. Derzeit eingesetzte nicht sichere und nicht nachhaltige Chemikalien können aufgrund fehlender Alternativen nur teilweise substituiert werden. Die Investitionstätigkeiten umfassen die Adaptierung bestehender Technologien sowie die Entwicklung neuer Technologien (u.a. erneuerbare Elektrizität aus Eigenerzeugung, Chemikalien). Bis 2030 wird sich der Bezug von erneuerbaren Rohstoffen aus Österreich sowie sicheren und nachhaltigen Chemikalien aus europäischen und nicht europäischen Ländern erhöhen. Unklare Gesetzgebungen sowie mangelnde Verfügbarkeit von Rohstoffen werden als hinderlich eingestuft und der Absatz klimaschonender Produkte innerhalb der Europäischen Union sowie eine Imageverbesserung als Chancen des Green Deal gesehen.

## Referenzen

- [1] Europäische Kommission (2019). Europäischer Grüner Deal. . Brüssel. 2019. [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_de](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de).
- [2] Luderer et al. (2021). Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. [https://ariadneprojekt.de/media/2021/10/Ariadne\\_Szenarienreport\\_Okttober2021\\_lowres.pdf](https://ariadneprojekt.de/media/2021/10/Ariadne_Szenarienreport_Okttober2021_lowres.pdf)
- [3] Sinabell F., Bärenthaler-Sieber S., Böheim M., Christen E., Feichtinger G. und M. Sommer (2021). Green Deal und Transformation durch Innovation: Eine volkswirtschaftliche Analyse der chemischen Industrie in Österreich. WIFO. Wien. 2021 (in Veröffentlichung)

## **6 ENERGIEGEMEINSCHAFTEN UND WÄRMEVERSORGUNG**

### **6.1. ENERGIEGEMEINSCHAFTEN I**

#### **6.1.1. How to Energiegemeinschaft**

**Lia GRUBER<sup>1\*</sup>, Christian TISCHLER<sup>2</sup>, Sonja WOGGIN<sup>2</sup>**

##### **Einleitung**

Im Juli 2021 wurde das „Erneuerbare Ausbau Gesetzespaket“ beschlossen und damit das „Renewable Energy Directive II“ der Europäischen Union (EU) in nationales Recht umgesetzt. Ein Teilziel davon ist Bürger:innen in die Energiewende miteinzubinden in dem die Möglichkeit geschaffen wurde sich als Energiegemeinschaft zusammenschließen um gemeinsam Energie zu erzeugen, speichern, verbrauchen und verkaufen. Die EU gibt den Mitgliedsstaaten vor mindestens eine Anlaufstelle für Energiegemeinschaften einzurichten. Hierzulande wurde die „Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften“ als Service Stelle des Klima- und Energiefonds eingerichtet. Hierbei handelt es sich um eine zentrale Stelle, aber die Arbeit in den Bundesländern wird von den jeweiligen Energieagenturen übernommen [1]. Ihre Aufgabe ist es Unterstützung beim gesamten Rechtsweg zu leisten, von Genehmigungsantrag bis hin zum Verfahrens Ende. Nach der Gründung ist sie für die Evaluierung von Daten und die Optimierung von Regulierungen zuständig. Trotz Einrichtung der Koordinationsstelle gibt es keinen leicht zugänglichen umfassenden Leitfadens. Die Website bietet nur eine FAQ Seite, die der interessierten Bevölkerung nur Stückchen Weise Information bietet. Das Ziel dieses Beitrags ist es genau so einen Leitfadens zu erstellen und dabei die organisatorisch/rechtliche und die technische Seite Schritt für Schritt zu erklären.

##### **Organisatorische Gründung Einer Energiegemeinschaft**

Als Beispiel für die erstellten Flussdiagramme ist in Abbildung 1 der Weg zur Organisatorischen Gründung abgebildet. Wenn eine Gruppe von Bürger:innen zusammen eine Energiegemeinschaftsgründung in Angriff nehmen möchte, muss zuerst entschieden werden, ob die Organisation der Gründung an einen Dienstleister ausgelagert oder selbst übernommen wird. Ist diese Frage geklärt können potentielle Mitglieder über die geplante Gründung informiert werden. Folgend darauf wird der Netzbetreiber kontaktiert. Mit den vom Netzbetreiber bereitgestellten Informationen kann sichergestellt werden, dass eine Gründung überhaupt möglich ist. Weiters sind sie notwendig für die Erstellung eines groben Auslegungsplans. Als nächster Punkt muss die Gemeinschaft über ihre rechtliche Organisation, eventuelle gemeinsame Erzeugungsanlagen, Tarif- und Abrechnungsmodelle beraten. Weiters wird im Flussdiagramm der Weg zu einer gemeinsamen Erzeugungsanlage beschrieben.

##### **Weitere Flussdiagramme**

Im Rahmen des Konferenzbeitrags wurden noch weitere Prozesse analysiert: Die Herangehensweise zum Erhalt der Mitgliedschaft und die Modellierung der Anlagenstruktur. Ersteres beschreibt das Prüfen der Voraussetzungen und Kontaktaufnahme mit dem Netzbetreiber bis hin zum Finden und dem Teilnahmeverfahren einer Energiegemeinschaft. Die Modellierung der Anlagenstruktur kann in zwei Teile geteilt werden die Erst- und die Folgemodellierung. Ersteres besteht aus einer Ist-Standanalyse, der Gemeinschaftszielsetzung (z.B. Kostenminimierung) und Planung eventuell nötigen privaten oder gemeinschaftlichen Anlagenprojekten. Die Folgeoptimierung kann dann später für die Optimierung der

---

<sup>1</sup> Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 316 873 – 7909, lia.gruber@tugraz.at, <https://www.tugraz.at/institute/iee/institut/team/gruber-lia>

<sup>2</sup> Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43-316-873 – 7900, [www.IEE.TUGraz.at](http://www.IEE.TUGraz.at)

Analagenstruktur vollzogen werden nach dem die Energiegemeinschaft schon für einige Zeit in Betrieb ist.

### **Fazit**

Momentan ist es für die Durchschnittsbevölkerung nicht einfach an konkrete Informationen über genaue Planung und Gründung einer Energiegemeinschaft zu bekommen. Die hierfür erstellten Flussdiagramme mit Leitfaden sollen helfen Informationsbarrieren abzubauen und Energiegemeinschaften für die breite Masse zugänglicher machen, damit das Potential der Energiegemeinschaften zur Bekämpfung des Klimawandels ausgeschöpft werden kann.

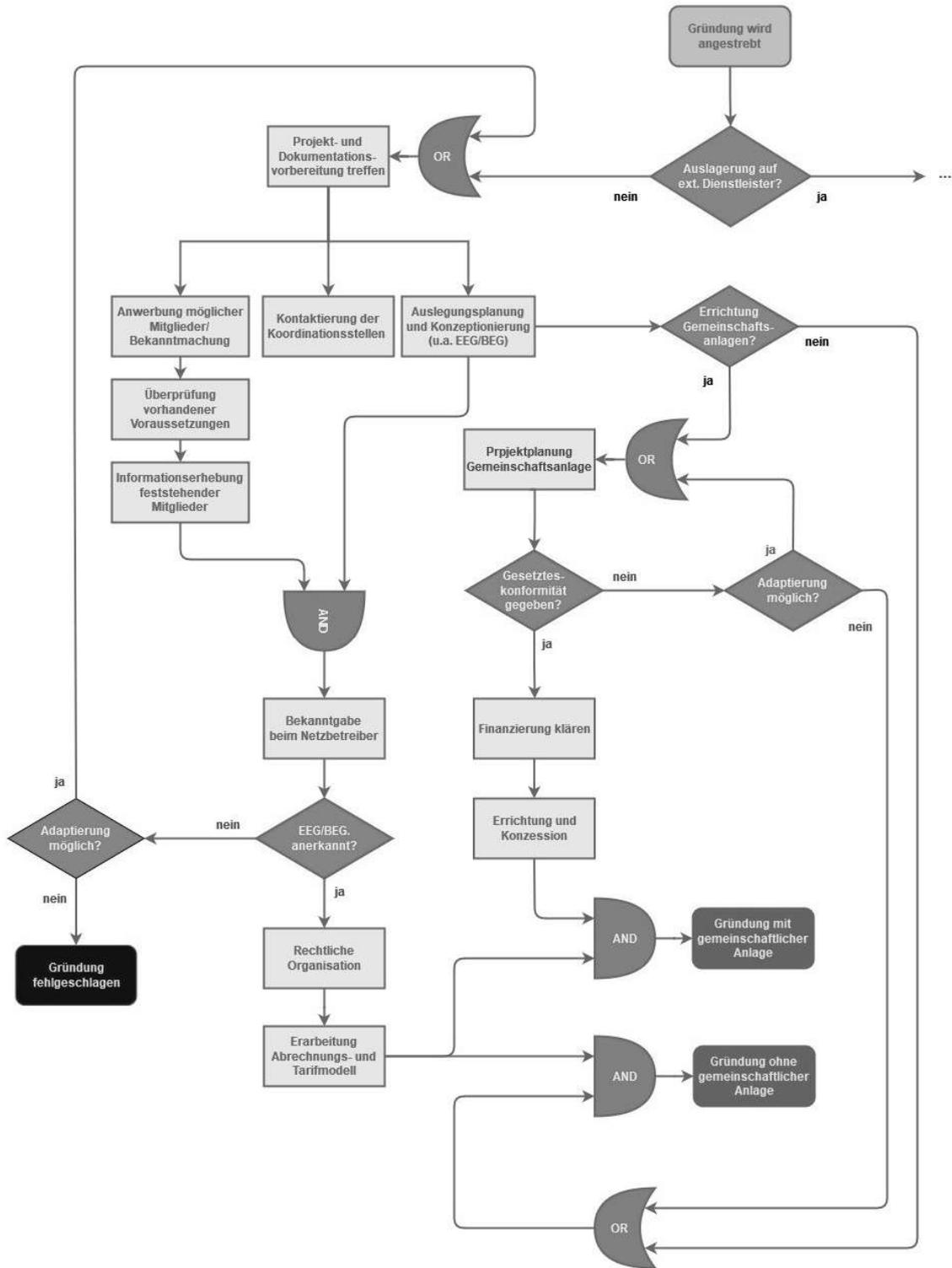


Abbildung 1: Organisatorische Gründung Flussdiagramm

Referenzen

[1] Klima- und Energiefonds, "Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften,," Internet: <https://energiegemeinschaften.gv.at/882915808> (Aufgerufen 1.Dez, 2021).

## 6.1.2. Kostenoptimaler Technologiemix für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften

Carolin MONSBERGER<sup>1</sup>, Miriam SCHWEBLER<sup>2</sup>

### Inhalt

Das *Clean Energy for all Europeans Package* (CEP) 2019 stellt Endverbraucher in das Zentrum der Energiewende. So sollen Energiegemeinschaften in allen EU-Staaten ermöglicht werden. In diesen kann Energie von Mitgliedern erzeugt, verbraucht und ebenso zwischen Mitgliedern gehandelt/geteilt werden. Es sollen sowohl Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (auf EU-Ebene definiert in der *Renewable Energy Directive*, RED) und Bürger-Energiegemeinschaften (auf EU-Ebene definiert in der *Energy Market Directive*, EMD) entstehen.

Österreich, als eines der Vorreiter in puncto Energiegemeinschaften, hat hierfür bereits im Juli 2021 durch das *Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz* (EAG) die notwendige Rechtsgrundlage geschaffen. Dabei erfahren Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, welche sich maximal bis zum Mittelspannungsnetz desselben Netzbetreibers erstrecken dürfen, unter anderem reduzierte Netzentgelte für den innerhalb der Gemeinschaft gehandelten erneuerbaren Strom. Bürger-Energiegemeinschaften hingegen erfahren lt. österreichischem Recht keine Netzentgeltreduktionen, dürfen sich jedoch über ganz Österreich erstrecken und unterliegen keinerlei Einschränkung bezüglich der Herkunft des gehandelten Stroms.

Aufgrund der erhöhten Wirtschaftlichkeit durch Netzentgeltreduktionen sowie dem Entfall der Elektrizitätsabgabe und des Erneuerbaren-Förderbeitrags für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften wird im Folgenden diese Art der Energiegemeinschaft bzgl. ihres kostenoptimalen Technologiemix untersucht.

### Methodik

Um Aussagen über die Wirtschaftlichkeit von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften (EEGs) treffen zu können, wird ein lineares Optimierungsmodell entwickelt. Für eine Gemeinschaft mit 10 teilnehmenden Einfamilienhäusern wird angenommen, dass 5 Häuser mit einer Photovoltaikanlage à 5 kWp ausgestattet sind. Die angenommene Energiegemeinschaft samt Energieverbräuchen und Photovoltaikanlagen ist in Abbildung 1 zu sehen.

Einfamilienhaus	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Jährlicher Verbrauch [kWh]	3000	3500	4000	4200	4800	5000	5200	6300	6900	7200
PV Süd [kWp]	0	2	0	5	0	0	0	3	0	3
PV Ost [kWp]	0	0	0	0	0	2,5	0	2	0	0
PV West [kWp]	0	3	0	0	0	2,5	0	0	0	2

Abbildung 1: Angenommene Energiegemeinschaft

Folgende Szenarien werden in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit der Energiegemeinschaftsteilnehmenden untersucht:

1. Die Bewohnenden der 10 Einfamilienhäuser können den Photovoltaikstrom der 5 Anlagen untereinander handeln und verbrauchen.
2. Zusätzlich zu den 5 Photovoltaikanlagen wird ein Gemeinschaftsspeicher errichtet, der gemeinsam genutzt werden kann.
3. 5 Haushalte in der Gemeinschaft besitzen zusätzlich ein Elektrofahrzeug (Basisszenario: Verbrenner-Auto).

<sup>1</sup> Carolin Monsberger; AIT Austrian Institute of Technology GmbH; Giefinggasse 4, 1210 Wien; +43 664 88335405; [carolin.monsberger@ait.ac.at](mailto:carolin.monsberger@ait.ac.at); [www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)

<sup>2</sup> Miriam Schwebler; AIT Austrian Institute of Technology GmbH; Giefinggasse 4, 1210 Wien; [miriam.schwebler@ait.ac.at](mailto:miriam.schwebler@ait.ac.at); [www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)

#### 4. 5 Haushalte in der Gemeinschaft heizen mittels Wärmepumpe (Basisszenario: Gasheizung).

Es wird unterstellt, dass sämtliche Photovoltaikanlagen, Fahrzeuge und Heizsysteme nicht zusätzlich innerhalb der Gemeinschaft angeschafft werden müssen, sondern diese Investitionen bereits getätigt wurden. Einzig die Investition in den Gemeinschaftsspeicher, welcher erst bei Gründung einer Energiegemeinschaft genutzt werden kann, wird je nach Energieverbrauch der Mitglieder als Annuität in den Kosten berücksichtigt. Für Szenario 3 und 4 (Elektroautos und Wärmepumpen) wird für die Berechnung der Kostenersparnisse unterstellt, dass die Mitglieder zuvor Verbrenner-Autos und Gasheizungen aufwiesen.

## Ergebnisse

Die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft erwirtschaftet durch den Handel des Photovoltaik-Stroms (Szenario 1) einen Profit von durchschnittlich in etwa 70-80 € je Mitglied. Diese Kostenersparnisse kommen durch die reduzierten Netzentgelte, den günstiger eingekauften Photovoltaikstrom aus der Gemeinschaft im Vergleich zum Bezug aus dem Stromnetz und durch den teurer verkauften Photovoltaikstrom an Mitglieder im Vergleich zu einem EVU zustande.

Durch die Anschaffung eines Gemeinschaftsspeichers (Szenario 2) und trotz Berücksichtigung der Investitionskosten als Annuitäten kann der Profit je Mitglied bei einer Speicherkapazität von 10 kWh in etwa verdoppelt werden. Die Kostenersparnisse steigen bei Vergrößerung der Speicherkapazität: Die Ersparnis durch einen 15 kWh Speicher steigt um durchschnittlich ca. 12 € je Mitglied. Eine weitere Vergrößerung von 15 kWh auf 20 kWh steigert den Gewinn um nochmals durchschnittlich 6 € je Mitglied.

Kostenersparnisse, vor allem jedoch Einsparungen von Treibhausgasen, sind ebenso durch den Ersatz von Verbrenner-Autos mit Elektrofahrzeugen (Szenario 3) und durch Wärmepumpen anstatt von Gasheizungen (Szenario 4) zu erwirtschaften.

### 6.1.3. Empowering Communities through Social Innovation - Der Weg zu erfolgreichen Energiegemeinschaften

Angela HOLZMANN<sup>1</sup>, Kerstin SCHILCHER<sup>2</sup>, Altan SAHIN<sup>3</sup>, Karina KNAUS<sup>4</sup>

#### Hintergrund

Das Clean Energy Package der Europäischen Union stellt Bürger:innen in den Mittelpunkt der Energiewende. **Energiegemeinschaften** bieten die einzigartige Möglichkeit für Bürger:innen, gemeinsam erneuerbare Energien zu produzieren, zu konsumieren, zu speichern und zu verkaufen.

Die komplexen Anforderungen, um **Prosumer** zu werden, bergen jedoch das Risiko, dass nicht alle Verbraucher:innen gleichermaßen an den neuen Möglichkeiten teilhaben und davon profitieren können. Auf der einen Seite stehen jene, die das Wissen, den Zugang und die Möglichkeit haben, Prosumer zu werden, und auf der anderen Seite diejenigen, denen die Ressourcen, das Know-how, die Ausbildung oder die Zeit dazu fehlen.

Hier setzt das EU-Projekt SHAREs an und unterstützt sogenannte **lokale Held:innen** (d. h. diejenigen, die am Aufbau von Energiegemeinschaften interessiert sind) beim Aufbau oder bei der Erweiterung ihres Projekts und versetzt sie in die Lage *alle* Verbraucher:innen zielgruppengerecht anzusprechen und zur Teilnahme zu motivieren. Damit die kreativen Kräfte der sozialen Innovation im Energiesektor freigesetzt werden, sorgt SHAREs dafür, dass so viele Verbraucher:innen wie möglich an Energiegemeinschaften teilnehmen können. Diese ganzheitliche Einbindung kann positive soziale Normen stärken und so die Energiewende unterstützen.

Dies ist besonders wichtig in Ländern, in denen Energiegemeinschaften noch nicht etabliert sind. Aber auch Länder, in denen Energiegemeinschaften schon existieren, haben noch großes Potenzial, ihre Rahmenbedingungen für Energiegemeinschaften auszubauen und zu entwickeln. Das SHAREs Konsortium umfasst folgende Länder: Österreich, Deutschland, Ungarn, Kroatien, Bulgarien und Georgien.

Das Angebot an Tools, Plattformen und ganz generell Informationen zum Thema Energiegemeinschaften und Bürgerbeteiligungen hat sich in den letzten Monaten und Jahren vervielfältigt. Dies ist einerseits aufgrund der neuen Informationsvielfalt zu begrüßen, andererseits kann es den einzelnen Anwender, also jene, die eine Energiegemeinschaft gründen möchten und nach Informationen sucht, überfordern.

#### Ziel

SHAREs unterstützt eine große Vielfalt an Bürgerbeteiligungen, der Fokus liegt jedoch auf erneuerbaren Energiegemeinschaften. Das Ziel von SHAREs ist es, eine große Vielfalt an Bürgerbeteiligungen zu unterstützen, die zu einer höheren Energieeffizienz und/oder einem optimierten Energiemanagement beitragen und/oder den Anteil an erneuerbaren Energien erhöhen. Daher bezieht sich der Begriff Energiegemeinschaften in SHAREs auf alle Formen von Bürgerbeteiligungen. In Ländern in denen europäisches Recht in Bezug auf Energiegemeinschaften bereits umgesetzt wurde, liegt der Fokus jedoch auf der Unterstützung von „Erneuerbaren Energiegemeinschaften“ oder Bürgerenergiegemeinschaften (deren Fokus auf erneuerbaren Energieträgern liegt).

---

<sup>1</sup> Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, [angela.holzmann@energyagency.at](mailto:angela.holzmann@energyagency.at), [www.energyagency.at](http://www.energyagency.at)

<sup>2</sup> Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, [kerstin.schilcher@energyagency.at](mailto:kerstin.schilcher@energyagency.at), [www.energyagency.at](http://www.energyagency.at)

<sup>3</sup> Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, [altan.sahin@energyagency.at](mailto:altan.sahin@energyagency.at), [www.energyagency.at](http://www.energyagency.at)

<sup>4</sup> Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, [karina.knaus@energyagency.at](mailto:karina.knaus@energyagency.at), [www.energyagency.at](http://www.energyagency.at)

## Methodik und Zwischenergebnisse

SHAREs unterstützt bestehende (Pioniere), angehende (Piloten) und zukünftige Energiegemeinschaften. Lokale Held:innen werden bei der Gründung/Erweiterung ihrer Energiegemeinschaft durch die Schaffung einer länderspezifischen Plattform (SHAREs-Gateway) unterstützt, welche aus zwei Komponenten besteht:

- Einem Toolkit, welches Informationen zu technischen, rechtlichen und finanziellen Fragen, eine Sammlung von unterstützenden Tools und nützlichen Links. bereitstellt (z.B. rechtlicher Rahmen, Musterverträge, technische und IT-Lösungen, Geschäftsmodelle)
- Bausteinen für eine maßgeschneiderte „Pick-and-Mix“-Kommunikationskampagne, die sie in die Lage versetzt, ihre Idee bei ihren wichtigsten Verbraucher:innengruppen wirksam zu bewerben. Diese Kampagne bietet neben zielgruppenspezifischen Kommunikationsstrategien auch Vorlagen für Kommunikationsmaterialien (White-Label) für die direkte Kommunikation mit potentiellen Mitglieder.

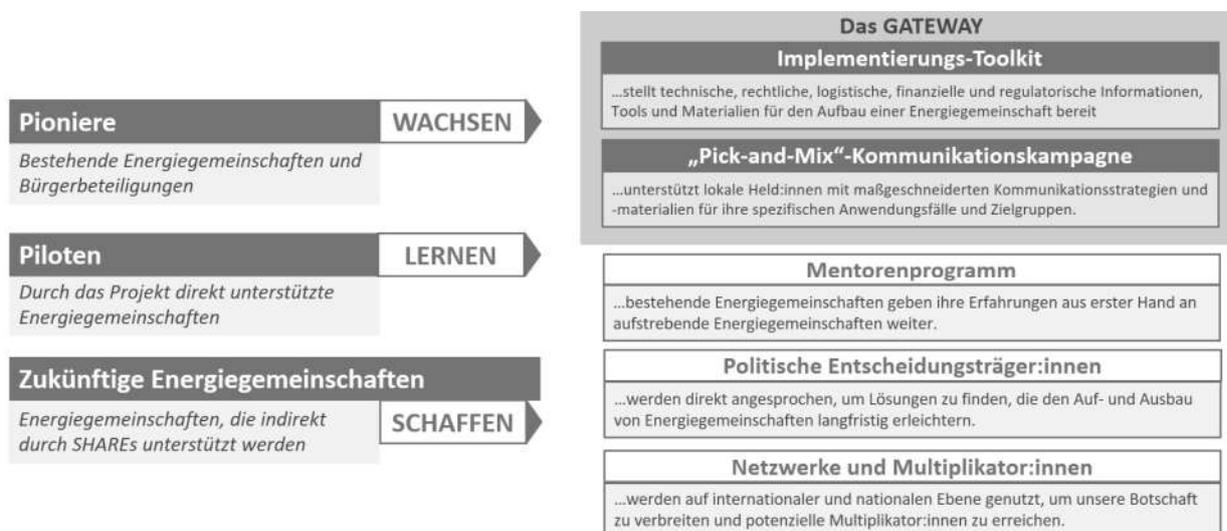


Abbildung 1: Überblick Projekt SHAREs

SHAREs nutzt wo möglich bereits vorhandene Strukturen. So wird in Ländern, in denen schon ähnliche Plattformen etabliert wurden, auf diese aufgebaut bzw. diese unterstützt. In Österreich wird explizit kein zweites Gateway aufbaut, sondern die Arbeiten werden in enger Abstimmung mit der Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften abgewickelt um Doppelgleisigkeiten zu vermeiden.

### Zwischenergebnisse

Das SHAREs-Gateway kombiniert die Erkenntnisse und Instrumente bestehender Initiativen sowie die Beiträge etablierter Energiegemeinschaften und politischer Entscheidungsträger:innen. In einem ersten Schritt wird ein **umfassendes Inventar aller bestehenden Plattformen und Instrumente**, die für die Förderung von Energiegemeinschaften und anderen Bürgerbeteiligungen nützlich sein könnten, aufgebaut. Nach einem einheitlichen Kategorisierungsschema, das Schlüsselmerkmale wie Anwendungsbereich, angesprochene Zielgruppe, Sprache, Rechte an geistigem Eigentum, Wirksamkeit, Art des Instruments, Einfachheit etc. wird ein umfassender Überblick über bestehende Informationen gegeben. Dieser Prozess soll sicherstellen, dass alle bestehenden Tools und Bemühungen in das SHAREs-Gateway integriert werden können und dass Arbeit nicht unnötig dupliziert oder relevante Inhalte vergessen werden.

Die Vernetzung von Praxis (Piloten, Pioniere) und Wissenschaft ist in diesem Zusammenhang besonders wichtig. Wissenschaftliche Erkenntnisse sollen berücksichtigt und diskutiert werden, die Anwendbarkeit soll in der Praxis getestet werden. Dazu sollen erste Ergebnisse mit der Wissenschaftscommunity diskutiert und deren Input berücksichtigt werden.

## 6.1.4. Kommunale Abwasserreinigungsanlagen als netzdienliche Flexibilitätsdienstleister in Erneuerbaren Energiegemeinschaften

Kerstin PFLEGER-SCHOPF<sup>1</sup>, Paul BINDERBAUER<sup>1</sup>, Thomas KIENBERGER<sup>1</sup>

### Einleitung

Die verstärkte Einbindung erneuerbarer Energieträger in die Energieversorgungsstruktur stellt eine wichtige Komponente in der Klima- und Energiepolitik von Österreich dar. Konkrete Ausbauziele für 2030 [1] stützen sich vor allem auf die Kapazitätserhöhung der volatilen, erneuerbaren Elektrizitätsversorgung aus Photovoltaik- (+11 TWh<sub>el</sub>) und Windanlagen (+10 TWh<sub>el</sub>). Der damit verbundene steigende Anteil an volatilen Elektrizitätsquellen im Verteilnetz, führt zu abwechselnden Perioden mit erneuerbarer Elektrizitätsüber- bzw. -unterversorgung. Das volatile erneuerbare Elektrizitätsangebot bedingt Flexibilitätsdienstleister, welche Flexibilitätsoptionen [2] (Last-, Einspeise- oder Speichermanagement) zum laufenden Angleich von Elektrizitätsnachfrage und erneuerbarem Elektrizitätsangebot bieten. Aufgrund der dezentralen Anordnung, der energieintensiven Reinigungsprozesse und der meist vorhandenen internen Energieaufbringung inkl. Speicherkapazitäten für Gas und Klärschlamm, werden kommunale Abwasserreinigungsanlagen (ARA) vermehrt als potenzielle netzdienliche Flexibilitätsdienstleister in Betracht gezogen [2].

### Methodik

Da zur Einsatzplanung von Flexibilitätsoptionen im elektrischen Netz zeitlich aufgelöste Jahreslast- und -aufbringungsprofile, sowie zeitlich aufgelöste Flexibilitätspotentiale benötigt werden, wurde am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik die Application Software OPTIEVLEX entwickelt.

### Relevante methodische Aspekte aus OPTIEVLEX

Die zeitlich aufgelösten Last- und Aufbringungsprofile, sowie die zeitlich aufgelösten Flexibilitätspotentiale werden mit Hilfe einer Jahressimulation ermittelt. Diese basiert auf einem stationären Massen- und Energiebilanzmodell, sowie Steady-State-Modellen zur Analyse zeitlich aufgelöster Vorgänge. Das stationäre Modell bildet die Reinigungs- und Schlammbehandlungsprozesse einer kommunalen Stand-der-Technik-ARA [3] ab. Zudem wird die Energieaufbringung mittels thermischer Faulgas- und Klärschlammnutzung berücksichtigt. Durch die Verknüpfung des stationären Modells mit einem zeitlich aufgelösten, anlagenspezifischen Abwasserzulaufprofil [4], sowie anlagenspezifischer Betriebszeiten energieintensiver Aggregate, können mit einem Steady-State-Modell bis zu 15-min aufgelöste Jahresleistungsprofile erstellt werden. Dabei basieren die Jahresprofile auf den mittleren Leistungen je Zeitschritt. Nach Definition der flexibel steuerbaren Lasten [2] (z.B. Zulaufpumpwerk) oder Aufbringungseinheiten (z.B. Faulgas-BHKW) kann das theoretische Flexibilitätspotential (= maximale flexible Leistung je Zeitschritt) abgeleitet werden. Unter Berücksichtigung der Jahresbedarfsprofile an Flexibilität, sowie der Flexibilitätsparameter [2] (z.B. maximale Abschaltdauer) der flexiblen Aggregate kann in weiterer Folge das realisierbare Flexibilitätspotential je Zeitschritt ermittelt werden. Zudem werden die monetären Auswirkungen einer Flexibilisierung mittels OPTIEVLEX abgeschätzt.

### Netzdienliche Flexibilitätsanalyse

Im Rahmen von netzdienlichen Szenarien wird ein Jahresbedarfsprofil an netzdienlicher Flexibilität eines Stadtgebietes („Quartier“) miteinbezogen. Die Systemgrenze umfasst gemäß Abbildung 1 zwei Zellen. Hier repräsentiert die Zelle 1 eine Stand-der-Technik-ARA mit anaerober Schlammstabilisierung und Faulgas-BHKW (Ausbaukapazität = 100.000 EW). Die Zelle 2 bildet ein Stadtgebiet mit 900 3-Personen-Haushalten (jeweiliger Jahresstrombedarf = 2.600 kWh<sub>el</sub>a<sup>-1</sup>) im Jahr 2030, mit 25 %-iger

<sup>1</sup> Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Parkstraße 31, 8700 Leoben, Tel: +43 3842 402 5401, E-Mail: [evt@unileoben.ac.at](mailto:evt@unileoben.ac.at), Webaufttritt: <https://evt-unileoben.at/de/>



## 6.1.5. Abschätzung der Auswirkungen des grossflächigen Roll-outs von Energiegemeinschaften in 9 Schritten

Bernadette FINA<sup>1</sup>

### Inhalt

Mit dem *Clean Energy for All Europeans Package* und insbesondere den Direktiven *Renewable Energy Directive* und *Electricity Market Directive* wurden 2019 Richtlinien zur Gesetzgebung für Erneuerbare-Energiegemeinschaften (EEGs) und Bürgerenergiegemeinschaften (BEGs) auf europäischer Ebene geschaffen. Den EU-Mitgliedsstaaten wurde ein Zeitraum von 1-2 Jahren eingeräumt, um diese Richtlinien in nationales Recht überzuführen. Die Umsetzung in den diversen Ländern ist unterschiedlich weit fortgeschritten. Einigen Ländern, wie Italien und Belgien, ist es gelungen, bereits Teile der Gesetzgebung für Energiegemeinschaften umzusetzen, während andere Länder, wie z.B. Deutschland, der Umsetzungspflicht noch nicht nachgekommen sind. Österreich hingegen hat bei der Umsetzung der europäischen Direktiven eine Vorreiterrolle eingenommen: Seit Juli 2021 ist die Umsetzung von Energiegemeinschaften rechtlich möglich.

Unabhängig vom aktuellen Stand der Umsetzung der europäischen Direktiven in nationales Recht, wird die Gründung von Energiegemeinschaften innerhalb kurzer Zeit in allen EU-Mitgliedsstaaten möglich sein müssen. Bislang gibt es jedoch nur wenige Erfahrungswerte über die tatsächlichen Auswirkungen von Energiegemeinschaften. Während die Gründung einzelner Energiegemeinschaften höchstwahrscheinlich keinen bzw. nur äußerst geringen Einfluss auf verschiedene Stakeholdergruppen oder die bestehende Infrastruktur hat, könnte eine flächendeckende Einführung von Energiegemeinschaften sehr wohl erhebliche Auswirkungen haben.

### Methodik

Da zu erwarten ist, dass die Ausrollung von Energiegemeinschaften in naher Zukunft Fahrt aufnehmen wird, sollte ehestmöglich ein Rahmen für die Analyse und Bewertung der Auswirkungen einer flächendeckenden Einführung von Energiegemeinschaften geschaffen werden. Dieser Rahmen bietet Anhaltspunkte zur erforderlichen Datenbasis, um solche Analysen durchzuführen und beschreibt neun detaillierte Schritte zur Bewertung des Einflusses der flächendeckenden Ausrollung von Energiegemeinschaften. Dieses neunstufige Framework zur Bewertung der Auswirkungen einer flächendeckenden Ausrollung von photovoltaikbasierten Energiegemeinschaften umfasst unter anderem:

- Abschätzung der zukünftigen Anzahl der Gebäude pro Typ und Dachneigung,
- Abschätzung der nutzbaren Dachfläche für PV-Installation und der realistisch installierbaren PV-Kapazitäten,
- Schätzung der Anzahl der PV-Anlagen auf Wohngebäuden basierend auf nationalen Ausbauplänen für erneuerbare Energien,
- Bestimmung des Anteils der Gebäude, die mit PV-Anlagen ausgestattet sein werden,
- Definition von Modellenergiegemeinschaften und Berechnung von Ergebnissen für einzelne Modellenergiegemeinschaften,
- Hochskalierung der Ergebnisse einzelner Modellenergiegemeinschaften auf größere Ebene

Die neun Schritte werden nicht nur theoretisch beschrieben, sondern auch durch Berechnungen am Beispiel Österreichs untermauert. Die Anwendbarkeit der neun Schritte ist nicht auf bestimmte geographische Regionen beschränkt, sondern kann – unter Voraussetzung einer gewissen Datenlage – auf beliebige Regionen bzw. Länder angewendet werden.

---

<sup>1</sup> Bernadette Fina; AIT Austrian Institute of Technology GmbH; Giefinggasse 4, 1210 Wien; 0664 883 900 46; [Bernadette.Fina@ait.ac.at](mailto:Bernadette.Fina@ait.ac.at); [www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)

## Ergebnisse

Um die Anwendbarkeit des neunstufigen Frameworks zu verifizieren, werden Ergebnisse exemplarisch für den Anwendungsfall der Ausrollung von Erneuerbaren-Energiegemeinschaften in den ländlichen Gebieten (Gebäudebestand: Einfamilienhäuser) Österreichs generiert. Um möglichst realistische Ergebnisse zu erhalten, wird angenommen, dass die Bewohner\*innen von einem Drittel des Gebäudebestands willens sind, an Energiegemeinschaften teilzunehmen. Die Auswirkungen einer Ausrollung von Erneuerbaren-Energiegemeinschaften über ein Drittel der Einfamilienhäuser in Österreich werden im Hinblick auf (i) die Stromrechnung der Energiegemeinschaftsteilnehmer, (ii) entgangene Netzentgelte der Netzbetreiber durch reduzierte Netznutzungsentgelte und (iii) verkaufte Strommengen der Energieversorger analysiert.

Es gilt zu beachten, dass die nachfolgenden Zahlenwerte stark von der Definition der Modellenergiegemeinschaft abhängig sind. In diesem Falle umfasst die der Hochskalierung zugrunde gelegte Modellenergiegemeinschaft 15 teilnehmende Einfamilienhäuser, wobei 7 der 15 Gebäude mit einer Aufdach-PV-Anlage von jeweils  $4\text{kW}_p$  Installationsleistung ausgestattet sind. Die PV-Anlagen sind nach Süden, Osten und Westen orientiert. Die Energiegemeinschaftsteilnehmer\*innen befinden sich innerhalb desselben Mittelspannungsabzweigs – die Reduktion der Netzentgelte ist dementsprechend berücksichtigt.

Im Falle der Ausrollung von Erneuerbaren-Energiegemeinschaften über ein Drittel des Gebäudebestands in Österreichs ländlichen Regionen, könnten Energiegemeinschaftsteilnehmer\*innen in Summe Kostenersparnisse von rund 106 Millionen Euro verzeichnen. Hierbei handelt es sich um die Kostendifferenz zur Situation ohne Etablierung von Energiegemeinschaften. Diese Kostendifferenz kommt durch entsprechende Bepreisung der innerhalb der Energiegemeinschaft ge- bzw. verkauften Strommengen, reduzierte Netznutzungsentgelte, Entfall der E-Abgabe sowie des Erneuerbaren-Förderbeitrags zustande. Etwaige Drittleisterkosten (z.B. Kosten für Planung der Energiegemeinschaft, Kosten für Rechnungslegung etc.) wurden nicht berücksichtigt. Netzbetreiber hingegen würden Einkommenseinbußen (aufgrund von reduzierten Netztarifen) im Bereich von 4,5 Millionen Euro verzeichnen und Energieversorger könnten durch den Energieaustausch innerhalb der Energiegemeinschaften circa 400 GWh weniger Strom verkaufen.

Das entwickelte neunstufige Framework (und die damit geschätzten Auswirkungen der Ausrollung von Energiegemeinschaften) soll betroffenen Stakeholdern helfen, die zukünftige Situation mit Energiegemeinschaften als neuen Akteuren im Energiesektor besser einzuschätzen und entsprechend zu planen.

## 6.1.6. Stakeholder mapping and analysis of energy communities within the project 'INTERACT'

Andrea WERNER<sup>1</sup>, Karthik Subramanya BHAT<sup>2</sup>, Helmut BRUCKNER<sup>3</sup>

### Introduction

Energy Communities (ECs) help pave the way towards a clean energy transition by organising collective and citizen-driven actions, all the while moving citizens to the front [1]. As a consequence, ECs improve the public acceptance and promote further private investments for renewable energy projects. ECs can also provide flexibility to the energy system through demand response and energy storage, by supporting participation at citizen level. The Clean Energy Package (CEP) [2] of the European Union (EU), through legislation, enables the citizens to jointly generate and consume energy. As a result, there is an increased interest especially in the EU towards ECs. Furthermore, the Renewable Energy Expansion Act (Erneuerbare Ausbau Gesetz) [3] introduced in Austria in the year 2020 provides more motivation for participation in ECs.

The project Integration of Innovative Technologies of Positive Energy Districts into a Holistic Architecture (INTERACT) is an international research and innovation project, with participants from the countries of Austria, the Czech Republic and Sweden [4]. The project aspires to boost the emergence of ECs as one crucial building block to achieve Positive Energy Districts. INTERACT will develop a roadmap for the energy community's secure and reliable integration in to the power system structure, with focus on two pilot test regions - an existing community in Austria and a green field project in Sweden. Furthermore, the LINK-based holistic architecture is used to ensure the integrity of the solution by harmonizing all interactions within the energy community itself, and between the EC and the market, along with the European power system [5].

For the successful organisation of an EC, it is important that the requirements, responsibilities and the roles of the different stakeholders of the concerned energy community be analysed. A stakeholder analysis defines the roles of the stakeholders and their level of involvement along with the interpretation of the benefit of the stakeholder with the successful completion of the energy community project. In the scope of this paper, the stakeholder analysis conducted for the first INTERACT test region, an Austrian pilot project in the municipality of Großschönau, Lower Austria [6] is described in detail, and the various conclusions which were derived from the analysis are being presented. The second INTERACT test region at Fyllinge, Sweden is a greenfield project [7], where the representatives of the identified stakeholders were interviewed, and an initial outline of stakeholder mapping was conducted.

### Stakeholder mapping and Analysis:

A comprehensive, detailed mapping and analysis of the various stakeholder groups for the test region Großschönau was conducted, and multiple factors contributing to the success of the EC were derived. The stakeholder mapping was conducted through either researching existing information or conducting detailed interviews or surveys with the identified stakeholder group representatives.

The initiative to establish an energy community was already taken at the test region Größschonau, and several actors are involved in the process and are committed to the cause. The stakeholder mapping process identified seven different stakeholder groups in the test region in Austria. The Table1 briefly describes all the stakeholder groups identified and gives the number of representatives from each group interviews in the mapping process. Since the process of establishing an energy community is already underway in the region, stakeholder mapping approach included assessment of stakeholder

---

<sup>1</sup> Kompetenzfeld Renewable Energy Systems, University of Applied Sciences Technikum Wien (UASTW), Giefinggasse 6, 1210 Wien, AUSTRIA, +43 1 333 40 77-2646, [andrea.werner@technikum-wien.at](mailto:andrea.werner@technikum-wien.at)

<sup>2</sup> Kompetenzfeld Renewable Energy Systems, University of Applied Sciences Technikum Wien (UASTW), Giefinggasse 6, 1210 Wien, AUSTRIA, +43 1 333 40 77-7413, [karthik\\_subramanya.bhat@technikum-wien.at](mailto:karthik_subramanya.bhat@technikum-wien.at)

<sup>3</sup> Sonnenplatz Großschönau GmbH, Sonnenplatz 1, A-3922 Großschönau, AUSTRIA, +43 (0) 2815/77 270, [h.bruckner@sonnenplatz.at](mailto:h.bruckner@sonnenplatz.at), <http://www.sonnenplatz.at>

perspectives in regard to the current status of planning, as well as the goals for the energy community and the roles of the various representatives of stakeholder groups towards the listed goals.

In addition to the overall goals of the energy community, the stakeholder analysis also explores the individual goals and motivation for the participation, along with the burdens and interferences which are or would be faced by the stakeholder groups. Further analysis on the stakeholder group network also sheds light on the shared interests or conflicts between the various stakeholder groups. Figure 1 illustrates the stakeholder perspectives on the overall shared and opposing identified interests.

Table 1: Stakeholder groups identified by the stakeholder mapping process at Größschonau, Austria

Nr	Stakeholder Category	Stakeholder Representatives	
		Number of representatives	Description
1	Municipality	1	Mayor
2	Municipal organisations	2	Representative of municipal council and public administration
3	Opinion leader organisations	2	Regional organisations with focus on climate strategies for municipalities, involved in strategic alliances and information campaigns.
4	Private Businesses	3	Representatives from Local businesses: tourism, guest house, farming and information centre/ local permanent exhibition on energy for the public.
5	Infrastructure	1	Energy and grid provider
6	Local associations	4	Representatives from associations: Tourism & local economic development, rural youth club, volunteer firefighter.
7	Citizens	2	Representatives from the community, consumer and prosumer.

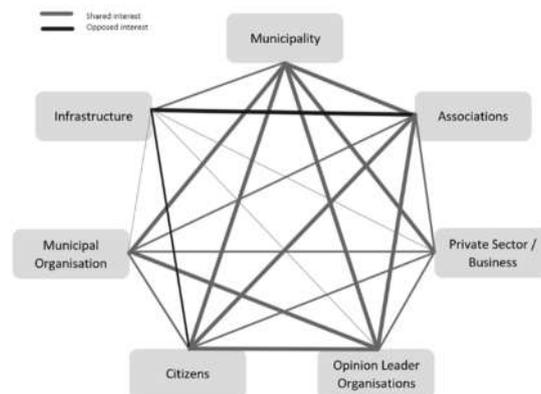


Figure 1: Stakeholder perspectives on the overall shared and opposing identified interests

From the Figure 1 the intensity of the connections is indicated with the thickness of the connecting lines, and the colour indicates whether the connection resulted in shared interest (green) or mutual conflict (red).

## Conclusions:

The results of the stakeholder mapping process and the stakeholder analysis can be taken as a first step towards the building of communication strategies and involvement management, to facilitate the transition and the introduction of energy communities and target groups could be addressed [1]. In the case of Größschönau, the results show high interest and motivation among the seven stakeholder groups. The results provided a broad spectrum of motives, expectations, challenges and visions of the stakeholder groups for the implementation of ECs in the coming future. These results serve as a basis for the creation of communicative narratives supporting the community building and the deployment of the EC's vision in the region. Yet there remain various open questions, potential gaps in roles and varying interpretations regarding the influences on the EC. The various stakeholders as mentioned are already involved and therefore highly informed about the energy community process, and should be prepared to function as communication hub, to build and showcase pilot cases to clarify future roles for replication and expansion of the energy community.

---

## References

- [1] Werner, M. Olofsgård, and H. Bruckner, "Deliverable 2.2 Stakeholder needs: Integration of Innovative Technologies of Positive Energy Districts into a Holistic Architecture," UASTW, Afry, Sonnenplatz Großschönau.
- [2] Energy Community, Energy Community adopts Clean Energy Package. [Online]. Available: <https://www.energy-community.org/news/Energy-Community-News/2021/11/30.html>
- [3] Österreichs E-Wirtschaft, Das Erneuerbare-Ausbau-Gesetz. [Online]. Available: <https://oesterreichsenergie.at/standpunkte/erneuerbaren-ausbau-gesetz>
- [4] ped-interact.eu, Integration of Innovative Technologies of Positive Energy Districts into a Holistic Architecture: INTERACT. [Online]. Available: <https://www.ped-interact.eu/>
  - A. Ilo and D.-L. Schultis, A Holistic Solution for Smart Grids based on LINK– Paradigm: Architecture, Energy Systems Integration, Volt/var Chain Process, 1st ed. Cham: Springer International Publishing; Imprint Springer, 2022.
- [5] Sonnenplatz Großschönau GmbH, Interact :Integration von innovativen Technologien von Plus-Energie-Regionen in eine ganzheitliche Systemarchitektur. [Online]. Available: <http://www.sonnenplatz.at/page.asp/lang%3Den/260.htm>
- [6] ped-interact.eu, Sweden, Fyllinge. [Online]. Available: <https://www.ped-interact.eu/fyllinge/>

## 6.2. ENERGIEGEMEINSCHAFTEN II

### 6.2.1. Upscaling the potential of energy communities to country-level

Theresia PERGER<sup>1</sup>(\*), Hans AUER<sup>1</sup>

#### Motivation

As decentralized generation in our energy system increases, local energy communities become more and more prevalent. The participants are called prosumers and consume and/or produce electricity from renewable sources. The locally generated electricity can be shared or traded, e.g., trading directly between the participants, so-called peer-to-peer trading. Within the H2020 project openENTRANCE [3], a case study evaluates the potential of energy communities with peer-to-peer trading in Austria and four other European countries. A method is proposed to upscaling the energy community potential to country level and results for Austria and one other reference country are to be presented here.

#### Methodology

The open-source optimization model FRESH:COM (Fair energy sharing in local communities), see [1] and [2], is applied to local energy communities with photovoltaic (PV) including battery energy storage systems (BESS). The objective function maximizes the so-called community welfare,  $CW$ , by minimizing grid purchases and optimally allocating electricity from local PV generation between the participants (prosumers), considering their individual willingness-to-pay,  $wtp$ . The output of the model includes hourly time series of electricity traded between participants, transactions with the grid, and BESS operation, as well as revenue streams of all actors involved. In the next step, energy communities within different settlement patterns are defined:

- Urban area,
- Suburban area,
- Rural area,

which are characterized by different demand for electricity, available roof areas for PV systems, settlement density and demography. The share of each settlement pattern per region is evaluated using available statistics on population and building types. With this knowledge, the number of energy communities and their type is determined per region, and sub-sequentially, the potential of a whole country is derived.

#### Results and discussion

The results of the present work include the number of energy communities and prosumers involved, the PV capacities (in MW) utilized in energy communities, as well as the savings in costs and CO<sub>2</sub>-emissions due to collective self-consumption and peer-to-peer trading. These results are presented for Austria and one other country in Europe. After evaluation of the remaining reference countries, the results will be used to qualitatively upscale the energy community potential to European level.

#### Referenzen

- [1] T. Perger (2021), GitHub Repository FRESH:COM, <https://github.com/tperger/fresh-com>
- [2] T. Perger, L. Wachter, A. Fleischhacker, H. Auer, PV sharing in local communities: Peer-to-peer trading under consideration of the prosumers' willingness-to-pay, In: Sustainable Cities and Society (2021), DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102634>
- [3] openENTRANCE project: <https://openentrance.eu/>

---

<sup>1</sup> TU Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Energy Economics Group (EEG), Gusshausstrasse 25-29/E370-3, 1040 Wien, E-Mail: [perger@eeg.tuwien.ac.at](mailto:perger@eeg.tuwien.ac.at), Website: [www.eeg.tuwien.ac.at](http://www.eeg.tuwien.ac.at)

## 6.2.2. Prozess und Werkzeugkette zur Multikriteriell optimierten Auslegung kommunaler Energiesysteme

Andreas STADLER<sup>1</sup>, Dominic MUTZHAS<sup>2</sup>, Jan VOLLMAR<sup>3</sup> und Herbert PALM<sup>4</sup>

### Dezentralisierung der Energiesysteme stärkt kommunale Verantwortung

Die im Pariser Klimaabkommen [1] auf internationaler Ebene vereinbarten Ziele einer klimaneutralen Energieversorgung bedingen einen dreifach disruptiven Wechsel zugrundeliegender Energiesysteme. Neben einer Umstellung fossiler auf nachhaltige Primärenergieträger werden Effizienz- und Ressourcen-getrieben bislang zentrale Formen der Netztopologie mit sektorentkoppelten Anlagen einer dezentral geprägten Netztopologie mit sektorgekoppelten Anlagen weichen. Diese Dezentralisierung verlagert den Schwerpunkt der Verantwortung für Konzeption, Bau und Betrieb von Energiesystemen auf die kommunale Ebene. Um der so wachsenden kommunalen Verantwortung nachkommen zu können, müssen kommunale Entscheidungsträger befähigt werden, die Vielfalt möglicher Ausbaualternativen (über)kommunaler Energiesysteme zu kennen, zu überblicken und zu beherrschen.

Vor diesem Hintergrund wurde im Jahr 2010 der prozessuale Ansatz der „Energienutzungsplanung“ (ENP) [2] als kommunales Planungsinstrument im Bayerischen Energiesektor etabliert. Das ENP Konzept folgt einem 3-stufigen Prozess ausgehend von einer „Bestands- und Potenzialanalyse“ über die „Konzeptentwicklung“ bis zur „Umsetzung“. Trotz vielfacher Anwendungserfolge fehlt für kommunale Entscheidungen großer Trageweite jedoch der *vergleichende* Aspekt der Potenzialanalyse. Eine quantitative Bewertung alternativer Investitionen in Anlagen zur nachhaltigen Bereitstellung von Energie erscheint zwingend notwendig, um insbesondere bei Bürgerbeteiligungen zur Anlagenfinanzierung eine gesamtoptimierte Lösung propagieren und umsetzen zu können. Der vorliegende Artikel stellt zu diesem Zweck a) den methodischen Hintergrund sowie b) eine darauf basierende Werkzeugkette zur quantitativ vergleichenden Potenzialanalyse im Kontext einer multikriteriellen Energiesystemoptimierung vor.

### Methodik zur multikriteriell optimierten Energienutzungsplanung

Fokus der vorliegenden Arbeit ist die um den Aspekt der Systemoptimierung erweiterte ENP Phase 1 zur „Bestands- und Potenzialanalyse“. Dabei soll der Bedarf ermittelt, die Technologie- und Standort-bezogenen Alternativen eines Ausbaus in deren topologischen und parametrischen Varianten erfasst, hinsichtlich deren Zielerreichungsgrad miteinander verglichen und multikriteriell optimierte Systemauslegungen identifiziert werden. Konkret lassen sich die Ziele dieser Arbeitsphase durch die in Abbildung 1 gezeigten fünf Schritte erreichen:

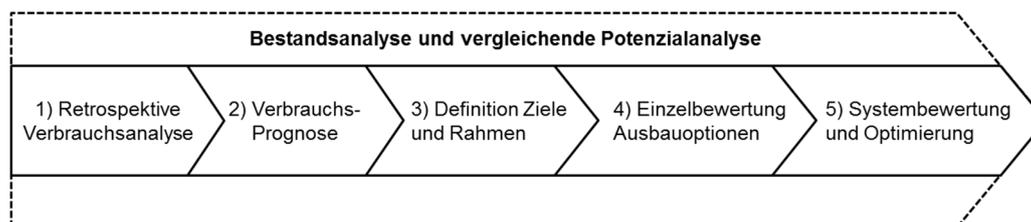


Abbildung 1: Referenzprozess zur Bestandsanalyse und vergleichenden Potenzialanalyse

In den Schritten 1 („retrospektive Verbrauchsanalyse“) und 2 („Verbrauchsprognose“) entsteht ein Überblick zum historischen bzw. prognostizierten zukünftigen Bedarf in den Endenergiesektoren Wärme, Verkehr und Elektrizität. In Schritt 3 werden die Indikator-basierten kommunalen Ausbauziele sowie ggf. einzuhaltende Rahmenbedingungen konkretisiert. In Schritt 4 entsteht nach dem Ansatz einer morphologischen Analyse der Raum der möglichen Ausbauoptionen („Design Space“) und damit der Rahmen Technologie-spezifischer (e.g. Windkraft-, Freiflächen-PV-, BHKW- oder Geothermie-

<sup>1</sup> HAW München, ISES, Lothstraße 64, D-80335 München, andreas.stadler@hm.edu

<sup>2</sup> HAW München, ISES, Lothstraße 64, D-80335 München, dominic.mutzhas@hm.edu

<sup>3</sup> Siemens AG, Technology, Günther-Scharowsky-Str.1, D-91058 Erlangen, jan.vollmar@siemens.com

<sup>4</sup> HAW München, ISES, Lothstraße 64, D-80335 München, palm@hm.edu

Anlagen) Ausbaualternativen. Schritt 5 bewertet die Trade-offs dieser Optionen im Kontext einer multikriteriell optimierten Systemarchitektur und stellt die Ergebnisse in Form der Zielindikator „Trade-offs“ sowie der Sensitivitäten dieser Zielindikatoren als Funktion von Variablen der Anlagenauslegung dar. Die multikriterielle Systemoptimierung folgt methodisch dem Ansatz der Hyper Space Exploration (HSE) [3]. Die HSE konforme Umsetzung des Referenzprozesses nach Abb.1 erfordert eine dedizierte Werkzeugkette gemäß [4]. Im Kern werden dazu neben einer zentralen Datenbank die in Abbildung 2 gezeigte Modellierungs- und Simulationsumgebung für Energiesysteme sowie die HSE spezifische Umgebung zu Versuchsplanung, Skriptkontrolle, Analyse, Optimierung und Visualisierung eingesetzt:

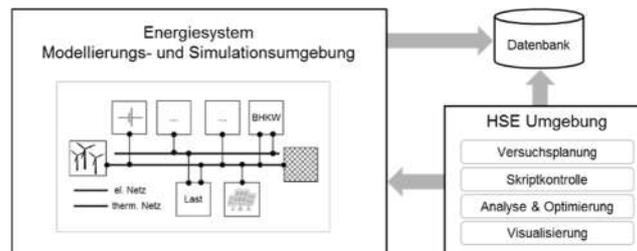


Abbildung 2: Werkzeugkette zur vergleichenden Potenzialanalyse

## Ergebnisse und Darstellung multikriteriell optimierter Energienutzungspläne

Der gemäß dem in Abb.1 gezeigten Ablauf und mittels der in Abb.2 dargestellten Werkzeugkette umgesetzte Prozess befähigt Entscheidungsträger a) einen multikriteriell optimierten „Masterplan“ der kommunalen Energiewende zu erstellen und b) Maßnahmen in Bezug auf die darin enthaltenen Anlagen einzuleiten. Eine übersichtliche und wesentliche Entscheidungsaspekte adressierende Darstellung der Prozess(teil)ergebnisse wie in Abb. 3 beispielhaft gezeigt hat sich dazu als essentiell herausgestellt.

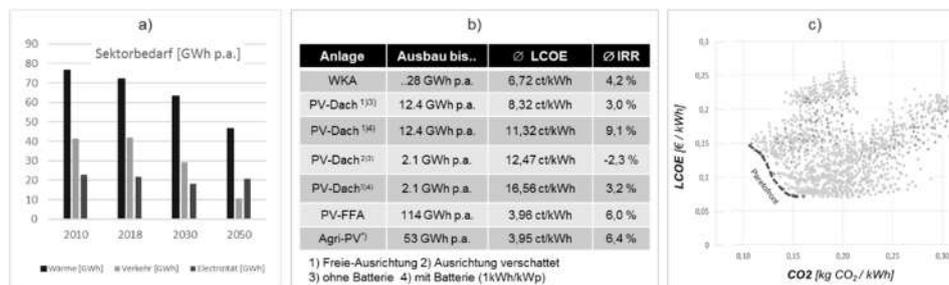


Abbildung 3: Beispielhafte Darstellung ausgewählter Prozessergebnisse

Abb.3a stellt historische Sektor-spezifische Endenergieforderungen einer beispielhaft gewählten ca. 10.000 Einwohner umfassenden Kommune den prognostizierten zukünftigen Anforderungen gegenüber. Abb.3b ergänzt für dieselbe Kommune Ausbaupotenziale verfügbarer Technologien sowie zugehörige Energiegestehungskosten (LCOE) und Kapitalrückfluss (IRR). Abb.3c zeigt beispielhafte „Trade-offs“ möglicher Anlagenauslegungen (Punkte im Diagramm) für LCOE und den damit verbundenen Treibhausgasemissionen (CO<sub>2</sub>). Unterschiedliche Farben kennzeichnen dabei unterschiedliche am Gesamtsystem beteiligte Technologiegruppen. Die Menge multikriteriell optimierter (i.e. „nicht-dominierter“ oder „Pareto-optimaler“) Systemauslegungen definiert die „Paretofront“.

Die im vorliegenden Beitrag beschriebene Methodik befindet sich noch im frühen Stadium deren Anwendung. Erste Erfahrungen damit sowie bislang erhaltene Rückmeldungen lassen jedoch bereits deren Mehrwert im Rahmen kommunaler Energie(ausbau)planung deutlich erkennen.

## Referenzen

- [1] United Nations Framework Convention on Climate Change, „Paris agreement,“ (2015).
- [2] Energienutzungsplanung, Bayerische Staatsregierung, <https://www.energieatlas.bayern.de/kommunen/energienutzungsplan.html> (26.10. 2021).
- [3] Herbert Palm, Jörg Holzmann: „Hyper Space Exploration – A Multicriterial Quantitative Trade-Off Analysis for System Design in Complex Environment“, IEEE ISSE (2018)
- [4] Fabian Rang, Herbert Palm, Jan Vollmar: „Designing Complex Decentralized Energy Systems Based on the Hyper Space Exploration Approach“, IEEE ISSE (2019)

### 6.2.3. E<sup>2</sup>GEM – Tool zur Energieanalyse auf kommunaler Ebene

Lisa KÜHBERGER<sup>1</sup>, Peter NAGOVNAK<sup>1</sup>, Christoph SEJKORA<sup>2</sup>, Thomas KIENBERGER<sup>1</sup>

#### Einführung

Aufgrund der nach wie vor beträchtlichen Verwendung fossiler Brennstoffe ist es zur Erreichung unserer Klimaziele unumgänglich, diese mit nachhaltigen, erneuerbaren Energieträgern zu substituieren. Jedoch ermöglicht erst die genaue Kenntnis über Potenziale solcher erneuerbarer Energien ebendiese gezielt zu nutzen und somit die Energiewende voranzutreiben.

Mit dem Beschluss des Erneuerbaren Ausbau Gesetzes (EAG) am 07. Juli 2021 wurden konkrete gesetzliche Rahmenbedingungen zum Vorantreiben der Energiewende in Österreich geschaffen. Entsprechend dem Gesetz, soll Österreichs Stromverbrauch bis zum Jahr 2030 bilanziell zu 100 % aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden. Zur Erreichung dieses Zieles ist ein Ausbau der erneuerbaren Energien um etwa 50 % (bezogen auf 2019) erforderlich. Laut dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) sollen Photovoltaik- und Windkraftanlagen mit einem Ausbauziel von insgesamt 21 TWh am stärksten ausgebaut werden. [1]

Um diese ambitionierte Zielsetzung zu erreichen, ist sowohl auf Bundes- und Landesebene als auch auf kommunaler Ebene eine Transformation in Richtung erneuerbarer Energiegewinnung unabdingbar. Oftmals fehlt jedoch österreichischen Gemeinden allerdings die notwendige Expertise, um ihre Situation im Hinblick auf erneuerbare Energie zu analysieren.

Mit dem Tool **E<sup>2</sup>GEM (Erneuerbare Energie Gemeinde)** wurde daher eine Möglichkeit geschaffen, um Gemeinden bei diesen herausfordernden Aufgaben zu unterstützen und ihre aktuelle Position am Weg der Energiewende zu identifizieren. E<sup>2</sup>GEM ermöglicht die Bilanzierung des Bedarfs an Strom- und Wärme der Wirtschaftssektoren Industrie u. Gewerbe, Mobilität sowie Haushalte, der erneuerbaren technischen Energiepotenziale (Wind- und Solarenergie, Wasserkraft, Biomasse sowie industrielle Abwärme) sowie der aktuellen erneuerbaren Energieerzeugung im Gemeindegebiet. Aufbauend auf diesen Analysen können auf kommunaler Ebene konkrete Realisierungsprojekte zur Transformation unseres Energiesystems angestoßen werden.

#### Methodik

Um die zukünftige Planung der Energieversorgung auf Gemeindeebene zielgerichtet durchführen zu können, bedarf es einer detaillierten Untersuchung des IST-Standes hinsichtlich erneuerbarer Energiepotenziale, Strom- und Wärmebedarf sowie des aktuellen Ausbaugrades erneuerbarer Energien.

Die Methodik zur Ermittlung dieser Daten mithilfe von E<sup>2</sup>GEM beruht auf einem dreistufigen Verfahren, welches in Abbildung 1 dargestellt ist.

In einem ersten Schritt werden die technischen Potenziale erneuerbarer Energieträger (Strom: Wasserkraft, Windkraft, Solarenergie u. Biomasse; Wärme: Solarenergie, Biomasse, industrielle Abwärme) der Gemeinde ermittelt. Die Grundlage hierfür stellen am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik durch Sejkora et al. 2020 [2] ermittelte Daten dar, welche regelmäßig aktualisiert werden bzw. insbesondere für Solarenergie und Biomasse unterschiedlichen Nutzungspfaden (Solarthermie vs. Photovoltaik; Verbrennung vs. Vergasung) zugeordnet werden können. Im Anschluss wird der Energiebedarf der Gemeinde differenziert nach Energieträgern sowie Nutzenergieformen für jeden der zuvor genannten Wirtschaftssektoren mittels spezifischer Energiekennzahlen berechnet. Durch Einbindung von Stakeholdern sowie weiteren Quellen wird in einem dritten Schritt die derzeitige Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen erhoben. All diese Daten werden abschließend bilanziert, wodurch drei Kennzahlen ermittelt werden können: Eigenversorgungsgrad durch erneuerbare

<sup>1</sup> Lehrstuhl für Energieverbundtechnik – Montanuniversität Leoben, Franz-Josef-Straße 18, +43 3842 402 5420, lisa.kuehberger@unileoben.ac.at, www.evt-unileoben.at

<sup>2</sup> christoph.sejkora@gmail.com

Erzeugung, maximal möglicher Eigenversorgungsgrad durch erneuerbare Erzeugung und aktueller Ausbaugrad erneuerbarer Erzeugung.

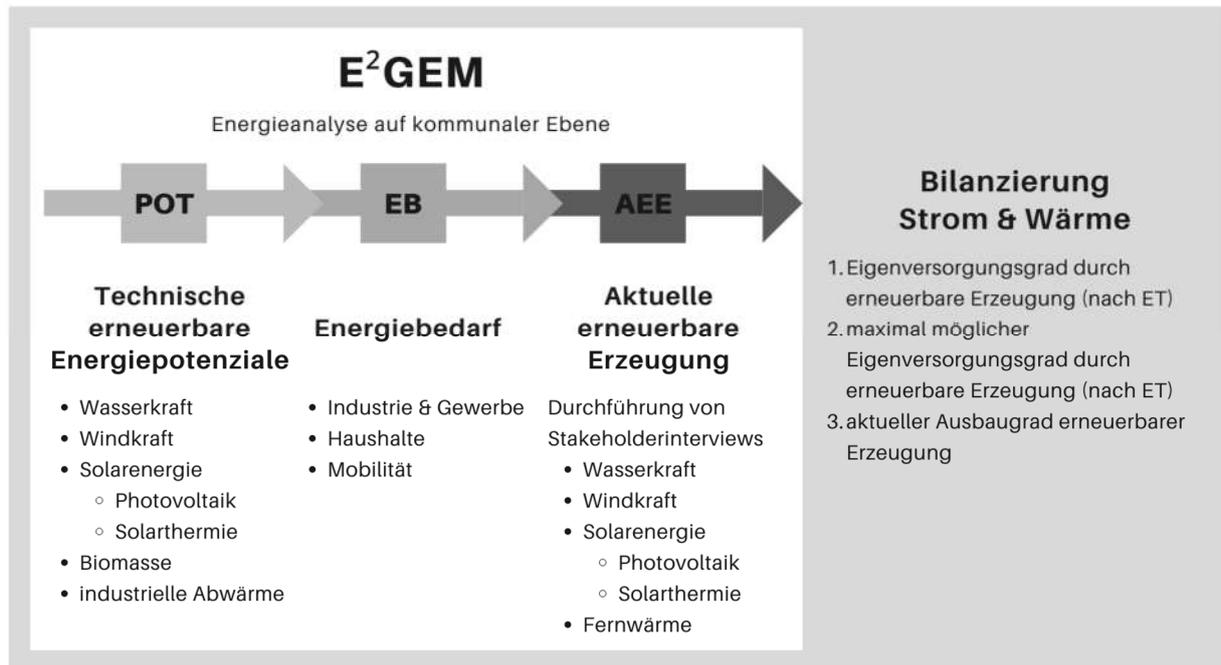


Abbildung 1: Funktionsumfang des Tools E<sup>2</sup>GEM, eigene Abbildung

## Ergebnisse und Nutzen

In einer ersten Fallstudie wurde das Tool E<sup>2</sup>GEM zur Analyse einer steirischen Industriestadt mit ca. 15.000 Einwohner\*innen eingesetzt. Die untersuchte Stadt weist besonders vielversprechende freie Potenziale im Bereich der industriellen Abwärme auf. Der aktuelle Ausbaugrad erneuerbarer Energie ist vor allem bei Solarenergie noch gering. Potenziale aus Windenergie sind zur Gänze ungenutzt. Aufgrund energieintensiver Industrien am Standort ist eine vollständige Bedarfsdeckung aller betrachteten Wirtschaftssektoren nicht möglich.

Ergebnisse der Analysen mit E<sup>2</sup>GEM können als Grundlage zur Bewertung des Beitrages einer Gemeinde zur Energiewende dienen. Erhebungen dieser Art ermöglichen den Kommunen zudem konkrete Schwerpunkte in ihrer Energieraumplanung zu setzen. Hier sind beispielsweise Untersuchungen zu konkreten Standortfragen von Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energieformen denkbar.

Der derzeitige Entwicklungsstand von E<sup>2</sup>GEM ermöglicht vollständige Energieanalysen für das Bundesland Steiermark. Für die restlichen Bundesländer wird die Bilanzierung im Bereich Abwärme voraussichtlich mit Q1/2021 verfügbar. Das Tool E<sup>2</sup>GEM wird überdies hinaus durch Datenaktualisierungen laufend weiterentwickelt. Zusätzlich ist die Abbildung weiterer Wirtschaftssektoren (Landwirtschaft und Dienstleistungen) in Planung.

## Referenzen

- [1] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, *Erfolgreiche Einigung bei Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz*. [Online]. Available: [https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/20210706\\_eag.html](https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/20210706_eag.html) (accessed: Dec. 1 2021).
- [2] C. Sejkora, L. Kühberger, F. Radner, A. Trattner, and T. Kienberger, "Exergy as Criteria for Efficient Energy Systems—A Spatially Resolved Comparison of the Current Exergy Consumption, the Current Useful Exergy Demand and Renewable Exergy Potential," *Energies*, vol. 13, no. 4, p. 843, 2020, doi: 10.3390/en13040843

## 6.2.4. Entwicklung von fünf Energieversorgungslevel für Haushalte zur Bewertung von Resilienz auf quartiersebene

Jakob BOEHM<sup>1\*</sup>, Christian DOETSCH<sup>2</sup>

### Resilienz im Energiesystem

Die Megatrends Energiewende und Digitalisierung führen zu starken Veränderungen in Energiesystemen, weg von zentraler top-down Versorgungs- und Regelungsstruktur hin zu einer äußerst dezentralen und auch zum Teil dezentral geregelten Energieversorgung. Hierdurch ergeben sich neue, weitergehenden Anforderungen an die Versorgungssicherheit, da die Systeme komplexer und stör anfälliger werden. Außerdem kommen unvorhergesehene, dynamische Belastungen hinzu. Systeme, die diese Belastungen dynamisch abfangen können und wieder in einen stabilen Zustand zurückfinden, werden als resiliente System beschrieben.[1] Der Begriff Resilienz ist vielschichtig und wird in verschiedenen wissenschaftlichen Disziplinen schon seit weit über 100 Jahren verwendet, wie eine etymologische Begriffsbetrachtung von Alexander [2] zeigt. Seit Beginn der 2010er-Jahre steigt die Anzahl an Veröffentlichungen im Bereich von Energiesystemen mit Fokus auf Resilienz.[3]

In Abbildung 1 sind ein resilientes und ein unresilientes Systemverhalten) als Systemleistung  $y(t)$  über der Zeit  $t$  dargestellt. Zur Beschreibung des resiliente Systemverhaltens dienen fünf Phasen: (i) Normalbetrieb; (ii) Absorbierung der Störung; (iii) Stabilisierung; (iv) Wiederherstellung der Systemleistung und (v) der (verbesserte) Normalbetrieb. Das unresiliente System kollabiert in Folge des Störereignisses und es kommt zu einem Blackout.

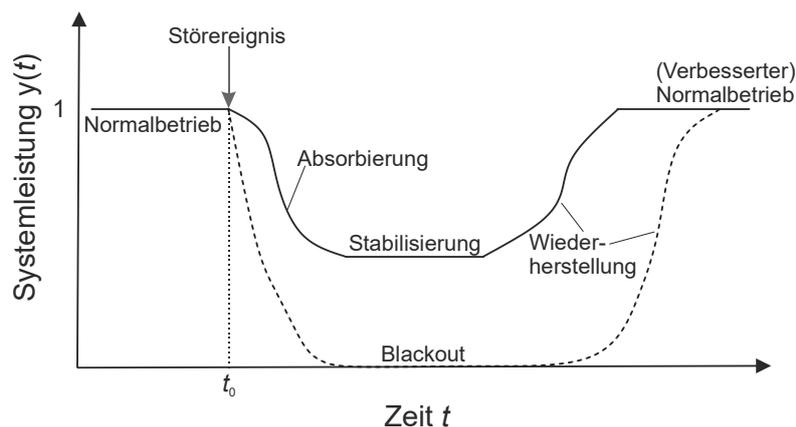


Abbildung 1: Übersicht Systemverhalten  $y(t)$  nach einem Störereignis: resilientes Verhalten (—) und unresilientes Verhalten (- -).

Die Auswirkung von Störereignissen kann durch strukturelle Maßnahmen (Redundanz oder Robustheit, z. B. stabilere Strommasten) und strukturelle, reaktive Maßnahmen wie zusätzliche Speicher und/oder durch reaktive Regelungstechnische Maßnahmen wie Lastmanagement beeinflusst werden. Hier liegt der Fokus auf Lastmanagementstrategien der Haushalte des Quartiers. Nach Störereignissen wird überprüft, wie vordefinierte Versorgungslevel dazu beitragen können, die Auswirkungen auf die Systemleistung  $y(t)$  gering zu halten und eine schnelle Wiederherstellung ermöglichen.

### Definition der Versorgungslevel

Zur Vermeidung eines Blackouts werden, in Anlehnung an einen TAB-Bericht [4] in dem die Folgen eines großflächigen Stromausfalls beschrieben sind, fünf unterschiedliche energetische Versorgungslevel definiert. Sie dienen als Hilfsmittel, um die Störwirkung abzumildern und unterscheiden sich durch die jeweilige Verfügbarkeit spezieller Leistungen und in der maximal zulässigen Dauer. Die Level reichen von Notversorgung (Level 1) bis Vollversorgung (Level 5) und sind

<sup>1</sup> Ruhr-Universität Bochum Cross Energy Systems, Universitätsstraße 150 44801 Bochum, 0234/3226628., [jakob.boehm@rub.de](mailto:jakob.boehm@rub.de), <https://www.ruhr-uni-bochum.de/is-ces/>

<sup>2</sup> Cross Energy Systems, Ruhr-Universität Bochum, Universitätsstraße 150 44801 Bochum, 0234/3226840., [christian.doetsch@rub.de](mailto:christian.doetsch@rub.de), <https://www.ruhr-uni-bochum.de/is-ces/>

in Tabelle 1 aufgeführt. Das Level 1 dient als finale Möglichkeit einen Blackout zu verhindern. Durch die Sicherstellung der Kommunikationssysteme und Trinkwasserversorgung kann das System einfacher wiederaufgebaut werden. Ein gesondertes Level für einen Blackout wird nicht definiert.

Tabelle 1: Übersicht über die fünf Versorgungslevel mit verfügbaren Dienstleistungen und maximalen Dauern.

Level	Verfügbare Dienstleistungen	Max. Dauer
1	50 % Licht, IKT und anteilmäßig Quartiersaufwendungen (Trinkwasser & Kommunikation)	24 h
2	Licht, Kühlschrank, eingeschränkter Kochbedarf sowie Heizung und Warmwasser zu 25 %	48 h
3	Kleinverbraucher (Licht, IKT, etc.) zu 75 % nutzbar während Großverbrauch zu 50 % nutzbar	Bis 4 d
4	Kleinverbraucher vollständig nutzbar, Großverbraucher in ihrer Gleichzeitigkeit und Häufigkeit (75 %) reduziert sind	2 – 4 Wochen
5	Normalversorgung	

### Entwicklung der Lastprofile

Zur Erstellung von aktivitätsbezogenen Lastprofilen von Haushalten wird der LoadProfileGenerator 10.6 [5] verwendet. Dabei werden zunächst Einzellastprofile von 4 Basis Haushalten (CHR01, CHR04, CHR17, CHR27) mit zeitlichen Auflösungen von 1 min. und 15 min. erstellt. Mit den 1 min.-Profilen werden zeitliche Verschiebungen durchgeführt, die anschließend aggregiert werden, während die 15 min.-Profile für nachfolgenden Simulationen benutzt werden. So werden verschiedene Haushalte des gleichen Typens abgebildet und die betrachtete Gesamtzahl an Haushalten des Quartiers steigt. Um spezifische Effekte des Jahresverlaufs zu analysieren, werden für alle Haushalte repräsentative Wochen im Winter, Sommer und der Übergangszeit ausgewählt und die entsprechenden Zeitreihen erstellt. Die Validierung des so erstellten generischen Quartiers erfolgt über einen Vergleich mit  $H_0$ -Standardlastprofilen. Level 5 stellt die Normalversorgung dar und ist der Ausgangspunkt der Berechnungen dar. Die weiteren Level sind Adaptionen davon.

### Förderhinweis

Dieses Projekt wird gefördert durch das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen.

### Referenzen

- [1] IEA, Ensuring Energy Security. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/areas-of-work/ensuring-energy-security> (Zugriff am: 12. Oktober 2021).
- [2] D. E. Alexander, „Resilience and disaster risk reduction: an etymological journey“, Nat. Hazards Earth Syst. Sci., Jg. 13, Nr. 11, S. 2707–2716, 2013, doi: 10.5194/nhess-13-2707-2013.
- [3] B.-J. Jesse, H. U. Heinrichs und W. Kuckshinrichs, „Adapting the theory of resilience to energy systems: a review and outlook“, Energ Sustain Soc, Jg. 9, Nr. 1, S. 1, 2019, doi: 10.1186/s13705-019-0210-7.
- [4] T. Petermann, H. Bradke, A. Lüllmann, M. Poetzsch und U. Riehm, Was bei einem Blackout geschieht: Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls, 2. Aufl. Berlin: Edition Sigma, 2013.
- [5] LoadProfileGenerator. 10.6, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.loadprofilegenerator.de/download/>

## 6.2.5. Modellierung und Wirkung von elektrischen Regelungsstrategien und Prosumerverhalten in einer Energiezelle

Theresa LIEGL\*, David RAMPL\*, Anna WALTER\*, Simon SCHRAMM<sup>1</sup>

Das simulationsfähige Modell namens opEn (optimale Auslegung von Energiezellen) geht auf wiederkehrende, aber dennoch individuelle Fragestellungen der Energiewende ein. opEn integriert neben der detailgetreuen Erfassung des Ist-Zustandes, der Modellierung sog. Energiezellen, politisch abgegrenzte Energiesysteme, unter anderem auch eine kundenorientierte Auswertung in den Beratungsprozess. Dieser Beitrag stellt das opEn-Modell und seine Einsatzmöglichkeiten der simulierten Steuerung von regenerativen Energieanlagen und elektrische Flexibilitäten vor. Die Auswirkungen verschiedener Regelungsstrategien dieser Komponenten auf Systemzielgrößen für unterschiedliche Auslegungsvarianten werden untersucht. Der modulare Aufbau des MATLAB-basierten Modells trägt nicht nur zur Übersichtlichkeit während der Anwendung bei, sondern erleichtert auch die Erweiterung der Modellstruktur im Rahmen zukünftiger Untersuchungen [1].

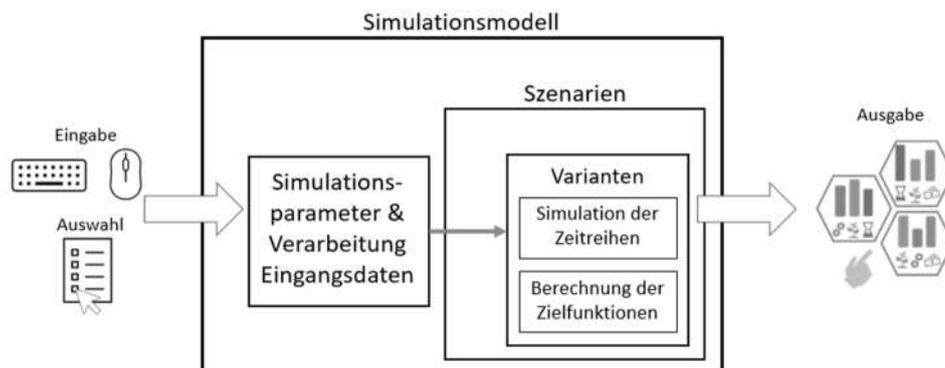


Abbildung 13: Schematische Darstellung der Struktur des Simulationsmodells

In diesem Beitrag werden drei Regelstrategien gegenübergestellt: kein aktiver Eingriff in die Steuerung von Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten, statische Betriebsführungshierarchien und dynamische Regelstrategien basierend auf ökonomischen Entscheidungskriterien. Die Integration von Regelstrategien in das Modell erfolgt über klar vorgegebene Annahmen und Grenzen, wie beispielsweise die Begrenzung der Netzanschlusskapazität oder die Vorgaben aus einem energiewirtschaftlichen Modell. Vor allem komplexe Zusammenhänge von der elektrischen Residuallast und der Erzeugung regenerativer Erzeuger werden durch die Zeitreihensimulation aufgezeigt. Abbildung 2 zeigt exemplarische Ergebnisse für einen Zeitraum von 4 Tagen. Durch die Berechnung und Ausgabe technologischer, ökologischer und ökonomischer Kennzahlen werden die Konsequenzen einzelner Ausbaupfade für unterschiedliche Varianten und deren Steuerung auch für betroffenen Akteure sichtbar. Dies ermöglicht eine datenbasierte Bewertung der Szenarien. Bei der Gegenüberstellung der Steuerungsmechanismen variieren die Zielgrößen Exportleistung, Importkosten und Strombeschaffungskosten am stärksten. Aus der Übersicht der Ergebnisse wird deutlich, dass die dynamische Regelung unter den gegebenen energiewirtschaftlichen Bedingungen nicht von Vorteil ist. Es zeichnet sich ab, dass vor allem durch die Abregelung von regenerativer Erzeugungsleistung die Zielgrößen beeinflusst werden, weshalb eine differenziertere Betrachtung der Abregelung und des Energiewirtschaftsmodells in Zukunft notwendig ist.

<sup>1</sup> Hochschule München, Institut für Nachhaltige Energiesysteme, Lothstraße 64, 80335 München, Germany, [simon.schramm@hm.edu](mailto:simon.schramm@hm.edu), <https://hm.edu/sites/ises/index.de.html>

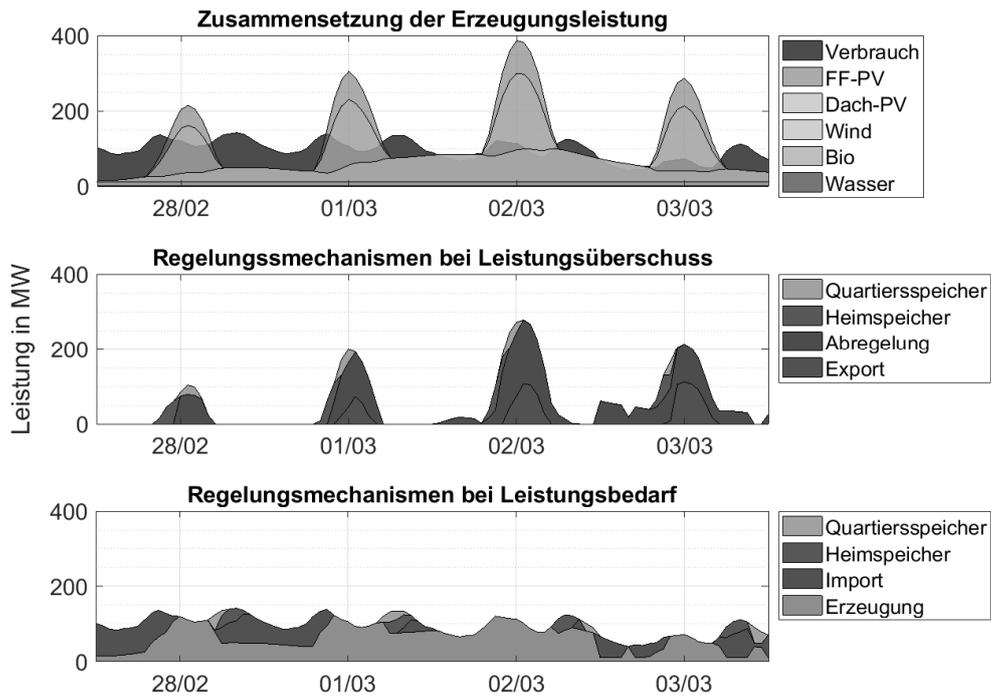


Abbildung 14: Exemplarische Zeitverläufe bei dynamischer Betriebsführungshierarchie

## Referenzen

- [1] T. Liegl, A. Walter, D. Rampl, M. Henle, S. Uhrig und S. Schramm, „Entwicklung einer generisch multikriteriellen Auslegung und automatisierten Modellierung von Energiezellen,“ in Tagungsband des 36. Symposium Photovoltaische Solarenergie 2021, 2021.

## 6.2.6. Bedarfsgerechte Steuerung dezentraler Energiesysteme am Beispiel der Kraft-Wärme-Kopplung

Patrick HAASE<sup>1\*</sup>, Bernd THOMAS<sup>2</sup>

### Inhalt

Durch den zunehmenden Ausbau der volatilen Energieerzeugung im Zuge der Energiewende bedarf es vermehrt verschiedener Instrumente für den Erhalt der Versorgungssicherheit im elektrischen Verbundnetz. Die Kopplung mit flexiblen und netzdienlich steuerbaren Erzeugungseinheiten im Wärmesektor – insbesondere mit Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK-) Geräten und Wärmepumpen – bietet hierbei großes Potenzial. Die bedarfsgerechte Steuerung jener Erzeugungsanlagen kann damit einen entscheidenden Beitrag zur Deckung bzw. Reduktion der Residuallast leisten und so zur Stützung der Verteilnetze beitragen. Entgegen der wärmegeführten Betriebsweise verschiebt die bedarfsgerechte Steuerung die Betriebszeiten dafür bewusst in Zeiträume mit hohem Strombedarf (KWK-Optimierung) bzw. hoher Stromerzeugung (Wärmepumpen-Optimierung) und passt sich damit den Gegebenheiten im elektrischen Energiesystem an. Um diese optimierte Kopplung mit dem Stromsektor bei gleichzeitiger Deckung des Wärmebedarfs unter Gewährleistung der maximalen Effizienz der Geräte umzusetzen, ist ein Energiespeicher in Verbindung mit einem intelligenten Speichermanagement erforderlich.

### Methodik

Der für die genannten Anforderungen entwickelte Steuerungsalgorithmus berechnet auf Basis von historischen Verbrauchsdaten und aktuellen Anlagedaten einen optimierten Fahrplan für den Betrieb der thermischen Erzeugungseinheit, die Teil eines mehr oder weniger komplexen Energiesystems ist. Denkbar sind hierbei verschiedene Kombinationen. Als Basiskomponenten kommen ein KWK-Gerät oder eine Wärmepumpe in Verbindung mit einem Wärmespeicher in Frage. Dieses Basissystem ist flexibel erweiterbar; beispielsweise durch einen Zusatzkessel, einen Batteriespeicher, eine Photovoltaik-Anlage oder auch eine Solarthermie-Anlage. In dieser Abhandlung liegt der Schwerpunkt auf der Steuerung eines KWK-Geräts in Verbindung mit einem Wärmespeicher. Die Fahrplanoptimierung basiert auf einem stochastisch-heuristischen Verfahren, dem sogenannten Monte-Carlo-Verfahren. Hierbei wird aus einer gewissen Anzahl an zufälligen Lösungen die „beste“ Lösung hinsichtlich einer flexibel wählbaren Zielgröße (Eigenstromdeckung, Residuallast, etc.) bestimmt. Ein großer Vorteil dieser Methode stellt die einfache Implementierung weiterer Nebenbedingungen dar; beispielsweise die Begrenzung der Startvorgänge der Erzeugungseinheit oder die Minimierung der Betriebszeit des Zusatzkessels [1].

Zur praktischen Anwendung der Steuerung stehen zwei Umsetzungsvarianten zur Verfügung, die in *Abbildung 1* an einer KWK-Anlage schematisch dargestellt sind. Eine Möglichkeit bietet die rein lokale Umsetzung auf einer speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS); beispielsweise direkt auf dem Steuergerät des KWK-Geräts oder der Wärmepumpe. Zur Erprobung dieser Variante wurde der ursprünglich in MATLAB entwickelte Steuerungsalgorithmus in eine CoDeSys-Version übersetzt und auf eine WAGO-SPS implementiert. Eine weitere Möglichkeit stellt eine über das Internet aufrufbare Serviceanwendung dar. Ein Webservice in Verbindung mit einer Datenbank ermöglicht dabei die Kommunikation zwischen dem auf einem globalen Server ausgeführten und in eine Python-Version übersetzten Steuerungsalgorithmus und mehreren (beliebig vielen) Energiesystemen. Eine Web-App erlaubt dem Benutzer dabei das Anlegen und Verwalten von Energiesystemen. Die bedarfsgerechte Steuerung wurde am KWK-Prüfstand der Hochschule Reutlingen auf Basis von gemessenen Lastprofilen zweier Einfamilienhäuser ausführlich erprobt; die Ergebnisse sind im folgenden Abschnitt zusammengefasst.

<sup>1</sup> Hochschule Reutlingen, Alteburgstraße 150, 72762 Reutlingen, patrick.haase@reutlingen-university.de, www.reutlingen-university.de

<sup>2</sup> Hochschule Reutlingen, Alteburgstraße 150, 72762 Reutlingen, +49 7121 271-7041, bernd.thomas@reutlingen-university.de, www.reutlingen-university.de

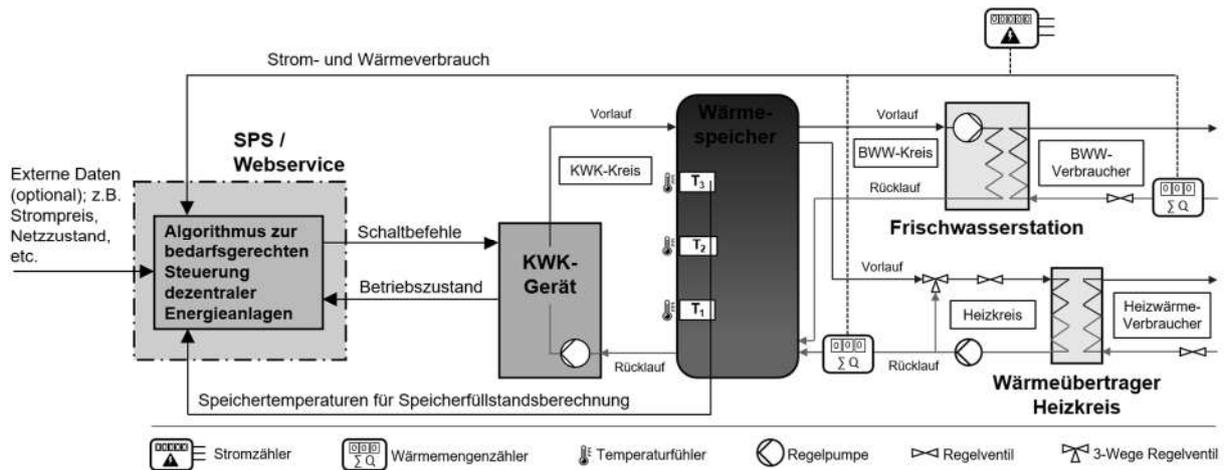


Abbildung 1 – Umsetzung der Steuerung an KWK-Anlage

## Ergebnisse

Umfangreiche Tests am KWK-Prüfstand der Hochschule Reutlingen haben gezeigt, dass der Steuerungsalgorithmus in der Lage ist, ein Energiesystem unter realistischen Bedingungen zuverlässig und optimiert zu betreiben. Unter der Zielgröße „Optimierung der Eigenstromdeckung“ werden die Laufzeiten des KWK-Geräts (bei Möglichkeit) stets in Phasen mit hohem elektrischen Verbrauch gelegt. Auf diese Weise konnte in den durchgeführten Tests die Eigenstromdeckung um bis zu 27 % gegenüber dem wärmegeführten Betrieb gesteigert werden. Das KWK-Gerät folgt dem berechneten Fahrplan dabei mit hoher Genauigkeit, wobei das interne Steuergerät mit all seinen Sicherheitsfunktionen der bedarfsgerechten Steuerung stets überlagert ist. Damit ist ein sicherer Betrieb zu jeder Zeit garantiert. Das Optimierungspotenzial ist von drei Einflussgrößen entscheidend abhängig: Dem Verlauf des elektrischen Lastprofils, der effektiven Speicherkapazität sowie der Prognosegüte der Bedarfsdaten. Allgemein gilt, ein elektrisches Lastprofil mit ausgeprägten Lastspitzen und einer geringen Grundlast birgt ein größeres Potenzial im Vergleich zu einem Profil mit nur wenig ausgeprägten Lastspitzen. Zudem bringen eine größere effektive Speicherkapazität und eine bessere Prognosegüte ein höheres Optimierungspotenzial mit sich [2].

## Ausblick und Fazit

Neben der bedarfsgerechten Steuerung bedient der entwickelte Algorithmus ein weiteres Anwendungsfeld: Den vorhersagbaren KWK-Betrieb, den der Gesetzgeber z.B. in Form von täglichen Einspeiseprognosen durch den Redispatch 2.0 einfordert. Diese Vorhersageanforderung kann dabei durch den Algorithmus auf zwei Weisen erfüllt werden: Zum einen kann direkt der zukünftige wärmegeführte KWK-Betrieb prognostiziert werden. Die dabei erzielbare Prognosegüte ist stark von der vorhandenen Messtechnik und der Prognosegüte der Verbrauchsdaten abhängig. Eine andere Möglichkeit stellt wiederum die Steuerung der Anlage im bedarfsgerechten Betrieb dar. Der dabei berechnete optimierte Fahrplan entspricht gleichzeitig der Vorhersage des KWK-Betriebs. Diese Variante bringt zwei Vorteile mit sich: Zum einen wird das Energiesystem hinsichtlich einer Zielgröße optimiert betrieben, zum anderen liegt aufgrund der erzielbaren hohen Fahrplanreue eine hohe Prognosegenauigkeit vor.

Zusammenfassend ermöglicht der entwickelte Algorithmus die netzdienliche Integration dezentraler Energiesysteme in das elektrische Verbundnetz, um so zum Gelingen der Energiewende beizutragen.

## Referenzen

- [1] Widmann, C., Lödige, D., Toradmal, A., Thomas, B., „Enabling CHP units for electricity production on demand by smart management of the thermal energy storage“, Applied Thermal Engineering, 114 (2017), S. 1487-1497, doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.08.065
- [2] Haase, P., Thomas, B., „Test and optimization of a control algorithm for demand-oriented operation of CHP units using hardware-in-the-loop“, Applied Energy 294 (2021) 116974, doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116974

## 6.3. ENERGIEGEMEINSCHAFTEN III

### 6.3.1. Einbindung überschüssiger Windenergie bei der Energieversorgung von Wohnquartieren: Windspitzennutzung und Deckungsgrad in Abhängigkeit vom Arbeitspreis

Mathias VOGEL\*, Tobias GOSCHIN\*, Robert FLASSIG<sup>1</sup>

#### Motivation

Erneuerbare, CO<sub>2</sub>-freie Energie wird national und international zum Großteil durch Windkraft und Photovoltaik bereitgestellt. Dabei ist eine der größten Herausforderungen, Leistungs- und Lastspitzen zeitlich, räumlich und in der Amplitude zu synchronisieren. Gleichzeitig muss die Stabilität des Energieversorgungsnetzes gewährleistet werden. Typischerweise wird Überschussleistung aus Wind- und Sonnenkraft auf Basis des EEG abgeregelt und die entsprechenden Ausfallkosten erstattet. Dies steht jedoch im Widerspruch zu den nationalen und internationalen Klimazielen.

#### Hintergrund und Inhalt

Frühere Studien haben die Nutzung überschüssiger Windenergie untersucht. Bareiß (2020) vergleicht die konventionelle Gebäudesanierung mit der Einführung von Power-to-Heat Technologien als Mittel zur Reduzierung der CO<sub>2</sub> – Emissionen im Wärmesektor. Die Arbeit zeigt, dass Regionen mit einem dominanten Anteil an überschüssiger Windenergie in Kombination mit Power-to-Heat dazu beitragen können, die CO<sub>2</sub> – Emissionen im kommunalen Wärmesektor stark zu reduzieren [1]. Liu et al. (2017) konzentrieren sich bei ihrer Arbeit auf die Ladekoordination von Elektrofahrzeugen aus überschüssiger Windenergie mit einem Doppeltariffsystem. Die Ergebnisse zeigen, dass die überschüssige Windenergie über einen langen Zeithorizont vollständig genutzt werden kann [2].

Ziel dieser Studie ist die Untersuchung der Energieversorgung von Wohnquartieren im urbanen Raum mit überschüssiger Windenergie in Abhängigkeit des Arbeitspreises. Dabei wurde ein bereits bestehendes Mehrfamilienhaus zeitdiskret und dynamisch modelliert. Das Modell berücksichtigt drei Stromtarife: den Netzbezug (0,298 € Arbeitspreis), einen Wärmepumpentarif (0,216 € Arbeitspreis) und einen Windspitzentarif. Dabei wird in Abhängigkeit des Windspitzentarifs die Windspitzennutzung, der Deckungsgrad und die Wirtschaftlichkeit mittels techno-ökonomischer Optimierung analysiert.

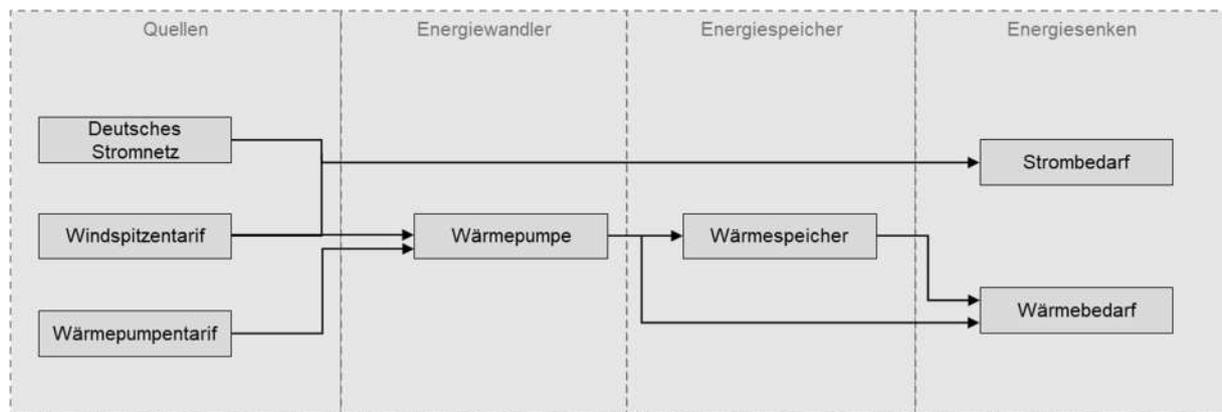


Abbildung 1: Energieflussschema des modellierten Energiesystems (Mehrfamilienhaus)

<sup>1</sup> Technische Hochschule Brandenburg, Magdeburger Str. 50, 14770 Brandenburg an der Havel, robert.flassig@th-brandenburg.de, +49 3381 355-377, <https://www.th-brandenburg.de/startseite/>

\* Nachwuchsautoren

## Methodik

Die vorliegende techno-ökonomische Analyse basiert auf einem Wärmelastprofil eines Mehrfamilienhauses am Standort Potsdam, Deutschland. Das Energiesystem wird im Open-Source-Framework FINE modelliert und optimiert [3]. Elemente des Modells sind Energiequellen, Wandlungstechnologien, Energiespeicher (Betonkernspeicher) und Energiesenken (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) [4]. Für ein gegebenes Windleistungsprofil wird in Abhängigkeit der abgeregelten Windleistung und des Windspitzenstroms eine Minimierung der jährlichen Gesamtkosten unter Berücksichtigung technischer und ökonomischer Nebenbedingungen durchgeführt.

## Ergebnisse

Die Ergebnisse sind bei einem Leistungsverhältnis von 1 kW<sub>th</sub>:1000 kW<sub>el</sub> installierter Windleistung berechnet worden. Auf den Abszissen der Diagramme ist das Kostenverhältnis [II] (Windspizentarif zu Netzstromtarif) abgebildet.

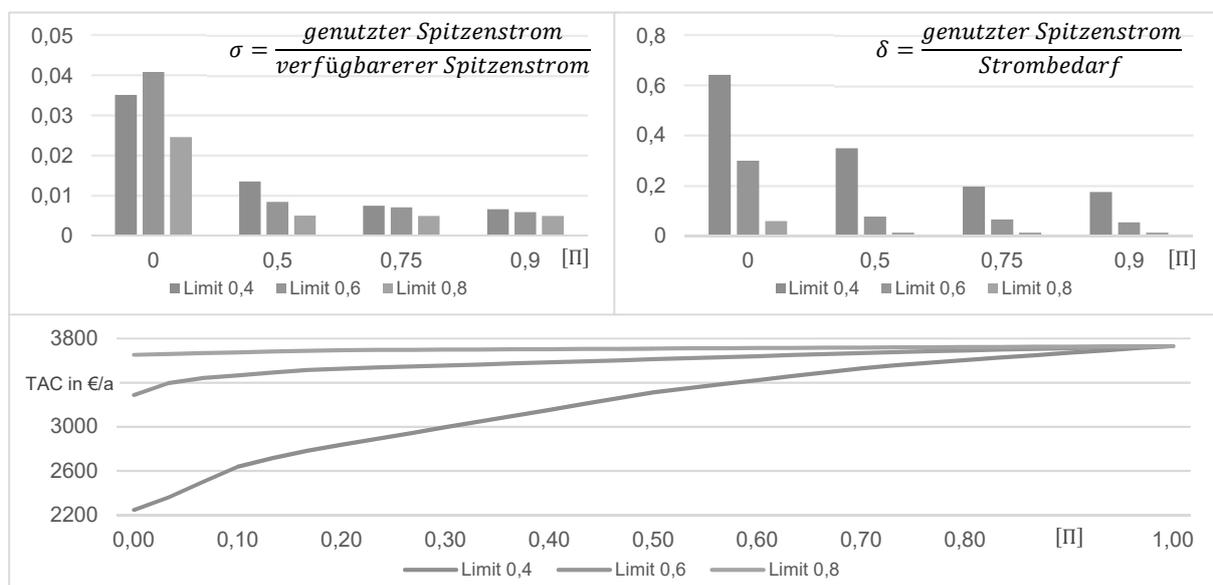


Abbildung 2: Spitzenverbrauch [ $\sigma$ ] (l. o.), Deckungsgrad [ $\delta$ ] (r. o.), jährliche Gesamtkosten (engl. Total Annual Cost, kurz: TAC, u.). Das Limit stellt die anteilige Kappung des Windprofils in Bezug auf die maximal installierte Windleistung dar. Ein Limit von 0,4 bedeutet, dass die oberen 60 % für den Windspizentarif zur Verfügung stehen.

Die Ergebnisse zeigen, dass bei niedrigen Kosten des Spizentarifs (kleines II) und hohem Vorkommen an überschüssiger Windenergie (kleines Limit) die Werte für den Spitzenverbrauch und Deckungsgrad steigen und die TAC sinken. Aus dem Verhalten von Spitzenverbrauch und Deckungsgrad wird deutlich, dass eine Wärmeversorgung von Wohnquartieren mit Spitzenstrom möglich ist. Bei einem Last- zu Leistungsverhältnis von 1 kW<sub>th</sub>:1000 kW<sub>el</sub>, mit dem zu Grunde gelegten realistischen Leistungsgang, ist ein Deckungsgrad von 60 % möglich. Der Modellierungsansatz erlaubt das systematische Screening von Standorten für die Nutzung von Windspitzenenergie im Wärmesektor.

## Referenzen

- [1] Bareiß, K. (2020). Potential of power-to-heat from excess wind energy on the city level. Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, 15(1), 26-43.
- [2] Liu, P., Yu, J., Fan, K., & Eissa, M. (2017). PEV charging coordination to absorb excess wind energy via group differentiated dual-tariff schemes. Electric Power Systems Research, 151, 208-217
- [3] Welder, L., Ryberg, D. S., Kotzur, L., Grube, T., Robinius, M., & Stolten, D. (2018). Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany. Energy, 158, 1130-1149.
- [4] Zhan, S., Hou, P., Yang, G., & Hu, J. (2022). Distributionally robust chance-constrained flexibility planning for integrated energy system. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 135, 107417.

### 6.3.2. Echtzeitdetektion von Erzeugungsabweichungen bei Windkraftanlagen am Anwendungsfall Rotorblattvereisung

Lukas STRAUSS<sup>1</sup>, Philipp KNERINGER<sup>2</sup>, Jakob MESSNER<sup>3</sup>, Alexander KAISER<sup>4</sup>, Gernot WOLFRAM<sup>5</sup>, Andrea WOHLFARTER<sup>6</sup>, Christopher WIESER<sup>7</sup>

#### Inhalt

Durch Rotorblattvereisung ausgelöste großflächige Abschaltungen von Windparks können die Versorgungssicherheit der Stromerzeugung in Österreich massiv beeinträchtigen und innerhalb kurzer Zeit zu Ausgleichsenergiekosten in bis zu Millionenhöhe führen. Einer der schwerwiegendsten Fälle dieser Art fand im vergangenen Winter am 27. und 28.12.2020 statt. Während des Ereignisses traten maximale Abweichungen von der prognostizierten Erzeugung von bis zu 1,5 GW auf. Über ein 24-stündiges Zeitfenster entstand so eine kumulierte fehlende Erzeugung von rund 27 GWh, welche durch den Einsatz von Regelreserven laufend ausgeglichen werden musste.

Fälle wie diese rufen nach einer Verbesserung der Prognose von Vereisungsereignissen. Aber bereits die Erkennung und Plausibilisierung der Ursachen des Leistungsentgangs in Echtzeit, insbesondere auf der Skala der gesamtösterreichischen Stromerzeugung, ist eine große Herausforderung. In diesem Beitrag wird die Entwicklung eines Detektionssystems vereisungsbedingter Erzeugungsabweichungen vorgestellt, welches in Zukunft zur Echtzeitüberwachung der österreichischen Windkrafterzeugung durch Austrian Power Grid (APG) eingesetzt werden soll. Systeme wie dieses tragen maßgeblich dazu bei, die Versorgungssicherheit in Österreich zu gewährleisten und das Ziel, bis 2030 100% des österreichischen Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu beziehen, zu verwirklichen.

#### Daten und Methodik

Eisdetektorsysteme sind heute auf einer Vielzahl von Windkraftanlagen installiert, ihre Daten sind bisher jedoch nicht vereinheitlicht oder zentral verfügbar. Für diese Arbeit wird daher rein auf den Parametern erzeugte Leistung, Windgeschwindigkeit und Temperatur aufgebaut. Über die Schnittstellen der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) sind diese heute bereits von rund 600 Anlagen (ca. 50% der österreichischen Windkraft) viertelstündlich verfügbar. Aus Sicht des Netzbetreibers wäre für den flächendeckenden Überblick in Zukunft die Datenbereitstellung möglichst aller angeschlossener Anlagen erforderlich. Der Datensatz wird mit Messungen an rund 20 Stationen des vollautomatischen meteorologischen Erfassungssystems (VAMES) verknüpft, welches neben Temperatur, Windgeschwindigkeit und Feuchte auch Sichtweitenbedingungen und Wolkeneigenschaften aufzeichnet.

Ziel des Detektionssystems ist die anlagenweise Erkennung von Erzeugungsabweichungen vom erwarteten Wert und die Plausibilisierung hinsichtlich des Vereisungszustands. Berechnet wird die Erzeugungsabweichung durch Vergleich der aus historischen Daten modellierten Leistungskurve jeder Anlage mit ihrer aktuellen Erzeugung. Der Vereisungsstatus und das Vereisungspotenzial an jeder Anlage wird durch die Verknüpfung mit meteorologischen Messdaten bestimmt. Die so gewonnenen Parameter werden nach Bedarf windparkweise oder regional aggregiert und zur besseren Überwachung visualisiert.

<sup>1</sup> MeteoServe Wetterdienst GmbH, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, lukas.strauss@meteoserve.at

<sup>2</sup> MeteoServe Wetterdienst GmbH, Fürstenweg 180, 6020 Innsbruck, philipp.kneringer@meteoserve.at

<sup>3</sup> MeteoServe Wetterdienst GmbH, Fürstenweg 180, 6020 Innsbruck, jakob.messner@meteoserve.at

<sup>4</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, alexander.kaiser@apg.at

<sup>5</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, gernot.wolfram@apg.at

<sup>6</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, andrea.wohlfarter@apg.at

<sup>7</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, christopher.wieser@apg.at

## Ergebnisse

Das Detektionssystem ermöglicht erstmals einen detaillierten Einblick in das großflächige Vereisungsereignis vom 27. und 28.12.2020. Was am 27.12. gegen 18:00 UTC zunächst als unauffällige Fehlmenge von der erwarteten Erzeugung begann (Abb. 1b), wuchs in den Nachtstunden im betrachteten Anlagenportfolio auf bis zu 1 GW an (Abb. 1a). Die Auswirkungen des Ereignisses waren geografisch differenziert: In den hochgelegenen Windparks der Steiermark setzten Vereisungsbedingungen früh ein. Wien und Niederösterreich waren mit Ausfällen einzelner Windparks, das Burgenland fast mit einem Totalausfall seiner Windkraft konfrontiert.

Die aggregierten Parameter Vereisungsstatus (Abb. 1c) und Vereisungspotenzial (Abb. 1d) lassen den Mehrwert des Systems für die Echtzeitüberwachung von vereisungsbedingten Abschaltungen und die erreichbare Vorwarnzeit durch Monitoring der meteorologischen Bedingungen klar erkennen. Das System ist im Winter 2021/22 bei APG als Prototyp in einem operativen Testbetrieb im Einsatz.

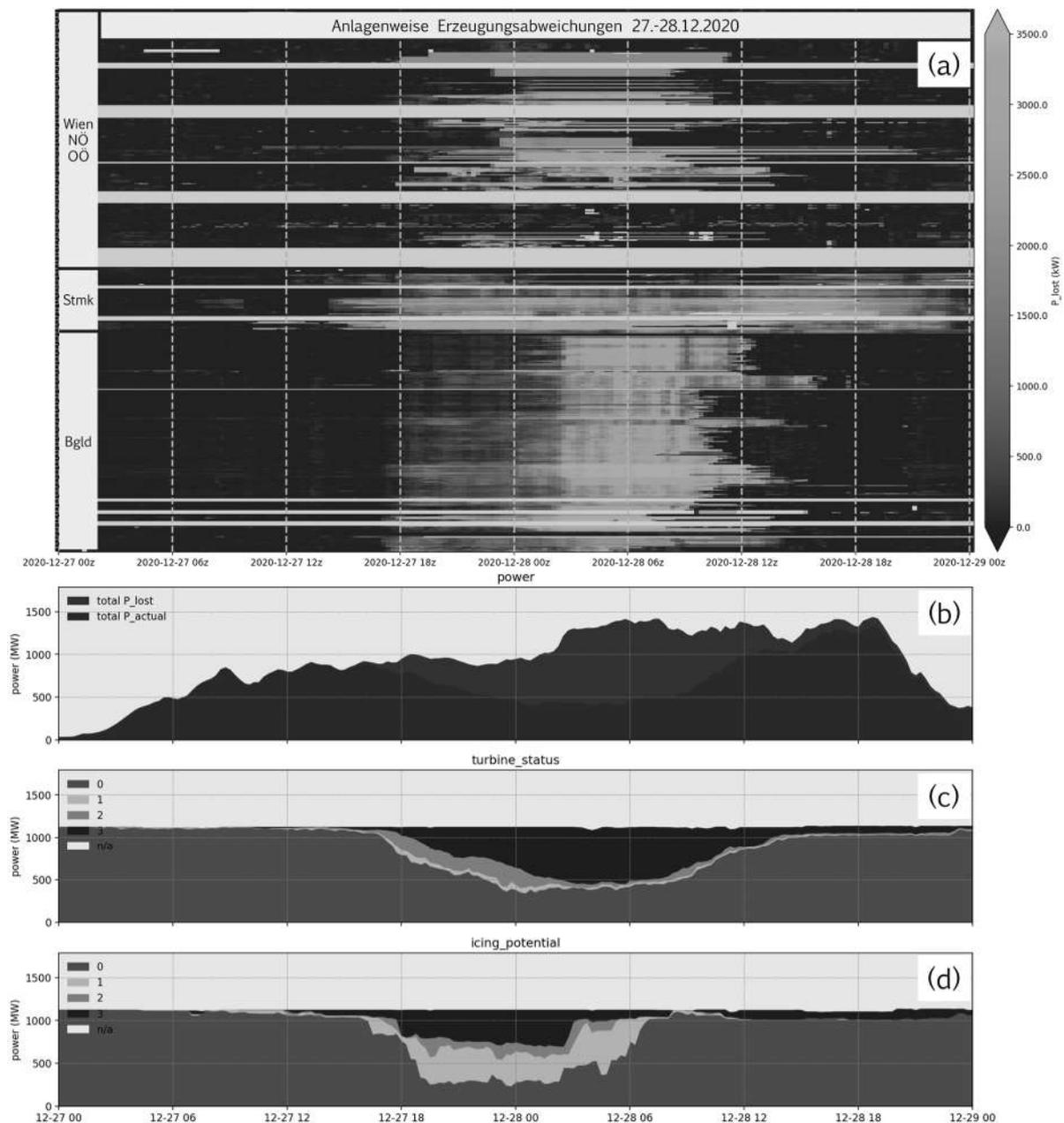


Abbildung 1: Vereisungsereignis vom 27.-28.12.2020. a) Anlagenweise Erzeugungsabweichungen visualisiert als Heatmap - jede Zeile der Grafik entspricht einer Windkraftanlage. Aggregierte Aussagen für b) Erzeugungen (blau) und eingetretene Abweichungen (rot), c) Vereisung Status und d) Vereisungspotenzial.

### 6.3.3. Prognosemodell einer PV-Anlage basierend auf einem Kurzzeitmesssystem, Wetterdaten und Machine-learning Verfahren

Marta Sophia POTYKA<sup>1</sup>, Hannes SEEFLUTH<sup>1</sup>, Prof. Peter SCHEGNER<sup>1</sup>

#### Inhalt

Aufgrund des steigenden Umweltbewusstseins der Bevölkerung werden vermehrt dezentrale und zumeist regenerative Energieerzeugungsanlagen errichtet. Um eine hohe Versorgungszuverlässigkeit weiterhin gewährleisten zu können, ist es unerlässlich, volatile Erzeuger so genau wie möglich zu prognostizieren. Ebenso kann der Betreiber dieser die Prognosen für sein Energiemanagement und die bestmögliche ökonomische Verwertung nutzen. Hierfür wird ein Prognosemodell für PV-Anlagen erstellt, dessen Eingangsparameter sich aus wenigen Wochen Messdaten der erzeugten, elektrischen Leistung und Wetterdaten zusammensetzen. Gängige physikalische Modelle bilden meist nur lineare Zusammenhänge ab, wohingegen Machine-Learning-Verfahren auch nichtlineare Verhältnisse erlernen können. Daher werden verschiedene Arten dieser auf ihre Eignung für die genannte Problemstellung untersucht.

#### Methodik

Im Paper werden zunächst potenzielle Eingangsparameter identifiziert. Das Prognosemodell soll nur diejenigen Wetterdaten heranziehen, zu denen ein physikalischer Zusammenhang besteht. Beispielsweise setzt sich die elektrische Leistung der PV-Module  $P_{PV\ DC}$  aus dem Produkt von dem Strom  $I_{PV\ DC}$  und der Spannung  $U_{PV\ DC}$  zusammen. Dieser Strom ist maßgeblich abhängig von dem photogenerierten Strom  $I_{photo}$  (siehe Gleichung (1)) und dem Diodenstrom  $I_{Diode}$  (siehe Gleichung (2)).  $G$  steht dabei für die Bestrahlungsstärke,  $\alpha$  für den Temperaturkoeffizienten,  $T_Z$  die Zelltemperatur,  $I_{T0}$  den temperaturabhängigen Sperrstrom,  $e$  die Elementarladung,  $n$  den Idealitätsfaktor und  $k_B$  die Boltzmann-Konstante. Der Index STC kennzeichnet die Standard-Testbedingungen und  $K$  den Kurzschluss. Ausgehend von diesen Gleichungen werden die Wetterparameter Globalstrahlung, Umgebungstemperatur und die Windgeschwindigkeit als potentielle Einflussparameter für die Prognose herangezogen. Die Umgebungstemperatur und die Windgeschwindigkeit beeinflussen dabei die Zelltemperatur.

$$I_{photo} = \frac{G}{G_{STC}} \cdot (I_{K\ STC} + \alpha_{K\ STC} \cdot (T_Z - T_{Z\ STC})) \quad (1) [1]$$

$$I_{Diode} = I_{T0} \cdot \left( \exp\left(\frac{e \cdot U_{Diode}}{n \cdot k_B \cdot T_Z}\right) - 1 \right) \quad (2) [1]$$

Als nächstes werden geeignete Machine-Learning-Verfahren untersucht. Jedes dieser Verfahren wird mit der Potenzmenge der möglichen Eingangsparameter trainiert und getestet.

#### Ergebnisse

Nach eingehender Analyse wurden die multiple lineare Regression, polynomiale Regression, Support-Vector-Regression und k-nächste Nachbarn als Verfahren ausgewählt. Die Prognoseergebnisse werden mittels des auf die Maximalleistung bezogenen MAE miteinander verglichen. Das beste Modell wird an einem Prognosedatensatz evaluiert und adaptierbar für andere PV-Anlagen gestaltet.

Die Langfassung des Papers wird die entwickelten Modelle detaillierter vorstellen und die resultierenden Prognoseergebnisse bewerten.

#### Referenzen

- [1] N. Kaushika, A. Mishra, und A. K. Rai, "Solar Photovoltaics Technology, System Design, Reliability and Viability," Springer Verlag, 2018, <https://katalog.slub-dresden.de/id/0-1654952753> (Aufgerufen 08. November 2021)

<sup>1</sup> TU Dresden, Mommsenstraße 10 01069 Dresden, +49 351 463-43203, [marta\\_sophia.potyka@tu-dresden.de](mailto:marta_sophia.potyka@tu-dresden.de), <https://tu-dresden.de/ing/elektrotechnik/ieeh/ev/die-professur>

### 6.3.4. Landnutzung von PV–Freiflächenanlagen

Manuela FRANZ<sup>1</sup>

#### Einführung

Die Landnutzung für die Erzeugung elektrischer Energie auf Basis erneuerbarer Quellen steht in zunehmender Konkurrenz mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion, mit der Produktion von Rohstoffen für die chemische und textile Industrie, mit Siedlungen und Infrastruktur sowie mit der Erhaltung natürlicher Habitate. Sowohl die Errichtung der Kraftwerke als auch der jährliche Betrieb zeigen zum Teil einen signifikant höheren direkten jährlichen Landverbrauch pro erzeugter kWh als Kraftwerke mit fossilen Energieträgern [1], [2]. Allerdings werden bei konventionellen Stromerzeugungstechnologien sekundäre Auswirkungen auf die Landnutzung, wie Verschmutzung und Störung der angrenzenden Ökosysteme in der Regel nicht berücksichtigt [3].

Durch die Erschließung erneuerbarer Energiequellen kommt es jedenfalls zu einer geografischen Verschiebung der besetzten Fläche. Die Bewertung der Landnutzung oder des Landverbrauchs kann über Wirkungskategorien einer Ökobilanz durchgeführt werden. Hierbei unterscheidet man eine *Landtransformation* und eine dauerhafte Besetzung von Land sowohl für die Betriebszeit als auch für die Dauer der Rückführung des Bodens in seinen ursprünglichen Zustand. Die oftmals angewandte Kategorie der einmaligen Landtransformation ergibt über die gesamte Lebensdauer des Kraftwerks einen weitaus niedrigeren Wert pro erzeugter kWh als die jährliche Berücksichtigung der besetzten Flächen während des Betriebs. Überdies wird in der Ecoinvent-Datenbank (v.3.4) für Ökobilanzen nur die Landnutzung für die Rohstoffproduktion für Baustoffe und Anlagen berücksichtigt [1], was für die Bewertung und den Vergleich der momentanen Flächenverfügbarkeit nicht ausreichend ist.

In einer Studie von 2017 wurden auf Basis von Geoinformationsdaten (GIS–Daten) die Auswirkungen von Photovoltaikanlagen (PV–Anlagen) im Südosten Italiens auf die Veränderungen der Landnutzung untersucht [4]. Eine weitere Studie untersuchte mittels Kartierung in der rumänischen Tiefebene den Anteil von PV–Anlagen an den wichtigsten Landnutzungs-/Bodenbedeckungskategorien und Bodentypen, sowie die Entfernung der PV–Anlagen zu Wäldern, Gewässern oder Schutzgebieten [5]. Auf Basis einer Studie von 2020 über die Verteilung von PV–Freiflächenanlagen in Europa [6] wird in dieser Arbeit der Flächenverbrauch und der Flächenanteil von PV–Freiflächenanlagen von den fünf am dichtesten bebauten Regionen Europas ermittelt.

#### Methode

Es wurden fünf unterschiedliche Gebiete in Europa ausgewählt, die nach [6] eine sehr hohe Bebauungsdichte an PV–Freiflächenanlagen in einer geografischen Region gemäß der Europäischen NUTS-Systematik aufweisen. Die ausgewählten Gebiete sind:

- Provinz Lecce im Südosten Italiens
- Niederbayern im Süden Deutschlands
- Südmähren in Tschechien
- Grafschaft Cornwall im Südwesten Englands
- Gemeinde Abdera im Regionalbezirk Xanthi der westgriechischen Region Ostmakedonien und Thrakien

In diesen Gebieten wurden alle visuell aufgefundenen PV–Freiflächenanlagen in Google Earth Pro in einem GIS-Format kartiert. Der Stand der Satellitenaufnahmen war Großteils das Jahr 2020. Es wurden die *umzäunten* Flächen je Anlage erfasst und die jeweils ermittelten Flächendaten direkt aus Google Earth übertragen. Die direkte mit PV–Modulen bebaute Fläche innerhalb der Umzäunung wurde vorerst nicht zusätzlich ausgewiesen. Die jeweiligen Flächenangaben der Region wurde von Eurostat entnommen.

---

<sup>1</sup> TU Wien, Institut für Sensor- und Aktuatorssysteme, Gußhausstraße 27-29/E366, 1040 Wien, manuela.franz@tuwien.ac.at

## Ergebnisse

Die Verteilung der Flächengröße der einzelnen PV–Freiflächenanlagen in den verschiedenen Regionen und der jeweilige Anteil an der Gesamtfläche der Region ist in Abbildung 1 dargestellt. Im Bereich der größeren Verwaltungseinheiten weist die Provinz Lecce mit einem Flächenanteil von 0,51 % den dichtesten Verbauungsgrad mit PV–Anlagen in Europa auf, gefolgt von Cornwall mit 0,26 % und dem Flachland von Niederbayern mit etwa 0,2 %. In der Provinz Lecce wurden 466 Anlagen kartiert, davon 18 Anlagen über 100 Hektar (ha). Die übrigen haben eine durchschnittliche umzäunte PV–Anlagengröße von etwa 2,5 ha. In Niederbayern wurden 427 PV–Anlagen kartiert, davon 22 über 100 ha. Die durchschnittliche Größe der verbliebenen Anlagen ist etwas breiter verteilt bei ebenfalls 2,5 ha. In Südmähren wurden 224 PV–Anlagen kartiert, davon 15 über 100 ha. Die übrigen hatten eine durchschnittliche Größe von 3,2 ha. Cornwall weist mit 115 kartierten PV–Freiflächenanlagen eine signifikant größere durchschnittliche Fläche von 8 ha auf. In der Gemeinde Abdera in Griechenland wurden 77 PV–Anlagen kartiert, wovon 80 % der Anlagen unter 4 ha groß sind mit einem durchschnittlichen Flächenverbrauch von 1 ha pro PV–Anlage.

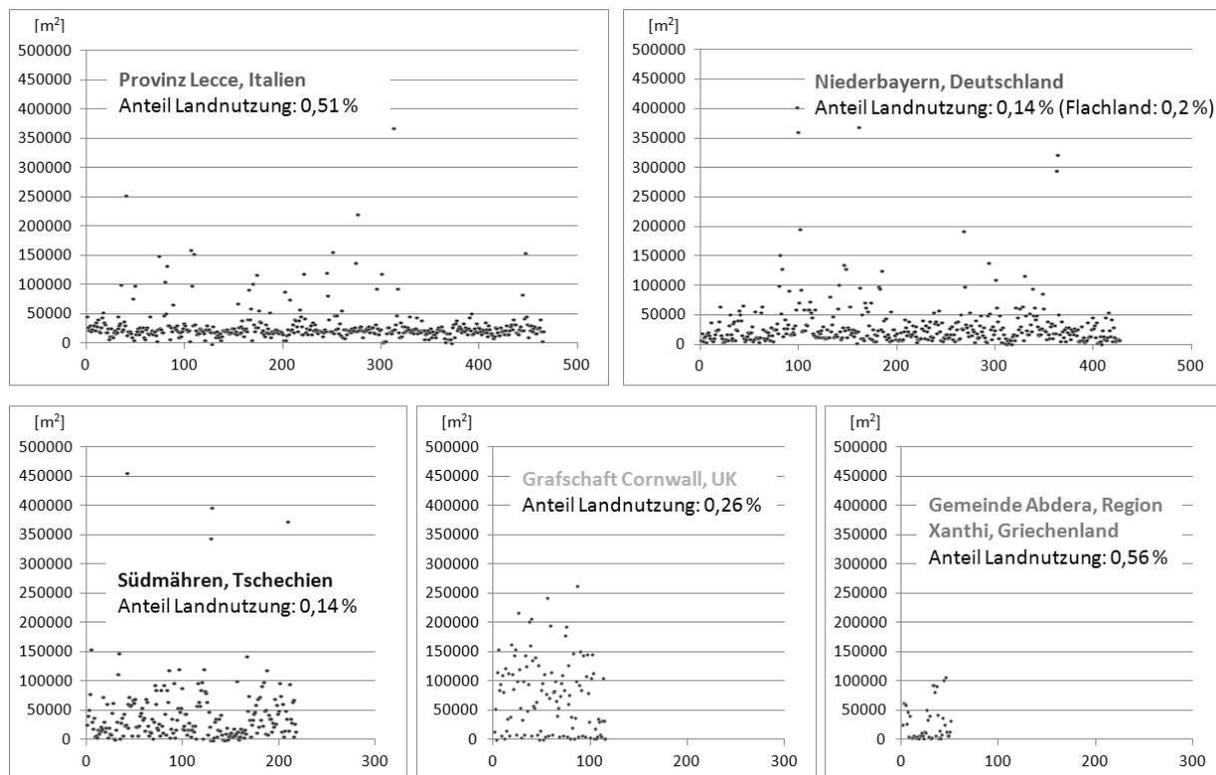


Abbildung 1: Vergleich der Flächengrößen in  $[m^2]$  von PV-Freifeldanlagen und Anteile an der Gesamtfläche verschiedener europäischer Regionen; Abszisse: Nummer der jeweiligen PV–Anlage; (eigene Bearbeitung).

## Referenzen

- [1] Ecoinvent (2017) Database ecoinvent 3.4. <http://www.ecoinvent.org/> [30.11.2021]
- [2] Franz, Manuela; Narodoslawsky, Michael (2020) Carbon Footprint, SPI und Flächenverbrauch von PV–Anlagen und anderen erneuerbaren/fossilen Energieerzeugungssystemen. 16. Symposium Energieinnovation, 12.-14.02.2020, Graz/Austria.
- [3] Fthenakis, Vasilis; Kim, Hyung (2009) Land use and electricity generation: A life-cycle analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009) 1465–1474.
- [4] Mauro, G.; Lugh, V. (2017) Mapping land use impact of photovoltaic farms via crowdsourcing in the Province of Lecce (Southeastern Italy). *Solar Energy* 155 (2017) 434–444.
- [5] Vrînceanu, Alexandra et al. (2019) Impacts of Photovoltaic Farms on the Environment in the Romanian Plain. *Energies* 2019, 12, 2533; doi:10.3390/en12132533.
- [6] Franz, Manuela; Piringer, Gerhard (2020) Market development and consequences on end-of-life management of photovoltaic implementation in Europe. *Energ Sustain Soc* 10, 31 (2020). <https://doi.org/10.1186/s13705-020-00263-4>.

### 6.3.5. Optimierung einer intelligenten Steuerungsalgorithmik für Biogas-BHKW inklusive Feldversuchen an einer realen Biogasanlage

Rainer MAIER<sup>1</sup> (\*), Bernd THOMAS<sup>2</sup>

#### Inhalt

Zur Erreichung der Klimaziele, die sich die Weltgemeinschaft auf dem Pariser Klimagipfel gesetzt hat, bedarf es einer schnellen Dekarbonisierung der Energieerzeugung. Viele Länder setzten dabei auf den Ausbau von Erneuerbaren Energien wie Wind und Photovoltaik. Um die Netzstabilität trotz der damit verbundenen volatilen Erzeugung zu gewährleisten, bedarf es Mechanismen, um die Schwankungen im Stromnetz auszugleichen. In diesem Kontext können Blockheizkraftwerke (BHKW) eine wichtige Rolle spielen, da sie flexibel und dynamisch geregelt werden können. Biogas-BHKW haben den weiteren Vorteil, dass sie nahezu ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen betrieben werden können. Vor allem in Deutschland gibt es ein erhebliches Potenzial an Biogas-BHKW, die zur Stabilisierung der Stromnetze eingesetzt werden könnten. So betrug die Anzahl der Anlagen im Jahr 2019 knapp 8900 mit einer installierten elektrischen Gesamtleistung von annähernd 6 GW [1]. Allerdings wurden die meisten Anlagen bisher aus wirtschaftlichen Gründen nicht flexibel betrieben und verfügen daher auch nicht über entsprechende Steuerungen, die dies ermöglichen. Hier setzt das Forschungsprojekt an. Ein intelligenter Steuerungsalgorithmus für BHKW, der an der Hochschule Reutlingen entwickelt wurde [2] [3], konnte auf die speziellen Randbedingungen von Biogasanlagen angepasst und erweitert werden [4]. Wie dieser Algorithmus in die Anlagensteuerung einer realen Biogasanlage integriert wurde und welche Ergebnisse bei ersten Versuchsreihen ermittelt werden konnten, soll im Folgenden kurz dargestellt werden.

#### Methodik

Als Reallabor für den Test des Algorithmus dient der Untere Lindenhof [5], eine landwirtschaftliche Versuchsanlage der Universität Hohenheim. Die Biogasanlage am Unteren Lindenhof ist durch folgende Kenndaten charakterisiert: Biogas-BHKW (370 kW<sub>el</sub> und 400 kW<sub>th</sub>); Gasspeicher (ca. 2000 m<sup>3</sup>); Nahwärmenetz, das als Wärmespeicher genutzt wird (ca. 180 kWh). Neben der Biogasanlage befinden sich auf dem Unteren Lindenhof mehrere Ställe sowie Verwaltungsgebäude und Wohngebäude, deren Strom- und Wärmebedarf vorrangig durch das Biogas-BHKW gedeckt wird. Um zu testen, inwieweit der Steuerungsalgorithmus einen Beitrag zur Entlastung von Stromnetzen leisten kann, wird für die Versuche neben dem elektrischen Bedarf des Unteren Lindenhofs zusätzlich die Residuallast des benachbarten Stromnetzes betrachtet. Diese basiert auf Daten vom nächstgelegenen Umspannwerk, die so skaliert werden, dass sie zur Größe des BHKWs am Unteren Lindenhof passen.

Die Einbindung des Steuerungsalgorithmus in die Anlagensteuerung erfolgt über eine Kommunikationsstruktur mit einer Datenbank als zentraler Schnittstelle. Dabei wird der Steuerungsalgorithmus zunächst über die Datenbank aufgerufen, importiert dann alle notwendigen Daten zur Fahrplanberechnung aus der Datenbank und speichert den optimierten Fahrplan zurück in die Datenbank. Von dort aus wird der Fahrplan an die Anlagensteuerung des BHKWs übermittelt. Für das optimale Management der Biogasproduktion, wodurch eine Umsetzung der Fahrpläne überhaupt erst möglich wird, sorgt ein intelligenter Fütterungsmanager, der von der Universität Hohenheim entwickelt wurde [6].

<sup>1</sup> Hochschule Reutlingen, Alteburgstraße 150, 72762 Reutlingen, rainer.maier@reutlingen-university.de

<sup>2</sup> Hochschule Reutlingen, Alteburgstraße 150, 72762 Reutlingen, bernd.thomas@reutlingen-university.de

## Ergebnisse

Die erste Versuchsreihe, bei der das Biogas-BHKW am Unteren Lindenhof nach den Fahrplänen des intelligenten Steuerungsalgorithmus geregelt wird, zeigt, dass der Algorithmus grundsätzlich gut funktioniert. Das Fahrplansignal wird weitestgehend sehr gut umgesetzt. So gibt es Zeiträume von vier Tagen und mehr, in denen die prozentuale Abweichung zwischen elektrischer Produktion des BHKWs laut Fahrplan und tatsächlich gemessener Produktion unter 0,5 Prozent beträgt. Und auch der Effekt auf das Stromnetz, der durch den Einsatz des Steuerungsalgorithmus erzielt werden kann, ist positiv zu bewerten. So müssen über den in Abbildung 1 betrachteten Zeitraum nur 8 % des gesamten Strombedarfs über das Netz gedeckt werden, während gleichzeitig nur 10 % des vom BHKW produzierten Stroms als Überschuss in das Netz eingespeist werden.

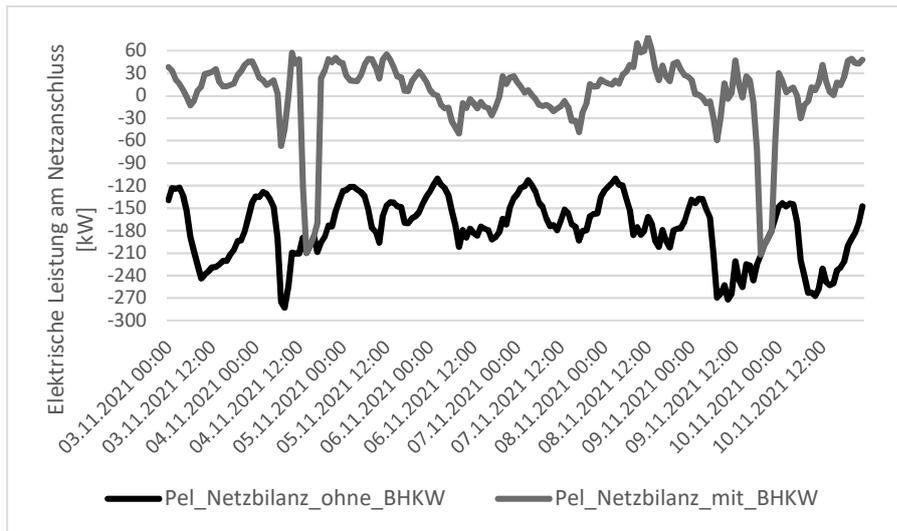


Abbildung 1: Netzbilanz ohne BHKW und mit optimiertem BHKW-Betrieb

Ein Dank geht an die FNR [7], die die Forschungsarbeit unter der Projektnummer 22404618 fördert.

## Referenzen

- [1] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), „Basisdaten Bioenergie Deutschland 2020,“ 2020. [Online]. Available: [https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2020/Mediathek/broschuere\\_basisdaten\\_bioenergie\\_2020\\_web.pdf](https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2020/Mediathek/broschuere_basisdaten_bioenergie_2020_web.pdf). [Zugriff am 19 November 2021].
- [2] Toradmal, T. Kemmler und B. Thomas, „Boosting the share of onsite PV-electricity utilization by optimized scheduling of a heat pump using buildings thermal inertia,“ *Applied Thermal Engineering*, Nr. 137, pp. 248-258, 2018.
- [3] Widmann, D. Lödige, A. Toradmal und B. Thomas, „Enabling CHP units for electricity production on demand by smart management of the thermal energy storage,“ *Applied Thermal Engineering*, Bd. 114, pp. 1487-1497, 2017.
- [4] R. Maier und B. Thomas, "Flexible and robust control algorithm for intelligent control of biogas CHP units for stabilizing the power grid," in *Papers of the 28th European Biomass Conference*, 2020.
- [5] Universität Hohenheim, „Versuchsstation Agrarwissenschaften, Lindenhöfe,“ 2020. [Online]. Available: <https://versuchsstation.uni-hohenheim.de/lindenhoeefe>. [Zugriff am 19 November 2021].
- [6] Dittmer, J. Krümpel und A. Lemmer, „Modeling and Simulation of Biogas Production in Full Scale with Time Series Analysis,“ *Microorganisms*, Bd. 9, Nr. 2, p. 324, 2021.
- [7] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2021. [Online]. Available: <https://www.fnr.de/>. [Zugriff am 19 November 2021].

### 6.3.6. Dynamische Modellierung der Notfallversorgung einer Trinkwasserversorgung durch ein Laufwasserkraftwerk im Inselnetzbetrieb

Johanna TIMMERMANN (\*)<sup>1</sup>, Claudia BERNECKER-CASTRO<sup>1</sup>, Rolf WITZMANN<sup>1</sup>, Tobias LECHNER<sup>2</sup>, Sebastian SEIFRIED<sup>2</sup>, Michael FINKEL<sup>2</sup>, Dirk MENKER<sup>3</sup>, Christian DELLMANN<sup>4</sup>, Günther STÖRZER<sup>5</sup>, Daniel STENZEL<sup>1</sup>, Carolin VOGEL<sup>1</sup>

#### Motivation und Ziel

Im Rahmen des 2019 abgeschlossenen LINDA-Projekts wurde ein Konzept für eine Notstromversorgung für kritische Infrastrukturen bei langanhaltenden, großflächigen Stromausfällen unter Verwendung lokaler Inselnetze entwickelt [1]. Im darauf aufbauenden Forschungsprojekt LINDA 2.0 (Lokale (teil-)automatisierte Inselnetz- und Notversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen) soll das entwickelte Konzept zur Notstromversorgung auf andere Netzbereiche übertragen und so weit wie möglich automatisiert werden [2].

Ein Teilprojekt fokussiert dabei im Speziellen die Übertragbarkeit und Weiterentwicklung der in LINDA generierten Simulationsmodelle. Die übertragenen und angepassten Modelle werden im Zuge des LINDA 2.0 Projekts mit Feldversuchen validiert. Die Modellierung des Inselnetzes soll zur Untersuchung und Beurteilung der dynamischen Systemstabilität dienen. Im weiteren Projektverlauf lassen sich mit Hilfe von Simulationen kritische Zustände abschätzen und Empfehlungen für die Betriebsführung des Notfall-Inselnetzes ableiten.

#### Methodik

Untersuchungsgegenstand für die Übertragbarkeit des LINDA-Konzepts bildet eine Konstellation aus Laufwasserkraftwerk als inselnetzgebende Einheit und Trinkwasserversorgung als kritische Infrastruktur in einem süddeutschen Netzgebiet. Im Falle eines großflächigen, langandauernden Stromausfalls wird ausgehend vom Laufwasserkraftwerk ein Inselnetz aufgebaut und die Trinkwasserversorgungsanlage mit elektrischer Energie versorgt.

Für die dynamische Modellierung werden alle relevanten Betriebsmittel des Inselnetzes und die zugehörigen Reglermodelle detailliert nachgebildet. Abbildung 1 zeigt schematisch das in DigSILENT Power Factory nachgebildete Gesamtmodell.

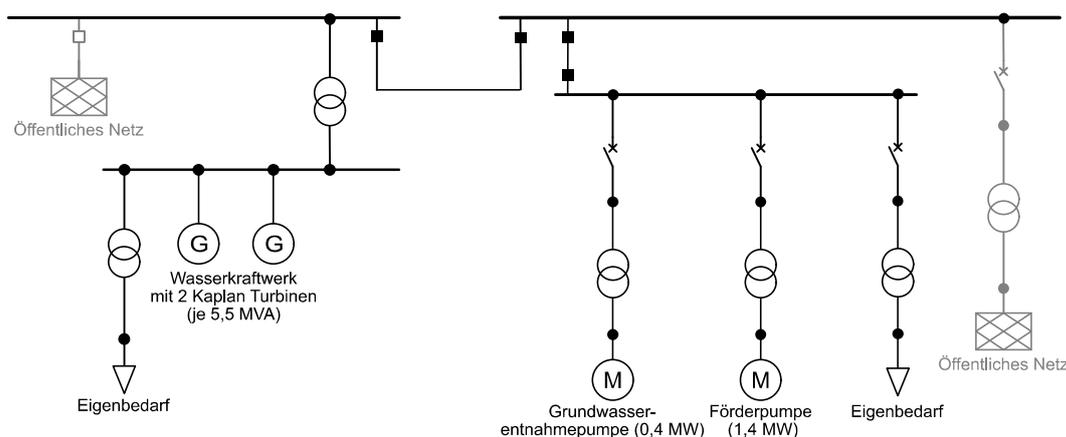


Abbildung 1: Schematische Darstellung des erstellten dynamischen Inselnetzmodells

<sup>1</sup> TU München, TUM School of Engineering and Design, Arcisstraße 21, D-80333 München, Tel.: 0049 89 289-22017, johanna.timmermann@tum.de, www.tum.de

<sup>2</sup> Hochschule Augsburg, Fakultät für Elektrotechnik, An der Hochschule 1, D-86161 Augsburg

<sup>3</sup> KIMA Automatisierung, Gesellschaft für elektronische Steuerungstechnik und Konstruktion mbH, Anna-Merian-Str. 5, D-48599 Gronau

<sup>4</sup> LEW Wasserkraft GmbH, Kraftwerkstechnik, Adolf-von-Baeyer-Str. 1, D-86368 Gersthofen

<sup>5</sup> LW Zweckverband Landeswasserversorgung, Schützenstraße 4, D-70182 Stuttgart

Die Parametrierung und Anpassung der jeweiligen Modelle und Netzkomponenten erfolgt zunächst an Hand von Datenblättern und Betreiberangaben. Kernbestandteil des Inselnetzmodells sind dynamische Simulationsmodelle des Laufwasserkraftwerks als Führungskraftwerk und lastseitige Pumpenmodelle.

Die Grundlage des Kraftwerkmodells bildet ein Kaplan-Turbinen-Modell [3]. Weitere Bestandteile des Modells sind ein Drehzahlregler, ein Spannungsregler und ein Synchronmaschinenmodell. Der Drehzahlregler und das Turbinenmodell definieren maßgeblich das Frequenzverhalten im Inselnetz. Das Kaplan-Turbinenmodell sowie die Vorgehensweise zur Übertragung des Turbinenkennfelds eines anderen Laufwasserkraftwerks ist in [4] beschrieben. Zur Nachbildung des Spannungsverhaltens wird ein IEEE Modell verwendet, welches das statische Erregersystem mit kaskadiertem Spannungs- und Stromregler abbildet [5].

Lastseitig bildet ein Asynchronmaschinenmodell [6] die Modellgrundlage für die Simulation der Pumpenanlagen. Die beiden Pumpenmodelle beinhalten jeweils eine Asynchronmaschine, ein Schiebermodell sowie eine Drehmoment-Drehzahl-Charakteristik.

Im Inselnetzmodell werden Erzeuger- und Lastmodell gekoppelt. Diese sind, wie auch in der Realität, über eine Mittelspannungsleitung verbunden.

Bei der Modelloptimierung werden die Erzeuger- und die Verbrauchermodelle zunächst getrennt voneinander betrachtet. Dabei wird wie folgt vorgegangen: Vorgabe der Spannungs- und Frequenzmesswerte zur Optimierung des Pumpenmodells, sodass die simulierten Strom-, Wirkleistungs- und Blindleistungsverläufe den Messdaten angeglichen werden können. Für die Optimierung des Kraftwerksmodells wird hingegen Wirk- und Blindleistung vorgegeben mit dem Ziel die Frequenz- und Spannungsverläufe an die Messdaten anzugleichen. Anschließend werden die im Inselnetz miteinander gekoppelten Modelle betrachtet.

## Erste Ergebnisse

Der Vergleich von Frequenz- und Spannungsverläufen zwischen Simulation und Messung im Inselnetz zeigt Abbildung 2. Die Daten wurden während des ersten Feldversuchs des LINDA 2.0-Projekts aufgenommen. Dargestellt ist die Zuschaltung der Förderpumpe bei bereits laufender Grundwasserentnahmepumpe. Der Vergleich zeigt für das dynamische Verhalten der Frequenz eine gute Übereinstimmung und Abweichungen bei Spannungs-, Wirkleistungs- und Blindleistungsverläufen.

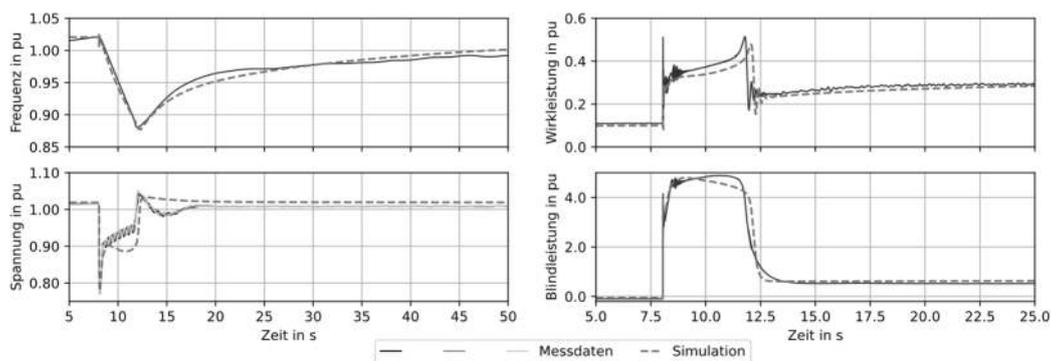


Abbildung 2: Vergleich Messdaten und Simulationsergebnisse eines Inselnetzversuches

Die Langfassung enthält die Auswertung der verschiedenen Inselnetzversuche des ersten Feldversuchs, bei dem u. A. die Anlaufvorgänge der Pumpen unter verschiedenen Bedingungen vermessen wurden. Anhand der Messdaten werden das zusammengesetzte Inselnetzmodell und dessen Einzelmodelle validiert bzw. können nötige Anpassungen identifiziert werden. Insbesondere durch die Auswertung gemessener Daten des Erregersystems kann das Kraftwerksmodell hinsichtlich des Spannungsverhaltens optimiert werden. Die Pumpenmodelle werden hinsichtlich des Hochlaufverfahrens der Asynchronmotoren sowie des Modells der Trinkwasserversorgungsanlage optimiert. Auf Basis einer validen Modellierung des dynamischen Verhaltens können realistische Abschätzungen für weitere Inselnetzversuche und die geplante Automatisierung der Inselnetz-Notstromversorgung getroffen werden.

## Referenzen

- [1] C. Steinhart et al., „Abschlussbericht zum Verbundvorhaben LINDA: Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen,“ 2019.
- [2] T. Lechner, S. Seifried, M. Finkel, C. Bernecker-Castro, J. Timmermann und R. Witzmann, „Lokale (teil-)automatisierte Inselnetz- und Notversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen (LINDA 2.0),“ ETG-CIRED-Workshop 2021 (D-A-CH): Innovationen im Verteilnetz, [Poster], 2021.
- [3] M. Gratza, C. Steinhart, R. Witzmann, M. Finkel, M. Becker, T. Nagel, T. Wopperer und H. Wackerl, „Frequency Stability in Island Networks: Development of Kaplan Turbine Model and Control of Dynamics,“ PSCC, Dublin, Juni 2018.
- [4] M. Gratza, C. Steinhart, R. Witzmann, M. Finkel und C. Dellmann, „Parametrierung eines dynamischen Kaplan-Turbinen-Modells anhand von Messdaten für den Inselnetzbetrieb,“ 16. Symposium Energieinnovation, Graz, 2020.
- [5] A. Glaninger-Katschnig, F. Nowak, M. Bachle und J. Taborda, „New digital excitation system models in addition to IEEE.421.5 2005,“ IEEE, IEEE PES General Meeting. Energy Society General Meeting, Minneapolis, 2010.
- [6] J. Pedra, „Estimation of typical squirrel-cage induction motor parameters for dynamic performance simulation,“ IEEE Xplore, ET Proceedings - Generation Transmission and Distribution, 2006.

## 6.4. INDUSTRIELLE WÄRMEVERSORGUNG

### 6.4.1. Neue Methode zur Ermittlung von Abwärmepotenzialen der energieintensiven Industrie

Andreas HAMMER<sup>1</sup>, Elisabeth LACHNER<sup>1</sup>, Thomas KIENBERGER<sup>1</sup>

#### Motivation und Fragestellung

Die neuen politischen Vorgaben der EU für die Klima- und Energiepolitik sehen eine Reduktion von Treibhausgasen um 55% (gegenüber 1990), eine Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien auf mindestens 32% und die Reduktion des Energieverbrauchs durch Energieeffizienz um 32,5% vor [1].

Der industrielle Energieverbrauch macht etwa ein Drittel des gesamten Energieverbrauchs in Österreich aus. Dabei haben vor allem die Sektoren „Papier und Druck“, „Eisen- und Stahlerzeugung“, „Chemie und Petrochemie“ und „Steine und Erden, Glas“ die höchsten Energieeinsätze [2]. Für die nachhaltige Entwicklung sind Aktivitäten zur Förderung einer effizienten, kaskadischen Energienutzung wie die Nutzung von Abwärme dieser industriellen Sektoren von entscheidender Bedeutung.

Im bereits abgeschlossenen Projekt „Abwärmekataster III Steiermark“ wurde für alle energieintensiven Betriebe der Steiermark das Abwärmepotenzial aus öffentlich zugänglichen Daten ermittelt. In einem weiteren Projekt mit dem Titel „Industrial Excess Heat – Erhebung industrieller Abwärmepotenziale in Österreich“ (INXS) werden diese Berechnungen nun auf ganz Österreich ausgeweitet.

#### Methodische Vorgangsweise

Jeder industrielle Betrieb kann in vereinfachter Form als eine „Black Box“ angesehen werden, in die jegliche einfließende Art von Energie diese auch wieder in irgendeiner Form verlassen muss, wobei hier endo- bzw. exotherme Prozesse gesondert berücksichtigt werden müssen. Herausforderungen ergeben sich dadurch, dass Abwärmeströme häufig verdünnt oder dissipiert d.h. auf geringem Temperaturniveau in großen und schwer fassbaren Volumenströmen auftreten und dass die Abwärme oft an Produkte gebunden ist, deren Wärmeübertragung an einen anderen Wärmeträger nur schwer möglich ist.

Um die Abwärmern von Industriebetrieben berechnen zu können sind im ersten Schritt die eingesetzten Energien zu ermitteln, wobei hier zwischen Bottom-Up und Top-Down Methoden unterschieden wird.

Beim hier verfolgten *Bottom-Up Ansatz* können auf der Basis von öffentlich verfügbaren Umweltberichten und EMAS-Umwelterklärungen [3] im ersten Schritt die eingesetzten Energien, aufgeschlüsselt in die einzelnen Energieträger, erhoben werden. Sind diese Informationen nicht verfügbar, so wird auf die CO<sub>2</sub>-Ausstöße der ETS-Datenbank der Europäischen Union [4] zurückgegriffen: Fast alle großen, energieintensiven Betriebe sind verpflichtend in das Emission Trading System der EU (ETS) eingebunden und müssen die jährlich emittierten Treibhausgase melden. Über den spezifischen CO<sub>2</sub>-Ausstoß kann dann bei bekanntem Energieträger auf die eingesetzte Energiemenge zurückgerechnet werden. Da nicht in allen Industrien ausschließlich Endenergie eingesetzt wird oder auch CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger Verwendung finden (z.B. Holzreststoffe, Schwarzlauge), wird hier auch mit branchenspezifischen Kennzahlen (aus der Literatur oder Erfahrungswerte) gearbeitet. Dasselbe gilt meist auch für die eingesetzte elektrische Energie.

Ist dann der Energieeinsatz bekannt, werden im darauffolgenden Schritt die jeweils relevanten Prozesse recherchiert und so genau wie möglich nachgebildet. So werden mit Hilfe der Verbrennungsrechnung und den bekannten Rauchgastemperaturen die fühlbaren Wärmen als auch die Kondensationswärmen berechnet, welche die Prozesse als Abwärmeströme verlassen. Die Abwärme in den Produkten kann über die Produktionsmengen bestimmt werden, Abwärmern im Kühlwasser meist über die Angaben in

<sup>1</sup> Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, +43 3842 402-5406, andreas.hammer@unileoben.ac.at, elisabeth.lachner@unileoben.ac.at, thomas.kienberger@unileoben.ac.at, evt.unileoben.ac.at

Umweltberichten, über Prozessbeschreibungen aus der Literatur oder über spezifische Kennzahlen. Abwärme der Druckluftherzeugung kann aus dem angegebenen Druckluftbedarf berechnet werden. Abwärme von heißen, strahlenden Oberflächen, wie beispielsweise Drehrohren wurde mit Zuhilfenahme von Werten aus der Literatur ermittelt. Um Unternehmensstandorte ohne explizite Informationen abzubilden, wurde auf spezifische Kennzahlen, Temperaturen etc. ähnlicher Betriebe zurückgegriffen.

### **Klassifizierungen:**

Bei den Berechnungen wurden das *Theoretische*- und das *Technische Potenzial* berücksichtigt. Bei ersteren sind nur physikalische Einschränkungen bestimmend, d.h. die Abwärmern müssen oberhalb von 0°C liegen sowie an einen Wärmeträger gebunden sein. Das Technische Potenzial orientiert sich am Stand der Technik und nimmt Rücksicht auf Einschränkungen wie z.B. Grädigkeiten in Wärmeübertragern, Verunreinigungen des Abwärmestromes etc.

Mit dem Ziel der universellen Anwendbarkeit über alle Branchen wurden folgende 5 *Kategorien von Trägermedien* für Abwärme klassifiziert: Rauchgas, Kondensation, Abwasser und Kühlwasser, Produktwärme und Hallenabwärme, Abluft Maschinenkühlung.

Bezüglich der Einteilung der Temperaturkategorien wurden folgende Klassen gewählt: > 100 °C, 50 bis 100 °C, 0 bis 50 °C. Diese im Vergleich zu anderen Studien relativ feine Einteilung im unteren Temperaturbereich ist der zu erwartenden steigenden Bedeutung von Niedrigtemperaturquellen und deren Nutzung in Niedertemperatur- bzw. Anergienetzen geschuldet.

### **Ergebnisse**

Diese neue Methode zur Bottom-Up-Bestimmung des Energieeinsatzes und in der Folge der Abwärmepotenziale zeigt eine gute Übereinstimmung mit durch Fragebögen erhobenen Daten. Differenzen können jedoch in der Interpretation von Abwärmepotenzialen entstehen, wobei dann beispielsweise interne Wärmerückgewinnung im Ausmaß des Standes der Technik von den Betrieben als genutztes Potenzial bezeichnet wird.

Unsicherheiten bei der Bottom-Up-Methode hängen vor allem vom Grad der vorhandenen öffentlichen Informationen ab. Dies betrifft besonders Abwärmertemperaturen, aber auch Luftzahlen bei Verbrennungsvorgängen und vor allem Falschlufteile. Bei der Ermittlung der eingesetzten elektrischen Energie ist man ohne Umweltbericht vollständig auf Kennzahlen aus der Literatur angewiesen.

Das gesamte technische Abwärmepotenzial in der Steiermark beträgt 7,58 TWh/a. Davon sind 0,7 TWh/a genutzt (9 %). Der Großteil der ungenutzten technischen Abwärmepotenziale (82 %) liegt bei Temperaturen unter 50 °C, ein Anteil von 9 % liegt über 100 °C, der Rest (9 %) liegt zwischen 50 und 100 °C vor.

### **Danksagung**

Die Arbeit am Abwärmekataster III Steiermark wurde im Auftrag des Landes Steiermark - Abteilung 15 Energie, Wohnbau, Technik – durchgeführt. Das derzeit in Arbeit befindliche Projekt „Industrial Excess Heat – Erhebung industrieller Abwärmepotenziale in Österreich (INXS)“ wird im Auftrag des Klima- und Energiefonds umgesetzt.

### **Referenzen**

- [1] Europäische Kommission, „Klima- und energiepolitischer Rahmen bis 2030,“ [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-energy-framework\\_de](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-energy-framework_de). [Zugriff am 22 November 2021].
- [2] Statistik Austria, „Energiebilanzen,“ [Online]. Available: [https://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_umwelt\\_innovation\\_mobilitaet/energie\\_und\\_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html](https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html). [Zugriff am 22 November 2021].
- [3] Umweltbundesamt, „Das betriebliche Umweltmanagementsystem,“ [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.at/umweltthemen/umweltmanagement/emas>. [Zugriff am 22 November 2021].
- [4] European Commission, „Union Registry, Verified Emissions,“ [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/union-registry\\_en#tab-0-1](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/union-registry_en#tab-0-1). [Zugriff am 22 November 2021].

## 6.4.2. Potentialanalyse der Nutzung transkritischer CO<sub>2</sub>-Prozesse Zur Fern- und Industriewärmebereitstellung in Nordrhein-Westfalen

Nils PETERSEN<sup>1</sup>, Thomas POLKLAS, Tobias SIEKER, Emmanuel JACQUEMOUD, Thomas BEXTEN, Mario RESTELLI, Manfred WIRSUM, Philipp JENNY

### Inhalt

Zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele ist neben einer Transformation der Stromerzeugungslandschaft auch eine Dekarbonisierung des Wärmesektors notwendig. Global gesehen ist der Wärmesektor für mehr als die Hälfte des gesamten Endenergiebedarfs verantwortlich, wobei aktuell nur ca. 10 % durch erneuerbare Energien bereitgestellt wird [1]. Durch Elektrifizierung dieses Anteils und Nutzung von regenerativ erzeugtem Strom mittels z. B. Power-to-Heat (PtH) Technologien können die Treibhausgasemissionen des Wärmesektors signifikant reduziert werden [2]. Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.. Vor allem elektrisch betriebene Wärmepumpen können aufgrund hoher Leistungszahlen ein Vielfaches der elektrischen Energie in Form von nutzbarer Wärme bereitstellen. Eine vielversprechende Lösung sind Wärmepumpen, die mit transkritischen CO<sub>2</sub>-Prozessen betrieben werden. Die besondere Eigenschaft von CO<sub>2</sub> als Arbeitsfluid im Vergleich zu anderen Fluiden liegt in der Möglichkeit der Wärmebereitstellung bei Temperaturen jenseits von 120 °C bei gleichzeitiger sicherheitstechnischer und ökologischer Unbedenklichkeit des Arbeitsmittels. Das obere Temperaturniveau ist somit geeignet, Fernwärme oder Teile der industriellen Prozesswärme bereit zu stellen, die bisher vorwiegend durch den Einsatz fossiler Brennstoffe erzeugt wurde.

Ein Beispiel für die Nutzung transkritischer CO<sub>2</sub>-Prozesse stellt das ETES-System der Firma MAN Energy Solutions dar. Eine Besonderheit dieses Systems ist, dass es neben der effizienten Wärme- und Kältebereitstellung auch eine Möglichkeit zur Stromspeicherung bietet (ETES = Electro-thermal Energy Storage). Der Stromspeicherbetrieb wird durch eine Speicherung der von der Wärmepumpe erzeugten Wärme und Kälte und bedarfsgerechte Rückverstromung in einer Wärmekraftmaschine realisiert.

Im Rahmen einer vom Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (NRW) geförderten Studie wurde u.a. eine detaillierte Potentialanalyse für Anwendungsszenarien und Standorte eines ETES-Systems in NRW durchgeführt. Im vorliegenden Dokument sollen ausgewählte Ergebnisse dieser Studie vorgestellt werden, die auf die Nutzung des ETES-Systems als Wärmepumpe zur Wärme- und Kältebereitstellung abzielen. Darüber hinaus wird ein Ausblick auf die Auswirkungen der aktuellen und ggf. zukünftigen nationalen energiewirtschaftlichen Randbedingungen auf die Wirtschaftlichkeit solcher Systeme gegeben.

### Methodik

Auf Grundlage eines zuvor definierten Maschinen- und Prozessgrundkonzeptes wurde ein stationäres Prozessmodell entwickelt, um die wesentlichen Betriebs- und Auslegungsparameter einer ETES-Gesamtanlage berechnen zu können. Parallel dazu wurden die relevanten Energiebedarfe und Temperaturniveaus verschiedener Industriebranchen (inkl. deren Subbranchen und ausgewählten Prozessen), Fernwärmenetze und Kälteabnehmer im Raum NRW recherchiert. Hierbei wurde insbesondere zwischen Raumwärme/Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte sowie Prozesskälte unterschieden und die entsprechenden Wärme-zu-Kälte-Verhältnisse ermittelt. Die Ergebnisse dieser Recherche wurden in einer interaktiven Karte zusammengefasst und dienen als Grundlage für die Bestimmung der Randbedingungen für die potentielle Implementierung eines ETES-Systems. Diese Informationen, die zwar auf in NRW-ansässige Unternehmen bezogen, aber aufgrund der diversen Industrielandschaft in NRW auch auf andere Regionen übertragen werden können, wurden in einem folgenden Schritt mit den Spezifikationen des ETES-Systems abgeglichen und zu einer abschließenden Potentialbewertung zusammengefasst.

---

<sup>1</sup> Zusatzinformationen des Korrespondenz-Autors: Anschrift: Mathieustraße 9, 52074 Aachen; Telefon: +4924126725; E-Mail: petersen@ikdg.rwth-aachen.de; Web: ikdg.rwth-aachen.de; Nachwuchsautor

## Ergebnisse

Die Analyse der Temperaturniveaus und Energiebedarfe von Industriebranchen zeigt, dass sich neben der Bereitstellung von Fernwärme insbesondere Anwendungen in der Autoindustrie, Chemieindustrie, Kunststoffindustrie, Papierindustrie und die Lebensmittelbranche für den Einsatz eines ETES-Systems eignen.

Dies ist unter anderem darin begründet, dass die Wärme- und Kältebedarfe im für das ETES-System passenden Temperaturbereich und in hinreichend großer Menge vorliegen sollten. Dies stellt sicher, dass die Wärmepumpe, bei der Turbomaschinen zum Einsatz kommen, eine bestimmte Mindestgröße nicht unterschreitet. Des Weiteren liegen in diesen Industriebranchen häufig sensible Aufheizvorgänge eines Wärmeträgermediums (z. B. von Wasser oder Luft) vor, die aufgrund des gleitenden Temperaturübergangs auf der wärmeabgebenden Seite des ETES-Systems exergetisch besonders günstig sind. Auffällig ist, dass das Wärme-zu-Kälte-Verhältnis zugunsten der Wärmeseite ausfällt, sodass das System aufgrund der Prozessführung generell für den Kältebedarf ausgelegt werden sollte.

Als vielversprechendster Anwendungsfall kann die Lebensmittelbranche identifiziert werden, in der circa 90 % der Gesamtwärme bei Temperaturen unterhalb von 120 °C auftritt sowie ein verhältnismäßig kleines Wärme-zu-Kälte-Verhältnis von ungefähr 6 vorliegt. Darüber hinaus bietet die Papierindustrie die Möglichkeit, 96 % (Wärme  $\leq$  120 °C) bzw. 98 % (Wärme  $\leq$  180 °C) des Gesamtwärmebedarfs durch ein ETES-System bereitzustellen.

Die Integrationsmöglichkeit des ETES-Systems hängt stark von der örtlichen Ausführung des bestehenden Wärmeversorgungssystems ab. Unter anderem werden bisher kostengünstige Gaskessel oder KWK-Anlagen für die Dampfproduktion genutzt, auch wenn die benötigten Temperaturen weit unterhalb der erzielten Feuerungstemperaturen liegen. Wenn solche Systeme vorliegen, kann das ETES-System nicht ohne Anpassungen in die bestehende Industrieinfrastruktur integriert werden, da sich die Dampferzeugung durch das ETES-System nicht anbietet. Sollte jedoch eine Heißwasserschleife genutzt werden können, stellt das ETES-System eine gute Möglichkeit dar, bestehende Wärmeinfrastruktur durch eine klimaneutrale Lösung zu ersetzen.

Der Coefficient of Performance (COP) des ETES-Systems hängt wie die Integrationsmöglichkeit stark von den örtlichen Randbedingungen ab und liegt im Bereich zwischen 2 (nur Heißwasser) bis 8 (bei Nutzung von Hochtemperatur- und Niedertemperaturwärme sowie Kälte).

Zusammenfassend zeigt die Analyse, dass es in Nordrhein-Westfalen aufgrund der vielfältigen Industrielandschaft ein großes Integrationspotential für ein ETES-System gibt, diese sich jedoch in Bezug auf den COP des Systems in Abhängigkeit der am Standort gegebenen Randbedingungen stark unterscheiden können. Deshalb können die vorgestellten Ergebnisse nur dem theoretischen Potential gerecht werden. Eine umfassende Aussage über individuelle Potentiale kann im Nachhinein nur mithilfe von detaillierten Informationen des Produktionsstandortes getroffen werden.

## Referenzen

- [1] REN21: RENEWABLES 2021. GLOBAL STATUS REPORT. Available online at [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021\\_Full\\_Report.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf).
- [2] Madeddu, Silvia; Ueckerdt, Falko; Pehl, Michaja; Peterseim, Juergen; Lord, Michael; Kumar, Karthik Ajith et al. (2020): The CO<sub>2</sub> reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat). In *Environmental Research Letters* 15 (12), p. 124004. DOI: 10.1088/1748-9326/abbd02.

### 6.4.3. Energieeinsparung durch Einbinden von Latentwärmespeichern in industrielle Prozesse mittels mehrperiodischer Wärmeintegration

Simon MÖHREN<sup>1</sup>, Jörg MEYER<sup>1</sup>, Hartmut KRAUSE<sup>2</sup>

#### Einleitung

Die Industrie verursacht knapp 28 % des Endenergiebedarfs in Deutschland [1]. Mehr als 73 % des Endenergiebedarfs werden zur Wärmebereitstellung benötigt und werden bislang überwiegend durch fossile Energieträger gedeckt. Zur Erreichung der nationalen und internationalen Klimaschutzziele ist eine systematische und schnelle Dekarbonisierung der industriellen Wärmeversorgung notwendig.

Neben dem Einsatz Erneuerbarer Energien und der Elektrifizierung wird die Steigerung der Energieeffizienz ein wirksames und wichtiges Instrument zur Verringerung von Treibhausgasemissionen darstellen [2]. Die Methode der Wärmeintegration kann durch effiziente Nutzung der verfügbaren Wärmeströme zu einer signifikanten Reduzierung von Treibhausgasemissionen und Betriebskosten beitragen [3].

Durch Einbindung von thermischen Energiespeichern (TES) können weitere Einsparungen erzielt werden. TES ermöglichen eine zeitliche Entkopplung von Wärmebedarf und Wärmeangebot. Zur Berücksichtigung der zeitlichen Komponente können Methoden der mehrperiodischen Wärmeintegration genutzt werden [4]. Thermische Energiespeicher werden allgemein in sensible, latente und thermochemische Energiespeicher unterschieden [5]. Die Einbindung von sensiblen thermischen Energiespeichern (STES) in die mehrperiodische Wärmeintegration wurde bereits durchgeführt und anhand von Fallbeispielen untersucht [6]. Bislang existieren keine Ansätze zur Einbindung von latenten TES in industrielle Prozesse mit der Methode der Wärmeintegration.

#### Methodik

In dieser Arbeit wird ein Ansatz zur Einbindung von latenten thermischen Energiespeichern (LTES) auf Basis des Modells zur mehrperiodischen Wärmeintegration nach [4] vorgestellt. LTES nutzen zusätzlich zur sensiblen Wärme auch die latente Wärme des Phasenübergangs zur Speicherung von thermischer Energie. Zur Modellierung des sensiblen Anteils des LTES wird das Modell zur Einbindung von sensiblen thermischen Energiespeichern [6] verwendet. Dieser Ansatz wird um die Phasenwechselenthalpie  $\Delta H_{PC}$  erweitert. Der Phasenwechsel findet bei der Phasenwechseltemperatur  $T_{PC}$  statt. Die gespeicherte Wärme kann für  $T_1 < T_{PC} < T_2$  wie folgt berechnet werden [5].

$$Q_{LTES} = \int_{T_1}^{T_{PC}} m \cdot c_p \cdot dT + \Delta H_{PC} + \int_{T_{PC}}^{T_2} m \cdot c_p \cdot dT \quad (1)$$

Die Nebenbedingungen des Optimierungsproblems müssen für die Berücksichtigung des Phasenübergangs angepasst werden. Zur Überprüfung, ob ein Wärmetransport in den oder aus dem Speicher möglich ist, müssen die in [6] beschriebenen Temperaturbedingungen erfüllt sein. Die in

<sup>1</sup> Hochschule Niederrhein, SWK E<sup>2</sup> - Institut für Energietechnik und Energiemanagement, Reinarzstr. 49, 47805 Krefeld, Germany, +49 2151822 6684, simon.moehren@hs-niederrhein.de, www.hs-niederrhein.de/swk-e2

<sup>2</sup> TU Bergakademie Freiberg, Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik, Gustav-Zeuner-Straße 7, 09599 Freiberg, Germany, +49 373139 3940, Hartmut.Krause@iwtt.tu-freiberg.de, www.gwa.tu-freiberg.de

diesen Temperaturbedingungen enthaltene Temperatur des Speichermediums  $T_{TES}$  ist jedoch zum Zeitpunkt der Problemformulierung unbekannt, daher wird diese als variable im Optimierungsmodell formuliert und erst während des Lösens des Optimierungsproblems bestimmt. Die Temperaturbedingungen werden daher mittels binärvariablen und big-M Formulierungen im Optimierungsproblem berücksichtigt [6].

Die Berechnung von  $T_{TES}$  muss für LTES angepasst werden. Hierzu wird diese als Funktion ( $T_{TES} = f(Q_{TES})$ ) von der gespeicherten Energie  $Q$  formuliert und die maximal speicherbare Energie nach Gleichung (1) vorgegeben. Der Zusammenhang zwischen Temperatur und gespeicherter Energie ist in

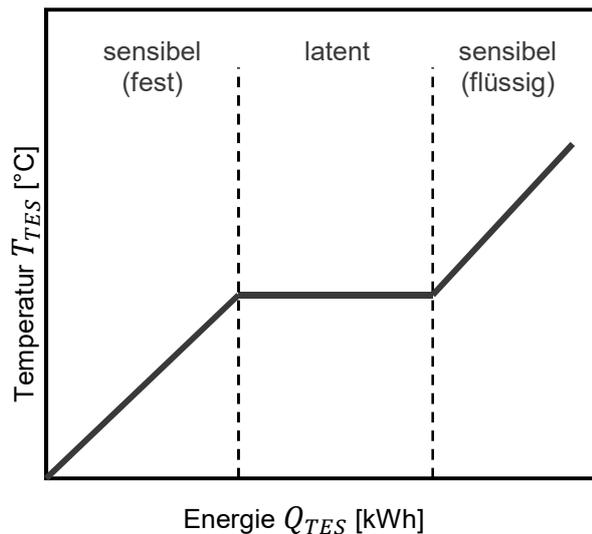


Abbildung 15: Schematische Darstellung eines LTES im Q-T-Diagramm

## Ergebnisse

Wie schon beim Einsatz von STES ist auch bei LTES die Einsparung durch den Speicher stark abhängig von den betrieblichen Randbedingungen. Die Einbindung eines Speichers wird allgemein sinnvoll, wenn bei der mehrperiodischen Betrachtung einer Periode mit hohem Wärmebedarf aber niedrigem Abwärmeaufkommen eine Periode mit hohem Abwärmeaufkommen aber niedrigem Wärmebedarf vorgelagert ist. Ein hohes Potenzial für die Einbindung von TES ist daher besonders bei diskontinuierlichen Batch Prozessen zu erwarten.

Die Funktionsweise des neuen Ansatzes wird in zwei Fallbeispielen untersucht. Im ersten Fallbeispiel kann gezeigt werden, dass neben STES auch LTES erfolgreich mit der Methode der Wärmeintegration berücksichtigt werden können. Im zweiten Fallbeispiel werden die Energieeinsparungen durch den Einsatz eines LTES berechnet und mit den Einsparungen eines STES und eines Systems ohne TES verglichen. Durch den Phasenwechsel wird die speicherbare Energie erhöht. Dies kann bei geeigneten betrieblichen Randbedingungen das Potenzial zur Reduzierung von Energiebedarf und Treibhausgasemissionen erhöhen.

## Referenzen

- [1] BMWI, „Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung,“ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin, 2019
- [2] Agora Energiewende; Stiftung 2°, Roland Berger, „Klimaneutralität 2050: Was die Industrie jetzt von der Politik braucht,“ 2021
- [3] S. Möhren, J. Meyer und H. Krause, „Wege zur klimaneutralen und kosteneffizienten Wärme- und Kälteversorgung von Industriestandorten,“ in 16. Symposium Energieinnovation, Graz, 2020.
- [4] S. Möhren, J. Meyer, H. Krause und L. Saars, „A multiperiod approach for waste heat and renewable energy integration of industrial sites,“ Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 148, 2021.
- [5] M. Sterner und I. Stadler, Hrsg., Energiespeicher, Berlin: Springer-Verlag, 2017.
- [6] S. Möhren, „A Simultaneous Approach for integration of thermal energy storages in industrial processes using multiperiod heat integration,“ in 16th SDEWES Conference, Dubrovnik, 2021.

## 6.4.4. Feasibility study on energy storage in existing thermal energy distribution networks in the industrial and public sector

Alexander EMDE<sup>1,2\*</sup>, Bianca HAEHL<sup>3\*</sup>, Alexander SAUER<sup>1,2</sup>, Verena LAMPERT<sup>1,2\*</sup>

### Abstract

The aim of this publication is to present the topic of energy storage in existing thermal energy distribution networks, focusing on its use as a sensible heat storage system with water as a working fluid. From a techno-economic feasibility perspective, this paper examines an implementation approach. The usage of the network grid as a storage system is examined by calculating the thermal storage capacity and determining the effects storage will have on the flow velocity as well as the system operative pressure. A comparison of the resulting costs of energy storage in the network infrastructure compared to coupled storage systems showed the economic and space-saving advantages of energy storage in thermal networks.

### Keywords

Thermal network storage, thermal energy storage, energy distribution networks, energy storage

### Concept and Methodology

Heat and cold storage systems in conjunction with heat and cooling networks are becoming increasingly important within the energy transition [1, 2]. In Germany both thermal storage facilities and thermal energy distribution networks are promoted by the Federal Government through the Combined Heat and Power Act in order to increase efficiency in the field of heat generation [3]. In Power2Heat approaches, the stored thermal energy can be used at a later time, thus compensating the fluctuation of non-dispatchable renewable sources, i.e. wind and solar energy [4]. Industrial companies are increasingly interested in energy storage technologies [5]. The biggest challenges for energy storage technologies on an industrial scale are the investment costs and the high space requirements [6]. Thermal energy storage can enable an increase in overall efficiency and better reliability in the energy distribution system. Thus, potentially leading to a better operational efficiency, lower investment and operating costs and less pollution of the environment [7]. Thermal energy storage in the energy distribution system can thus be a solution to the challenges of large-scale energy storage systems.

In various studies by Fraunhofer ISE and the German Aerospace Center (DLR), the storage demand for Germany and the storage capacity of heat storage facilities in connection with a European network were quantified. [8]

Thermal storage can be integrated into energy systems in many ways. Thus, it is important to know how to implement them as cost-effectively as possible. A cost optimal variant is the utilization of the inherent storage capacity of heat or cooling distribution networks. These networks can therefore also be used for the temporal decoupling of supply from demand for thermal energy. Basically, the inherent storage involves the alteration of the normal operation temperature of the thermal or cooling network in order to increase its thermal inertia (Figure 1).

In order to examine network inherent thermal storage and its feasibility, a methodical approach is needed. This approach pursues the objectives of calculating the additional storable energy capacity in distribution networks and determining the effects and investment costs of network storage. In particular the effects on mass flow, pressure loss and thermal power are considered. Furthermore, the optimal operating point for a hot water, cold and solar local heating network are compared with the operating point required for a network with thermal storage. Lastly, a comparison is made with the costs for coupled

---

<sup>1</sup>Fraunhofer Institut für Produktionstechnik und Automatisierung, Nobelstr. 12, 70569 Stuttgart, Deutschland, +49 711 970 1916., alexander.emde@ipa.fraunhofer.de, <https://www.ipa.fraunhofer.de>

<sup>2</sup>Universität Stuttgart, Institut für Energieeffizienz in der Produktion, Nobelstr. 12, 70569 Stuttgart

<sup>3</sup>EnBW City, Schelmenwasenstraße 15, 70567 Stuttgart, Deutschland, [b.haehl@netze-bw.de](mailto:b.haehl@netze-bw.de)

sensible water storage systems from literature values of implemented projects with similar storage capacity.

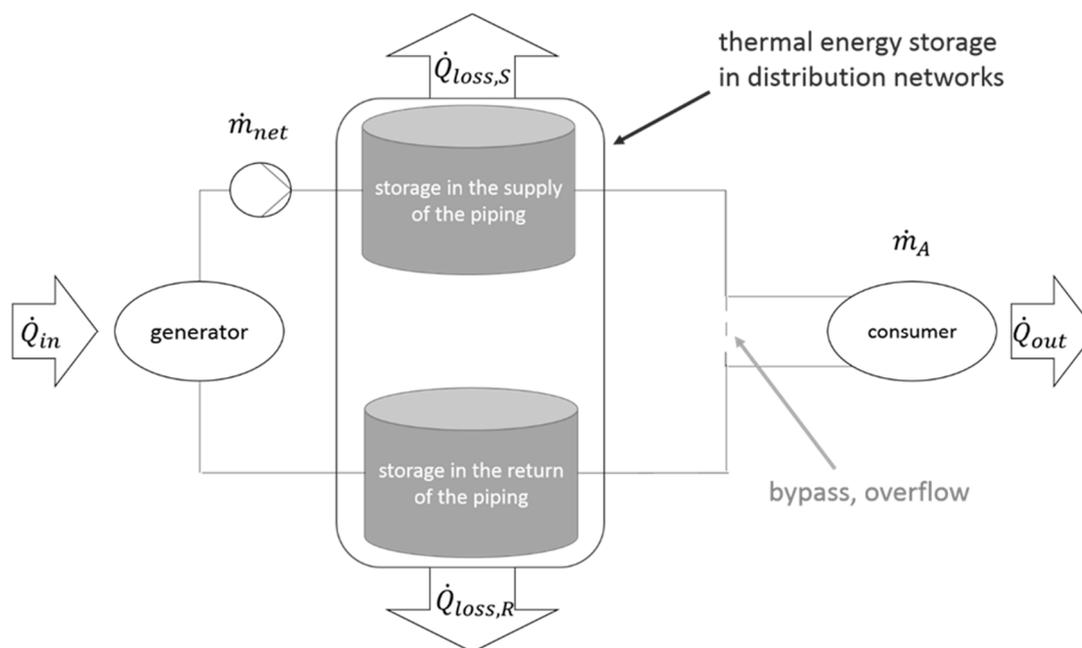


Figure 1 Heat network storage. (illustrative) [9]

## Conclusion

The results of this feasibility study have confirmed the advantages of network storage over coupled storage. These are particularly evident regarding economic and space-saving aspects. As the storage of energy takes place in already existing structures, no additional infrastructure must be built, which is reflected in the lower investment costs. The feasibility study provides a basis for further scientific work in this field regarding time-dependent storage possibility for consumption and generation loads and optimizations regarding the operation of heat and cooling generators, costs and security of supply.

## References

- [1] N. Gerhardt und H.-M. Henning, „Speicherbedarf in der Wärmeversorgung“ in *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, M. Sterner und I. Stadler, Hg., 2. Aufl. Berlin: Springer Vieweg, 2017, S. 143–167.
- [2] H. C. Gils, *Thermische Speicher in Wärmenetzen als Baustein der Energiewende*, 25. Aufl. Solarzeitalter.
- [3] BAFA, Wärme- und Kältenetze. Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Verfügbar unter: [http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Kraft\\_Waerme\\_Kopplung/Waerme\\_Kaeltenetze/waerme\\_kaeltenetze\\_node.html](http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Kraft_Waerme_Kopplung/Waerme_Kaeltenetze/waerme_kaeltenetze_node.html).
- [4] Sarbu und C. Sebarchievici, *Solar heating and cooling systems: Fundamentals, experiments and applications*. Amsterdam, Netherlands: Academic Press, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.sciencedirect.com/science/book/9780128116623>
- [5] F. Zimmermann, A. Emde, R. Laribi, D. Wang und A. Sauer, „Energiespeicher in Produktionssystemen“, 2019, doi: 10.24406/IPA-N-552073.
  - a. Emde, B. Kratzer und A. Sauer, „Auslegung von hybriden Energiespeichern“, 16. Symposium Energieinnovation der TU Graz, 2020, doi: 10.3217/978-3-85125-734-2.
- [6] İ. Dinçer und M. A. Rosen, *Thermal energy storage: Systems and applications*, 2. Aufl. Hoboken, N.J.: Wiley, 2011. [Online]. Verfügbar unter: <http://e-res.bis.uni-oldenburg.de/redirect.php?url=http://lib.myilibrary.com/detail.asp?id=281756>
- [7] F. Eckert, H.-M. Henning und A. Palzer, „Speicherbedarf in einem Klimazielszenario für das Energiesystem Deutschland im Jahr 2050“ in *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, M. Sterner und I. Stadler, Hg., 2. Aufl. Berlin: Springer Vieweg, 2017, S. 151–154.
- [8] S. Groß, „Untersuchung der Speicherefähigkeit von Fernwärmenetzen und deren Auswirkungen auf die Einsatzplanung von Wärmeerzeugern“. Dissertation, Technische Universität Dresden, Dresden, 2012.
- [9] S. Groß, „Untersuchung der Speicherefähigkeit von Fernwärmenetzen und deren Auswirkungen auf die Einsatzplanung von Wärmeerzeugern“. Dissertation, Technische Universität Dresden, Dresden, 2012

## 6.5. WÄRMENETZE

### 6.5.1. Flexible and synchronized local Energy Systems-Concept Development and Demonstration – A Case Study of a rural District Heating Network in Austria

Demet SUNA<sup>1</sup>, Ralf-Roman SCHMIDT<sup>1</sup>, Josef PETSCHKO<sup>2</sup>, Nicolas PARDO-GARCIA<sup>1</sup>, Christian FUCHS<sup>1</sup>, Carolin MONSBERGER<sup>1</sup>

#### Motivation and Core Objectives

Ambitious decarbonization targets on an international level, and specifically Austria, the 2030 targets of 100% renewable electricity supply require a massive increase of PV and wind generation, leading to significant fluctuation on the electricity grid. However, significant challenges are the limited supply potential and the required system flexibility. On the other hand, there are more than 2400 rural biomass-based district heating networks (DHN) in Austria, many of these plants are old with a low efficiency and need retrofitting. The integration of power-to-heat (p-t-h) units can unlock the flexibility of DHN and thus increase the local hosting capacity for PV and Wind; further on, biomass combined heat and power (CHP) units can support the renewable electricity generation that cannot be provided by PV and wind. However, there are currently no clear business models for this integration, i.e. only 3% of the rural DHN have CHP plants, and there are very few heat pumps integrated. Aim of the project Flexi-Sync [1] is to strengthen local and regional energy systems by optimizing the flexibility of the heating/cooling sector in order to enable district energy systems to act as a component in balancing the electrical grid. This work describes results of the Austrian part of the project, i.e. the application of the Flexi-Sync methodology to the district heating network (DHN) of Maria Laach.

**Description of the Austrian Demo Site Maria Laach:** The district heating plant Maria Laach in Lower Austria is a typical biomass heating plant for the rural region in Austria. The plant supplies more than 30 heat consumers, among them restaurants, hotels, schools, public buildings and multifamily buildings, and covers a heat demand of up to 1,650 MWh annually. Heat is generated by two biomass boilers, one 440 kW constructed in 2006 and the other 280 kW constructed in 2009. The biomass used in the boilers is sourced from 16 farmers and members of the cooperative Bioenergie NÖ [2]. The biomass boilers are connected to an 8 m<sup>3</sup> large buffer storage tank that functions as load compensation. A large share of the substations in the district heating grid are also equipped with buffer storage tanks. The large storage tank and the substation storage tanks have potential to be utilized for dynamic load management. To enable a high utilization of biomass in the Maria Laach plant, there are also plans to invest in a small biomass CHP of 50 kW<sub>el</sub>. The CHP, relying on wood pyrolysis, would cover the base load in the district heating network and prevent inefficient part load operation of the biomass boilers. A CHP could theoretically also act on the electricity balancing markets in Austria.

#### Methodology and Expected Results

The project has following stages:

First, the flexibility potential of the current district heating network is quantified (accounting for system design and operational aspects). Based on these parameters, a Mixed Integer Linear Programming model is used to represent the status-quo at the pilot-site Maria Laach, as well a variety of possible scenarios, including singular or mixed electricity market participation, possible flexibility installations and using a demand shift algorithm to use buildings as flexible heat-storages. The main aim of the model is to estimate the operational costs and revenues for different scenarios. The results represent the

---

<sup>1</sup> AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 6 1210 Vienna/Austria, T: +43 664 2351901, E-Mail: [ralf-roman.schmidt@ait.ac.at](mailto:ralf-roman.schmidt@ait.ac.at), W: [www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)

<sup>2</sup> Agrar Plus GmbH, Grenzgasse 10, A-3100 St. Pölten, T: +43 2742 352234, [josef.petschko@agrarplus.at](mailto:josef.petschko@agrarplus.at), [www.agrarplus.at](http://www.agrarplus.at)

economic potential for each scenario without considering real-world implementation problems, e.g., the need for reliable forecasts or predictive control. This investigated flexibility options of the heating network are evaluated economically. For this, a cost-benefit-analysis (CBA) will be conducted using dynamic investment calculation

Second, this result is scaled up to heating sector (residential and service sectors) in the whole region of lower Austria. For this purpose, the HLA-Times (Heat Lower Austria Times Energy Model) was developed under TIMES-MARKAL energy modelling framework. In addition, electric energy prices for Austria are calculated in accurate way through a specific model with Balmorel [3] energy system model and interlinked to HLA-Times. These prices are also used in the simulation to assess the impact of flexibility measures in Maria Laach.

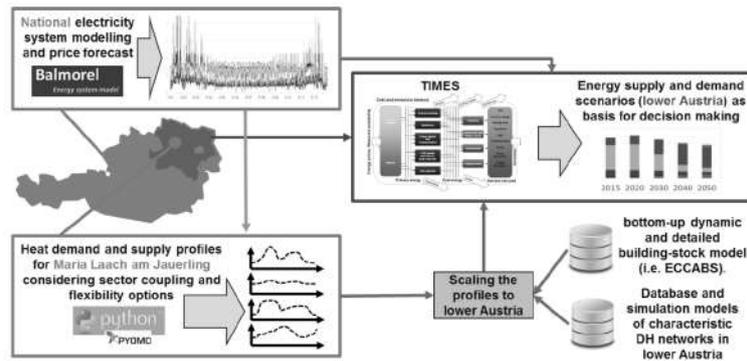


Figure 1: Approach

Third, at the demo site Maria Laach, supply and demand optimization will be tested and evaluated through an active demand side management in operational or near operational environments. For that an IoT (Internet of things) platform will be applied on the existing SCADA (Superadvisory and Control and Data Aquisition) system. The biomass heating plant with its boilers, buffer storage tank, grid pumps and the substations are visualised by the system. The operation data are stored. With the integration of the IoT platform the plant including the substations can be remote controlled. For the research on building flexibility 6 substations were chosen. Due to the use of the different buildings also the characteristics of heat demand differ. Demand forecasting will be done with machine learning which takes different parameters such as outdoor climate, time of day or holidays and historical data of the SCADA system into consideration. Demand forecasts will be delivered for energy, flow and temperatures, from the district energy grid level to individual substations [4].

Aim is that the district heating optimisation will receive information on the available building flexibility to use in optimisation and the demand control of the buildings will receive a control signal to control the demand for optimal efficiency from a system perspective. It is expected that this will lead to savings for both the district heating utility and the property owners. The demand side flexibility consists mainly of thermal storage and buildings as storage, CHP for heat and power generation and heat pumps as power to heat units. The thermal storage enables heat demand to be shifted in time, and heat pumps in combination with district heating make it possible to alternate between heat sources. This use and combination of resources for flexibility are among the elements that will be tested within the project, with a focus on smoothing volatile electricity supply through the increased expansion of renewable electricity.

**Acknowledgement:** This project has been funded by partners of the ERA-Net SES 2018 joint call RegSys ([www.eranet-smartenergysystems.eu](http://www.eranet-smartenergysystems.eu)) - a network of 30 national and regional RTD funding agencies of 23 European countries. As such, this project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement no. 775970. The Austrian participation of Flexi-Sync is funded by the Federal Ministry for Climate Action, Environment, Energy, Mobility, Innovation and Technology (BMK).

## Referenzen

- [1] <https://www.ivl.se/projektwebbar/flexi-sync.html>
- [2] <https://bioenergie-noe.at>
- [3] <http://www.balmorel.com/>
- [4] <https://celsiuscity.eu/how-to-optimise-district-energy-flexibility/>

## 6.5.2. Quasi-dynamische Lastflussrechnung von Wärmenetzen

Josef STEINEGGER<sup>1(\*)</sup>, Matthias GREIML<sup>1</sup>, Thomas KIENBERGER<sup>1</sup>

### Inhalt

Um in Österreich einen weiteren Schritt näher zur Klimaneutralität bis hin zum Jahr 2040 [1] zu kommen, ist es nötig auch die Versorgung von Raumwärme und Warmwasser möglichst umweltfreundlich zu gestalten. Im Rahmen der Vorzeigeregion NEFI (New Energy for Industry) wird dazu im Projekt „Heat Highway“ die Möglichkeit der Abwärmenutzung aus industriellen Anlagen in überregionalen Wärmeübertragungsnetzen geprüft. Dazu muss ein Wärmelastflussrechnungsprogramm erstellt werden, mit dem es möglich ist, zeitlich- und räumlich aufgelöste Übertragungsverhalten eines solchen Netzes möglichst umfassend abzubilden. Das Ziel ist es anhand der LFR (Lastflussrechnung) die techno-ökonomische Sinnhaftigkeit von möglichen Wärmeübertragungsnetzen zu ermitteln. Der Aufbau dieser neuartigen Lastflussrechnung wird im nachfolgenden Abschnitt anhand eines Beispielnetzes näher vorgestellt.

### Methodik

Auf Basis des Ansatzes von Rüdiger [2] wurde das von ihm entwickelte Knotenpotentialverfahren für Gasnetze auf das Wärmenetz umgelegt. Wobei zusätzlich zur zeitlich und räumlich aufgelösten Druck- und Volumenstromberechnung eine weitere Iteration zur Temperaturberechnung hinzugefügt werden musste, um Wärmeverluste entlang der Rohrleitungen berechnen zu können. Ebenfalls wurde das Knotenpotentialverfahren dahingehend auf das Wärmenetz angepasst, dass sowohl Einspeise-, Ausspeise-, Einspeicher-, Ausspeichervorgänge wie auch Druckänderungen durch Pumpen oder Drosseln im Vorlauf wie auch im Rücklauf berücksichtigt werden können. Da dieses Verfahren zunächst nur rein zur statischen Betrachtung, ohne Berücksichtigung der Zustände von vorhergehenden Zeitschritten, des Wärmelastflusses verwendet werden kann, wurde zusätzlich zum Knotenpotentialverfahren, die Berechnung des Wärmelastflusses anhand von zeitschrittabhängigen „Temperaturwolken“ erweitert. Der prinzipielle Ablauf der LFR ist in Abbildung 2 zu sehen.

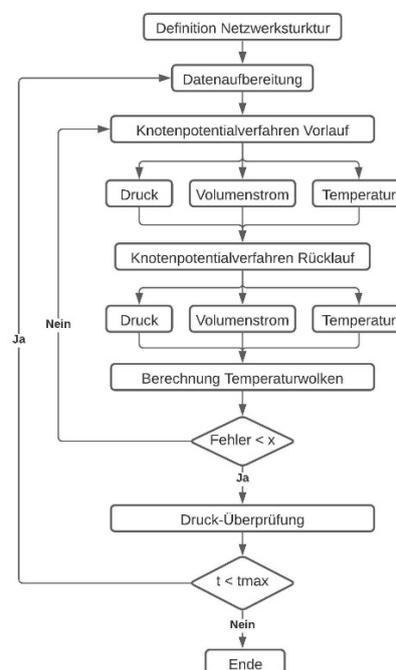


Abbildung 1 Ablauf LFR

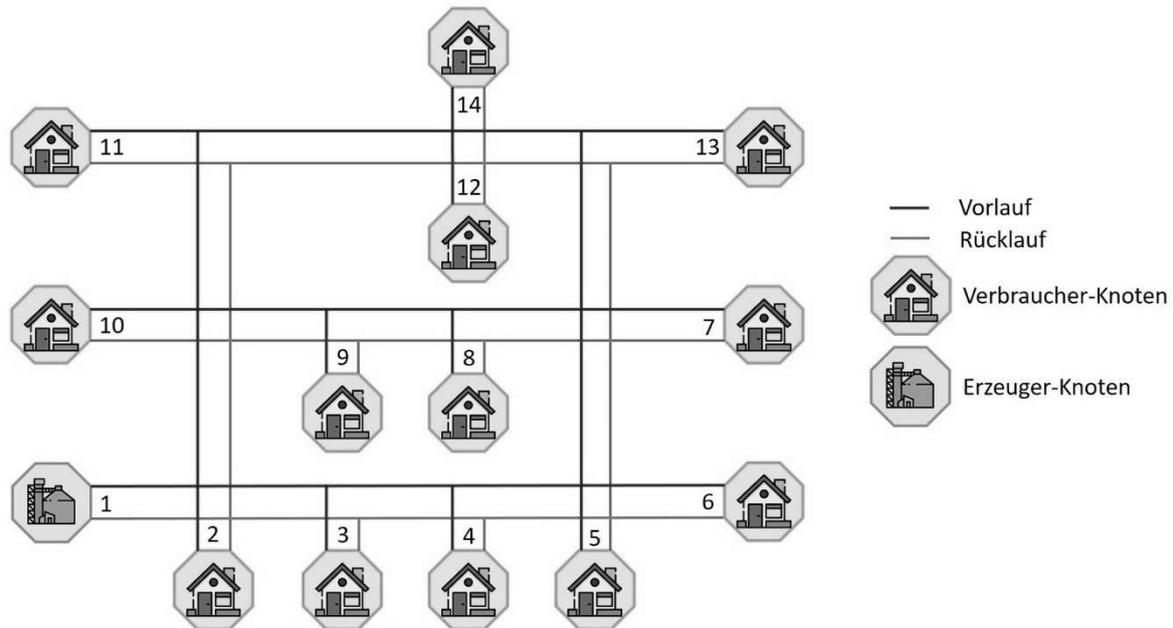
Diese „Temperaturwolken“ werden über das Knotenpotentialverfahren für den Zeitraum des betrachteten Zeitschrittes erstellt und für jeden weiteren Zeitschritt solange mitberücksichtigt bis diese

<sup>1</sup> Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, +43 3842 4025401, evt@unileoben.ac.at, www.evt-unileoben.at

am Ende des Wärmenetzes angekommen sind und über etwaige Verbraucher das betrachtete System verlassen. Somit kann die Lastflussrechnung in Form einer steady-state Betrachtung auch zeitlich dynamische Einspeise- und Abnehmertemperaturen beziehungsweise Leistungen berücksichtigen.

## Ergebnisse

Im Rahmen dieser Arbeit wurden zur Validierung des Programms die Ergebnisse der Lastflussrechnung eines beispielhaften Wärmenetzes (siehe Abbildung 2) mit den Ergebnissen des kommerziell erhältlichen Programms PSS@SINCAL verglichen.



designed by Freepik from Flaticon

Abbildung 2 Beispielhaftes Wärmenetz

Sowohl eine rasche Rechenlaufzeit als auch eine hohe Ergebnisgenauigkeit sind mit diesem Verfahren gewährleistet.

## Referenzen

- [1] Bundesministerium, Ed., "Klimaneutral bis 2040: Außenministerium stärkt Standort Österreich und Klimaschutz durch grüne Wirtschaftsdiplomatie", Bundesministerium, Wien, 21. Oktober 2021, <https://www.bmeia.gv.at/ministerium/presse/aktuelles/2021/10/klimaneutral-bis-2040-aussenministerium-staerkt-standort-oesterreich-und-klimaschutz-durch-gruene-wirtschaftsdiplomatie> (Abgerufen 23.November,2021)
- [2] J. Rüdiger, J. Horn, "A simulation algorithm for natural gas networks based on node potential analysis with modelling of real gas behaviour", IFAC Proceedings Volumes, vol. 44, no. 1, pp. 12249-12254, 2011, doi: 10.3182/20110828-6-IT-1002.02972

### 6.5.3. Pros & cons of using effective width concept for estimation of district heating distribution grid costs

Mostafa FALLAHNEJAD<sup>1</sup>

#### Abstract

The linear heat density is a decisive parameter in economic viability of implementing DH system. By introduction of the concept of effective width, Persson and Werner proposed an analytical way of estimating the linear heat density [1]. The greatest advantage of this approach is its simplicity in applying it. This approach was updated in 2019 with a set of new constant factors as well as update of effective width definition for areas with high plot ratios. Despite the fact that the approach is based on the empirical data from Sweden, it has been widely used in for case studies in other countries both in literature and in research projects. In this study, the results obtained by the approach is compared with results of a detailed grid model (DHMIN Model) for two case studies in Romania and Denmark. After this comparison, the advantages and disadvantages of using each approach are enumerated. The outcomes of this comparison will contribute to better interpretation of costs and linear heat densities obtained based on the effective width concept.

#### Referenzen

- [1] Persson U, Wiechers E, Möller B, Werner S. Heat Roadmap Europe: Heat distribution costs. Energy 2019;176:604–22. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.189>.

---

<sup>1</sup> Energy Economics Group, Technische Universität Wien, Gusshausstrasse 25-29/E370-3, 1040 Vienna, Austria, Tel.: +43158801370374, Fax: 43158801370397, fallahnejad@eeg.tuwien.ac.at

## 6.5.4. Dekarbonisierung der Wärmeversorgung des Gebäudebestands mit Kalter Nahwärme

Michel GROSS<sup>1</sup>, Christine NOWAK<sup>2</sup>, Valentin BERTSCH<sup>3</sup>

Um die Sektorziele zur Reduzierung des Treibhausgas-Ausstoßes im Bereich der Wohn- und Nichtwohngebäude zu erreichen, sind neben Energieeffizienzmaßnahmen und der Verbesserung der Gebäudehülle auch der Austausch konventioneller Heiztechnik ein zentraler Hebel. Auf Grund hoher CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren und steigender Kosten fossiler Energien muss beim Austausch auf lokal vorhandene Energiequellen zurückgegriffen werden. Neben der Verbrennung von Biomasse kommen für die Beheizung von Gebäuden auch die Nutzung von Umweltwärme oder Geothermie in Verbindung mit Wärmepumpen in Frage. Bisher werden Wärmepumpen fast ausschließlich in Neubauten eingesetzt, der Einsatz in Bestandsgebäuden ist hingegen wenig untersucht. Ist in der unmittelbaren Nähe des Abnehmers kein Platz für die Wärmequellenerschließung vorhanden, können geothermische Potenziale über Kalte Nahwärmenetze zugänglich gemacht werden und die Wärme zu den Abnehmern transportiert werden.

In dieser Untersuchung wird daher die Fragestellung behandelt, ob es technisch machbar und ökonomisch und ökologisch darstellbar ist, die Heizwärmebedarfe exemplarisch ausgewählter Bestandsgebäude im ländlichen Raum mit Kalter Nahwärme durch Geothermie und Wärmepumpen zu decken. Konkret handelt es sich bei den betrachteten Bestandsgebäuden um ein Gemeindehaus, einen Kindergarten und eine Grundschule\*.

Da bestehende Gebäude hohe Wärmeverluste über die Gebäudehülle aufweisen, werden in solchen Gebäuden hohe Heizvorlauftemperaturen benötigt, um Räume ausreichend beheizen zu können. Durch eine Recherche kann gezeigt werden, dass bestehende Heizsysteme auch für Bestandsgebäude zumeist überdimensioniert sind und sich daraus Vorlauftemperatursenkungen in vielen Bestandsgebäuden ohne weitreichende Anpassungen realisieren lassen.

Um bewerten zu können, inwiefern dies auch auf die hier untersuchten Liegenschaften zutrifft, werden digitale dreidimensionale Gebäudemodelle erstellt, um bestmögliche Informationen über die Gebäude zu erhalten. In die Modelle gehen Annahmen für die Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) ein, welche nach Gebäudealter in Verbindung mit der DIN EN 12831-1 bestimmt werden. Die aus den Gebäudemodellen resultierenden raumweisen Heizlasten des Status Quo werden einem Heizungssystem mit niedrigeren Temperaturspreizungen gegenübergestellt, um zu bewerten, welche Heizungsvorlauftemperaturen in Verbindung mit welchen Heizungssystemen für die Gebäude in Frage kommen. Anschließend werden das Wärmequellsystem und die Wärmeverteilung für verschiedene Energieversorgungsvarianten ausgelegt. Um ein ganzheitliches Energiesystem bewerten zu können, werden zu den Wärmebedarfen der Gebäude ebenfalls die Strombedarfe, basierend auf den jährlichen Bedarfen, ermittelt und PV-Anlagen für die Gebäude dimensioniert, bei denen die Dachtragfähigkeit gegeben ist.

Untersucht werden vier Energieversorgungsvarianten: Ein Referenzszenario mit Pelletkesseln in den drei untersuchten Gebäuden, ein Szenario mit Wärmenetz + Geothermie + dezentralen Wärmepumpen in den Gebäuden + PV + Batteriespeicher, ein Szenario mit Teilwärmenetz + Geothermie + dezentrale Wärmepumpen + Luft-Wasser-Wärmepumpe im nicht angeschlossenen Gemeindehaus + PV + Batteriespeicher und ein letztes Szenario, in dem ebenfalls ein Wärmenetz + Geothermie + dezentrale Wärmepumpen in den Gebäuden + PV + Batteriespeicher + Sanierung des Gemeindehauses betrachtet werden.

---

<sup>1</sup> Michel.Gross@ruhr-uni-bochum.de

<sup>2</sup> Christine.J.Nowak@ruhr-uni-bochum.de

<sup>3</sup> Valentin.Bertsch@ruhr-uni-bochum.de

Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft, Universitätsstraße 150, 44801 Bochum, Deutschland, <https://www.ee.rub.de/> (Gilt für alle Autor\*innen.)

\* Die untersuchten Bestandsgebäude sind Liegenschaften der Gemeinde Gödenroth, Rheinland-Pfalz in Deutschland, siehe [1].

Die Ergebnisse zeigen, dass es technisch realisierbar ist, die untersuchten Bestandsgebäude mit regenerativen Wärmequellen in Verbindung mit Standardwärmepumpen zu beheizen. Die Wärme des geothermischen Erdwärmesondenfeldes steht mit kleinen Schwankungen ganzjährig stabil zur Verfügung. Nach 50 Jahren ist die Wärmequelle, eine freie Erdbodenfläche vor der Grundschule, im Mittel voraussichtlich um ca. 5 °C (7 °C (Winter im 0. Betriebsjahr) → 1,8 °C (Winter im 50. Betriebsjahr)) kälter als zu Beginn des Wärmeentzugs. Die Abkühlung des Erdbodens ließe sich über eine Regeneration im Sommer zusätzlich abfangen. Die hohe Temperaturspreizung von Quelltemperatur zur Heizungsvorlauftemperatur geht zu Lasten einer guten Leistungszahl (COP) der Wärmepumpe, da diese hohe Temperaturen für den Heizungsvorlauf (je nach Energieversorgungsvariante bis zu 55 °C) bereitstellen muss.

Die Ergebnisse der Kostenbewertung zeigen, dass eine Versorgung der drei Liegenschaften mit Kalter Nahwärme zu höheren Kosten als eine auf Biomasse (Pellets) basierende Versorgung führt. Hierbei variieren die Kapitalwerte von –690 T€ bis –800 T€ für die Varianten mit Kalter Nahwärme (Wärmegestehungskosten: 17 und 23 ct/kWh<sub>th</sub>). Für das betrachtete Referenzszenario mit Pelletkesseln ergibt sich ein Kapitalwert von –500 T€ (Wärmegestehungskosten: 9 ct/kWh<sub>th</sub>). Die Wärmegestehungskosten der Referenzvariante beziehen sich auf die unsanierten Gebäude. Daher sind die zugrundeliegenden Wärmebedarfe wesentlich höher als in den anderen Varianten und das Verhältnis der Wärmegestehungskosten nicht vergleichbar mit dem Verhältnis der Kapitalwerte. Die untersuchten Versorgungsvarianten weisen Emissionen (CO<sub>2</sub>-Äquivalente) in Höhe von ca. 565 t<sub>CO2eq</sub> für das Referenzszenario und für die netzgebundenen Varianten der Kalten Nahwärme mit Geothermie und Wärmepumpe zwischen 516 t<sub>CO2eq</sub> und 561 t<sub>CO2eq</sub> auf.

## Referenzen

- [1] Valentin Bertsch, Michel Gross, Christine Nowak und Marcel Stolte (2021): Machbarkeitsstudie: Wärmeversorgung mehrere Bestandsliegenschaften in der Gemeinde Gödenroth mit „Kalter Nahwärme“, Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft, [https://www.ee.rub.de/webseitecs5/Aktuelles\\_Veranstaltungen/210922\\_EMU\\_Mach.Studie%20G%C3%B6denroth\\_Abschlussbericht\\_FINAL.pdf](https://www.ee.rub.de/webseitecs5/Aktuelles_Veranstaltungen/210922_EMU_Mach.Studie%20G%C3%B6denroth_Abschlussbericht_FINAL.pdf) (Aufgerufen 29. September, 2021).

### 6.5.5. No-Regret Strategien zur Dekarbonisierung der Niedertemperaturwärme und warum Gas darin keine Rolle spielt

Lukas KRANZL<sup>1</sup>, Sebastian FORTHUBER<sup>1</sup>, Mostafa FALLAHNEJAD<sup>1</sup>,  
Andreas MÜLLER<sup>2</sup>, Marcus HUMMEL<sup>2</sup>, Gerda DEAC<sup>3</sup>, Christiane  
BERNATH<sup>3</sup>, Christoph KIEFER<sup>3</sup>, Joshua GARCIA<sup>3</sup>, Frank SENSFUSS<sup>3</sup>,  
Sibylle BRAUNGARDT<sup>4</sup>, Veit BÜRGER<sup>4</sup>

#### Einleitung

Für die Dekarbonisierung der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung sind verschiedene Pfade mit jeweils unterschiedlichem Technologiemit und verschiedenen Stufen der Gebäudesanierung denkbar. Bislang gibt es noch keinen allgemein anerkannten Konsens über die Auswirkungen verschiedener Dekarbonisierungspfade und vorteilhafter Routen und Strategien, insbesondere unter Berücksichtigung der Bereitstellung der verschiedenen Energieträger und damit des gesamten Energiesystems. Die Fragestellung dieses Beitrags lautet daher: Was sind vorteilhafte und weniger vorteilhafte Dekarbonisierungspfade für die Raumwärme und Warmwasserbereitung für die EU-27 bis 2050 in Bezug auf den Gesamtprimärenergieverbrauch, die Kosten, die Barrieren und die politischen Auswirkungen, unter Berücksichtigung der Auswirkungen des Wärmesektors auf das gesamte Energiesystem? Was sind robuste Strategien und Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Raumwärme- und Warmwassersektors?

Das Paper entwickelt eine Reihe technologieorientierter Dekarbonisierungspfade für die EU-27 bis 2050: Ein direktes erneuerbares Wärme-Szenario (mit Schwerpunkt auf einer ausgewogenen Mischung aus Wärmepumpen, Biomassekesseln und Solarenergie), ein Elektrifizierungsszenario, ein Szenario mit Schwerpunkt auf synthetischen Brennstoffen und ein weiteres mit Schwerpunkt auf Wasserstoff und schließlich ein Fernwärmeszenario. Anschließend führen wir eine vergleichende Bewertung durch und leiten ein Best-Case"-Szenario ab. Diese Szenarien werden mit einem Basisszenario verglichen, das auf den bestehenden Politiken basiert und keine vollständige Dekarbonisierung erreicht.

Die Studie konzentriert sich auf den Wärmeverbrauch in Gebäuden und deckt die Raumwärme und die Warmwasserversorgung ab. Sie basiert auf dem Projekt ENER/C1/2018-494 [1].

#### Methodik

Für die Entwicklung der oben beschriebenen Szenarien haben wir drei Modelle angewandt und miteinander verknüpft: das optimierungsbasierte Gebäudebestandsmodell Invert/Opt, das Energiesystemoptimierungsmodell Enertile und das Fernwärmemodell Hotmaps. Die Modellergebnisse ermöglichen den Vergleich von Kosten, Treibhausgasreduktion, Energiebedarf und Energieeinsparungen.

Die allgemeine Logik der Szenarientwicklung besteht darin, Grenzen für die Relevanz bestimmter Energieträger bei der Versorgung von Gebäuden mit Raumwärme und Warmwasser zu definieren, einschließlich der Beschränkungen hinsichtlich ihres Potenzials. Innerhalb dieser Grenzen identifiziert ein Algorithmus die kostenminimale Konstellation des Einsatzes von Energieträgern und Technologien in verschiedenen Teilen des Gebäudebestands und die kostenoptimalen Sanierungsniveaus. Dies führt zu Szenarien, die nicht als Extremszenarien, sondern als realistische Umsetzungen von Pfaden betrachtet werden können, wobei jedes der Szenarien einen Mix von Systemen und Energieträgern aufweist, der auch die Eignung in verschiedenen Teilen des Gebäudebestands sowie klimatische und regionale Konstellationen widerspiegelt. Um politische Empfehlungen abzuleiten, führen wir

<sup>1</sup> Technische Universität Wien, Institut für Energiesystems und elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25-29/370-3, 1040 Wien, +43 1 58801 370351, [kranzl@eeg.tuwien.ac.at](mailto:kranzl@eeg.tuwien.ac.at), [eeg.tuwien.ac.at](http://eeg.tuwien.ac.at)

<sup>2</sup> e-think energy research, Argentinierstrasse 18/10, 1040 Wien, Österreich, <https://www.e-think.ac.at>

<sup>3</sup> Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Deutschland, [www.isi.fraunhofer.de](http://www.isi.fraunhofer.de)

<sup>4</sup> Öko-Institut e.V., Postfach 17 71, 79017 Freiburg, Deutschland, [www.oeko.de](http://www.oeko.de)

anschließend folgende Schritte durch: (1) Analyse der Barrieren für verschiedene Maßnahmen, (2) Analyse von Politikinstrumenten, (3) Definition von Politiksets für verschiedene Ländercluster und (4) Diskussion der Politikempfehlungen.

## Ergebnisse

Insgesamt zeigt sich, dass das Modell E-Fuels und Wasserstoff sehr nahe an den exogen gesetzten minimal-Restriktionen einsetzt. Dies ist ein Indiz dafür, dass diese Energieträger und die damit bereitgestellte Wärme teurer sind als andere Systeme. Bei Wärmepumpen hängt es eher vom Gebäudetyp ab, ob ein effizienter Einsatz von Wärmepumpen als wirtschaftlich angesehen wird. Generell hat das Modell die Tendenz, sich bei Wärmepumpen auf die obere Grenze zuzubewegen, und Wärmepumpen gewinnen in allen Szenarien große Anteile. Biomasseheizungen sind unter den betrachteten Modellierungs- und Szenarioannahmen in Richtung Klimaneutralität tendenziell wirtschaftlich. Hier sind die Beschränkungen des Biomassepotenzials und die zugrundeliegenden Annahmen in Bezug auf eine relevantere Nutzung des Biomassepotenzials in anderen Endverbrauchssektoren die Haupteinschränkungen, die eine weitere Verbreitung von Biomasseheizungen bestimmen. Die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Fernwärme ist in dem Modell je nach Land und Region unterschiedlich. Da die Fernwärmenutzung auf Gebiete mit hoher Wärmenachfragedichte und entsprechend niedrigen Wärmeverteilungskosten beschränkt wurde, tendiert der Optimierungsalgorithmus dazu, die Fernwärme innerhalb der vorgegebenen Grenzen auszuwählen. Der vollständige Beitrag wird Ergebnisse zum End- und Primärenergiebedarf nach Energieträgern und zu den Kapital- und Betriebskosten im Gebäudesektor sowie im gesamten Energiesystem zur Bereitstellung der Energieträger für die Raumheizung und Warmwasserbereitung enthalten.

## Schlussfolgerungen

Aus der Modellierung lassen sich folgende wesentliche Erkenntnisse ableiten. Erstens: Wenn die Auswahl der Maßnahmen im Hinblick auf das Gesamtsystem optimiert werden, liefern die Kosten kein klares Entscheidungskriterium. Vielmehr sind die Hindernisse und die politischen Auswirkungen für die Entscheidung für den einen oder anderen Weg relevant. Zweitens können einige Maßnahmen als No-regret-Optionen und sogar als Vorbedingungen angesehen werden, da sie für alle Szenarien identisch sind: ein hohes Maß an Gebäudesanierung, eine hohe Verbreitung von Wärmepumpen und Fernwärme in geeigneten Gebieten. Darüber hinaus müssten selbst im H2-Szenario und im E-Gas-Szenario Teile des Gasnetzes stillgelegt werden, da es wirtschaftlichere Dekarbonisierungslösungen gäbe. Daher sollte zumindest ein teilweiser, wenn nicht gar vollständiger Ausstieg aus der Verwendung von Gas für Raumheizung und Warmwasserbereitung vorbereitet werden. Drittens liegt das Best-Case-Szenario - das die niedrigsten Kosten verursacht - nahe am Elektrifizierungsszenario, allerdings mit einer etwas höheren Durchdringung von Solarwärme und Fernwärme.

Der wirksamste Weg, Investitionen in Gebäudekomponenten und Heizungssysteme auf das Ziel der Dekarbonisierung auszurichten, ist die Schaffung eines starken Regulierungsrahmens, um den Einsatz von Technologien einzuschränken, die nicht mit dem Ziel einer vollständigen Dekarbonisierung vereinbar sind. Dies muss durch wirtschaftliche Anreize und die Sicherstellung von Markt- und Technologiereife der relevanten Systeme ergänzt werden. Da die Umgestaltung des Wärmesektors Auswirkungen auf die Nutzung wichtiger Infrastrukturen (Fernwärme-, Gas- und Stromnetz) hat, sind Konzepte für die Wärmeplanung und die Beteiligung der Bürger erforderlich, um den Ausbau, die Modernisierung und die Stilllegung solcher Infrastrukturen zu koordinieren.

## Referenzen

- [1] L. Kranzl *et al.*, 'Renewable Space Heating under the Revised Renewable Energy Directive. Final report of the project ENER/C1/2018-494', Oct. 2021.

### **6.5.6. Wie Abwärme aus Rechenzentren Die Wärmewende in Deutschland voranbringen kann**

**Benjamin OTT<sup>1</sup>, Peter RADGEN<sup>2</sup>, Mira WEBER<sup>3</sup>**

#### **Was haben Rechenzentren mit der Wärmeversorgung zu tun und wie können sie ein Beitrag zur Wärmewende leisten?**

Der Strombedarf deutscher Rechenzentren lag im Jahr 2015 bei etwa 12 TWh/a, was wiederum ca. zwei Prozent des gesamten deutschen Strombedarfs entsprach [1, 2]. Gleichzeitig ist laut verschiedenen Schätzungen mit einem weiteren Anstieg des Stromverbrauchs bis 2025 um mehr als 30 % zu rechnen [3]. Um die Klimaverträglichkeit der Rechenzentren zu erhöhen, setzen diese bereits häufig elektrischen Strom aus erneuerbaren Energiequellen ein. Im Rechenzentrum wird der verbrauchte Strom vollständig in Wärme umgewandelt, welcher im Regelfall über Rückkühlwerke an die Umgebung abgegeben wird. Insbesondere in den Wintermonaten könnte die Nutzung der Abwärme aus Rechenzentren einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung leisten. So betrug im Jahr 2020 der Anteil der erneuerbaren Energie im Wärmesektor nur 15,2 %, im Gegensatz zu einem Anteil der erneuerbaren Energie im Stromsektor von 45,4 % [4]. Würde das maximale Potenzial der Abwärmenutzung aus Rechenzentren genutzt, könnten damit fast vier Prozent des Raumwärmebedarfs der deutschen Haushalte bereitgestellt werden [2, 5]. Zeitgleich würde damit der erneuerbare elektrische Strom eine „Doppelnutzung“ erfahren und sowohl direkt im Rechenzentrum als auch bei dem angeschlossenen Wärmeabnehmer einen wichtigen Beitrag zum Ziel der Dekarbonisierung der Gesellschaft bis 2045 leisten. Obwohl bereits erste Leuchtturmprojekte zur Abwärmenutzung aus Rechenzentren bestehen, wurde sie in Deutschland bisher noch nicht in größerem Maßstab umgesetzt [6]. Durch eine flächendeckende Umsetzung könnten Rechenzentren jedoch einen maßgeblichen Beitrag zur Wärmewende leisten.

#### **Welche Herausforderungen bestehen bei der Abwärmenutzung aus Rechenzentren und welche Lösungsansätze können geeignet sein?**

Um ein Verständnis für die aktuelle Situation und die Problematik der Abwärmenutzung aus Rechenzentren zu erhalten, wurden zunächst Interviews mit ExpertInnen und VertreterInnen relevanter Stakeholdergruppen durchgeführt. Der Fokus lag auf der Ermittlung bestehender Hemmnisse und Bedürfnisse mit der Berücksichtigung von technischen, wirtschaftlichen, rechtlichen/regulatorischen und kommunikativen Aspekten. Anhand der Interviewergebnisse wurden die Hauptherausforderungen und wichtigsten Stellschrauben bestimmt. Darauf aufbauend wurden im Rahmen von agilen Workshops mit allen relevanten Akteuren erste innovative Lösungs- und Geschäftsmodellansätze für die Abwärmenutzung aus Rechenzentren entwickelt. Damit wurde gleichzeitig auch dem Hemmnis der mangelnden Kommunikation zwischen den einzelnen Stakeholdern, welche das Zusammenkommen und die Realisierung von Projekten erschwert, entgegengewirkt.

Darüber hinaus klärt über die aktuelle Politik- und Förderlandschaft beispielsweise eine Übersicht zu bestehenden Standards und Programmen im Bereich der Abwärmenutzung aus Rechenzentren auf. Oftmals sind den Akteuren die finanziellen Unterstützungsmöglichkeiten unbekannt, weshalb an dieser Stelle Aufklärungsarbeit zielführend ist. Mit dem im Projekt entwickelten vereinfachten Rechenmodell für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer Abwärmenutzung werden die Vorteile und der Nutzen

<sup>1</sup> Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Tel.: +49 711 685-87826, [benjamin.ott@ier.uni-stuttgart.de](mailto:benjamin.ott@ier.uni-stuttgart.de), <https://www.ier.uni-stuttgart.de/>

<sup>2</sup> Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Tel.: +49 711 685-87877, [peter.radgen@ier.uni-stuttgart.de](mailto:peter.radgen@ier.uni-stuttgart.de), <https://www.ier.uni-stuttgart.de/>

<sup>3</sup> Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz e.V., Tel.: +49 176 30 75 60 46, [mira.weber@deneff.org](mailto:mira.weber@deneff.org), [www.deneff.org](http://www.deneff.org)

für alle Beteiligten aufgezeigt. Bislang wurde die oft mangelnde Wirtschaftlichkeit in den Vordergrund gerückt, welche jedoch nicht die zukünftigen Entwicklungen und den Handlungsdruck zur Dekarbonisierung berücksichtigt. Zentrale Elemente des Berechnungsmodells sind die Berücksichtigung von Preisentwicklungen bei den Energieträgerpreisen für Strom und Erdgas sowie dem CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis. Diese beruhen auf vergangenen Entwicklungen, Annahmen und anderen Studien. Mit einem Temperaturniveau der Abwärme von 30 bis 35 °C ist für einige Anwendungen eine weitere Veredelung der Abwärme notwendig. Als eine potenzielle technische Lösung wird die Einbindung einer Wärmepumpe zwischen der Wärmequelle und -senke implementiert, wie sie bereits in skandinavischen Ländern weit verbreitet ist. Je nach erforderlichen Temperaturhub, externen Einflussfaktoren (z. B. CO<sub>2</sub>-Preis, Energiekosten) auf die Betriebskosten sowie der Berücksichtigung von finanziellen Förderungen ist ein wirtschaftlicher Betrieb von Wärmepumpen auch in Deutschland bereits heute möglich. Ein verallgemeinerungsfähiges Nutzungskonzept soll in Form eines „Leitfaden“ zur Abwärmenutzung aus Rechenzentren erarbeitet, zudem auch ein modifizierbarer Mustervertrag erstellt und anhand von Projekten validiert werden. Im Rahmen des Beitrages werden die Schlussfolgerungen aus den Interviews und den Modellrechnungen vorgestellt.

### **Wie kann die Abwärmenutzung aus Rechenzentren mit der Plattform „Bytes2Heat“ vorangebracht werden?**

Mit der Plattform „Bytes2Heat“ sollen diese Informationen gemeinsam mit den entwickelten Lösungsansätzen und relevanten Informationen für die Abwärmenutzung aus Rechenzentren einer breiten Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden. Auf diese Weise trägt die Plattform dazu bei, Entscheidungsträger zum Handeln in Richtung mehr Klimaschutz zu motivieren. Das Projekt soll zudem Abwärmenutzungspiloten anstoßen und damit entsprechende Leuchttürme vorantreiben. Hierzu werden und wurden bereits Betreiber von Rechenzentren proaktiv angesprochen und Möglichkeiten der Abwärmenutzung analysiert. Dem folgt die Suche von geeigneten Wärmeabnehmern in der näheren Umgebung. Ausgehend davon wird für die entsprechende Realisierung ein Nutzungskonzept erarbeitet

### **Literatur**

Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

- [1] BDEW, Entwicklung des Stromverbrauchs nach Verbrauchern: Letztverbrauch Strom nach Verbrauchergruppen in Deutschland. [https://www.bdew.de/media/documents/Nettostromverbrauch\\_nach\\_Verbrauchergruppen\\_Entw\\_10J\\_online\\_o\\_jaehrlich\\_Ki\\_03052021.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Nettostromverbrauch_nach_Verbrauchergruppen_Entw_10J_online_o_jaehrlich_Ki_03052021.pdf) (Aufgerufen 10. November 2021).
- [2] Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestages, Hg., „Sachstand: Energieverbrauch von Rechenzentren“. <https://www.bundestag.de/resource/blob/651446/d226ff9ff67a3c29d893859121cfc5fe/WD-8-041-19-pdf-data.pdf>. (Aufgerufen 8. November 2021).
- [3] L. Stobbe, M. Proske, H. Zedel, R. Hintemann, J. Clausen und S. Beucker, „Entwicklung des IKT-bedingten Strombedarfs in Deutschland - Abschlussbericht: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie Projekt-Nr. 29/14“, Berlin, 2015. [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/entwicklung-des-ikt-bedingten-strombedarfs-in-deutschland-abschlussbericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/entwicklung-des-ikt-bedingten-strombedarfs-in-deutschland-abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3). (Aufgerufen 10. November 2021).
- [4] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, „Erneuerbare Energien in Zahlen“, Dessau-Roßlau, 2021. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick>. (Aufgerufen 10. November 2021).
- [5] Umweltbundesamt, Hg., „Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme“, Dessau-Roßlau, 2021. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme#warmeverbrauch-und-erzeugung-nach-sektoren>. (Aufgerufen 10. November 2021).
- [6] H. Lutz und U. Ostler, Das Leuchtturmprojekt Westville soll Frankfurter Energiebedarf senken. Datacenter-Abwärmenutzung. <https://www.datacenter-insider.de/das-leuchtturmprojekt-westville-soll-frankfurter-energiebedarf-senken-a-1032012/> (Aufgerufen 22. November 2021)

## 6.6. ENERGIEVERSORGUNG VON GEBÄUDEN

### 6.6.1. EU-Projekt REPLACE für umweltfreundliche Heizungen

Herber TRETTER<sup>1</sup>, Karina KNAUS<sup>1</sup>, Altan SAHIN<sup>1</sup>, Kerstin SCHILCHER<sup>1</sup>

#### Hintergrund

Die Hälfte des europäischen Energieverbrauches wird für Heizen oder Kühlen verwendet. Ganze zwei Drittel der in Europa installierten Heizsysteme – das sind immerhin 80 Millionen Stück – sind allerdings ineffizient. Um die Klimaziele zu erreichen und Europa unabhängig von Öl, Kohle und Erdgas zu machen, sind daher Änderungen in diesem Sektor wesentlich.

#### Projektziel

Ziel des von der EU im Rahmen des Horizon-2020-Programms finanzierten Projekts ist es, die Menschen in neun unterschiedlichen Staaten zu motivieren und dabei zu unterstützen, ihre alten Heizungsanlagen durch umweltfreundlichere Alternativen zu ersetzen. Auch einfache Sanierungsmaßnahmen, die den Energieverbrauch insgesamt senken, sind Teil des Programms. Mit diesen Maßnahmen sollen schon nach zwei Kampagnenjahren pro Jahr bis zu 144.000 Tonnen Treibhausgas eingespart werden. Das ist die Menge, die 70.000 Diesel-PKWs pro Jahr ausstoßen.

Die Österreichische Energieagentur leitet das Programm mit insgesamt 11 Projektpartnern in den neun Ländern (Deutschland, Spanien, Schweiz, Kroatien, Slowenien, Serbien, Nordmazedonien, Bosnien Herzegowina und Bulgarien). In Österreich wird REPLACE im Bundesland Salzburg umgesetzt.

#### Methodik

##### ***Regional mit den wesentlichen Akteuren Maßnahmen entwickeln***

Das Projekt REPLACE brachte erstmalig überregional Installateur:innen, Heizungsanlagen-Hersteller:innen, Politik und die weiteren wesentlichen Akteur:innen in einer lokalen Arbeitsgruppe zusammen an einen Tisch. So wurden vor Ort gemeinsam die besten Maßnahmen entwickelt, um alte und ineffizienten Heizsysteme in zehn europäische Regionen mit immerhin 8 Millionen Einwohnern gegen umweltfreundliche Alternativen auszutauschen. In der österreichischen Zielregion, das Bundesland Salzburg konzentriert sich das Projekt auf den Ausstieg („Phase Out“) bei Heizöl- und Gas-Kesseln sowie den Austausch von veralteten Allesbrennern.

##### ***Bündelung von Umsetzungskompetenz im Form eines One-Stop-Shops zum Kesseltausch.***

Nach Beratungen mit der lokalen Arbeitsgruppe bedarf es, ergänzend zu bereits bestehenden Maßnahmen, einer aktiven Bewerbung von gut durchdachten All-in One Lösungen (unabhängige Info warum und welches ist das geeignetste System gefolgt von entsprechenden gewerkeübergreifenden Rundum-sorglos Umsetzungspaketen, inkl. Unterstützung bei der Förderabwicklung und Finanzierung). Eine Umsetzung dieses Ansatzes wurde durch REPLACE erstmals mit allen an einem Tausch Beteiligten in Salzburg auf den Weg gebracht. Mit 1. März 2022 soll dazu mit Unterstützung des BMK, des Referates 4/04, für Energieberatung und Energiewirtschaft des Amtes der Salzburger Landesregierung sowie von REPLACE eine klimaaktiv<sup>2</sup> Sorglos Kesseltausch Webplattform in Betrieb gehen, an der neben Salzburg über mehrere Jahre bis zu drei weitere Bundesländer teilnehmen können. Das Pilotprojekt, eine Webplattform an der die genannten Services aus einer Hand vermittelt werden, startet vorerst für Salzburger Haushalte (siehe Abbildung Consumer Journey) und wird dort durch die öffentlichen Energieberatung, 15 Sorglos Kesseltausch-Anbieter:innen (Installateursbetriebe sowie

<sup>1</sup> Österreichische Energieagentur, Mariahilferstraße 136, 1150 Wien, 01-5861524-0, herbert.tretter@energyagency.at. www.energyagency.at

<sup>2</sup> klimaaktiv ist die Klimaschutzinitiative des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)

Handwerks-Kooperativen, Heizungsanlagen-Hersteller:innen und -Großhändler sowie EVUs) und von weiteren wichtigen Partnern (Anbieter:innen mobiler „Erste-Hilfe“ Wärmeservices, Banken, AK Salzburg und Interessensvertretungen im Bereich Erneuerbarer) umgesetzt. Das neue Angebot wird von den Trägerorganisationen (BMK, Land Salzburg und AEA/klimaaktiv) und durch REPLACE bei vor Ort Informationsabenden mit Unterstützung von Klima- und Energieregionen und e5-Gemeinden beworben werden.

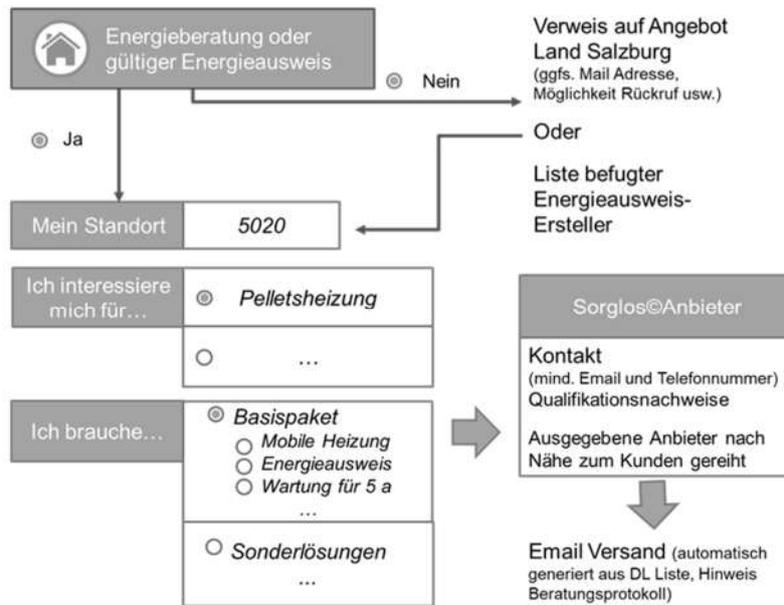


Abbildung 1: Consumer Journey auf der klimaaktiv Rundum-sorglos Kesseltausch Vermittlungsplattform

Zusätzlich wurden auch leichtverständliche (v.a. online) Entscheidungshilfen für Haushalte und Professionalist:innen (weiter-)entwickelt. Eines dieser Tools, der öffentlich über die Webseite [www.energieinstitut.at/tools/Replace](http://www.energieinstitut.at/tools/Replace) zugängliche REPLACE Heizungsrechner wird im Rahmen des Beitrags ebenfalls kurz vorgestellt.

Der Heizungsrechner hilft Endverbraucher\*innen, Fachkräften und Investor\*innen, in nur drei Schritten die für das betreffende Gebäude geeignetste zukunftsfähige und -sichere, saubere und klimagesunde Alternative zur bestehenden, alten Heizung zu finden. Fast wie bei einer Energieberatung. Der Rechner ist auf die Situation (automatische Berücksichtigung von Richtwerten für Investition und laufenden Betrieb sowie von Förderungen) in 10 europäischen Zielregionen zugeschnitten und funktioniert in 8 Sprachen (BiH, DE, BG, ES, HR, MK, RS, SL). Die vom Tool automatisch ermittelten Richtwerte können durch projektspezifische, z.B. über eine Angebotslegung erhaltene reale Werte überschrieben werden und die Ergebnisse erneut berechnet werden. In Österreich finden sich im Tool alle Bundesländer, für das Land Salzburg werden auch weitere Informationen in Form von zahlreichen pdfs zur Verfügung gestellt.

## 6.6.2. Machine learning for building energy prediction: A case study of an office building

Matias DOGLIANI<sup>1\*</sup>, Ángeles DOBLAS<sup>1\*</sup>, Ian CALIXTO<sup>1\*</sup>, Nathan Thomas NORD<sup>1\*</sup>, Sandra WILFLING<sup>2\*</sup>, Qamar ALFALOUJI<sup>2\*</sup>, SCHWEIGER<sup>2</sup>.

### Abstract

With the rising population, reliance on automation, and increased time spent indoors, society's energy consumption grows at a rapid rate. In the next 30 years, global energy demand is expected to increase by over 50%. It is critical that this increasing energy demand is met by the transition to renewable energy sources [1]. As the integration of traditional energy sources and renewable energy systems become prevalent, it is necessary to understand current energy consumption trends with the goal of achieving higher energy efficiencies overall. With the data currently available, it is possible to create sufficiently reliable and accurate models based on machine learning techniques [2]. These models allow us to understand the behavior of energy use without resorting to complex physical models. This paper aims to compare several approaches to predict the hourly electric energy usage of a mixed-use academic building at the Graz University of Technology accommodating offices, seminar rooms, laboratories and a lecture hall. Four models were compared: Linear Regression, Support Vector Regression, Decision Tree Regression and Multi-Layer Perceptron regressor. Several input features are tested (e.g. month, day, hour, holiday, temperature and week day); the output of model was the energy usage. The model with the best performance was chosen based on statics measurements shown on figure 1. At the conference we will also present the prediction of energy usage based on forecasts of weather data (6h, 12h, 24h, 48h). All developments are openly available (<https://github.com/matias-dogliani/energybuild>).

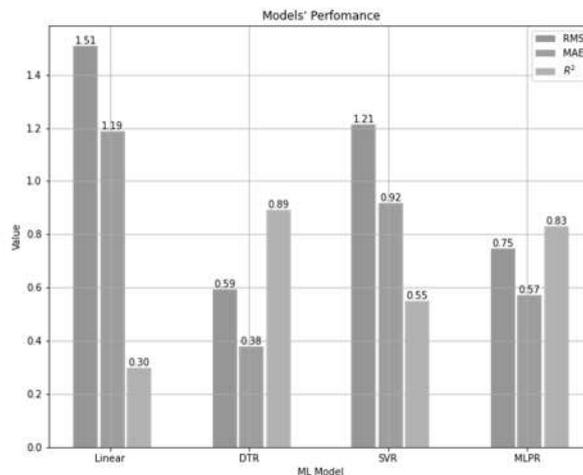


Figure 1: Performance of the model.

### Referenzen

- [1] Nalley and LaRose. International energy outlook 2021 with projections to 2050. Energy Information Administration, Washington, DC, 2021.
- [2] Schweiger et al. Active consumer participation in smart energy systems. Energy and Buildings. 2020.

<sup>1</sup> FH Joanneum – University of Applied Sciences, Institut Energie-, Verkehrs- und Umweltmanagement, Werk-VI-Straße 46, 8605 Kapfenberg, Austria, [matias.dogliani@edu.fh-joanneum.at](mailto:matias.dogliani@edu.fh-joanneum.at)

<sup>2</sup> Graz University of Technology, Institute of Software Technology, Inffeldgasse 16, 8010 Graz, Austria, [gerald.schweiger@tugraz.at](mailto:gerald.schweiger@tugraz.at)

### 6.6.3. Equitable decarbonization of the heat supply of rented residential buildings: Optimal subsidization strategy under allocating the costs of inaction

Sebastian ZWICKL-BERNHARD<sup>1,2</sup>, Hans AUER<sup>2\*</sup>

#### Motivation and core objective

The recently published „Fit for 55“ package by the European Commission [1] pledges a clean, sustainable, and just energy future for all European citizens. Thus, achieving the ambitious goal enshrined therein of a 55% reduction in greenhouse gas emissions compared to 1990 in 2030 goes along with tackling the “hot potatoes” of deep decarbonizing the energy system.

Against this background, the core objective of this work is to investigate one of these hot potatoes, namely, the socially balanced decarbonization of the heat supply of rented residential buildings. In particular, we investigate a cost-optimal federal (governance) subsidization strategy to incentivize a sustainable heating system change taking into account a representative ownership structure with a single landlord and multiple tenants within the building. Initially, the multi-apartment building is heated by a gas-based heating system, which is why tenants' energy costs significantly depend on the carbon price. The investment into the heat system alternative can only be made by the landlord. Figure 1 illustrates the basic concept of the approach in this paper. The governance has the option to provide financial subsidy payments for both agents, the landlord and the tenants. The landlord can be incentivized by an investment grant or rent charge adjustment whereas the tenants can be by a heating costs subsidy payment. Nevertheless, the optimal governance's financial incentives achieve subsidy parity among the landlord and tenants by providing the same net present value of subsidy payments to both. This analysis extends earlier studies and findings in the field of sustainable heat supply alternatives in the residential building sector (i.e., low-temperature heat service needs). In particular, we refer here to a recently published paper investigating the decommissioning of the gas distribution grid in an urban neighborhood [2].

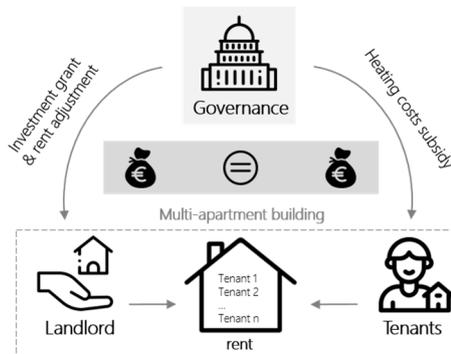


Figure 2 Interrelationships between governance, landlord, and tenants

#### Methodology and case study

To determine the cost-optimal and socially balanced subsidization strategy, we propose a linear optimization model. Thereby, the model's objective function is to minimizing the governance's net present value as follows

$$\min_x \underbrace{\Psi}_{\text{landlord}} + \sum_y \sum_m \frac{n}{(1+i_g)^y} \cdot \underbrace{\Omega_{y,m}}_{\text{tenant}} \quad (1)$$

where  $\Psi$  is the landlord's overnight investment grant and  $\Omega$  the tenant's subsidy payment in year  $y$  and month  $m$ . An important model constraint considers the landlord's economic viability of the investment

<sup>1</sup> Nachwuchsautor; geb. 4.11.1994

<sup>2</sup> Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Technische Universität Wien (TU-Wien), Energy Economics Group (EEG), zwickl@eeg.tuwien.ac.at

and sets its net present value at the planning horizon end equal to zero. Besides this, the model includes monetary parity (energy and rent-related spending) for each tenant as the net present value of the sustainable heat system alternative is forced to be equal to the initial condition (i.e., gas-based heat supply and initial rent price). Equation (2) shows the net present value of the monetary support between the landlord and all tenants, where  $n$  is the number of tenants and  $r_{y,m}$  the additional rent-related revenues of the landlord. Latter result from the provision of a sustainable heating system alternative.

$$\underbrace{\Psi + n * \sum_y \sum_m \frac{r_{y,m}}{(1+i_g)^y}}_{\text{landlord's monetary support}} = \underbrace{n * \sum_y \sum_m \frac{\Omega_{y,m}}{(1+i_g)^y}}_{\text{tenants' monetary support}} \quad (2)$$

The proposed model is applied to a representative multi-apartment building in an urban area in Vienna, Austria. Furthermore, it is assumed that the building has a single owner (landlord) and 30 tenants. We investigate different scenarios with a special focus on the CO<sub>2</sub> price and specific emissions of the electricity and district heating energy mix.

## Results and conclusions

Below, preliminary results are presented. Figure 2 shows the landlord's revenues and net present value (NPV) and a single tenant (right subfigures) connecting to the district heating network in a scenario aligned with limiting the global temperature below 1.5°C. The landlord (i) receives an investment grant and rent-related revenues (top left) and (ii) achieves a net present value equal to zero in 2040 (bottom left). The tenant receives a subsidy payment between 2025 and 2029 (top right) obtaining the same NPV as in the initial condition (bottom right). Figure 3 shows the objective value (i.e., total subsidization) for varying allocation of the opportunity costs (=costs of inaction) among the governance, the landlord, and the tenants. Most importantly, the objective value is significantly reduced in Case C (-49% compared to the reference case where the governance covers the opportunity costs).

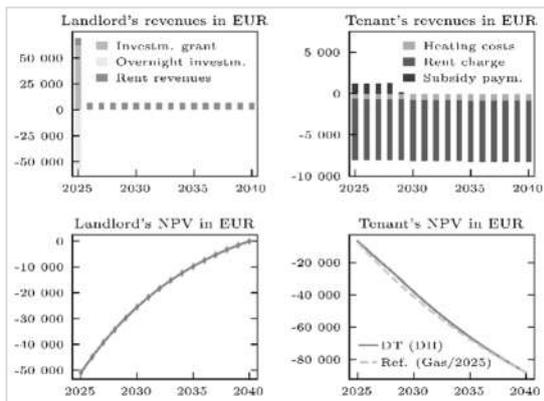


Figure 2 Development of the landlord's and tenant's economic viability with the district heating option. Top left: landlord's revenues, bottom left: landlord's net present value, top right: tenant's revenues, bottom right: tenant's net present value.

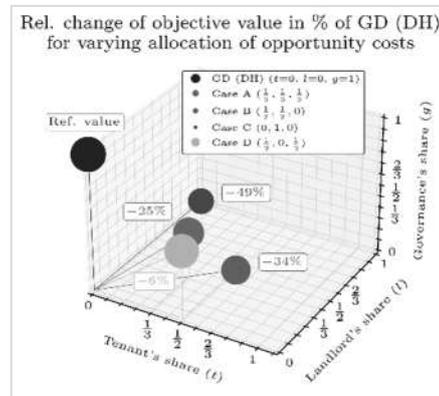


Figure 3 Comparison of the objective value for varying allocation of opportunity costs among the tenant, landlord, and governance (Case A: governance, landlord, and tenant, Case B: landlord and tenants, Case C: landlord, Case D: tenants and governance)

## References

- [1] European Commission, „Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 climate target on the way to climate neutrality, retrieved on 29.09.2021 under <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021DC0550> (2021).
- [2] Zwickl-Bernard, S. & Auer, H. Demystifying natural gas distribution grid decommissioning: An open-source approach to local deep decarbonization of urban neighborhoods. *Energy*, 238, 121805. (2022), doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121805>.

## 6.6.4. Maßnahmen zur Reduktion des Kühlenergiebedarfs im österreichischen Gebäudebestand

Lukas MAYRHOFER<sup>1</sup>(\*), Andreas MÜLLER<sup>1</sup>, Lukas KRANZL<sup>2</sup>

### Einleitung

Weltweit, für Europa und auch für Österreich weisen verschiedene Abschätzungen und Szenarien auf einen deutlich steigenden Kühlenergiebedarf und damit einhergehende Sommer-Spitzenlasten in den kommenden Jahren und Jahrzehnten hin. [1], [2] Insbesondere der Einfluss des Klimawandels ist zu berücksichtigen und wurde bereits in früheren Arbeiten analysiert. [3], [4] Gleichzeitig bestehen Möglichkeiten zur Reduzierung des Kühlenergiebedarfs durch passive Maßnahmen am Gebäude, durch Maßnahmen auf Seiten der Stadtplanung (Vermeidung von städtischen Hitzeinseln) oder auch durch effizientere aktive Kühltechnologien.

Die Forschungsfrage dieses Beitrags ist: Welchen Beitrag können passive Maßnahmen zur Reduktion des Kühlenergiebedarfs im österreichischen Gebäudebestand unter Berücksichtigung des Klimawandels bis 2050 leisten?

### Methodik

Zur Bearbeitung dieser Fragestellung bauen wir auf dem Gebäudebestandsmodell Invert [5] auf. Ohne auf das Entscheidungskalkül von Gebäudeeigentümern einzugehen, simulieren wir die Entwicklung des Gebäudebestands unter exogenen Annahmen, die hinsichtlich des Energiebedarfs im Wesentlichen mit dem Ziel einer Dekarbonisierung konsistent sind, wie z.B. einer thermischen Sanierungsrate von 2,5%. Sonstige Annahmen zur Entwicklung des Gebäudebestands basieren auf [6].

Aufbauend auf diesem Basis-Szenario zur Entwicklung des Gebäudebestands und seiner energetischen Eigenschaften simulieren wir verschiedene Szenarien zum Kühlenergiebedarf. Dabei variieren wir erstens die Klimadaten, die wir aus zwei verschiedenen RCP-Klimawandel-Szenarien ableiten<sup>3</sup>. Dafür werden in jedem dieser Szenarien in der Variante „Hot“ diejenigen Jahre aus einer 10-Jahres-Periode des Klimamodells ausgewählt, die im Sommer die heißeste Woche aufweisen. In der Variante „Median“ wird das Jahr ausgewählt, das dem Median der Kühlgradtage aller Jahre in der jeweiligen 10-Jahres-Periode entspricht. Zweitens – und im Fokus dieses Beitrags – werden folgende passive Maßnahmen variiert: Verschattung, Nachtkühlung und Maßnahmen, die eine erhöhte Innenraumtemperatur ermöglichen (z.B. durch sinnvolle Steuerung, Bekleidungs Vorschriften bzw. – gewohnheiten, erhöhte Luftgeschwindigkeit) und zwar von 24°C im Basis-Fall auf 26°C. Aus einer Kombination dieser Maßnahmen reduziert sich der gesamte Kühlenergiebedarf.

Um den Einfluss jeder einzelnen Maßnahmengruppe zu isolieren werden schrittweise – und abwechselnd miteinander kombiniert – und so die Effekte getrennt quantifiziert.

Da wir ausschließlich den Nutzenergiebedarf fokussieren, nehmen wir als Basis-Variante an, dass 100% des Kühlenergiebedarfs gedeckt wird und stellen mögliche Entwicklungen der Diffusion aktiver Klimatisierung als Parametervariation dar.

### Ergebnisse

Die Szenarien zeigen, dass aufgrund des Klimawandels und des veränderten Gebäudebestands – trotz zunehmender passiver Maßnahmen – der Kühlenergiebedarf deutlich steigt, in der maximal-Variante,

<sup>1</sup> e-think, Argentinierstrasse 18/10, 1040 Wien, [mayrhofer@e-think.ac.at](mailto:mayrhofer@e-think.ac.at), [e-think.ac.at](http://e-think.ac.at)

<sup>2</sup> Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25-29/370-3, +43 1 58801 370351, [kranzl@eeg.tuwien.ac.at](mailto:kranzl@eeg.tuwien.ac.at), [eeg.tuwien.ac.at](http://eeg.tuwien.ac.at)

<sup>3</sup> RCP45 Szenario: [rdsAdjust\\_EUR-11\\_ICHEC-EC-EARTH\\_rcp45\\_r1i1p1\\_KNMI-RACMO22E\\_v1-IPSL-CDFT22-WFDEI-1979-2005\\_3hr](#)  
und  
RCP85 Szenario: [rdsAdjust\\_EUR-11\\_ICHEC-EC-EARTH\\_rcp85\\_r1i1p1\\_KNMI-RACMO22E\\_v1-IPSL-CDFT22-WFDEI-1979-2005\\_3hr](#)

die in Abbildung 1 dargestellt ist, auf über 31 TWh im Jahr 2050. Allerdings kann dieser Bedarf durch passive Maßnahmen um knapp ein Drittel gesenkt werden. In der Vollversion des Beitrags werden weitere Szenarien sowie der Beitrag der einzelnen Maßnahmen isoliert gezeigt.

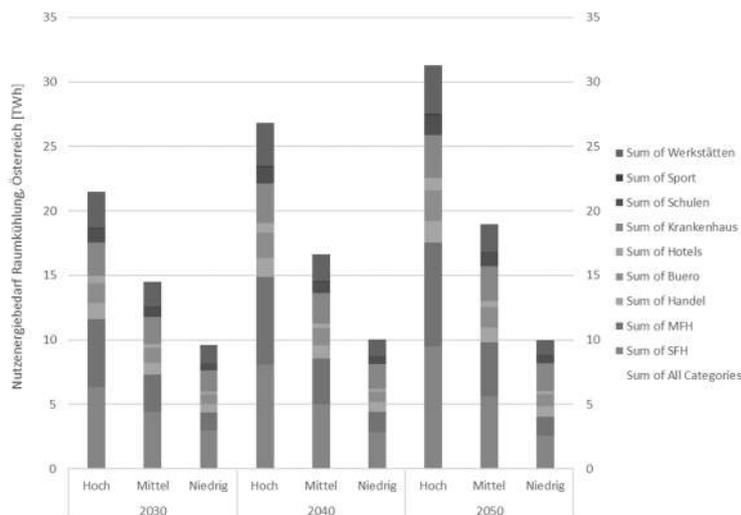


Abbildung 1: Nutzenergiebedarf für Raumkühlung im Szenario starken Klimawandel in jeweils ausgewählten heißen Jahren (Variante „Hot“), Österreich

## Schlussfolgerungen

Einige Treiber wirken in Richtung eines steigenden Kühlenergiebedarfs: steigende Verbreitung von aktiven Kühl-Technologien, Klimawandel, u.U. thermische Gebäudesanierung (wenn diese nicht mit begleitenden Maßnahmen zur Senkung des Kühlenergiebedarfs einhergeht).

Allerdings lassen sich gebäudeseitige, passive Maßnahmen umsetzen, die diesen Treibern entgegenwirken, insbesondere Verschattung, Nachtkühlung und Maßnahmen, die eine erhöhte Innenraumtemperatur ermöglichen (z.B. durch sinnvolle Steuerung, Bekleidungsrichtlinien bzw. – Gewohnheiten, erhöhte Luftgeschwindigkeit). Bei konsequenter Umsetzung dieser Maßnahmen ergibt unsere Analyse, dass diese eine Reduktion des Kühlenergiebedarfs bis 2050 auf 32%, im Vergleich zu einem Referenz-Szenario ohne derartige Maßnahmen, ermöglichen.

Der Einsatz effizienter aktiver Kühltechnologien, insbesondere unter Ausnutzung der Potenziale freier Kühlung, lässt eine weitere Eindämmung des Endenergiebedarf-Anstiegs für die Raumkühlung erwarten. Diese steht allerdings nicht im Fokus dieses Beitrags.

## Referenzen

- [1] IEA, 'The Future of Cooling. Opportunities for energy efficient air conditioning', International Energy Agency, 2018.
- [2] M. Hartner et al., 'Summary report on case study: Energy demand and supply in buildings and the role for RES market integration', Mar. 2018 [Online]. Available: [www.set-nav.eu](http://www.set-nav.eu)
- [3] L. Kranzl et al., 'Power through resilience of energy system. Final report of the project PRESENCE.', Vienna, Feb. 2014 [Online]. Available: [www.eeg.tuwien.ac.at/presence](http://www.eeg.tuwien.ac.at/presence)
- [4] G. Totschnig et al., 'Climate change impact and resilience in the electricity sector: The example of Austria and Germany', Energy Policy, vol. 103, pp. 238–248, Apr. 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.01.019.
- [5] A. Müller, 'Energy Demand Assessment for Space Conditioning and Domestic Hot Water: A Case Study for the Austrian Building Stock', PhD-Thesis, Technische Universität Wien, Wien, 2015.
- [6] A. Müller, S. Fritz, and L. Kranzl, 'Energieszenarien bis 2050: Wärmebedarf der Kleinverbraucher. Ein Projekt im Rahmen der energiewirtschaftliche Szenarien für den klima- und energiepolitischen Rahmen 2030 und 2050 und den Monitoring Mechanism 2017. Endbericht', TU Wien, e-think, Wien, Ausarbeitung im Auftrag der Umweltbundesamt GmbH, Wien, Jul. 2017.

## 6.6.5. Impact of Variable Electricity Prices on heat pump operated buildings in the Austrian Building Stock

Philipp MASCHERBAUER<sup>1</sup>, Lukas KRANZL<sup>1</sup>, Songmin YU<sup>2</sup>

### Introduction

Residential buildings with heat pumps (HP) show promising possibilities for demand-side management (DSM). Further, with the revision of the Renewable Energy Expansion Act [1] and declining prices for photovoltaic (PV) and battery storages, the diffusion of DSM systems may increase in the residential sector in Austria. The cost-optimized operation of such systems can lead to significant cost reduction and at the same time change the electricity consumption of a household. This can especially be the case when a variable price signal is introduced. In this work, we will deal with the following question: How does the volatility of a variable price change the energy consumption of buildings with a smart energy management system (SEMS)? In this context, we also aggregate the findings of individual households to the national level of the Austrian single-family house (SFH) stock.

### Method

We developed an hourly optimization model for individual households to address the research question. Based on price, temperature, radiation profiles, and building-specific parameters, the model minimizes the operation costs of the household. The electricity price profile is the driving factor of the minimization problem. By comparing the results from the optimization to a reference scenario, we investigate the impact of the optimization on a single house level. Further, we developed a link between the INVERT/EE-LAB [2] building stock model to get a detailed representation of SFH in Austria. In this way, we can conclude the influence of SEMS on electricity consumption on a national level.

### Results

The results show that even with a small variance in the electricity price, SEMS tend to utilize the thermal mass of buildings as storage to decrease their energy costs if no other storage is available. When increasing the price volatility, the electricity consumption of the whole building stock will rise.

In Figure 1 the electricity demand from the grid for buildings in Austria using a HP is visualized as bars. The specific technological configurations are: PV size with 0, 5 or 10 kWp; battery (B) size with 0 or 7 kWh; hot water tank (T) with 0 or 1500 l. The majority of the buildings do not have a PV. Therefore they also represent the largest share of energy demand. The change in electricity demand through SEMS from the grid is depicted for each configuration on the right-hand axis. In general, optimization with a variable price signal results in higher total electricity consumption because of increased storage losses. In this example, households without PV, thermal storage or battery already increase their total consumption due to the utilization of the thermal building mass with a variable price. Further research will show us at what point of price volatility the total amount of used electricity from the grid is not reduced through SEMS for the entire building stock.

---

<sup>1</sup> Technische Universität Wien, Energy Economics Group, Gusshausstrasse 25-29/370-3, 1040 Wien, Austria, +43 6803104193., [mascherbauer@eeg.tuwien.ac.at](mailto:mascherbauer@eeg.tuwien.ac.at), [kranzl@eeg.tuwien.ac.at](mailto:kranzl@eeg.tuwien.ac.at)

<sup>2</sup> Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research, Breslauer Str. 48, 76139, Karlsruhe, Germany, [songmin.yu@isi.fraunhofer.de](mailto:songmin.yu@isi.fraunhofer.de)

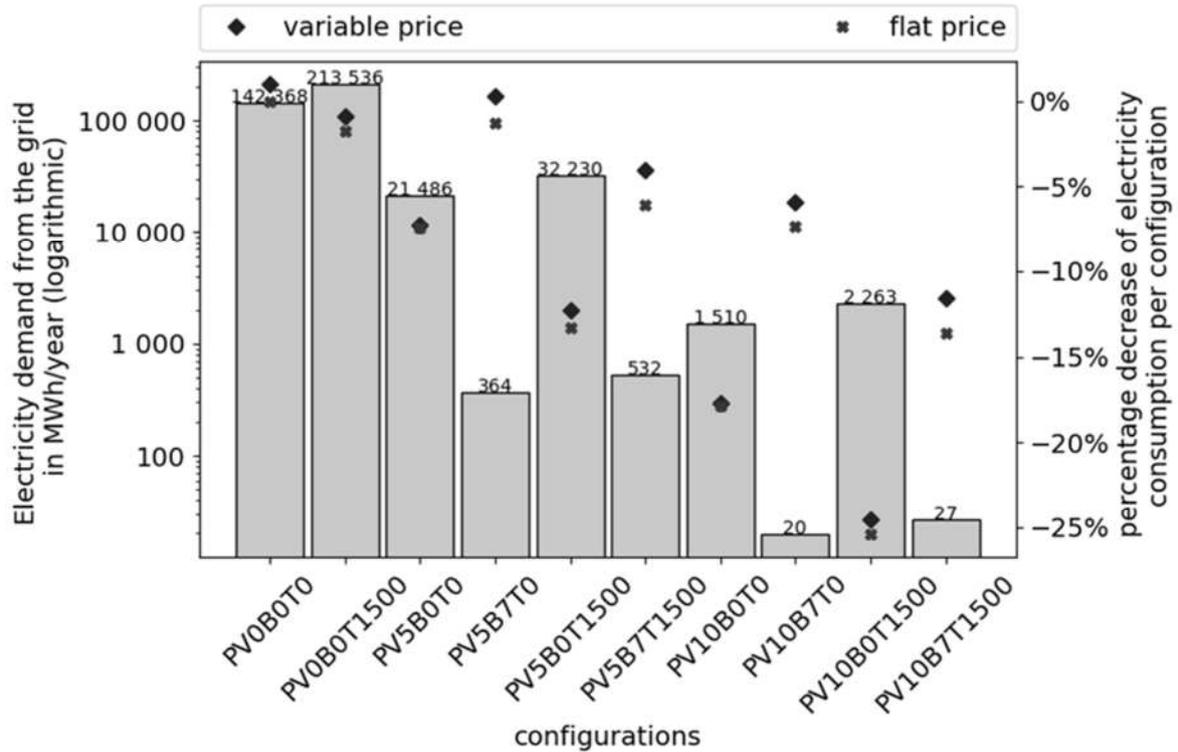


Figure 1: Impact of SEMs on the grid-electricity consumption of the Austria SFH buildings stock with certain configurations.

## Literatur

- [1] Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen: EAG, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>
- [2] Andreas Mueller, „Energy demand scenarios in buildings until the year 2050 - scenarios with refurbishment rate (maintenance + thermal renovation) of 0.5%, 1%, 2% and 3% (Version 1) [Data set].“, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.5281/zenodo.4687105>

## 6.6.6. Energieversorgungslösungen auf Quartiersebene

Johannes WALL<sup>1</sup>, Momir TABAKOVIC<sup>2</sup>

### Kurzfassung

Eine der vielen Herausforderungen am Weg zur Dekarbonisierung ist die Entwicklung von nachhaltigen, sicheren und leistbaren Energieversorgungsstrategien auf Quartiersebene. Quartiere, die sich energetisch weitgehend selbst versorgen, werden in den internationalen (Sustainable Development Goals – SDGs) sowie nationalen (#mission2030) Strategien und Initiativen als Maßnahme gegen den Klimawandel forciert. Im Rahmen dieses Berichts wurden Energieversorgungslösungen auf Quartiersebene analysiert und daraus Empfehlungen für Plusenergiequartiere für die Entscheidungsträger in Verwaltung und Projektentwickler ausgearbeitet.

Der Plusenergiestandard von (Einzel-)Gebäuden wird dadurch definiert, dass alle bzw. ein Teil der Energiedienstleistungen über ein Jahr (bilanziell) lokal, d.h. innerhalb der Grundstücksgrenzen, gedeckt werden können. Für die Realisierung entsprechender Quartierslösungen ist die Energieraumplanung von entscheidender Bedeutung und kann als Querschnittsmaterie der Raumplanung mit Aspekten der übergeordneten Energieversorgung verstanden werden und bietet die Möglichkeit, die Art der Energieversorgung räumlich zu beeinflussen. Zentrale Punkte dabei sind die Reihenfolge der Energieträgerwahl in Abhängigkeit der lokalen Verfügbarkeit, also die Energieversorgung über das einzelne Gebäude hinaus zu denken. Die lokale Energienutzung soll erhöht und gleichzeitig das überlagerte Netz durch Reduzierung von vertikalen Leistungsflüssen entlastet werden. Dazu werden Anlagen innerhalb und zwischen den Quartieren aggregiert und genutzt. Dies beinhaltet die Kopplung von elektrischen und thermischen Systemen, um beispielsweise Gebäudemassen als thermische Speicher für Raumwärme und Kühlung zu nutzen. Es kommt zur systemischen Integration vieler Einzellösungen im Gebäudeverbund. Dazu sind Anreize und Vorgaben zu schaffen, welche mit begleitenden Fördermaßnahmen zu flankierend und in vertragliche Lösungen (z.B. städtebauliche Verträge, Energieraumpläne) überzuführen sind.

Auch die Sanierung des Gebäudebestands verlangt zukünftig noch wesentlich mehr Aufmerksamkeit. Neben den technischen Herausforderungen stellen dabei die Eigentumsverhältnisse sowie die Anforderungen der involvierten Akteure (Verwaltung, Planer, Bewohner, Nutzer) bedeutsame Herausforderungen dar.

Ein weiterer Aspekt für eine erfolgreiche Quartierstransformation sind Monitoringmaßnahmen. Diese sind mit den jeweiligen Bewertungsparametern möglichst früh zu definieren, um die weitere Entwicklung des Quartiers positiv beeinflussen zu können. Einen weiteren ganzheitlichen Ansatz für eine systematische Quartiersentwicklung stellen Zertifizierungssysteme dar. Der checklistenartige Aufbau trägt zur Planungssicherheit bei und ermöglicht eine klare Zieldefinition von Anfang an.

---

<sup>1</sup> Johannes Wall  
Ed. Züblin AG, Europa Allee 50, 60327 Frankfurt am Main  
johannes.wall@zueblin.de

<sup>2</sup> Momir Tabakovic  
University of Applied Sciences Technikum Wien, Giefinggasse 6, 1210 Wien  
momir.tabakovic@technikum-wien.at

Eine Kurzvorstellung von Demonstrationsprojekten in Österreich und der Analyse der jeweiligen Energieversorgungslösung auf Quartiersebene ermöglicht die Ableitung von Empfehlungen für Entscheidungsträger im Quartiersentwicklungsprozess. Eine zentrale Rolle nimmt dabei eine integrale Energieraumplanung ein, welche die Aufteilung der lokal zur Verfügung stehenden Energiequellen auf die Verbraucher ermöglicht. Dabei greifen die Bereiche Mobilität, Elektrizität und Wärmeversorgung greifen auf der Betrachtungsebene von Gebäuden immer mehr ineinander. Im Zuge dessen, gilt es auch die Themen Sharing Economy und Local Energy Communities zu berücksichtigen, welche in Form von Energiegemeinschaften die Erzeugung und den Verbrauch als anhand von Energiedienstleistungen regeln.

In der Bearbeitung ist daher eine integrale Vorgehensweise unabdingbar, um die Anforderungen der unterschiedlichsten Akteure für den größten Nutzen einzubinden. Darüber hinaus sind seitens der öffentlichen Verwaltung Anreize zu schaffen und begleitende Fördermaßnahmen, welche diesen Prozess unterstützen.

### Anmerkung

Die Ausführungen basieren auf dem Bericht der Young Energy Professionals (YEP)-Arbeitsgruppe „Gebäude und Quartiere“ des WEC Austria mit dem Titel „Energieversorgungslösungen auf Quartiersebene“. [1]



*Link zur Langfassung.*

### Referenzen

- [1] World Energy Council Austria Young Energy Professionals (YEP) Endbericht Arbeitsgruppe: Gebäude und Quartiere  
Titel: Energieversorgungslösungen auf Quartiersebene, <https://www.wec-austria.at/energieversorgungsloesungen-auf-quartiersebene/> (Aufgerufen 7 Februar, 2022).

# **7 ENERGIESPEICHER UND MOBILITÄT DER ZUKUNFT**

## **7.1. BATTERIEN UND THERMISCHE SPEICHER**

### **7.1.1. Optimierte betriebsweise eines hybriden Speichersystems zur Erbringung von Primärregelleistung**

**Christoph LOSCHAN<sup>1,\*</sup>, Jürgen MARCHGRABER<sup>2</sup>, Georg LETTNER<sup>3</sup>, Wolfgang GAWLIK<sup>4</sup>, Günter WAILZER<sup>5</sup>**

#### **Einleitung**

Die Bedeutung von Batteriespeichern im Elektrizitätsmarkt steigt zunehmend an. Dies ist einerseits durch deren Einsatz zur lokalen Optimierung des Eigenverbrauchs und Erhöhung des Autarkiegrads in Kombination mit Photovoltaikanlagen (PV) begründet. Andererseits werden diese vermehrt als gewinnbringendes Geschäftsmodell von Unternehmen betrieben. Dies wird durch die fallenden Kosten von Batteriespeichern begünstigt [1]. Neben Arbitrage Geschäftsmodellen, welche die Strompreisvolatilität auf kurzfristigen Strommärkten ausnutzen um gewinnbringend Energie zu kaufen und verkaufen, können systemdienliche Produkte angeboten werden.

Ein solches Geschäftsmodell, welches Arbitrage mit der Vorhaltung und Erbringung von Primärregelenergie (FCR) kombiniert wird im Forschungsprojekt SEKOHS Theiß untersucht. Neben einem Batteriespeicher (BESS) ist eine PV Anlage, sowie ein thermischer Speicher (TESS) installiert, welcher in ein lokales Fernwärmenetz einspeist. Die Kopplung dieser Anlagen ermöglicht es symmetrische FCR mit einer deutlich geringeren Speicherkapazität des BESS anzubieten um die Investitionskosten zu reduzieren. Neben den Investitionskosten ist die Wirtschaftlichkeit dieses hybriden Speichersystems maßgeblich von den geltenden Systemnutzungsentgelten und regulatorischen Rahmenbedingungen abhängig [2]. Im Gegensatz zum Clean Energy Package wird auf nationaler Ebene, im Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz, die Definition eines technologieneutralen Energiespeichers nicht vorgenommen [3]. Die wirtschaftlichen Auswirkungen dieser Definition eines Energiespeichers werden im Folgenden untersucht.

#### **Methodik**

Mit Hilfe eines Mixed Integer Linear Programming (MILP) Modells wird der HESS und die gekoppelte PV Anlage für einen Zeitraum eines Jahres rollierend optimiert. Dabei werden die Netzfrequenz in sekundlicher Auflösung, sowie die Intraday (ID), - und FCR-Clearingpreise aus dem Jahr 2020 als exogene Parameter übernommen. Während aus der Netzfrequenz die Aktivierung des HESS berechnet wird, dienen die Clearingpreise zur optimalen Gebotslegung an den entsprechenden Märkten. Als Sensitivitäten der Optimierung wird der Anschluss in unterschiedlichen Netzebenen, die Einstufung als Verbraucher oder Erzeugung, sowie die Gleichstellung zu Pumpwasserspeichern analysiert. Dabei werden die Energiekomponenten der geltenden Systemnutzungsentgelte und Abgaben während der Optimierung und Leistungskomponenten ex post berücksichtigt.

---

<sup>1</sup> Christoph Loschan, TU Wien - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Forschungsbereich Energiewirtschaft, Gußhausstraße 25-29, +431-58801-370334, loschan@ee.tuwien.ac.at, eeg.tuwien.ac.at

<sup>2,4</sup> TU Wien - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Forschungsbereich Energiesysteme und Netze, Gußhausstraße 25-29

<sup>3</sup> TU Wien - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Forschungsbereich Energiewirtschaft, Gußhausstraße 25-2

<sup>4</sup> EVN Wärmekraftwerke GmbH, EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf, guenter.wailzer@evn.at, <https://www.evn.at/>

## Ergebnisse

Die ersten Ergebnisse in Abbildung 1 zeigen die berechneten Erlöse unter Berücksichtigung der Energiekomponenten der Systemnutzungsentgelte. Die Wahl der Netzebene (*NE4* oder *NE5*) hat auf die Betriebsweise, aufgrund der geringen Unterschiede in den Energiekomponenten der Netznutzungsentgelte, nur einen geringen Einfluss. Deren wirtschaftlicher Einfluss kommt allerdings bei Betrachtung der Leistungskomponente der Netznutzungsentgelte, sowie der Erneuerbaren Förderpauschale zu Tragen. Die Teilnahme am ID Markt zur Arbitrage (*wID* oder *woID*), hat einen signifikanten Einfluss auf die Energiemenge, welche am ID Markt nachgekauft werden muss, und damit auch auf die bezahlten Systemnutzungsentgelte. Da ohne Verkauf am ID Markt neg. FCR Abruf, bei vollem Speicherstand des BESS, durch den TESS aufgenommen werden muss, erhöht dies dessen Erlöse durch Einspeisung in das Fernwärmenetz. Die regulatorische Rahmenbedingung, der konstanten Leistungserbringung von FCR über 15 bzw. 30 Minuten (*15'* oder *30'*) hat auf den Betrieb des Speichers und dessen Erlöse nur geringe Auswirkungen. Es beeinflusst allerdings deutlich dessen Investitionskosten und somit die Wirtschaftlichkeit des Betriebs.

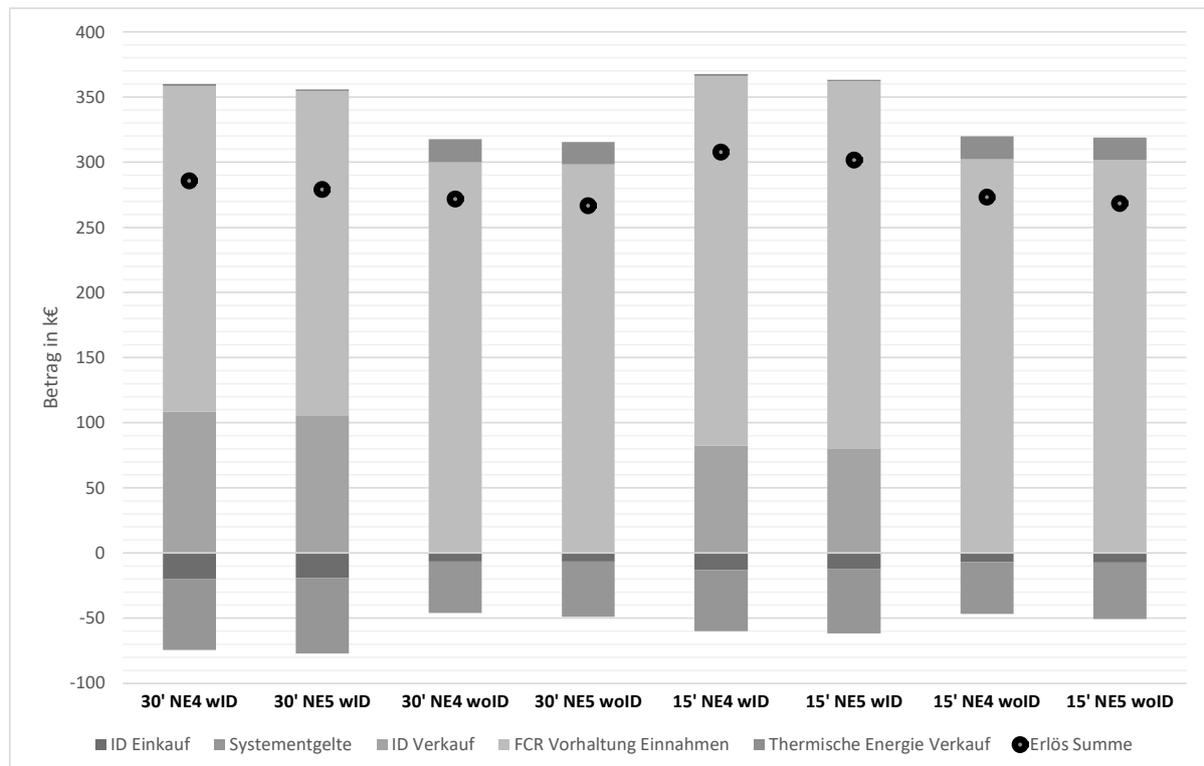


Abbildung 1 Ergebnisse der jährlichen Betriebsoptimierung

Die Ergebnisse der Betriebsoptimierung des MILP Modells werden durch die anfallenden jährlichen Kosten ergänzt. Damit zeigt sich die Bedeutung einer technologie-neutralen Definition eines Energiespeichers, damit diese wirtschaftlich betrieben und diskriminierungsfrei am Strom,- und Regelenergiemarkt teilnehmen können.

## Referenzen

- [1] Figgener, Jan, et al., The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review, Journal of Energy Storage, 2020, doi.org/10.1016/j.est.2019.101153
- [2] Worschech, Alena, et al., Analysis of taxation and framework conditions for hybrid power plants consisting of battery storage and power-to-heat providing frequency containment reserve in selected European countries, Energy Strategy Reviews, 2021, doi.org/10.1016/j.esr.2021.100744
- [3] Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz, Rechtsinformationssystem des Bundes, Fassung vom 23.11.2021, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>

## 7.1.2. Detaillierte Ökobilanz eines stationären Li-Ion-Batterieheimspeichers

Friedrich JASPER\*<sup>1</sup>, Jana SPÄTHE<sup>1</sup>, Manuel BAUMANN<sup>1</sup>, Jens PETERS<sup>2</sup>,  
Marcel WEIL<sup>1</sup>, Janna RUHLAND<sup>3</sup>

**Dieser Beitrag zeigt erstmals detaillierte Primärdaten der Zusammensetzung eines LFP-Batterie Heimspeichersystems (HSS) als Grundlage einer Ökobilanzstudie. In dieser Studie werden die Umweltauswirkungen der Produktions- und Nutzphase des HSS analysiert, um einen Vergleich mit anderen Speichertechnologien zu ermöglichen.**

### Einleitung

Der Ausbau erneuerbarer Energien steigert die Nachfrage nach Stromspeichersystemen, um die schwankende Stromproduktion gegenüber der Last auszugleichen. Stationäre Li-Ionen-Batteriespeicher gelten in dem Kontext als eine bewährte Technologie, die sowohl auf Netzebene als auch in privaten Haushalten, meist in Verbindung mit Photovoltaikanlagen, zum Einsatz kommt. Besonders die Lithium-Eisenphosphat (LFP) Batterie hat durch ihren hohen Entwicklungsstand Vorteile gegenüber anderen Technologien, wie kurze Antwortzeit, hohe Effizienz und hohe Modularität [1]. Obwohl der Markt für Heimspeichersysteme (HSS) mit Lithium-Ionen-Batterien schnell wächst, fehlen gut modellierte Studien, die mit einer detaillierten Ökobilanz (LCA) potenzielle Umweltvorteile und -auswirkungen quantifizieren. Bestehende Studien stützen sich hauptsächlich auf Batterie-Daten für Elektrofahrzeuge und lassen einen durchgängigen Modellierungsansatz vermissen, insbesondere im Hinblick auf die peripheren Komponenten, welche oftmals nur unzureichend berücksichtigt werden.

### Methodik

Die hier präsentierten Primärdaten eines modularen Heimspeichersystems des Typs "HYCUBE eActive" wurden im Batterietechnikzentrum des KIT zerlegt und gemessen. Die einzelnen Komponenten des 2015 gebauten Systems wurden in kg und in cm<sup>3</sup> gemessen. Die erhaltenen Daten wurden anschließend auf 1 kg der Komponente normiert und mit Hilfe der Datenbank „ecoinvent 3.7“ modelliert. Das HSS besteht aus bis zu 6 Batteriemodulen mit einer Kapazität von 2,4 kWh pro Modul und einer maximalen Kapazität von 14,4 kWh. Die Datensätze für die Modellierung der Batteriezelle sind in [2] gegeben. Die Bewertung der Umweltauswirkungen des HSS greifen auf die Methodik der Ökobilanz (LCA) zurück und betrachtet die Treibhausgas-, Ressourcenverbrauchs- und Frischwasser Ökotoxizitätspotenziale [3, 4]. Die Ergebnisse sind in den verschiedenen Wirkungskategorien pro kWh gelieferte Energie in der Gesamtlebensdauer von 20 Jahren angegeben.

### Ergebnisse

Die massenbasierte Zusammensetzung des Heimspeichersystems in Tabelle 1 zeigt, dass die Batteriemodule nur etwas mehr als die Hälfte des Gesamtgewichts des Systems ausmachen. Das macht eine genaue Modellierung der Systemumgebung für eine detaillierte Ökobilanz unerlässlich. Neben dem Stahlgehäuse besteht die Systemumgebung aus einem Wechselrichter, einem Laderegler, der Systemsteuerung, Kabeln und weiteren elektronischen Teilen für das Batteriemangement.

Die LCA zeigt in allen drei Wirkungskategorien, dass die Hauptkomponenten des Systems, die Zellen, lediglich zwischen 24 % und 39 % der Umweltauswirkungen der Produktion ausmachen (siehe Abbildung 1). Innerhalb der peripheren Komponenten lässt sich vor allem der Wechselrichter mit hohen Auswirkungen hervorheben. Jedoch gilt für GWP für all diese Komponenten, dass der Energieverbrauch

<sup>1</sup> Karlsruher Institut für Technologie - ITAS, +49 721-608-26722, Postfach 3640, 76021 Karlsruhe  
\*friedrich.jasper@kit.edu, [https://www.itas.kit.edu/english/rg\\_reset.php](https://www.itas.kit.edu/english/rg_reset.php)

<sup>2</sup> Department of Economics, Universidad de Alcalá, Plaza de laVictoria 2, 28802 Alcalá de Henares, Madrid, 91885 4258/5190, jens.peters@uah.es, <http://economicasempresarialesyturismo.uah.es/>

<sup>3</sup> Karlsruher Institut für Technologie – wbk, Kaiserstraße 12, 76131 Karlsruhe, +49 721 608-0,  
<https://www.batterietechnikum.kit.edu/index.php>

in der Produktion den größten Ausschlag gibt. Bezüglich ResD und ETox haben die Materialien Kupfer, Silber und Zinn den größten Einfluss. Die Umweltauswirkungen der Nutzungsphase lassen sich anhand der jeweiligen Verursacher in die drei Kategorien Ersatz, Standby-Verbrauch und Effizienzverluste einteilen. Hierbei bleibt zu erwähnen, dass die Ergebnisse sehr stark von Annahmen abhängen.

Tabelle 1: LCI - Zusammensetzung des untersuchten Heimspeichersystems „HYCUBE eActive“ mit einer Kapazität von 14,4 kWh. Die Massen sind auf 1 kg Gesamtsystem normiert.

Item	Datensatz	Menge	Einheit
<b>Laderegler</b>	Ampere charger production	0.0493	kg
<b>Kabel</b>	market for cable, unspecified   cable, unspecified   APOS, U - GLO	0.0302	kg
<b>Elektrizität, Montage</b>	market for electricity, medium voltage   electricity, medium voltage   APOS, U - DE	0.11533333	kWh
<b>Elektronik</b>	market for electronics, for control units   electronics, for control units   APOS, U - GLO	0.0023	kg
<b>Gehäuse</b>	Housing production	0.2875	kg
<b>Wechselrichter</b>	Inverter production	0.0559	kg
<b>LFP Modul</b>	LFP Module production	0.5625	kg
<b>Systemsteuerung</b>	System Controller production	0.0166	kg
<b>Transport, final</b>	market for transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO5   transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO5   APOS, U – RER	0.3	t*km

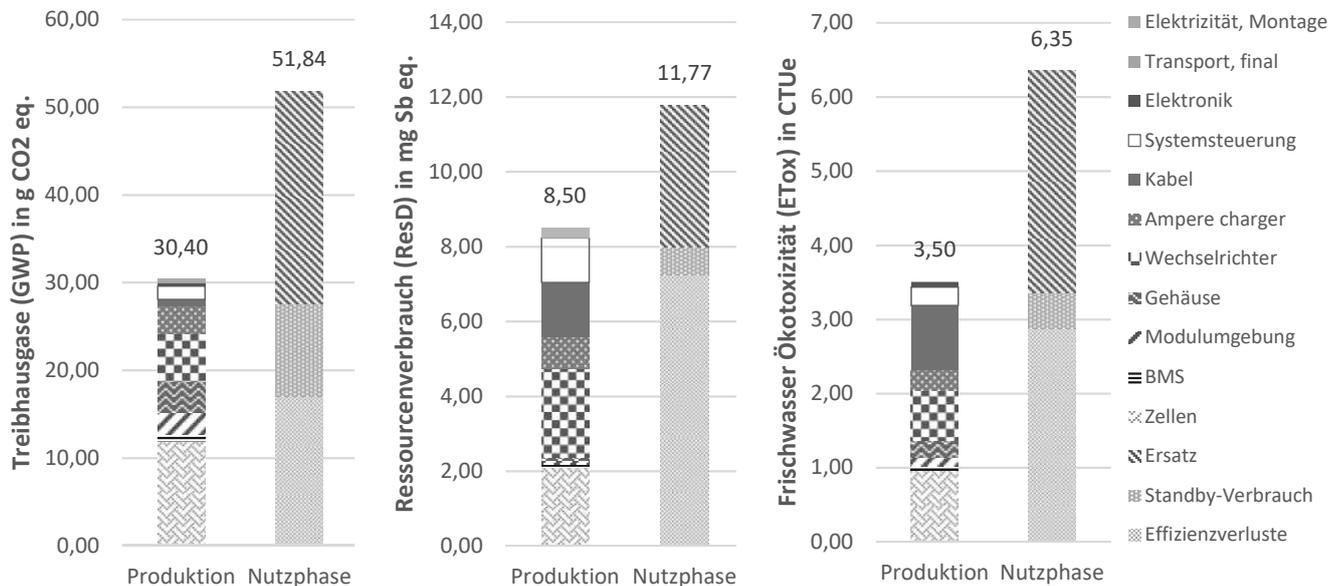


Abbildung 16: LCA Ergebnisse für Treibhausgaspotenziale (GWP), Ressourcenverbrauchspotenziale (ResD) und Ökotoxizitätspotenziale (ETox) aufgeteilt nach der Produktions- und Nutzungsphase.

## Referenzen

- [1] Balakrishnan, E. Brutsch, A. Jamis, W. Reyes, and M. Strutner, "The Environmental Impacts of Utility-Scale Battery Storage in California," 2018.
- [2] M. Mohr, J. F. Peters, M. Baumann, and M. Weil, "Toward a cell-chemistry specific life cycle assessment of lithium-ion battery recycling processes," *Journal of Industrial Ecology*, vol. 24, no. 6, pp. 1310–1322, 2020, doi: 10.1111/jiec.13021.
- [3] ISO, "ISO 14040 – Environmental management – Life Cycle Assessment – Principles and framework," International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland, 2006.
- [4] ISO, "ISO 14044 – Environmental management – Life Cycle Assessment – Requirements and guidelines," International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland, 2006.

### 7.1.3. Parameterstudie zu Lithium- und Natrium-Ionen Batterien: Umweltauswirkungen der Nutzungsphase

Manuel BAUMANN<sup>1</sup>, Jens PETERS<sup>2</sup>, Joachim R. BINDER<sup>3</sup>, Marcel WEIL<sup>1,4</sup>

#### Hintergrund

Natrium-Ionen-Batterien (SIB) werden als vielversprechende Alternativen zu Lithium-Ionen-Batterien (LIB) angesehen, was zu einem zunehmenden Interesse an der Kommerzialisierung [1], sowie an ökologischen Nachhaltigkeitsaspekten dieser Technologie führt [2]. Es gibt jedoch kaum ökobilanzielle Betrachtungen von SIB die den gesamten Batterie-Lebenszyklus ("cradle-to-grave") berücksichtigen. Dieser Aspekt wird durch die geringe Verfügbarkeit von Daten von SIB aufgrund des relativ niedrigen Entwicklungsstandes dieser Technologie erschwert. Dies betrifft im Besonderen die Lebensdauer (kalendarisch und zyklisch), die Energiedichte als auch den Wirkungsgrad. Ziel dieser Betrachtung ist es, eine Parameterstudie von SIB mit LIB als Referenz durchzuführen. Dies ermöglicht es Aussagen darüber zu treffen, welche technischen Performance Zielwerte erreicht werden müssen, um ökologisch Wettbewerbsfähig gegenüber kommerziellen Li-basierten Zellen zu sein. Als Referenz für die Betrachtung gilt eine NMC622/Graphit-Zelle.

#### Methodik

Für die Betrachtung der neuartigen SIB-Zellen wird eine LCA in Kombination mit einer Parameterstudie durchgeführt. Die Produktion und das Recycling basieren auf einem bottom-up Ansatz mittels einer modifizierten BatPac Variante [3], welche eine direkte Generierung von Inventardaten für Lebenszyklusanalysen oder Ökobilanzen (LCA) ermöglicht [2]. Im Rahmen der Analyse werden kommerziell verfügbare LIB-Zellen (LFP und NMC<sup>622</sup>) mit neuartigen SIB-Zellen verglichen (Na-Nickel Mangan Cobalt Oxid (NaNMC), Na-Nickel Mangan Magnesium Titan Oxid (NaNMMT) sowie Na-Mangan Magnesium Oxid (NaMMO)), ein polyanionisches Kathodenmaterial (Na-Vanadium Mangan Phosphat (NaMVP)) sowie ein preußisch-Blau Derivat (Natrium-Eisenzyanid (NaPBA)). Die Umweltauswirkungen sind immer vom konkreten Anwendungsfall und entsprechenden Leistungsanforderungen abhängig und kommt besonders im Vergleich von Zellen mit sehr unterschiedlicher Materialzusammensetzung zum tragen [4]. Es wurde deshalb ein Anwendungsfall für alle Technologien herangezogen, um die Nutzungsphase vereinfacht darstellen zu können. Hierzu wurde ein hypothetischer Usecase mit 2 MWh, 1 MW System mit 2 Zyklen pro Tag für einen Netz- sowie Photovoltaikfall über 20 Jahre betrachtet (Anlagenperipherie vernachlässigt) [4].

Im Rahmen der Ökobilanz wird die ILCD Methode für die Quantifizierung der Auswirkungen herangezogen. Es werden beispielhaft die Kategorien Klimawandel (Global Warming Potential - GWP) und Ressourcenverbrauch (Abiotic Ressource Depletion - ADP) herangezogen. Als Funktionelle Einheit dient ein kWh an Elektrizität, welche die Zellen wieder zur Verfügung stellen können. Im Rahmen der Betrachtung werden die Ergebnisse für eine Fall mit und ohne Recycling präsentiert, um die resultierenden Unterschiede aufzuzeigen. Die zurückgewonnenen Materialien aus dem Recycling dienen dabei als Substitut von benötigten Primärrohstoffen (closed-loop Recycling, als optimistische Annahme). Für alle Technologien wurde eine Bandbreite der Parametern angenommen, um resultierende Unsicherheiten deutlich zu machen (Wirkungsgrad und Lebensdauer).

#### Ergebnisse

Die Ergebnisse des gesamten Lebenszyklus sind in Abb. 1 gegeben und in 3. Kategorien eingeteilt; den Umweltauswirkungen für Produktion, den Ersatz von Zellen über die Projektlebensdauern und dem Stromverbrauch aufgrund von Wirkungsgradverlusten. Für das Hauptszenario wurde das Recycling

<sup>1</sup> Institute for Technology Assessment and System Analysis (ITAS), Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Germany. [manuel.baumann@kit.edu](mailto:manuel.baumann@kit.edu)

<sup>2</sup> University of Alcalá (UAH), Department of Economics, Alcalá de Henares, Madrid, Spain.

<sup>3</sup> Institute for Applied Materials (IAM-ESS), Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Germany

<sup>4</sup> Helmholtz Institute Ulm for Electrochemical Energy Storage (HIU), Ulm, Germany

berücksichtigt, die Ergebnisse für den Fall ohne closed loop Recycling sind durch die gelben Punkte dargestellt. Generell weisen die SIB für den Strommix als auch für das PV-Szenario sehr unterschiedliche Umweltauswirkungen aus. So kann beim GWP festgestellt werden, dass SIB ähnlich gut zur gewählten Referenz NMC 622 sind. LFP weist die niedrigsten Auswirkungen aus. Beim ADP kommt es sehr stark auf die spezifische Elektrodenchemie an, wobei NaNMC die potenziell höchsten Auswirkungen ausweist.

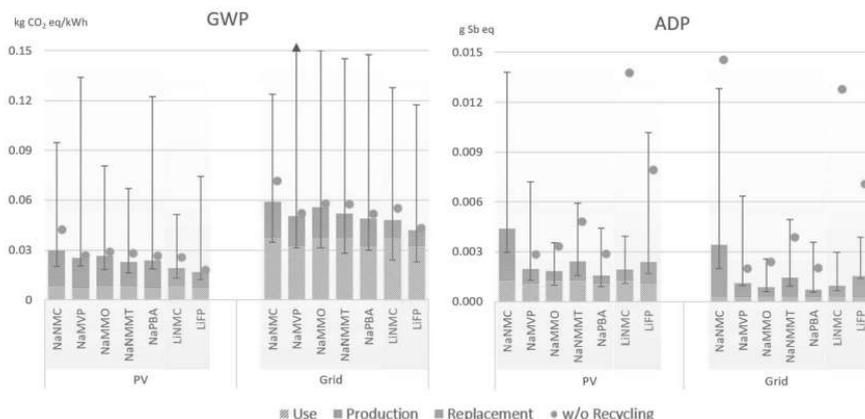


Abbildung 1: Umweltauswirkungen der betrachteten Zellen mit und ohne Recycling (w/o recycling)[2]

In Abbildung 2 ist beispielhaft aufgetragen, welche Auswirkungen eine erhöhte Lebensdauer auf die potenziellen Umweltauswirkungen haben kann (inkl. Recycling). Die dargestellte Farbe gibt die Umweltauswirkungen im Vergleich zu NMC 622 an (rot-gelb: höhere Auswirkungen als die Benchmark, grün: geringere Auswirkungen). Die markierten Felder stellen die gewählten Referenzwerte für die Modellierung dar. Wie zuvor können die SIB nur mit wesentlich höheren Energiedichten mit der Lithium basierten Referenz konkurrieren.

En. Dens.	GWP gCO <sub>2</sub> eq/kWh							ADP gSb eq./kWh						
	NaNMC	NaMVP	NaMMO	NaMMT	NaPBA	LiNMC622	LFP	NaNMC	NaMVP	NaMMO	NaMMT	NaPBA	LiNMC622	LFP
100	34,805	33,774	33,540	27,623	26,114	26,114	0,0024	0,0022	0,0017	0,0017	0,0017	0,0017	0,0017	
110	35,036	32,294	34,182	31,246	25,765	35,028	0,0023	0,0021	0,0016	0,0016	0,0029	0,0029	0,0029	
120	32,808	30,202	32,025	29,334	24,217	32,801	0,0022	0,0020	0,0025	0,0016	0,0028	0,0028	0,0028	
130	30,923	28,432	30,200	27,716	22,907	30,916	0,0021	0,0020	0,0028	0,0015	0,0027	0,0027	0,0027	
140	29,307	26,914	28,636	26,329	21,784	29,301	0,0043	0,0020	0,0019	0,0027	0,0015	0,0026	0,0029	
150	27,907	25,599	27,281	25,127	20,811	27,901	0,0020	0,0019	0,0026	0,0015	0,0025	0,0028	0,0028	
160	26,681	24,448	26,094	24,076	19,959	26,676	0,0019	0,0018	0,0025	0,0015	0,0024	0,0027	0,0027	
170	25,600	23,433	25,048	23,148	19,208	25,595	0,0019	0,0018	0,0024	0,0014	0,0023	0,0026	0,0026	
180	24,639	22,530	24,117	22,323	18,540	24,635	0,0018	0,0018	0,0024	0,0014	0,0023	0,0025	0,0025	
190	23,779	21,722	23,285	21,585	17,942	23,775	0,0018	0,0017	0,0023	0,0014	0,0022	0,0024	0,0024	
200	23,006	20,996	22,536	20,921	17,405	23,001	0,0018	0,0017	0,0023	0,0014	0,0022	0,0024	0,0024	
210	22,305	20,338	21,858	20,320	16,918	22,301	0,0017	0,0017	0,0022	0,0014	0,0021	0,0023	0,0023	
220	21,669	19,740	21,242	19,774	16,476	21,665	0,0017	0,0017	0,0022	0,0014	0,0021	0,0023	0,0023	
230	21,088	19,194	20,679	19,275	16,072	21,084	0,0017	0,0016	0,0021	0,0013	0,0021	0,0022	0,0022	
240	20,555	18,694	20,163	18,818	15,701	20,551	0,0016	0,0016	0,0021	0,0013	0,0020	0,0022	0,0022	
250	20,065	18,234	19,689	18,397	15,361	20,061	0,0016	0,0016	0,0021	0,0013	0,0020	0,0021	0,0021	
260	19,612	17,809	19,251	18,009	15,046	19,609	0,0016	0,0016	0,0020	0,0013	0,0020	0,0021	0,0021	
270	19,193	17,415	18,846	17,649	14,755	19,190	0,0016	0,0016	0,0020	0,0013	0,0019	0,0020	0,0020	
280	18,804	17,050	18,469	17,315	14,485	18,801	0,0016	0,0016	0,0020	0,0013	0,0019	0,0020	0,0020	

Abbildung 2: Parameterstudie für unterschiedliche Lebensdauern mit der Referenz NMC622 [2]

Referenzen

- [1] P. Schäfer, 'CATL Introduces First Generation Sodium-ion Battery', *Springer Professional*, Online, Sep. 02, 2021. [Online]. Available: <https://www.springerprofessional.de/battery/electric-vehicles/catl-introduces-first-generation-sodium-ion-battery/19604728>
- [2] J. F. Peters, M. J. Baumann, J. Binder, and M. Weil, 'On the environmental competitiveness of Sodium-Ion batteries under a full life cycle perspective – A cell-chemistry specific modelling approach', *Sustain. Energy Fuels*, vol. accepted, 2021, doi: DOI: 10.1039/d1se01292d.
- [3] P. A. Nelson, K. G. Gallagher, I. Bloom, and D. W. Dees, 'Modeling the Performance and Cost of Lithium-Ion Batteries for Electric-Drive Vehicles / BatPaC model', Argonne National laboratory, Chicago, 2011.
- [4] M. Baumann, J. Peters, and M. Weil, 'Exploratory Multicriteria Decision Analysis of Utility-Scale Battery Storage Technologies for Multiple Grid Services Based on Life-Cycle Approaches', *Energy Technol.*, p. 1901019, Dec. 2019, doi: 10.1002/ente.201901019.

## 7.1.4. Umweltauswirkungen von Produktion und Recycling aufkommender Natrium-Ionen Batterien

Jens PETERS<sup>1</sup>, Manuel BAUMANN<sup>2</sup>

### Hintergrund

Natrium-Ionen-Batterien (NIB) gehören zu den aktuell vielversprechendsten Alternativen zu gängigen Lithium-Ionen Batterien (LIB). Insbesondere ihre vermeintliche Umweltfreundlichkeit und die Vermeidung von knappen und oft kritischen Rohstoffen wird als ein wichtiges Argument für ihre weitere Förderung und Entwicklung angeführt. Jedoch ist die Wissensbasis in dieser Hinsicht schwach, und es ist relativ wenig über die tatsächlichen Umweltauswirkungen verschiedener NIB-Typen im Vergleich zu aktuellen LIB bekannt. Insbesondere Studien die den kompletten Batterie-Lebenszyklus ("cradle-to-grave") berücksichtigen und dabei auch das Lebensende bzw. Recycling modellieren sind rar.

### Methodik

Um diese Lücke zu schließen entwickelt die vorliegende Arbeit ein spezifisches Instrument zur Dimensionierung und Bewertung von NIB-Zellen, einschließlich eines zellspezifischen Modells eines fortgeschrittenen hydrometallurgischen Recyclingprozesses [1]. Auf dessen Basis werden die Umweltauswirkungen verschiedener NIB- Typen verglichen und denen aktueller LIB-Zellen (LFP und NMC<sup>622</sup>) gegenübergestellt. Die untersuchten Zell-Chemien umfassen dabei Schichtoxide (Na-Nickel Mangan Cobalt Oxyd (NMC), Na-Nickel Mangan Magnesium Titan Oxyd (NMMT) sowie Na- Mangan Magnesium Oxyd (MMO)), ein polyanionisches Kathodenmaterial (Na-Vanadium Mangan Phosphat (MVP)) sowie ein preußisch-Blau Derivat (Natrium-Eisenzyanid (Na-PBA)). Die individuelle Zelldimensionierung basiert dabei auf einer Weiterentwicklung des BatPac Tools [2], welches um elektrochemische Parameter für NIB sowie ein zellspezifisches Modell für Recycling ergänzt wurde. Dieses frei verfügbare, Excel-basierte Tool erlaubt die direkte Generierung von Inventardaten für Lebenszyklusanalysen oder Ökobilanzen (LCA) [1].

Die Bewertung der Umweltauswirkungen erfolgt gemäß der ILCD Methode (Kategorien Klimawandel (GWP) und Ressourcenverarmung (ADP)) für ein kWh an Elektrizität, welche die Batterien über die Gesamtlebensdauer der Anwendung (20 Jahre) zur Verfügung stellen. Die durch das Recycling zurückgewonnenen Materialien ersetzen dabei Materialien aus Primärrohstoffen im Sinne einer Gutschrift unter der Annahme, dass sie die gleiche Qualität aufweisen wie die Primärrohstoffe (closed-loop Recycling).

### Ergebnis

#### Herstellung

Hinsichtlich der Zellproduktion („cradle-to-gate“) schneiden die LIB sowie die NaNMMT und NaMMO NIB am besten ab (Abbildung 1). Dies ist vor allem deren höherer Energiedichte geschuldet, sowie des relativ hohen Beitrages der Zellproduktion zu den Gesamtauswirkungen in der Kategorie Treibhausgase / GWP. Unter Aspekten der Ressourcenverarmung dagegen wirkt sich vor allem der Gehalt an Kobalt und Nickel in den Kathoden, sowie das Kupfer der Anodenleiter und Zellterminals (letzteres unter Zellgehäuse bilanziert) negativ aus, weshalb die Nickel und Kobalt freien NIB hier mit Anstand die besten Ergebnisse erzielen.

---

<sup>1</sup> University of Alcalá (UAH), Department of Economics, Alcalá de Henares, Madrid, Spain. [jens.peters@uah.es](mailto:jens.peters@uah.es); <https://www.uah.es/es/estudios/profesor/Jens-Peters/>

<sup>2</sup> Institute for Technology Assessment and System Analysis (ITAS), Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Germany. [manuel.baumann@kit.edu](mailto:manuel.baumann@kit.edu)

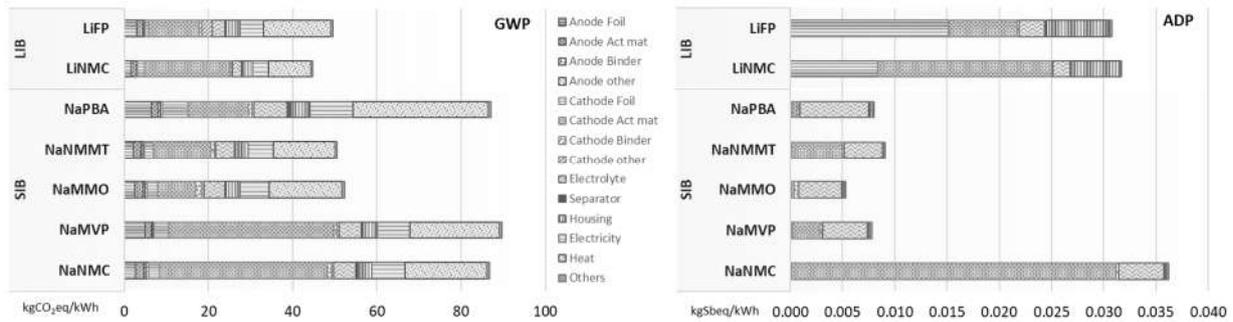


Abbildung 1: Umweltauswirkungen der Produktion der verschiedenen Zelltypen nach Komponenten [1]

## Recycling

Unter Berücksichtigung des durch das Zellrecycling erhaltenen Benefits sehen die Ergebnisse deutlich anders aus. Abbildung 2 zeigt die Nettoauswirkungen nach Gutschreiben des Benefits durch die rückgewonnenen Materialien aus dem Recycling, aufgeschlüsselt nach mechanischem Recycling (schreddern der Zellen und Abtrennen der Aluminium- und Kupferfraktion sowie des Elektrolyten), sowie hydrometallurgischem Recycling (chemische Trennung der übrigen Schwarzmasse und Rückgewinnung von Cobalt, Nickel und Mangansulfat, Lithiumcarbonat sowie Graphit).

Unter GWP Aspekten ist der Recycling-Benefit limitiert, da ein großer Teil der Produktionsauswirkungen dem Energieverbrauch in der Zellherstellung geschuldet ist, welcher durch Recycling nicht reduziert wird. Auffällig ist, dass für die nicht Kobalt und Nickel enthaltene Zellchemien (NaMMO, NaPBA, NaMVP und auch LFP) die zweite Recyclingstufe, das hydrometallurgische Rückgewinnen der Ausgangsmaterialien, keinen Benefit, sondern zusätzliche Umweltauswirkungen erzeugt. In Summe schneiden die NMC<sup>622</sup> LIB, wenn mit moderner Technologie recycelt, aufgrund ihrer hohen Energiedichte am günstigsten ab, aber auch die NaNMMT und NaMMO Zellen scheinen vielversprechend. Unter Aspekten der Ressourcenverarmung (ADP) zeigt sich ein sehr positives Bild für die NIB. Im Vergleich zur LiNMC Zelle liegen die meisten NIB nicht weit abgeschlagen oder weisen sogar bessere Ergebnisse auf (NaMMO).

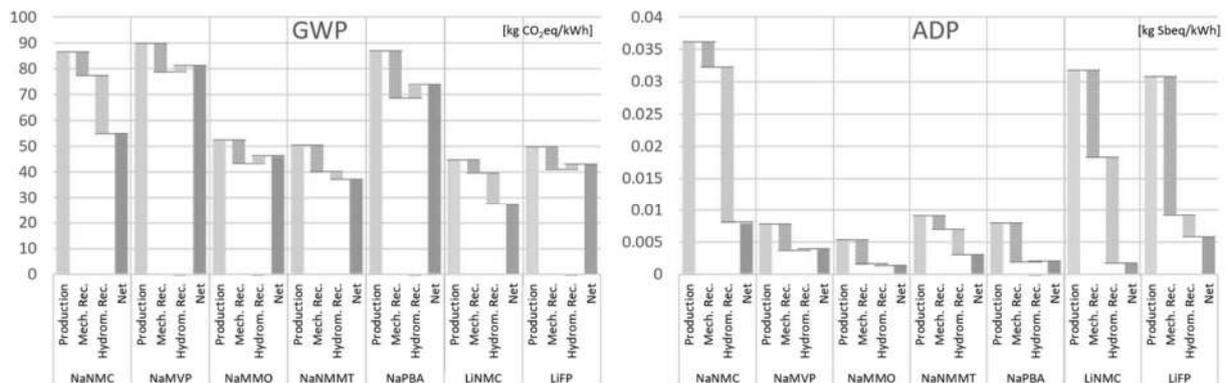


Abbildung 2: Umweltauswirkungen für Produktion verschiedenen Zelltypen, Recyclinggutschriften sowie Nettoauswirkungen [1]

## Referenzen

- [1] J. F. Peters, M. J. Baumann, J. Binder, and M. Weil, 'On the environmental competitiveness of Sodium-Ion batteries under a full life cycle perspective – A cell-chemistry specific modelling approach', *Sustain. Energy Fuels*, vol. accepted, 2021, doi: DOI: 10.1039/d1se01292d.
- [2] P. A. Nelson, K. G. Gallagher, I. Bloom, and D. W. Dees, 'Modeling the Performance and Cost of Lithium-Ion Batteries for Electric-Drive Vehicles', Argonne National Laboratories, Chemical Sciences and Engineering Division, Argonne, US, ANL-12/55, 2012.
- [3] M. J. Baumann, J. F. Peters, M. Weil, and A. Grunwald, 'CO<sub>2</sub> footprint and life cycle costs of electrochemical energy storage for stationary grid applications', *Energy Technol.*, vol. 5, pp. 1071–1083, 2017, doi: 10.1002/ente.201600622.

## 7.1.5. Thermal storage and heat discharge efficiency of an air-PCM-water heat exchanger

Jacques ROBADEY<sup>1</sup>, Ruben RICHARD

### Introduction

Reducing the use of fossil fuels is one of the biggest challenges of the current energy transition. Since thermal needs correspond to up to 80% of the building energy consumption, using solar energy to heat buildings could provide key improvements in energy efficiency. However, while PhotoVoltaic (PV) panels can provide a high average power, their power is too low during high thermal demands, which makes energy storage essential. We propose to use Phase Change Materials (PCM) [1, 2, 3, 4] to store thermal energy during periods of high solar power and reuse it when the renewable power becomes insufficient. As heat pumps have a high Coefficient of Performances (COP) for low temperature heating, the use of PCMs with a low fusion temperature is preferred. In that respect, we built new air-water heat exchangers containing PCM layers between both circuits, with fusion temperature between 23 and 25°C. In this document we report the measured storage capacity as well as the charge and discharge powers of such a PCM heat exchanger with dimensions of 0.8 x 0.5 x 0.25m.

### Heat exchanger design and measurement setup

The design of the storage module is represented in Figure 1. It is a plate heat exchanger traditionally used for heat transfer between 2 water circuits. The plates separate different sectors belonging to the water circuit, the air circuit or the PCM layers. One water, two air and three PCM elements correspond to a basic cell, displayed below in the side view, which is repeated 20 times in the exchanger. This exchanger contains 18kg of PCM "Rubitherm RT25HC" with a fusion temperature of 25°C, that can be thermally charged by a water flow and discharged by an air flow.

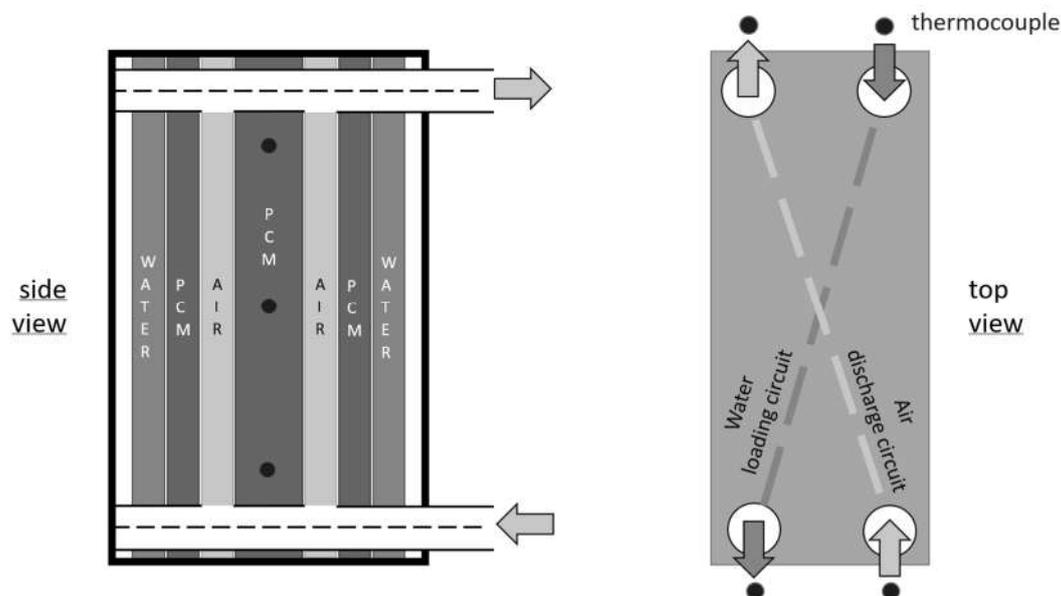


Figure 1: Heat exchanger structure with the side view showing the elements of a basic cell and three thermocouples (in red) to measure the PCM temperature. The top view shows the water and air circuits and the temperature sensors located in both circuits before and after the heat exchanger.

The temperature dependence within the PCM layers has been investigated with the help of three thermocouples located at different positions along the air flow as shown in Figure 1. To measure the charge and discharge powers, air flow and water flow meters have been used. The temperature

<sup>1</sup> Energy Institute, University of Applied Sciences of Western Switzerland, Fribourg, Switzerland, +41 79 211 89 72, [jacques.robadey@hefr.ch](mailto:jacques.robadey@hefr.ch)

difference between the entrance and exit of the heat exchanger was measured with thermocouples located at these points for both circuits.

## Measurement results

The hot and cold loads were performed by a water flow of 0.17 l/s. The water heat load from 20°C to 40°C was completed in less than an hour with a loading power of 2KW. The air heat discharge realized with an air flow of approximately 70m<sup>3</sup>/h and a temperature of nearly 21°C lasts about 6 hours by starting with a PCM heat exchanger at 40°C. The large temperature difference causes a high power of 600W at the beginning of the discharge which stabilizes at 175W after 2 hours. The integration of the whole discharge from 40°C to 21°C gives a total thermal energy storage of 1.5KWh. The temperature dependence of the PCM during the discharge is shown in Figure 2a) for 3 locations. Close to the air entrance the PCM refreshes quickly. At the middle, it remains liquid and stable at 25°C for up to three hours and at the end, the PCM remains liquid for about 5 hours.

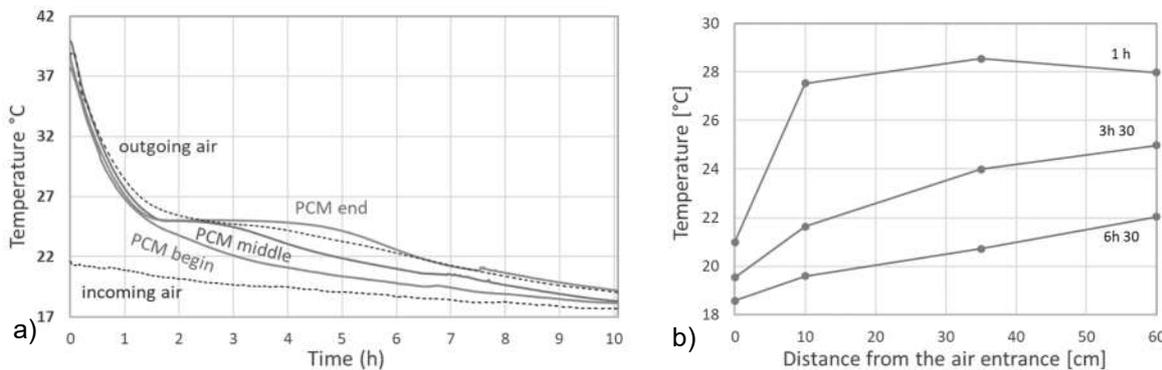


Figure 2: a) Temperature evolution during 10 hours of a heat discharge for the PCM at the beginning, middle and end of the air flow and for the incoming and outgoing air.  
b) PCM temperature profile after 1 hour, 3 ½ and 6 ½ hours.

The temperature profile in the PCM layers is displayed in Figure 2b) at the beginning, in the middle and at the end of the discharge. We can notice the sharp temperature increase in the first 10 cm and almost no increase for the rest of the distance at the beginning of the discharge. During the discharge, the sharp rise in temperature near the air inlet slowly disappears, and an almost constant rise in temperature is achieved after 6 ½ hours.

In the same way a cold discharge has been measured. An air flow of 40°C was directed towards the heat exchanger with PCM layers at 10°C. The exchanger was discharged in 3 hours with an average discharge power of 750W and a peak power of 1KW after 15min. The cold storage capacity was also measured to be 1.5kWh. Due to its relatively small dimensions, this storage capacity can be considered as very promising for a use in standard buildings. An apartment of 8 radiators could have by that way 12kWh of hot or cold storage. As shown by previous simulations [5], this storage can drastically increase the energy autonomy of buildings equipped with solar power from mid-February to the end of November.

## Referenzen

- [1] L. Socaciu, A. Plesa, P. Unguresan and O. Giurgiu, *Leonardo El. J. Pract. Technol.* 25 179-94 (2014).
- [2] N. Soares, J.J. Costa, A.R. Gaspar and P. Santos, *Energy and Buildings* 59, 82 (2013).
- [3] Bland, M. Khzouz, T. Statheros and E.I. Gkanas, *Buildings* 7(3) 78 (2017).
- [4] P.P. Castro, P.K. Selvam, and C. Suthan, *Imperial Journal of Interdisciplinary Research* 2, 203 (2016).
- [5] J. Robadey, S. Vuilleumier and E.L. Niederhäuser, *J. of Phys.: Conf. Series* 2042 012147 (2021).

## 7.1.6. Life cycle analysis of PCM-enhanced domestic hot water storage

Matthias BERGER<sup>1</sup>, Roger-Pius ZIMMERMANN<sup>1,2</sup>, Tom FELDER<sup>1</sup>, Simon MARANDA<sup>1,2</sup>, Ludger Josef FISCHER<sup>1</sup>

### Abstract

Encapsulated phase change material (PCM) can be used to increase the capacity of domestic hot water (DHW) storages by a factor of 2.5 to 3. This extra capacity allows for an increase of own-consumption and self-sufficiency of locally produced renewable energy from solar thermal or photovoltaic systems and thus reduces the energy demand taken from the grid or other fuel sources. While the energetic sustainability can already be seen directly from simulations, the environmental benefit in terms of avoided CO<sub>2</sub> emissions depends heavily on the life cycle analysis (LCA) of the added PCM capsules compared to the energy saved. This LCA was carried out for a demonstrator PCM-enhanced domestic hot water station and shows a very early break-even point for CO<sub>2</sub> emissions. In addition, a comparison was made with a battery system (as an electrical storage system in front of the heat pump, with equivalent heat capacity), which shows that the latent heat storage system with encapsulated PCM leads to 100 times fewer emissions per kWh of thermal energy delivered.

### Methodology

The evaluation is using the ecoinvent database [1]. The proposed PCMs have been modeled as a full system, where the storage unit including the containment has been compared against conventional batteries, following a cradle-to-gate approach by the inventory, including transport and processing of all materials. The encapsulated PCM is based as either metal or high density polyethylene (HDPE) filled with salt hydrates and additives. The capsules increase the storage capacity of a domestic hot water tank (DHW) [2], thus potentially increasing the own-consumption of locally produced photovoltaic electricity [3,4]. As such the systems saves CO<sub>2</sub>-emission related to the electricity mix of the local grid, and the big questions are: a) how long does it take to recover the LCA-costs of the capsules, and b) is the capsule-based solution better than an equivalent battery storage?

### Results

The DHW application of PCMs include specific power requirements, which influence the capsule design (see Figure 1) [2]. The material composition of the resulting PCM, additives and shell (HDPE or steel) and their embodied CO<sub>2</sub>-equivalent have been balanced against the storage capacity increase and savings in grid electricity. This has been carried out for the DACH region, assuming a refurbishment cycle of 50 years with 10'000 cycles. Depending on the national grid's CO<sub>2</sub> intensity, HDPE capsules break even after only 10% of the lifetime (after 1014 cycles) in the case of Switzerland. Compared to battery systems, PCM-enhanced DHW storage have a factor between 6 and 8 lower global warming potential and are therefore an alternative and environmentally friendly solution with respect to decarbonization. The following parameters have been calculated:

- Global warming potential (GWP) of PCM-enhanced DHW storages for HDPE and metal capsules as best- and worst-case scenario (not shown here) (*ecoinvent* vers. 3.7, method EF 2.0 midpoint)
- GWP relative to storage capacity (Fig 2 left) and relative to lifetime thermal energy delivered (Fig. 2 right) for the three systems metal capsules, HDPE capsules and batteries. Data for batteries from [5,6]
- CO<sub>2</sub> payback time in number of cycles according to Swiss, German and Austrian electricity grid's carbon intensity (not shown here).

<sup>1</sup> Hochschule Luzern, CC Thermische Energiespeicher, Technikumstrasse 21, CH- 6048 Horw +41 41 349 33 94, [matthias.berger@hslu.ch](mailto:matthias.berger@hslu.ch), [www.hslu.ch/tes](http://www.hslu.ch/tes)

<sup>2</sup> Cowa Thermal Solutions AG, Technopark Luzern, Platz 4, CH-6039 Root D4, [info@cowa-ts.com](mailto:info@cowa-ts.com), [www.cowa-ts.com](http://www.cowa-ts.com)

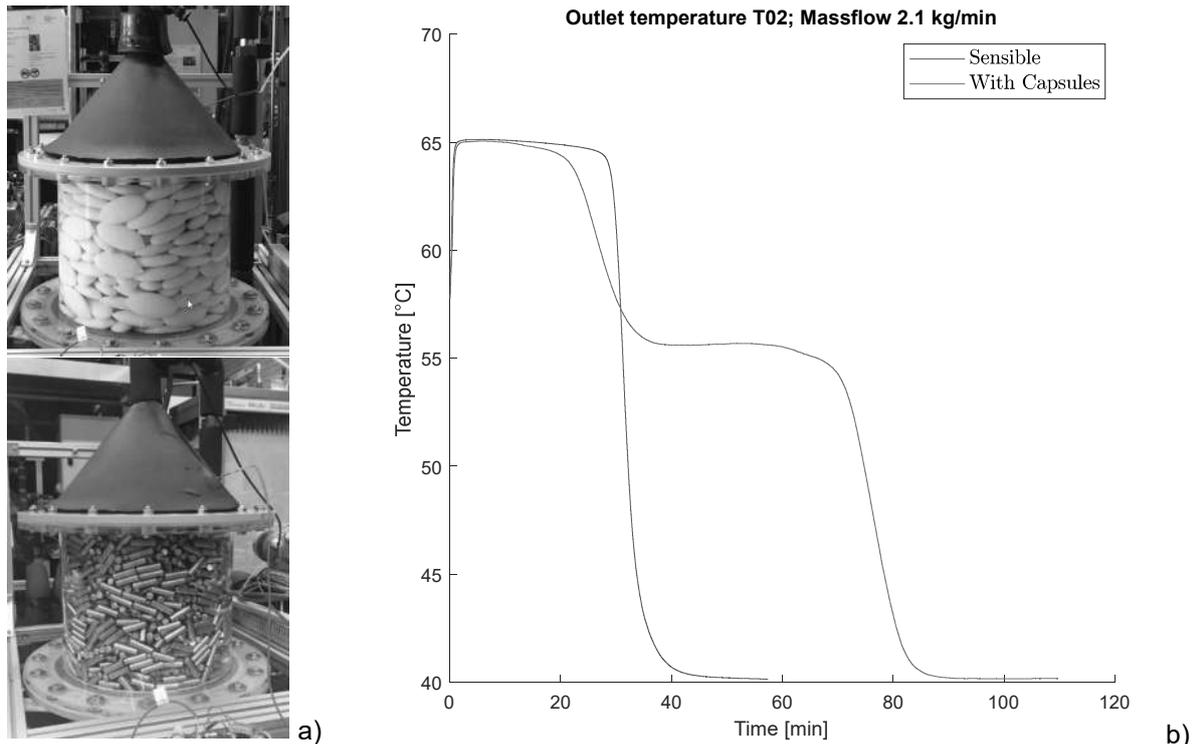


Figure 1: DHW testbed in a) with HDPE capsules (top) and metal capsules (bottom); temperature profile in b) during discharge with metal capsules.

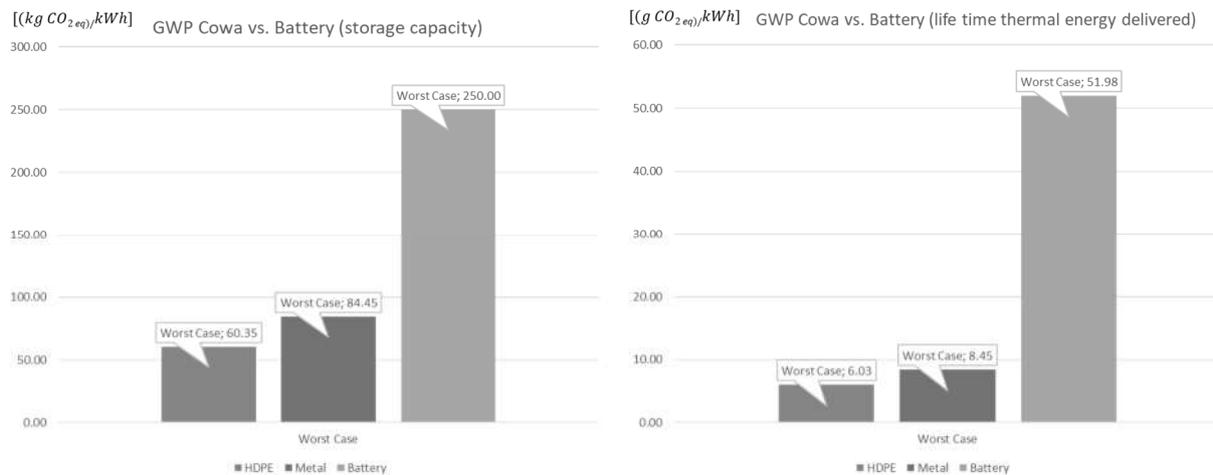


Figure 2: LCA comparison of HDPE and metal capsules with batteries. GWP relative to storage capacity (left) and relative to lifetime thermal energy delivered (right)

## Referenzen

- [1] Frischknecht, Rolf, et al. "The ecoinvent database: overview and methodological framework (7 pp)." *The international journal of life cycle assessment* 10(1), 2005, 3-9.
- [2] W. Delgado-Diaz, A. Stamatiou, S. Maranda, R. Waser, and J. Worlitschek, "Comparison of Heat Transfer Enhancement Techniques in Latent Heat Storage". *Applied Sciences* (10), 2020, 5519.
- [3] M. Zheng, R. Fang, and Z. Yu, "Life cycle assessment of residential heating systems: a comparison of distributed and centralized systems", *Energy Procedia* (104), 2016, p. 287-292.
- [4] Najafian, F. Haghghat, and A. Moreau, "Integration of PCM in domestic hot water tanks: Optimization for shifting peak demand", *Energy and Buildings* (106), 2015, p. 59-64.
- [5] T. Le Varlet, O. Schmidt, A. Gambhir, S. Few, and I. Staffell, "Comparative life cycle assessment of lithium-ion battery chemistries for residential storage", *Journal of Energy storage* (28), 2020, 101230.
- [6] C. Aichberger and G. Jungmeier, "Environmental life cycle impacts of automotive batteries based on a literature review", *Energies* (13), 2020, 6345.

## 7.2. PUMPSPEICHER UND SPEICHERMODELLIERUNG

### 7.2.1. Pumped Storage Hydropower Plants Modeling in the Power Systems Research

Hasan AKBARI<sup>1</sup>, Robert SCHÜRHubER<sup>2</sup>

#### Abstract

Renewable energy sources (RES) will play an essential role in the future of the power systems because they can provide several benefits including reducing dependency on the fossil fuels market e.g. oil and gas and their price fluctuations, reducing emission of greenhouse gases, and climate change improvement. Among different RESs technologies, highest share in the electricity production belongs to the hydropower systems which can be divided into the three main categories: run of river, storage, and pumped storage. In this paper, important techniques for modelling the pumped storage hydropower plants are presented and compared with simulation results in the MATLAB/Simulink program. According to the results, selecting proper modelling technique depends on the aim and outlook of the study. Finally, a powerful laboratory setup named power hardware in the loop (PHIL) system as a very useful laboratory equipment for power systems studies is explained for verifying the simulation results and analyzing the real electrical quantities instead of pure simulation study.

#### Introduction

Global warming and climate change are very important topics in the current century. Increasing the population and developing process lead to higher energy consumptions. Fossil fuels (oil, gas, coal) are main sources of energy production at the moment and they provide a large amount of CO<sub>2</sub> which is one of the famous greenhouse gasses. These gasses are responsible for global warming, air pollution, and climate change. Therefore, one possible way to control climate change and its effects is reducing emission of the greenhouse gasses. It means that clean and renewable energy sources have to be used instead of fossil fuels to provide energy in different areas. In the power systems, experts try to increase the share of RESs in the electricity production. Famous RESs in the power systems are hydropower, wind, and photovoltaic (PV) systems which have different benefits and challenges for the power systems. For instance, wind and PV systems can cause uncertainty in the power systems since they are dependent on weather conditions. However, hydropower, specially, pumped storage hydropower (PSH) plants are reliable RESs and they will play a vital role in the future power systems. Figure 1 presents the share of RESs in the electricity market in 2019 [1]. According to international energy agency (IEA), electricity production from hydropower will increase from 4333 TWh in 2019 to 5722 TWh in 2030 [2]. Hydropower has many advantages such as clean and renewable source of energy, flexibility, reliability, energy storage and backup source (green natural battery) to support uncertainty of wind and PV, and multi-functional applications including water management, irrigation, water supply, flood control, recreation, and transportation).

Hydropower can be divided into three categories: run of river, storage, and pumped storage hydropower (PSH) systems. In the run of river and storage systems, water flow and also energy conversion (mechanical energy to electrical energy) are unidirectional, however, pumped storage units have bidirectional water flow in addition to bidirectional mechanical-electrical energy conversion. In other words, when PSH unit works in pumping mode, it receives electrical power and convert it to mechanical power to pump the water; and when it works in turbine mode, it provides electricity from water energy. One drawback of conventional PSHs is that they need several minutes to be ready to connect to the power systems, or changing the pump-turbine mode. However, with the new technology achievement as variable speed (adjustable speed) PSH, it is possible to reduce the preparation time of these units to

<sup>1</sup> Institute of Electrical Power Systems, Graz University of Technology, Inffeldgasse 18/1, Graz, Austria, +433168737564, [hasan.akbari@tugraz.at](mailto:hasan.akbari@tugraz.at), <https://www.tugraz.at/en/institutes/iean/home/>

<sup>2</sup> Institute of Electrical Power Systems, Graz University of Technology, Inffeldgasse 18/1, Graz, Austria, +433168737550, [robert.schuerhuber@tugraz.at](mailto:robert.schuerhuber@tugraz.at), <https://www.tugraz.at/en/institutes/iean/home/>

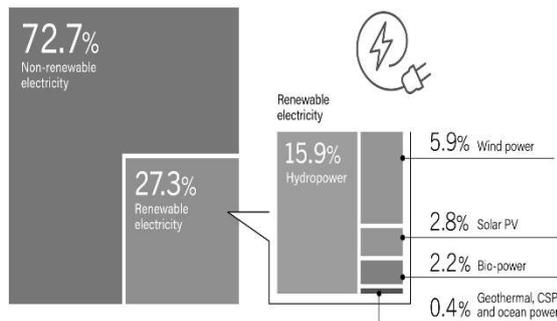


Figure 1: Estimated renewable energy share of global electricity production in 2019 [1].

types and their subcategories and applications based on the available head [4]. Among these turbines, Francis and Pelton turbines are more common in PSH applications. Another important equipment of the PSH unit is the electrical machine which can work as a motor and generator in the pumping and turbine modes of PSH unit, respectively. The most common electrical machine in the conventional storage and PSH units is electrically excited synchronous machine (EESM) which has several benefits such as controlling the output terminal voltage and reactive power exchange, in addition, this type is suitable for variable speed PSH units, as well. Besides, doubly fed induction machines (DFIM) are well-known electrical machines in variable speed applications such as wind and variable speed hydropower plants. In recent years, hydropower industry pays more attention to variable speed PSH units since they can be promising technology for the future power grid based on high share of RESs. According to the International Hydropower Association (IHA): “No country has come close to achieving 100 % renewables without hydropower in the energy mix” [5]. To conduct research on the PSH, it is necessary to consider a reliable and exact model to gain more realistic results from simulation and calculations. In the power systems field, there are standard models for dynamic studies of electrical equipment such as electrical machines, transformers, transmission lines. Then it is important to implement a proper model for hydraulic parts regarding the purpose of the investigation to achieve an accurate outcome. Consequently, two main models for penstock and waterway are presented and their differences are compared afterward.

Table 1: Classification of hydropower turbines [4].

Head classification	Impulse	Reaction	Gravity
High (>50 m)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pelton</li> <li>Turgo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Francis</li> </ul>	
Medium (10-50 m)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Crossflow</li> <li>Turgo</li> <li>Multi-jet Pelton</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Francis</li> </ul>	
Low (<10 m)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Crossflow</li> <li>Undershot Waterwheel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alden</li> <li>Propeller</li> <li>Kaplan</li> <li>Francis</li> <li>Bulb</li> <li>Straflo</li> <li>Free-flow</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Overshot Waterwheel</li> <li>Pitchback Waterwheel</li> <li>Breastshot Waterwheel</li> <li>Archimedes Screw</li> </ul>

The rest of this paper presents modeling approaches for dynamic of penstock and waterway. Then simulation results and discussion regarding modelling technique is presented. Finally, conclusion and future steps to improve and compare the simulation results with real quantities are explained.

## References

- [1] REN21 2020 ([https://www.ren21.net/gsr-2020/chapters/chapter\\_01/chapter\\_01/#sub\\_5](https://www.ren21.net/gsr-2020/chapters/chapter_01/chapter_01/#sub_5)).
- [2] IEA (<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/hydropower-generation-in-the-sustainable-development-scenario-2000-2030>)
- [3] [hydropower.org/statusreport](https://www.hydropower.org/statusreport) (2020)
- [4] Hydropower Technologies: the state-of-the-art, version 5, document no. WP4-DIRp-57, available online: <https://hydropower-europe.eu/>
- [5] <https://www.hydropower.org/iha/discover-facts-about-hydropower>

## 7.2.2. The Economics of pumped hydro storage depending on grid fees and full-load hours

Marlene SAYER<sup>1</sup>, Reinhard HAAS<sup>2</sup>, Amela AJANOVIC<sup>3</sup>

### Overview

At present, mainly pumped hydro storage plants are used to balance electricity generated from variable renewable sources. Worldwide 96% of installed power capacity and 99% of storage energy volume is provided by pumped hydro storage [1]. Austria is in an advantageous position due to its topography. To build additional capacities might, however, increase the investment costs due to high demands on possible project sites in terms of topography as well as environmental aspects. For this reason, it is essential to discuss other economic aspects of operating pumped hydro storage plants beside the possibly increasing investment costs, such as the arbitrage profits based on which market-based storage systems generate revenues. In addition to the previously outlined arbitrage profits of pumped hydro storage, it is worth noting that pumped hydro storage is also well suited for frequency regulation, particularly automatically and manually activated frequency restoration reserve, where high revenues could be generated through the provision of reserve capacity and the activation price when they are required [2].

### Methods

Our approach is based on: (i) a literature review, (ii) an economic discussion on the revenues of storage operators (iii) calculations on the cost of new pumped hydro storage capacities and (iv) an analysis of grid fees, see equation (1) and the CO<sub>2</sub> price.

$$\max \Pi_t = \sum R_t - C_t = \sum (P_{H_t} - C_{gf_t}) \cdot D_t - (P_{L_t} + C_{gf_t}) \cdot \frac{D_t}{\eta_t} - IC_0 \cdot CRF - C_{OM_t} = 0 \quad (1)$$

With

$\Pi_t$ ... Profit of storage operator

$R_t$ ... Revenues of storage operator

$C_t$ ... Costs of storage operator

$P_{H_t}$ ... High price of electricity on the market

$P_{L_t}$ ... Low price of electricity on the market

$C_{gf_t}$ ... Costs of grid fee

$D_t$ ... Demand of energy

$\eta_t$ ... Storage efficiency

$IC_0$ ... Investment costs of a storage

$CRF$ ... Capital recovery factor

$C_{OM_t}$ ... Costs of operation & maintenance of the storage

### Results and conclusions

When analyzing the arbitrage profit hence price spreads, see Figure 1, it is expected that these will increase with a further rapid expansion of variable renewables. On the other hand, the number of days with negative prices will equally increase. Another problem that can be seen is that with every additional installed storage capacity, when renewables are not expanded at a higher rate, price spreads will decrease („self-cannibalism of storage“). In theory, every additional storage capacity will have fewer full load hours than all previous ones.

Additionally, storage operators are considered electricity producers as well as consumers, in which case grid fees, electricity taxes and other fees may have to be paid by the storage operators, see Figure 1 (right). It shows the expected overall profit with 2000 full-load hours per year, including a grid fee of 1.5 cents/kWh, in comparison to Figure 1 (left), the profit is substantially lower. According to an EU survey, fees for storage power plants are levied at the transmission level in 8 countries. However, there has

<sup>1</sup> Gusshausstraße 25/E370-3, 1040 Wien, +43(0)-1-58801-370333, sayer@eeg.tuwien.ac.at, <http://eeg.tuwien.ac.at>

been a recent change in the grid tariff principles and these include an exemption or reduction from the network tariff for offtake and injection under certain conditions [3].

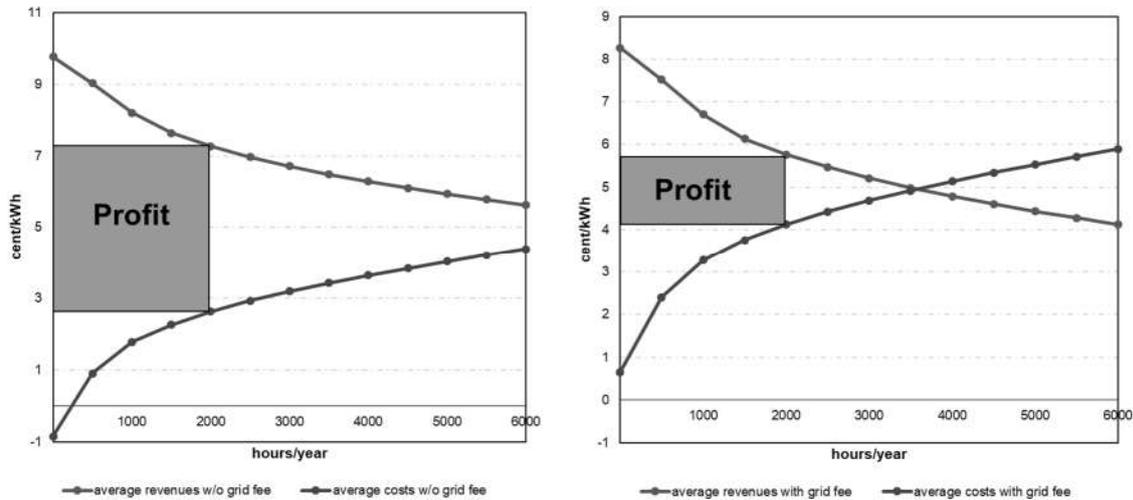


Figure 1: Profits, costs and revenues of existing pumped hydro storage depending on full-load hours per year without grid fees (left) including grid fees (right) (Data for Austria in 2020, EXAA)

In Figure 2, the costs and revenues of newly installed pumped storage systems are analyzed. Without including the previously mentioned grid fees, the systems could already be cost-efficient with 1500 full load hours per year.

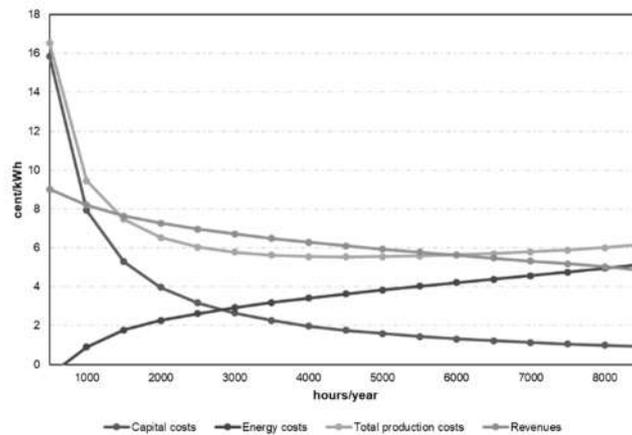


Figure 2: Overall costs and revenues of new pumped (Data for Austria in 2020, EXAA)

Pumped storage is currently, and will be in the coming decades, the most cost-efficient technology for electricity storage. Besides the discussed factors such as decreasing full load hours and price spread, also the potential for large-scale projects is limited due to topography. The most economical sites are already taken, hence retrofitting existing plants should be a priority. Another important point will be the decisions on how storage operators will be classified in the electricity system in terms of grid fees, as well as the discussion on CO<sub>2</sub> prices and how they affect the economic performance.

## Referenzen

- [1] Blakers A, Stocks M, Lu B, Cheng C. A review of pumped hydro energy storage. *Prog. Energy* 2021;3(2):22003.
- [2] Dallinger B, Schwabeneder D, Lettner G, Auer H. Socio-economic benefit and profitability analyses of Austrian hydro storage power plants supporting increasing renewable electricity generation in Central Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2019;107:482–96.
- [3] Andrey C, Barberi P, Lacombe L, van Nuffel L, Gérard F, Gorenstein Dedecca J et al. Study on energy storage: Contribution to the security of the electricity supply in Europe. Luxembourg: Publications Office of the European Union; 2020

### 7.2.3. Energiespeicherung und Verteilung als Beitrag zur Dekarbonisierung

**Christian DIENDORFER<sup>1</sup>, Wolfgang RICHTER, Bernhard FÜRSINN, Verena GARTNER, Milot GASHI, Akinici HÜSAMETTIN, Christopher KAHLER, Florian MARKO, Josef MAYER, Robert MIGGLAUTSCH, Franz Georg PIKL, Florian PINK, Bernd STEIDL, Thomas WEISSENSTEINER, Doris WOLKINGER**

Die Europäische Kommission hat mit dem Green Deal ehrgeizige Klima- und Energieziele gesetzt. Europa soll der erste klimaneutrale Kontinent werden, indem bis 2050 keine Netto-Treibhausgasemissionen freigesetzt werden und das Wirtschaftswachstum vom Ressourcenverbrauch weiter entkoppelt wird.

Um diese Ziele erreichen zu können, ist ein drastischer Umbau des Energiesystems notwendig. Neben dem Ausbau erneuerbarer Energiequellen ist eine weitere Elektrifizierung von Gebäuden und energieintensiven Industrien zu erwarten. Der steigende Anteil volatiler erneuerbarer Energiequellen und Kombination mit dem erwarteten Anstieg des Strombedarfs stellt die Netzinfrastruktur vor eine enorme Herausforderung.

Speicher und Netze sind ein wesentliches Rückgrat eines nachhaltigen und sicheren Energiesystems. Insbesondere ist der Ausbau von Speichern und Netzen für ein zunehmend auf erneuerbaren Quellen basierendes Energie- und Stromsystem unabdingbar. Die Young Energie Professionals (YEP) Gruppe *Speicher und Netze* des World Energy Council Austria hat dieses Thema interdisziplinär bearbeitet und weiterentwickelt.

Es ist erklärtes Ziel der Europäischen Kommission, dass bei der Umsetzung des Green Deals weder Menschen noch Regionen im Stich gelassen werden. Somit muss auch ein zukünftiges Energiesystem wesentliche Kriterien erfüllen, um von den Nutzern akzeptiert zu werden. Diese Anforderungen werden in der Publikation zusammengefasst.

In einem ersten Schritt wird die Bedeutung von Speichern und des Netzausbaus im Zusammenhang mit der Dekarbonisierung des Energiesystems und Österreichs Klima- und Energiestrategie #mission2030 beleuchtet. Um das Ziel Strom aus 100% erneuerbaren Quellen im Jahr 2030 zu erreichen, muss die Produktion erneuerbaren Stroms um 35 TWh erhöht werden. Der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik kann dabei 29 TWh beitragen. Die hohe Volatilität dieser Energiequellen belasten jedoch das derzeitige Versorgungsnetz und fordern eine Speicherrevolution. Während bei einem geringen Anteil volatiler Energiequellen relativ kleine Speichergrößen ausreichend sind, steigt der Bedarf an Speichern mit dem Anstieg des Anteils volatiler Energiequellen.

Verteilnetzbetreiber können mit Hilfe von Netzspeichern den Netzausbau und den Betrieb des Versorgungsnetzes optimieren. Es wird davon ausgegangen, dass sich auf den Netzebenen unter den Verteilnetzbetreibern Verbraucher zu kleineren Einheiten, den sogenannten Microgrids, zusammenschließen und Strom als Prosumer austauschen. Die vorliegende Arbeit beleuchtet die Vorteile und Herausforderungen dieses Trends. Aufgrund der Kleinteiligkeit von Microgrids wirkt hier die Volatilität erneuerbarer Energiequellen besonders auf die Netzstabilität, die mit Speicherlösungen ausgeglichen werden kann, beziehungsweise ausgeglichen werden muss.

Neben Microgrids ist auch Wasserstoff ein aktueller Trend in der Energiewirtschaft. Die Speicherung und der Transport von Energie in der Form von Wasserstoff gelten als vielversprechend, stehen jedoch noch vor großen Herausforderungen. Die Publikation stellt die wesentlichen Möglichkeiten zur Produktion von Wasserstoff sowie die vielversprechendsten Anwendungsfälle vor und analysiert deren Vor- und Nachteile. Neben dem Einsatz als Treibstoff für den Schwerverkehr ist hier vor allem der stoffliche Einsatz in der Industrie hervorzuheben, der zu einer wesentlichen Emissionsreduktion bei

---

<sup>1</sup> World Energy Council Austria, Brahmplatz 3 1040 Wien, +436802331768, mail@christian-diendorfer.com

industriellen Prozessen beitragen kann. Um die derzeit noch sehr hohen Kosten in einen konkurrenzfähigen Bereich bringen zu können, ist vor allem ein Up-Scaling der Technologien notwendig.

Im Gegensatz zu Wasserstoff werden Pumpspeicher schon seit Jahrzehnten zur kostengünstigen Energiespeicherung eingesetzt. Der gesellschaftliche Mehrwert dieser Technologien kann durch den direkten Vergleich der ESOI (Energy Stored on Energy Invested) Werte verschiedener Speichertechnologien gezeigt werden.

Langlebige unterirdische Pumpspeicherkraftwerke können durch die innovative Kombination mit thermischer Energiespeicherung bei nahezu unverändertem Ressourcenverbrauch gegenüber konventionellen Pumpspeichern durch den markant gesteigerten Energieumsatz einen bedeutenden volkswirtschaftlichen Wertzuwachs ermöglichen.

Derzeit sind Speicher vor allem in Westösterreich angesiedelt und hier braucht es Netzerweiterungen insbesondere in West-Ost Richtung. Aufgrund dieser Netzengpässe wird der Einsatz von Gaskraftwerken im Osten Österreichs bis voraussichtlich 2030 notwendig sein. Eine Herausforderung für den Netzbetrieb ist die Tatsache, dass die angebundenen Erzeugungseinheiten deutlich zunehmen, jedoch immer kleiner werden. Um diese zusätzliche Einspeisung von Wind, Photovoltaik und Kleinwasserkraft in das Netz integrieren zu können, ist ein Ausbau auf allen Netzebenen notwendig. Mittlerweile ist nicht mehr das Abdecken von Lastspitzen die größte Herausforderung, sondern Angebotsspitzen. Hier können eine weitere Automatisierung und Digitalisierung des Netzes Abhilfe schaffen. Zusätzlich wird man sich in Zukunft nicht mehr auf Stromimporte aus dem Ausland verlassen können, sollte es auch dort zu einem Ausstieg aus thermischen Erzeugungskapazitäten kommen. Dies erfordert lokale Speichermöglichkeiten.

Das zukünftige Energiesystem darf jedoch nicht nur aus der Perspektive Strom betrachtet werden. Auch die Zusammenführung der Gasinfrastruktur mit der Strominfrastruktur sollte vorangetrieben werden. Auch thermische Speicher können in Zukunft eine große Rolle spielen.

Für die Industrie und Konsumenten ist es wichtig, dass der Umbau der Energieinfrastruktur kosteneffizient durchgeführt wird, um unnötige Belastungen zu vermeiden. Die aktuellen Ziele scheinen sehr ambitioniert und oftmals ist der Einsatz erneuerbarer Energie noch gar keine Kostenfrage, sondern eine Frage der Verfügbarkeit. Zum Beispiel hat die österreichische Industrie aktuell noch keinen Zugang zu Wasserstoff. Hier stellt sich für die Industrie die Frage, wie sie unter diesen Umständen fossile Energieträger ersetzen kann.

Vor allem die langen Genehmigungsdauern für neue Projekte stellen eine große Herausforderung dar. Für Investitionsentscheidungen ist ein klarer und stabiler regulativer Rahmen notwendig. Dies steht jedoch in einem Widerspruch zur notwendigen Flexibilität, die ein Regulator benötigt, um auf zukünftige Entwicklungen reagieren zu können.

Innovation Made in Austria ist laut Klima- und Energiefonds jedoch eine gute Option, um die zukünftigen Herausforderungen meistern zu können.

Die Energiezukunft wird vor allem von individuellen Entscheidungen geprägt. Jetzt getroffene Investitionen in die Energieinfrastruktur bestimmen über die nächsten Jahrzehnte das System. Daher sind die Maßnahmen und Entscheidungen, die für den Umbau hin zu einem erneuerbaren System getroffen werden, entscheidend für den Erfolg der Energiewende sowie der Unternehmen, die für die Bewirtschaftung des Energiesystems verantwortlich sind.

## 7.2.4. Modeling energy storage systems in electricity markets

Zejneba TOPALović<sup>1</sup>, Reinhard HAAS<sup>2</sup>

Nevertheless of many countries globally signing the Paris Agreement and pledging to achieve net-zero emissions in coming years, the recent development of these established targets are not satisfying. Emissions from CO<sub>2</sub> from energy and industry have increased by 60% when compared to the signed United Nations Convention on Climate Change in 1992 [1]. COP26 Climate Change Conference in Glasgow in November 2021., concluded that higher ambition is needed along with the strong implementation of climate pledges. Emissions decrease is conducted with the implementation of renewable generation in power systems. The intermittent nature of wind, sun, and other renewable energy sources, brings new challenges for operating and dispatching power systems. Electricity markets are in the need of new technologies since renewables change the merit-order curve making distortions as negative electricity prices, or threatening the energy stability. These obstacles can be overcome with energy storage systems. This paper analyses costs of different types of energy storage systems as flexible tools for daily dispatching of energy systems that consist of thermal and wind power plants. Currently, there are over 182 GW of installed energy storage power capacity worldwide (Fig.1), while pumped hydro is still the leading storage technology. Along with the new investments and research, other storages such as hydrogen cells and batteries are emerging as well. In Austria, the installed storage power capacity of 18 pumped hydro storage power plants is 4,7 GW. These are substantially applicable as bulk energy services for an electric energy time-shift, that is arbitrage. One electrochemical energy storage, ViZn Z20 Zinc Redox Flow Battery is operational since 2013., used as a solar reserve.

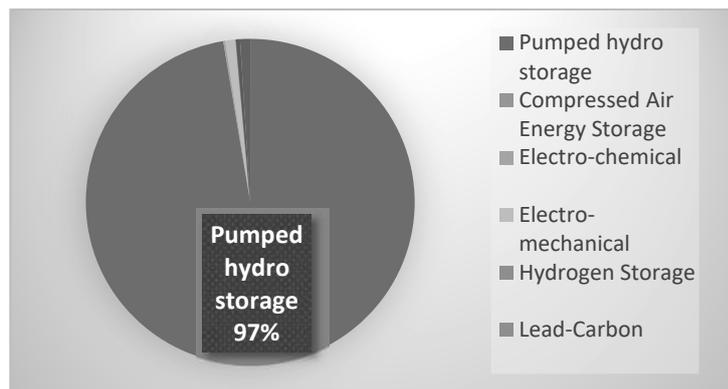


Figure 3 Installed storage power capacities, source: Global Energy Storage Database, accessed June 2021.

Austrian generation mix shows different needs for storage during winter and summer. In winter (Fig.2), fossil gas generation covers most of the demand, hence with the hydro generation, there is enough amount of energy to be stored. During the summer (Fig. 3), with high wind generation and high solar penetration in the grids, at the times of the peak demand, there is a scarce generation, that could be covered with the energy storage systems.

Modeling storage systems requires new strategies in electricity markets since energy storage systems can be used as bulk, distributed, or user-side systems.

### Method

The method of approach is based on mixed-integer quadratic programming. Daily economic dispatch of thermal and wind generation portfolio is modeled in software tool GAMS, alongside battery energy storage. Generation of wind and thermal power plants is assumed based on analyzed data in Austria generation mix. History load and generation data for two scenarios: winter and summer are used. Main objective for energy storage systems to participate in electricity markets optimally, is to maximize the profitability of dispatching the analyzed system, as in equation:

$$Profit = \sum_{t=1}^{24} C_{i,t} * P_{i,t} - \sum_{t=1}^{24} C_{pwt} - \sum_{t=1}^{24} C_{pesi} ,$$

<sup>1</sup> Institute of Energy Systems and Electrical Drives, TUWIEN, Gußhausstraße 25 – 29/E37003 1040 Vienna Austria, +43 1 58801-370303, +43 1 58801-370397, [zejneba.topalovic@student.tuwien.ac.at](mailto:zejneba.topalovic@student.tuwien.ac.at), <https://eeg.tuwien.ac.at/>

<sup>2</sup> Institute of Energy Systems and Electrical Drives, TUWIEN, Gußhausstraße 25 – 29/E37003 1040 Vienna Austria, +43 1 58801-370303, +43 1 58801-370397, [haas@eeg.tuwien.ac.at](mailto:haas@eeg.tuwien.ac.at), <https://eeg.tuwien.ac.at/>

where  $C_{i,t}$  is the price in energy market offered at hour  $t$ ,  $P_{i,t}$  is offered power from the generation unit  $i$  at hour  $t$ ,  $C_{pw}$  and  $C_{ps}$  are the operating costs of wind facility and energy storage system.

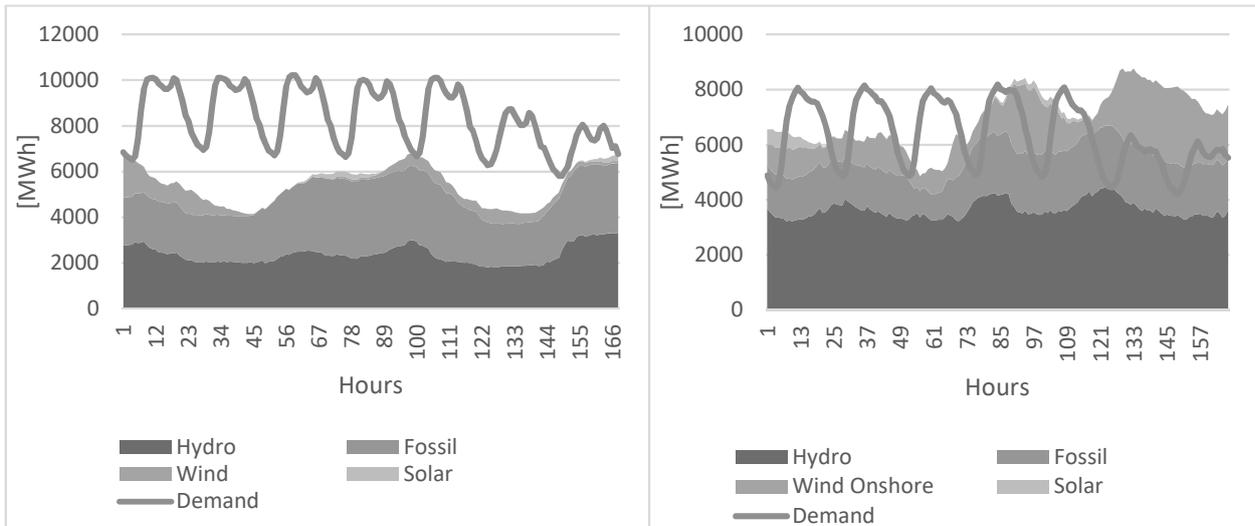


Figure 2 Generation in winter week 20.1.2020.-26.1.2020. Figure 3 Generation in summer week 10.8.2020.-16.8.2020.

**Results**

Results show the optimal operation of these plants with minimum costs of storage. Analysis showed that with proper dispatching, energy storage systems can be a valuable market player and factor for further penetration of renewables in the grids. Figure 4 shows that installed batteries alongside wind power plants are effectively providing flexibility options, covering the gap in wind generation.

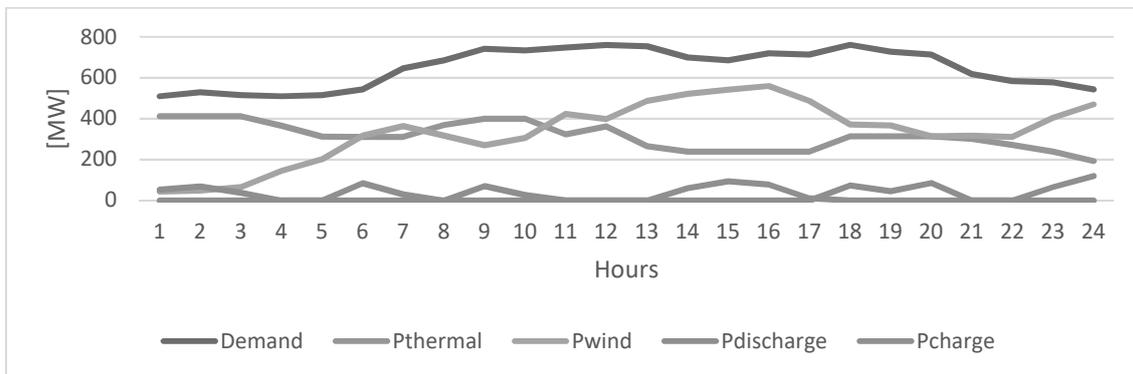


Figure 2 Economic daily dispatch with battery energy storage

**Conclusions**

This analysis provides us with conclusions:

- energy storage is an inevitable tool for further renewable implementation in power systems.
- With adequate economic dispatching, energy storage can be a feasible solution for overcoming challenges with wind and solar generation's intermittent nature.
- With higher electricity market prices, energy storage systems installations are more justified and hence optimal dispatching of these technologies should be considered.

**References**

[1] Net-zero by 2050 A roadmap for the Global Energy Sector, International Energy Agency report, May 2021.

## 7.2.5. Geotechnischer Wärme- und Stromspeicher Work in Progress - Stand der Technik und Forschungsbedarf

Dominic HAEUSLEIN<sup>1\*</sup>, Matthias POPP<sup>2</sup>, Ronald SCHMIDT-VOLLUS<sup>3</sup>

### Motivation, Thema, Umfeld

Im Rahmen der politischen und gesellschaftlichen Forderung zur Systemtransformation im Energiesektor, um die europäische Energieerzeugung zu dekarbonisieren, werden konventionelle Kraftwerke fortschreitend durch Techniken ersetzt, welche erneuerbare Energiequellen nutzen [1]. Durch den Zuwachs an installierter, von Wetterfluktuationen abhängiger Leistung wird die Notwendigkeit von Stromspeicherkapazitäten im Versorgungsnetz für eine stabile und sichere Stromversorgung noch relevanter als bisher. Hydromechanische geotechnische Lageenergiespeicher, Konzepte zur potentiellen Energiespeicherung, vereinen die Vorteile etablierter Pumpspeichertechnologie - sehr lange Lebensdauer, hoher Wirkungsgrad, niedrige Betriebskosten, geringe Selbstentladung [2] - mit einer deutlich erhöhten flächenspezifischen Energiedichte sowie topografischer Unabhängigkeit und eröffnen gleichzeitig eine Schnittstelle zum Wärmesektor. Speziell der *Stülpmembranspeicher* (SMS) kombiniert technische und wirtschaftliche Vorteile der hydromechanischen Lageenergiespeicher und ist konzipiert elektrische und thermische Energie in einem Bauwerk zu speichern. Dieses geotechnische Energiespeichersystem ermöglicht, bei entsprechender Auslegung, die zeitlich unabhängige Bewirtschaftung großer Energiespeicherkapazitäten und somit eine Wärmeversorgung sowie eine vor Dunkelflauten sichere Stromversorgung, aus ausschließlich erneuerbaren Energiequellen für mittelgroße Städte oder kommunale Quartieren.

### Stand der Technik

Den Grundgedanken, Energie in Form eines hydraulisch angehobenen Massekolbens zu speichern, wurde mit den *Power tower* Versuchsständen im Labormaßstab realisiert [3]. Die Technologiekonzepte von *Gravity Energy*; *Gravity Power*; *Stülpmembranspeicher*; und *Power tower* lassen sich als *Well Method* oder *Deep Shaft Method* kategorisieren [4] und unterscheiden sich weitestgehend im Dichtsystem. Ein Überblick vergleichbarer Onshore Technologiekonzepte zur großtechnischen Energiespeicherung, mit Fokus auf die wesentlichen Unterschiede hydromechanischer Lageenergiespeicher, wird in Abbildung 1, in Größenrelation mit bekannten Systemen, illustriert dargestellt.

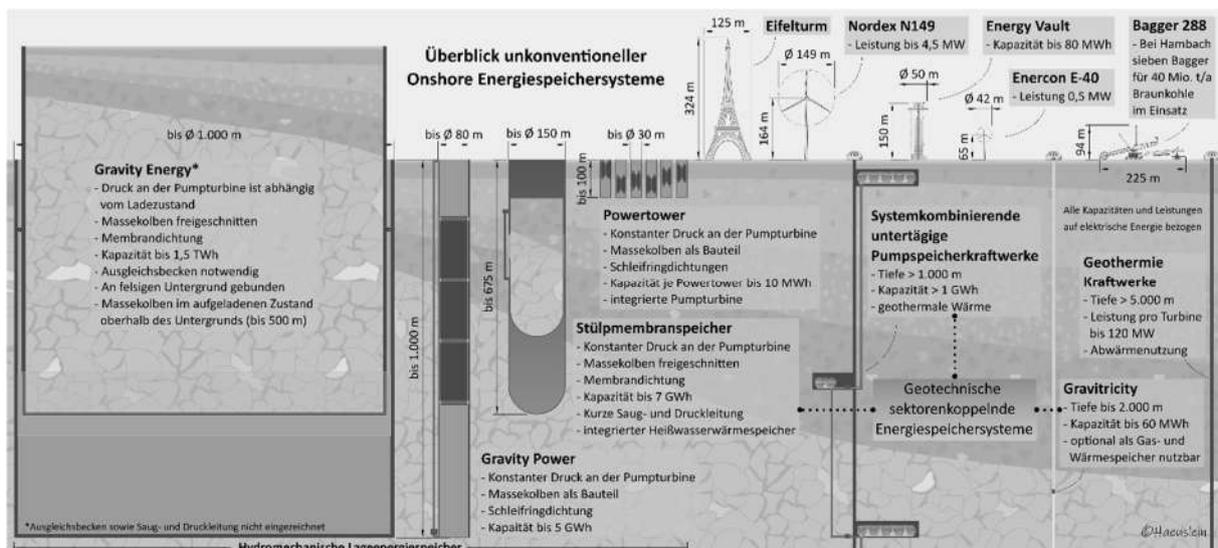


Abbildung 1: Größenrelation, Onshore Konzepte zur großtechnischen Energiespeichersysteme im Überblick

<sup>1</sup> Nuremberg Campus of Technology, 90429 Nürnberg, +49 (0)911 5880 3171. [Link](#)

<sup>2</sup> Technische Hochschule Nürnberg, 90489 Nürnberg, +49 (0)911 5880 5131. [Link](#)

<sup>3</sup> Nuremberg Campus of Technology, 90429 Nürnberg, +49 (0)911 5880 3160. [Link](#)

Neben den Konzepten, welche als reine Stromspeicher konzipiert sind, existieren die geotechnischen sektorenkoppelnden Energiespeichersysteme. Speziell diese Technologiestudien ermöglichen durch Speicherung von mindestens zwei Energieformen große Kapazitäten auf kleinsten Flächenverbrauch und sind wertvolle Querschnittstechnologien für innovative Umwandlungsketten innerhalb einer Power-to-X Versorgungsstruktur. Trotz vielfältiger Vorteile scheiterte bisher die Realisierung solcher Speichersysteme auf Grund von bürokratischen oder gesellschaftlichen Hürden sowie am finanziellen Risiko solcher Anlagen. Mit dem Forschungsvorhaben *GeoMem* beabsichtigt die Technische Hochschule Nürnberg in Kooperation mit Industriepartnern die anwendungsorientierte Grundlagenforschung des SMS-Konzeptes abzuschließen, um unmittelbar nach Projektende ein weiteres, idealerweise EU-gefördertes Projekt zu initialisieren, in dem ein geotechnischer Demonstrator errichtet werden soll.

## **Forschungsbedarf anwendungsorientierte Grundlagenforschung - Projekt: GeoMem**

Um die Vorbereitungen für ein aussagekräftiges Demonstrator-Projekt eines geotechnischen Wärme- und Stromspeichers abzuschließen, sind folgende Meilensteine zu erarbeiten:

- 9) Genereller Machbarkeitsnachweis und validieren des Systemverhaltens der Technologiekombination eines Membran-Lageenergiespeichers mit einem Heißwasserwärmespeicher durch eine Multiphysiksimulation und einen anwendungsorientierten Versuchsstand in Laborumgebung.
- 10) Industrielle Entwicklung einer hochskalierbaren, kostengünstigen und langlebigen Membrandichtung für reell herrschende Druck-, Temperatur- und Einbauanforderungen eines SMS der Pilotgröße, inklusive Montage- und Befestigungskonzept.
- 11) Ausarbeitung eines geotechnischen Bauverfahrens, inklusive einer innovativen Tiefbaumaschine und Materialkombination für eine standardisierte, kostengünstige und sichere Baustrategie, welche für einen hohen Automatisierungsgrad geeignet ist.
- 12) Ermitteln der zu erfüllenden Rechtsgrundlagen inklusive Analyse der behördlichen Rahmenbedingungen für ein Bauvorhaben eines SMS der Demonstrator- und Pilotgröße.

## **Aussicht**

Im Best-Case-Szenario wird das aktuelle Forschungsvorhaben *GeoMem* mit nationalen Mitteln gefördert, mit welchem die Komponenten-, Verfahrens-, und Maschinenentwicklung sowie die Grundlagenforschung bis Q1-2024 abgeschlossen wird. Bei erfolgreicher Studie wird ein nachfolgendes Projekt im europäischen Raum angestrebt, mit welchem die Technologiereife *TRL 6* innerhalb der aktuellen Dekade erreicht werden soll. Der angestrebte Demonstrator wird noch nicht konkurrenzfähig gegenüber aktueller Stromspeichertechnologien sein, dennoch wird dieser ausreichend Wärmekapazität für die zeitliche Entkopplung eines Kraft-Wärme-Systems bereitstellen und wäre somit ein Wärmespeicher mit zusätzlicher Stromspeicherfunktion. Nach aktuellen Kalkulationen wird ein SMS der *TRL 7* bei geplanter Maschinenentwicklung große Kapazitäten für das elektrische Netz wettbewerbsfähig anbieten und gleichzeitig ausreichend Wärme für eine saisonale Versorgung einer Kommune oder eines Quartiers speichern können. Entsprechend ist *TRL 7* das Ziel des gesamten Forschungsvorhabens, um bis zum Jahr 2050 einen großflächigen Ausbau von ökonomisch und ökologisch vertretbaren Energiespeicherkapazitäten zu realisieren.

## **Referenzen**

- [1] European Commission, "The European Green Deal," Brussels. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1588580774040&uri=CELEX:52019DC0640>  
a. (Aufgerufen: 16.11.2021)
- [2] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [3] J. Sangstar, "Massive energy storage systems enable secure electricity supply from renewables," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 659–667, 2016.
- [4] V. Neisch and M. Aufleger, "Hydraulischer Großenergiespeicher Powertower," Innsbruck. <https://energieforschung.at/wp-content/uploads/sites/11/2020/12/4.as-ne-2020-publizierbarer-endbericht-Powertower-au2.pdf> (Aufgerufen: 16.11.2021)

## 7.3. MOBILITÄT DER ZUKUNFT

### 7.3.1. On the future of passenger mobility and its GHG-emissions in Vienna: Scenarios for different types of policies

Marina SIEBENHOFER<sup>1</sup>, Amela AJANOVIC<sup>2</sup>, Reinhard HAAS<sup>3</sup>

#### Motivation and main question

Due to the steady population growth in urban areas, it is important to offer enough energy and mobility. Currently, around 1.9 million people are living in Vienna. According to population forecasts, between 2.1 million and 2.2 million people could be living in Vienna by 2050 [1, 2]. Because of the increasing energy demand, more and more CO<sub>2</sub> emissions are emitted. The transport sector is with 43% the biggest causer next to energy generation (20%) and buildings (17%) for these emissions [3].

The study's core objective is to analyse scenarios up to 2030 for the future development of energy use and resulting CO<sub>2</sub> emissions in the transport sector in Vienna. The focus of the scenarios is on business as usual (BAU), the promotion of public transport and the promotion of battery electric vehicles.

First and foremost, strict policy measures must be set to reduce emissions in cities even more. Moreover, it is important to avoid travel activity (km driven per passenger). There is a need to expand public transport further and exclude conventional cars from road traffic to reduce CO<sub>2</sub> emissions sustainably.

#### Methods of approach

The vehicle stock ( $VST_{jt}$ ) in the scenarios is modelled as:

$$VST_{jt} = VST_{j,t-1} \cdot f_{g_{jt}} \quad (1)$$

$VST_{jt}$  ..... Stock by vehicle type  $j$  in year  $t$ ;  $f_{g_{jt}}$  ..... Growth factor by vehicle type  $j$  in year  $t$ ;

The total flow energy demand ( $E_t$ ) in the scenarios is calculated as:

$$E_t = \sum E_{ijt} = VST_{ijt} * FI_{ijt} * skm_{jt} \quad (2)$$

$E_{ijt}$  ..... Energy consumption by fuel type  $i$ , vehicle type  $j$  and in year  $t$  (MWh);  $VST_{ijt}$  ..... Stock by fuel type  $i$  and vehicle type  $j$  in year  $t$ ;  $FI_{ijt}$  ..... Fuel intensity by fuel type  $i$  and vehicle type  $j$  in year  $t$  (MWh);  $skm_{jt}$  ..... Service kilometre by fuel type  $i$  and vehicle type  $j$  (km);  $i \in \{\text{petrol, diesel, LPG, electricity, CNG, biogenic fuels, hydrogen}\}$ ;  $j \in \{\text{cars petrol, cars diesel, cars LPG, cars electricity, cars CNG, cars hybrid (petrol-electric, diesel-electric), cars hydrogen}\}$ ;

The total CO<sub>2</sub> emissions ( $CO_{2Tot}$ ) are calculated as:

$$CO_{2Tot_t} = CO_{2Flow_t} + CO_{2Emb_t} \quad (3)$$

$CO_{2Tot_t}$  ..... Total CO<sub>2</sub> emissions in year  $t$  (Mill tons CO<sub>2</sub>);  $CO_{2Flow_t}$  ..... Total CO<sub>2</sub> emissions of flow energy in year  $t$  (Mill tons CO<sub>2</sub>);  $CO_{2Emb_t}$  ..... Total CO<sub>2</sub> emissions of embedded energy in year  $t$  (Mill tons CO<sub>2</sub>);

The CO<sub>2</sub> emissions of flow energy ( $CO_{2Flow_t}$ ) are calculated as:

$$CO_{2Flow_t} = \sum_{j=1}^n f_{CO_{2i_t}} * E_{i_t} \quad (4)$$

$f_{CO_{2i_t}}$  ..... Overall CO<sub>2</sub> emission factor by fuel type  $i$  in year  $t$  (kg CO<sub>2</sub>/kWh)

The embedded CO<sub>2</sub>-Emissions ( $CO_{2Emb_t}$ ) for passenger cars are calculated as:

<sup>1</sup> TU Wien, Gußhausstraße 25-29, 1040 Vienna, siebenhofer@eeg.tuwien.ac.at

<sup>2</sup> TU Wien, Gußhausstraße 25-29, 1040 Vienna, ajanovic@eeg.tuwien.ac.at

<sup>3</sup> TU Wien, Gußhausstraße 25-29, 1040 Vienna, haas@eeg.tuwien.ac.at

$$CO_{2Emb_t} = \sum CO_{2emb_{sp_{jt}}} * V_{new_{it}} \quad (5)$$

## Results and conclusions

Figure 1 shows the development of the passenger car stock in Vienna up to 2030 in the Public Transport Scenario. The growth of public transport is accelerated from an average growth rate of 2.6% in recent years to 4% in the following years up to 2030. Private motorised transport with non-conventional vehicles grows by 3% per year in the public transport scenario. Note that private diesel use is reduced by about 4% in the scenario following the trend of the last years. In the public transport scenario, the stock of public transport vehicles increased sharply from 2,570 in 2019 to 3,670 in 2030. The scenario shows that the market share from public transport rises sharply. Fossil-fueled vehicles decreased from 691,000 in 2019 to 358,000 in 2030.

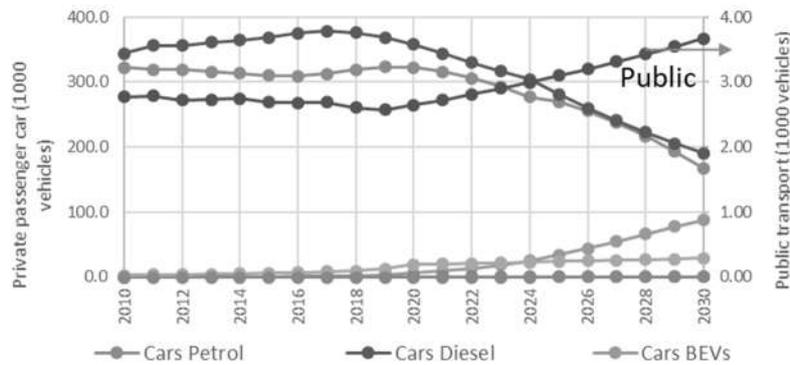


Figure 1 – Development of passenger car stock of conventional and electric cars in the Public Transport Scenario in Vienna up to 2030

Figure 2 shows the development of total CO<sub>2</sub> emissions in passenger car transport and public transport in the different scenarios, with a conventional electricity mix and electricity from RES. We have considered six possible paths. It can be noticed that the electricity mix used in the BEV scenario has a considerable impact on total emissions, as well as the use of electricity from RES in the BEV scenario can significantly reduce emissions from passenger transport.

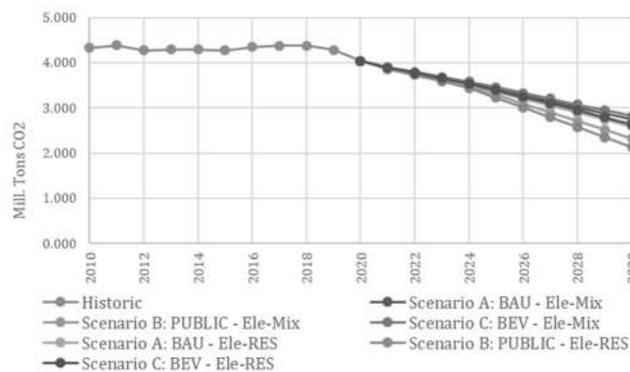


Figure 2 - Development of the total CO<sub>2</sub> emissions in the different scenarios

The results demonstrate that only minor reductions in energy demand can be achieved with a more ambitious focus on alternative drives. It needs a strong mix of policies that also focus on public transport and non-motorised individual transport.

## References

- [1] Statistik Austria, "Bevölkerungsprognose 2020, Hauptvariante. Erstellt am 09.10.2020,"
- [2] Stadt Wien (MA 23), Statistik Austria, "Prognoseergebnisse Wien 2018 bis 2048," [Online]. Available: <https://www.wien.gv.at/statistik/bevoelkerung/tabellen/bev-2048.html>
- [3] Ajanovic, M. Siebenhofer, and R. Haas, "Electric Mobility in Cities: The Case of Vienna," *Energies*, vol. 14, no. 1, p. 217, 2021, doi: 10.3390/en14010217

### 7.3.2. Move2zero - Dekarbonisierung eines öffentlichen Bussystems und Integration innovativer On-Demand Services

Lisa GÖTTFRIED<sup>1\*</sup>, Andreas SOLYMOS<sup>2</sup>

#### Kurzfassung

Im Leuchtturmprojekt move2zero wird ein ganzheitliches Konzept für ein emissionsfreies und flexibles städtisches Verkehrssystem entwickelt. Das System umfasst ausschließlich emissionsfreie Technologien für die Stromerzeugung und -versorgung, basiert zu 100 % auf einem emissionsfreien Betrieb und unterstützt Komponenten mit niedrigen Emissionsfaktoren und hoher Wiederverwendungs- und Recyclingfähigkeit. In einem einjährigen Demonstrationsbetrieb mit sieben batterieelektrischen und sieben Brennstoffzellenbussen werden Daten aus dem Realbetrieb gesammelt, um dadurch die Planung der vollständigen Dekarbonisierung zu optimieren. In einem zusätzlichen Testbetrieb wird die Einführung innovativer On-Demand-Dienste mit automatischer Buchung und Ladung untersucht. move2zero zeichnet sich durch eine integrative Betrachtung der Systemkomponenten aus und zeigt eine hohe Übertragbarkeit auf weitere Städte und öffentliche Verkehrssysteme.

#### Einleitung

Mit dem Pariser Klimaabkommen verpflichtet sich die Europäische Union mehr denn je für einen Übergang zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft. Basierend darauf hat das EU-Parlament im Februar 2019 die "Clean Vehicles Directive" (CVD) [1] verabschiedet - eine Richtlinie für die Beschaffung von emissionsfreien und emissionsarmen öffentlichen Straßenfahrzeugen. Mit dieser Richtlinie kommt den lokalen und regionalen Verkehrsbetrieben eine Schlüsselrolle in der Senkung der CO<sub>2</sub> Emissionen zu. Neben der Dekarbonisierung von Verkehrssystemen ist die Integration von bedarfsabhängigen und flexiblen Systemen ein wesentlicher Hebel, um die vielfältigen Anforderungen der Nutzer:innen zu erfüllen und die Nachfrage nach öffentlicher Mobilität zu erhöhen.

#### Forschung und Demonstration

Im Projekt move2zero werden zwei Demonstrationsbetriebe durchgeführt und mit umfassenden Forschungstätigkeiten begleitet.

#### *Elektrische Busse (batterieelektrische und Brennstoffzellen Busse)*

In einem einjährigen Demonstrationsbetrieb werden sieben batterieelektrische und sieben Brennstoffzellenbusse im Echtbetrieb eingesetzt. Die Versorgung der insgesamt 14 Busse erfolgt ausschließlich mit grünem Strom bzw. Wasserstoff. Die dafür notwendige E-Ladeinfrastruktur wird im neuen Buscenter der Holding Graz errichtet und betrieben. Die Ladung der Busse erfolgt Großteiles in der Nacht und wird teilweise mit strategisch sinnvollen Ladungen untertags ergänzt, um die notwendigen Reichweiten zu erzielen. Auch die Betankung der Brennstoffzellenbusse erfolgt an einer Tankanlage, welche im neuen Buscenter modular errichtet wird. Der für die Demonstrationsphase benötigte Wasserstoff - das entspricht etwa 42 Tonnen pro Jahr - wird von einer regionalen, emissionsfreien Elektrolyseanlage bezogen und per Trailer zur Tankanlage nach Graz transportiert. Aufgrund der höheren Reichweite von Brennstoffzellenbussen ergeben sich hier keine wesentlichen Änderungen im laufenden Betrieb, da die Busse, gleich wie konventionell betriebene Busse, nur einmal pro Tag betankt werden müssen.

Ziel des Demonstrationsbetriebs ist es, durch umfassendes Monitoring und Evaluierung Realdaten und damit eine Entscheidungsgrundlage für die optimale Technologie bzw. den optimalen Technologiemix bei vollständiger Dekarbonisierung der Busflotte zu erhalten. Dafür wurde ein mathematisches Optimierungsmodell formuliert und mit umfangreichen Inputdaten befüllt. Das Modell betrachtet verschiedenste emissionsfreie Technologien, wobei jede dieser Technologieoptionen eine Reihe von

<sup>1</sup> Grazer Energieagentur Ges.m.b.H., Kaiserfeldgasse 13, A-8010 Graz, +43 316/811848-28., goettfried@grazer-ea.at, www.grazer-ea.at

<sup>2</sup> Holding Graz – Kommunale Dienstleistungen GmbH, Andreas Hofer Platz 15, A-8010 Graz, +43 316 887-4280, andreas.solymos@holding-graz.at, www.holding-graz.at

fahrzeug-, infrastruktur-, system- und umweltrelevanten Parametern berücksichtigt, welche letztendlich die optimale Technologieauswahl bestimmen. Die Ergebnisse des Optimierungsmodells mit Daten aus dem Realbetrieb werden anschließend in einer Simulation validiert.

Für die zukünftige Versorgung der gesamten Busflotte werden bereits im Projekt verschiedene Szenarien zur Skalierung in Betracht gezogen, welche abhängig von der Technologieentscheidung auf ihre Umsetzbarkeit geprüft werden.

Ein weiteres Ziel im Rahmen des Projekts ist die Erforschung von effizienteren Wegen der Wasserstoffkompression, die starken Einfluss auf die Kosten und Reinheit des Wasserstoffs hat. Um die am besten geeignete Kompressionstechnologie in Abhängigkeit von Anwendungsfällen und Restriktionen spezifischer Anwendungen zu ermitteln, wird ein Simulationsmodell für verschiedene Kompressionspfade und Verkettungsstrategien entwickelt. Darüber hinaus wird eine sogenannte Crosshead-Out-Lösung für die nächste Generation der mechanischen Kompressionstechnologie erarbeitet. Das Ziel besteht darin, die Festigkeits- und Ermüdungseigenschaften von Kohlenstofffasern in Verbundwerkstoffen zu nutzen.

### **Bedarfsabhängiges Shuttle-System**

Um die Attraktivität des öffentlichen Verkehrs für die Anreise zum Flughafen Graz zu erhöhen, wurde ein innovativer On-Demand-Shuttleservice entwickelt, welcher in einer sechsmonatigen Demonstrationsphase getestet wird. Um das Potential sowie die Höhe und Art der Nachfrage nach On-Demand-Services zu ermitteln, wurden anonymisierte Mobilfunkdaten am Standort ausgewertet. Diese Bewegungsdaten dienen als optimale Grundlage in der Entwicklung eines nutzer:innenorientierten Betriebskonzeptes für das On-Demand-Service.

Für den Shuttle-Service werden zwei Mercedes eVito Tourer eingesetzt, welche mit dem innovativen Matrix Charging System ausgestattet werden. Matrix Charging ist ein automatisiertes Schnellladesystem (22 kW AC, 50 kW DC), das E-Autos automatisch und kabellos auflädt, wenn sie über dem Matrix Charging Pad geparkt werden. [2] Da innovative On-Demand-Konzepte eng mit dem autonomen Fahren verknüpft sind, wird ein Konzept für den autonomen Betrieb des On-Demand-Shuttles am Flughafen Graz entwickelt. Das System funktioniert als bedarfsabhängiges Rufsystem. Hierfür wurde eine eigene Plattform auf [www.grz-shuttle.at](http://www.grz-shuttle.at) eingerichtet, auf welcher Nutzer:innen entweder über einen Link oder über das Scannen eines QR-Codes das Shuttle rufen können.

Vorbereitend und begleitend zu den Demonstrationsphasen werden umfassende Maßnahmen zur Bürger:innenbeteiligung und -information entwickelt und durchgeführt. Einerseits soll damit möglichen Ängsten und Unsicherheiten in Bezug auf neue Technologien entgegengewirkt werden. Andererseits soll allgemein mehr Bewusstsein für das Thema Klima- und Umweltschutz geschaffen werden.

## **Schlussfolgerungen**

Aufbauend auf mehreren nationalen und internationalen Strategien ist move2zero die Basis für die gesamte Dekarbonisierung der städtischen Busflotte in Graz. Um eine möglichst große Reichweite des Leuchtturmprojektes zu erzielen, werden dabei Erfahrungen und Know-How am Ende des Projektes an andere Städte und Flottenbetreiber weitergegeben.

Basierend auf einer multi-disziplinären Forschung, die auch industrielle Forschung beinhaltet und einer umfassenden Demonstrationsphase, wird move2zero den Weg zu einer schrittweisen effizienten und effektiven Umstellung städtischer öffentlicher Verkehrssysteme in Richtung emissionsfreier Zukunft ebnen!

## **Referenzen**

- [1] Europäische Union (2019), Richtlinie (EU) 2019/1161 des Europäischen Parlaments und des Rates; <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L1161&from=DE> (Aufgerufen 6. Oktober 2021).
- [2] Easelink (2021). Matrix Charging Key Facts, [https://easelink.com/press/Matrix\\_Charging\\_Key\\_Facts.pdf](https://easelink.com/press/Matrix_Charging_Key_Facts.pdf) (Aufgerufen 9. November 2021).

### 7.3.3. On the Energy Economics and Environmental Benignity of Passenger Cars in Europe

Amela AJANOVIC<sup>1</sup>, Reinhard HAAS

#### Overview

Transport is still the end use sector with highest increasing emissions and lowest energy efficiency. Among the different modes passenger cars state the major problem for fossil energy demand and GHG emissions as well as local pollution. At least since the early 2000s efforts are under way to make passenger cars more environmentally benign and more energy efficient. An important role play the prospects of alternative powertrains like battery electric vehicles (BEV), hybrid electric vehicles (HEV) and hydrogen-based fuel cell vehicles (FCV). However, the high investment costs of these new technologies are still the major barrier for their broader market penetration.

The core objective of this paper is to investigate the energy economic and environmental state in passenger car transport in Europe and to analyze the future market prospects. In addition we analyse the prospects of alternative powertrains such as CNG vehicles, BEV, HEV and FCV in a dynamic framework up to 2050 in comparison to conventional passenger cars for average conditions of EU-15 countries.

#### Method

For the economic analyses we consider investment costs, operating and maintenance costs, and fuel costs. Our formal economic framework starts with calculating the total driving costs  $C_{drive}$  per year (All cost values in this paper refer to EUROS of 2020):

$$C_{drive} = IC \alpha + P_f FI skm + C_{O\&M} \quad [€/car/year] \quad (1)$$

where:

IC.....investment costs [€/car]

$\alpha$ .....capital recovery factor

skm....specific km driven per car per year [km/(car.yr)]

$P_f$ .....energy price incl. taxes [€/kWh]

$C_{O\&M}$ ...operating and maintenance costs

FI.....energy consumption [kWh/100 km]

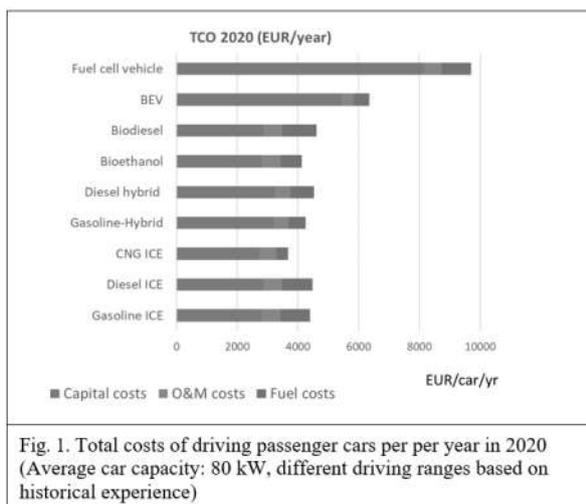


Fig. 1. Total costs of driving passenger cars per per year in 2020 (Average car capacity: 80 kW, different driving ranges based on historical experience)

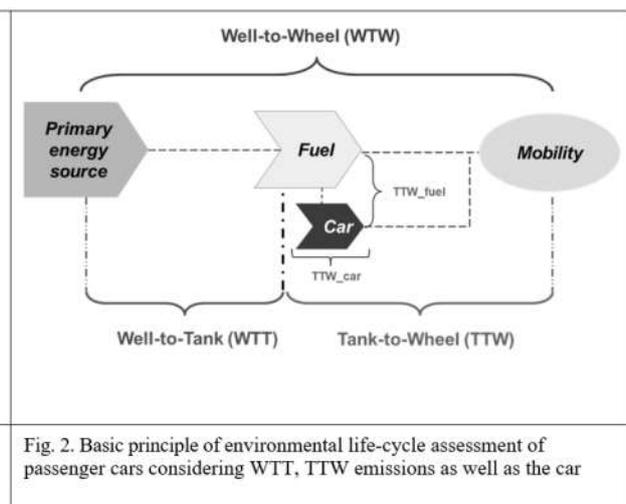


Fig. 2. Basic principle of environmental life-cycle assessment of passenger cars considering WTT, TTW emissions as well as the car

<sup>1</sup> Energy Economics Group, Vienna University of Technology, Ajanovic@eeg.tuwien.ac.at

The fuel price depends on the cost of fuel  $C_f$ , and possible VAT, excise and CO<sub>2</sub> taxes. Fig. 2 shows the method of approach for the environmental assessment considering the well-to-tank (WTT) -, tank-to-wheel (TTW) CO<sub>2</sub> emissions of the fuels as well as the CO<sub>2</sub> emissions of the car production.

## Results

The most important results are: (i) Fig. 1 describe the cost structure of total costs of driving for different types of cars in 2020. Note, that the costs of diesel are higher than petrol because of more km driven per year and because of higher investment costs of diesel cars. We can see that the advantages of alternative powertrains regarding lower fuel costs are more than compensated by higher capital costs in 2020; (ii) Fig. 3 compares the different categories of emissions of conventional as well as BEV, HEV and FCV from various energy sources in 2020 for the average of EU-countries. The difference in the options of BEV presented is the primary energy source of electricity. On the one hand, this energy carriers are produced from renewable energy sources (RES) such as wind, hydro or PV, on the other hand electricity is generated in coal-fired or natural gas-fired power plants. This is of tremendous importance for the environmental assessment of BEV conducted in this paper. Similar is the difference between the presented FCV. A major perception of this figure is that despite BEV and FCV do not emit CO<sub>2</sub> in the TTW-phase they are environmentally unfavourable to conventional cars if the electricity used is generated in fossil power plants. (iii) Despite the efficiency gap to conventional cars will become smaller because higher technical improvement potentials for especially hybrid electric vehicles (HEV) exist, also in the long run BEV and FCV will remain the most environmentally benign options; (iv) the major uncertainty regarding BEV and FCV is how fast cost reduction due to Technological Learning will take place especially for batteries and fuel cells, see Fig. 4; (v) hybrid electric vehicles are currently the most efficient and most effective fossil fuels-based vehicles; Yet they are not considered as Zero-emission cars proper for driving in cities; (vi) Finally, CO<sub>2</sub> costs (e.g. taxation) will play a crucial role for the final future fuel mix. E.g. Oslo in Norway is a city with one of the highest penetrations of BEVs in the world. One major reason is that – among other incentives – the driving costs of conventional cars are very high compared to rather cheap electricity costs for BEV drivers.

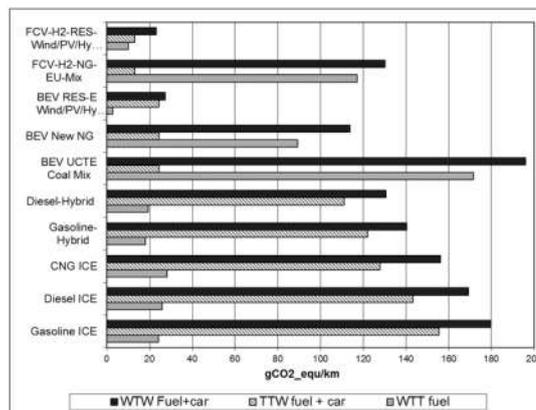


Fig. 3. WTT-, TTW- and WTW net CO<sub>2</sub> emissions of various vehicles and energy sources in 2020 for the average of EU-15 countries (Car size: 80 kW)

Abbreviations: NG... Natural gas, CNG...compressed natural gas, H2... Hydrogen

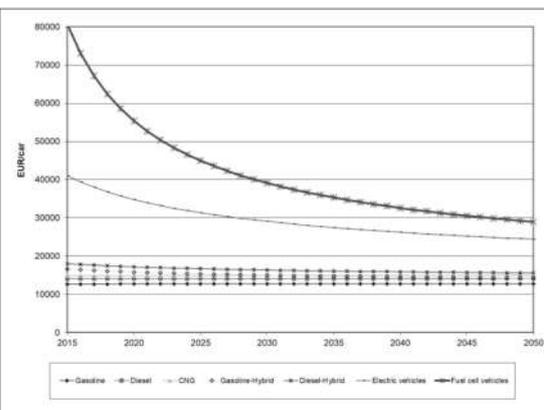


Fig. 4. Development of investment costs of the considered powertrains over time considering Technological Learning 2020 - 2050

## Conclusions

The major conclusions of this analysis are:

- The way towards a sustainable passenger car mobility system has to be accompanied by rigorous policy measures;
- Either the most efficient types of vehicles will in future only play a significant role if the proper mix of CO<sub>2</sub>-taxes, intensified R&D, and corresponding riding down the Learning Curve (e.g. batteries for EVs and fuel cells) as well as non-monetary incentives are implemented timely;
- Or if the bans of diesel and petrol vehicles as already announced in different cities and countries will be put into practice.

### 7.3.4. Entwicklung einer Quelle-Ziel-Zeit-Matrix auf Basis freier Datenquellen als Planungsgrundlage für eine energieeffizientere Mobilität

Marius MADSEN<sup>1</sup>, Lukas SPENGLER<sup>2</sup>, Marc GENNAT<sup>3</sup>

#### Einleitung

Der Straßenverkehr war im Jahr 2018 in der Europäischen Union für 26 % aller CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich [3]. Energieeffiziente und umweltfreundliche Mobilität wirkt sich daher unmittelbar positiv und signifikant auf die Klimabilanz aus. Für eine Simulation und Optimierung von Verkehrssystemen, wie Straßenverkehr oder ÖPNV, ist die Kenntnis der Wege von Verkehrserzeugern zu Senken in Abhängigkeit von der Uhrzeit notwendig [1]. Im Folgenden wird eine Methode vorgestellt, um eine solche dreidimensionale Quelle-Ziel-Zeit-Matrix komplett auf Basis frei zugänglicher Datenquellen abschätzen zu können.

#### 400-Meter-Rasterung

Die Methode wird am Beispiel der Stadt Krefeld (NRW, Deutschland) vorgestellt. Um das Stadtgebiet numerisch abzubilden, wird dieses in 400x400 Meter-Zellen diskretisiert. Damit ergibt sich eine Rasterung mit 794 Zellen. Jeder tatsächliche Start- und Zielpunkt eines Weges kann einer Zelle zugeordnet werden. Daraus resultieren 630.436 mögliche innerstädtische Wegverbindungen zwischen diesen Zellen.

#### Datenquellen

In Deutschland sind seit 2015 die Liegenschaftskataster aller Bundesländer frei nutzbar [6]. Im Liegenschaftskataster der Stadt Krefeld sind 145.143 Gebäude mit Angaben zur Grundfläche, Etagenanzahl und 253 unterschiedlichen Gebäudefunktionen, wie zum Beispiel „Bürogebäude“ oder „Wohnhaus“, enthalten [5].

Außerdem, müssen Daten vorliegen, aus denen hervorgeht, wie viele Wege zwischen einzelnen Stadtteilen oder Bezirken stattfinden, wie sich Wege zeitlich über den Tag verteilen und welche Reisezwecke (Heimweg, Arbeiten, Einkaufen, etc.) dabei zugeordnet sind. Für die Stadt Krefeld liegen diese Daten in Form einer Mobilitätsbefragung vor [1].

Für den Reisezweck „Wohnen“ lässt sich die Methode erweitern, indem statistische Informationen über die Bevölkerung eingearbeitet werden. Für Krefeld liegen diese Daten als „Bezirksatlas“ vor [4].

#### Methode

##### *Erste Näherung durch Vorwärtsrechnung*

Zur Verknüpfung des Liegenschaftskatasters mit der Mobilitätsbefragung werden die 253 Gebäudefunktionen in zehn Kategorien zusammengefasst. Gebäude mit hybriden Gebäudefunktionen werden anteilig zugeordnet.

Im Folgenden wird näherungsweise angenommen, dass ein Weg immer von einem Gebäude zu einem anderen stattfindet. Zum Beispiel muss ein „Arbeitsweg“ nicht bei einem „Wohnen“-Gebäude beginnen, wenn vor der Arbeit z. B. noch ein Arztbesuch („Besorgungen“) stattfindet. Ein Weg mit dem Zweck

<sup>1</sup> Hochschule Niederrhein, SWK E<sup>2</sup> - Institut für Energietechnik und Energiemanagement, Reinarzstr. 49, 47805 Krefeld, Germany, +49 2151822 6697, marius.madsen@hs-niederrhein.de, www.hs-niederrhein.de/swk-e2

<sup>2</sup> Hochschule Niederrhein, SWK E<sup>2</sup> - Institut für Energietechnik und Energiemanagement, Reinarzstr. 49, 47805 Krefeld, Germany, +49 2151822 5122, lukas.spengler@hs-niederrhein.de, www.hs-niederrhein.de/swk-e2

<sup>3</sup> Hochschule Niederrhein, SWK E<sup>2</sup> - Institut für Energietechnik und Energiemanagement, Reinarzstr. 49, 47805 Krefeld, Germany, +49 2151822 5112, marc.gennat@hs-niederrhein.de, www.hs-niederrhein.de/swk-e2

„geschäftlich unterwegs“ beginnt und endet in dieser Modellierung immer bei einem Gebäude mit der Kategorie „Arbeiten“.

Es werden die kumulierten Nutzflächen einer Gebäudekategorie der jeweiligen Zellen in derer die Gebäude stehen zugeordnet. Durch eine einfache Vorwärtsrechnung ist es nun möglich, die Anzahl aller Wege einer Uhrzeit mit einem Reisezweck (z. B. „Einkaufen“) den zugeordneten Flächen („Einkaufen“) und damit den einzelnen Zelle-zu-Zelle-Relationen der Stadt zuzuweisen.

Durch den Bezirksatlas der Stadt Krefeld ist bekannt, in welchem statistischen Bezirk wie viele Menschen wohnen [4]. Es wird angenommen, dass damit Wege die in Wohngebäuden beginnen oder enden, genauer abgeschätzt werden können.

### ***Nebenbedingungen und Parameterschätzverfahren***

Durch die Daten der Mobilitätsbefragung ist ebenfalls bekannt, wie viele Wege eines Tages in jeden Stadtteil führen. Diese Nebenbedingung wird durch die einfache Vorwärtsrechnung teilweise verletzt. Dies wurde erwartet, da die ideelle Verteilung der Wege auf die Gebäudeflächen nur eine Näherung darstellt. Um ein Ergebnis zu erhalten, welches diese Nebenbedingung einhält, wurde ein Parameterschätzverfahren mit dieser und weiteren Nebenbedingungen (u.a. gibt es keine negativen Wege) angewendet.

### **Ergebnis und Ausblick**

Es steht eine Quelle-Ziel-Zeit-Matrix zur Verfügung, mit derer die energieeffiziente Mobilität der Zukunft geplant werden kann. Durch eine Erweiterung der Methode könnte zukünftig für jede Zelle-zu-Zelle-Relation der Modal-Split für jede Zeiteinheit abgeschätzt werden. Dies könnte z. B. mit den Ergebnissen der Mobilitätsbefragung oder mit der Bestimmung von verkehrsmittelspezifischen Reisewiderständen jeder einzelnen Zelle-zu-Zelle Relation erfolgen.

Die vorgestellte Methode ist übertragbar auf alle Städte, für die eine Mobilitätsbefragung erstellt wurde und welche ein digitales Liegenschaftskataster bereitstellen. Durch die Quelle-Ziel-Zeit-Matrix könnten ÖPNV-Angebote optimiert beziehungsweise in weiterer Zukunft der Einsatz von autonomen Kleinbussen organisiert werden.

### **Referenzen**

- [1] M. Alesić, „Dynamische Umlegung von Quelle-Ziel-Matrizen mit einem makroskopischen Verkehrsflussmodell“. Stuttgart: Springer Vieweg, 2012.
- [2] C. Helmert und H. Henninger, „Mobilitätsbefragung zum werktäglichen Verkehrsverhalten der Bevölkerung in der Stadt Krefeld“. Aachen: Ingenieurbüro Helmert, 2017.
- [3] Statistisches Bundesamt, „Straßenverkehr: EU-weite CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 1990 um 24 % gestiegen“. Destatis, [https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Umwelt-Energie/CO<sub>2</sub>\\_Strassenverkehr.html](https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Umwelt-Energie/CO2_Strassenverkehr.html) (Aufgerufen 30.November, 2021).
- [4] Stadt Krefeld, „Bezirksatlas 2018“. Krefeld: Stadt Krefeld - Abteilung Statistik und Wahlen, 2019.
- [5] Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, „Liegenschaftskataster Stadt Krefeld“. Stadt Krefeld, <https://open.nrw/dataset/liegenschaftskataster-stadt-krefeld-odp> (Aufgerufen 12.Februar, 2021).
- [6] Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltungen der Länder der Bundesrepublik Deutschland, „Amtliches Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS®)“. AdV, <https://www.adv-online.de/Adv-Produkte/Liegenschaftskataster/ALKIS/> (Aufgerufen 30.November, 2021).

### 7.3.5. Technoökonomische Betrachtung einer Firmenflotte mit zusätzlichen Komfort-Nebenbedingungen

Markus SCHINDLER(\*)<sup>1</sup>, Lukas GNAM<sup>2</sup>, Claudia MAIER<sup>1</sup>, Christian PFEIFFER<sup>1</sup>

#### Einleitung

Die zunehmende Anzahl an elektrisch betriebenen Fahrzeugen stellt die vorhandene Energieinfrastruktur vor neue Herausforderungen, bietet aber im Gegensatz auch die Möglichkeit, neuartige Nutzungskonzepte zu entwickeln. Gepaart mit dem ehrgeizigen Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien drastisch und nachhaltig zu erhöhen, wird ein effizienter Umgang mit Last- und Erzeugungsspitzen umso wichtiger. Hier spielt unter anderen der sogenannte Vehicle-to-Grid (V2G) Ansatz eine bedeutende Rolle. Durch die Verwendung von Elektrofahrzeugen als Flexibilitäten können unter anderem Lastspitzen minimiert oder zeitlich verschoben werden. Der V2G-Ansatz ist schon seit geraumer Zeit bekannt und wurde auch bereits eingehend untersucht [1], jedoch steht eine Umsetzung im großflächigen Rahmen noch aus. Hier ergeben insbesondere die soziale Akzeptanz der beteiligten Stakeholder, die wirtschaftliche Machbarkeit, aber auch die Auswirkungen auf die bestehenden Energienetze noch offene Fragen. Da es verschiedenste V2G-Nutzungskonzepte gibt, die sich auch grundsätzlich in ihrer Herangehensweise voneinander unterscheiden (z.B. Car-Sharing vs. Firmenflotten), konzentriert sich diese Arbeit auf den Fall einer elektrifizierten Firmenflotte. Die Hauptziele in diesem Fall bestehen darin, dass ein Unternehmen seine vorhandenen, konventionell betriebenen Fahrzeuge so effizient wie nur möglich ersetzt und mit den Elektrofahrzeugen soziale und wirtschaftliche Vorteile erzielen kann. Zu diesen Vorteilen zählen unter anderem die optimale Ausnutzung firmeneigener Photovoltaik (PV)-Anlagen, die sowohl den Eigenbedarf des Unternehmens decken aber auch für die Ladung der Elektrofahrzeuge dienen. Aufgrund der intermittierenden Erzeugungsprofile von PV-Anlagen und der Tatsache, dass Elektrofahrzeuge die meiste Zeit geparkt und an das Stromnetz angeschlossen sind, können die Batterien der Fahrzeuge als zusätzliche Flexibilitäten genutzt werden, um den Eigenverbrauch zu erhöhen oder das lokale Netz zu stabilisieren. Die meisten Optimierungsmodelle konzentrieren sich jedoch vor allem auf technische oder wirtschaftliche Faktoren [2]. In dieser Arbeit sollen aber auch soziale Faktoren in das gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsmodell (MILP) eingebaut werden. Hierzu zählt zum Beispiel der gewünschte Ladezustand eines Fahrzeuges bei seiner geplanten Abfahrtszeit, um ein Aufladen während einer Tagestour zu vermeiden. Auch der thermische Komfort im Elektrofahrzeug ist ein relevanter Faktor für Nutzer\*innen. Diese reduzieren oftmals ihren Komfort, wenn sie während der Fahrt um die Reichweite des Elektrofahrzeugs besorgt sind. Um Strom zu sparen und somit ihre Reichweite zu erhöhen, deaktivieren sie ihre Heizung oder Kühlung und beeinträchtigen damit ihr Fahrerlebnis [3]. Khatoon und Kim [4] haben eine Analyse des thermischen Komforts in der Kühlungsphase von Personenkraftwagen mittels Simulationen und deren Vergleich mit bestehenden Komfort-Modellen durchgeführt. Sie beschreiben ein thermisch komfortables Fahrzeugumfeld mit einem Temperaturrahmen von 21-25,5°C, während der Unterschied zwischen Kopf und Füßen maximal 3°C betragen darf.

#### Methoden

Hinsichtlich des thermischen Komforts im Fahrzeuginnenraum gibt es neben der Temperatur noch weitere Faktoren, die zu berücksichtigen sind. Die Außentemperatur, der Luftstrom, die Luftfeuchtigkeit und die Sonnenbestrahlung sind beispielsweise weitere Einflussfaktoren [5], ebenso die Hauttemperatur und die Kleidung der Fahrer\*innen [6]. Hierzu wird in dieser Arbeit ein Überblick über den momentanen Stand des Wissens zur Einbettung dieser sozialen Faktoren zum Komfort in technisch-wirtschaftliche Optimierungsprobleme gegeben. Abschließend wird gezeigt, wie diese Faktoren als zusätzliche Terme in die Zielfunktion des Optimierungsproblems aufgenommen werden können. Unter Berücksichtigung dieser Komfortterme werden Ergebnisse erster Modellrechnungen gezeigt. Um die Interaktion der einzelnen Komponenten (PV-Anlagen, Stromspeicher, Elektrofahrzeuge) untersuchen zu können, wird ein

<sup>1</sup> Forschung Burgenland GmbH, 7000 Eisenstadt Campus 1, markus.schindler@forschung-burgenland.at

<sup>2</sup> Fachhochschule Burgenland GmbH, 7423 Pinkafeld Steinamangerstraße 21

MILP erstellt. Ziel dieses Optimierungsmodells ist die Minimierung der Gesamtkosten des Systems (bei Umstellung einer konventionellen auf eine elektrisch betriebene Firmenflotte). In die Kostenfunktion werden hierbei neben den Komfortfaktoren sowohl Investitionskosten für die einzelnen Komponenten, als auch die Betriebskosten miteinbezogen. Die Stromkosten setzen sich aus dem Day-Ahead-Handel für die Energiekosten und einem gemessenen Leistungspreis zusammen. Zusätzlich werden die Größe der PV-Anlage und die Größe des zusätzlichen Batteriespeichers als Variable im Modell berücksichtigt. Somit entscheidet das MILP-Modell über die optimale Größe beider Subsysteme. Das Modell wird mit dem Python Package Pyomo [8] erstellt. Im ersten Optimierungslauf werden bidirektionale Ladesäulen für alle Elektrofahrzeuge im Fuhrpark bereitgestellt. Im zweiten Optimierungslauf wird die Entscheidung über Investitionen in bidirektionale Ladesäulen während der Optimierung getroffen.

## Ergebnisse

Unter Berücksichtigung der Komfort-Nebenbedingungen zeigt sich im ersten Optimierungslauf, dass das System die Preisschwankungen ausnützt. In Niedrigpreisphasen wird großzügig Energie aus dem Netz bezogen, in Hochpreisphasen wird die Energie dann ins Netz zurück gespeist. Hierfür werden auch die größten Ladesäulen mit 22kW gewählt. Die Ergebnisse des zweiten Optimierungslaufs zeigen, dass die geringsten Kosten für das Gesamtsystem ohne Investitionen in bidirektionale Ladesäulen anfallen. Es werden hier auch Ladesäulen mit einer Leistung von 3,2kW gewählt.

## Danksagung

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen der FTI-Initiative „Vorzeigeregion Energie“ durchgeführt.

## Referenzen

- [1] F. Mwasilu, J. J. Justo, E.-K. Kim, T. D. Do und J.-W. Jung, „Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 3 April 2014.
- [2] L. Di Natale, L. Funk, M. Rüdüsüli, B. Svetozarevic, G. Pareschi, P. Heer und G. Sansavini, „The Potential of Vehicle-to-Grid to Support the Energy Transition: A Case Study on Switzerland,“ *Energies*, 7 August 2021.
- [3] M. Wikström, L. Hansson und P. Alvfors, „Investigating barriers for plug-in electric vehicle deployment in fleets,“ *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 49, pp. 59-67, 2016.
- [4] S. Khatoon und M. H. Kim, „(2020). Thermal comfort in the passenger compartment using a 3-D numerical analysis and comparison with fanger’s comfort models.,“ *Energies*, 13(3), p. 690, 2020.
- [5] H. Zhang, L. Dai, G. Xu, Y. Li, W. Chen und W.-Q. Tao, „Studies of air-flow and temperature fields inside a passenger compartment for improving thermal comfort and saving energy. Part I: Test/numerical model and validation,“ *Applied Thermal Engineering*, 29, pp. 2022-2027, 2009.
- [6] X. Zhou, D. Lai und Q. Chen, „Experimental investigation of thermal comfort in a passenger car under driving conditions,“ *Building and Environment*, 149, pp. 109-119, 2019.
- [7] M. L. Bynum, G. A. Hackebeil, W. E. Hart, C. D. Laird, B. L. Nicholson, J. D. Sirola, J.-P. Watson und D. L. Woodruff, *Pyomo-optimization modeling in python*, Springer Science & Business Media, 2021.
- [8] W. E. Hart, J.-P. Watson und D. L. Woodruff, „Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python,“ *Mathematical Programming Computation*, pp. 219-260, 2011.

### 7.3.6. Berechnung von räumlich und zeitlich aufgelösten Durchschnittsgeschwindigkeiten aus FCD zur Effizienzsteigerung im Straßenverkehr

Lukas SPENGLER<sup>1</sup>(\*), Marius MADSEN<sup>2</sup>, Marc GENNAT<sup>3</sup>

#### Einleitung

Um energieeffiziente und nachhaltige Verkehrskonzepte entwickeln zu können, sind Mobilitätsdaten unerlässlich. Hierzu zählen Informationen zu Straßenverkehrsflüssen, wie die durchschnittliche Fahrgeschwindigkeit und Querschnittsbelastungen. Während die Datenhoheit heute bei Großkonzernen liegt, müssen kommunale Verkehrsplaner häufig mit wenigen und schlecht aufbereiteten Datensätzen arbeiten, um Probleme im Verkehrssystem zu identifizieren.

In diesem Beitrag werden Floating Car Data (FCD) ausgewertet, um hochaufgelöste Durchschnittsgeschwindigkeiten zu berechnen und die tageszeitliche Verteilung der Geschwindigkeit auf Hauptstraßen mit der tageszeitlichen Verteilung der Anzahl an Personen im Verkehr verglichen.

#### Methode

##### *Rohdaten und Straßennetz*

FCD sind eine Liste mit geografischen Koordinaten mit dem dazugehörigen Zeitstempel. Für das vorliegende Beispiel wurden Daten von einem Krefelder Taxiunternehmen bereitgestellt, aus denen zusätzlich hervorgeht, welchen Besetzungsgrad das Fahrzeug zum jeweiligen Zeitpunkt hatte. Der Datensatz umfasst insgesamt 17 Millionen Datenpunkte von 38 Fahrzeugen aus dem Jahr 2019. Zu beachten ist, dass die Daten in Abhängigkeit der Zeit und der Fahrgeschwindigkeit un stetig aufgezeichnet wurden und der Zeitstempel nur mit einer Minutenaufösung abgespeichert wurde.

Für das Straßennetz werden die Rohdaten des frei verfügbaren Kartenmaterials von OpenStreetMap [1] genutzt. Hierbei stellt eine Kreuzung einen Knoten des Graphen dar und der Straßenabschnitt, der die beiden Kreuzungen verbindet, eine Kante. Als Kantengewicht wird die Länge des Straßenabschnitts genutzt. Zudem sind der Straßename und die zulässige Höchstgeschwindigkeit zu jeder Kante hinterlegt. [2]

##### *Geschwindigkeitsberechnung*

Der entwickelte Algorithmus filtert die FCD mit einem nichtrelevanten Besetzungsgrad „frei“, „Pause“ und „Funk aus“ heraus und trennt die übrigen Daten in einzelne Fahrten. Diese Fahrten werden nun in Abhängigkeit von ihrer Startzeit in stündliche Zeitgruppen unterteilt, die separat ausgewertet werden. Eine höhere zeitliche Auflösung oder Unterscheidung von Wochentagen, Feiertagen und Ferienzeiten ist mit der gleichen Methodik möglich, wenn ausreichend Datenpunkte vorhanden sind, wurde hier aber nicht angewandt.

Die FCD-Punkte der jeweiligen Fahrten einer Zeitgruppe werden mit den Kanten des Graphen verknüpft und bilden eine Route bzw. Liste von Kanten-IDs. Aus den Zeitstempeln wird die Fahrzeit der Route berechnet. Mittels Parameterschätzverfahren können so die Durchschnittsgeschwindigkeiten aller Kanten für jede Zeitgruppe berechnet werden. Die Werte aller Zeitgruppen einer Kante werden als

---

<sup>1</sup> Hochschule Niederrhein, SWK E<sup>2</sup> - Institut für Energietechnik und Energiemanagement, Reinartzstr. 49, 47805 Krefeld, Germany, +49 2151822 5122, lukas.spengler@hs-niederrhein.de, www.hs-niederrhein.de/swk-e2

<sup>2</sup> Hochschule Niederrhein, SWK E<sup>2</sup> - Institut für Energietechnik und Energiemanagement, Reinartzstr. 49, 47805 Krefeld, Germany, +49 2151822 6697, marius.madsen@hs-niederrhein.de, www.hs-niederrhein.de/swk-e2

<sup>3</sup> Hochschule Niederrhein, SWK E<sup>2</sup> - Institut für Energietechnik und Energiemanagement, Reinartzstr. 49, 47805 Krefeld, Germany, +49 2151822 5112, marc.gennat@hs-niederrhein.de, www.hs-niederrhein.de/swk-e2

Vektor neben der Länge der Kante als weiteres Kantengewicht zugeordnet. So können Graphenalgorithmen wie der Dijkstra-Algorithmus [3] nicht nur den kürzesten, sondern auch den schnellsten Weg zwischen zwei Punkten und dessen Fahrzeit bestimmen.

## Auswertung

Die ermittelten Durchschnittsgeschwindigkeiten lassen sich grafisch darstellen, um Problemzonen im Straßenverkehr aufzudecken (siehe Abbildung 1). Wenn die Durchschnittsgeschwindigkeit zu einer bestimmten Tageszeit niedrig ist, ist das Verkehrsaufkommen hoch. In diesem Fall und auch wenn die Durchschnittsgeschwindigkeit außerhalb der Stoßzeiten deutlich unter der zulässigen Höchstgeschwindigkeit liegt, kann eine Anpassung der Lichtsignalanlagen-Schaltzeiten in Betracht gezogen werden.

Tabelle 1: Bedeutung der Farbe in Abbildung 1

Farbe	Geschwindigkeit [km/h]
Rot	$\leq 10$
Magenta	$\leq 20$
Grün	$\leq 30$
Cyan	$\leq 50$
Blau	$\leq 70$
Schwarz	$> 70$



Abbildung 1: Durchschnittsgeschwindigkeiten auf wichtigen Straßen in Krefeld zwischen 08:00 und 09:00 Uhr

Zudem können die zeitlich aufgelösten Geschwindigkeiten einer vielbefahrenen Kante betrachtet und für eine Plausibilitätsprüfung mit dem Tagesgang von Verkehrswegen aus einer Mobilitätsbefragung verglichen werden. Abschließend können Fahrzeiten von Routen zur Validierung und Verifizierung mit anderen Routenplanungstools wie Graphhopper oder Google Maps verglichen werden.

Diese Methodik ist allgemein anwendbar und die Algorithmen sollen in einem anstehenden Forschungsprojekt auf Open Source-Plattformen zur Verfügung gestellt werden.

## Referenzen

- [1] OpenStreetMap contributors: Planet dump [data file from 09.04.2021]. Retrieved from <https://download.geofabrik.de/>
- [2] Spengler, L., Gennat, M.: Fahrzeitermittlung im städtischen Raum mittels Google API. In: Proff, H. (eds) Making Connected Mobility Work. Springer Gabler, Wiesbaden (2021). doi:10.1007/978-3-658-32266-3\_52
- [3] Dijkstra, E.W.: A note on two problems in connexion with graphs. Numerische Mathematik 1, 569-271. Springer (1959). doi:10.1007/BF013863901

## 7.4. ELEKTROMOBILITÄT

### 7.4.1. Netzdienliche Konzepte basierend auf Vehicle to Grid

Fabian BOUDA<sup>1</sup>, Carlo CORINALDESI<sup>2</sup>, Georg LETTNER<sup>3</sup>

Elektrische Netze spielen eine zentrale Rolle bei der Umsetzung der Energiewende. Der steigende Bedarf an elektrischer Energie durch Elektrofahrzeuge und zusätzliche Verbraucher, wie z.B. Wärmeanlagen, sowie die zunehmende dezentrale Erzeugung stellen die Netze vor neue Herausforderungen. Bei Vehicle to Grid (V2G) wird die Ladeleistung von Elektrofahrzeugen gesteuert sowie Energie ins Netz zurück gespeist. Durch gezielte Lade- bzw. Entladekonzepte kann dadurch insbesondere das Verteilnetz weniger stark zusätzlich belastet oder gegebenenfalls sogar entlastet werden. Im Rahmen des *Green Energy Lab* Leuchtturmprojekts *Car2Flex* werden verschiedene V2G Lade- bzw. Entladekonzepte im Hinblick auf die Netzdienlichkeit untersucht.

#### Netzverträglichkeit, Netzdienlichkeit und Systemdienlichkeit

Damit eine elektrische Anlage netzverträglich ist und ans Netz angeschlossen werden darf, muss sie die TOR [1],[2] erfüllen. Darüber hinaus können die Anlagen netzdienlich und systemdienlich betrieben werden. Netzdienliches Verhalten, auch netzfreundliches Verhalten genannt, kann

- 13) die Auslastung von Betriebsmitteln,
- die Netzqualität, bestehend aus Spannungs- und Frequenzqualität [3], oder
- 14) die Schutzkonzepte durch Bereitstellung von Kurzschlussleistung

positiv beeinflussen oder zumindest die negativen Auswirkungen durch die Anlage verringern. Im Rahmen der Untersuchungen werden nur die Punkte 1) und 2) betrachtet. Systemdienliches Verhalten zielt auf das Energiesystem als Ganzes ab und kann auch netzdienlich sein. Die Zusammenhänge zwischen den Begriffen können wie in Abbildung 1 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden**



**werden.** dargestellt definiert werden. In den Netzanalysen im Projekt *Car2Flex* steht das Thema Netzdienlichkeit, wie hier beschrieben, im Fokus.

Abbildung 4: Zusammenhang zwischen Netzverträglichkeit, Netzdienlichkeit und Systemdienlichkeit

#### Lastflussberechnungen zur Beurteilung der Netzdienlichkeit

Die Lastflussberechnungen werden auf Basis von optimierten Lade- bzw. Entladekonzepten durchgeführt. In einem der Untersuchungen vorangehenden Schritt wird die Lade- bzw. Entladeleistung optimiert, so dass die Kosten minimiert oder der Eigenverbrauch maximiert werden. Die

<sup>1</sup> TU Wien, Gußhausstr. 25, 1040 Wien, 01/58801 - 370113, [bouda@ea.tuwien.ac.at](mailto:bouda@ea.tuwien.ac.at), [tuwien.ac.at](http://tuwien.ac.at)

<sup>2</sup> TU Wien, Gußhausstr. 25, 1040 Wien, 01/58801 - 370370, [corinaldesi@eeg.tuwien.ac.at](mailto:corinaldesi@eeg.tuwien.ac.at), [tuwien.ac.at](http://tuwien.ac.at)

<sup>3</sup> TU Wien, Gußhausstr. 25, 1040 Wien, 01/58801 - 370376, [lettner@eeg.tuwien.ac.at](mailto:lettner@eeg.tuwien.ac.at), [tuwien.ac.at](http://tuwien.ac.at)

Mobilitätsnachfrage der NutzerInnen soll dabei stets gedeckt sein. Es wird in drei Use Cases zwischen Car-Sharing in Mehrparteienhäusern, Fahrzeugflotten in kleinen bis mittelgroßen Unternehmen sowie Privathaushalten mit Elektroautos unterschieden. Die dabei entstehenden angeforderten Leistungsverläufe werden in einer quasi-dynamische Lastflussberechnung auf technische Durchführbarkeit überprüft. Es werden mehrere repräsentative Netze untersucht.

### **Regelstrategien gemäß TOR**

In den TOR Erzeuger [2] werden für Anlagen, die ins Netz einspeisen, mehrere Regelstrategien wie  $Q(U)$ ,  $P(U)$  und  $\cos\varphi(P)$  verpflichtend vorgeschrieben. Welche Regelstrategie in der Praxis einzustellen ist, obliegt der Entscheidung des Netzbetreibers. Die Regelstrategie beeinflusst die Wirk- und Blindleistung der Anlage. Die Blindleistung muss mit anderen Anlagen im Netz koordiniert werden und hängt auch mit der Amplitude der Spannung zusammen. In den Lastflussberechnungen werden verschiedene Regelstrategien untersucht und miteinander verglichen.

### **Umsetzung der netzdienlichen Konzepte**

Bei der Umsetzung der netzdienlichen Konzepte stellt sich die Frage, wie und an welcher Stelle die Steuerung oder Regelung implementiert wird. Die Umsetzung kann prinzipiell

- intern und marktpreisgesteuert oder eigenverbrauchsoptimiert, intern und netzdienlich, wie z.B. durch Verringerung der Ladeleistung zu Tageszeiten mit typisch hoher Last oder
- extern vom Netzbetreiber gesteuert

implementiert werden. Die marktpreisgesteuerte Netzdienlichkeit kann auf mehrere Arten erfolgen. Einerseits können Day-Ahead- und Intradaypreise unter Umständen die Erzeugungs- und Verbrauchssituation abbilden. Andererseits könnten auch hier zukünftig die Netzbetreiber mit monetären Anreizen, wie z.B. in den Tarifen 2.1 [4] vorgeschlagen, steuernd eingreifen. Die Eigenverbrauchsoptimierung kann netzdienlich sein, was aber nicht in allen Situationen zutreffen muss. Die Lastflussberechnungen im Rahmen von *Car2Flex* sollen diese möglichen Implementierungen in Kombination mit verschiedenen Regelstrategien gegenüberstellen.

### **Angestrebte Ergebnisse**

Bei der Auswertung wird die Einhaltung der Spannungsbänder sowie die thermische Auslastung der Betriebsmittel untersucht. Ziel ist es herauszufinden, welche Durchdringung mit Elektrofahrzeugen die einzelnen Konzepte erlauben. Dabei sollen die Unterschiede bei den Use Cases Sharing, Flotte und Individual einander gegenübergestellt werden. Die Auswirkungen der verschiedenen Regelstrategien, wie  $Q(U)$ ,  $P(U)$  und  $\cos\varphi(P)$ , sind ebenfalls Gegenstand der Untersuchungen. Zusätzlich kann abgeschätzt werden, ob Bedarf an steuernden Maßnahmen durch den Netzbetreiber besteht.

### **Ergebnisse im Projekt Car2Flex**

Das Projekt läuft von Jänner 2021 bis Dezember 2024. Die Lastflussberechnungen werden zum Großteil im Jahr 2022 durchgeführt. Die Erkenntnisse können bei der Umsetzung an 15 Demostandorten mit bidirektionalen Ladesäulen direkt angewandt, untersucht und auf Praxistauglichkeit überprüft werden. Neben den technischen und ökonomischen Betrachtungen werden auch sozialwissenschaftliche Themen behandelt. Das Leuchtturmprojekt *Car2Flex* (880780) wird im Rahmen der 3. Ausschreibung im Programm Vorzeigeregion Energie des Klima- und Energiefonds gefördert.

### **Referenzen**

- [1] Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D, Hauptabschnitt D1, Version 2.0, D2, Version 2.4, D3, Version 2.1
- [2] Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D,
  - a. TOR Erzeuger Typ A, TOR Erzeuger Typ B, Version 1.1
- [3] Valentin Crastan, Elektrische Energieversorgung 1, 4. Auflage, 2015, Springer Vieweg
- [4] Tarife 2.1, Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich, (26. November, 2021), Energie-Control Austria

## 7.4.2. PiVoZwo: Plugged-in Vehicles, optimiert –Ein Qualitätsstandard zur Netzdienlichkeit von selbstregelnden Lasten

Gunnar KAESTLE<sup>1</sup>, Stefan KASTNER<sup>2</sup>, Matthias BREUST<sup>3</sup>, Tomi ENGEL<sup>4</sup>

### Verbraucher regeln sich selbst

Die Selbstregulierung ist wichtig für die Resilienz von Elektroenergiesystemen. Die Frequenz wird automatisch durch die frequenzabhängige Wirkleistungsaufnahme bestimmter Lasten stabilisiert [1], einschließlich direkt gekoppelter elektrischer Antriebe wie Pumpen, Gebläse usw. Andererseits können spannungsabhängige ohmsche Lasten [2] dazu beitragen, die Stabilität der Netzspannung zu gewährleisten. Der traditionelle selbstregulierende Effekt nimmt jedoch langsam ab, da immer mehr Lasten per Leistungselektronik angesteuert werden, denen das dynamische Verhalten "traditioneller" Lasten - Widerstände und direkt gekoppelte Antriebe - fehlt.

### Informationsträger Frequenz & Spannung

Disponible Lasten wie Elektrofahrzeuge (engl. electric vehicle, EV), Wärmepumpen und elektrische Heizkessel haben das Potenzial, diesen Rückgang zu kompensieren. Während kritische Lasten nur den Bedürfnissen des Nutzers dienen, können disponible Lasten in netzunterstützenden Betriebsarten arbeiten, indem sie ihre Leistungsprofile ändern und dabei die Funktionalität für den Endnutzer innerhalb

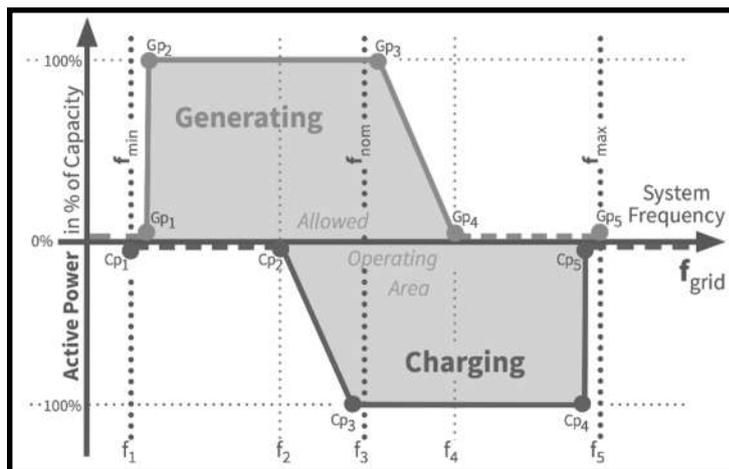


Abbildung 17: Simpler Smart Charging (SSC), welches das Verhalten von Erzeugungsanlagen spiegelt: Während Erzeuger die Produktion bei Überfrequenz reduzieren, sollten disponible Lasten den Verbrauch bei Unterfrequenz reduzieren.

akzeptabler Bereiche aufrecht-erhalten. Frequenz und Spannung können leicht als Informationsträger in Regelalgorithmen verwendet werden, die den Selbstregeleffekt emulieren. Dies hat eine stabilisierende Wirkung sowohl auf den netzparallelen Betrieb als auch auf den Inselbetrieb und bietet zusätzliche Reserven für den Fall einer Großstörung. Die Langfassung umfasst die Beschreibung des IEC-Projekts TS 62898-3-3 zur Selbstregulierung disponibler Lasten, insbesondere von Elektrofahrzeugen, die bald systemrelevant werden könnten. [3] Das obige Normungsvorhaben soll 2022 abgeschlossen werden.

In großen Verbundsystemen bietet das Prinzip der Selbstregelung eine Möglichkeit, kleine Lasten in Niederspannungsnetzen zu koordinieren, die schnell installiert und einfach gewartet werden können. Es folgt dem KISS-Prinzip („keep it simple and stupid“) und nutzt selbstorganisierende Eigenschaften, während es die Komplexitätsfalle der Fernsteuerung eines großen Schwarms kleiner Einheiten vermeidet.

<sup>1</sup> IEC/SC 8B/JWG 1, Sägemüllerstraße 1, 38678 Clausthal-Zellerfeld, T +49 5323 997724, gunnar.kaestle@tu-clausthal.de, <https://www.researchgate.net/profile/Gunnar-Kaestle>

<sup>2</sup> Bundesverband Solare Mobilität e.V., EUREF-Campus 16, 10829 Berlin, T +49 30 3266 2999, s.kastner@bsm-ev.de, <https://www.bsm-ev.de/pivozwo>

<sup>3</sup> Bundesverband Solare Mobilität e.V., EUREF-Campus 16, 10829 Berlin, T +49 30 3266 2999, m.breust@bsm-ev.de, <https://www.bsm-ev.de>

<sup>4</sup> IEC/TC 69/JWG 11, Gut Dutzenthal Haus 5, 91438 Bad Windsheim, T +49 9165 995257, tomi@objectfarm.org, <https://www.objectfarm.org>

## Nutzen der Selbstregelung

Disponibile Lasten wie Elektrofahrzeuge und temperaturgesteuerte Geräte können die Regelung der Netzfrequenz durch eine  $P(f)$ -Funktion mit synthetischer Trägheit unterstützen. Dies macht die gesamte Synchronzone widerstandsfähiger gegen Großstörungen. Starke Frequenzabweichungen, die einen unterfrequenten Lastabwurf auslösen könnten, werden durch selektive Leistungsreduktionen vermieden. Andererseits kann eine  $P(U)$ -Reglerfunktion die Anzahl von Spannungsverletzungen in Verteilungsnetzen reduzieren, da NS- und MS-Leitungen üblicherweise ein recht hohes  $R/X$ -Verhältnis aufweisen. Die  $P(U)$ -Logik hilft bei der Optimierung des Leistungsflusses und trägt zur Verringerung des maximalen Stroms im entsprechenden Abgang bei. Dies führt zu einer Reduzierung oder Verschiebung notwendiger Netzerweiterungen, wenn die Dichte von Lasten (z.B. EV) oder Erzeugern (z.B. PV) zunimmt. Darüber hinaus kann die Emulation eines ohmschen Widerstands auch den Rückgang der effektiven Kurzschlussleistung kompensieren, der durch die  $P=\text{const}$ -Regelung verursacht wird, die einige Leistungselektroniken verwenden und die effektiv als negativer Differenzwiderstand wirken.

Wir werden uns in der Langfassung auch mit wirtschaftlichen Aspekten befassen, einschließlich der ökonomischen Bewertung von Systemdienstleistungen, die durch autonome intelligente Ladesysteme erbracht werden, und der Aggregation von EV-Clustern für Redispatch und inverses Einspeisemanagement (Nutzen statt Abregeln – NSA) unter Verwendung des sogenannten Dimmer-Ansatzes.

Abschließend ist anzumerken, dass die Standardisierung des Massenmarktes für Niederspannungsgeräte von entscheidender Bedeutung ist, um die Transaktionskosten eines netzdienlichen Einsatzes zu senken. In Deutschland rechnen die ÜNB im Szenariorahmen 2035 mit 9-15 Millionen Elektrofahrzeugen [4]. Selbstregulierung ist eine einfache, leicht zu implementierende, robuste und hackersichere Methode, um große Mengen kleiner disponibler Lasten in ein elektrisches Versorgungssystem zu integrieren.

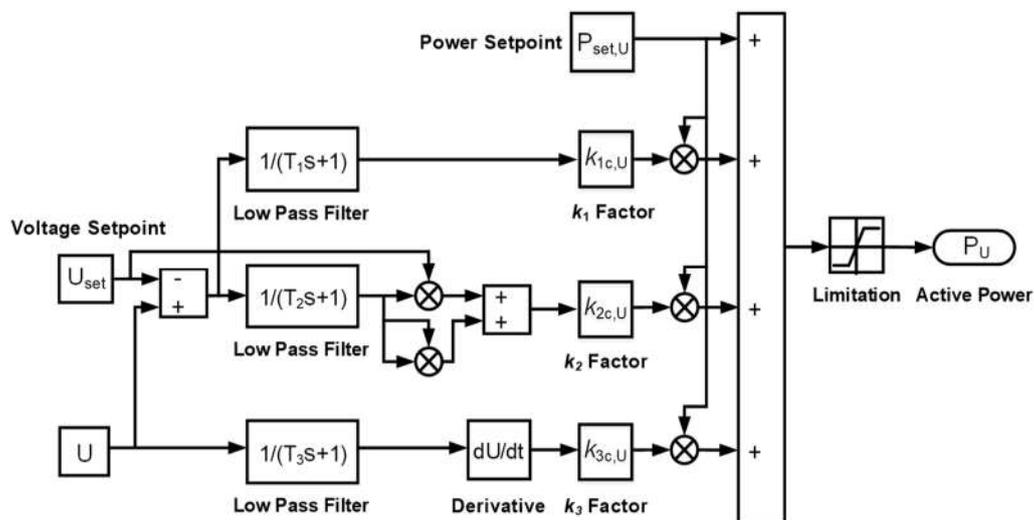


Abbildung 2: Blockdiagramm für die Parametrierung der Funktion  $P(U)$ , einschließlich des Leistungssollwerts, einem proportionalen Regler, der Emulation eines Widerstands und einer differentiellen Regel.

## Referenzen

- [1] Fred Scheppe: Frequency adaptive, power-energy re-scheduler. Patent US4317049, 1982. <https://patents.google.com/patent/US4317049> (aufgerufen am 2021-12-01)
- [2] Otto Grebe: Verfahren zum Lastenausgleich von elektrischen Netzen durch selbsttätige Zu- und Abschaltung elektrischer Wärmespeicher mittels spannungsabhängiger Schaltvorrichtungen. Patent DE 628338, 1936. <https://patents.google.com/patent/DE628338> (aufgerufen am 2021-12-01)
- [3] IEA: Global electric car sales by key markets, 2010-2020e. In: Marine Gerner, Leonardo Pauli: How global electric car sales defied Covid-19 in 2020, Internationale Energieagentur, Paris, 2021-01-28.
- [4] BNetzA: Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. Bundesnetzagentur - Referat Netzentwicklung Stromübertragungsnetz, Bonn, 2020-06-25, S. 4.

### 7.4.3. The Electrification of Transportation and its Impact on the austrian Electricity Demand Curve with a special Emphasis on european Resource Adequacy Studies

Dennis MEIER<sup>1</sup>, Johannes HIERZER<sup>2</sup>, Marlene PETZ<sup>3</sup>, Kurt MISAK<sup>4</sup>,  
Daniel STAHLER<sup>5</sup>, Felix LEHFUSS<sup>6</sup>

In order to reduce greenhouse gas emissions and to be compliant with the EU's Paris Agreement commitments, the European power system is currently facing its largest transformation since it came into existence. More specifically, to reach climate neutrality until 2050, the European Commission suggests a reduction of greenhouse gas emissions by 2030 to at least 55% compared to the level of 1990 [1]. Therefore, power generation relying on fossil fuels (e.g. coal, lignite, oil) is gradually replaced by renewable generation assets, such as wind farms and photovoltaic plants, adding more volatility to the system. In addition, the demand side is undergoing drastic changes. New demand components such as heat pumps, electric vehicles or battery home storages are becoming more and more important and – through their characteristic behavior – reshape the overall demand curve. One of the key drivers of this development are electric vehicles (EVs). The evolution of EVs, their contribution to the Austrian electricity demand curve and consequently their impact on the security of supply is of high interest for Austrian Power Grid AG (APG) and thus constitute the main focus of this paper.

#### Motivation and Scope of the Paper

In order to assess security levels of supply, it is imperative for a Transmission System Operator (TSO) to have detailed information on the expected evolution of the demand curve. EVs do not only add extra load to the energy system, but can also provide additional flexibility (e.g. time shiftable load, vehicle-to-grid, etc.), making them to one of the main components in the currently ongoing transition of the power system.

Therefore, in order to provide well-founded estimates on how the ongoing electrification of transportation is going to affect Austria's future demand curve, APG together with the Austrian Institute of Technology (AIT) conducted a study. In this study, based on the best knowledge available and under consideration of political guidelines and goals, projections on size and structure of Austria's future EV fleet are derived and respective annual demand profiles are constructed. In a second step, the obtained data enters a test model, which is based on the official European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2021 model [2]. By this means, various assumptions on price sensitivity and load shifting behaviour of EVs and their corresponding impact on key adequacy metrics like Expected Energy not Served (EENS) and Loss of Load Expectation (LOLE) are analysed. Moreover, novel modelling approaches concerning EVs can be assessed and the findings may serve as valuable feedback for the ERAA model building stream.

#### Methodology

Since the input data for the European Resource Adequacy Assessment is of outmost importance, APG set up a test model in order to validate different extension levels on the generation side and to investigate various scenarios of demand additions. This test model is – compared to the full ERAA model – reduced

---

<sup>1</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19; 1220 Wien, 0664 8285407, dennis.meier@apg.at, <https://www.apg.at>

<sup>2</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19; 1220 Wien, 050320 56345, johannes.hierzer@apg.at, <https://www.apg.at>

<sup>3</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19; 1220 Wien, 050320 56186, marlene.petz@apg.at, <https://www.apg.at>

<sup>4</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19; 1220 Wien, 050320 56306, kurt.misak@apg.at, <https://www.apg.at>

<sup>5</sup> AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2; 1210 Wien, 050550 6365, daniel.stahleder@ait.ac.at, <https://www.ait.ac.at>

<sup>6</sup> AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2; 1210 Wien, 050550 6686, felix.lehfuss@ait.ac.at, <https://www.ait.ac.at>

in its geographical scope and specifically designed for studying different sensitivities on input data and modelling assumptions. Within this paper, special focus is drawn to the evolvement of EVs, whereas the following assessment is performed: different assumptions on the share of price sensitive EVs are implemented and their potential to shift load within a predefined time window is investigated. The impact of different EV scenarios on Austria's level of security of supply is assessed by means of the simulation outputs EENS and LOLE.

The test model is set up in the large scale Monte Carlo Simulator ANTARES [3], which is an open source software developed by the French Transmission System Operator RTE especially designed for adequacy simulations. For the sake of reflecting uncertainty related to various climate conditions (e.g. hydrological inflows, wind speed, irradiance), 35 different historic climate years (1982 to 2016) serve as basic input to build time series for renewable generation and demand. These time series are then randomly related with unplanned outages for generating units or interconnectors. Within this approach, each of the randomly created Monte Carlo Scenarios is assigned to a Unit Commitment and Economic Dispatch (UCED) problem, which is solved in an hourly granularity by ANTARES.

## Results

Simulation results corresponding to different assumptions on the future Austrian EV fleet are presented and interpreted using visualization methods developed by APG. Special emphasis is given on the effect of the electrification of transportation being one of the future Power-to-X technologies offering flexibility options to the system.

## Referenzen

- [1] Europäische Kommission, „Mehr Ehrgeiz für das Klimaziel Europas bis 2030 - In eine klimaneutrale Zukunft zum Wohl der Menschen investieren“, Brüssel, 2020
- [2] European Network of Transmission System Operators for Electricity, „Methodology for the European resource adequacy assessment in accordance with Article 23 of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity“, Brussels, 2020
- [3] M. Doquet, “A new tool for adequacy reporting of electric systems: ANTARES”, CIGRE 2008
- [4] European Network of Transmission System Operators for Electricity, “European Resource Adequacy Assessment, 2021 Edition Annex 3: Methodology”, Brussels, 2021

## 7.4.4. Methodischer Ansatz für eine Regionalisierung der Elektromobilität in Österreich

Tobias RIEDLINGER(\*)<sup>1</sup>, Michael POPP<sup>2</sup>, Markus ZDRALLEK<sup>2</sup>,  
Clemens KORNER<sup>3</sup>, Paul ZEHETBAUER<sup>3</sup>, Barbara HERNDLER<sup>3</sup>,  
Maximilian ORTNER<sup>4</sup>, Thomas WIELAND<sup>5</sup>, Johannes FERSTL<sup>6</sup>

### Einleitung

Das im Juli 2021 verabschiedete „Fit für 55“-Paket der Europäischen Union hat das Ziel einen gerechten, wettbewerbsorientierten und ökologischen Wandel zu erreichen. Dies betrifft die Bereiche Verkehr, Energie und Kraftstoffe, Gebäude, Klima, Landnutzung und Forstwirtschaft. [1] Im Bereich Verkehr sind die fossilen Brennstoffe die wesentlichen Emissions- und Verschmutzungsquellen. Hierbei ist die Dekarbonisierung noch am Anfang. Es besteht jedoch reichlich Potenzial um diese Quellen zu reduzieren. Um diese Potenziale auszuschöpfen werden Grünstrom und Wasserstoff als zukünftige Kraftstoffe forciert. Dabei muss jedoch besonders für das Voranschreiten der Elektromobilität die Ladeinfrastruktur berücksichtigt werden. Durch die „Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ [2] wird dies in Zukunft auch für die Abdeckung ländlicher und abgelegener Gebiete sichergestellt. Dieser flächendeckende Rollout der elektrischen Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität zieht jedoch höhere Belastungen und Auswirkungen für die Stromnetze insbesondere in den ländlichen und abgelegenen Gebieten nach sich. Um diese Auswirkungen frühzeitig zu erkennen, wird in diesem Beitrag ein methodischer Ansatz für eine Regionalisierung der zukünftigen Elektromobilitätsverteilung vorgestellt. Auf Basis dieser zukünftigen Verteilung elektrischer Kraftfahrzeuge werden in dem Projekt 567 Simulationsrechnungen durchgeführt, um den flächenwirksamen Einsatz netztechnischer Ertüchtigungsmaßnahmen in den Stromnetzen zu bewerten und den zukünftigen Netzausbaubedarf zu erheben.

### Methode

Der in diesem Paper vorgestellte methodische Ansatz verfolgt ein Top-Down-Vorgehen. Dafür wurden verschiedene Ansätze wie in [3] betrachtet und die im Folgenden dargestellte Systematik hergeleitet. Als Grundlage wird ein Entwicklungsszenario für die Republik Österreich gewählt. Dieses Entwicklungsszenario geht schrittweise von allgemeinen, umfassenden Strukturen zu immer detaillierteren und kleineren Betrachtungsgebieten über. Hierfür werden vier Betrachtungsebenen, wie in Abbildung 1 zu sehen, gewählt, für die jeweils eine Verteilung der Elektromobilität erfolgt.

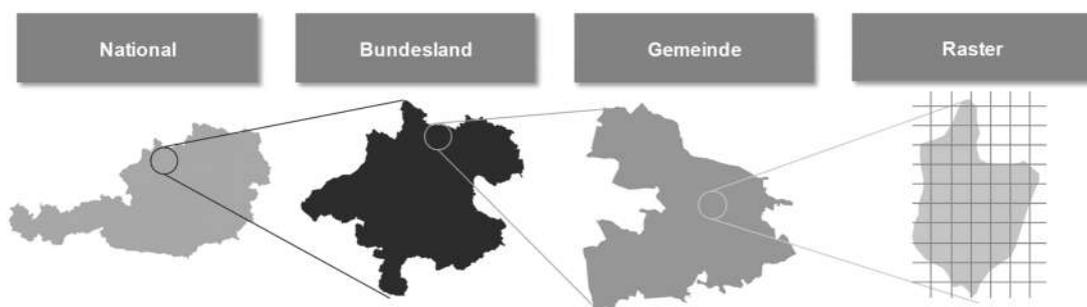


Abbildung 1: Top-Down Methode der Regionalisierung für die Elektromobilität

<sup>1</sup> Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal, Rainer-Gruenter-Str. 21, 42119 Wuppertal, Deutschland, +49 202 439 1909, t.riedlinger@uni-wuppertal.de, <https://www.evt.uni-wuppertal.de>

<sup>2</sup> Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal, Deutschland

<sup>3</sup> AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 4, 1210 Vienna, Österreich

<sup>4</sup> TINETZ – Tiroler Netze GmbH, Bert-Köllenberg-Straße 7, 6065 Thaur, Österreich

<sup>5</sup> Netz Oberösterreich GmbH, Neubauzeile 99, 4030 Linz, Österreich

<sup>6</sup> KNG-Kärnten Netz GmbH, Arnulfplatz 2, 9020 Klagenfurt am Wörthersee, Österreich

Als erste Ebene und Grundlage dient, wie bereits erwähnt, ein nationales Entwicklungsszenario. Dieses wird anhand eines pro Bundesland und Betrachtungsjahr spezifischem Verteilungsfaktor auf die Bundesländer verteilt. Der Verteilungsfaktor berücksichtigt dabei die Bevölkerung, den aktuellen Elektrofahrzeugbestand, den Motorisierungsgrad der verschiedenen Altersgruppen, den Gebäudebestand und den aktuellen Kraftfahrzeugbestand je Bundesland mit pro Betrachtungsjahr unterschiedlichen Gewichtungen. Im nächsten Schritt werden die ermittelten Anzahlen der Elektrofahrzeuge (EPKW) je Bundesland auf die verschiedenen Gemeinden verteilt. Dafür werden die Faktoren Bevölkerung, Bevölkerungsdichte, Kraftfahrzeugbestand und mittleres Haushaltseinkommen mit verschiedenen Gewichtungen berücksichtigt. Die Anzahl der ermittelten EPKW pro Gemeinde wird anschließend anhand des Verhältnisses des Bestands von privaten zu gewerblich genutzten Kraftfahrzeugen in private und gewerbliche EPKW unterteilt. Zusätzlich werden noch Berufseinpender-EPKW bestimmt. Dazu wird der Bestand der heutigen Berufseinpender je Gemeinde mit den zugelassenen Kraftfahrzeugen je Gemeinde ins Verhältnis gesetzt. Dieses Verhältnis wird auf die EPKW je Gemeinde angewendet. Nach der Unterteilung der EPKW in die drei Kategorien privat, Gewerbe und Einpendler erfolgt noch eine Verteilung von Gemeindeebene auf ein Raster mit einer Auflösung von 250x250m. Dafür werden die EPKW anhand von verschiedenen Gebäudetypen verteilt.

## Ergebnisse

Für die Betrachtung der Ergebnisse wird eine Elektrofahrzeuganzahl von 1 Millionen für das Jahr 2030 gewählt. Hierbei ergibt sich die in Abbildung 2 sichtbare Verteilung auf die verschiedenen Bundesländer bzw. exemplarisch für die Gemeinden im Bundesland Oberösterreich.

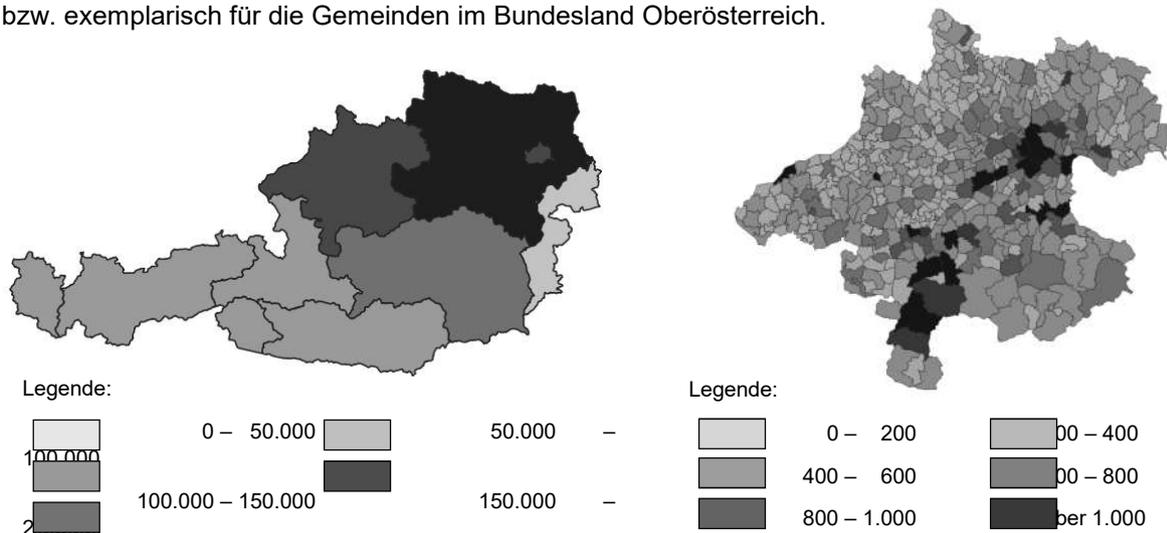


Abbildung 2: Anzahl der EPKW 2030 je Bundesland (links) / je Gemeinde im Bundesland Oberösterreich (rechts)

## Förderung

Die Veröffentlichung entstand im Rahmen des Projekt 567 – „Methoden und Zukunftsszenarien für die strategische Netzentwicklung in den Verteilnetzebenen 5, 6 und 7“. Dieses Projekt wird aus Mitteln der FFG gefördert. [www.ffg.at](http://www.ffg.at)

 Bundesministerium  
Klimaschutz, Umwelt,  
Energie, Mobilität,  
Innovation und Technologie



## Referenzen

- [1] Europäische Kommission, „Fit für 55: auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU- Klimaziels für 2030“, Brüssel, 14.07.2021.
- [2] Europäische Kommission, „Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“, Brüssel, 14.07.2021.
- [3] Ministerium für Wirtschaft Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, „Gutachten zur Weiterentwicklung der Strom-Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen auf Grund einer fortschreitenden Sektorenkopplung und neuer Verbraucher“, Düsseldorf, 06.09.2021.

## 7.4.5. Optimizing the Technology Split for an Electric Urban Bus Network

Nathalie FRIESS<sup>1\*</sup>, Ulrich PFERSCHY<sup>2</sup>

### Introduction

This contribution is part of the move2zero project aiming at the development of a holistic concept for a fully decarbonized urban bus transport system in Graz. In response to the European Strategy for Low-Emission Mobility, including a timely adoption of zero-emission technologies for city buses [1], move2zero introduces zero-emission technologies for power generation and supply, as well as zero-emission technologies for the operation of vehicles and infrastructure. Furthermore, components with low emission factors and high reuse- and recyclability are strongly supported. Our contribution determines a combination of different technologies for electric buses such that the overall Life Cycle Cost over a 20-year horizon is minimized.

### Technology Options

Based upon the current availability of technologies, the following electric technology concepts were considered as viable options for the project under study [2]:

#### *Opportunity Charging (OPC)*

The opportunity charging concept is based on the idea of frequently recharging buses during dwell times. Thus, a number of charging stations has to be located at suitable bus stops along the routes. By scheduling charging events of more than one bus line at charging stations at shared bus stops, synergies from joint usage of infrastructure can be gained and peaks in power demand can be reduced. In general, a distinction can be drawn between the type of energy storage system in use. Lithium-ion batteries and supercapacitors are both applicable under the OPC concept, but require different operational considerations with regard to energy supply.

#### *Overnight Charging (ONC)*

The overnight charging concept assumes that charging mainly takes place during night, when buses are not in operation. A major benefit of using these long available timeslots at the depot is the possibility to deploy low charging power levels. For large-scale transitions it has to be considered that simultaneous charging of the fleet poses high requirements on the electricity grid. If existing infrastructure cannot provide enough charging power, the necessary upgrade of the electrical infrastructure results in high investment cost. Moreover, range limitations of overnight charging buses make it usually impossible to directly replace one conventional powered bus by one electric bus.

#### *Fuel Cells (FC)*

Fuel Cell buses use electrical energy generated on board through an electrochemical reaction of hydrogen and air. As these propulsion systems offer high flexibility in terms of range, operational deployment similar to that of conventional buses is feasible. However, the daily consumption of energy requires a hydrogen filling station and regular supply of hydrogen. This can be realized through an off-site production plant and subsequent delivery or by an on-site hydrogen production plant, depending on the number of fuel cell buses deployed.

Each of these technology options has its distinct pros and cons with respect to driving ranges, filling and charging requirements and investment and running cost. The urban context and topology of a bus network adds an individual component to the optimal technology choice. In many cases, individual bus lines have characteristics making them most suitable for one technology, while other bus lines fit better

---

<sup>1</sup> Department of Operations and Information Systems, University of Graz, Universitätsstraße 15 (E3), 8010 Graz, Tel.: +43 316 380 – 3401, [nathalie.friess@uni-graz.at](mailto:nathalie.friess@uni-graz.at), <https://operations.uni-graz.at/>

<sup>2</sup> Department of Operations and Information Systems, University of Graz, Universitätsstraße 15 (E3), 8010 Graz, Tel.: +43 316 380 – 3496, [ulrich.pferschy@uni-graz.at](mailto:ulrich.pferschy@uni-graz.at), <https://operations.uni-graz.at/>

for other concepts. Therefore, a technology mix, namely an individual technology decision for each bus line, can present the most cost-efficient solution.

### Decision-Support System

In order to determine an optimal technology choice, a comprehensive evaluation of all available options, including cost assessments and operational planning, is needed. This complex task can be approached best by mathematical methods, in particular Integer Linear Programming (ILP). Thus, a mathematical model was developed to determine the optimal technology split for a given bus network by minimizing total cost of ownership. In conjunction with a comprehensive, but easy-to-handle data interface the model now serves as a decision support tool for the local bus operator in Graz.

The results of the studied optimization model depend on a number of different input assumptions. These input assumptions include technical parameters, such as charging power or range limitations; system parameters, such as routing information of bus lines or available charging spots; and cost parameters. The latter include discounted infrastructure and vehicle investments as well as energy prices over a time horizon from 2030 to 2050. The values of these parameters are, as in the nature of long-term planning problems of technologies under development, rather uncertain. Therefore, a wide set of factor combinations at different levels was studied in a scenario analysis.

### Results

The results of our computations suggest that the deployment of a mixed fleet, even though not intuitive, can indeed lead to monetary advantages. Besides the optimal technology decision, vehicle as well as charging schedules and a detailed cost breakdown in individual system components are available for each scenario. Moreover, comparisons to a bus system operated by each individual technology alone are provided to the decision maker. In general, the cost of daily operation turned out to be the biggest cost driver. More than half of it originates from driver cost, which cannot be influenced significantly. The other part stems from energy cost of line operation. As energy cost can vary significantly for different technologies, they turned out to be one of the most critical factors. Infrastructure investments however, though they might be high in the first place, do not play a decisive role for the optimal technology decision.

### Referenzen

- [1] European Commission (2016), Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. A European Strategy for Low-Emission Mobility; <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX:52016DC0501> (Accessed: November 26, 2021)
- [2] N. Fries and U. Pferschy, Decision-Support System for the Optimal Technology Split of a Decarbonized Bus Network, in *2021 IEEE 45th Annual Computers, Software, and Applications Conference (COMPSAC)*, Madrid, Spain, 2021 pp. 1279-1284. doi: 10.1109/COMPSAC51774.2021.00178

## 7.4.6. Techno Economic Feasibility Study on Fuel Cell and Battery Electric Buses – Austria

Suhas HEGDE<sup>1</sup>, Michael RICHTER<sup>2</sup>, Bianca GRABNER, Udo BACHHIESL

### Introduction

Transformation towards a cleaner energy is an important agenda on the United Nations sustainable development goals [1]. Cleaner energy is especially important in the mobility sector in the transformation in Austria as transport has been the most polluting sector in the last decade in Austria which aims to transition towards cleaner public transport technologies by 2030 [2, 3]. Diesel buses used for public transportation are major contributors to global greenhouse gas (GHG) emissions. In this study, the feasibility of employing alternate zero emission buses in the city of Graz (which has a public transport fleet of 162 diesel buses) has been explored. The alternate zero emission bus technologies considered are battery electric buses (BEBs) and fuel cell electric buses (FCEBs). The major drawback of the BEBs is the short range (<200 km), seasonally increased energy requirements (for heating and cooling), and long recharging period. In the city of Graz 45% of the routes have a daily range of greater than 200 km. BEBs do not suffice operating in this high mileage requirement everyday throughout the year. Hence, FCEBs are considered because of their higher range (>350 km), energy sufficiency during different seasons, and lower refuelling period.

The objective of this study is to compare the carbon footprint (cradle to grave) of fuel cell dominant electric buses (FCEBs) and battery dominant electric buses (BEBs), to choose the best available option from both environmental and economic perspective. It explores the techno-economic feasibility of BEBs and FCEBs to replace the entire diesel bus fleet in Graz. Therefore, daily average route ranges and average electricity mixes for operation are considered specifically pertaining to Austrian region. Life cycle assessment (LCA) is used to estimate the carbon footprint while total cost of ownership (TCO) is used for economic analysis.

### Methodology

The methods employed in this study are market research, LCA, and TCO. Market research is carried out in the form of secondary literature research to analyse the state of the art of the buses and identify the FCEB and BEB manufacturers that are likely to be deployed in the city of Graz. Hence, the important parameters related to the performance and configuration of the buses have been identified [4, 5]. These data also form the input basis for LCA. LCA, a tool used for environmental impact assessment is employed in this study to assess the carbon footprint of the buses from Well to Wheel (WTW). WTW assessment consists of GHG emissions at manufacturing, operation, and end of life (EOL) phases. The software used for LCA is GREET. Different pathways have been modified according to the specific case scenarios to estimate the total GHG emissions. The functional unit used is g CO<sub>2</sub>-eq / km for WTW emissions. While lifetime fleet emissions use kt CO<sub>2</sub> eq / lifetime mileage. TCO (Euros / km) is used to estimate the capital and operational expenditure of the buses.

### Results

The results are divided into two major sub-sections: (1) carbon footprint for FCEBs and BEBs and (2) TCO under different case scenarios. Figure 1 shows the lifetime emissions (in kt CO<sub>2</sub> eq) for FCEBs and BEBs. Separate fleets of FCEBs and BEBs or mixed/heterogenous fleet operating on the Austrian electricity mix produce high WTW GHG emissions which fall just short of what the average diesel bus fleet produces [6]. However, operating on renewable electricity, these bus fleets (either separately or mixed fleet) produce comparably lower WTW emissions. A mixed fleet operating on renewable electricity produces 126 kt CO<sub>2</sub> eq less lifetime emissions than an average diesel bus fleet. Figure 2 shows the comparison of TCO for different case scenarios. TCO for BEB fleet operating on overnight charging

<sup>1</sup> Suhas Hegde Uni Graz/TU Graz/HyCenta, Graz/Austria, [suhas.hegde@edu.uni-graz.at](mailto:suhas.hegde@edu.uni-graz.at)

<sup>2</sup> Michael Richter HyCentA Research GmbH, [richter@hycenta.at](mailto:richter@hycenta.at)

(ONC) infrastructure is the lowest but still double the cost of diesel bus fleet. TCO is higher for BEBs operating on opportunity charging (OPC) because of higher electricity prices. Heterogenous fleet consisting of FCEBs and BEBs (operating on ONC) has a slightly lower TCO. Hence, a heterogenous fleet is ideal because of lower emissions and TCO, while FCEB fleet solves the range issues.

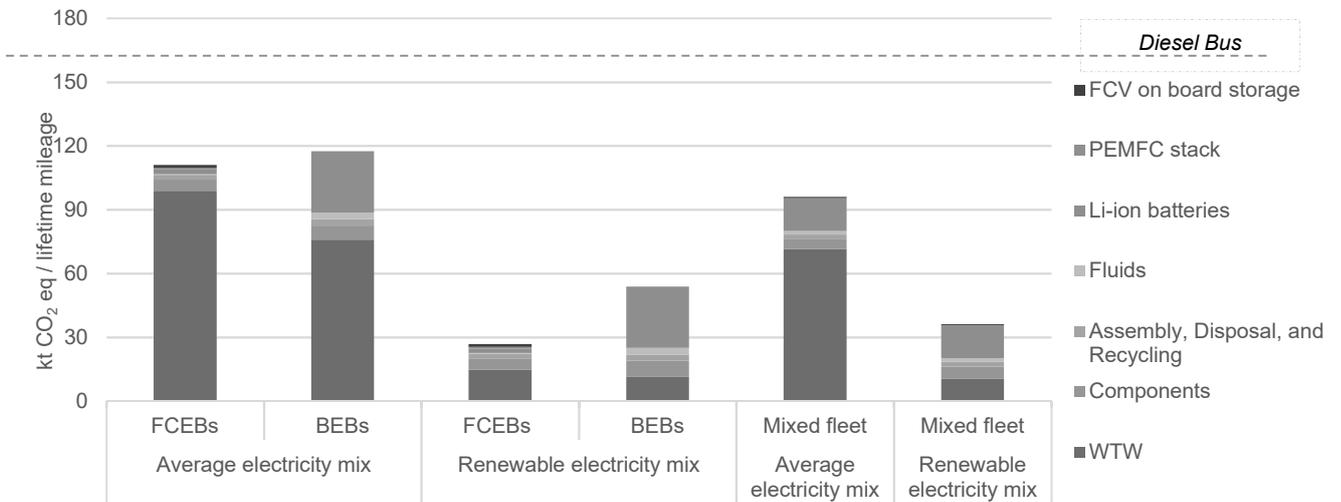


Figure 1: Comparison of GHG emissions for different case scenarios.

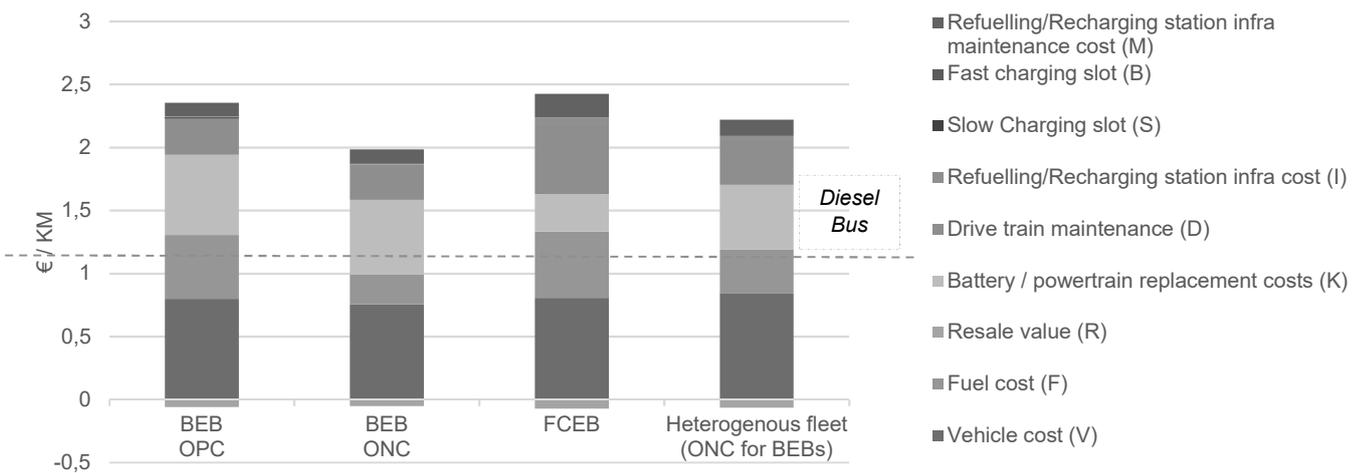


Figure 2: TCO comparison for different case scenarios.

## References

- [1] United Nations, THE 17 GOALS | Sustainable Development. [Online]. Available: <https://sdgs.un.org/goals> (accessed: Oct. 27 2021).
- [2] VCÖ, CO2 emissions from transport increased for the fifth time in a row last year - mobility with a future. [Online]. Available: <https://www.vcoe.at/presse/presseaussendungen/detail/co2-emissionen-des-verkehrs-im-vorjahr-zum-5-mal-in-folge-gestiegen> (accessed: 9/17/2020).
- [3] BMNT and BMVIT, Mission 2030–Die österreichische Klima-und Energiestrategie. Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT) und Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT), Wien, Österreich. Republik Österreich, Wien, 2018. [Online]. Available: <https://mission2030.info/wp-content/uploads/2018/06/Klima-Energiestrategie.pdf>
- [4] L. Eudy and M. B. Post, "Fuel Cell Buses in U.S. Transit Fleets: Current Status 2017," National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States) NREL/TP-5400-70075, 2017.
- [5] T. Hua et al., "Status of hydrogen fuel cell electric buses worldwide," Journal of Power Sources, vol. 269, pp. 975–993, 2014, doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.06.055.
- [6] Carbonindependent, Emissions from bus travel. [Online]. Available: <https://www.carbonindependent.org/20.html> (accessed: Aug. 10 2021).

## 7.5. LADUNG VON ELEKTROFAHRZEUGEN

### 7.5.1. Minimum cost fast-charging infrastructure planning for electric vehicles on the Austrian high-level road network

Antonia GOLAB<sup>1\*</sup>, Sebastian ZWICKL-BERNHARD\*, Hans AUER\*

#### Motivation

Given the ongoing transformation of the transportation sector towards electrification, the expansion of the current charging infrastructure is essential to meet the future charging demand of the battery electric vehicle (BEV) fleet. The lack of fast-charging infrastructure along highways and freeways is still an obstacle for long-distance travel with BEVs [1]. However, when it comes to the necessary expansion of fast-charging infrastructure, it is essential to plan for the long term on the one hand, while at the same time considering the impact of continuous improvements in charging and battery technologies on this infrastructure (by, e.g., accelerated charging and improvement in driving range).

Most studies allocating charging infrastructure along highway networks follow location-allocation models [2]. Such approaches often neglect to estimate the sizing of individual charging stations or to incorporate limitations given by local grid constraints. Other highway charging station allocation studies follow iterative methods or develop methodologies requiring detailed data on individual trips, resulting in a restriction of optimality in the allocation and data-intensive methods [3].

#### Methodology

We propose the approach of a Mixed Integer Linear Programming (MILP) optimization model, which adopts graph attributes of a street network, by considering potential charging station sites and the network connections between these. For each node  $i$ , a certain demand  $d_i$  exists. This demand can be covered locally ( $E_i^{charged}$ ) or shifted to an adjacent node ( $E_i^{output}$ ). Next to the potential coverage of local demand, there is also demand which has not been covered and shifted to node  $i$  ( $E_i^{input}$ ). The values of these variables are in balance in each node:

$$E_i^{input} + d_i - E_i^{charged} - E_i^{output} = 0 \quad (1)$$

The energy shift from one node  $i$  to an adjacent  $i + 1$  is expressed by the following constraint  $E_i^{output} = E_{i+1}^{input}$ . Further, optimization variables  $X_i \in \{0, 1\}$  and  $Y_i \in \mathbb{Z}^+$  are introduced to imply whether a charging station is built and how many charging poles are installed at a node. These variables are optimized in regards to the minimization of infrastructure costs along all network segments  $\sum h$  for both driving directions  $\sum k$ :

$$\min_{X_{ih}, Y_{ihk}, E_{ihk}^{charged}, E_{ihk}^{input}, E_{ihk}^{output}} \sum_{ihk} (c_X X_{ih} + c_Y Y_{ihk}) \quad (2)$$

Moreover, the optimization model includes constraints considering local grid limitations, a maximum distance between charging opportunities, and already existing fast-charging infrastructure. The spatially varying charging demand is estimated by calculating local traffic counts applying General Regression Neural Networks (GRNN) on real traffic count data [4].

Overall, this top-down approach is easily applicable to different highway and motorway networks of varying locations and extend. It only requires geographic data representing the street network of interest, a set of potential sites for installing charging stations, and spatially distributed traffic count data input.

#### Results

This modeling framework is applied to the Austrian highway and motorway network, considering different future scenarios originating from the *openEntrance* project (<https://openentrance.eu>). Within these

<sup>1</sup> Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Technische Universität Wien (TU-Wien), Energy Economics Group (EEG)

scenarios, the technological parameters of BEVs and the share of BEV cars in the car fleet, including the effects of modal shifts, are varied. In addition, the results of a sensitivity analysis based on the change in charging speed and battery capacity of BEVs and the simultaneous growth of the BEV passenger car fleet will show the direct impact of technological learning on the need for fast charging infrastructure.

Figure 1 displays preliminary results indicating the needed expansion of the current fast-charging infrastructure along Austrian highways based on a BEV car share of 5% (approximate share for 2030, given the growth of this number during the last decade, <https://www.beoe.at/statistik/>). Next to the optimal allocation and sizing, results will encompass estimates of the electricity demand of BEV cars traveling on the Austrian high-level network.

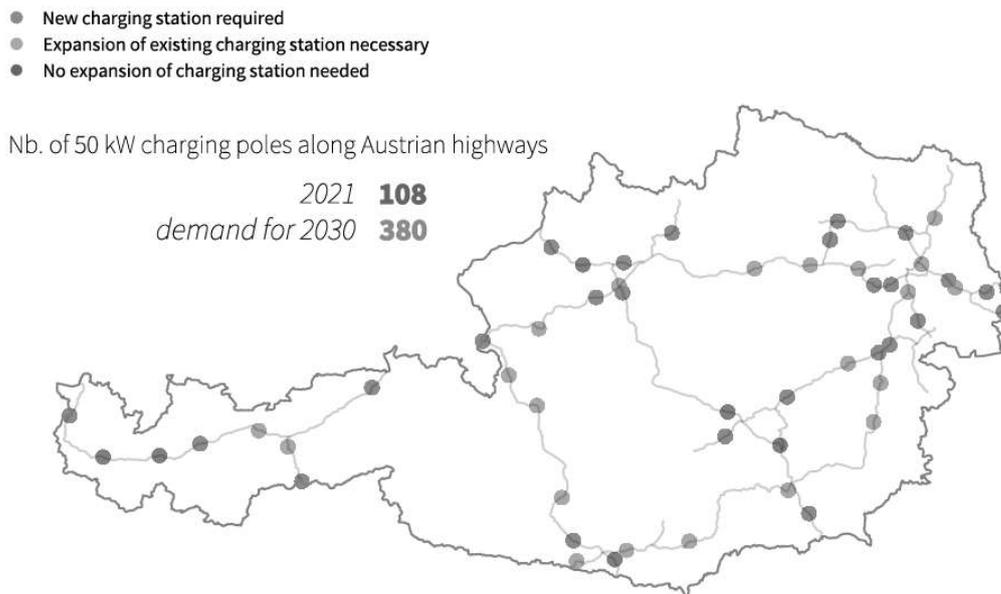


Figure 1: Preliminary results indicating the needed expansion of the fast-charging infrastructure (50kW) given a 5% BEV share in the car fleet.

## References

- [1] T. Lieven, "Policy measures to promote electric mobility – A global perspective," *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, vol 82, bll 78–93, 2015.
- [2] C. Upchurch en M. Kuby, "Comparing the p-median and flow-refueling models for locating alternative-fuel stations," *Journal of Transport Geography*, vol 18, no 6, bll 750–758, 2010.
- [3] M.-O. Metais, O. Jouini, Y. Perez, J. Berrada, en E. Suomalainen, "Too much or not enough? Planning electric vehicle charging infrastructure: A review of modeling options", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol 153, bl 111719, 2022.
- [4] D. F. Specht en Others, "A general regression neural network", *IEEE transactions on neural networks*, vol 2, no 6, bll 568–576, 1991.

## 7.5.2. Dynamisches Laden von Lkws im österreichischen Autobahnnetz

Christoph LINK<sup>1</sup>, Günter PAURITSCH, Michael ROHRER, Victoria SCHOPF\*, Martin BAUMANN, Florian KOPPELHUBER<sup>2</sup>, Michael SCHWARZ<sup>3</sup>

### Ausgangslage

Die Treibhausgasemissionen des Güterverkehrs sind eine entscheidende Barriere auf Österreichs Weg zur Klimaneutralität 2040. Wie im Pkw-Segment deuten derzeitige Entwicklungen im Straßengüterverkehr auch auf eine Elektrifizierung hin – fraglich ist aber, ob Elektrizität zur Treibstoffherstellung verwendet (E-Fuels), vor der Fahrt geladen (batterieelektrische Fahrzeuge), während der Fahrt erzeugt (Wasserstoff) oder während der Fahrt geladen wird. Letzteres wird in Form von oberleitungsgebundenen Systemen im Nationalen Energie- und Klimaplan und im Regierungsprogramm als Option angeführt. In europäischen Nachbarländern gibt es erste Teststrecken. Für Österreich fehlen dagegen grundlegende Erkenntnisse zur Implementierbarkeit und zu erwartenden Auswirkungen. Dabei bedingt der Zeitbedarf für Planung und Bau sowie Austausch der Lkw-Flotte eine schnelle Grundsatzentscheidung für oder gegen diese Technologie, um einen Beitrag zur Klimaneutralität 2040 zu ermöglichen oder Planungssicherheit für andere Alternativen zu schaffen. Die Studie EnergyRoads erstellt mit einer neutralen Perspektive die Grundlagen für eine schnelle, fundierte und konsistente Grundsatzentscheidung über eine Investition in eine Infrastruktur für das dynamische Laden von Lkw in Österreich.

### Ziele

EnergyRoads untersucht die infrastrukturellen, energetischen, fahrzeug-bezogenen, ökonomischen und ökologischen Voraussetzungen und plausiblen Wirkungen einer Infrastruktur für dynamisches Laden im österreichischen Autobahn- und Schnellstraßennetz. Die Analysen fokussieren auf

- **Machbarkeit:** Kann ein Oberleitungssystem so umgesetzt werden, dass die flächendeckende Erreichbarkeit sichergestellt ist? Dazu werden infrastrukturelle Anforderungen, räumliche Gegebenheiten, gesetzliche Grundlagen und das künftige Fahrzeugangebot untersucht.
- **Sinnhaftigkeit:** Hat ein Oberleitungssystem Vorteile gegenüber anderen Dekarbonisierungsstrategien? Dazu wird insbesondere die Kompatibilität mit dem künftigen Energiesystem und ökonomische und ökologische Wirkungen untersucht.
- **Akzeptanz:** Wird ein Oberleitungssystem von relevanten Stakeholdern, insbesondere Logistikunternehmen, angenommen und genutzt werden?
- **Implementierung:** Wie kann ein System so konzipiert und betrieben werden, dass Vorteile maximiert, Nachteile vermieden und der sichere, reibungslose Betrieb der Straßeninfrastruktur sicherstellt ist? Dazu werden Finanzierungs- und Betreibermodelle sowie Lösungen für spezifische Herausforderungen erarbeitet.

Der vorgeschlagene Vortrag fasst die Zwischenergebnisse zusammen und stellt sie somit dem wissenschaftlichen Diskurs. Konkret werden die folgenden Fragen beantwortet:

- Welche Eigenschaften weist ein solches System auf? Was sind spezifische Vor- und Nachteile?
- Welche Strecken in Österreich sind elektrifizierbar, welche nicht? Welche sollten prioritär elektrifiziert werden?

<sup>1</sup> Alle: Österreichische Energieagentur - Austrian Energy Agency (AEA), Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, 43 1 586 15 24-179, Christoph.Link@energyagency.at

<sup>2</sup> Traffility GmbH, f.koppelhuber@traffility.at

<sup>3</sup> IKK Engineering GmbH, m.schwarz@ikk.at

- Kann ein solches System die Erreichbarkeit und die Güterversorgung sicherstellen?
- Welche ersten Aussagen sind bezüglich der Wirkung auf das Energiesystem möglich?

### **Methode**

In der Studie kommen verschiedene Methoden zur Anwendung, auf die der Vortrag Bezug nehmen wird:

- 1) Stakeholder:innenpartizipation: Der internationale State-of-the-Art und State-of-the-Practice aus den skandinavischen Ländern, Deutschland und Großbritannien wird aufgearbeitet (Desk Research und Vertiefungsinterviews, Workshops) und um die Inputs von nationalen Stakeholdern ergänzt. Dazu wurden drei Arbeitsgruppen (Infrastruktur, Fahrzeuge/Logistik und Energie) etabliert.
- 2) Verkehrsmodellierung: Ausgehend von „elektrifizierbaren“ Strecken und einer Prognose des Verkehrsaufkommens werden unter Einbezug des technologischen Fortschritts Mobilitätsanalysen durchgeführt. Ein Schwerpunkt sind dabei Erreichbarkeitsanalysen, um bewerten zu können, ob und welche Verkehre mit einem solchen System abgewickelt werden können.
- 3) Energiemodellierung: Die Daten zum raum-zeitlichen Verkehrsaufkommen und der Streckenelektrifizierung werden in ein Energiemodell integriert.

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Zero Emission Mobility“ durchgeführt.



### 7.5.3. Ladeverhalten an öffentlichen Ladesäulen – probabilistische Verteilungen für die Modellierung

Simon KREUTMAYR<sup>1</sup>, Jonas ALLGAIER<sup>1</sup>, Simon NIEDERLE<sup>2</sup>,  
Christoph J. STEINHART<sup>3</sup>, Christian GUTZMANN<sup>3</sup>,  
Michael FINKEL<sup>1</sup>, Rolf WITZMANN<sup>2</sup>

#### Motivation

Mit Änderung des Klimaschutzgesetzes vom 31.08.2021 verschärft die deutsche Bundesregierung die Ziele zur Klimaneutralität bis 2045 [1]. Die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ [2] beschreibt eine Strategie zur Umsetzung dieser Ziele unter anderem mit einem Wandel zu überwiegend batterieelektrischen PKW. Dieser Technologietransfer erfordert den Aufbau von Ladeinfrastruktur und die dafür notwendige Integration ins Verteilnetz. Besonders im städtischen Umfeld mit beschränktem privaten Parkraum entstehen viele öffentliche Ladesäulen, die je nach Ladesäulentyp und Standort unterschiedliche Netzbelastungen hervorrufen. Zur Untersuchung der optimalen Netzintegration von Ladesäulen werden im Forschungsprojekt E-Motion-to-Grid Simulationsmodelle entwickelt, welche diese Netzbelastungen abbilden. Eine Datenbasis für die Parametrierung der Modelle wird durch eine Messkampagne an 32 öffentlichen Ladesäulen generiert. Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Ermittlung von probabilistischen Verteilungen zur Modellierung des Ladeverhaltens an öffentlichen Ladesäulen.

#### Methodik

Die Auswahl von Ladesäulen für die Messkampagne erfolgt abhängig vom Ladesäulentyp und dem Standort (vgl. Abbildung 1). Beim Ladesäulentyp wird zwischen AC- und DC-Ladung, sowie der Ladeleistung unterschieden (Typ 1 bis 4). Der Standort wird für Typ 1 und 2 mit Hilfe des Flächennutzungsplans [3] und der in [4] beschriebenen Methodik eingeordnet, da hierfür bereits Abhängigkeiten zum Ladeverhalten identifiziert wurden [5]. Bei Typ 3 und 4 kann der Standort direkt einem Tankstellengelände oder einem Kundenparkplatz zugeordnet werden.

<b>Typ 1:</b> 17 Ladesäulen Lade- 2x 22 kW AC punkte:	<b>Typ 2:</b> 10 Ladesäulen Lade- 50 kW DC & punkte: 22 kW AC	<b>Typ 3:</b> 4 Ladesäulen Lade- 150/225 kW DC punkte: & 22 kW AC	<b>Typ 4:</b> 1 Ladesäule Lade- 20 kW DC oder punkte: 22 kW AC
<b>Standort:</b> Straßenbereich mit unterschiedlicher Flächennutzung • Wohngebiet: WA, WB, WR, W • Gewerbeartiges Gebiet: SO, GE, AG • Städtisches Kerngebiet: MK, GB <small>(Abkürzungen: siehe Flächennutzungsplan)</small>	<b>Standort:</b> • Tankstellengelände: Ta • Kundenparkplatz: Ku (150 kW)	<b>Standort:</b> • Kundenparkplatz von Supermarkt: Ku (20 kW) • Kostenlos, max. 1 h, nur während Öffnungszeiten	

Abbildung 1: Ladesäulentypen und Standorte der Messkampagne (Legende Flächennutzungsplan [3])

Die Vermessung der Ladesäulen erfolgt mit Hilfe von Netzanalysatoren im Anschlusskasten der Ladesäule (Typ 1), im vorgelagerten Zähl- und Wandlerschrank (Typ 2 und 3), am Kabelabgang in der Trafostation (Typ 3) oder in der Gebäudeverteilung (Typ 4). Bei Ladesäulen mit mehr als einem Ladepunkt können sich somit Ladevorgänge in den Messzeitreihen überschneiden, wodurch die eindeutige Bewertung eines Ladevorgangs nicht mehr möglich ist. Im Fokus der Analyse steht der gemessene Wirkleistungsverlauf. Die Erkennung eines Ladevorgangs im Wirkleistungsverlauf ist über die Erfassung ansteigender und abfallender Flanken möglich. Anschließend erfolgt die Klassifizierung und Speicherung in einer Datenbank. Die Klassifizierung basiert auf zeitlichen (Datum, Wochentag, Startzeitpunkt, Ladedauer) und elektrischen Größen (maximale Ladeleistung, geladene Energie, Volllastfaktor, belastete Außenleiter). Die Kennzahlen der Klassifizierung werden für die in Abbildung 2 beschriebene Verallgemeinerung verwendet.

<sup>1</sup> Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, Tel.: +49 821 4486-3634  
E-Mail: [simon.kreutmayr@hs-augsburg.de](mailto:simon.kreutmayr@hs-augsburg.de), Web: [www.hs-augsburg.de](http://www.hs-augsburg.de)

<sup>2</sup> Technische Universität München, E-Mail: [simon.niederle@tum.de](mailto:simon.niederle@tum.de)

<sup>3</sup> SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, E-Mail: [steinhart.christoph@swm-infrastruktur.de](mailto:steinhart.christoph@swm-infrastruktur.de)

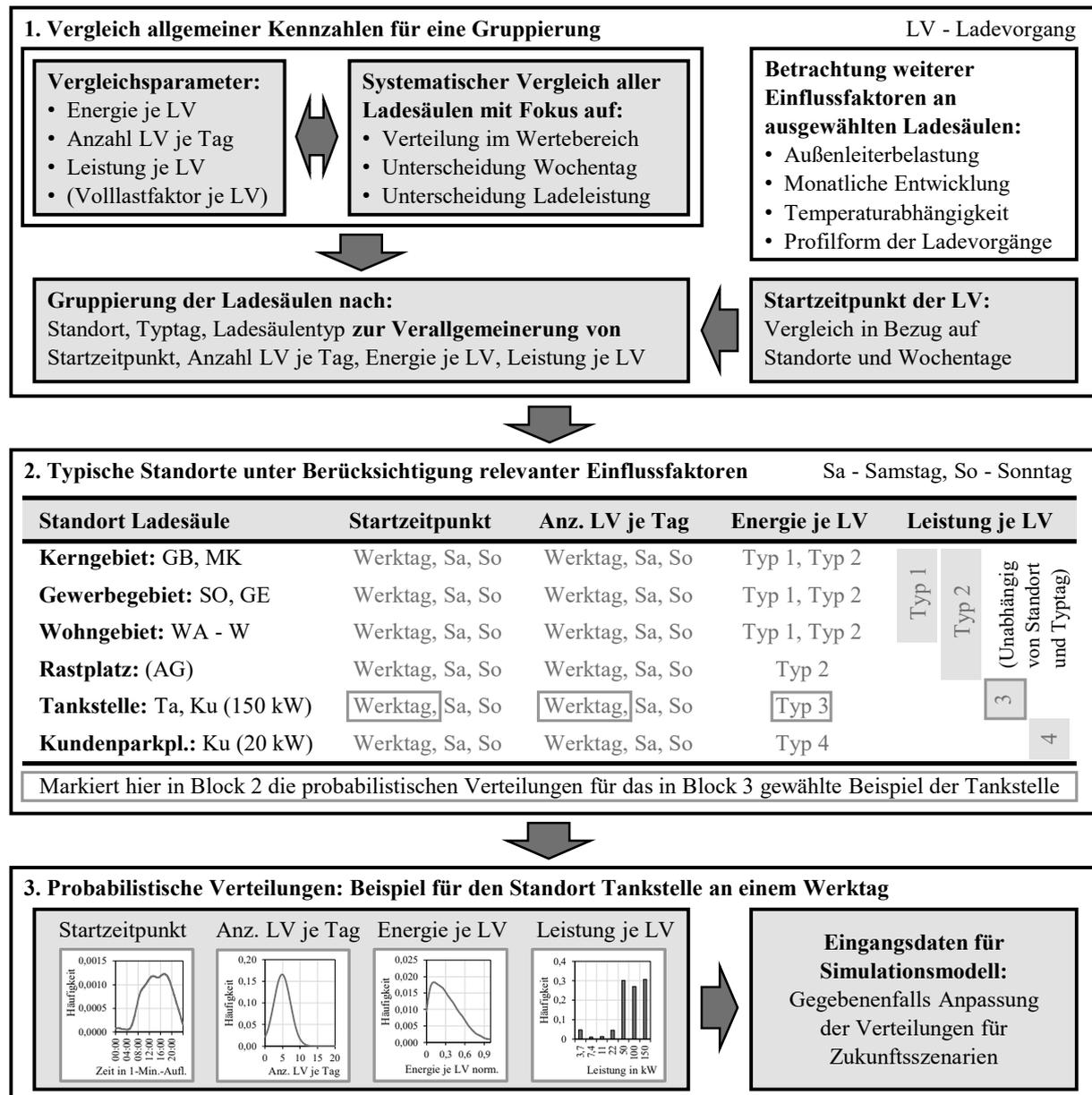


Abbildung 2: Methodik zur Auswertung und Verallgemeinerung von Messdaten für die Modellbildung

## Ergebnisse und Ausblick

Als Ergebnis der Verallgemeinerung stehen probabilistische Verteilungen für vier Ladesäulentypen an charakteristischen Standorten mit dazugehörigen Typtagen zur Verfügung. Die Häufigkeitsverteilungen beziehen sich auf den Startzeitpunkt, Anzahl Ladevorgänge je Tag, geladene Energie je Ladevorgang, und Ladeleistung je Ladevorgang. Ergänzend zum gewählten Modellierungsansatz, der vereinfacht eine konstante Ladeleistung während des gesamten Ladevorgangs annimmt, erfolgt außerdem eine Analyse von typischen Ladeprofilformen mit Hilfe der generierten Profildatenbank.

## Referenzen

- [1] Die Bundesregierung, Klimaschutzgesetz 2021: Generationenvertrag für das Klima. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>.
- [2] Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut, Agora: „Klimaneutrales Deutschland 2045: Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann“, 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_01\\_DE\\_KNDE2045/KNDE2045\\_Langfassung.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_01_DE_KNDE2045/KNDE2045_Langfassung.pdf).
- [3] Landeshauptstadt München Referat für Stadtplanung und Bauordnung, Flächennutzungsplan mit integrierter Landschaftsplanung. [Online]. Verfügbar unter: [http://www.fnp-muenchen.de/pdf/fnp\\_faltblatt\\_2020.pdf](http://www.fnp-muenchen.de/pdf/fnp_faltblatt_2020.pdf).
- [4] S. Niederle et al., „Analysis of the Service Area of Public Charging Stations for Electric Vehicles in Urban Area“, CIRED 2021, Genf, 2021.
- [5] S. Kreutmayr et al., „Time-Dependent and Location-Based Analysis of Power Consumption at Public Charging Stations in Urban Areas“, CIRED 2021, Genf, 2021.

## 7.5.4. Analyse von Investitionen in Kraftwerke in Österreich in Abhängigkeit von Ladestrategien für Elektromobilität mit dem Energie System Model BALMOREL

Florian HASENGST

### Motivation und zentrale Fragestellung

Zur Einhaltung der Ziele des Übereinkommens von Paris sind deutliche Reduktionen der Treibhausgasemissionen in den Sektoren Transport und Energie in Österreich notwendig. Ein Teil der Dekarbonisierung im Verkehrssektor soll eine Umstellung von Personenkraftwagen (PKW) mit Verbrennungsmotoren hin zu Fahrzeugen mit elektrischen Antrieben sein.

In dieser Arbeit wird untersucht, wie sich verschiedene Marktdurchdringungen von batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) und Fahrzeugen mit Plug-in-Hybrid Antrieb (PHEV) auf die Investitionskosten im Energiesektor in Österreich bis ins Jahr 2050 auswirken. Die Art der Ladestrategie und die Anzahl der Fahrzeuge in einem Land hat dabei Auswirkungen auf die elektrische Energiebereitstellung.

Durchgeführt wurden diese Analysen mit dem Energie System Model Balmorel, welches in diesem Beitrag vorgestellt wird. Danach wird auf das Anwendungsbeispiel der Elektromobilität eingegangen.

### Methodische Vorgangsweise

Das Energie System Model Balmorel ist ein partielles Gleichgewichtsmodell für den Strom- und Wärmesektor, siehe Abbildung 1. Das Modell kann nationale wie auch internationale Perspektiven abbilden und ist dabei auch in seinen Betrachtungszeiträumen sehr flexibel. Es können langfristige Prognosen erstellt oder auch kurzfristige Entscheidung zur Betriebsführung getroffen werden. Der Code des Modells ist Open-Source und ermöglicht dadurch eine Anpassung an vielseitige Problemstellungen. Die Funktionalität des Modells kann zusätzlich durch Erweiterungen, sogenannte Addons, ausgebaut werden (siehe [1]).

Die Daten, die in das Modell eingehen, werden dabei über einzelne Dateien als Parameter und Sets vorgegeben. Die Zielfunktion ist die Minimierung der Kosten, dabei können sich auch endogen Parameter verändern. Im speziellen Fall dieses Beitrags trifft dies vor allem auf die Investmententscheidungen in neue Kraftwerkskapazitäten zu. In Balmorel kann auch der Detaillierungsgrad anhand der Zeitschritte gewählt werden.

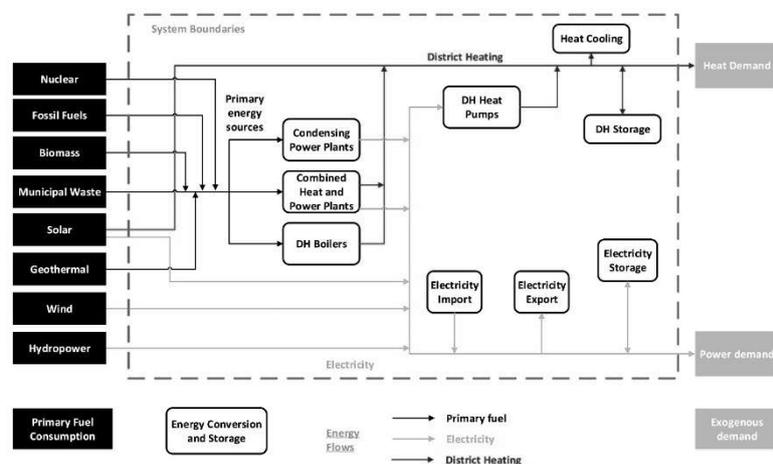


Abbildung 18: Strukturabbildung Balmorel (siehe [2])

Die Funktionalität des Modells wird durch ein bestehendes und im Zuge der Arbeit erweitertes Elektromobilitäts-Addon [3] ergänzt, welches Energiebedarf, Nutzungsverhalten der PKW-Flotte und drei verschiedene Ladestrategien beinhaltet. Die Ladeschemen unterscheiden sich in ihrer Flexibilität bezüglich des Zeitpunkts und der Menge an notwendiger Ladeenergie, davon abhängig ergeben sich die Investitionen in neue Kraftwerksleistungen. Das Modell entscheidet endogen über die notwendigen Investitionen in den Zubau neuer Kraftwerke.

Bei den entwickelten Szenarien wird die angenommene Anzahl der BEV und PHEV in Österreich im Jahr 2050 variiert und dabei die Auswirkungen auf die Investitionen in neue Kraftwerksleistungen bei verschiedenen Ladestrategien beobachtet. Des Weiteren wird das Modell dahingehend erweitert, dass auch ein Mix aus

Ladestrategien pro Jahr verwendet werden kann. Dies führt zu einer Annäherung des Modells an die reale Marktdurchdringung von flexibler Ladeinfrastruktur.

## Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Ziel dieser Arbeit ist es, zu klären, wie sich verschiedene Ladestrategien von EV auf die Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten auswirken. In den Szenarien wird die Anzahl der BEV in Österreich erhöht. Das Szenario 25% nimmt dabei an, dass im Jahr 2050 25% der Personenkraftfahrzeuge in Österreich BEV sein werden. Im Szenario 100% wird angenommen, dass alle PKW, fünf Millionen Stück, im Jahr 2050 BEV sein werden. Eine vermehrte Anzahl von elektrisch angetriebenen Fahrzeugen führt zu einer größeren Stromnachfrage und daher auch zu einem notwendigen Zubau von Kraftwerksleistungen.

Nimmt man nun das passive Laden (PC) als Referenz und vergleicht die installierten Leistungen mit den flexibleren Ladestrategien SC und V2G, zeigt sich in Abbildung 1 eine Reduktion der neu zu installierenden Kraftwerksleistungen um bis zu 41%.

Flexible Ladestrategien haben außerdem einen Einfluss auf die Nutzung von volatilen Energieträgern wie Wind und Sonne und reduzieren dadurch die Nutzung von fossilen Energieträgern. Die Verwendung der bidirektionalen Ladestrategie (V2G) führt zu einer besseren Nutzung von Wind- und Sonnenenergie.

Flexible Ladestrategien sind daher zu bevorzugen und die Marktdurchdringung eben dieser sollte durch Anreize oder Regulierung vorangetrieben werden.

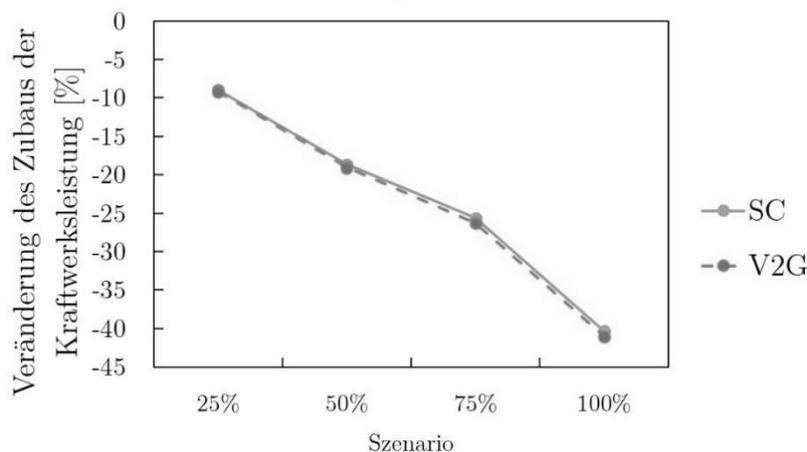


Abbildung 2: Veränderung des Zubaus neuer Kraftwerksleistungen in den verschiedenen Szenarien im Vergleich zur Ladestrategie „Passives Laden“ (PC)

## Referenzen

- [1] Ravn, H. (2010) The Balmorel Open Source Project.url: <http://www.balmorel.com> (Aufgerufen am 03. Dezember 2020)
- [2] Wiese, F; Bramstoft, R; Koduvere, H; Pizarro A, Amalia R ; Balyk, O; Kirkerud, J G; Tveten, Å G; Bolkesjø, Torjus F; Münster, M; Ravn, H; Balmorel open source energy system model, Energy Strategy Reviews. 2018; Vol. 20. pp. 26-34.
- [3] Gunkel, P. A., C. Bergaentzlae, I. Graested Jensen und F. Scheller (2020). From passive to active: Flexibility from electric vehicles in the context of transmission system development. In: Applied Energy 277, S. 115526. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115526

## 7.6. ALTERNATIVE TREIBSTOFFE

### 7.6.1. Case study: The Economic and Environmental Assessment of Selected Biomass-to-Fischer tropesch (FT) Diesel Chains In The EU

Nadine GUERER<sup>1\*</sup>, Frank RADOSITS<sup>2</sup>, Amela AJANOVIC<sup>3</sup>, Reinhard HAAS<sup>4</sup>

#### Motivation

In light of the European Green Deal's target to reduce net greenhouse gas emissions by at least 55% by 2030 compared to 1990 levels and to render Europe the world's first climate-neutral continent by 2050, it is crucial to increase the market share of renewable fuels. Previous literature has suggested that 2<sup>nd</sup> generation biofuels, such as Fischer Tropsch (FT) diesel, will become economically competitive between 2020 and 2030 (Ajanovic et al., 2012). This paper aims to make use of recent data on selected biomass-to-FT-Diesel chains from the EU Horizon 2020 CLARA project<sup>3</sup> (Dieringer et al., 2020; Atsonios et al.2020) to analyze and compare the ecological and economic performance of selected biomass-to-FT diesel chains. Further, this paper argues that selected biomass-to-FT diesel chains have a particularly high potential as alternative fuel due to increased ecological performance (lower life-cycle carbon emissions) and financial competitiveness due to an expected economies of scale effect, thus making a case for their contribution to achieving the European Green Deal's climate targets.

#### Core objective

The core objective of this paper is to determine and compare the present economic and environmental performance of (a) forestry wood-to-fischer-tropsch (FT) diesel, (b) straw-to-FT diesel, (c) pine forest residue-to-FT diesel, (d) straw pellet-to-FT diesel chains and conventional diesel for the EU, as well as to provide an outlook for the expected economic and environmental performances of the mentioned biomass-to-fuel chains and conventional diesel in 2030 and 2050.

#### Method of approach

While chain (a) and (b) will be based entirely on data from a previous study on the long-term prospects of biofuels in the EU-15 countries, see Ajanovic et al. (2012), chain (c) and (d) will be partially based on recent data from the EU Horizon 2020 CLARA project, as well as on Ajanovic et al. (2012).

For the economic analysis we consider energy costs, capital costs, as well as the following other costs: transport, operation & maintenance (O&M), labor, electricity and heat. The sum of these variables represent the total costs,  $C_{total}$ , for the production of a certain biofuel (BF) from a selected feedstock (FS) for a specific year.

$$C_{total} = C_{energy} + IC \cdot \alpha + C_{other} \quad [€/ \text{tonne FS}] \quad (1)$$

where:

$C_{energy}$ .....energy costs [€/tonne FS]

IC.....investment costs [€/tonne FS]

$\alpha$ .....capital recovery factor

$C_{other}$ ..... $\Sigma$ transport, O&M, labour, electricity, heat [€/ tonne FS]

<sup>1,2,3,4</sup> Energy Economics Group (EEG), Vienna University of Technology, Gußhausstraße 25 - 29, 1040 Vienna, +43 1 58801 - 370341, [guerer@eeg.tuwien.ac.at](mailto:guerer@eeg.tuwien.ac.at), <https://eeg.tuwien.ac.at>

\*Nachwuchsautorin

<sup>3</sup> This work has received funding of the European Union's Horizon 2020-Research and Innovation Framework Programme under grant agreement No. 817841 (Chemical Looping gasification foR sustainAble production of biofuels-CLARA).

For the environmental analysis, we consider the CO<sub>2</sub> input and the conversion efficiency for the selected feedstock, as well as the CO<sub>2</sub> input of the final biofuel product.

$$CO_{2\_SP} = \eta_{feedstock} \cdot CO_2 \text{ input}_{feedstock} + CO_2 \text{ input}_{biofuel} \quad (2)$$

where:

$\eta_{feedstock}$ .....FS conversion efficiency

CO<sub>2</sub> input feedstock..... $\sum CO_2$  (passive/sink, fertilizer, fuel<sub>feedstock</sub>, fuel<sub>transport</sub>) [kg CO<sub>2</sub>/ kg FS]

CO<sub>2</sub> input biofuel.... $\sum CO_2$  (credit<sub>by-products</sub>, pressing, BF conv., other WTT, transp.fill. stat.,TTW) [kg CO<sub>2</sub>/kg BF]

Abbreviations: WTT... well-to-tank, TTW...tank-to-wheel

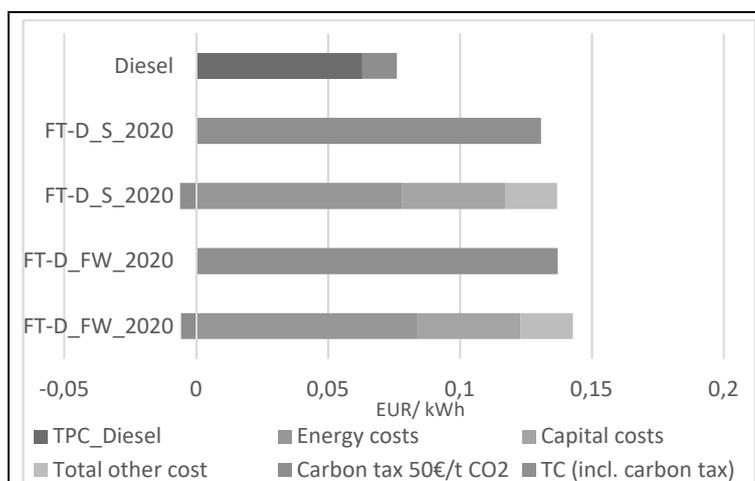


Fig. 1. Segmented total production costs for forest wood-to-FT diesel & straw-to-FT diesel chains incl. CO<sub>2</sub> taxes for 2020 (based on Ajanovic et al. 2012) compared to corresponding Diesel price (EUR/kWh) for the EU<sup>1</sup>

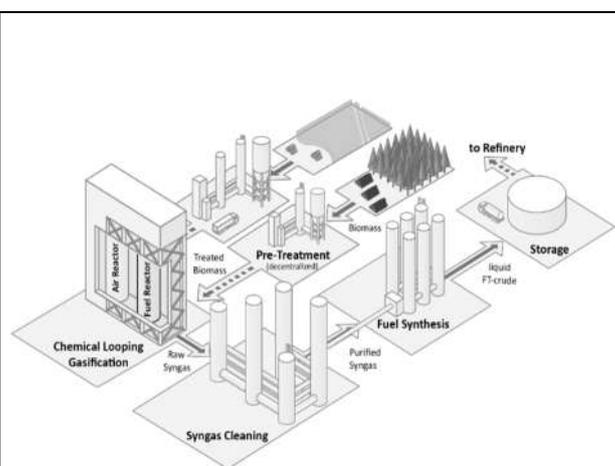


Fig. 2. Schematic overview of the biomass-to-FT-Diesel process chain of the EU Horizon 2020 CLARA project

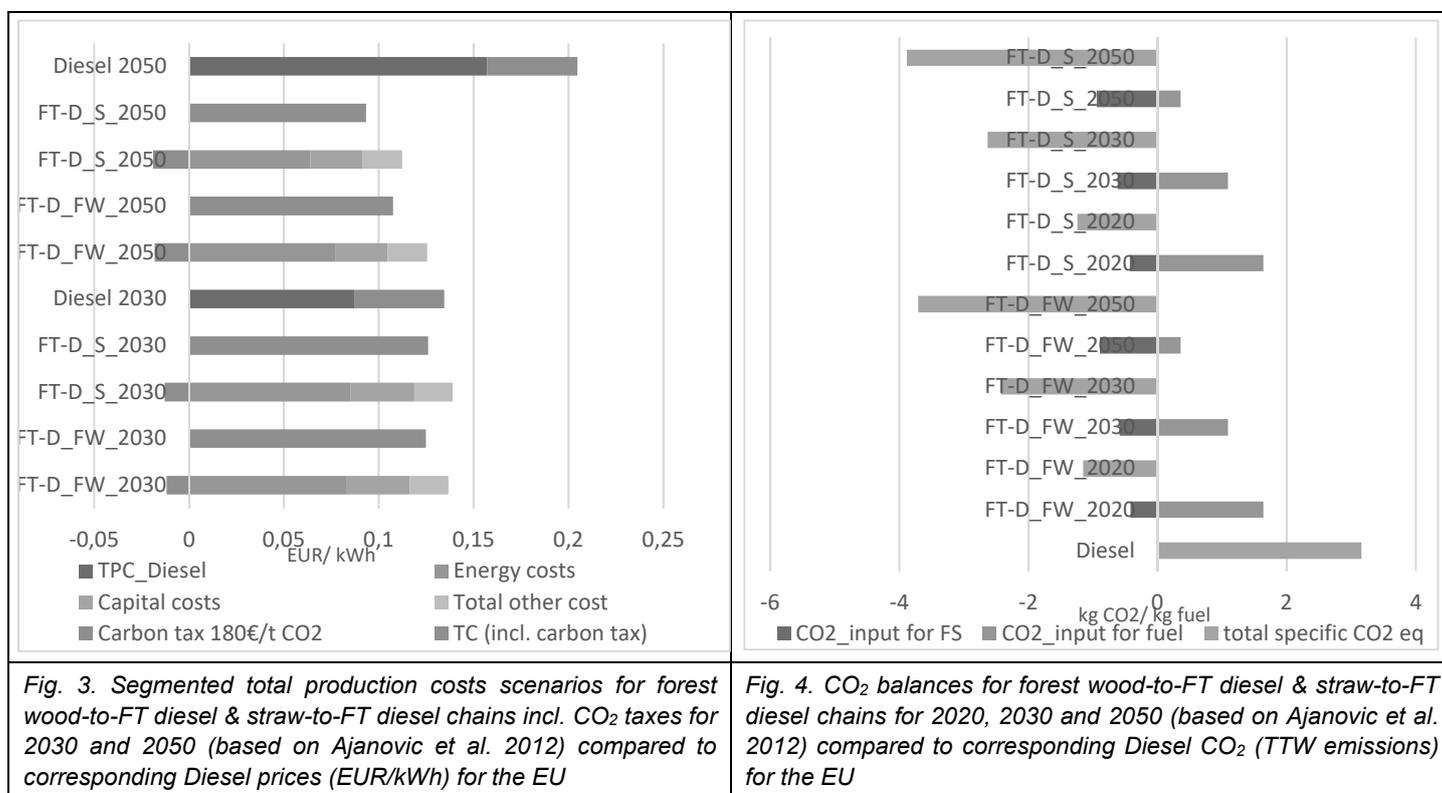
## Results<sup>2</sup>

The most important results are: (i) Fig. 1 describes the structure of the current total production cost of forest wood-to-FT diesel and straw-to-FT diesel chains and compares these with the corresponding total production cost of diesel for 2020 (€/kWh). Note, that for each biomass-to-fuel chain, next to the segmented production costs, the total production costs including CO<sub>2</sub> taxes are given. While we can see the advantages of CO<sub>2</sub> tax in its contribution to a decrease of the total costs / kWh of fuel for both FT diesel chains, in 2020 it is evidently more economically feasible to produce conventional diesel, including CO<sub>2</sub> taxes; ii) Fig. 3 depicts total production cost structure scenarios for 2030 and 2050 and compares these with the corresponding forecasts of total production costs of diesel (€/kWh). It is evident that already in 2030 the production of FT diesel could be economically feasible and lower than that of conventional diesel, given that CO<sub>2</sub> taxes of ~180 €/ t CO<sub>2</sub> are implemented. In 2050, both production costs as well as CO<sub>2</sub> taxes on conventional diesel are expected to increase, accompanied by a further decline of both costs for FT Diesel, thus rendering FT diesel a valuable alternative, both economically and environmentally; (iii) figure 4 depicts the CO<sub>2</sub> balances of forest wood-to-FT diesel and straw-to-FT diesel chains for the years 2020, 2030 and 2050 and compares these to the corresponding conventional diesel CO<sub>2</sub> balance. While it is evident that at present the ecologic performance of FT diesel is already

<sup>1</sup> Abbreviations: TPC... total production cost, FT-D\_FW...FT-diesel produced from forest wood, FT-D\_S... FT-diesel produced from straw

<sup>2</sup> It should be noted that, at this point, results from the CLARA project have no yet been included and that the preliminary findings presented in this abstract are solely based upon the previous study of Ajanovic et al. 2012. The long version of this paper aims to include recent data of the CLARA project and possibly a learning curve assessment.

superior to that of conventional diesel, the environmental benefits in terms of negative lifecycle carbon emissions (kg CO<sub>2</sub>/kg fuel) are expected to continuously increase until 2050 for both biomass-to- FT diesel chains under study.



## Conclusions

The major conclusions of this analysis are: (i) The way towards an increased share of 2<sup>nd</sup> generation biofuels, such as FT diesel, in the overall energy mix has to be accompanied by rigorous policy measures (e.g. regulations for min. share of renewable fuels in total energy mix); (ii) in order for 2<sup>nd</sup> generation biofuels to play a significant role in the energy transition a proper mix of CO<sub>2</sub>-taxes and intensified R&D in order to improve the conversion efficiency from feedstock to fuel, thus leading to lower feedstock cost and improved ecological performance, are needed; (iii) the increase in production price and CO<sub>2</sub> taxes of conventional diesel, combined with the increase in ecologic and economic performance of 2<sup>nd</sup> generation biofuels, such as FT diesel, is highly likely to cause the latter to supersede conventional diesel as early as 2030.

## References

- [1] Ajanovic. A. et al., "The Long-Term Prospects of Biofuels in EU-15 Countries", *Energies*, Volume 5, Pages 3110-3125; doi: 10.3390/en.5083110
- [2] Dieringer, P. et al., "Process Control Strategies in Chemical Looping Gasification – A Novel Process for the Production of Biofuels Allowing for Net Negative CO<sub>2</sub> Emissions", *Appl. Sci.* 2020, 10, 4271; doi: 10.3390/app10124271
- [3] Atsonios, K. et al., "Review on dynamic process modeling of gasification based biorefineries and bio-based heat & power plants", *Elsevier, Fuel Processing Technology* 197 (2020) 106188; doi: 10.1016/j.fuproc.2019.106188
- [4] Schipfer et al., "Techno-economic evaluation of biomass-to-end-use chains based on densified bioenergy carriers (dBECs)", *Elsevier, Applied Energy* 239 (2019) 715-724; doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.219

## 7.6.2. Recursive sequential combustion: an innovative and high-performance combustion technology, aimed at the fuels of the future

Fabrice GIULIANI<sup>1</sup>, Nina PAULITSCH\*, Andrea HOFER\*, Bugra AKIN

### The Recursive Sequential Combustion (RSC)

This new method invented by Combustion Bay One e.U. aims to produce robust lean combustion with excellent performance in terms of combustion efficiency, NO<sub>x</sub> and soot emissions. It addresses the fuels of the future, among others hydrogen.

#### *The need for a better combustion*

The challenge is to meet the Paris Agreement's goal of limiting greenhouse gas emissions so that the average temperature increase remains well below 2 degrees Celsius by the end of the century, and ideally below 1.5 degrees.

Industrialised countries have started their transition to a post-fossil fuel, carbon neutral economy. Many sectors that need heat and high temperatures rely on combustion and therefore need fuels. These include among others the energy sector, metallurgy, the concrete industry and aviation. The advantage of burning fuels is that it is an established, though improvable, technology that provides energy on demand in a well-controlled way. The fuels of the future will be carbon-free, such as hydrogen or synthetic hydrocarbons from a CO<sub>2</sub> neutral or negative process balance.

Consumption of conventional resources is expected to plateau and begin to decline over the decade. While this change is urgent for environmental reasons, it must be borne in mind that fossil fuel resources are finite, that the long-forgotten concept of peak oil is another harsh reality, and that the legacy of natural resources for future generations is essential. This decrease will be linked to the effective transition mentioned above, combined with a better use of these "transitional fossil fuels", possibly blended with new fuels. In other words, the fuel of the future will be scarcer, and we must make the best use of it.

The challenge with synthetic fuels is to limit NO<sub>x</sub> and particulate emissions. The challenge with the use of pure hydrogen is to withstand the extreme heat generated by combustion, and to limit the thermal NO<sub>x</sub> emissions associated with these high temperatures.

#### *The MOeBIUS project*

MOeBIUS stands for Momentum-Enhanced Blend of the Reactants with Recirculated Burnt Gases. It is a novel concept for high-efficiency and low-emission combustion, developed and patented by CBOne with the support of the FFG in the frame of the Take-Off programme. It was inspired by the concepts of flue gas recirculation [1]-[2], the notion of flameless combustion [3], the notion of sequential combustion[4], and the novel approach on burner arrangements developed by [5]-[7].

The novelty of sequential recursive combustion is that the combustion chamber is arranged in a closed loop, where all burners are literally located one behind the other. They are supplied from the sides with premixed air and fuel. And while the burnt gases also exit from the sides, some of these gases meet and interact with the reactants in the next burner. Ultimately, the hot core generates a permanent hot gas circulation that sustains combustion, allowing robust, lean-burn operation showing a better flame stability near the lean blow out limit and a better combustion performance in terms of NO<sub>x</sub> and soot than on a conventional system operating at a similar equivalence ratio. As in a rotary system equipped with a flywheel, this amount of trapped and circulating burnt gas ensures high thermal conservation. The heat promotes complete oxidation of the particles, and the reburning effect helps to reduce NO<sub>x</sub>.

---

<sup>1</sup> Combustion Bay One e.U., advanced combustion management. Schützenhofgasse 22, 8010 Graz, Austria. [Office@CBOne.at](mailto:Office@CBOne.at), [www.CBOne.at](http://www.CBOne.at)

## Towards a safe and reliable combustion of hydrogen

A specific feature of RSC technology is the need for fine-tuning of the momentum flow of the combustion chamber inlets (high) and outlets (low), combined with an advanced flow design. Reactants are introduced at high velocity (up to Mach 0.3 - i.e. at the limit of incompressibility) to stabilise aerodynamically the flame along a vortex, at a safe distance from the walls.

This same characteristic is important for the use of hydrogen as a fuel, as it prevents the phenomenon of flashback. Due to the high reactivity of hydrogen, the premixed flame tends to return to the injection point inside the injector and settle there as a diffusion flame capable of irreparably damaging the combustor in a very short time. This flashback problem when using hydrogen or hydrogen-rich mixtures is the major concern of current combustor designers. We believe that the MOeBIUS paradigm can remedy this.

The motivations and principles of RSC will be explained, and two possible designs called the discrete sector and constant section concepts will be presented. At present, effective designs produce the desired circulation in both concepts. The audience will benefit from the latest progress made in the MOeBIUS project.

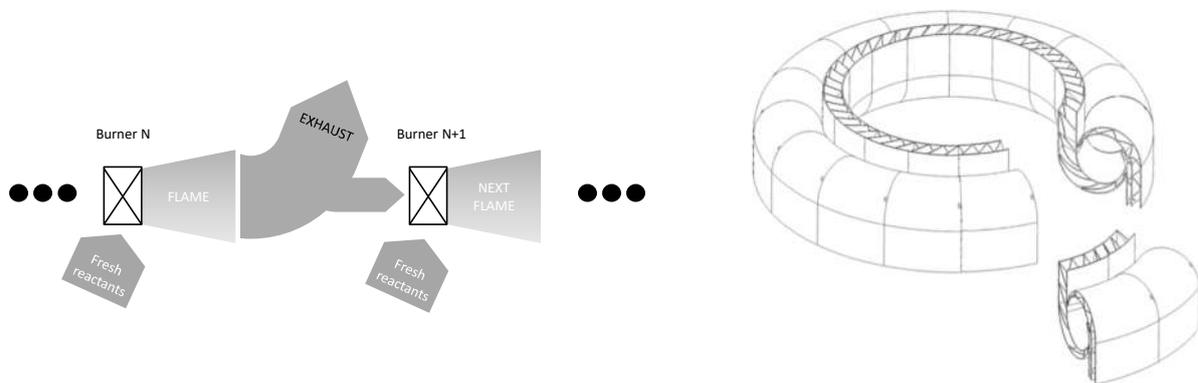


Figure 1: the recursive sequential combustor principle (left), and a RSC geometry with a constant section (right)

## References

- [1] Wilkes, C., and Gerhold, B., 1980. "NO<sub>x</sub> reduction from a gas turbine combustor using exhaust gas recirculation". Am. Soc. Mech. Eng., CONF-8009102, 10. ASME Paper 80-JPGC/GT-5.
- [2] Smoot, L., Hill, S., and Xu, H., 1998. "NO<sub>x</sub> control through reburning". Progress in Energy and Combustion Science, 24(5), pp. 385–408.
- [3] Kruse, S., Kerschgens, B., Berger, L., Varea, E., and Pitsch, H., 2015. "Experimental and numerical study of MILD combustion for gas turbine applications". Applied Energy, 148, pp. 456 – 465.
- [4] Pennell, D., Bothien, M., Ciani, A., Granet, V., Singla, G., Thorpe, S., Wickstroem, A., Oumejjoud, K., and Yaquinto, M., 2017. "An Introduction to the Ansaldo GT36 Constant Pressure Sequential Combustor". In Turbo Expo: Power for Land, Sea, and Air, ASME, ed., Vol. 4B of Combustion, Fuels and Emissions. GT2017-64790.
- [5] Ariatabar, B., Koch, R., Bauer, H.-J., and Negulescu, D.- A., 2016. "Short helical combustor: Concept study of an innovative gas turbine combustor with angular air supply". Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 138(3), p. 031503.
- [6] Savary, N., and Taliercio, G., 2016. "The SAFRAN helicopter engine spinning flame combustor concept to meet customer needs". In 42nd European Rotorcraft Forum, Lille, France.
- [7] Toqan, M., Gregory, B. A., Regele, J. D., and Yamane, R. S., 2015. Tangential and flameless annular combustor for use on gas turbine engines. Patent WO2015155452A1.
- [8] Fabrice Giuliani. Patent AT523924B1: Recursive Sequential Combustion

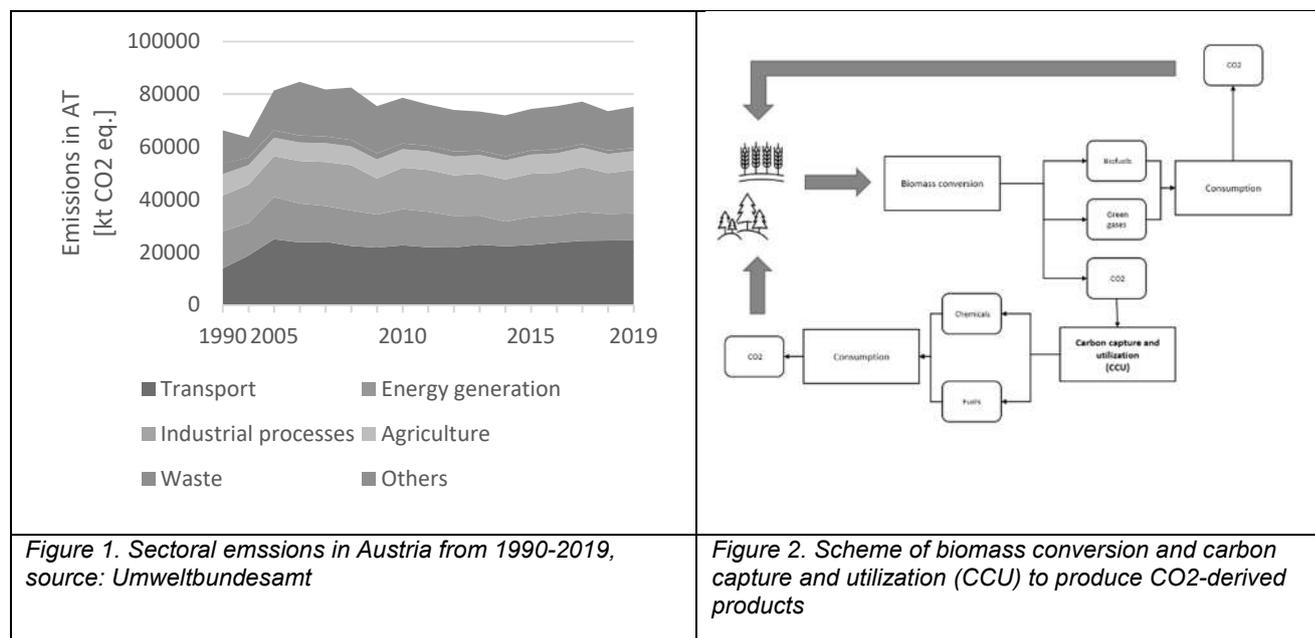
### 7.6.3. Economic Assessment of CO<sub>2</sub> Utilization for Waste Biomass Conversion into Transport Fuels

Frank RADOSITS\*, Amela AJANOVIC<sup>1</sup>, Reinhard HAAS<sup>2</sup>

#### Overview

The European Commission adopted a new circular economy action plan in 2020 to create sustainable growth and protect biodiversity (European Commission 2020). Biomass is used in many regions of the world as feedstock for green gas or liquid fuel production. However, it must be considered that this resource has limitations and conflicts with other sectors can arise [1]. A conflict for the use for food, feed and fuel production of agricultural land exists already and this competition will likely get even stronger [2]. In years with low agricultural yields, the chance of increasing crop prices through biofuel production is higher [3].

The transport sector is a major contributor to greenhouse gas (GHG) emissions in Austria and the EU. **Figure 1** shows GHG emissions in Austria from 1990-2019 in kt CO<sub>2</sub> eq. per sector. The emissions in the transport sector strongly increased by around 75%, in the EU by around 25%. The utilization of biowastes and lignocellulosic biomass for conversion into energy carriers is proposed to contribute to the decarbonization of the energy system and progress towards a circular economy [4]. These kinds of feedstocks gained more attention in recent years, because the EU restricts the use of food crops for biofuel production to 7% of all renewable fuels (Renewable Energy Directive, EU 2018). Lignocellulosic biomass has a greater potential than energy crops towards a decrease of GHG emissions, because biomass cultivation, harvesting and transport have a substantial influence on environmental impact. The usage of local biomass is suggested to be the most environmentally friendly and economically feasible way of producing biofuels [5].



The core objective of this paper is an economic assessment of biomass conversion with CO<sub>2</sub>. The usage of CO<sub>2</sub> as a renewable carbon source is an innovative approach in recent years. CO<sub>2</sub> can be utilized via conversion or non-conversion, e.g. as a solvent or for material processing (Jeffrey et al. 2021). In carbon capture and utilization (CCU) as seen in **Figure 2**, CO<sub>2</sub> becomes converted into valuable products for example fuels, chemicals, etc. One possible conversion method is realized in the dual fluidized bed

\* Nachwuchsautor, Technische Universität Wien, Gusshausstraße 25/E370-3, 1040 Wien, +43 1 58801 - 370 367, [radosits@eeg.tuwien.ac.at](mailto:radosits@eeg.tuwien.ac.at), <http://eeg.tuwien.ac.at/>

<sup>1</sup> +43 1 58801 - 370 364, [ajanovic@eeg.tuwien.ac.at](mailto:ajanovic@eeg.tuwien.ac.at), <http://eeg.tuwien.ac.at/>

<sup>2</sup> +43 1 58801 - 370 352, [haas@eeg.tuwien.ac.at](mailto:haas@eeg.tuwien.ac.at), <http://eeg.tuwien.ac.at/>

gasification reactor with CO<sub>2</sub> as gasifying agent [6]. An important reaction in this process is the Boudouard-reaction: CO<sub>2</sub> + C ↔ 2 CO, ΔH = + 172,5 kJ/ mol. The reaction of gaseous CO<sub>2</sub> with solid C from biomass is supposed to form carbon monoxide (CO), which is more favorable in the synthesis gas for upgrading into fuels, e.g. synthetic natural gas (SNG).

## Methods

Our approach is based on: (i) an extensive literature research of state-of-the-art technologies for CO<sub>2</sub> utilization and biomass conversion; (ii) an assessment of feedstock potentials with a focus on Europe; (iii) an economic discussion regarding production cost of renewable fuels compared to fossil fuels; (iv) an outlook for innovative CO<sub>2</sub> utilization methods under research.

Production costs were calculated based on feedstock prices from Statistik Austria for 2020 and values for conversion efficiencies and specific investment costs from ALTETRÄ [7].

Total fuel production costs were calculated with following formula:

$$C_{fuel} = I_C * CRF + p_{Biomass} * z + c_{var}$$

$C_{fuel}$  = fuel production cost,  $I_C$  = specific investment cost [€/ t fuel], CRF = capital return factor,  $p_{Biomass}$  = price [€/ t feedstock],  $z$  = conversion factor [t feedstock/ t fuel],  $c_{var}$  = variable cost including: operating and maintenance (O&M), heat & electricity, labor, transport, CO<sub>2</sub> price [€/ t fuel]

## Preliminary results and discussion

Energy crops are currently widely used for biofuel production in Europe. However, conversion of residues and waste streams should be promoted in the future, because of conflicts with agricultural land and material utilization. Furthermore, it is also expected that fuels derived from waste streams will earlier reach economic competitiveness with fossil fuels than fuels from energy crops.

Feedstock prices and conversion efficiencies have a strong influence on the overall production cost of SNG from biomass. Production costs for biomass gasification of spruce or pine fiber wood are approximately 7.5 €/t kWh and for straw 8.9 €/t kWh. Feedstock price of straw accounts for 34.9% of total production cost, whereas in the case of spruce fiber wood for only 21.5%.

Only a few pilot plants for carbon capture are in operation worldwide. Prices per ton CO<sub>2</sub> avoided are very different depending on the technology. For market penetration of CO<sub>2</sub>-derived fuels, high concentrated CO<sub>2</sub> streams for example from biogas upgrading with low capture cost are preferred.

The preliminary calculations lead to the conclusion that biomass conversion with CO<sub>2</sub> is currently not cost-competitive to fossil fuels and support schemes will be important for market deployment.

## References

- [1] Baumann, M., Fazeni-Fraisl, K., Kienberger, T., Nagovnak, P., Pauritsch, P., Rosenfeld, D., Sejkora, C., Tichler, R., 2021. Erneuerbares Gas in Österreich 2040. Vienna.
- [2] Poore, J., Nemecek, T., 2018. Reducing food's environmental impacts through producers and consumers. *Science* 360, 987–992. <https://doi.org/10.1126/science.aaq0216>
- [3] Ajanovic, A., 2011. Biofuels versus food production: Does biofuels production increase food prices? *Energy*, 5th Dubrovnik Conference on Sustainable Development of Energy, Water & Environment Systems 36, 2070–2076. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.05.019>
- [4] D'Adamo, I., Falcone, P.M., Huisingh, D., Morone, P., 2021. A circular economy model based on biomethane: What are the opportunities for the municipality of Rome and beyond? *Renew. Energy* 163, 1660–1672. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.10.072>
- [5] Kargbo, H., Harris, J.S., Phan, A.N., 2021. "Drop-in" fuel production from biomass: Critical review on techno-economic feasibility and sustainability. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 135, 110168. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110168>
- [6] Mauerhofer, A.M., Müller, S., Bartik, A., Benedikt, F., Fuchs, J., Hammerschmid, M., Hofbauer, H., 2021. Conversion of CO<sub>2</sub> during the DFB biomass gasification process. *Biomass Convers. Biorefinery* 11, 15–27. <https://doi.org/10.1007/s13399-020-00822-x>
- [7] Ajanovic, A., Haas, R., Beermann, M., Jungmaier, G., Zeiss, C., 2012. ALTETRÄ - Perspectives for Alternative Energy Carriers in Austria up to 2050 (Project Report), Vienna.

## 7.6.4. An innovative concept for the complete and low-NO<sub>x</sub> combustion of non-carbon eco-fuels using a thermo-acoustically-driven, hydrogen-powered pilot stage

Nina PAULITSCH\*<sup>1</sup>, Fabrice GIULIANI<sup>1</sup>, Andrea HOFER<sup>1</sup>, Johannes HOFER<sup>2</sup>

### Motivation

The problem of climate change, triggered by a high concentration of pollutants in the atmosphere and the scarcity of fossil resources, increases the need of low emission thermal utilisation of novel, non-carbon eco-fuels such as hydrogen, ammonia (both for energy and propulsion) or hydrogen sulphide (sulphur acid production and regeneration). While all of these listed eco-fuels have the potential to decarbonise industry and the energy sector, they also pose demanding challenges regarding combustion. To address these challenges the consortium consisting in Combustion Bay One e.U., FH JOANNEUM GmbH and P&P Industries AG is working on the project called BLUETIFUEL, supported by the FFG.

### The BLUETIFUEL project

BLUETIFUEL stands for *blue* flames for low emission combustion using non-carbon eco-fuels. The strategy behind: The Power-to-X technology provides promising energy storage for renewable resources. Excess electricity from solar, wind or hydro power can be used to generate a non-conventional, non-carbon eco-fuel such as hydrogen, ammonia or hydrogen sulphide, which can be thermally utilised in high-temperature applications in process engineering, chemical and metallurgical sector or to cover the electrical residual load or heat demand of a country. The overall vision of the project is illustrated in Figure 1.

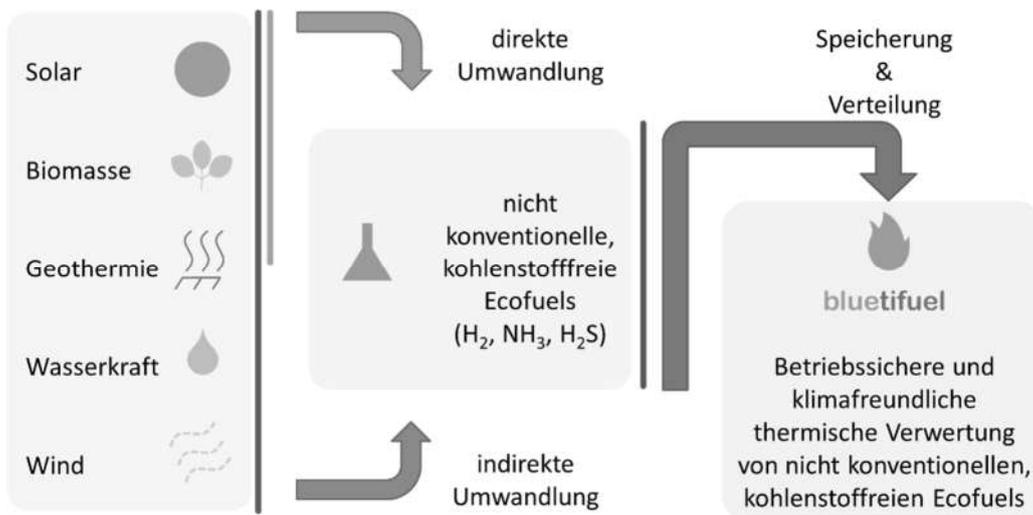


Figure 1: Vision and strategy of the project BLUETIFUEL

All of these eco-fuels pose their individual challenges regarding combustion and safety, which needs to be addressed. Hydrogen is very sensitive to the injection conditions due to its high laminar flame speed what is represented in a high probability to flashback. Furthermore, the elevated flame temperature of hydrogen leads to an elevated formation of thermal nitric oxides [1]. By using hydrogen highly diluted with air while simultaneously running a thermo-acoustic excitation, the temperature decreases to a level where nearly no thermal NO<sub>x</sub> formation happens while a stable combustion process is guaranteed.

<sup>1</sup> Combustion Bay One e.U., 8010 Graz, Tel +43 (0)316 22 89 80, [Office@CBOne.at](mailto:Office@CBOne.at), [www.CBOne.at](http://www.CBOne.at)

<sup>2</sup> P&P Industries AG, 8074 Raaba, Austria, [www.pp-industries.at](http://www.pp-industries.at)

While hydrogen is highly reactive, as evidenced by its wide flammability range, the combustion behaviour of a mixture of ammonia and air occurs very unstable and lies in a narrower flammability range with a higher necessary ignition temperature. This is related to the low laminar flame speed of ammonia, which is only one fifth of the laminar flame speed of methane. Furthermore, due to the presence of bound nitrogen in ammonia, fuel nitric oxides can be released during a combustion process with insufficient retention time [2]. To address this problem ammonia is doped with jets of hydrogen.

The aim of the project is to develop a highly digitalised combustion technology for complete and low-emission combustion of hydrogen, ammonia and hydrogen sulphide for industrial purposes based on precisely controlled forced flame turbulence. The idea is that due to the controlled increased flame activity a better reactant mixing takes place, which guarantees a complete burnout of the partially toxic eco-fuels. Furthermore, results of a previous work showed that the flame pulsation process provides the opportunity to run reliably an otherwise unstable combustion process [3].

## Early results

A novel three-staged burner design, adapted to the needs of the eco-fuels, enables the thermo-acoustic excitation via the pilot stage. In order to achieve effective thermo-acoustic pulsation, an apparatus called "siren E" was developed specific for application in industrial use. The siren is a robust pulsation apparatus with independently adjustable frequency and noise amplitude that can operate under elevated temperature and pressure conditions [4]-[5]. By scanning through a certain frequency range during combustion, eigenfrequencies of the flame can be detected which increases flame turbulences when excited.

To verify the method for eigenfrequency detection by using siren E, initial combustion tests are first carried out with propane on the so-called "MethaNull" test rig. There, the main aspect is to meet the same operating points and eigenfrequencies as in a previous work [3].

Then, initial combustion tests with premixed hydrogen are performed successfully up to a thermal power of 7.5 kW. First, different methods for the injection of hydrogen are tested resulting in a prioritised premixed variant. Using this premixing injection method in the test setup the response to thermo-acoustic excitation via loudspeaker and siren is investigated. CFD simulations are carried out for the initial estimation of the flame position. All experimental and computed results are presented in detail in this paper.

## Referenzen

- [1] T. Lieuwen, V. McDonell, E. Petersen and D. Santavicca. "Fuel Flexibility Influences on Premixed Combustor Blowout, Flashback, Autoignition, and Stability." *ASME. J. Eng. Gas Turbines Power*. January 2008; 130(1): 011506. <https://doi.org/10.1115/1.2771243>
- [2] H. Kobayashi, A. Hayakawa, K. K. A. Somarathne, and E. C. Okafor (2019). "Science and technology of ammonia combustion." *Proceedings of the Combustion Institute*, 37(1), 109-133.
- [3] F. Giuliani, V. Moosbrugger, M. Stütz and T. Leitgeb-Simandl. "Optimisation of Support Fuel Consumption Burning Low Heat Value Gas Using Controlled Combustion Oscillations." *Proceedings of the ASME Turbo Expo 2015: Turbine Technical Conference and Exposition*. Montreal, Quebec, Canada. June 15-19, 2015. GT2015-42377. <https://doi.org/10.1115/GT2015-42377>
- [4] F. Giuliani, A. Lang, K.J. Gradl, P. Siebenhofer and J. Fritzer. "Air Flow Modulation for Refined Control of the Combustion Dynamics Using a Novel Actuator." *Proceedings of the ASME 2011 Turbo Expo: Turbine Technical Conference and Exposition*. Vancouver, British Columbia, Canada. June 6-10, 2011. GT2011-45071. <https://doi.org/10.1115/GT2011-45071>
- [5] F. Giuliani, M. Stütz, N. Paulitsch and L. Andracher. "Progress on Forcing Pulsations for Acoustic, Thermoacoustic or Flow Control Purpose in a Pressurised Vessel by Means of a Siren." *Proceedings of the ASME Turbo Expo 2020: Turbomachinery Technical Conference and Exposition*. Virtual, Online. September 21-25, 2020. GT2020-16015. <https://doi.org/10.1115/GT2020-16015>

<b>STREAMS</b>	<b>A</b> Energienmärkte und Modellierung	<b>B</b> Sichere Übertragungsnetze	<b>C</b> Zukunftsfähige Verteilnetze und Flexibilität	<b>D</b> Wasserstoff, Effizienz u. Dekarbonisierung	<b>E</b> Energiegemeinschaften, Wärmeversorgung	<b>F</b> Energiespeicher und Mobilität der Zukunft
----------------	---	---------------------------------------	--	--	--	---

WORKSHOPS

<b>Mittwoch, 16.02.2022</b>	11:00 13:15	P0 BACHHIESL, KAINZ <b>BEGRÜßUNG, ERÖFFNUNG UND ERÖFFNUNGS-PLENUM</b>					
	13:15 13:30	VIRTUELLE PAUSE (mit freundlicher Unterstützung durch Austrian Power Grid AG, Energie Steiermark AG und KNG-Kärnten Netz GmbH)					
	13:30 15:30	P1 WIRSUM <b>Aspekte zur Fortentwicklung der Energiewirtschaft</b>			P2 WOGGRIN <b>Klimaneutrale Energiesysteme</b>		
	15:30 15:45	VIRTUELLE PAUSE (mit freundlicher Unterstützung durch Austrian Power Grid AG, Energie Steiermark AG und KNG-Kärnten Netz GmbH)					
15:45 17:45	A1 SCHAFFER <b>Klimaneutralität und CO<sub>2</sub>-Bepreisung</b>	B1 RENNER <b>Übertragungsnetze I</b>	C1 SCHMARANZ <b>Mittelspannungsnetze</b>	D1 JUNGMEIER <b>Wasserstoff I</b>	E1 BERGAUER <b>Energiegemeinschaften I</b>	F1 WEISSENBACHER <b>Batterien und thermische Speicher</b>	

InfraTrans2040 Workshop I

<b>Donnerstag, 17.02.2022</b>	09:00 11:00	A2 WOGGRIN <b>Energiesystemmodellierung</b>	B2 GAWLIK <b>Übertragungsnetze II</b>	C2 FRIEDL <b>Verteilnetze der Zukunft</b>	D2 HACKER <b>Wasserstoff II</b>	E2 FLASSIG <b>Energiegemeinschaften II</b>	F2 SCHNEIDER <b>Pumpspeicher und Speichermodellierung</b>
	11:00 11:15	VIRTUELLE PAUSE (mit freundlicher Unterstützung durch Austrian Power Grid AG, Energie Steiermark AG und KNG-Kärnten Netz GmbH)					
	11:15 13:15	A3 WOGGRIN <b>Modellierung von Elektrizitätssystemen</b>	B3 HOFBAUER <b>Übertragungsnetze III</b>	C3 SUMEREDER <b>Aspekte zu Niederspannungsnetzen</b>	D3 SUBOTIC <b>Wasserstoff III</b>	E3 SCHAFFER <b>Energiegemeinschaften III</b>	F3 BRAUNSTEIN <b>Mobilität der Zukunft</b>
	13:15 13:30	VIRTUELLE PAUSE (mit freundlicher Unterstützung durch Austrian Power Grid AG, Energie Steiermark AG und KNG-Kärnten Netz GmbH)					
	13:30 15:30	P3 Schichler <b>Anforderungen an dekarbonisierte Energiesysteme</b>			P4 Kienberger <b>Zukunft innovativer und erneuerbarer Energien</b>		
	15:30 15:45	VIRTUELLE PAUSE (mit freundlicher Unterstützung durch Austrian Power Grid AG, Energie Steiermark AG und KNG-Kärnten Netz GmbH)					
15:45 17:45	A4 ZENZ <b>Sichere und nachhaltige Energiemärkte</b>	B4 PISCHLER <b>Übertragungsnetze IV</b>	C4 SUMEREDER <b>Microgrids, Virtuelles und Smartes</b>	D4 SUBOTIC <b>Wasserstoff IV</b>	E4 RIEBERER <b>Industrielle Wärmeversorgung</b>	F4 SIMADER <b>Elektromobilität</b>	

InfraTrans2040 Workshop II

<b>Freitag, 18.02.2022</b>	09:00 11:00	A5 WOLLONER <b>Elektrizitätsmärkte I</b>	B5 REICHEL <b>DC-Technologien für die Energiewende</b>	C5 PACK <b>Flexibilität I</b>	D5 JANOSCHKA <b>Interdisziplinäres zur Energieeffizienz</b>	E5 VOPAFA-WRIENZ <b>Wärmenetze</b>	F5 FINKEL <b>Ladung von Elektrofahrzeugen</b>
	11:00 11:15	VIRTUELLE PAUSE (mit freundlicher Unterstützung durch Austrian Power Grid AG, Energie Steiermark AG und KNG-Kärnten Netz GmbH)					
	11:15 13:15	A6 WOLLONER <b>Elektrizitätsmärkte II</b>	B6 HOPPE <b>Interdisziplinäre Aspekte</b>	C6 PACK <b>Flexibilität II</b>	D6 GETZINGER <b>Dekarbonisierung und Klimaneutralität</b>	E6 RIEBERER <b>Energieversorgung von Gebäuden</b>	F6 HAUSBERGER <b>Alternative Treibstoffe</b>
	13:15 13:30	VIRTUELLE PAUSE (mit freundlicher Unterstützung durch Austrian Power Grid AG, Energie Steiermark AG und KNG-Kärnten Netz GmbH)					
	13:30 15:00	P5 VORBACH <b>VERLEIHUNG NACHWUCHSPREISE UND ABSCHLUß-PLENUM</b>					

Workshop START2030

