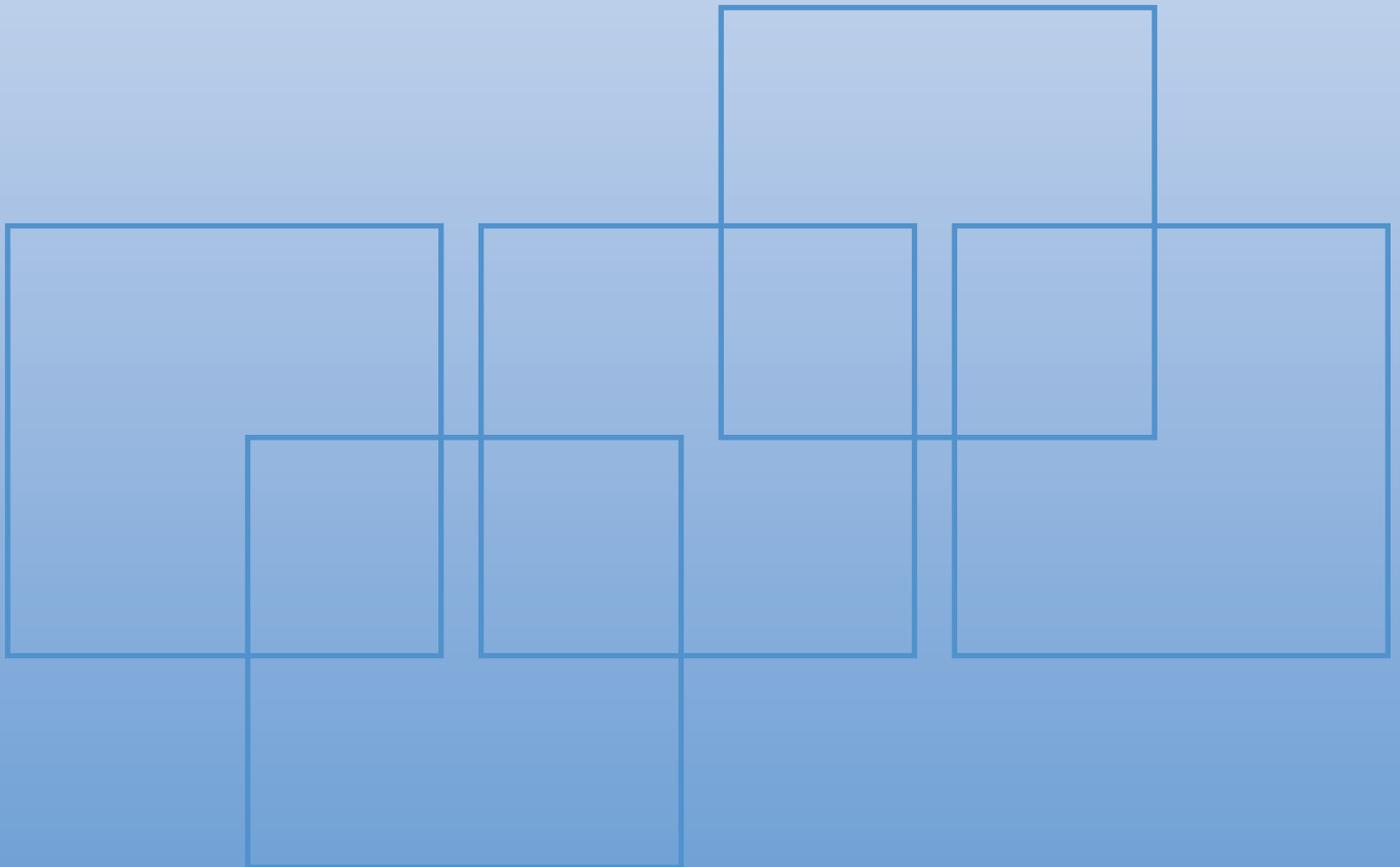


Kurzfassungsband

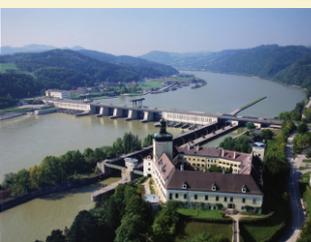


EnInnov08

10. Symposium Energieinnovation

ENERGIEWENDE.

13.-15. Februar 2008 TU Graz, Österreich



10. Symposium Energieinnovation

ENERGIEWENDE.

13. - 15. Februar 2008

TU Graz

Inffeldgasse 25, 8010 Graz/Österreich

Veranstalter:

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
Technische Universität Graz

Mitveranstalter:



Österreichischer
Verband für
Elektrotechnik
(ÖVE)



Verband der
Elektrizitätsunternehmen
Österreichs
(VEÖ)



Österreichisches
Nationalkomitee des
Weltenergiesrates
(WEC)

Mit freundlicher Unterstützung von:



IMPRESSUM

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

Redaktion: Dipl.-Ing. Dr. Udo Bachhiesl
Bearbeiter: Dipl.-Ing. Christoph Huber
Tel.: +43 (0)316 873 7902
Fax.: +43 (0)316 873 7910
Email: Bachhiesl@TUGraz.at
Web: www.IEE.TUGraz.at

Verlag der Technischen Universität Graz
www.ub.tugraz.at/Verlag
ISBN 978-3-902465-94-8

Bibliografische Information der Deutschen Bibliothek:

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

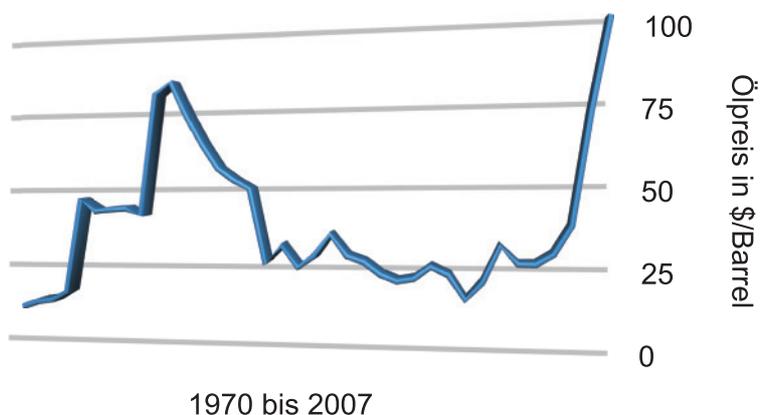
Rahmen des Symposiums

Am **G8-Frühjahrgipfel 2007** in Heiligendamm haben die Staats- und Regierungschefs der führenden Industrienationen beschlossen, die globalen **CO₂-Emissionen bis 2050 um mindestens die Hälfte zu reduzieren**. Dieses Ziel wird gemeinsam in einem UN-Prozess - auch unter Einbindung der großen Schwellenländer - umgesetzt.

Dies wird durch die aktuelle Entwicklung des Ölpreises forciert. Der Ölpreis hat **100 \$ je Barrel** erstmals in der Geschichte überschritten und liegt derzeit real bei ca. 90 \$ je Barrel und somit auf einem höheren Niveau als auf dem Höhepunkt der Erdölpreiskrise 1979/81.

Vor allem arme Länder und Länder mit hoher Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern leiden unter dieser Preis-Situation. Im Falle der Europäischen Union werden die hohen Energiepreise deutlich abgeschwächt: Der Euro/Dollar-Wechselkurs hat sich seit der Einführung des Euro 2002 von 0,90 auf einen aktuellen **Höchststand von 1,49 Dollar/Euro** entwickelt, wodurch die Kosten der in Dollar fakturierten Öl-Importe trotz des hohen Ölpreises in der Eurozone enorm abgemindert werden.

Entwicklung des realen Ölpreises



Die Bedeutung des Klimawandels wird durch die aktuelle Veröffentlichung des vierten "Assessment Report" des Zwischenstaatlichen Rates für Klimafragen (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) und durch die Verleihung des **Friedensnobelpreises an Al Gore und IPCC** unterstrichen. Die Kyoto-Nachfolgeregelung wird im Rahmen eines UN-Prozesses, beginnend mit ersten Gesprächen in Bali im Dezember 2007, verhandelt.

Die Welt und vor allem die EU muss auf diese Entwicklungen reagieren. Die EU hat im Frühjahr 2007 die europäische Energiestrategie aktualisiert und klar definierte Ziele bis 2020 vorgegeben: **Reduktion der Treibhausgasemissionen** um 20%, **Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger** um 20% und **Verbesserung der Energieeffizienz** um 20%. Konkretes dazu wurde seitens der EU am 23. Jänner 2008 im Rahmen des neuen EU-Energiepaketes der Öffentlichkeit präsentiert.

Nachdem die Zielvorgaben für die nächsten Jahrzehnte definiert sind, stellt sich die Aufgabe, wie diese Ziele unter Berücksichtigung des ökonomischen Prinzips möglichst effizient erreicht werden können. Lösungsansätze müssen neben der Ausgestaltung der europäischen Wirtschaftsordnung inkl. **regulatorischer Fragestellungen** vor allem die **Energieaufbringung, Energieverteilungssysteme** aber auch **bedarfsseitige Maßnahmen** betreffen.

Wissenschaft, Wirtschaft sowie Politik und Verwaltung sind daher gefordert, entsprechende Beiträge für die gedeihliche Entwicklung der europäischen Energiewirtschaft und Gesellschaft zu leisten.



Energie gewinnt als ökonomischer, aber auch als ökologischer Faktor zunehmend an Bedeutung, denn nicht nur der steigende marktwirtschaftliche Wert, der mit dem Sinken vorhandener Ressourcen einhergeht, hat globale Bedeutung, auch die Problematik rund um die spürbaren Auswirkungen auf die Umwelt hält immer mehr Einzug in unser Denken und Handeln.



Hohe Treibstoffpreise etwa, steigende Heizkosten sowie die von politischen Entscheidungen oder Naturkatastrophen beeinflusste Aufrechterhaltung der Energieversorgung machen es notwendig, sich

um die Zukunft der Energiewirtschaft ernsthaft Gedanken zu machen und diesbezüglich Innovationen zu erläutern. Beispielsweise soll auch die Steiermark vermehrt die Nutzung der vorhandenen erneuerbaren Ressourcen forcieren, unter Berücksichtigung einer Balance zwischen Ökologie, Ökonomie und Privatkunden.

Das Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU-Graz widmet sich in seinem nunmehr 10. Symposium eingehend der Thematik der Energieinnovation. Zahlreiche renommierte nationale sowie internationale Expertinnen und Experten sind wieder der Einladung in die steirische Landeshauptstadt gefolgt, um weit reichende Aspekte rund um den Faktor Energie eingehend zu beleuchten. Aufgrund der Dichte an hoch qualifizierten Vortragenden kann zudem ein Bogen der unterschiedlichen Aspekte von der Wissenschaft über die Wirtschaft bis hin zur Politik gespannt werden, sodass zu Recht vom größten Universitäts-Energiesymposium gesprochen werden kann.

Den Organisatoren dieser Veranstaltung wünsche ich somit gutes Gelingen und ein möglichst interessiertes Publikum, den Teilnehmerinnen und Teilnehmern am Energieinnovationssymposium viel Freude und Bereicherung des Wissens mit einem herzlichen steirischen „Glück auf!“

Mag. Franz Voves
Landeshauptmann der Steiermark

Bundesminister Dr. Martin Bartenstein

Die Themen des diesjährigen Symposiums mit dem Titel "Energiewende." sind von hoher Aktualität und Wichtigkeit für den innovativen Wirtschaftsstandort Österreich. Von der Europäischen Energiepolitik bis hin zum globalen Klimawandel sowie den daraus resultierenden Rahmenbedingungen bietet diese Fachtagung an der Technischen Universität Graz eine gute Adresse für den Informations- und Meinungsaustausch, sowohl aus regionaler als auch europäischer Sicht.



Gerade die Energiepolitik ist einer jener Bereiche, in dem es eindeutig eines Mehr an Politik bedarf.

Beispielsweise ist die Erhöhung des Anteiles erneuerbarer Energieträger oder die Reduktion der Treibhausgasemissionen nicht selbstverständlich. Deshalb, aber auch wegen Nachhaltigkeit und Wettbewerbsfähigkeit in einer globalisierten Welt ist die Energiepolitik ein Top-Thema für Österreich und die Europäische Union.

Österreich verfolgt eine nachhaltige Energiepolitik, die als zentrales Element die Erhöhung der Energieeffizienz beinhaltet. Weiters sind der Ausbau im Bereich der Energieinfrastruktur und die Forcierung erneuerbarer Energieträger wesentliche Eckpfeiler der österreichischen Energie- und Klimapolitik.

Technische und strukturelle Innovationen in diesen Bereichen sind die Basis, um diesen Herausforderungen gerecht zu werden. Das bedeutet, dass dieses Politikfeld vielschichtig und umfassend von den Akteuren aus Politik, Verwaltung, Wissenschaft und Technik diskutiert wird.

Daher stellt das - heuer bereits zum 10. Mal stattfindende - Symposium Energieinnovation ein gutes Forum dar und gibt nationalen und internationalen Fachleuten die Gelegenheit zum Gedankenaustausch und zur Entwicklung neuer Strategien.

Ich danke den Veranstaltern für ihr Engagement und wünsche allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern einen erfolgreichen Verlauf dieser Fachveranstaltung.

Dr. Martin Bartenstein
Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit

Liebe TagungsteilnehmerInnen,

Die saubere und sichere Energieversorgung stellt als essentielle und kritische Infrastruktur eine wichtige Voraussetzung für unser modernes Leben dar. Mit der zunehmenden Nachfrage nach Energiedienstleistungen, die unser wachsender Wohlstand mit sich bringt, wird die Sicherung der Energieversorgung und der Energieinfrastruktur immer wichtiger. Der gesamte Energiebereich ist ein komplexes System mit hochvernetzten Abhängigkeiten und zahlreichen indirekten Wirkungen, die sehr schwierig zu planen sind. Hinzu kommt, dass energiepolitische Entscheidungen extrem weitreichende Konsequenzen haben und aufgrund der Kapitalintensivität der Investitionen und der



Umweltwirkungen von sehr langfristiger Natur sind. Nur mit einem Paradigmenwechsel bei der Energieversorgung werden wir das Ziel einer umweltverträglichen Energieversorgung erreichen.

Das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT) in Österreich setzt auf Forschung und Innovation. Wir haben erkannt, dass die Zukunft der Energieversorgung systemisch geplant und systematisch implementiert werden muss. Mit dem Strategieprozeß e2050 und dem Förderprogramm "Energie der Zukunft" haben wir eine konsistente Forschungs- und Entwicklungslinie aufgebaut, die konsequent von der Grundlagenforschung bis zur Gründung von Start-Up Unternehmen Technologie-Entwicklungen vorantreibt, die das Energiesysteme unseres Landes in Richtung Nachhaltigkeit verbessern sollen. Darüber hinaus setzt mein Ressort mit seiner Beteiligung an dem mit 500 M€ dotierten Klima- und Energiefonds bis 2010 wichtige Schritte zur Verwirklichung neuer klimarelevanter Maßnahmen. Ich begrüße die Initiative des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovationen der TU Graz für diese wegweisende Tagung zum wichtigen Thema "Energiewende" und teile die Freude der Organisatoren über die große Anzahl von hervorragenden Vortragenden und die Vielzahl von Teilnehmern. Ich bin überzeugt, dass diese Veranstaltung der Ausgangspunkt für konkrete Projektinitiativen und für eine verstärkte Vernetzung der österreichischen Forschung und Entwicklung im Energiebereich sein kann und

wünsche dem 10. Symposium "Energieinnovationen" ein gutes Gelingen!

Christa Kranzl
Staatssekretärin,
Bundesministerium für Verkehr,
Innovation und Technologie, Österreich

Liebe Teilnehmerinnen und Teilnehmer am 10. Symposium Energieinnovation!

Herzlich willkommen in der Kultur- und Kongressstadt Graz. Wir freuen uns sehr und es ist uns eine Ehre, dass Graz die Stadt ist in der es in den kommenden 3 Tagen um „Energiewende“ gehen wird.

Die zunehmenden Auswirkungen der Globalisierung müssen zum Anlass genommen werden, nach klaren Antworten für die Zukunft zu suchen und gemeinsam Strategien zur Begegnung dieses internationalen Phänomens zu entwickeln.



Graz sieht sich als die zentrale Stadt im Alpe-Adria-Pannonien Raum, daher hoffen wir, dass von hier aus zukunftsweisende Strategien zum Umgang mit weltweit ständig diskutierten Fragen gefunden werden.

Diese vielfältige Sicht werden Sie als Experten erarbeiten. Umweltgerechte und umweltschonende Energiebereitstellung ist der zentrale Schlüssel für eine positive Zukunft.

Graz darf die Altstadt als Weltkulturerbe bezeichnen, wir sind aber auch stolz auf die lebendige Kulturszene, die uns zur Europäischen Kulturhauptstadt 2003 machte und auf einige Auszeichnungen des vergangenen Jahres wie z.B. „Stadt mit der höchsten Lebensqualität“, oder beliebteste Studienstadt Österreichs.

Graz darf sich mit seinen 4 Universitäten und den Fachhochschulen in denen mehr als 40.000 junge Menschen studieren als Stadt der Wissensvermittlung bezeichnen, aber erst die Symposien und Fachkongresse zeichnen uns als Stadt des Wissens aus.

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

Alles Gute

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

10. Symposium Energieinnovation „Energiewende.“

Es ist allemal klüger, eine unangenehme Wahrheit offen auszusprechen, als eine angenehme Unwahrheit salbungsvoll von der Kanzel herab zu verkünden. In diesem Sinne nennt dieses Symposium die Dinge ungeschminkt beim Namen, fokussiert klar auf die uns alle betreffende wie auch betroffen machende CO2-Problematik, widmet sich intensiv dem Thema erneuerbarer Energieträger, zeigt bislang ungenutzte Potenziale auf bezüglich des behutsamen Umgangs mit und der Bereitstellung von Energie, und zeichnet auch mannigfache zukünftige Szenarien auf der Grundlage eines Mix unterschiedlicher Energieträger auf.



„Energiewende.“ Ich hoffe, Sie alle haben den Punkt nach dem Wort "Energiewende" richtig interpretiert. Ein Punkt, der für ein klares Bekenntnis zur Thematik steht, der eine eindeutige Feststellung repräsentiert, eine unmißverständliche Aufforderung zum konsequenten Handeln impliziert. Ja, der Punkt läßt absolut keine Zweifel offen. Ein kleiner Punkt mit großer Wirkung.

Die Präsenz der Leitung des International Panel on Climate Change sowie der politischen Spitze unseres Landes bei diesem Symposium ist ein unmissverständliches Signal für die enorme Bedeutung der Thematik "Energiewende" für die Zukunft der gesamten Weltbevölkerung und folglich auch unserer Gesellschaft. Und die Teilnahme der höchsten Repräsentanten des Energiesektors, der Wissenschaft und der Wirtschaft sowie auch unserer hoch motivierten Studierenden unterstreicht die enorme Bedeutung des Themas "Energiewende" für Wirtschaft, Wissenschaft, Forschung und Bildung gleichermaßen.

Ich erwarte mir von diesem Symposium konkrete Beiträge und offene Diskussionen zu dieser hoch aktuellen wie auch brisanten Thematik Energiewende. Vor allem aber wünsche ich mir konkrete Lösungsvorschläge zur Hebung des Energiebewusstseins unserer Gesellschaft sowie zukunftsweisende Empfehlungen für den Umgang mit Energie, gleichsam als tragende Plattform für die Umsetzung zukunftsorientierter Maßnahmen.

Die TU Graz bekennt sich selbstverständlich zum Thema Energieinnovation und erkennt die dringende Notwendigkeit der Energiewende im globalen Maßstab. Und wenn Sie das Logo der TU Graz aufmerksam betrachten, so werden Sie feststellen, dass auch der Schriftzug "TU Graz" mit einem Punkt abschließt, und dies mit gutem Grund. Dieser unser Punkt steht symbolisch für unser Selbstbewußtsein und unsere Mission zum Wohle unserer Gesellschaft. Ja, auch wir wissen, was wir wollen. Punkt.

Den Initiatoren und Organisatoren dieses bislang mit Abstand größten Universitäts-Energie-Symposiums sage ich im Namen der gesamten Technischen Universität Graz ein herzliches Dankeschön für ihr enormes Engagement, und Ihnen allen wünsche ich eine persönliche Bereicherung durch diese hochkarätige Veranstaltung.



O.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Hans Sünkel
Rektor der Technischen Universität Graz

**Wir danken den
Förderern des
Symposiums und
der Teilnehmer:**

GEHT NICHT,
GIBT'S NICHT.



Zugegeben, unsere Kunden sind oft schwer erreichbar. Aber perfektes Service kennt keine Ausreden. Und keine Höhenangst. Ja, unsere Mitarbeiter gondeln täglich für Sie durchs Land. **Das macht Sie sicher. Und uns stark.**

voestalpine

EINEN SCHRITT VORAUS.

ALSTOM



imagination at work

Förderung der jungen Studierenden:

SIEMENS



Das Land
Steiermark

→ Wissenschaft



AUSTRIAN ENERGY
& ENVIRONMENT



© Daimler, Porsche & Bentley

www.omvfutureenergyfund.com

www.omv.com

OMV **future
energy** fund

Holz oder besser gesagt Biomasse wird in Zukunft sicher eine gewichtige Rolle in Österreichs Energiepolitik spielen. Doch Holz allein wird unseren Energiebedarf nicht decken können. Um für die Energie von morgen zu sorgen, investieren wir als Nr. 1 in Erdöl und Erdgas in Mitteleuropa mehr als 100 Mio. Euro in den OMV Future Energy Fund zur Entwicklung erneuerbarer Energien.

Mehr bewegen.  **OMV**

REVIEWING-KOMITEE

Nr.	Name	Organisation	Nat.
1	Dr. Udo BACHHIESL	TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)	AT
2	o.Univ.-Prof. Günther BRAUNER	TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft	AT
3	Univ.-Prof. Georg ERDMANN	TU Berlin / Institut für Energietechnik / Department of Energy Systems	DE
4	Univ.-Prof. Lothar FICKERT	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen	AT
5	Univ.-Prof. Hans GLAVITSCH	ETH Zürich / Institut für Elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnik	CH
6	Univ.-Prof. Reinhard HAAS	TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft	AT
7	Univ.-Prof. Ulrike LEOPOLD-WILDBURGER	Uni Graz / Institut für Statistik und Operations Research	AT
8	o.Univ.-Prof. Michael MUHR	TU Graz / Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement	AT
9	Univ.-Prof. Nebojsa NAKICENOVIC	TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft	AT
10	Univ.-Doz. Josef SPITZER	Joanneum Research / Institut für Energieforschung	AT
11	Univ.-Prof. Heinz STIGLER	TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)	AT
12	Univ.-Prof. Alfred VOSS	Uni Stuttgart / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung	DE

INHALT

1	PLENAR-SESSIONEN	1
1.1	ERÖFFNUNGS-PLENUM	1
1.1.1	IPCC Fourth Assessment Report – Mitigation Challenge and Energy” Christ (IPCC)	1
1.1.2	Environment, Energy and Economic Development: The broader Picture Barbara K. Buchner (International Energy Agency).....	1
1.1.3	Energy Perspectives and Climate Change Nebojsa Nakicenovic, (TU-Wien / Energy Economics Group)	3
1.1.4	„Die Position der Österreichischen Elektrizitätswirtschaft zum Energiepaket der EU“ Barbara Schmidt (Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs).....	4
1.2	ENERGIEWIRTSCHAFTSORDNUNG (PLENUM A1)	5
1.2.1	Contribution of the International Community to Energy Development“ Marianne Mosoco-Osterkorn (REEEP).....	5
1.2.2	Der Österreichische Klima- und Energiefonds - Motor der wirtschaftlichen Innovation Eveline Steinberger (Geschäftsführerin Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung).....	7
1.2.3	Anforderungen an die europäische Energiewirtschaftsordnung – Wie können energie- und umweltpolitische Erfordernisse in Einklang gebracht werden? Dorothea Sulzbacher (OMV Future Energy Fund GmbH).....	8
1.2.4	Restrukturierung der Energiesysteme für Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit Günther Brauner (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)	10
1.3	CO₂-FREIE ERZEUGUNG (PLENUM A2)	11
1.3.1	Herausforderungen am Energiemarkt als Treiber von Innovationen Roman Bartha, Franz Wingelhofer (Siemens AG Österreich / Power Generation)	11
1.3.2	Future Energy Challenges in a Carbon Constrained Environment – Fuel Flexibility as a Growing Need Klaus Payrhuber (GE Energy Europe).....	14
1.3.3	Newest Developments on the Graz Cycle, a CO ₂ Free Power Plant of Highest Efficiency Herbert Jericha, Wolfgang Sanz (TU Graz / Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik)	15
1.3.4	Zur gesellschaftlichen Akzeptanz von CCS – Erste Ergebnisse einer empirischen Analyse Peter Radgen, Clemens Cremer, Edelgard Gruber (Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung)	17
1.4	REGULIERUNG (PLENUM B1)	19
1.4.1	Das 3. Liberalisierungspaket der EU-Kommission und der Widerspruch zu den Zielsetzungen der Kommission aus Sicht der Verteilernetzbetreiber Karl Derler (Linz Strom Netz GmbH)	19
1.4.2	Ökostromgesetz-Novelle 2008 – aktueller Diskussionsstand und ihr möglicher Beitrag zur Stromversorgung Christian Schönbauer (E-Control GmbH)	22
1.4.3	Effizienter Klimaschutz durch Technologienregulierung in der Stromerzeugung? Eine modellgestützte ökonomische Analyse Robert Küster* (Universität Stuttgart / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung)	23
1.4.4	Qualitätsregulierung und gesamtwirtschaftliche Netzausbau- und Betriebsoptimierung – Entwurf für einen operativen Algorithmus Lothar Fickert (TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen)	25
1.5	ENERGIERESSOURCEN UND -PREISE (PLENUM B2)	26
1.5.1	Zur Frage der Versorgungssicherheit durch fossile Energieträger – Kohle-Erdöl-Erdgas Horst Wagner, Herbert Hofstätter (Montanuniversität Leoben / Lehrstuhl für Erdöl- und Erdgasproduktion und Lehrstuhl für Bergbaukunde, Bergtechnik und Bergwirtschaft).....	26
1.5.2	Eine Analyse der historischen Erfahrungen der Einflussparameter auf die Entwicklung des Ölpreises Haas, Kranzl, Ajanovic, Weissensteiner, Nakicenovic, Resch, Faber, Redl, Auer, Müller (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)	28
1.5.3	Determinanten künftiger Energiepreise Heinz Stigler, Udo Bachhiesl (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	30

1.5.4	Herausforderungen für die Öl- und Gaswirtschaft – aus der Sicht der OMV Wolfgang Ernst (OMV Aktiengesellschaft)	31
1.6	ENERGIEEFFIZIENZ, GEBÄUDE UND MOBILITÄT (PLENUM B3).....	33
1.6.1	Form follows Energy Brian Cody (TU Graz/Institut für Gebäude und Energie).....	33
1.6.2	Die Verfügbarkeit der natürlichen Ressourcen als Treiber für die Entwicklung alternativer Antriebssysteme Wolfgang Wister (Magna Steyr AG).....	35
1.6.3	Energy25+ – Das Maßnahmenpaket der ÖBB zur Effizienzsteigerung der Bahnstromversorgung Johann Pluy (ÖBB-Infrastruktur Bau AG)	36
1.6.4	30% Einsparpotential bei elektrischen Motorsystemen in der Industrie! Bettina Bergauer-Culver, Thomas Spörker (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit/Sektion Energie und Bergbau)	38
1.7	RAUMPLANUNG UND ENERGIEKONZEPTE (PLENUM C1)	40
1.7.1	Bedeutung des EU-Energiepakets für Österreich – Schwerpunkt Energieeffizienz Heidelinde Adensam (Austrian Energy Agency).....	40
1.7.2	Bodenschutz – Ein Beitrag der Raumplanung zur Energiewende“ Gerlind Weber (BOKU / Institut für Raumplanung und ländliche Neuordnung).....	42
1.7.3	Energiezukunft Oberösterreich 2030 Gerhard Dell (Oberösterreichischer Energiesparverband).....	43
1.7.4	Theorie und Praxis des kommunalen Energiemanagements Martin Meyer-Renschhausen (Hochschule Darmstadt/Studiengang Energiewirtschaft).....	44
1.8	WASSERKRAFT UND BIOMASSE (PLENUM C2).....	46
1.8.1	Auswirkungen von Klimaänderungen auf die Wasserkrafterzeugung in Österreich Hans Peter Nachtnebel (BOKU Wien / Institut für Wasserwirtschaft, Hydrologie und konstruktiven Wasserbau)	46
1.8.2	Optimierung von Pumpspeichieranlagen Gerald Zenz (TU Graz / Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft).....	48
1.8.3	Strategie für eine sinnvolle Integration erneuerbarer Energieträger in ein hocheffizientes Energieversorgungssystem Manfred Sakulin, Kurt Friedrich, René Braunstein* (TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen)	50
1.8.4	Gesamtsystemoptimale Biomassenutzung im Spannungsfeld zwischen Rohstoff und Energieträger Alexander Weiss*, Peter Stieger (Mondi Group Procurement / Energy) ...	52
2	STREAM A: ELEKTRIZITÄTSSYSTEM UND ÜBERTRAGUNGSNETZE	55
2.1	UNTERNEHMENSSTRATEGIEN (SESSION A1).....	55
2.1.1	ATLANTIS – Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft und Erneuerbarer Energien Heinz Stigler, Udo Bachhiesl (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	55
2.1.2	„Elektrizitätsmarktmodell Südosteuropa – Modellbeschreibung und Funktion“ Christoph Huber, Wilhelm Süßenbacher*, Udo Bachhiesl, Heinz Stigler (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	56
2.1.3	Nominalwirtschaftliche Analyse der südosteuropäischen Elektrizitätswirtschaft Iris Egger*, Ludwig Piskernik, Andrea Redl* (TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	58
2.1.4	Handlungsrahmen der europäischen Energieunternehmen Dieter Oesterwind (FH Düsseldorf/Zentrum für Innovative Energiesysteme).....	60
2.1.5	Generation Capacity Investments in Electricity Markets in an oligopolistic, dynamic and stochastic Framework Anton Burger*, Robert Ferstl* (WU Wien/Institut für Regulierungsökonomie und Uni Regensburg/LS Finanzierung)	61
2.1.6	CO ₂ Strategie von Stromproduzenten – eine weltweite Analyse von 91 Unternehmen Georg Weinhofer* (Swiss Federal Institute of Technology Zurich ETHZ).....	63
2.2	LIBERALISIERUNG (SESSION A2)	65
2.2.1	Der Nutzen von 10 Jahren Strommarktliberalisierung Heinz Stigler, Udo Bachhiesl (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	65
2.2.2	Strombörsen: Produzentenrente - Fixkosten - Peakloadpreise Heinz Stigler, Udo Bachhiesl (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation).....	66

2.2.3	Terminmarktpreise für Strom – Die Rolle von Erwartungsfehlern und Risikoabwägungen Christian Redl*, Reinhard Haas, Claus Huber (TU Wien Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und EGL Austria GmbH)	67
2.2.4	Die Vision eines einheitlichen Europäischen Strommarktes Reinhard Haas, Christian Redl, Jaroslav Knappek (TU Wien/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und Czech Technical University in Prague).....	68
2.2.5	Hemmnisse und Barrieren für Stromhändler in CEE - Ergebnisse einer PwC Umfrage Honorata Fijalka, Erwin Smole (PriceWaterhouseCoopers).....	70
2.3	ENERGIESYSTEMENTWICKLUNG (SESSION A3)	71
2.3.1	Zukunft der Energieaufbringung in Europa – zentral hydro-aero-thermisch oder dezentral regenerativ? Günther Brauner (TU Wien/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)	71
2.3.2	Analysis of the Impact of Renewable Electricity Generation on CO2 Emissions and Power Plant Operation in Germany Frank Sensfuss, Massimo Genoese, Mario Ragwitz (Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung und Universität Karlsruhe/Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion).....	72
2.3.3	Risikoverringerung bei der Klimapolitik und die Auswirkungen auf die zeitliche Planung von Energieinvestitionen Sabine Fuss, Jana Szolgayova, Daniel Johansson, Michael Obersteiner (International Institut for Applied Systems Analysis IIASA)	74
2.3.4	Klimawandel, Energiepreise und technologische Entwicklung – Der Umgang mit zukünftigen Unsicherheiten Volker Krey, Keywan Riahi (International Institut for Applied Systems Analysis IIASA)	76
2.3.5	Exergieflussbild Österreichs 1956 und 2005 Heinz Stigler, Christoph Gutschi, Udo Bachhiesl (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	78
2.3.6	Flexible Mechanismen des Kyoto-Protokolls Sandra Kramer, Erwin Smole (PriceWaterhouseCoopers)	80
2.4	ÜBERTRAGUNGSNETZ / LASTFLUSS (SESSION A4)	82
2.4.1	When the Wind blows over Europe: A Simulation Analysis and the Impact of Grid Extensions Till Jeske, Florian Lethold, Hannes Weigt, Christian Von Hirschhausen (TU Dresden/Chair of Energy Economics and Public Sector Management).....	82
2.4.2	Auswirkungen der Windkraft auf den Netzbetrieb der VERBUND-APG Klaus Kaschnitz (VERBUND-Austrian Power Grid AG).....	84
2.4.3	Konzept der Kommission zur regionalen Entwicklung der Elektrizitätsmärkte Europas – Status Quo und Aktivitäten der VERBUND- Austrian Power Grid AG Christian Todem, Hannes Wornig, Milan Vukasovic, Tim Schreier (VERBUND-Austrian Power Grid AG)...	86
2.4.4	Potenziale und Hemmnisse für Power-Demand-Side-Management in Österreich Christoph Gutschi, Heinz Stigler (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	87
2.4.5	Nachfrageseitige Regelungsmöglichkeiten im Energiesystem Marian Klobasa (Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung)	89
2.4.6	Verzögerter Netzausbau, Risiken und Mehrkosten für Netzbetreiber und Netzkunden Heinz Kaupa, Wolfgang Haiml, Herbert Erven (Verbund Austrian Power Grid AG).....	91
2.5	ÜBERTRAGUNGSNETZ / TECHNIK (SESSION A5)	92
2.5.1	Moderne Leitungssysteme für Übertragungsnetze Michael Muhr (TU Graz/Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement)	92
2.5.2	Erhöhung der Strombelastbarkeit der Betriebsmittel der Energieversorgung abhängig von den Umgebungsbedingungen Ina Berg, Helmut Löbl, S. Großmann, (TU Dresden/Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik) Frank Gollez (Vattenfall Europe Transmission GmbH).....	93
2.5.3	Extrudierte Gleichspannungskabel für die Energieübertragung Detlef Wald, Rudi Peters (Borealis Polymers).....	95
2.5.4	Extra High Voltage Transmission Lines layed in long Tunnels Rudolf Woschitz (TU Graz/Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement)	96
2.5.5	Gesundheitliche Aspekte bei der Planung und Errichtung von Freileitungen und Kabeln Norbert Leitgeb (TU Graz/Institute of Health Care Engineering).....	97
2.5.6	Verbesserung der Netzsicherheit mit Wide Area Monitoring Martin Heidl (TU Wien/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)	98

3	STREAM B: KRAFTWERKE	101
3.1	NEUE KONVENTIONELLE KRAFTWERKE (SESSION B1).....	101
3.1.1	Moderne Kohlekraftwerke und GuD-Anlagen im Spannungsfeld Energiebedarfszuwachs, regulatorischer Rahmen und Klimaschutz – „Stand der fossilen Großkraftwerkstechnik und Entwicklungstendenzen aus Betreibersicht“ Martin Hochfellner, Christian Fauland* (VERBUND/Austria Thermal Power GmbH).....	101
3.1.2	Wirkungsgradverbesserung von Dampfkraftwerken durch externe Überhitzung Reinhard Schu (EcoEnergy Gesellschaft für Energie- und Umwelttechnik GmbH)	103
3.1.3	Laser – basierte Verbrennungsoptimierung von fossil gefeuerten Kraftwerken Rainer Speh (Siemens AG/Power Generation/Instrumentation & Controls)	104
3.1.4	Laserzündung von stationären Gasmotoren Johannes Tauer, Heinrich Kofler, Kurt Iskra, Ernst Wintner (TU Wien/Institut für Photonik und TU Graz/Institut für Experimentalphysik).....	105
3.2	ENERGIEPSYCHOLOGIE UND RAUMORDNUNG (SESSION B2).....	107
3.2.1	Sustainable Land Use against the Background of a growing Wind Power Industry Cornelia Ohl, Jan Monsees (Helmholtz – Zentrum für Umweltforschung GmbH).....	107
3.2.2	Spannungsfeld Infrastrukturanlagenbau der Elektrizitätswirtschaft – Ergebnisse einer umfassenden Forschung und Ableitung zukünftiger Herangehensweisen Ludwig Piskernik, Heinz Stigler (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	108
3.2.3	Emotionale Bewertung von Kraftwerken und Hochspannungsleitungen – Ergebnisse empirischer Umfragen Ludwig Piskernik, Heinz Stigler, Christoph Gutschi (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	110
3.2.4	Moderne Kraftwerksgestaltung – eine Arbeitsplatzanalyse von Kraftwerksleitzentralen als Grundlage für mehr Sicherheit und Arbeitszufriedenheit durch Vermeidung von Technikstress Anette Hoppe, Sven Binkowski, Roberto Kockrow (Brandenburgische Technische Universität Cottbus).....	112
3.2.5	Das Bild der Elektrizitätswirtschaft in der Öffentlichkeit – Ergebnisse einer empirischen Umfrage Ludwig Piskernik, Michael Piskernik*, Heinz Stigler, Lothar Fickert (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation).....	113
3.2.6	TUDU – Energie-Seminar-Kabarett – Lachend Energiesparen Kurt Krautgartner (Sattler Energie Consulting GmbH)	115
3.3	ZUKUNFTSTECHNOLOGIEN (SESSION B3).....	117
3.3.1	HYLOG – Demonstration einer CO ₂ -freien Transportlogistik bei Fronius in Sattledt, Österreich Michael Schubert (Fronius International GmbH).....	117
3.3.2	Nanotechnology as useful Contribution to reduce Carbon Dioxide Emissions E. Hammerl, W. Brichta (Electrovac AG und HEAT wärmetechnische Anlagen GmbH)....	119
3.3.3	Thermodynamic Evaluation on the Impact of a hot Gas Cleaning System for integrated Gasification Systems Andreas Schweiger, Thomas Kienberger, Jürgen Karl (TU Graz/Institut für Wärmetechnik)	120
3.3.4	Neue Technologien in der Stromwirtschaft zur Nutzung regenerativer Energien Andreas Dengel (Evonik New Energies GmbH)	122
3.3.5	Die Bedeutung von Batterien im Leben des modernen Menschen Karl Kordesch (TU Graz/Institut für Chemische Technologie Anorganischer Stoffe).....	123
3.3.6	Photovoltaic Industry today, future Developments and Perspectives Spanring, Depiné, Erler, Feichtner, Gradwohl, Krumlacher, Muckenhuber, Reiningger, Reisinger, Ruplitsch, Seitler, Skringer, Plessing (Isovolta AG).....	125
3.4	CO₂ – FREIE KRAFTWERKE (SESSION B4).....	127
3.4.1	Die Bedeutung der Kernenergie für die zukünftige Energieversorgung Michael Schneeberger (Österreichische Kerntechnische Gesellschaft ÖKTG)	127
3.4.2	Ökobilanz und externe Kosten zukünftiger fossiler Stromerzeugungstechnologien mit CO ₂ -Ausscheidung und Speicherung Christian Bauer*, Roberto Dones, Thomas Heck, Oliver Mayer-Spohn (Paul Scherrer Institut und Universität Stuttgart/Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energienutzung IER)	129

3.4.3	Optimierte Feuerungskonzepte für CO ₂ freie Kohlekraftwerke Lorenz Griendl, Ulrich Hohenwarter, Jürgen Karl (Austrian Energy and Environment AG und TU Graz/Institut für Wärmetechnik).....	131
3.4.4	Stoffliche und energetische Bewertung der CO ₂ – Abtrennung im Kraftwerk mittels Monoethanolamin-Wäsche Jewgeni Nazarko, Ernst Riensche, Ludger Blum (Forschungszentrum Jülich GmbH/Institut für Energieforschung).....	132
3.5	KRAFT – WÄRME - KOPPLUNG (SESSION B5)	134
3.5.1	Einsatz von Gasturbinen der 25 MW-Klasse in KWK-Anlagen Gerald Kulhanek (Hitachi Power Europe).....	134
3.5.2	Aufbau und Betrieb eines dezentralen Heizkraftwerkes zur Versorgung eines Mehrfamilienhauses (9,5kW _{el} /35kW _{th}) Thomas Schuster (TU Graz/Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen).....	135
3.5.3	Entwicklungsstand der KWK auf Basis gestufter Biomassevergasung zur dezentralen Energiebereitstellung im kleinen und mittleren Leistungsbereich (< 500 kW _{el}) Friedrich Lettner, Helmut Timmerer, Peter Haselbacher (TU Graz/Institut für Wärmetechnik).....	137
3.5.4	Effizienzsteigerung einer industriellen KWK – Anlage durch Abwärmenutzung Miroslav Kovacic (OMV Cogeneration GmbH).....	138
4	STREAM C: ERNEUERBARE ENERGIEN	139
4.1	WINDKRAFT (SESSION C1).....	139
4.1.1	Zukunftspotenzial auf See Jörg Bendfeld, Ralf Ditscherlein, Michael Splett, Jürgen Voss (Universität Paderborn/Nachhaltige Energiekonzepte und Westfälisches Umweltzentrum).....	139
4.1.2	Einspeiseschwankungen von Offshore-Windparks – Kann das Wind-Potenzial auf dem Meer effizient genutzt werden? Michael Splett, Jörg Bendfeld, Ralf Ditscherlein, Jürgen Voss (Universität Paderborn/Fachgebiet Nachhaltige Energiekonzepte und Westfälisches Umweltzentrum).....	141
4.1.3	Windleistungsprognose als Werkzeug zur Integration von Windenergie in das Stromversorgungssystem Florian Schlögl, Ljubomir Adzic, Christoph Karner, Bernhard Lange, Reinhard Mackensen, Kurt Rohrig (Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET e.V. und VERBUND/Austrian Power Grid AG).....	143
4.1.4	Thermische Speicher als Basisinstrument zur Integration von Windenergie John Sievers, Jürgen Schmid, Matthias Puchta, Stefan Faulstich (Universität Kassel Institut für Elektrische Energietechnik/Fachgebiet Rationelle Energieanwendung).....	144
4.1.5	BGI 657 Windenergieanlagen Wolfgang Pechoc (Berufsgenossenschaft Elektro Textil Feinmechanik).....	146
4.1.6	Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung Michael Steck, Mauch (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.).....	148
4.2	BIOMASSE(1) (SESSION C2).....	149
4.2.1	Der mögliche Beitrag der Biomasse zum Shop des Klimawandels August Raggam (KWB – Kraft und Wärme aus Biomasse GmbH).....	149
4.2.2	Volkswirtschaftliche Wirkungen der energetischen Biomassenutzung in regionaler Dimension Alexandra Pack*, Karl W. Steininger, Thomas Trink* (KF Uni Graz / Wegener Center).....	151
4.2.3	Steigende Öl- und Biomassepreise: Auswirkungen auf gesamtwirtschaftliche Effekte der Biomasse-Nutzung Lukas Kranzl, Gerald Kalt*, Reinhard Haas (TU Wien/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft).....	153
4.2.4	Märkte und Chancen für die elektrische Produktion aus biogenen Primärenergien Stefan Kastner (oekostrom AG).....	155
4.2.5	Ökologische Auswirkungen der Stromproduktion aus Biogas Michael Laaber, Rudolf Braun (denkstatt GmbH und Interuniversitäres Forschungsinstitut für Agrarbiotechnologie).....	157
4.3	BIOMASSE(2) (SESSION C3).....	159
4.3.1	Langfristige Perspektiven der energetischen Biomassenutzung in Österreich Gerald Kalt*, Lukas Kranzl, Reinhard Haas (TU Wien/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft).....	159

4.3.2	GIS unterstützte Vergleichsanalyse von Energieholzpotenzialen mit regionalen Wärmeverbrauchswerten zur Unterstützung regionaler Entscheidungs- und Monitoringprozesse Norbert Dorfinger*, Udo Bachhiesl (Land Salzburg/Institut für Raumordnung & Wohnen und TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	161
4.3.3	Bewertung der Nutzung von Biomasse in Deutschland bis 2030 Carolin Funk*, Jochen Linssen (TU Berlin/Institut für Land- und Seeverkehr und FZ Jülich/Institut für Energieforschung).....	163
4.3.4	Potenzial der Holzbiomasse in Bulgarien: Aussichten und Hindernisse bei der Verwertung als Energieträger Tzevetelina Simeonova, Pavlin Dzhumaliyski (University of Forestry Sofia und TU Graz).....	164
4.3.5	Lokale Energiezentren für die biogene Wende Michael Narodoslawsky, Gernot Gwehenberger, Birgit Birnstingl (TU Graz / Institut für Prozesstechnik.....	166
4.3.6	Der Wärmemarkt – Schlüssel für die verstärkte Nutzung von erneuerbarer Energie. Erfahrungen der Pelletwirtschaft. Christian Rakos (proPellets Austria)	167
4.4	ERNEUERBARE REGULIERUNG (SESSION C4)	168
4.4.1	Anreizregulierung als neuer Rechtsrahmen effizienter Versorgungsstrukturen in Europa Magnus Pielke*, Michael Kurrat (TU Braunschweig / Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen	168
4.4.2	Anreize zur effizienten Integration erneuerbarer Energieträger in Elektrizitätsnetze unter Anreizregulierung Lukas Weissensteiner, Hans Auer (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft).....	170
4.4.3	Ökostromgesetz – Bringt ein neues Gesetz die Lösung? Kann Österreich damit seine EU-Ziele erreichen? Clemens Achleitner Johannes Kepler Universität / Abteilung Energierecht.....	172
4.4.4	Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Schweiz (Bundesamt für Energie / Sektion Energieversorgung)	174
4.4.5	Ökonomische und regulatorische Kriterien dezentraler Energieversorgung, angewandt in Dänemark und Österreich, mit speziellem Fokus auf Wind and Kraftwärmekopplungsanlagen Christian Panzer*, Wolfgang Prügler* (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)	175
4.4.6	Renewable Generation in Eastern Europe: The Influence of Carbon pass-through and Green Certificates on future Investments Wolfgang Pospischil, Elvira Lutter, Nicole Olsacher, Christian Steinreiber(Pöyry Energy Consulting).....	177
4.5	WASSERKRAFT (SESSION C5)	179
4.5.1	Die Rolle der Wasserkraft für eine nachhaltige Energieversorgung (Universität Stuttgart / Institut für Strömungsmechanik u. Hydraulische Strömungsmaschinen)	179
4.5.2	Renaissance der Wasserkraft in Österreich Udo Bachhiesl, Wilhelm Süßenbacher, Christoph Huber (TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation) ...	181
4.5.3	Das technisch-wirtschaftliche Wasserkraftpotenzial Österreichs bei hohen Energiepreisen Otto Pirker(VERBUND-Austrian Hydro Power AG).....	182
4.5.4	Optimierung von Wasserkraftwerken mit numerischen Methoden Helmut Jaberg (TU Graz / Institut für hydraulische Strömungsmaschinen).....	183
4.5.5	Optimierte Energiewirtschaft von Kleinwasserkraftwerken unter Berücksichtigung ökologischer Restriktionen Mario Udo (Konsulent für Wasser- und Energiewirtschaft und Österreichische Bundesforste AG und TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	184
5	STREAM D: VERTEILNETZE	186
5.1	VERSORGUNGSSICHERHEIT (SESSION D1)	186
5.1.1	Beurteilung der Versorgungssicherheit im Strombereich – Eine Untersuchung am Beispiel Österreichs Alfons Haber, Stefan Sharma* (Energie-Control GmbH)	186
5.1.2	Ökonomische Bewertung der Versorgungsqualität im österreichischen Stromnetz mithilfe von Stated-Preference-Verfahren Markus Gilbert Bliem (Institut für Höhere Studien Kärnten)	188
5.1.3	Der Weg zum neuen Verteilernetz Werner Spitzl(Wien Energie Stromnetz GmbH).....	189

5.1.4	Instandhaltung vs. Ersatzinvestition im Niederspannungsnetz Manfred Armellini, Walter Schaffer (Salzburg Netz GmbH).....	192
5.1.5	Die Bedeutung einer „Direktleitung“ im liberalisierten Elektrizitätsmarkt – Eine technische und rechtliche Analyse Lothar Fickert, Norbert Achleitner (Konsulent für Energierecht und TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen).....	194
5.1.6	Lastflusssteuerung mit SIPLINK Jürgen Moser(Siemens AG).....	196
5.2	VERTEILNETZ MANAGEMENT UND LASTPROFILE (SESSION D2).....	197
5.2.1	Planungs- und Trainingswerkzeuge für eine intelligente und umweltfreundliche Stromerzeugung Dieter Metz, Thorsten Fiedler*, Rolf Schnell (Hochschule Darmstadt, Fachbereich EIT).....	197
5.2.2	Steigerung der Effizienz des Netzdienstleisters durch die Einführung eines Workforce Managementsystems Thomas Michael Balber (Steweaq-Steg GmbH).....	199
5.2.3	Entscheidungsunterstützende Systeme Thomas Schuster (Wien Energie Stromnetz GmbH).....	200
5.2.4	Die integrative Gesamtlösung AMIS für Verbrauchsdatenerfassung und Verteilnetzmanagement – Ein wesentlicher Baustein für „Smart Grids“ Wolfgang Bauer (Siemens AG Österreich Power Transmission and Distribution).....	202
5.2.5	Smart Metering in Österreich – Entwicklungen aus Sicht des Regulators Günter Pauritsch, Stefan Santer(Energie-Control GmbH).....	203
5.2.6	Smart Metering ohne Smart Meters – Energiemanagement im Kleinen mit interaktivem Energiesparkkonto (ESK) Johannes Hengstenberg (co2online gemeinnützige GmbH). 204	
5.3	VERTEILNETZ - TECHNIK (SESSION D3).....	205
5.3.1	Untersuchung der Lastprofile von Niederspannungsnetzbezirken Nassipkul Dyussebekova, M. Kurrat, H. Waitschat (TU Braunschweig / Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen und EN/BS Energienetze Braunschweig GmbH).....	205
5.3.2	Elektrische Lastganganalysen zur Verbesserung des Energiemanagements von Klein- und Mittelverbrauchern René Braunstein*, Ernst Schmutzner, Werner Friedl* (TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen).....	207
5.3.3	Zukunft gelöschter Netze mittels innovativem Erdschlusskonzept Lothar Fickert, Georg Achleitner, Clemens Obkircher, Beti Trajonska, Christian Raunig* (TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen).....	209
5.3.4	Short Circuit Current Limitation with Superconducting Fault Current Limiters Robert Graf, David Klaus (Applied Superconductor Limited).....	210
5.3.5	Ein neuer Ansatz zur Erdschlussdistanzortung Georg Achleitner,Lothar Fickert (TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen).....	212
5.3.6	Berechnung der Verlagerungsspannung in kompensierten Netzen beeinflusst durch die kapazitive Kopplung Clemens Obkircher, Ernst Schmutzner, Lothar Fickert, Christian Raunig* (TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen).....	213
5.4	SMART GRIDS (SESSION D4).....	214
5.4.1	Sicherheit und Zuverlässigkeit in Microgrids und Smart Grids Lothar Fickert, Ernst Schmutzner, Clemens Obkircher, Georg Achleitner (TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen).....	214
5.4.2	Energy Hubs für die urbane Energieversorgung Matthias Schulze, Martin Geidl, André Hillers* (ETH Zürich / High Voltage Laboratory und Swissgrid AG).....	215
5.4.3	ADRES – Autonome Dezentrale Regenerative Energie Systeme Alfred Einfalt*, Günther Brauner, Christoph Leitinger, Dietmar Tiefgraber, Sara Ghaemi* (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft).....	217
5.4.4	System- und gerätetechnische Anforderungen zur Bildung und zum Betrieb von Inselnetzen Werner Friedl*, Lothar Fickert, Ernst Schmutzner (TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen).....	219
5.5	DEZENTRALE ERZEUGUNG (SESSION D5).....	220
5.5.1	Netzanschlussbedingungen für virtuelle Kraftwerke im internationalen Vergleich Thomas Kienberger, Andreas Schweiger, Jürgen Karl (TU Graz / Institut für Wärmetechnik).....	220

5.5.2	Das regenerative Kombikraftwerk Reinhard Mackensen ,Kurt Rohrig, Ljubomir Adzic, Yves Seint-Drenant (Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V.)	222
5.5.3	Ansätze für eine effiziente Vermarktung von Ökostrom – Das virtuelle Ökostrom Kraftwerk Carlo Obersteiner*, Lukas Weissensteiner, Stefan Kastner, Erich Fuchs (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und Siemens AG Österreich und oekostrom AG)	224
5.5.4	Aktive Netzintegration dezentraler Stromerzeuger unter verbesserter Ausnutzung bestehender Verteilnetzinfrastrukturen – Eine österreichische Fallstudie Wolfgang Prügler*, Helfried Brunner, Benoît Bletterie*, Friedrich Kupzog* (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und arsenal research und TU Wien / Institut für Computertechnik).....	226
5.5.5	Netz- und marktkonformes bidirektionales Energiemanagement für Lasten und dezentrale Erzeuger im Niederspannungsnetz Jan Ringelstein*, Christian Bendel, David Nestle (Institut für Solare Energiever-sorgungstechnik (ISET) e.V.)	228
5.5.6	Spannungsbandproblematik in NS-Netzen mit dezentraler Einspeisung aus Solaranlagen Günther Schulz(Technische Fachhochschule Georg Agricola für Rohstoff, Energie und Umwelt zu Bochum).....	230
6	STREAM E: ENERGIEEFFIZIENZ.....	231
6.1	E-MOTOREN UND BELEUCHTUNG (SESSION E1)	231
6.1.1	Der Beitrag der elektrischen Antriebstechnik zur Energieeinsparung Lothar Fickert, Klaus Krischan, Johann Bacher, Günther Dannerer, In-gruber, Markus Ortner, Thomas Schuster, Roland Seebacher (TU Graz / Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen).....	231
6.1.2	Wirtschaftlicher Vergleich der langfristigen Strom-Einsparpotenziale von Elektromotorsystemen und Beleuchtungsanlagen in der Industrie Tobias Fleiter* (Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung)	233
6.1.3	Wirkungsgradoptimaler Betrieb von Asynchronmaschinen bei variabler Drehzahl Reinhard Ingruber, Roland Seebacher, Günther Dannerer, Klaus Krischan (TU Graz / Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen)	234
6.1.4	Möglichkeiten zur online Wirkungsgrad-Bestimmung für den energieoptimierten Betrieb von Drehstromasynchronmaschinen Johann Bacher, Florian Waldhart* (TU Graz / Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen)	236
6.1.5	Wirkungsgrad bei kostengünstigen Varianten der Drehzahlstellung von Einphasen Betriebskondensator Asynchronmotoren, die als Antrieb bei Heizungen eingesetzt werden Klaus Krischan, Günther Dannerer, Oliver König, Peter Kinberger (TU Graz / Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen und ETA Heiztechnik GmbH)....	238
6.1.6	Energieeinsatz über den Lebenszyklus elektrischer Antriebe Klaus Krischan (TU Graz / Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen)	241
6.2	ENERGIENACHFRAGE UND INNOVATION (SESSION E2)	243
6.2.1	Barriers for Energy Projects in Developing Countries Binu Parthan, Udo Bachhiesl (Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (REEEP) und TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation).....	243
6.2.2	Status und künftige Rolle Chinas in der Weltenergiewirtschaft – Erfahrungen einer Ingenieursreise nach China Udo Bachhiesl (TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	245
6.2.3	Energienachfrage und Wirtschaftswachstum in der Europäischen Union: Auswirkungen von Energieeffizienz-maßnahmen auf Mitgliedsländer – Eine Kausalitäts-Studie mit Hilfe von Panel-Einheitswurzel und –Kointegrationstests Dirk Böhm (Universität Hohenheim / Robert Bosch GmbH).....	246
6.2.4	Verringern höhere Preise den Energieverbrauch? – Modell für empirische Analysen am Beispiel österreichischer Haushalte Stephan Sharma* (Energie-Control GmbH).....	248
6.2.5	An der Schnittstelle von nationalen und sektoralen Innovationssystemen: Erkenntnisse aus Innovationsprozessen im Bereich neuer Energietechnologien Steffen Wirth, Jochen Markard(Swiss Federal Institute of Aquatic Science and Technology).....	250

6.3 ENERGIEEFFIZIENZ INDUSTRIE (SESSION E3)	252
6.3.1 Optimierte Energieversorgung einer Papierfabrik Herbert Habersatter (SAPPI)	252
6.3.2 Aktuelle Herausforderungen für die Zementindustrie Ingrid Seidl (Wietersdorfer & Peggauer Zementwerke GmbH)	253
6.3.3 Energieeffizienzsteigerung in Unternehmen der stahlverarbeitenden Industrie durch Abwärmenutzung im Niedertemperaturbereich Christina Krenn, Johannes Fresner, Erich Meixner (Stenum GmbH und voestalpine Austria Draht GmbH).....	254
6.3.4 Analyse von technologischen Optionen zur Reduktion von energiebedingten Treibhausgasemissionen in Österreich Andreas Müller (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)	255
6.3.5 Umsetzung des Motor Challenge Programms in Österreich Claus Weberstorfer (Sattler Energie Consulting GmbH)	257
6.4 ENERGIEEFFIZIENZ HAUSHALTE (SESSION E4)	260
6.4.1 Effiziente Energienutzung in Privathaushalten als Beitrag zum Klimaschutz Norbert Breitschopf (Linz Energieservice GmbH).....	260
6.4.2 Potential of reducing the Electricity Demand in Private Sector Sara Ghaemi*, Günther Brauner (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)	262
6.4.3 Vorzeitiger Gerätetausch im Haushalt – Energetisch und ökonomisch sinnvoll? Daniel Asch*, Reinhard Haas, Thomas Faber (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft).....	264
6.4.4 Integration of Demand Side Measures into Energy Supply Contracting Models Jan W. Bleyl, Daniel Schinnerl (Grazer Energie Agentur GmbH).....	266
6.4.5 Auswirkungen von dynamischen Haushaltsstromtarifen auf Basis stochastischer Haushaltslastprofile Gunnar Bärwaldt*, Michael Kurrat (TU Braunschweig / Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen)	267
6.5 ENERGIEEFFIZIENTE BETRIEBE (SESSION E5)	269
6.5.1 Material- und Energieeinsparung von der Lackchemie bis zur Lackiertechnologie Thomas Brock (Hochschule Niederrhein / Fachbereich Chemie)	269
6.5.2 Klima:Aktiv – Energieeffiziente Betriebe Peter Sattler, Martin Sampl, Karin Fuchsberger (Sattler Energie Consulting GmbH).....	270
6.5.3 Effiziente Energienutzung als Ressourcenschonung Andreas Urschitz, Erich Prem, Jörg Malzon-Jessen, Timothy Maloney (Infineon Technologies Austria AG und eutema Technology Management GmbH).....	272
6.5.4 The EU Energy Strategy Plan: Scope of Electricity Efficiency Improvement in Switzerland Boris Krey (University of Zurich / Sozioeconomic Institute)	273
6.5.5 ÖKOPROFIT – Energieeffizienz als Beitrag zur Umweltqualität Christoph Holzner (Cleaner Production Center Austria).....	275
6.5.6 Energieeffizienzmaßnahmen in Betrieben – Warum werden große Potentiale in vielen Unternehmen nicht genutzt? Christoph Malzer*, Johannes Fresner (Stenum GmbH) ..	277
7 STREAM F: GEBÄUDE UND MOBILITÄT	279
7.1 MOBILITÄT(SESSION F1)	279
7.1.1 Szenarien der Marktdurchdringung alternativer Antriebe und Kraftstoffe für den motorisierten Individualverkehr bis 2050 Maximilian Kloess*, Amela Ajanovic, Reinhard Haas (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft).....	279
7.1.2 Dynamische Wirtschaftlichkeitsanalyse alternativer Antriebssysteme und Kraftstoffe für PKW bis 2050 Amela Ajanovic, Maximilian Kloess, Reinhard Haas, Kurt Könighofer, Jürgen Rechberger (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und Joanneum Research und AVL List GmbH).....	281
7.1.3 Elektrische Mobilität – Effizienzsteigerung sowie Herausforderungen für Netze und Energiebereitstellung Christoph Leitinger*, Günther Brauner (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)	283
7.1.4 Zentrum für Biotreibstoffe aus Holz in der Steiermark – Machbarkeitsstudie Angelika Lingitz, Gerfried Jungmeier, Josef Spitzer, Hermann Hofbauer (Joanneum Research und TU Wien / Inst. f. Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften)	285

7.1.5	Energieeinsparung im Verkehr – Der perspektivische Beitrag des Car-Sharing in Deutschland Georg Wilke (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH)	287
7.1.6	Steigerung der Energieeffizienz im Verkehrsbereich durch Berücksichtigung der symbolischen Dimension der Mobilität Ludwig Piskernik, Heinz Stigler, Christoph Gutschi (TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	289
7.2	GEBÄUDE (1) (SESSION F2)	291
7.2.1	Abwärmenutzung für Wiener Fernkälte Eberhard Reil (Fernwärme Wien GmbH).....	291
7.2.2	Trends in der Kältetechnik Richard Krottil (Fachhochschulstudiengänge Burgenland Ges.m.b.H.).....	292
7.2.3	Innovative Erdwärmesonden für Neubau und Sanierung Armin Amann (AMASOND Vertriebs GmbH)	294
7.2.4	Erdwärmennutzung mittels CO ₂ -Sonden Gerald Lutz (Ochsner Wärmepumpen GmbH).....	295
7.2.5	Wohngebäude und Klimaschutz – CO ₂ -Minderungspotenziale in Deutschland bis 2030 und wirtschaftliche Bewertung Patrik Hansen, Manfred Kleemann, Peter Markewitz (Forschungszentrum Jülich GmbH / Institut für Energieforschung).....	299
7.3	GEBÄUDE (2) (SESSION F3)	301
7.3.1	Erneuerbare Wärme 2030 Peter Biermayr, Andreas Müller*, Wolfgang Kranzl (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)	301
7.3.2	Die Solar – Wärmepumpe Nikolaus Popovic (Steirische Gas-Wärme GmbH)	303
7.3.3	Multifunctional Plug & Play Facade (MPPF) K-Projekt (COMET Programm) Wolfgang Streicher, Mario J. Müller (TU Graz / Institut für Wärmetechnik und Hans Höllwart-Forschungszentrum für integrales Bauwesen AG)	305
7.3.4	Neue Möglichkeiten für Wohnungslüftung bei Sanierung und beengten Platzverhältnissen Eberhard Paul (Paul Wärmerückgewinnungs GmbH).....	307
7.3.5	Dezentrale Energiespeicherung im System Gebäude & Mobilität Paul Schweizer, Vinzenz V. Härrli (Hochschule Luzern / Technik & Architektur)	309
7.3.6	„Power Tower“ die neue Konzernzentrale der Energie AG Oberösterreich Heinrich Wilk (EnergieAG Oberösterreich)	310
7.4	ENERGIEKONZEPTE (SESSION F4)	311
7.4.1	Energie auf Dauer sichern Reinhold Christian (Forum Wissenschaft & Umwelt und Umwelt Management Austria).....	311
7.4.2	Langfristige Energieszenarien und Auswirkungen auf Österreich Markus Gilbert Bliem, Klaus Weyerstraß, Wolfgang Polasek (Institut für Höhere Studien Kärnten und Institut für Höhere Studien Wien)	312
7.4.3	Die Ökoregion Kaindorf auf dem Weg zur CO ₂ -Neutralität Joachim Ninaus (Verein Ökoregion Kaindorf).....	314
7.4.4	„Murecker Energiekreislauf“ - effizienter Klimaschutz, Sicherheit und Beschäftigung Karl Totter (SEEG reg. GenmbH.)	315
7.4.5	Erneuerbare und Industrie – ein Widerspruch? Möglichkeiten und Barrieren der Einbindung regenerativer Energietechnologien in Regionen mit hohem Industrieanteil am Beispiel Bruck an der Mur / Kapfenberg A. Kraußler*, M. Tragner, M. Theißing, M. Schloffer*, D. Schuster*, I. Theißing-Brauhart (FH JOANNEUM Gesellschaft mbH Infrastrukturwirtschaft und Technisches Büro Theißing-Brauhart)	317
	Platz für Ihre Notizen	319

* **Nachwuchsautor**

1 PLENAR-SESSIONEN

1.1 ERÖFFNUNGS-PLENUM

1.1.1 IPCC Fourth Assessment Report – Mitigation Challenge and Energy”

Christ (IPCC)¹

1.1.2 Environment, Energy and Economic Development: The broader Picture”

Barbara K. Buchner (International Energy Agency)²

The current situation

Climate change has emerged as one of the biggest threats to the world's sustainability. Given potentially strong implications of climate change, science urges us to significantly lower global greenhouse gas (GHG) emissions (cf. IPCC 4AR, 2007; Stern, 2007). However, recent IEA projections, among others, indicate an aggravating trend in CO₂ emissions from energy production and use if no new policies are taken: +57% by 2030 according to the World Energy Outlook 2006 (IEA, 2007b), and +137% by 2050 in Energy Technology Perspectives (IEA, 2006). Nonetheless, the IEA's studies also show that a portfolio approach of different, already existing technologies could bring CO₂ emissions back to today's level by 2050. End-use energy efficiency is an essential element in this approach.

Energy Efficiency – the link between environment and development

The concept of energy efficiency (EE) is increasingly attracting attention because of its so-called “win-win-win”-character:

- EE increases **energy security** through an improved access to/reliability of energy services;
- EE leads to an improved **environmental situation** reduction of emissions that affect humans, infrastructure and ecosystems;
- EE reduces energy costs and improves private sector competitiveness, being thus good for **economic growth**.

Accelerating energy efficiency is crucial in both the short and long term. Considerable reductions in energy imports and CO₂ emissions over the next decades could be achieved by energy efficiency policies at a net negative cost, saving an equivalent of about 60% of current emissions by 2050 (IEA, 2006, 2007b). In addition, improved efficiency could half expected growth in electricity demand and reduce the need for generation capacity by a third.

The effectiveness of energy efficiency policies is highlighted by experiences from the past. Looking at the contribution of energy efficiency in IEA countries over the last three decades, energy efficiency emerges as the ‘first fuel’: without energy efficiency improvements since 1973 energy consumption would be 56% higher today, with an additional 4GtCO₂.

However, much more needs to be done given that energy efficiency improvements have considerably slowed down: since 1990 energy efficiency improvement in IEA countries has been less than 1% p.a. – half that of previous decades, and not nearly enough to stem the growth of CO₂ emissions.

IEA's work shows that much more can be done to improve energy efficiency, and that opportunities to improve efficiency exist in all sectors. For example, a recent IEA study concludes that the

¹ Intergovernmental Panel on Climate Change

² Energy Agency Energy Efficiency & Environment Division Paris, France, barbara.buchner@iea.org;

manufacturing industry can improve its energy efficiency by an impressive 18 – 26%, while reducing the sector's CO₂ emissions by 19 – 32%, based on proven technology (IEA, 2007a). Identified improvement options can contribute 7 – 12% reduction in global energy and process-related CO₂ emissions. Multiple political, social, economic and psychological barriers to energy efficiency explain why the market does not yet take full advantage of this potential.

The most crucial step that needs to be taken if we are to achieve the scale of reductions in CO₂ that are required is to ensure that the promise of technology is fully realized. To do this, there is an acute need to increase energy-related R&D. Current levels of R&D investment are not adequate given the magnitude of the climate challenge. Government R&D budgets have fallen since the early 1980s. So has the share of public sector energy R&D in total public sector R&D. There is no evidence that private sector R&D has replaced the reduced public investment.

Conclusions

Due to rapid global economic growth, greenhouse gas emissions are expected to considerably increase over the next decades. Nonetheless, a more sustainable energy future is possible with a portfolio of clean and efficient technologies.

To overcome multiple hurdles, policy is needed to promote energy efficiency. The international political response to this need has been initiated within the G8 process. The G8 Gleneagles Declaration recognises the threat of climate change and gives a mandate, amongst others, to the IEA to identify best policy practice in energy efficiency. At the G8 Heiligendamm Summit in July 2007 the IEA made 12 concrete energy efficiency policy recommendations that could save approximately 5.7 billion tons of CO₂ by 2030.

However, more targeted policy interventions as well as a new investment framework are needed to better implement the existing, cost-effective energy savings potential.

References

- IEA (2007a), Indicators for Industrial Energy Efficiency and CO₂ Emissions - a technology perspective. International Energy Agency, OECD, Paris. www.iea.org
- IEA (2007b): World Energy Outlook 2007. International Energy Agency, OECD, Paris. www.iea.org
- IEA (2006), Energy Technology Perspectives – Scenarios and Strategies to 2050. International Energy Agency, OECD, Paris. www.iea.org
- Stern, N. (2007), The Economics of Climate Change: The Stern Review. Cambridge University Press.
- IPCC (2007), Summary for Policymakers. In: Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. <http://www.ipcc.ch/SPM040507.pdf>

Prepared by Dr Barbara K. Buchner, Energy and Environment Analyst in the Energy Efficiency and Environment Division of the International Energy Agency, Paris, October 2007

Disclaimer

The information and views expressed in this document reflect the personal understanding and opinion of Dr Barbara Buchner. She accepts no liability for the accuracy of the information presented or any subsequent use that is made of it, but offers this essay in good faith according to her best understanding of the topic at the time of writing. Text

1.1.3 Energy Perspectives and Climate Change

Nebojsa Nakicenovic (TU-Wien / Energy Economics Group)¹

Energy services are essential for the eradication of poverty in the world and for improving human well being. A formidable challenge for the 21st century is to assure the provision of clean and affordable energy services to almost six billion people – as many people as the whole global population today – the two billion excluded today plus almost four billion more people by 2050. New energy technologies are needed for providing the essential services to those without access to modern energy forms as well as for improving the efficiency and reducing adverse impacts of energy in the more affluent parts of the world.

Climate change is a central aspect of adverse impacts of human activities on the environment. Thus, the challenge is to improve human well being while simultaneously mitigating anthropogenic climate change. The role of technology in achieving this double challenge is unique. Technology is one of the main driving forces of increasing greenhouse gas (GHG) emissions. It is also an important part of the possible solution both in mitigating global warming through reductions of GHG emissions and in helping adapt to its impacts. Technology was very important in catalyzing the historical drive of doing more with less – from increasing efficiency of factor inputs to reducing some of the adverse impacts of human activities – and it at the same time important driving force of ever-higher (per capita) consumption levels. In a way, this is the paradox of technology of being both a part of the problem and a part of the solution.

The quality, convenience and efficiency of provision of energy services has vastly improved over the last two centuries. However, the improvement potential is still very large. Only a fraction of the current global energy use would be required to provide the same energy services if the best state-of-the-art technologies were used. The theoretical improvement potential for both energy and use of other resources is much larger. For example, wider use of modern energy carriers such as energy gases and electricity would promote higher energy efficiencies, better quality of energy services and substantially lower environmental impacts, especially at the level of energy end use.

The main energy-related technology measures for reducing GHG emissions are efficiency improvements, decarbonization of fossil energy, carbon capture and storage (over hundreds if not thousands of years), and a shift toward less carbon-intensive and zero-carbon energy sources.

Generally, cost reductions and improvements will be required to assure timely replacement of present, fossil-intensive, energy systems by new and advanced technologies with lower or zero emissions. At the same time, technology improvements through learning and increasing returns to scale are uncertain. Investments in new and advanced technology will only achieve improvements and cost reductions in some cases. However, the corollary is also true, without such uncertain investments there surely will be no improvements. Thus, experimentation and accumulation of experience are indispensable to achieve technological change and the replacement of old by new systems. This calls for a global process and timely local and international action. This also means that early emissions reductions, even if only humble, are necessary for buy-downs along learning curves for some of the more successful technologies. Thus, the nature of technological change requires innovations to be adopted as early as possible in order to lead to lower costs and wider diffusion in the following decades. The longer we wait to introduce these advanced technologies, the higher the required emissions reduction will be. At the same time, we may miss the opportunity window for achieving substantial buy-downs. This is a direct consequence of technological path-dependency to be contrasted with higher degrees of freedom associated with emissions paths from the climate change perspective.

¹ Energy Economics Group, Vienna University of Technology, Gusshausstrasse 25-29/373-2, A-1040 Vienna, Tel. ++43-1-58801 37350; e-mail: naki@eeg.tuwien.ac.at;

1.1.4 „Die Position der Österreichischen Elektrizitätswirtschaft zum Energiepaket der EU“

Barbara Schmidt (Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs)¹

¹ Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ), Brahmplatz 3, PO Box 123, 1041 Wien
Tel.: +43-(0)1-50198 0 , Fax: +43-(0)1-505 12 18 , e-mail: info@veoe.at

1.2 ENERGIEWIRTSCHAFTSORDNUNG (PLENUM A1)

1.2.1 Contribution of the International Community to Energy Development“

Marianne Mosoco-Osterkorn (REEEP)¹

ABSTRACT

The paper looks at the key international institutional actors in shaping the future agenda within the context of the global energy agenda. The paper also underlines the emergence of Vienna as a centre point in the global institutional framework relating to energy.

1. GLOBAL ENERGY SCENARIO

Globally there has been an added interest in energy issues since the World Summit on Sustainable Development (WSSD) in 2002. Since then there has been a clear recognition that energy is an important element in sustainable development. Subsequently several intergovernmental process such as the Commission on Sustainable Development (CSD), the Group of Eight (G8) and the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) has all recognised the importance of energy in the development of our nations.

2. INSTITUTIONS AND FRAMEWORKS ON ENERGY

The highest level of intergovernmental discussions on energy issues are held at the United Nations Commission on Sustainable Development (CSD). The CSD follows a two-year work programme which focuses on different developmental issues and the CSD-14 and CSD-15 in 2006 and 2007 respectively focused on energy issues. The decisions and commitments made at the CSD serve as guidelines for the international communities' actions and investment in the energy sector.

One of the major financiers for energy projects globally are the development banks. Prominent among them are the multi-lateral banks such as the World Bank and the African Development Bank. Also important are the bi-lateral development banks like the United States Overseas Private Investment Corporation (OPIC) and the German Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Also active in energy issues are the official development assistance agencies such as GTZ and ADA.

The International Energy Agency of the Organisation of Economic Cooperation and Development (OECD) provides energy advice to all the OECD member countries and has a considerable influence on energy policies in industrialized countries. Organisation of Petroleum Exporting Countries (OPEC) advises the petroleum exporting countries regarding their production and pricing strategies. The International Atomic Energy Agency (IAEA) is a UN agency responsible for peaceful use of nuclear energy including energy generation.

At the WSSD several multi-stakeholder public-private partnerships were launched on energy issues. The prominent among them are the Global Village Energy partnership (GVEP), Global Network for Energy for Sustainable Development (GNESD), the Global Nuclear Energy Partnership (GNEP) and Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (REEEP).

All these organizations have varying degrees of influence on the energy paths that the international community pursues in the future.

¹ Marianne Mosoco-Osterkorn, International Director of Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership – REEEP: G8-States, European Commission, 21 Governements, 131 NGOs), REEEP Secretariat, Vienna International Centre Room D1732, Wagramerstrasse 5, A – 1400 Vienna, Austria; Phone: +43 1 26026-3678 Fax: +43 1 21346-3678, email: Marianne.Osterkorn@reeep.org;

3. VIENNA ENERGY PLATFORM

The Austrian Government is currently planning an initiative to make Vienna as a hub of international energy and climate change activities with several organizations active in energy issues being based in Vienna. These include IAEA, OPEC, UNIDO, OSCE, IIASA and REEEP. It is expected that several joint initiatives on energy and climate change will happen as a result of this energy platform.

REFERENCES

Renewable Energy and Energy Efficiency partnership www.reeep.org

1.2.2 Der Österreichische Klima- und Energiefonds - Motor der wirtschaftlichen Innovation

Eveline Steinberger (Geschäftsführerin Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung)¹

Der Klima- und Energiefonds der Österreichischen Bundesregierung hat es sich zum Ziel gesetzt einen Beitrag zur Verwirklichung einer nachhaltigen Energieversorgung, zur Reduktion der Treibhausgasemissionen sowie zur Umsetzung der Klimastrategie zu leisten. Zum Reduzieren von Emissionen gibt es eine Reihe von Optionen, ohne weiteres Wachstum zwingend zu gefährden. Ein entschiedener, zielgerichteter Handlungsrahmen ist gefordert, um zu ihrer Aufnahme zu motivieren. Emissionen können durch eine höhere Energieeffizienz, durch Bedarfsänderungen sowie durch die Nutzung sauberer Leistungs-, Wärme- und Transporttechnologien reduziert werden. Der Klima- und Energiefonds wird dabei insbesondere auch solche Maßnahmen unterstützen, die eine überproportionale Hebelwirkung auf zusätzliche F&E-Investitionen ausüben. Die österreichische Bundesregierung sieht in der Erreichung einer dreiprozentigen Forschungsquote bis 2010 einen zentralen Punkt der heimischen Forschung. Der mit 500 Mio. EUR dotierte Klima- und Energiefonds kann einen wesentlichen Beitrag zur Zielerreichung leisten.

Der Klima- und Energiefonds konzentriert sich neben dem Förderschwerpunkte Forschung und Entwicklung auf die Programmschienen Verkehr und Marktdurchdringung. Im Jahr 2007 wurden bereits 45 Mio. EUR vergeben: 15,4 Mio. EUR an F&E (34%), 17,1 Mio. an Verkehr (38%) und 12,5 Mio. EUR in der Programmschiene Marktdurchdringung (28%).

Zu den größten geförderten Projekten im Jahr 2007 in der Programmschiene Forschung und Entwicklung zählen ein Projekt zur CO₂-minimierten Roheisenproduktion, die Entwicklung eines Passivhausstandards und -komforts in der Altbausanierung sowie ein Forschungsprojekt ‚Gasmotor der Zukunft‘.

¹ Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung, Gumpendorferstraße 5/22, 1060 Wien, <http://www.klimafonds.gv.at>, office@klimafonds.gv.at;

1.2.3 Anforderungen an die europäische Energiewirtschaftsordnung – Wie können energie- und umweltpolitische Erfordernisse in Einklang gebracht werden?

Dorothea Sulzbacher (OMV Future Energy Fund GmbH)¹

Als OMV glauben wir, dass die Zukunft einer sicheren Energieversorgung auf einem Mix von Energieträgern beruhen wird. Einem Mix, der stark auf Nachhaltigkeit und Vielfalt der Energieformen setzen wird. Als Energiekonzern sehen wir Möglichkeiten, Erneuerbare Energieformen nach wirtschaftlichen Kriterien nutzbar zu machen. Alternativen sind erforderlich und müssen ausgelotet werden.

Der dafür gegründete „OMV Future Energy Fund“ ist eine eigene Gesellschaft, die Projekte zu Erneuerbaren Energien sowie zur Reduktion von Treibhausgasemissionen sowie Energieeffizienz innerhalb des OMV Konzerns identifiziert, begleitet und finanziell unterstützt. Er soll neue Geschäftsfelder im Bereich Erneuerbaren Energien aufbauen.

Allgemeine Information über den OMV Future Energy Fund

Die OMV will zu Klimaschutz und Sicherung der Energieversorgung beitragen und bekennt sich dazu, kommerziell tragbare Erneuerbare Energien zu finden, die in das Geschäft des Konzerns integriert werden können. Wir glauben, dass wir damit ein profitables, stark wachsendes Geschäftsfeld in den nächsten Jahrzehnten erschließen werden können. Die OMV möchte den Übergang von einem reinen Erdöl- und Erdgaskonzern zu einem Energiekonzern schaffen, der Erneuerbare Energien in seinem Portfolio hat. Zu diesem Zweck wurde im Juni 2006 die Future Energy Fund GmbH gegründet, die Projekte im Bereich Erneuerbarer Energien zusammenführen und fördern soll. Mit einem Startkapital von EUR 100 Millionen wollen wir ein Investitionsvolumen von über EUR 500 Millionen erwirtschaften.

Der OMV Future Energy Fund wird Projekte im Bereich Erneuerbarer Energien bündeln und fördern, die direkt mit dem Kerngeschäft der OMV (Refining & Marketing, Exploration & Produktion, Gas) in Verbindung stehen. Zusätzlich werden auch wirtschaftlich viel versprechende Projekte zu Erneuerbaren Energien initiiert und gefördert.

Speziell werden Projekte in folgenden vier Bereichen unterstützt (in absteigender Reihenfolge der Wichtigkeit):

- a) Erneuerbare Energie (z.B.: Biokraftstoffe, Biogas, Forschung zu Wasserstoff)
- b) Technologien zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bei der Gewinnung fossiler Energien (z.B.: Carbon Capture and Storage, Zero Emission Power Plant)
- c) Erhöhung der Energieeffizienz durch Nutzung von ungenutzter Energie (z.B.: Nutzung von Abwärme)
- d) Technologien zur Reduktion der Treibhausgasemissionen im Rahmen von industriellen Prozessen (z.B.: Einbau von Katalysatoren)

Der weltweite Energiebedarf steigt massiv an und wird derzeit zu 56% aus Öl und Gas abgedeckt. Mit dem Anstieg des weltweiten Energieverbrauches wachsen auch die globalen CO₂-Emissionen stark an. Um die ambitionierten internationalen klimapolitischen Zielsetzungen ernsthaft erreichen zu können, braucht es neben dem Einsatz Erneuerbarer Energien und Energieeffizienz auch den Einsatz von innovativen Technologien bei der Reduktion von CO₂-Emissionen. Am 23. Jänner 2008 veröffentlichte die EU-Kommission einen Richtlinienvorschlag zum Thema CCS. IPCC, IEA und EU-Kommission sehen in den „Carbon Capture and Storage(CCS)-Technologien“ ein großes Potential.

Für uns als OMV ist CCS ein wichtiges Zukunfts- und Technologiethema, mit dem wir uns schon lange beschäftigen. Bei CCS werden Techniken verwendet, die denen ähnlich sind, die in der Erdöl- und Erdgasproduktion sowie bei der Erdgasspeicherung verwendet werden. Diese Verfahren werden weltweit seit mehr als 60 Jahren und in mehr als 600 Lagerstätten erfolgreich angewandt. Der OMV Future Energy Fund unterstützt deshalb auch CCS-Projekte von derzeit rund 1,5 Mio. EUR.

¹ OMV Future Energy Fund GmbH; Mag. Dorothea Sulzbacher MBA, Geschäftsführerin
Otto-Wagner-Platz 5 1090 Wien; Tel +43 (1) 40 440-22501
Dorothea.sulzbacher@omv.com; www.omvfutureenergyfund.com

Projekte des OMV Future Energy Fund – einige Beispiele:

1. **2. Generation Biodiesel:** Ziel dieses Projektes ist die Durchführung einer Machbarkeitsstudie über die Errichtung einer Produktionsanlage für einen hochwertigen Biodiesel der 2. Generation.
Die Anlage soll auf Basis der von Neste Oil entwickelten NExBTL-Technologie umgesetzt werden: Während heute zur Biodieselherstellung fast ausschließlich Raps verwendet werden muss, ist bei diesem Verfahren jedes native Öl und Fett als Rohstoff geeignet. Das Endprodukt ist kein Ester wie bei der klassischen Biodieselherstellung, sondern ein Diesel (Isoparaffine), der auch in größeren Mengen als 5% bei Einhaltung der Dieselnorm beigemischt werden kann.
2. **Biogas-Projekte:** Biogas hat den Vorteil, dass es treibhausgasneutral ist und somit die Treibhausgasemissionen gegenüber Benzin oder Diesel um 100 Prozent reduziert. Das erste Pilotprojekt soll zeigen, dass die Produktion und Veredelung von Biogas auf Erdgasqualität wirtschaftlich machbar ist. Durch den Ausbau des Erdgas-Tankstellennetzes soll die dafür notwendige Infrastruktur geschaffen werden. Beim zweiten Projekt wird die Machbarkeit einer Biogasproduktionsanlage und Mitaufbereitung von Biogas bei der Aufbereitungsanlage OMV Aderklaa geprüft. Das Ziel eines weiteren Biogas-Projektes ist die Evaluierung des Biogas-Potentials und die Identifizierung eines Geschäftsmodells für Biogas in Rumänien.
3. **Geothermische Energie:** Ziel des Projekts in Österreich ist die Evaluierung des geothermischen Potentials im nördlichen und zentralen Wiener Becken auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Weiters wird die geothermale Nachnutzung von alten Kohlenwasserstoffbohrungen untersucht. Ausgewählte Bohrlöcher sollen zu sog. Bohrlochwärmetauschern umgebaut werden und die gewonnene Energie wird Haushalte mit Wärme und Warmwasser versorgen. Ein weiteres Projekt mit der Universität von Oradea soll der Erhebung, Bewertung und Darstellung der Gewinnbarkeit geothermaler Ressourcen in Rumänien dienen.
4. **Rückführung von CO₂ bei Ölförderung:** Der OMV Future Energy Fund beteiligt sich an einem Projekt in Weyburn, Kanada. Ziel dieses Forschungsprojektes ist es, das bei der Ölförderung frei werdende Kohlendioxid abzutrennen und in die Lagerstätte zu injizieren. Fokus liegt hier auf der Überprüfung der Sicherheit dieser Technologie, die – neben der Reduktion von Treibhausgasen – auch eine Erhöhung der Ölproduktion bewirkt.
5. **ZEERAF:** Ziel des Projekts ist die Optimierung eines Enhanced Oil Recovery-Verfahrens durch Gas-Injektion (CH₄, N₂, CO₂) durch Laborexperimente und Reservoirsimulationen. Dadurch könnten Treibhausgasemissionen durch Carbon Capture & Storage vermieden und die Entölung der Lagerstätte um 15-25% gesteigert werden.
6. **Zero Emission Power Plant:** Bei einem Zero Emission Power Plant (ZEP) wird das bei der Stromproduktion erzeugte CO₂ zu einer geeigneten Lagerstätte transportiert und in tief unter der Erdoberfläche befindliche Schichten verpresst. Dadurch kann man Strom nahezu ohne CO₂-Emissionen (80-90% Einsparung) erzeugen. In diesem Projekt werden mögliche Technologien zur Abscheidung, dem Transport und der Speicherung von CO₂ untersucht sowie wirtschaftliche und rechtliche Aspekte eines möglichen Pilotkraftwerkprojektes samt Standort betrachtet.
7. **Niedrigenergiegebäude Petrom Headquarter der Raffinerie Petrobraz:** Das Projekt ermöglicht die Erstellung eines Niedrigenergiegebäudekonzepts für das Bürogebäude der Raffinerie Petrobraz. Ziel ist die Reduktion des Energiebedarfs im Vergleich zu konventionellen Gebäuden um bis zu 90% und die Reduktion von CO₂-Emissionen um bis zu 80% durch Energieeffizienz und Einsatz von Erneuerbaren Energien. Das im Projekt gewonnene Know-How kann in zukünftig geplanten Gebäuden in den Raffinerien und PETROM-Anlagen eingesetzt werden.
8. **Nanotechnologie:** Ziel des Projekts ist die Verwendung von Nanotechnologie für die Entwicklung von hocheffizienten Wärmetauschern. Durch Verhinderung von Ablagerungen könnte eine höhere thermische Leitfähigkeit der Wärmetauscher und ein signifikant geringerer Brennstoff- und Energieverbrauch erzielt werden. Nach erfolgreicher Erprobung der Technologie könnte diese in Raffinerien der PETROM und OMV verwendet werden.

1.2.4 Restrukturierung der Energiesysteme für Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit

Günther Brauner (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)¹

Eine eingehende Analyse von Großstörungen der letzten Dekaden zeigt die folgenden Tendenzen insbesondere in den Übertragungsnetzen:

- Die Übertragungsnetze werden immer höher belastet durch weiteren Anstieg des Elektrizitätsbedarfs in den bisherigen Anwendungsbereichen und zukünftig durch zusätzlichen Bedarf für Elektromobilität, Wärmepumpenanwendungen und Klimaanlage. Der Zubau an Übertragungskapazitäten bleibt aber deutlich hinter dem Bedarfsanstieg zurück (Analyse EU, USA, Japan). Wegen der Trassennot wird die spezifische Systembelastung immer höher. In den letzten zwanzig Jahren sind die typischen Systemströme von 1 kA auf derzeit bis zu 4 kA angestiegen. In USA, China und Japan werden bereits 5 kA erreicht. Der Übergang zu höheren Systemspannungen bis 1.200 kV Wechselspannung und ± 800 kV Gleichspannung sind daher derzeit in Japan, Brasilien, China und Indien in Planung.
- Windenergie hat die Marktreife in den Erzeugungskosten erreicht. Es ist zu erwarten, dass bis 2050 etwa 300 GW in Mitteleuropa installiert werden und zusätzlich 100 MW offshore. Insbesondere der Transport der Windenergie von den Erzeugungsregionen zu den Bedarfsschwerpunkten stellt zukünftig ein großes technisches und wirtschaftliches Problem dar. Es wird die Fragestellung untersucht, ob Europa ein Hochleistungs-Übertragungs-Backbone benötigt und ob Wasserstoff-Transportsysteme zukünftig eine Alternative beim Offshore-Wind darstellen können.
- Microgrids mit Polygeneration werden einen Teil des Lastanstiegs abfangen. Sie werden aber aus der Sicht der Übertragungsnetze zu einer stärkeren leistungs-orientierten anstelle der arbeitsorientierten Beanspruchung der Netze führen. Hierzu werden anhand von Simulationsrechnungen die Auswirkungen auf die Übertragungssysteme gezeigt. Der interregionale und internationale Ausgleich von Dargebotsschwankungen sowie die Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie wird eine neue Herausforderung für die Übertragungsnetze darstellen.

Die Übertragungsnetze müssen sich zukünftig diesen neuen Aufgaben stellen. Es werden Sicherheits- und Nachhaltigkeitsorientierte Planungsszenarien dargestellt und analysiert und hieraus Kriterien für den zukünftigen Ausbau zusammengestellt.

¹ TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Gusshausstrasse 23/373, A-1040 Wien; g.brauner@tuwien.ac.at, Tel.: 01 58801 37310

1.3 CO₂-FREIE ERZEUGUNG (PLENUM A2)

1.3.1 Herausforderungen am Energiemarkt als Treiber von Innovationen

Roman Bartha, Franz Wingelhofer (Siemens AG Österreich / Power Generation)¹

Einleitung

Das Thema Energieversorgung war von jeher eng mit dem Wohlstand der Bevölkerung verknüpft. Damit bewegte sich die Energieversorgung stets im Spannungsfeld zwischen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umwelt- bzw. Klimaschutz.

Heute und in der nahen Zukunft werden folgende „Megatrends“ unser Handeln bestimmen:

- **Urbanisierung:** Bevölkerungsanstieg auf bis zu 7,5 Mrd. bis 2020 und Trend zu Megastädten mit mehr als 10 Mio. Einwohnern (15 neue Megastädte bis 2015).
- **Ressourcen:** Fossile Ressourcen sind begrenzt; 70% des Öl- und Gasvorkommens findet sich in politisch instabilen Regionen; Anstieg des Ölpreises in den letzten 2 Jahren um beinahe 100% auf über 100\$ je Barrel, Risikominimierung durch Wahl eines geeigneten Brennstoffmixes.
- **Umwelt:** In den letzten 20 Jahren erfolgte ein Anstieg der globalen CO₂-Emissionen um ca. 40%; anthropogen verursachter Temperaturanstieg; Technologieverbesserungen in Richtung Energieeffizienz und CO₂-Abtrennung.

Die Europäische Kommission will durch ein umfangreiches Klima- und Energiepaket die Treibhausgasemissionen der EU-Mitgliedsstaaten bis zum Jahr 2020 um mindestens 20% (gegenüber 1990) senken. Auf zwei Technologien, die wesentlich dazu beitragen werden, dieses Ziel zu erreichen, wird im Folgenden eingegangen: (1) Steigerung der Kraftwerkseffizienz (700°C-Dampfkraftwerke bzw. Entwicklung einer neuen Gasturbinenfamilie der Effizienzklasse H, welche in zukünftigen kombinierten Gas- und Dampfkraftwerken zum Einsatz kommen) und (2) das CO₂-freie fossil befeuerte Kraftwerk.

Kraftwerkseffizienz

700°C-Technologie bei Dampfkraftwerken (DKW)

Bei DKW bedingt eine Steigerung der Frischdampfperatur technologisch einen höheren Anlagenwirkungsgrad. Im Jahr 1992 erzielte man in Kohle befeuerten DKW bei Frischdampfperaturen von ca. 545°C einen Anlagenwirkungsgrad von rund 43%. Auf Basis einer Konzeptstudie für ein Referenzkraftwerk in Nordrhein-Westfalen, an der sich Siemens in seiner Rolle als Anlagenbauer beteiligt hat, kann bei Frischdampfperaturen von ca. 600°C bereits ein Anlagenwirkungsgrad von 47% erzielt werden. Diese Studie dient jetzt als Grundlage für alle aktuellen Kraftwerksplanungen in Deutschland. Im EU-Forschungsprojekt „AD700/COMTES 700“, an der sowohl EVUs als auch Technologie-lieferanten wie Siemens beteiligt sind, wird an der Entwicklung der nächsten Generation überkritischer DKW gearbeitet. Erklärtes Ziel ist es, zwischen den Jahren 2015 und 2020 die kommerzielle Reife und Verfügbarkeit von 700°C-DKW zu erreichen. Diese Kraftwerke werden voraussichtlich Anlagenwirkungsgrade über 50% aufweisen.

¹ Roman Bartha Siemens AG Österreich, Ruthnergasse 3, A-1210 Wien Tel.: +43 51707 – 23082 bzw. +43 51707 – 31080 Email: roman.bartha@siemens.com bzw. franz.wingelhofer@siemens.com

Entwicklung einer neuen Gasturbinenfamilie der Effizienzklasse H

Brennstoff- und technologiebedingt ist der Anlagenwirkungsgrad von Gas- und Dampfkraftwerken (GUD-Kraftwerken) signifikant höher als der von DKW. Erreicht man heute in GUD-Kraftwerken Anlagenwirkungsgrade um 58%, so wird im Jahr 2011 das erste GUD-Kraftwerk mit einem Anlagenwirkungsgrad von über 60% in Irsching (Deutschland) für E.ON in Betrieb gehen.

Zum Einsatz kommt eine neu entwickelte Siemens-Gasturbine der Effizienzklasse H mit einer Leistung von 340 MW_{el}. Der Gasturbinenwirkungsgrad von 39% stellt dabei einen Meilenstein in der Entwicklung von höchst effizienten Kraftwerksgasturbinen dar. Basierend auf den aktuellen Konzepten und den ausgereiften Technologien der Siemens-Gasturbinenfamilie, wird diese signifikante Wirkungsgradverbesserung in erster Linie durch die Kombination von höherer Turbineneintrittstemperatur und reduziertem Kühlluftbedarf erreicht.

Die nächste Generation von GUD-Kraftwerken, an der bereits gearbeitet wird, lässt Anlagenwirkungsgrade um 62% erwarten. Kommerziell werden sie voraussichtlich ab 2020 verfügbar sein.

Das CO₂-freie fossil befeuerte Kraftwerk

Derzeit existieren grundsätzlich drei Technologien für CO₂-freie fossil befeuerte Kraftwerke:

- Konventionelle Verbrennung mit chemischer CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung.
- Oxyfuel: Verbrennung mit reinem Sauerstoff und mit physikalischer CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung.
- IGCC: Verbrennung von Syngas, das durch Vergasung von kohlenstoffhaltigen Brennstoffen gewonnen wird; CO₂ wird vor der Verbrennung (im Zuge des Vergasungsprozesses) abgetrennt.

Das abgetrennte CO₂ wird in unterirdischen Lagerstätten gespeichert und kann somit nicht in die Atmosphäre entweichen (siehe auch Abb. 1 und 2).

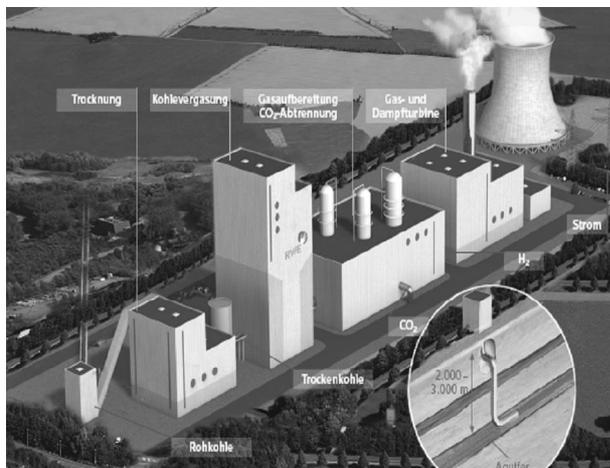


Abb. 1: 450 MW_{el}-IGCC-Demonstrationsanlage (RWE)

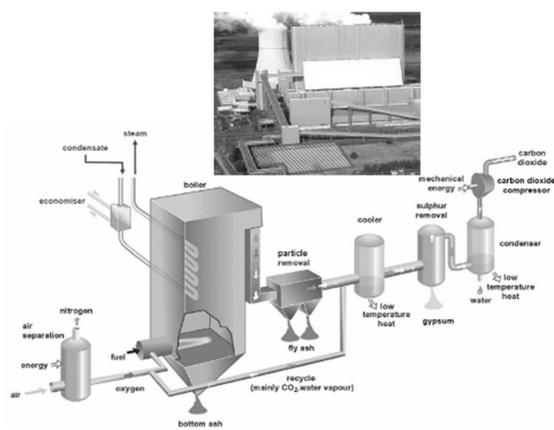


Abb. 2: 30 MW_{th}-Oxyfuel-Pilotanlage in Schwarze Pumpe (Vattenfall)

Die Nebenwirkungen der CO₂-Abtrennung in Kraftwerken sind eine Verringerung des Anlagenwirkungsgrades und damit eine Verteuerung der Stromerzeugung. Die Wirtschaftlichkeit von künftigen CO₂-freien fossilen Kraftwerken wird damit ganz wesentlich vom Fortschritt der Technologie und von den politischen Rahmenbedingungen abhängen. Besonders die spezifischen Kosten der Emission von CO₂ (CO₂-Zertifikate, CO₂-Steuern etc.) werden die ökonomische Bewertung einer Technologie entscheidend beeinflussen.

Zusammenfassung und Ausblick

Derzeit sind Kohle und Gas noch die wichtigsten Brennstoffe in der Stromerzeugung. Bereits heute existieren Technologien zur Reduzierung von CO₂-Emissionen aus fossil befeuerten Kraftwerken: eine Steigerung der Kraftwerkseffizienz und die CO₂-Abtrennung.

Die Technologie der CO₂-Abscheidung, des Transports und der Lagerung bedarf noch einer großtechnischen Erprobung. Grundsätzlich gilt aber, dass CO₂-freie fossil befeuerte Kraftwerke zu höheren Stromerzeugungskosten führen. Die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerkstechnologien lässt sich jedoch nur im Zusammenhang mit den künftigen politischen Rahmenbedingungen (CO₂-Zertifikate etc.) bewerten. Ab einem gewissen Preisniveau für CO₂-Zertifikate wird z.B. die IGCC-Technologie rentabel sein.

Die Versorgung der wachsenden Weltbevölkerung mit Strom wird eine sehr große Herausforderung für uns darstellen. Dieser Herausforderung können wir uns nur stellen, wenn wir uns aller verfügbaren Technologien bedienen.

1.3.2 Future Energy Challenges in a Carbon Constrained Environment – Fuel Flexibility as a Growing Need

Klaus Payrhuber (GE Energy Europe)¹

ABSTRACT

Over the next several decades, the power generation sector will face major landscape changes as CO₂ management needs and hydrocarbon fuel options become limited. Uncontrolled carbon emissions from coal plants exceed natural gas fired alternatives by more than two to one due in large part to greater fuel carbon content and lower overall energy conversion efficiencies. In a carbon-constrained environment, power production from coal must realize improvements beyond incremental efficiency gains in order to have significant CO₂ emissions reduction.

Coal gasification and associated fuel gas process treatment units provide the mechanisms inherently needed to effectively separate carbon components on a “pre-combustion” basis, leaving essentially carbon free hydrogen fuel available for combustion within the combined cycle power plant. Gas turbine power plants will play a significant role in meeting this generation challenge, not only from a fuel flexibility perspective, but also in the area of CO₂ reduction where combustion turbines will likely become the primary hydrogen energy conversion unit for the foreseeable future.

Worldwide, GE gas turbines continue to demonstrate their proven, reliable performance on hydrogen bearing fuels, including installations with up to 95% hydrogen by volume. As the focus on pre-combustion carbon capture continues to grow, never has this experience with high hydrogen fuels been more relevant. Furthermore, GE continues to develop combustion designs not only to extend this experience to advanced gas turbine platforms, including F-class units operating on synthesis gas. The ever-present focus on efficiency improvement and emissions reduction, combined with improved gasification processes, will require future advanced combustion system designs that can achieve low emissions at higher firing temperatures with minimal to no dilution for NO_x abatement.

Other concepts for CO₂ free power plants based on Natural Gas fuel are under research and development by GE Global Research Centers. The main focus for those technologies is to increase the CO₂ concentration and to reduce costs to smaller equipment when the CO₂ capture unit is based on post combustion capture. In this case Exhaust Gas Recirculation (EGR) allows using standard GT power plant equipments, but produces exhaust flows with higher CO₂ concentration and therefore reduces the costs for the post combustion capture equipment. EGR would be available for retrofitting small and large scale Natural Gas based combined cycle power plants at reasonable costs. Future concepts for CO₂ free power plants could be oxyfuel based capture technologies. These concepts are using simple CO₂ separation, but need a complete redesign of turbines and are in the early development stage. A high efficient oxygen generation and an integrated cycle design is needed as well.

Large-scale power plants with CCS commercially available today are IGCC power plants, and these power plants can be based on various feedstocks (solid, liquid or gaseous fuels).

¹ GE Energy Europe, Energy Applications & Systems Engineering, klaus.payrhuber@ge.com
Donaucitystrasse 6 / 3, 1220 Vienna, Austria

1.3.3 Newest Developments on the Graz Cycle, a CO₂ Free Power Plant of Highest Efficiency

Herbert Jericha, Wolfgang Sanz (TU Graz / Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik)¹

Extended Abstract:

Today the necessity to counteract the rapid increase of CO₂ and other greenhouse gases is acknowledged by science worldwide. So several EU projects were funded within the Frame Program 6 which cope with carbon capture and storage (CCS). In September 2006 the first general assembly of the European Technology Platform ZEP on Zero Emission Fossil Fuel Power Plants was held, whose goal is the creation of highly efficient power plants with near-zero emissions by 2020 within the current Frame Program 7.

The authors believe that oxy-fuel cycles with internal combustion of fossil fuels with pure oxygen are a very promising technology and that their Graz Cycle can be the most economic solution for CO₂ capture from fossil power generation once the development of the new turbomachinery components needed are done. Oxygen is needed in large quantities for this kind of cycle and can be generated by air separation plants which are in use worldwide with great outputs in steel making industry and even in enhanced oil recovery (EOR).

The basic principle of the so-called Graz Cycle has already been developed by H. Jericha in 1985 for solar generated oxygen-hydrogen fuel, in 1995 changed to fossil fuels. This was a first proposal for gas turbine oxy-fuel CO₂ capture. Improvements and further developments since then were presented at several conferences [5-9]. Any fossil fuel gas (preferable with low nitrogen content) is proposed to be combusted with oxygen so that neglecting small impurities only the two combustion products CO₂ and H₂O are generated. The cycle medium of CO₂ and H₂O allows an easy and cost-effective CO₂ separation by condensation. Furthermore, the oxygen combustion enables a power cycle with a thermal efficiency among the very best ever proposed, thus largely compensating the additional efforts for oxygen production.

The simplified scheme of the Graz Cycle of Fig. 1 with the main cycle data shall bring out the salient features of the cycle. The process is split into the high-temperature cycle and a separate low temperature condensation process. The high temperature part consists of High Temperature Turbine HTT, Heat Recovery Steam Generator HRSG, C1/C2 compressors and High Pressure Turbine HPT.

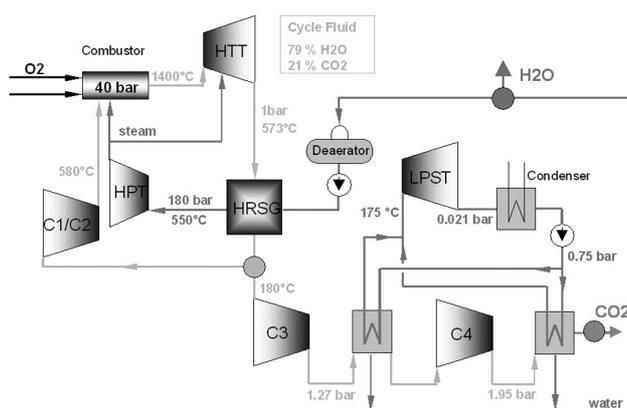


Figure 1 - Scheme of Graz Cycle

¹ TU Graz / Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik; Inffeldgasse 25, 8010 Graz T: 0316/873-7229 F: 0316/873-7234 E: wolfgang.sanz@tugraz.at
I: www.graz-cycle.tugraz.at, www.ttm.tugraz.at

Condensation of the working fluid in the 1 bar range is proposed in order to avoid the problems of a working fluid condenser at vacuum conditions. The heat content in the flow segregated after the HRSG for condensation is still quite high so re-evaporation and expansion in a bottoming cycle with the Low Pressure Steam Turbine LPST is mandatory.

A power balance shows that an oxy-fuel plant needs a 490 MW turboset to deliver 400 MW to the electrical grid. The thermal efficiency is about 66.5 %, including electrical and mechanical losses results in an electrical net efficiency of about 64.65 %.

If considering the efforts for oxygen production and compression as well as the efforts of CO₂ compression to 100 bar for liquefaction, the net efficiency further reduces to 53.12 %. This net efficiency is higher than that of most other CO₂ capture technologies if evaluated under the same conditions, so that this concept is worth a further feasibility investigation.

Besides the thermodynamic layout of the Graz Cycle in this work latest design details of the main turbomachinery components will be presented:

So a two-shaft arrangement is proposed splitting the main working machine, the HTT, into a compressor turbine and a power turbine. The free-running HTT compressor turbine drives the working fluid compressors C1 and C2 running at 8.500 rpm. The power turbine HTTP and the intermediate bearings arranged in the same casing allow building a high efficiency diffuser for crossover of the high temperature flow to the power shaft. The five-stages 3.000 rpm power turbine is coupled to the main generator, on the other side of which the condensing steam turbine LPST is arranged.

Detailed compressor design including stress and rotordynamics deliberations as well as the description of the combustion chamber working with pure oxygen in a steam environment conclude this work.

1.3.4 Zur gesellschaftlichen Akzeptanz von CCS – Erste Ergebnisse einer empirischen Analyse

**Peter Radgen, Clemens Cremer, Edelgard Gruber
(Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung)¹**

Einführung

Die EU Kommission hat sich zum Ziel gesetzt, dass ab 2020 alle neuen Kohlekraftwerke mit CO₂ Abscheidung ausgerüstet sein sollen. Kohlekraftwerke mit CO₂-Abtrennung und Speicherung sollen einen wesentlichen Beitrag zur Emissionsminderung in der EU leisten. Entsprechend haben alle Akteure, u. a. auch die Energieversorgungsunternehmen, ihre Anstrengungen zur Entwicklung der entsprechenden Technologien intensiviert. Ob Abscheidung aus dem Synthesegas bei der Kohlevergasung oder der Erdgasreformierung, der Verbrennung mit reinem Sauerstoff oder der nachgeschalteten Rauchgaswäsche, alle Verfahren werden derzeit intensiv erforscht. Zwar fehlen derzeit in den meisten Mitgliedstaaten der EU noch die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die langfristige Speicherung von CO₂, am 23. Januar 2008 wurde durch die EU-Kommission als Bestandteil des "Green Packages" ein Richtlinie Vorschlag zur geologischen Speicherung von CO₂ vorgestellt.

Bei der Vielzahl der offenen technischen und rechtlichen Fragen wird häufig übersehen, dass entsprechende Technologien einer breiten gesellschaftlichen Akzeptanz bedürfen. Bereits derzeit ist die Stromerzeugung mit Kohle in die öffentliche Kritik geraten, trägt die fossile Stromerzeugung doch zu einem Großteil zu den weltweiten CO₂-Emissionen bei. Umso wichtiger ist es deshalb, bereits frühzeitig zu ergründen, welche Akzeptanz die CO₂-Abscheidung und Speicherung findet. Allerdings stößt man dabei häufig an praktische Grenzen, da in der breiten Bevölkerung diese innovativen Techniken noch weitgehend unbekannt sind. Aus diesem Grund wurden im Rahmen der durchgeführten Befragungen nur Experten und Studenten technischer Fachrichtungen mithilfe eines detaillierten Erhebungsbogens befragt. Gefragt wurde dabei nach eigenen Einstellungen und Einschätzungen der öffentlichen Meinung zum Verhältnis zwischen CCS und anderen CO₂-Minderungsoptionen, zur Frage der Kosten und der rechtlichen Aspekte, zu den Risiken und Chancen der Technologie und zum möglichen Zeithorizont einer breiten Einführung. Im Folgenden werden die Rahmenbedingungen und Ergebnisse der Befragungen dargestellt. Aufbauend darauf können erste Hinweise gegeben werden, worauf bei einer Kommunikationsstrategie geachtet werden muss.

Befragung

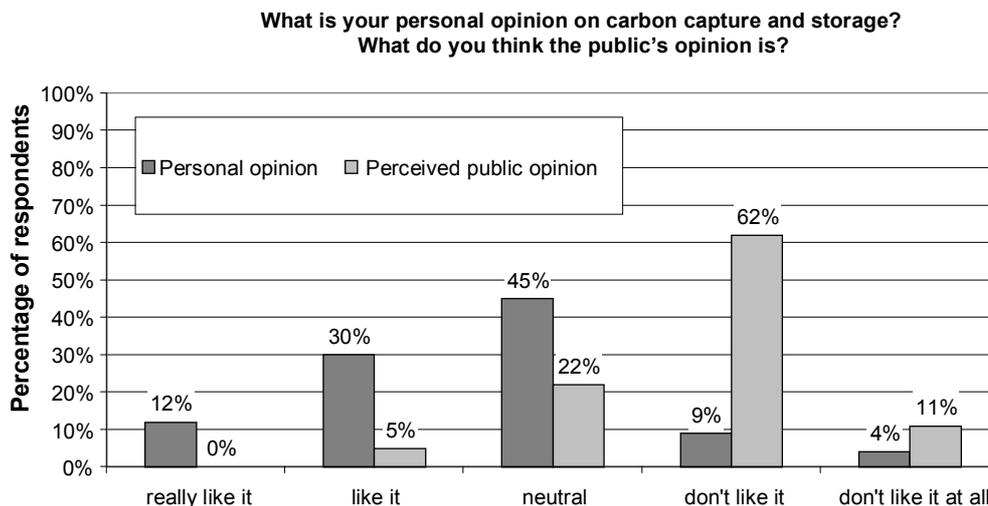
Grundlage der Ergebnisse sind die in den Jahren 2005 und 2006 durchgeführten Befragungen von Wissenschaftlern und Studenten. Insgesamt wurden 171 Fragebogen von Wissenschaftlern und 61 Fragebogen von Studenten ausgewertet. der Fragebogen umfasste dabei die folgenden Themenbereiche: Der Fragebogen (siehe Anhang) deckt folgende Aspekte ab:

- Einstellungen zu CCS und einzelnen damit verbundenen Gesichtspunkten
- Risiko-Aspekte
- positive und negative Auswirkungen
- organisatorische Fragen im Zusammenhang mit der Einführung von CCS
- Wahrnehmung und Akzeptanz in der Öffentlichkeit
- technische, ökonomische und forschungsbezogene Aspekte
- Rolle der CCS-Technologie
- allgemeine umweltrelevante Einstellungen.

¹ Fraunhofer ISI, Breslauerstr. 48, 76139 Karlsruhe, Tel. +49/721/6809-295, Fax. +49/721/6809-72, peter.radgen@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de/e/Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung;

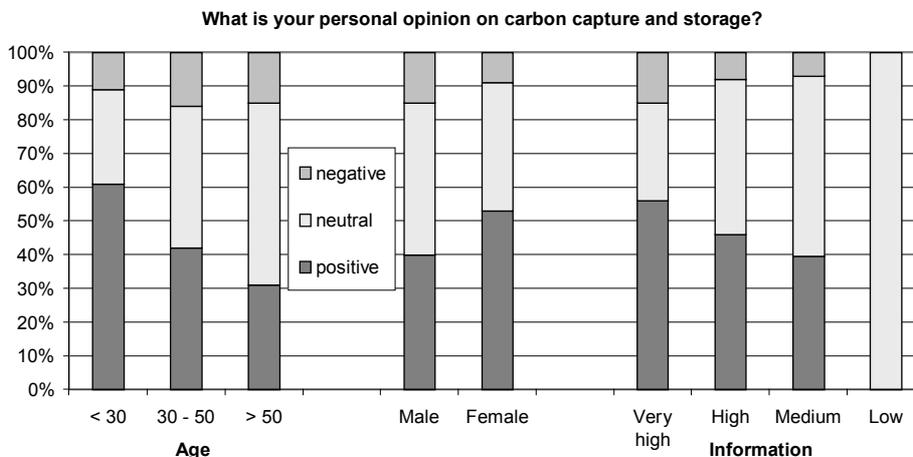
Beispielhafte Ergebnisse der Befragungen

Ein herausragendes Ergebnis war in allen Befragten-Gruppen, dass der überwiegend positiven bis neutralen persönlichen Meinung über CCS eine sehr negative Wahrnehmung der Einschätzung der Öffentlichkeit gegenübersteht. 42 % der befragten Konferenzteilnehmer haben persönlich eine positive, 45 % eine neutrale und nur 13 % eine negative Einstellung zu CCS, während nur 5 % annehmen, dass die öffentliche Meinung positiv ist und fast drei Viertel sie als negativ gegenüber CCS einschätzen



Die Tendenz der persönlichen Meinung hängt mit der Wahrnehmung der öffentlichen Meinung eng zusammen. Je positiver die Befragten eingestellt sind, desto positiver schätzen sie auch die öffentliche Meinung ein. Dies gilt für alle Gruppen. 98 % der Befragten stufen die öffentliche Meinung negativer ein als ihre eigene Meinung.

Zu dem haben persönliche Charakteristiken der Teilnehmer einen wichtigen Einfluss auf die Meinung zu CCS. Mit zunehmendem Alter sind die Experten kritischer gegenüber CCS eingestellt. Weibliche Personen typischerweise eine hatten eine positivere Sicht als männliche und je höher die Experten ihren Informationsstand selbst einschätzen, desto weniger nehmen sie eine „neutrale“ Position ein; sie haben häufiger eine positive Einstellung, aber auch etwas überdurchschnittlich negative Haltungen.



Danksagung:

Die vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des im 6. RP der EU geförderten Projektes DYNAMIS (EU-FP 6) und dem durch das BMWi geförderten Vorhabens "CCS Akzeptanz" erarbeitet.

1.4 REGULIERUNG (PLENUM B1)

1.4.1 Das 3. Liberalisierungspaket der EU-Kommission und der Widerspruch zu den Zielsetzungen der Kommission aus Sicht der Verteilernetzbetreiber

Karl Derler (Linz Strom Netz GmbH)¹

Kurzfassung

Die Entwicklung der Weltwirtschaft ist gekennzeichnet einem rapiden Anstieg des Energiebedarfes. Es ist also eine Notwendigkeit dass sich alle Volkswirtschaften mit diesen Problemen auseinandersetzen und entsprechende Strategien entwickeln. Die EU-Kommission setzt auf die Wirksamkeit der Marktmechanismen bei der Umsetzung der Zielsetzung. Damit sind die Interessen der EU auf die Entwicklung eines möglichst ungehinderten Marktes ausgerichtet. Die Kommission hat Vorschläge vorgelegt wie diese Zielsetzung zu erreichen sein soll, wobei von den Marktteilnehmern erhebliche Bedenken dagegen vorgetragen werden. Es wird ein Vorschlag präsentiert, welche Maßnahmen, aus Sicht eines österreichischen Verteilernetzbetreibers, die Zielsetzung der Kommission bestmöglich unterstützen.

1. Zielsetzung des 3. Energiepaketes der Kommission

Die Entwicklung der Weltwirtschaft ist gekennzeichnet von der Globalisierung der Wertschöpfungsketten, von der Übernahme von Fertigungsfunktionen durch Schwellenländer und vom Aufholen der Entwicklungs- und Schwellenländer bei Konsum und Lebensstandard. Dies führt zu einem rapiden Anstieg des Energiebedarfes in den Schwellenländern und für den Transport in einer globalisierten Fabrikations- und Konsumkette. Es ist schon seit Jahrzehnten (Energiekrise 1973, Club of Rome) erkennbar dass diese Entwicklung zu einem Kollaps der bestehenden Energieversorgungssysteme führen kann, wenn nicht rechtzeitig geeignete Maßnahmen getroffen werden.

Zum Ende des 20. Jahrhunderts wurde dann erkannt, dass der ungebremste Anstieg des Energieverbrauchs auf der Basis fossiler Energieträger Auswirkungen auf das Klima der Erde hat. Die Ergebnisse in den jüngsten Berichten der IPCC sind zwischen den Experten weitgehend akkordiert. Die zu erwartenden Nachteile für die Weltwirtschaft liegen noch über den ursprünglichen Befürchtungen.

Es ist also eine Notwendigkeit dass sich alle Volkswirtschaften mit diesen Problemen auseinandersetzen und entsprechende Strategien entwickeln. Die EU-Kommission setzt auf die Wirksamkeit der Marktmechanismen bei der Umsetzung ihrer Strategie und hat am 10. Jänner 2007 das 3. Energiepaket präsentiert. Dieses umfasst gravierende Eingriffe in die Energiewirtschaft der europäischen Mitgliedsstaaten mit der Zielsetzung die Energieeffizienz um 20% zu erhöhen, die Einspeisung erneuerbarer Energien in die Stromnetze um 20% zu erhöhen und die Emission von klimarelevanten Gasen um 20% zu reduzieren.

Wegen der erheblichen Auswirkungen des steigenden Energieverbrauchs auf die künftige Entwicklung der europäischen Union müssen die Ziele der EU-Kommission unterstützt werden. Darüber hinaus ist es sinnvoll die Wirtschaft und die Gesellschaft auf nachhaltiges Verhalten auszurichten. Die Reduktion der Außenabhängigkeit der EU führt zweifellos zu einer Stärkung der Position der europäischen Wirtschaft und die Risiken für die ökonomische Entwicklung der Union werden dadurch gemindert. Eine intelligente Umsetzung der Ziele der Kommission wird die Innovationskraft der Betriebe stärken, sodass mittels der neuen Technologien Vorteile am Weltmarkt zu erwarten sind. Es ist deshalb für alle Marktteilnehmer und auch für Netzbetreiber von enormer Wichtigkeit, dass die beabsichtigten Änderungen der Strukturen des Energiemarktes optimal umgesetzt werden.

¹ LINZ STROM Netz GmbH Fichtenstrasse 7 4021 Linz Tel.: 0732/3400 DW 3116
Fax: 0732/3400 DW 153116 E-Mail: k.derler@linzag.at Web: www.linzag-netz.at

2. Kritikpunkte der Kommission am bestehenden Energiemarkt

Die EU wurde vor allem als Wirtschaftsgemeinschaft gegründet, sodass die primäre Zielsetzung der Kommission auf die Entwicklung eines möglichst ungehinderten Marktes ausgerichtet ist. Der gewichtigste Kritikpunkt der Kommission sind daher – ich beziehe mich vor allem auf den Strommarkt – ein, nach Ansicht der Kommission nicht ausreichend funktionierender Markt.

Die Zielsetzung eines europäischen Strommarktes ist mit der Liberalisierung des Strommarktes eng verbunden und wurde mittels der in den Binnenmarkttrichtlinien (96/92/EG, 2003/54/EG) vorgesehenen Maßnahme vorangetrieben. In Fortschrittsbericht der Kommission wird regelmäßig der mangelnde Markt kritisiert wobei nicht klar dargestellt wird, was unter einem funktionierenden Markt verstanden wird. Als Symptome für die kritische Position der Kommission - und dabei darf man nicht verschweigen dass diese vor allem von der Vereinigung der europäischen Regulatoren formuliert wird – werden angeführt:

- die mangelnde Unabhängigkeit der Netzbetreiber
- die Kompetenzen und Aufgaben der nationalen Regulierungsbehörden sind eingeschränkt
- der Mangel an Transparenz
- die Mangelnde Kooperation zwischen Netzbetreibern
- Netzengpässe, wobei diese den fehlenden Investitionen im Netz zugeschrieben werden
- die zu weitreichende Marktmacht einzelner Unternehmen welche zu hohen Energiepreise führt

3. Die Vorschläge der Kommission im 3. Energiepaket

Die Vorschläge der Kommission der oben beschriebenen Mängel können in folgende Kernbereiche gegliedert werden:

- a) Entflechtung der Netze von vertikal integrierten Unternehmen (Ownership Unbundling)
- b) Vertiefung der Entflechtung für Verteilernetzbetreiber durch Erweiterung der Kompetenz der Regulatoren
- c) Erhöhung der Transparenz durch verschärfte Verpflichtungen zur Datenlieferung und -offenlegung
- d) Zusammenarbeit der Netzbetreiber
- e) Erhöhung der Investitionen in Netze
- f) Einführung einer europäischen Regulierungsbehörde (Agentur) und zusammenführen aller relevanten Kompetenzen in einer nationalen Regulierungsbehörde
- g) Aufbrechen der Marktmacht großer Unternehmen und Einflussnahme auf den Strompreis

4. Notwendige und nicht erforderliche Maßnahmen aus der Sicht eines österreichischen Verteilernetzbetreibers

Die österreichischen Netzbetreiber stehen uneingeschränkt zu den Zielen des liberalisierten Strommarktes und unterstützen diejenigen Prozesse, welche für die Unterstützung eines freien Marktes unbedingt erforderlich sind. Die Erfüllung von überschießenden Forderungen wird von den Netzbetreibern jedoch abgelehnt, weil diese in einem strengen Korsett des Regulierungsmodells unter erheblichen Rationalisierungsdruck stehen.

Allein die derzeit geltenden Sonstigen Marktregeln wurden auf eigene Kosten von den Netzbetreibern entwickelt und in den Unternehmen umgesetzt, sodass mit 1.10.2001 die Regulierungsbehörde auf ein funktionierendes Marktmodell zurückgreifen konnte. Diese Marktregeln werden von den Netzbetreibern vorbildlich abgewickelt, wie im Monitoringbericht von Ernst & Young für die Führung des Wechselmanagements als Grundlage für einen funktionierenden Strommarkt bestätigt wird.

Das aktuellste Beispiel der Unterstützung des Strommarktes durch die Netzbetreiber ist die freiwillige Umsetzung des elektronischen Rechnungsdatenaustausches auf Kosten der Netzbetreiber

Von der Kommission wird das Funktionieren des Strommarktes an Kriterien wie der Höhe des Strompreises, der Anzahl der Marktteilnehmer, der Anzahl der wechselnden Kunden, dem zwischen allen Marktteilnehmern harmonisierter Datenaustausch etc gemessen. Wie die Vergleichsindikatoren

zeigen sind alle Prozesse in Österreich im europäischen Vergleich vorbildlich umgesetzt worden. Dies wird auch von nationalen und europäischen Regulierungsstellen und Experten bestätigt. Als besonders marktorientiert sind in Österreich jedenfalls die Prozesse der Bereitstellung von Ausgleichsenergie, der Datenaustausch zwischen den Marktteilnehmern, der Lieferanten-Wechselprozess und die Bereitstellung hervorragender Versorgungsqualität der Netzbetreiber für alle Kunden hervorzuheben.

Aus Sicht der Netzbetreiber soll daher, vor der Festlegung von weiteren Maßnahmen, in einem ersten Schritt, eine Evaluierung der in Europa, mit dem letzten Maßnahmenpaket aus der Richtlinie 2003/54/EG vorgesehenen und mit 1.7.2007 umzusetzenden Maßnahmen, durchgeführt werden. Der mit 10.1.2007 vorgelegte Fortschrittsbericht der Kommission konnte die Auswirkung dieser Maßnahmen jedenfalls noch nicht erfassen.

Wie schon dargestellt, werden die Forderungen der Kommission nach Erhöhung der Transparenz durch Datenbereitstellung in Österreich auf der Grundlage der geltenden Richtlinien und Gesetze weitgehend erfüllt. Dies trifft auch auf alle Kunden und Marktteilnehmer ausgerichteten Prozesse zu, sodass unsere primäre Forderung an die Kommission eine Harmonisierung dieser Prozesse in allen Mitgliedsstaaten darstellt. Diese Harmonisierung würde jedenfalls die administrativen Barrieren für den Markteintritt für alle Marktteilnehmer erheblich reduzieren.

Die Forderung der Kommission nach Erhöhung der Investitionen in Übertragungs- und Verteilernetze wird von den Netzbetreibern unterstützt und wäre auf der Grundlage der bestehenden Gesetze schon möglich, wenn die Investitionsbremsen im bestehenden Regulierungsmodell durch Investitionsanreize ersetzt würden. Dies trifft natürlich auch auf die Anerkennung von Kosten für Forschung und Entwicklung und den Einsatz neuer Technologien wie z.B.: die neue Zählertechnologie zur Unterstützung von Energieeffizienzprogrammen zu. Unterstützung benötigen die Netzbetreiber natürlich durch neue Regelungen zu Beschleunigung und Straffung von Genehmigungsverfahren und für den Ausgleich nationaler Sonderinteressen bei grenzüberschreitenden Projekten.

Die Zusammenarbeit der Netzbetreiber ist in Österreich vorbildliche und durch Kooperationsverträge, Datenaustauschvereinbarungen, technisch organisatorische Regeln, Wiederaufbaukonzepte, etc geregelt. Offen ist aber eine praxisorientierte Regelung über die Entgelte für die Bereitstellung von Netzdienstleistungen der Kraftwerksbetreiber. Insbesondere der vorliegende Entwurf der Verordnung der E-Control GmbH betreffend die angemessenen Entgelte für Engpassmanagement wird es den Netzbetreiber schwer machen, die erforderlichen Verträge abzuschließen.

Jedenfalls abzulehnen ist eine Festlegung von neuen Regeln im Rahmen des Komitologieverfahrens aus rechtlichen Gründen. Damit würde nämlich der Kommission Kompetenzen zur Änderung Entflechtungsregeln in den Mitgliedsstaaten ohne Berücksichtigung von demokratischen Rechtsprinzipien erhalten, welche erhebliche Einflüsse auf wichtigen Strukturen in den Mitgliedsstaaten ermöglichen. Ebenso ist eine Vertiefung der Kompetenzen der nationalen Regulatoren abzulehnen, insbesondere deshalb, weil in Österreich das geltende Regulierungsmodell schon einen umfassenden Einfluss der Regulierungsbehörden auf die Netzbetreiber gewährleistet.

Rein sachlich ist aber auf Grund des derzeitigen Kenntnisstandes eine Änderung der gesetzlichen Regelungen hinsichtlich der Regulierungskompetenzen überhaupt nicht erforderlich, weil eine Vertiefung des Marktes durch andere Maßnahmen, wie oben beschrieben, möglich ist.

Diese Position trifft jedenfalls auch auf die, in den Vorschlägen der Kommission enthaltene eigentumsmäßige Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber zu.

Mit diesen von der Kommission vorgeschlagenen Maßnahmen kann weder eine Vertiefung des Marktes noch eine Intensivierung der Investitionen erreicht werden; es ist sogar zu erwarten dass durch die dadurch eine Verlängerung der Umsetzungsdauern einhergeht.

1.4.2 Ökostromgesetz-Novelle 2008 – aktueller Diskussionsstand und ihr möglicher Beitrag zur Stromversorgung

Christian Schönbauer (E-Control GmbH)¹

In den ersten drei Quartalen 2007 wurden mit 3.102 GWh bereits 7,5 % der Stromversorgung aus öffentlichen Netzen durch geförderte Windkraft-, Biomasse- und Biogasanlagen (inklusive geringer Mengen aus Geothermie, Deponie- und Klärgas sowie Photovoltaik) erzeugt. Das sind um 38 % mehr als im Vergleichszeitraum des Jahres 2006. Die Kosten für die Förderung des Ökostroms (Differenz Einspeisetarif zu Marktpreis zuzüglich Ausgleichsenergieaufwendungen) betragen etwa 320 Millionen Euro pro Jahr.

Entgegen diesem Steigerungstrend wurden seit Jahresbeginn 2007 kaum mehr weitere, neue Ökostromanlagen genehmigt. Eine Evaluierung der Energie-Control GmbH zeigt dafür folgende Gründe:

- Windkraftanlagen sind in den letzten ein bis zwei Jahren wegen steigender Stahlpreise teurer geworden
- Die Genehmigung neuer Windkraftanlagen ist schwieriger geworden
- Die Rohstoffkosten für rohstoffabhängige Technologien sind teurer geworden (insbesondere Mais und Weizen für Biogasanlagen, weil diese Rohstoffe verstärkt als Nahrungs- und Futtermittel nachgefragt werden)

Eine Potenzialabschätzung zeigt, dass die Stromverbrauchssteigerungen der nächsten 10 bis 15 Jahre nicht durch die erneuerbaren Energieträger abgedeckt werden können, wenn es nicht zu substanziellen Reduktionen der Stromverbrauchsentwicklung kommt.

Vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit wurde am 23. November 2007 ein Begutachtungsentwurf für eine Ökostromgesetz-Novelle ausgesendet, mit folgenden Schwerpunkten (Auszug):

- Forcierung eines weiteren Ausbaus nicht rohstoffabhängiger Ökostrom-Technologien (700 MW Wasserkraft, 700 MW Windkraft)
- Weiterer Ausbau rohstoffabhängiger Technologien bei nachweislicher Rohstoffverfügbarkeit
- Optionale Sonderunterstützung für bestehende Biogasanlagen (und flüssige Biomasseanlagen)

Im weiteren Begutachtungsprozess ist eine intensive Erörterung des Begutachtungsentwurfs zu erwarten. Beim Symposium kann über den aktuellen Stand berichtet werden.

¹ Energie-Control GmbH, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien; Tel: +43-1-24724-707, Fax: +43-1-24724-900
e-mail: Christian.Schoenbauer@e-control.at, Url: www.e-control.at

1.4.3 Effizienter Klimaschutz durch Technologienregulierung in der Stromerzeugung? Eine modellgestützte ökonomische Analyse

Robert Küster* (Universität Stuttgart / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung)¹

1. Problemstellung und Zielsetzung

Moderne und emissionsarme Stromerzeugungstechnologien stehen im Fokus nationaler und internationaler CO₂-Reduktionsstrategien. Die tragende Rolle von Technologien betonen aktuell Ein Europäischer Strategieplan für Energietechnologien (SET) der EU-Kommission sowie die Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm (IKM) der deutschen Bundesregierung. Für die erneuerbaren Energien hat der Europäische Rat im März 2007 verbindliche Ziele für deren Anteil am Primärenergieverbrauch formuliert, aus denen wiederum Ziele für die Stromerzeugung in den Ländern der EU abzuleiten sind. Mit einer Größenordnung von 34 % Anteil am Stromverbrauch geht das aktuelle EU-Ziel weit über die bisherigen hinaus. Der Einsatz von Kernenergie wird sehr unterschiedlich bewertet. Auf der einen Seite haben Länder wie Frankreich sich für eine Anrechnung dieser emissionsfreien Technologie als Bestandteil der Erneuerbare-Energien-Quote eingesetzt. Auf der anderen Seite sehen Länder wie Österreich und Deutschland keinen Einstieg in die Nutzung der Kernenergie bzw. einen gesetzlichen Ausstieg vor. Über die emissionsfreien Erzeugungsoptionen hinaus ermöglichen Modernisierungen und Neubauten fossiler Kraftwerke zu hohen Wirkungsgraden einen effizienteren Energieverbrauch mit geringeren spezifischen Emissionen, so dass die Klimaschutzpolitische Funktion modernisierter konventioneller Kraftwerke z. B. vom IKM berücksichtigt wird.

Der Beitrag emissionsfreier und -armer Technologien zum Erzeugungsportfolio einzelner Volkswirtschaften kann auf unterschiedliche Art und Weise beeinflusst werden. Die Ausgestaltung des Steuerungsinstruments determiniert dabei die ökonomische Effizienz von Klimaschutz in der Stromerzeugung. Gemäß den beiden eingangs genannten Programmen soll der Technologieeinsatz erstens kostenminimierend erfolgen, wobei das SET explizit auf den gesamtwirtschaftlichen Aspekt eingeht, und zweitens nach dem IKM durch staatliche Vorgaben so wenig wie möglich eingeschränkt werden. Vor diesem Hintergrund untersucht der vorliegende Beitrag die gesamtwirtschaftliche Effizienz des Einsatzes erneuerbarer Energien, moderner fossiler Kraftwerke und der Kernenergie mit Hilfe vergleichender Szenarioanalysen.

2. Methodische Aspekte

Die ökonomische Szenarioanalyse erfolgt mit dem am IER entwickelten multiregionalen und multisektoralen berechenbaren Allgemeinen Gleichgewichtsmodell (CGE) NEWAGE, das in Küster u. a. (2007) ausführlich formuliert wird. Zur Einordnung der Technologieoptionen in den Top-Down-Kontext eines CGE-Modells ist eine detaillierte Modellierung des Stromerzeugungssektors unerlässlich. NEWAGE beinhaltet daher eine Bottom-Up-Modellierung, die für den vorliegenden Beitrag weiter verbessert wurde. So ist in Anlehnung an Zürn (2007) im Elektrizitätssektor nicht nur die Produktionstechnologie detailliert dargestellt, sondern auch die Kapitalakkumulation. Dies ermöglicht über Küster u. a. (2006) hinaus eine modellendogene Betrachtung der Sterbe- und Zubaulinien sowie der damit einhergehenden durchschnittlichen technologiespezifischen Wirkungsgradverbesserungen bei konventionellen Kraftwerken.

Zur Abbildung der Politikziele wurde das Modell zudem um einige zentrale Nebenbedingungen erweitert. So werden die Mehrkosten der einzelnen erneuerbaren Energieträger als Durchschnittsvergütungssatz im Vergleich zu einem Referenzelektrizitätswert von 4,5 ct / kWh im Modell abgebildet, zur Simulation von Förderinstrumenten wie das EEG auf den Strompreis vorgewälzt und über eine Kopplung mit diesem endogenisiert. Mittels zusätzlichen, exogenen Verringerungen der Mehrkosten können Kostendegressionspotenziale simuliert werden. Zur

¹ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Heßbrühlstr. 49a, 70565 Stuttgart, Deutschland, Tel.: +49 (0)711 685 878 31, robert.kuester@ier.uni-stuttgart.de, www.ier.uni-stuttgart.de

Erreichung des Erneuerbare-Energien-Ziels wird außerdem eine Quote über einen endogenen Regulierungsmultiplikator modelliert.

Für alle Szenarien werden separierte Kohlenstoffmärkte unterstellt, d. h. für die EU wird ein Zertifikatshandel für den Stromerzeugungssektor modelliert, während in allen anderen Sektoren und in allen anderen ratifizierenden Annex-B-Ländern eine CO₂-Steuer modelliert wird. Die resultierenden CO₂-Werte führen zum Erreichen und dauerhaften Einhalten der Kyoto-Ziele. Darüber hinaus gilt für die EU nach 2012 eine Reduktion um 20 % gegenüber 1990. Zur Ermittlung der Referenzentwicklung werden die Wirkungsgradverbesserungen implementiert, so dass zugleich eine Quantifizierung der Modernisierungseffekte gegenüber dem fiktiven Fall konstanter Wirkungsgrade dargestellt werden kann. Der so ermittelten Referenz werden als Politikszenerarien der verstärkte Einsatz von erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung und Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke in Deutschland gegenübergestellt.

3. Exemplarische Ergebnisse

Die Diskussion der Modellergebnisse fokussiert auf die Auswirkungen auf die Erzeugungsstruktur, die CO₂-Bilanz, die CO₂-Preise, die Elektrizitätserzeugungskosten und das Bruttoinlandsprodukt (BIP). Die Veränderung des BIP im Zusammenhang mit der Emissionsbilanz dient hier als Indikator für die ökonomische Effizienz.

Ausgewählte Ergebnisse sind, dass die volle Nutzung der Wirkungsgradverbesserungen den CO₂-Zertifikatspreis leicht verringert. Die Stromerzeugung der EU-15 wird weniger emissionsintensiv, wohingegen die Emissionen aufgrund des, auf den europäischen Stromsektor begrenzten Zertifikathandels in den NMS-10 um denselben Betrag steigen. Obwohl der CO₂-Zertifikatspreis hier definitionsgemäß nur für den Stromsektor relevant ist, resultieren gesamtwirtschaftlich deutlich positive BIP-Anstiege, und zwar vor allem bedingt durch Verringerung der Erzeugungskosten. Im Szenario zur Förderung der Verstromung erneuerbarer Energieträger liegt das BIP in der EU-25 in 2020 ca. 0,9 % unter dem der Referenz. Bei einer Laufzeitverlängerung der Kernenergie in Deutschland steigt das BIP in der EU-25 leicht und in Deutschland deutlich um ca. + 0,6 % in 2020. Die EU-Erneuerbare-Energien-Quote liegt in diesem Fall mit 21 % nur leicht unter der des Referenzfalls aber deutlich unter dem politischen Ziel von 34 %. Bei den Sensitivitätsrechnungen mit einer stärkeren Verringerung der Differenzkosten des Einsatzes erneuerbarer Energien bleibt die qualitative Aussage der Ergebnisse bestehen. Allerdings verringern sich langfristig die BIP-Verluste im Erneuerbare-Energien-Szenario.

Die vorläufigen Ergebnisse zeigen die Klimaschutzpolitische und gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit von freier Technologienwahl und von Wirkungsgradverbesserungen in der Stromerzeugung. Umso schwerer wiegt der Eindruck, dass die Detailformulierungen der eingangs genannten Politikprogramme sowie deren konkrete Umsetzung den selbst gesetzten Zielen Kostenminimierung und geringst mögliche staatliche Einschränkung nicht folgen.

Referenzen

BMU (2007): Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm, 24. August 2007

Europäische Kommission (2007): Ein europäischer Strategieplan für Energietechnologie (SETPLAN): „Der Weg zu einer kohlenstoffemissionsarmen Zukunft“, 22. November 2007

Küster, R., I. Ellersdorfer, U. Fahl (2007): A CGE-Analysis of Energy Policies Considering Labor Market Imperfections and Technology Specifications, FEEM Working Paper, 7.2007, Venice

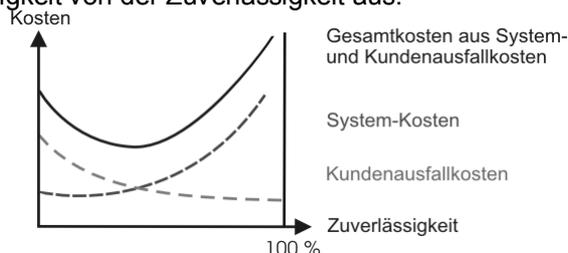
Küster, R., M. Zürn, I. Ellersdorfer (2006): Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen von Modernisierungen im Kraftwerkspark der Länder der EU-25 unter einem Post-Kyoto Regime, Proceedings und CD des 9. Symposiums Energieinnovation 2006: Dritte Energiepreiskrise - Anforderungen an die Energieinnovation, Graz

Zürn (2007): Explicit Representation of Investments in R&D and Knowledge in a Technology Oriented CGE Model, Proceedings and CD of 15th Annual Conference of the European Association of Environmental and Resource Economists, Thessaloniki

1.4.4 Qualitätsregulierung und gesamtwirtschaftliche Netzausbau- und Betriebsoptimierung – Entwurf für einen operativen Algorithmus

Lothar Fickert (TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen)¹

Schon immer stand die Gesamtwirtschaftliche Optimierung der Elektrizitätsversorgung im zentralen Interesse der Elektrizitätswirtschaftlichen Planung und des Betriebes der Elektrizitätsversorgungssysteme. Eine immer wieder verwendete Darstellung der technisch-wirtschaftlichen Zusammenhänge geht von der Minimierung der System- und Kundenausfallkosten (Gesamtkosten) in Abhängigkeit von der Zuverlässigkeit aus.



Eine nähere Analyse zeigt allerdings, dass eine Optimierung von Netzsystem/Verbraucherkollektiv und gesamtwirtschaftlichen Kosten unter Zuhilfenahme der Störstatistik auf Grund dieser Darstellungsweise nicht sinnvoll ist.

Ein Netzsystem ist durch Netz-Kennwerte wie z.B.

- Sternpunktbehandlung
- Technologie-Parameter (Kabel, Freileitung, ...)
- Betriebs-Parameter (Personalausstattung, Servicevorschriften, ..)

gekennzeichnet. Aus den Anlagenkosten und Betriebskosten resultieren die Netzkosten (NK). Ebenfalls durch sie wird die Zuverlässigkeit (Z) bestimmt. Als Maß für die Zuverlässigkeit wird in der üblichen regulatorischen Praxis die Kenngröße SAIDI verwendet. Spannungseinsenkungen werden bisher nicht berücksichtigt.

Das Verbraucherkollektiv ist durch Verbraucher-Kennwerte wie z.B.

- technische Ausstattung
- Empfindlichkeit
- Willingness to Pay (bezogen auf eigenen Gestaltungsbereich)

beschrieben. Aus der Empfindlichkeit und der Willingness to Pay resultieren bei schlechter Netzqualität die Verbraucherkosten (VK).

Der Zusammenhang zwischen Netzsystem und den Qualitätsfolgen für das Verbraucherkollektiv wird in der Störstatistik beschrieben. Sie enthält Parameter wie z.B.:

- Sternpunktbehandlung
- Leitungsart (Kabel, Freileitung)
- Schaltanlagen

Aus der Störstatistik kann man bei einem gegebenen Netz berechnen, welcher Art das Störungsgeschehen ist und welchen Störungen das Verbraucherkollektiv im Allgemeinen oder ein spezieller Verbraucher im Lauf einer gegebenen Betrachtungszeit unterworfen sind.

Das Neuartige an dem vorgestellten Algorithmus / Interferenzmodell ist die Verknüpfung der oben vorgestellten Eingangsgrößen.

- Netzsystem
- Verbraucherkollektiv
- Störstatistik,

um als Ausgangsgröße die gesamtwirtschaftlichen Kosten (GK) als Summe der Netzkosten (NK) und der Verbraucherkosten (VK) zu erhalten.

Bei der Ausarbeitung des Interferenzmodelles wird auf zwei Arten von Störungen abgestellt: Wegen der Abhängigkeit unserer modernen Zivilisation von Informationsflüssen („Digitale Gesellschaft“)

¹¹ Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz
Tel: +43 (0) 316 873 7551, Fax.: +43 (0)316 873 7553;
e-mail: <mailto:lothar.fickert@tugraz.at>, Url: <http://www.ifea.tugraz.at>;

verdienen kurzzeitige Spannungseinsenkungen (Dips) besondere Bedeutung, da viele Informations- und Produktionsprozesse vom kontinuierlichen Arbeiten von Mikroprozessoren abhängen, und diese ihrerseits dem Stand der Technik entsprechend eine große Empfindlichkeit gegenüber kurzzeitigen Spannungseinsenkungen haben. Da die elektrische Energie für eine überwiegende Anzahl von Produktionsprozessen eine Produktionsvoraussetzung ist, führen Versorgungsunterbrechungen zu Produktionsstillständen und entsprechenden Ausfalls- und Wiederanfahrkosten (ENS-Kosten, Kosten für nichtgelieferte Energie - „Energy not supplied“)

Störungshäufigkeit (Dips) & Struktur & Betrieb & Empfindlichkeit → Dip-Kosten (€ / kW)
 Störungsdauer & Struktur & Betrieb → ENS & Empfindlichkeit → ENS-Kosten (€ / kWh)

Die Summe der Dip-Kosten und ENS-Kosten ergeben die Verbraucherkosten

Verbraucherkosten (VK) = Dip-Kosten (€ / kW) + ENS-Kosten (€ / kWh)

In den bisherigen Betrachtungsweisen wird die Darstellungsweise mit den Kosten als Ordinate und der Qualität als Abszisse (siehe Abbildung 1) gewählt. Hierbei erscheint die Zuverlässigkeit als unabhängige Variable gesehen; diese Art der Betrachtung ist aber zur Optimierung ungeeignet.

Das Konzept für den vorgeschlagenen Algorithmus hat als Ziel, die gesamtwirtschaftlichen Kosten unter folgenden Randbedingungen zu minimieren: Variabel sind lediglich die Netzkosten (NK) in Abhängigkeit von den Struktur- und Betriebsführungs-Parametern. Es gibt dabei nicht nur einen Parameter, der zur Optimierung verwendet werden darf, sondern viele Eingangsgrößen. Aus den Netzkosten folgen als abhängige Werte

- 1) Verbraucherkosten (VK)
- 2) als weitere abgeleitete Größe die Zuverlässigkeit (Z)
- 3) als resultierende Gesamtgröße die gesamtwirtschaftlichen Kosten (GK)

Auf die Art wird die Aufgabe, bei bekannten

- Netz-Kennwerten
- Verbraucher-Kennwerten
- Störstatistik-Kennwerten

mit Hilfe eines belastbaren Interferenzmodells die Größe

$GK = NK + VK$

über den Netzkosten (NK) zu minimieren (gemischt ganzzahlige Optimierung).

Folgerung: Zuverlässigkeit ist ein resultierender, netz-individuell optimaler Wert und kein unabhängiger Parameter an sich.

Erläuternde Beispiele zeigen modellhaft die Anwendbarkeit des vorgeschlagenen Algorithmus und liefern erste exemplarische Ergebnisse.

1.5 ENERGIERESSOURCEN UND -PREISE (PLENUM B2)

1.5.1 Zur Frage der Versorgungssicherheit durch fossile Energieträger – Kohle-Erdöl-Erdgas

Horst Wagner, Herbert Hofstätter (Montanuniversität Leoben / Lehrstuhl für Erdöl- und Erdgasproduktion und Lehrstuhl für Bergbaukunde, Bergtechnik und Bergwirtschaft)¹

Der derzeitige Beitrag der fossilen Energieträger zum globalen primären Energieverbrauch (PEV) beträgt mehr als 80%. Entsprechend den Vorhersagen der IEA werden die fossilen Brennstoffe etwa 83% des Verbrauchanstiegs zwischen 2004 und 2030 decken. Demnach ist davon auszugehen, dass die fossilen Energieträger weiterhin eine entscheidende Rolle in der globalen Energieversorgung spielen werden. Daraus ergibt sich zwangsweise die Frage der Versorgungssicherheit dieser Energieträger. Die bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit verwendeten Begriffe Reserven und

¹ Montanuniversität Leoben / Lehrstuhl für Erdöl- und Erdgasproduktion und Lehrstuhl für Bergbaukunde, Bergtechnik und Bergwirtschaft; Franz Josef Str. 18 A 8700 Leoben

Ressourcen werden definiert. Es wird gezeigt, dass wirtschaftliche und technische Entwicklungen die Zuordnung der Energieträger in die Gruppe der Reserven, das sind diejenigen Mengen die mit großer Genauigkeit erfasst wurden und die mit den derzeitigen technischen Mitteln wirtschaftlich gewonnen werden können, beeinflussen. Ressourcen sind jene Mengen eines Energierohstoffes, die entweder nachgewiesen, aber derzeit nicht wirtschaftlich gewinnbar sind, oder aber die Mengen, die auf Basis geologischer Indikatoren noch erwartet werden oder mittels Exploration nachgewiesen werden können. Der Versuch wird unternommen zukünftige technologische Entwicklungen vorherzusehen und deren Auswirkungen bei der Beurteilung soweit möglich und vertretbar zu berücksichtigen. Beurteilungskriterien sind gemäß den genannten Definitionen ausgewiesenen Mengen für die zwei Kategorien und die geographische Lage der Lagerstätten und die sich daraus ableitenden möglichen geopolitischen Konsequenzen.

Ausgedrückt in Exajoule (EJ) stellt sich die Situation Ende 2006 wie folgt dar:

Energieträger	Reserven: EJ (10^{18} J)	Ressourcen: (10^{18} J)
Erdöl	6.805	3.430
Erdgas	6.891	7.866
Konventionelle Kohlewasserstoffe	13.695	11.295
Nicht-konventionelles Erdöl	2.761	10.460
Nicht-konventionelles Erdgas	76	58.335
Nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffe	2.837	68.795
Hartkohle	18.367	223.062
Weichbraunkohle	2.919	32.132
Kohle gesamt	21.286	255.194
Fossile Energieträger	37.819	335.284

Anmerkung: $1\text{EJ}=10^{18}\text{ J} = 278\cdot 10^9\text{ kWh} = 34,1\cdot 10^6\text{ t SKE} = 23,9\cdot 10^6\text{ toe}$

Bei einer derzeitigen weltweiten Jahresförderung an Energierohstoffen, inklusive Uran und Thorium, von 433 EJ ergibt sich bei den Reserven ein Verhältnis von etwa 1 zu 90 und bei den Ressourcen von 1 zu 790. Me4ngenmäßig ist daher davon auszugehen, dass zumindest mittelfristig ausreichend Reserven an fossilen Energieträgern vorhanden sind wobei allerdings die Situation betreffend Erdöl als durchaus kritisch anzusehen ist. In Tonnen Erdöl ausgedrückt betragen die ausgewiesenen Reserven 163 Gtoe, dem steht im Jahr 2006 die bisher höchste Fördermenge von 3,92 Gtoe gegenüber. Daraus ergibt sich ein Verbrauchs- zu Reservenverhältnis von etwa 40. Die Situation verbessert sich, wenn die Reserven von 66 Gtoe an nicht-konventionellem Erdöl mit berücksichtigt werden. Zum Teil nicht enthalten in der Erdölreserven sind die durch die laufenden Verbesserungen der Erdölproduktionsmethoden erzielbaren Verbesserungen im Lagerstättenausbringen. Dennoch erscheint es angebracht längerfristig verstärkt nach Alternativen zum Erdöl zu suchen. Im Vergleich zum Erdöl stellt sich die Situation beim Erdgas deutlich besser dar. Hier stehen einem jährlichen Verbrauch von etwa $2,9\text{ Tm}^3$ Reserven von 181 Tm^3 gegenüber.

Aus geographischer und geopolitischer Sicht bestehen deutliche Unterschiede zwischen den drei fossilen Energieträgern. Im Gegensatz zu Kohle die weltweit weit verbreitet zu finden ist gibt es sowohl beim Erdöl wie auch beim Erdgas starke Konzentrationen der Reserven und der Förderkapazitäten. So fallen in den politisch sehr sensitiven Nahen Osten 62% der Weltölreserven und weitere 10% in das politisch unsichere Afrika und gut 10% auf die GUS. Beim Erdgas ist die Situation ähnlich. Mehr als die Hälfte der konventionellen Erdgasreserven ist in drei Ländern konzentriert: Russland, Iran und Dakar.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die fossilen Energieträger insgesamt und auch längerfristig ein bedeutendes Energiepotential darstellen, dass jedoch infolge der geographischen Konzentration der Erdöl- und Erdgasproduktion und Reserven in politisch sensitive Regionen nicht unbedeutende Versorgungsrisiken vorhanden sind. Besonders exponiert erscheinen die OECD Staaten und die EU-25 Länder die stark von Rohölimporten abhängen, 73% bzw. 25%. Auf dem Gebiet der Technologie ist mit weiteren Verbesserungen zu rechnen, insbesondere im Bereich der besseren Lagerstättenutzung und der unkonventionellen Erdöl- und Erdgasvorkommen.

1.5.2 Eine Analyse der historischen Erfahrungen der Einflussparameter auf die Entwicklung des Ölpreises

Haas, Kranzl, Ajanovic, Weissensteiner, Nakicenovic, Resch, Faber, Redl, Auer, Müller (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)¹

1. Zentrale Fragestellung

Die zentrale Fragestellung dieses Beitrags lautet: Was waren die Einflussparameter auf die historische Entwicklung des Ölpreises und was können wir daraus für die Zukunft lernen?

2. Methodische Vorgangsweise

Die methodischen Schritte dieser Analyse sind:

- Identifizieren der möglichen Einflussparameter (Nachfrage, spare capacity der Förderung, verfügbare Raffineriekapazitäten, Fördermengen einzelner Länder);
- Analyse der statischen Kostenkurve: Vergleich Buyers' curve, sellers' curve und Einfluß von Spekulationen;

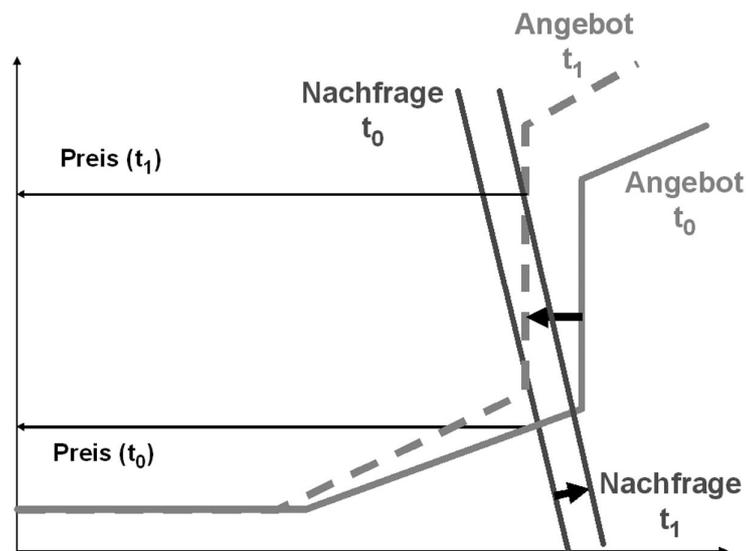


Abb. 1: Auswirkungen von geringfügigen Veränderungen bei Angebot (inkl. strategischem Verhalten der Reduktion von Kapazitäten) und Nachfrage (inkl. spekulativ kurzfristig überhöhter Derivatnachfrage) auf den Weltölpreis

- Dynamische Analyse der Fördermengen (und behaupteten Reserven) der wichtigsten Länder (OPEC, Russland, Mexiko, Norwegen sowie der Länder innerhalb der OPEC);
- Ökonometrische Modellierung der Nachfrage in Abhängigkeit von GDP;
- Implementierung eines strategischen Terms und eines spekulativen Terms und Einfluß von Spekulationen (= temporär überhöhte Nachfrage nach Derivaten im Vergleich zur Spotmarktnachfrage).

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, Gusshausstrasse 27-29/373-2, 1040 Wien, Tel. ++43-1-58801-37352, Fax. ++43-1-58801-37397; e-mail: Reinhard.Haas@tuwien.ac.at;

3. Ergebnisse

Die wichtigsten Ergebnisse dieser Analyse sind:

- Der Ölpreis ist derzeit im oberen Bereich der strategischen Spekulationsblase;
- Aufgrund eines Beharrungseffektes behält der Ölpreis ein hohes Niveau durch einen Mix aus Spekulationen (= „künstliche“ Nachfrage durch Derivate) und Ausnützung von Marktmacht (=Reduktion der Förderung um den Preis hochzuhalten) so lange, bis die physikalische Nachfrage deutlich zurück geht;
- Der strategische Term spielt vor allem dann eine bedeutende Rolle, wenn die gesamte Nachfrage höher war als die OPEC-Minimalstrategie der Förderung;
- Darüber hinaus wird – solange die Nachfrage nicht einbricht – das strategische Element das Ölpreisniveau kontinuierlich signifikant beeinflussen;

4. Schlussfolgerungen

Die zentralen Schlussfolgerungen dieser Analyse lauten:

- Das Preisniveau wird in den nächsten Jahren sinken aber nicht dramatisch; eine signifikante Preisreduktion wäre nur bei einem deutlichen Rückgang der weltweiten Ölnachfrage möglich, die auch das strategische Element ausschalten würde. Dafür sind aber derzeit keine Anzeichen erkennbar;
- Darüber hinaus ist der Preis-Plafond zumindest kurzfristig für die nächsten zehn bis fünfzehn Jahre aber auch nach oben begrenzt, vor allem auch aufgrund der Elastizität der Nachfrage und der Existenz von Backstop-technologien vor allem im Nicht-Transportbereich aber letztendlich auch in diesem.

1.5.3 Determinanten künftiger Energiepreise

Heinz Stigler, Udo Bachhiesl (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

- Rationales Verhalten des Eigners von erschöpflichen Ressourcen
- Preisbildungsregeln
 - Konzept der Differenzrente
 - R-Prozent-Regel (Gray)
 - Hotelling's Ressourcen-Preispfad
- Monopolisten/Oligopolisten-Verhalten
- Intergenerationen-Verhalten
- Strategischer internationaler Ressourcenhandel
- Marktanteilssicherung der Ressourcenproduzenten
- Long Run Marginal Costs von „konventionellen“ und von „alternativen“ Energien
- Aufbau von „Alternativen“ zu „konventionellen“ Energien
- Substituierbare / schwer substituierbare Anwendungen
- Besonderheiten der „Nutzenergie“
 - Nutzenergie als substitutes und als komplementäres Gut
 - Zeitkonstanten
- Kostenanteile der Energieversorgung am BIP
 - Industrieländer
 - Entwicklungsländer
- Künftige Nachfragerelationen

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation; TU-Graz, Inffeldgasse 18, +43 (0) 316-873-7900, Stigler@TUGraz.at; Bachhiesl@TUGraz.at ; www.IEE.TUGraz.at;

1.5.4 Herausforderungen für die Öl- und Gaswirtschaft – aus der Sicht der OMV

Wolfgang Ernst (OMV Aktiengesellschaft)¹

1. Einleitung

Fragen der Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Energieversorgung haben am Beginn des 21. Jahrhunderts an Bedeutung gewonnen und ihren Niederschlag in der Energie- und Umweltpolitik gefunden. Der strategische Fokus erfolgreicher Energiekonzerne orientiert sich daher zunehmend an kreativen und nachhaltigen Pfaden der Wertschöpfung und an den langfristigen Energieperspektiven.

2. Langfristige Energieperspektiven

In ihrem aktuellen Energy Outlook geht die Internationale Energieagentur (IEA) für die Periode 2005-2030 von einem Bevölkerungsanstieg von 6,4 auf 8,2 Mrd Menschen und von einem durchschnittlichen BIP-Wachstum von 3,6% p.a. aus. Das IEA-Referenz-Szenario erwartet für 2005-2030 einen Zuwachs der Energienachfrage von 6,3 Gtoe (55%) wovon Öl und Gas mehr als die Hälfte dieses Mehrverbrauchs abdecken sollten.

Lt. IEA-Ausblick für 2006-2030 müsste die Ölproduktion von 84,6 auf 116,3 Mio b/d um 37% ausgeweitet werden. Der Marktanteil der OPEC könnte von 43% auf 53% ansteigen und damit wieder das Niveau der Jahre 1973 und 1974 erreichen. Die Importabhängigkeiten würden sich vor allem für die Industrieländer deutlich erhöhen, für Europa z.B. von 66% (2006) auf 83%.

3. Die globale Ölversorgung

Branchenexperten gehen davon aus, dass bis 2017 - basierend auf den bereits in Entwicklung befindlichen Projekten - die Ölförderkapazität von derzeit 91 auf 112 Mio b/d ausgebaut wird und sich dieser Ausbau zu etwa 2/3 auf die 15 wichtigsten Ölförderländer konzentrieren wird. Kommt das Öl aus diesem Kapazitätsausbau auch in ausreichenden Mengen auf den Markt, sollte dies zu einer spürbaren Entspannung bei Marktversorgung und Ölpreisniveau führen.

Die gesicherten Ölreserven betragen per Ende 2006 1.208 Mrd Fass bzw. 165 Mrd t. Die statische Reichweite (Reserve / Produktion) beträgt über 40 Jahre, ist aber wenig aussagefähig. Branchenschätzungen über die gesamten konventionellen Ölvorkommen (oil in place) liegen im Bereich zwischen 5.000 bis 6.000 Mrd Fass, wobei die künftige Erschließung – derzeit liegt der „recovery factor“ bei nur ~35% - von politischen, technologischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen abhängt.

Riesige Mengen an unkonventionellem Öl (Ölsande, Schweröle, Ölschiefer) im Ausmaß von 7.000 bis 8.000 Mrd Fass sind noch in der Erdkruste vorhanden. Ein baldiges Versiegen der Ölvorkommen ist somit nicht zu erwarten. Flüssige Energieträger haben hinsichtlich Energiedichte und Logistik hohe Wettbewerbsvorteile. Es ist daher zu erwarten, dass schon in den nächsten 10 Jahren beachtliche Versorgungsbeiträge auch aus alternativen Quellen kommen werden. Dazu gehören die Biotreibstoffe, GTL (remote / stranded gas to liquids) und CTL (coal to liquids), die dann mit immerhin rund 4 Mio b/d zur Versorgungssicherheit beitragen sollten.

Mit den Mengen der Schweröl- und Tiefseeförderung, den Kondensaten und flüssigem NGL (natural gas liquids aus der Erdgasförderung) wird der Anteil der nicht-konventionellen Produktionskapazität an der globalen Ölversorgung ~45 Mio b/d bzw. etwa 40% erreichen. Somit ist das Hauptthema nicht die physische Verknappung der Ressourcen, sondern die Realisierung des Zugangs zu den Ressourcen, deren reale Produktion und die Wirtschaftlichkeit der Alternativquellen.

4. Die Ölpreisentwicklung

Seit 2002 ist im Ölpreis nicht nur eine geopolitische Risikoprämie enthalten. Die Schwäche des US-Dollars, die unerwartet starke Nachfrage Asiens, die schrumpfende freie Produktionskapazität der

¹ OMV Aktiengesellschaft; G-CD/Corporate Strategy; Otto-Wagner-Platz 5, 1090 Wien; Tel. 40440/21433; e-mail: wolfgang.ernst@omv.com; www.omv.com

OPEC, Verspannungen im Raffineriesektor und verstärkte Aktivitäten an den Warenterminbörsen haben den Ölpreisanstieg beschleunigt.

Zum Unterschied von Finanzmarktkrisen konnte der Ölpreisanstieg die internationale Konjunktur kaum beeinträchtigen. Je nach Wirtschaftsraum dämpften Wechselkurse, Preisregulierungen oder hohe Steuern das Preissignal. 2007 lag der reale Preis für Brent-Rohöl mit 72,7 USD/Fass noch immer um 21% unter dem bisherigen Höchstdurchschnittspreis von 1981. Natürlich erzielte das kurzfristige Touchieren der 100 USD-Marke Anfang 2008 mediale Aufmerksamkeit, aber wesentlich für Realwirtschaft und Investitionen sind die Ölpreiserwartungen, deren Bandbreite stark zugenommen hat. Betrug diese bei Preisszenarien für das 4. Quartal des Folgejahres im September 2003 noch 18%, so ist sie Ende 2007 bereits auf 107% angewachsen.

5. Europäische Entwicklungen und Herausforderungen

Europas Energiewirtschaft ist nicht nur mit stärkerer Importabhängigkeit und wachsender Nachfrage – vor allem im Strom- und Verkehrsbereich – sondern auch von massiver Politisierung und Überregulierung des Energiesektors konfrontiert. Einerseits sollen hohe Investitionen in die Erzeugungs- und Transportinfrastruktur sowie in die Verbesserung von Umweltstandards bei Standorten und Produkten getätigt werden. Andererseits sollen auch extrem ambitionierte Zielsetzungen bei Energieeffizienz, Treibhausgasreduktion, Emissionshandel, Marktanteilssteigerungen bei erneuerbarer Energie (siehe aktuelles Energie- und Klimapaket der EU) und neue Technologien (siehe strategischer Energietechnologieplan und Rechtsrahmen für die geologische Speicherung von CO₂) umgesetzt werden. Ob sich diese energie- und umweltpolitischen Zielsetzungen auch wirtschafts- und sozialverträglich realisieren lassen oder ein „system overstretch“ bevorsteht, bleibt abzuwarten.

1.6 ENERGIEEFFIZIENZ, GEBÄUDE UND MOBILITÄT (PLENUM B3)

1.6.1 Form follows Energy

Brian Cody (TU Graz/Institut für Gebäude und Energie)¹

Angesichts der aktuellen hohen Medienpräsenz dürfte die Energiefrage der Mehrheit der Bevölkerung und nicht nur den Zuhörern dieses Fachkongresses hinreichend bekannt sein. Die dringende Notwendigkeit, die Energieeffizienz in unserer Gesellschaft drastisch zu erhöhen, ergibt sich zum einen aus der sich abzeichnenden Erschöpfung der fossilen Energieressourcen und zum anderen aus der Notwendigkeit, den vermeintlich bevorstehenden und durch die Verbrennung von fossilen Brennstoffen verursachten Klimawandel einzudämmen. Der Anteil an diesem Problem, welchen Gebäude, Architektur und Städtebau zu verantworten haben, ist dagegen wahrscheinlich den wenigsten wirklich bewusst. Gebäude sind für 50% des Weltenergieverbrauchs direkt verantwortlich. Nimmt man jedoch auch den Einfluss in Urban Design und Stadtplanung dazu, welcher sich im Verkehrsbedarf äußert, geht der Anteil weit darüber hinaus. Gebäude haben also einen großen Anteil am Problem und demzufolge das Potential einen Grossteil der Lösung zu bilden - vorausgesetzt, man ergreift die Chance. Und es ist nicht allein unser Energieverbrauch, der nicht nachhaltig ist, sondern auch unser Verbrauch von Land ist keineswegs als nachhaltig zu bezeichnen. Auch hier sind Architektur und Städtebau gefordert, Lösungen zu entwickeln. Wenn man die Chance rechtzeitig ergreift, birgt auch die Lösung dieser Fragen meiner Ansicht nach ein großes Potential, die gesellschaftliche Relevanz der Architektur- und Ingenieurdisziplinen sowie des Bauwesens allgemein gegenüber dem heutigen Stand wesentlich zu erhöhen.

Mein Vortrag beschäftigt sich mit dem Begriff der Energieeffizienz und zwar mit vier grundlegenden Missverständnissen, welche die Diskussion über Energieeffizienz, insbesondere im Gebäudebereich, erschweren. Das erste hat mit der Definition des Begriffes selbst zu tun. Alle sprechen heute von Energieeffizienz; Politiker, Wissenschaftler, die Medien und natürlich auch Architekten, Bauingenieure und Bauherren. Gemeint wird jedoch in der Regel nicht Energieeffizienz sondern Energieverbrauch und dessen Senkung. Energieeffizienz ist jedoch etwas ganz anderes. Effizienz hat mit Performance bzw. Leistung zu tun. Sie ist das Verhältnis zwischen Nutzen und Aufwand. Die zentrale Frage dabei ist stets, welchen Nutzen man vom aufgewendeten Energieverbrauch hat. Im Kontext eines Gebäudes kann Energieeffizienz als Beziehung zwischen Raumklimaqualität und Energiebedarf begriffen werden. Die aktuellen Vorschriften und Gesetze jedoch, die sich mit der Energieeffizienz von Gebäuden befassen, einschließlich der neuen EU-Direktive über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden und insbesondere die Methoden, welche derzeit in den verschiedenen Mitgliedsstaaten vorgeschlagen werden, um die Energieeffizienz von Gebäuden gemäß dieser Richtlinie zu berechnen, befassen sich lediglich mit Energiebedarf und nicht mit Energieeffizienz. An meinem Institut haben wir eine Methode (Building Energy and Environmental Performance tool BEEP) entwickelt, welche einen umfassenden Vergleich der tatsächlichen Energieeffizienz von verschiedenen Gebäudeoptionen ermöglicht. In dieser Methode wird Energieeffizienz definiert als das Verhältnis zwischen der Qualität des Raumklimas und der Quantität der dem Gebäude zuzuführenden notwendigen Energiemenge, um dieses Raumklima aufrecht zu halten. Die vorgeschlagene Methode berücksichtigt den Zusammenhang zwischen Energiebedarf und Raumklima und der berechnete BEEP-Wert ist ein Indikator für die Gesamtpformance des Gebäudes hinsichtlich Energiebedarf und Raumklima. Ergebnisse von Fallstudien im Rahmen dieser Untersuchungen haben gezeigt, dass niedriger Energieverbrauch keinesfalls mit hoher Energieeffizienz gleichzusetzen ist.

Ein zweites Missverständnis ist, dass wenn man vom Energieverbrauch von Gebäuden in Mittel- und Nordeuropa spricht, man häufig den Heizenergieverbrauch meint. Dies ist sicherlich mit dem kulturellen Hintergrund zu erklären. Wir sind eine subtropische Spezies, welche ausgewandert und hier in einer Region angekommen ist, die zumindest für die Hälfte des Jahres relativ kalt ist. Das klimatische Problem des Einzelnen bestand somit lange Zeit darin, die Hütte und später das Einfamilienhaus warm zu bekommen. Unser heutiges Denken wird offensichtlich immer noch von diesem Hintergrund geprägt. Genauso offensichtlich ist es jedoch, dass dieser Umstand mit den

¹ Institut für Gebäude und Energie, TU Graz, Rechbauerstrasse 12, A 8010 Graz;
Tel: 0043 316 873 4751, e-mail: brian.cody@tugraz.at, Url: www.ige.tugraz.at;

heutigen Gebäuden und deren Nutzungen bzw. Nutzeranforderungen nicht mehr viel zu tun hat. Unsere Gebäude müssen nicht nur geheizt sondern auch beleuchtet, belüftet und zunehmend gekühlt werden. Das heißt, wenn wir vom Energieverbrauch in Gebäuden sprechen, geht es hier nicht nur um den Energiebedarf für Heizung, sondern auch um Beleuchtung, Luftförderung und Kühlung. Heizung macht in einem modernen Bürogebäude lediglich zwischen 10% und 25% des Primärenergiebedarfs im Betrieb aus.

Das dritte Missverständnis in der aktuellen Diskussion ist, dass - wie so oft im Leben – zu viel über Quantitäten und nicht genug über die Qualitäten nachgedacht wird. Es ist jedoch wichtig, sich nicht nur über die Quantität sondern auch über die Qualität von „verbrauchten“ Energiemengen Gedanken zu machen. Wärmeenergie mit einer für eine Raumheizung geeigneten Temperatur ist im Prinzip eine sehr niederwertige Energieform. Strom ist vergleichsweise eine sehr hochwertige Energieform. Diese Qualitätsdifferenz kann sehr leicht veranschaulicht werden, wenn man vor Augen führt, dass wir diesen Saal, in dem wir uns heute befinden, mit 30-gradigem Warmwasser mittels einer Flächenheizung problemlos auf die gewünschte Raumtemperatur erwärmen könnten. Mit dieser gleichen Energiequelle jedoch könnten wir natürlich weder die Motoren der Ventilatoren antreiben, die den Saal mit Luft versorgen noch die Leuchtkörper zum glühen bringen, um den Raum zu beleuchten. Wenn man also Energieverbräuche in Gebäuden vergleicht, muss man die Qualität der aufgewendeten Energiemengen berücksichtigen; Nutz- od. Endenergievergleiche sind daher wenig sinnvoll. Das Konzept der Exergie kann hier nützlich sein. Exergie bezeichnet den Anteil der Gesamtenergie eines Systems, der Arbeit verrichten kann, wenn er in das thermodynamische Gleichgewicht mit seiner Umgebung gebracht wird. Der Primärenergieverbrauch bzw. der CO₂-Ausstoß können auch in vielen Fällen einen sinnvollen Vergleich ermöglichen. In diesem Zusammenhang hat ein Forschungsprojekt an meinem Institut gezeigt, dass mechanische Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung, so wie sie in vielen Ländern Europas mit dem Hintergrund des Energiesparens in Bürogebäuden eingebaut werden, häufig energetisch nicht sinnvoll sind, weil die eingesparte Wärmeenergie durch den Mehraufwand an elektrischer Energie mehr als ausgeglichen wird.

Beim vierten Missverständnis in der Diskussion handelt es sich um die Tatsache, dass zu häufig beim Vergleich verschiedener Optionen ausschließlich die Energieeffizienz im Betrieb eines Gebäudes berücksichtigt wird. Wir müssen ganzheitlicher denken; wichtig ist ebenfalls der Energieverbrauch während der Herstellung und späteren Entsorgung des Gebäudes. Ein Forschungsprojekt über die Energieeffizienz von Doppelfassaden an unserem Institut hat beispielsweise gezeigt, dass bei vielen der realisierten Projekte mit doppelschaligen Fassaden ca. 25 Jahre verstreichen können bevor die zur Herstellung der zweiten Haut aufgewendete Energiemenge über die Energieersparnisse im Betrieb wieder hereingespielt wird. Auch die in den populären Medien so genannten Niedrigenergie- und Passivhauskonzepte im Wohnbaubereich sind unter diesem Gesichtspunkt hinsichtlich der Gesamtenergieeffizienz kritisch zu hinterfragen. Die Verwendung von elektrischer Energie für kontrollierte Lüftungsanlagen (s. oben) bei diesen Konzepten, mit der Intention, Wärmeenergie einzusparen, ist ebenfalls nicht unproblematisch. Energieeffizienz fängt in der Stadt an und nicht an einem Objekt. Auch das energieeffizienteste Objekt ist sinnlos, wenn es nicht in eine energieeffiziente Stadtstruktur eingebunden wird. Ein Forschungsprojekt am Institut beschäftigt sich beispielsweise mit dem möglichen Beitrag von Hochhäusern in der Erhöhung der urbanen Dichte von Städten. Ein anderes behandelt die Frage, wie man durch neue gebäudetechnische Konzepte die Energieeffizienz von Hochhäusern in Betrieb und in der Herstellung maximieren kann. Ein großes Potential für die Energieeffizienz von Gebäuden steckt meiner Ansicht nach in weichen Faktoren wie Flexibilität und Adaptabilität. Flexible und anpassungsfähige Gebäudestrukturen, die verschiedene Nutzungen – beispielsweise Wohnen, Büros, Geschäfte - während des Lebens eines Gebäudes zulassen, könnten womöglich einen großen Beitrag leisten. Allerdings erfordert dies die Entwicklung von neuartigen Lösungen in der Form von nutzungs-offenen bzw. nutzungsneutralen Architekturkonzepten.

Eine zentrale Frage unserer Forschung befasst sich mit der Beziehung zwischen der Energieeffizienz von Gebäuden und deren Formsprachen bzw. Form. Finden die vielseitigen Aspekte der Energieeffizienz im Formfindungs- bzw. Entwurfsprozess Berücksichtigung, können sich neue Formsprachen bzw. neue Formen in der Architektur ergeben. Viele Beispiele belegen dies bereits. Die Beziehung zwischen Architektur und Energie besteht jedenfalls immer. Ob *Form follows Energy* oder *Energy follows Form*; die Energieeffizienz eines Gebäudes wird maßgeblich von seiner Architektur beeinflusst.

1.6.2 Die Verfügbarkeit der natürlichen Ressourcen als Treiber für die Entwicklung alternativer Antriebssysteme

Wolfgang Wister (Magna Steyr AG)¹

Es besteht heute kein Zweifel mehr daran, dass die durch den Menschen verursachten Umweltbelastungen eine große Bedrohung weltweit darstellen. Für diese Umweltbelastungen zeichnen vor allem die industriell hoch entwickelten Wirtschaftsregionen wie die USA, Europa und Japan verantwortlich. Vor allem aber und in erschreckend schnellem Maße China und Indien. Diese Schwellenländer haben einen sehr starken wirtschaftlichen Nachholbedarf, welchen sie binnen kürzester Zeit ausgleichen wollen. So geht man davon aus, dass China spätestens 2020 die USA als führende Wirtschaftsmacht vom ersten Platz verdrängt haben wird und Indien ebenfalls eine wesentlich stärkere Position einnehmen wird.

Diese wirtschaftlichen Veränderungen bedeuten eine verstärkte Nachfrage nach Energie in allen Sektionen, natürlich aber vor allem auch auf dem Verkehrssektor. Gepaart mit dem wachsenden Energiebedarf der etablierten Industrienationen entsteht hier ein Szenario, welches einerseits an die rasche, umfassende und nachhaltige Verbesserung der globalen Umweltsituation erhebliche Ansprüche stellt. Andererseits aber wird durch den steigenden Bedarf und die Endlichkeit der Verfügbarkeit von fossilen Brennstoffen deren Preis steigen. In welchem Ausmaß können wir heute noch nicht abschätzen und auch nicht, in welchem Ausmaß Länder der dritten und vierten Welt sich die benötigte Energie in Zukunft leisten werden können.

Diese starken Treiber (Energiebedarf, Energieverfügbarkeit und Umweltbelastungen) führen daher in allen Bereichen und auf allen Ebenen zu verstärkten Anstrengungen, alternative Energiequellen zu nutzen. Im Bereich der stationären Anwendungen sind das z. B. Solaranwendungen, Hackschnitzelheizungen etc. zur Gewinnung von Wärme, Photovoltaik, Windkraftanlagen oder Gezeitenkraftwerke etc. zur Stromerzeugung. Im Bereich der individuellen Mobilität sind das Biokraftstoffe insbesondere der zweiten Generation, LPG und CNG, Hybridtechnologie, reine Elektrofahrzeuge mit Batterien bis zur Brennstoffzelle und Wasserstoff als direktem Treibstoff.

Die genannten Technologien im automotiven Bereich werden allerdings zu unterschiedlichen Zeitpunkten, in unterschiedlichen Anteilen am Gesamtenergiebedarf und höchstwahrscheinlich auch global in unterschiedlicher Priorisierung zur Verfügung stehen und serienmäßig eingesetzt werden.

¹ Fahrzeughomologation, Magna Steyr Fahrzeugtechnik AG & Co. KG, Graz;

1.6.3 Energy25+ – Das Maßnahmenpaket der ÖBB zur Effizienzsteigerung der Bahnstromversorgung

Johann Pluy (ÖBB-Infrastruktur Bau AG)¹

Durch die stark steigende Mobilität in unserer Gesellschaft und die Vernetzung der Wirtschaftsräume stellt die einzelnen Transportsysteme (Strasse, Schiene, Schiff und Flugzeug) und deren Infrastrukturen vor große Herausforderungen. Von entscheidender Bedeutung ist dabei die intelligente Vernetzung der verschiedenen Transportsysteme, um eine logistisch und energetisch optimale Mobilitätskette zu erreichen. Aufgrund der herrschenden politischen Rahmenbedingungen wird der Ausbau der Eisenbahninfrastruktur in der nächsten Dekade stark vorangetrieben, da diese leistungsfähige Infrastruktur zukünftig die Basis für einen leistungsfähigen und energieeffizienten Schienenverkehr bilden soll. Für den Betrieb des Bahnsystems ist unter Berücksichtigung der ökologischen und technischen Anforderungen als „Treibstoff“ einzig die elektrische Energie geeignet, daher wurde seitens der ÖBB das Projekt „Energy 25+“ gestartet, welches die Erstellung eines langfristigen, nachhaltigen Konzeptes der intelligenten Bereitstellung sämtlicher Energiedienstleistungen für Bahnstromanwendungen (16,7 Hz Wechselstrom für Triebfahrzeuge, Reisewagen, Weichenheizung, Zugvorheizung, etc.) und für Betriebsgebäude (50 Hz Drehstrom, Wärme und Kälte für Bahnhöfe und sonstige Betriebsanlagen) des österreichischen Bahnsystems zum Ziel hat. Der Zeithorizont für das Projekt wurde dabei mit dem Jahr 2020 festgelegt. Dabei sollen unter Berücksichtigung von Ressourcen schonenden, wirtschaftlichen und ökologischen Zielen intelligente Energieversorgungs- und Nutzungstechnologien in das bestehende Energieversorgungssystem der ÖBB integriert werden und so ein innovatives Gesamtkonzept mit einer hohen Effizienz entlang der gesamten Wertschöpfungskette sowie hoher Versorgungssicherheit etabliert werden.

Im Rahmen des Projekts werden zunächst die Parameter und Rahmenbedingungen des Energiesystems untersucht und anschließend, basierend auf einer detaillierten Systemanalyse, die Effizienz- und Reduktionsziele in Form von energiewirtschaftlichen Kennzahlen definiert. Die möglichen zukünftigen Entwicklungen exogener Eingangsvariablen des Systems, wie Verkehrs-, Energiebedarfs- und Energiepreisentwicklungen sowie Einflüsse durch veränderliche politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen spannen einen Szenarienraum auf, innerhalb dessen optimale, robuste und nachhaltige Lösungen gesucht werden. Mit Hilfe eines mathematischen Strategie- und Planungsmodells, das die gesamte Wertschöpfungskette des Energiesystems (vom Primärenergiebezug bis zu den verschiedenen Energiedienstleistungen) und die verwendeten erzeuger- und verbraucherseitigen Technologien abbildet, werden Maßnahmen zur praktischen Umsetzung der vorgegebenen Ziele ausführlich analysiert und durch Simulationsrechnungen belegt.

Das angestrebte Konzept (Abbildung 1) basiert hierbei auf einer ganzheitlichen, systemanalytischen Betrachtung des gesamten Energiesystems für die Bahn und darüber hinaus dessen Interaktion mit dem Gesamtenergiesystem Österreichs. Insbesondere umfasst das Bahnenergieversorgungssystem die Bereiche Bahnstromversorgung (für die Energiedienstleistungsbereitstellung in Triebfahrzeugen, Reisewagen und Traktionsnebenverbrauchern) sowie Drehstrom- und Wärme/Kälteversorgung (für die Energiedienstleistungsbereitstellung in Bahnhöfen und Betriebsanlagen) jeweils in der gesamten Wertschöpfungskette Erzeugung – Verteilung – Verbrauch und die möglichen Interferenzen. Durch diese komplexe Betrachtungsweise können in der Optimierung gegenüber der singulären Betrachtung der einzelnen Umwandlungspfade und -glieder wesentlich bessere Effizienzsteigerungen erzielt werden.

¹ ÖBB-Infrastruktur Bau AG – Kraftwerke Leiter Geschäftsbereich Kraftwerke Wilhelmstraße 64 1120 Wien Tel.: +43/(0)1-93000-35512 Fax: +43/(0)1-93000-25068 Email: johann.pluy@bau.oebb.at Intranet: www.oebb.at ÖBB-Infrastruktur Bau AG;

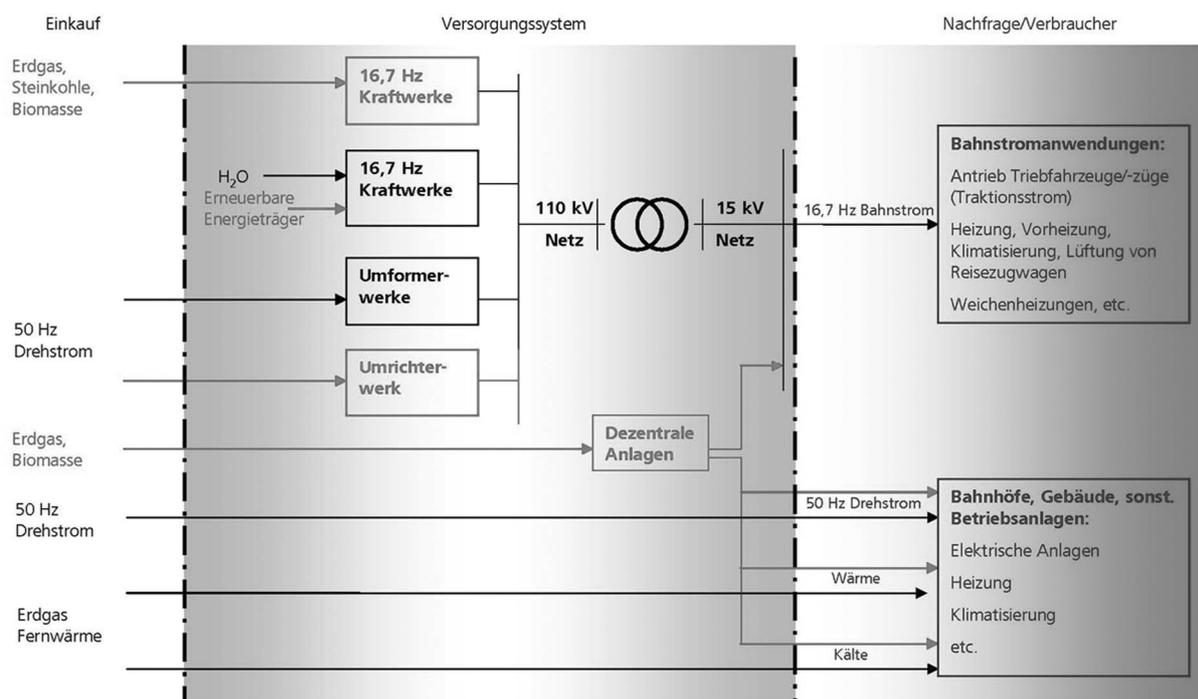


Abbildung 1: Zukünftiges geplantes Konzept der gesamten Energiedienstleistungsbereitstellung des Bahnenergiesystems (sw...bestehende Komponenten, rot...neue Komponenten)

Die Effizienzsteigerungsmaßnahmen gegenüber dem bisherigen Konzept betreffen alle Systembereiche:

- Für die Bahnstromversorgung werden Maßnahmen wie Bezugsoptimierung aus dem 50 Hz Drehstromnetz, neue Erzeugungstechnologien und Komponenten in der 16,7 Hz Stromerzeugung, Umformung bzw. Verteilung (z.B. Verlustreduktion) sowie im Benutzerverhalten durch energiesparende Fahrweise untersucht und bewertet.
- Die Versorgungssicherheit soll durch Erhöhung des Eigenerzeugungsanteils auch bei deutlichen Bedarfszuwächsen gesichert bleiben. In diesem Zusammenhang spielt auch die zukünftige wirtschaftliche Integration von verbrauchernahen dezentralen Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger in das derzeitige Bahnstromversorgungssystem eine wichtige Rolle.
- Die Drehstrom- und Wärme/Kälteversorgung soll ebenfalls verstärkt durch dezentrale Anlagen erfolgen. Diese erreichen in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung hohe Wirkungsgrade und könnten z.B. bei Bahnhofsum- oder -neubauten bedarfsgerecht mitgeplant werden. Es sollen auch hierbei vor allem auf erneuerbare Energieträger basierende Anlagen (z.B. Biomasse Kraft-Wärme-Kopplung, Solarthermische Anlagen, etc.) wirtschaftlich in das bestehende System integriert werden.

Das Projekt „Energy25+“ besteht aus zwei Phasen: Die erste Phase ist die Analysephase, welche im Jahr 2008 abgeschlossen wird; die daraus resultierenden Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen werden nach detaillierter Überprüfung der Wirtschaftlichkeit in der zweiten Phase, der investiven Phase umgesetzt. Eines der Teilziele des Projekts, die Erhöhung der Energieeffizienz des Bahnstromversorgungssystems um 25% gegenüber dem Wert von 2006, soll in den Jahren 2013-2015 erreicht werden.

1.6.4 30% Einsparpotential bei elektrischen Motorsystemen in der Industrie!

Bettina Bergauer-Culver, Thomas Spörker (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit/Sektion Energie und Bergbau)¹

Etwa 65 Prozent des Stromverbrauchs in der Industrie gehen auf Pumpen, Druckluftkompressoren, Kälteag-gregate etc. zurück . Elektrische Motorensysteme sind somit die mit Abstand größten industriellen Strom-verbraucher. Zu den motorgetriebenen Systemen gehören nicht nur der Elektromotor und seine Steuerung, sondern auch die damit angetriebenen Maschinen wie Pumpen, Ventilatoren, Druckluft- und Kältekompressoren.

Das Programm der Europäischen Kommission für den Klimaschutz (ECCP) identifizierte diese Systeme als jenen Bereich mit dem größten Stromeinsparpotenzial .

Diese Arbeit soll zwei wichtige Fragestellungen klären:

- Welche Hindernisse bestehen bei der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie im Bereich elektrische Antriebe?
- Welche Instrumente könnten die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen in diesem Bereich fördern?

Dazu wurden in einer Studie einerseits jene Unternehmen, die Motorsysteme vertreiben und andererseits die Anwender von solchen Systemen über ihre Erfahrung bei der Umsetzung von Effizienzmaßnahmen befragt. Die Ergebnisse und daraus abgeleitete Schlussfolgerungen werden in diesem Tagungsbeitrag dargestellt. Die Umfrage wurde von der Österreichischen Energieagentur im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit durchgeführt. Es wurden ausschließlich Unternehmen in Österreich befragt.

Durchführung und Methode

Es wurde ein Fragebogen erstellt, der im Wesentlichen auf folgende Publikationen aufbaut:

- Industrial Motor Systems Energy Efficiency, towards a plan of action, IEA, July 2006
- Energy Efficient Motor Driven Systems, European Copper Institute, April 2004

Auf Basis dieses Fragebogens wurden 14 Experten von Unternehmen aus folgenden Gebieten interviewt:

- Personen aus dem Vertrieb und der Planung für Komponenten von elektrischen Antriebssystemen, insbesondere Motorensystemen, Frequenzumrichtern, Pumpen, Steuerungen, Druckluftkompresso-ren und -komponenten, Kälteanlagen und Lüftungssystemen
- Unternehmensberater mit Schwerpunkt Energie
- Von der Seite der Anwender wurden Unternehmen ausgewählt, die bereits Erfahrung bei der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen im Bereich der elektrischen Antriebe gemacht hatten bzw. machen. Insgesamt beteiligten sich Energiebeauftragte aus 20 Unternehmen aus verschiedenen Branchen an der Umfrage. Ins-besondere wurden Energiebeauftragte von Unternehmen befragt die entweder
- an den Energieaudits zum Motor Challenge Programm teilnahmen oder
- Teilnehmer am Kurs „Qualifizierung zum Europäischen Energiemanager“ EUREM der WKÖ, vor al-lem jene mit Umsetzungsprojekten im Bereich Antriebe, waren.

Hemmnisse bei der Umsetzung von Effizienzmaßnahmen

Die meisten Experten jener Unternehmen, die Motorsysteme anbieten, sahen in mangelnder fachlicher Erfahrung der Anwender und in der ausschließlichen Orientierung an Produktionszielen Hemmnisse zur Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen. Noch wichtiger erschien in den Gesprächen jedoch das fehlende Bewusstsein über die Kosten, die der Stromverbrauch der

¹ Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Sektion Energie und Bergbau
1015 Wien, Schwarzenbergplatz 1; Tel. +43-1-71100-3060; e-mail: zeff@bmwa.gv.at;

elektrischen Antriebe verursacht und das fehlende Wissen über Einsparungsmöglichkeiten. Ebenso gilt die zeitaufwendige Analyse ganzer Systeme, um Einsparpotenziale aufdecken zu können, als wesentliches Hindernis.

Aus der Umfrage bei Unternehmen, die Motorsysteme anwenden, ergibt sich eindeutig, dass vor allem zwei Hemmnisse zur Umsetzung von weiteren Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz von elektrischen Antrieben im Vordergrund stehen: Zeitmangel und fehlendes Kapital für investive Maßnahmen. Allerdings wird dem fehlenden Kapital, vor allem bei Erfüllung des Amortisationskriteriums, nicht die primäre Bedeutung zugemessen.

Instrumente zur Förderung von Effizienzmaßnahmen bei Motorsystemen

An vorderster Stelle bei den gewünschten Instrumenten zur Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen finden sich Kampagnen zur Erhöhung des Bewusstseins über die Kosten der elektrischen Antriebssysteme. Zur Bewusstseinsbildung werden neben zielgruppenspezifischen Schwerpunktkampagnen von neutraler Stelle insbesondere Fallbeispiele und die Ausbildung des Fachpersonals befürwortet.

Sämtliche Unternehmen zeigen sich auch interessiert an zumindest teilweiser finanzieller Förderung. Die derzeitige Beratungsförderung wird etwas zu kurz empfunden, insbesondere um dem Hemmnis der zeitaufwendigen Analyse zu entsprechen. Gefordert werden hier größere Budgets von Beraterseite, besser qualifizierte Berater von Seiten der Hersteller und Vertriebsingenieure.

Noch wichtiger erscheint jedoch, in den Betrieben die Beschäftigung mit Energieeffizienzmaßnahmen organisatorisch zu verankern. Dadurch könnten intern vor allem die zeitlichen Ressourcen für die Energiebeauftragten zu Verfügung gestellt werden. Eine verstärkte Integration von Energie- in Umweltmanagementsysteme oder der Aufbau von Managementsystemen gemäß den vom Europäischen Normungsinstitut in Entwicklung stehenden Standards für Energiemanagementsysteme wären hier geeignete Instrumente. In Österreich wurden beispielsweise im BESS Projekt (Benchmarking and Energiemanagement Schemes in SMEs) gute Erfahrungen mit der Verankerung von Energiemanagement gemäß einem eigens entwickelten Standard in Molkereien gemacht.

Möglichkeiten zum verstärkten Wissensaufbau wie Information über Fallbeispiele, lokale Netzwerke und geförderte Beratungsleistung finden eine hohe Zustimmung. Durch die Intensivierung von Initiativen wie dem Europäischen „Motor Challenge Programm“, könnte dieser Forderung der Betriebe besser Rechnung getragen werden. Verstärkte Information über Fallbeispiele und geförderte Beratungsleistung wird beispielsweise über das klima:aktiv Programm „Energieeffiziente Betriebe“ angeboten. In diesem Rahmen könnten auch die erwünschten Ausbildungsmaßnahmen für Berater, aber auch Schulungen in Unternehmen angedacht werden.

Für die sehr positiv bewerteten lokalen Netzwerke wären geeignete Organisationsmöglichkeiten erst zu schaffen. In der Schweiz hat die EnAW (Energieagentur der Wirtschaft) bereits 1.400 Wirtschaftsbetriebe in 60 moderierten Gruppen vernetzt, die auch freiwillige Zielvereinbarungen verfolgen.

Als ganz wesentliches Instrument sehen die Energiebeauftragten von Unternehmen, die Motorsysteme anwenden, gesetzliche Vorgaben wie Mindeststandards. Dadurch würde die Priorität von Effizienzmaßnahmen gegenüber anderen betriebsinternen Aufgaben der Energiebeauftragten wesentlich gestärkt. Auf europäischer Ebene ist einerseits die SEEM Initiative (Standards for Energy Efficiency of Electric Motor Systems) zu nennen, die versucht, Standards für E-Motoren zu entwickeln. Diese Initiative will aber auch Mindeststandards in der EU durchsetzen, um den Marktanteil von hocheffizienten Motoren signifikant zu erhöhen. Außerdem werden innerhalb der Studienphase zur Spezifizierung der Energy-using-products Richtlinie Durchführungsmaßnahmen im Bereich Pumpen, Ventilatoren und Motoren vorbereitet. Eine entsprechende Plattform zur Kommunikation der österreichischen Interessen innerhalb dieser Initiativen bzw. umgekehrt zur weiteren Verbreitung von Information aus diesen Projekten wird als sinnvoll erachtet. Dazu wurde beispielsweise auf Initiative des BMWAs die Website www.euprichtlinie.at eingerichtet.

1.7 RAUMPLANUNG UND ENERGIEKONZEPTE (PLENUM C1)

1.7.1 Bedeutung des EU-Energiepakets für Österreich – Schwerpunkt Energieeffizienz

Heidelinde Adensam (Austrian Energy Agency)¹

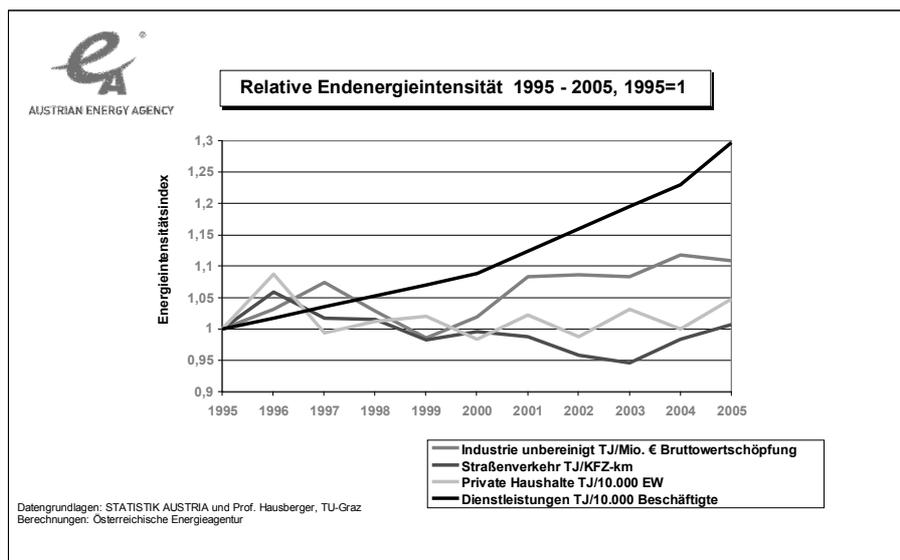
Im Rahmen des Richtlinienpakets „Erneuerbare Energiequellen und Klimawandel“ vom 23. Jänner 2008 setzten sich die politischen Entscheidungsträger der EU das Ziel, einen Investitionsschub in erneuerbare Energien, Energieeffizienz und neue Technologien zu initiieren. Dieser Investitionsschub soll einen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung und Versorgungssicherheit sowie zur Schaffung neuer Arbeitsplätze, Wirtschaftswachstum und Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit leisten.

Die gesetzten konkreten Ziele sind ambitioniert: derzeit stammen EU-weit lediglich 8,5 % des Energieverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen und die Steigerung dieses Anteils auf 20 % bis zum Jahr 2020 stellt eine Herausforderung für alle Mitgliedstaaten dar. Auch für Österreich wird ein ambitioniertes Ziel von der Kommission in Höhe von 34 % des Endenergieeinsatzes vorgeschlagen, derzeit stammen in Österreich rund 23,13 % oder 256 PJ des Energieeinsatzes aus erneuerbaren Energiequellen.

Wenn das Endenergiebedarfswachstum der letzten zehn Jahre weiterhin in dem Ausmaß anhält, würde der Endenergiebedarf Österreichs 2020 um mehr als 25 % auf über 1.400 PJ anwachsen. Um das 34%-Ziel zu erreichen müssten demnach 2020 über 476 PJ Endenergie aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden – ein Ausmaß, welches das wirtschaftlich nutzbare Potential erneuerbarer Energiequellen aus Österreich aus heutiger Sicht wesentlich überschreitet. Dennoch ist das ambitionierte Ziel von 34 % Endenergieeinsparung bis 2020 erreichbar – allerdings nur, wenn neben der Forcierung erneuerbarer Energie auch in Energieeffizienz investiert wird! Gelingt es uns, wie im März 2007 in Lissabon von den Regierungschefs der EU vereinbart und im Regierungsprogramm der österreichischen Bundesregierung angestrebt, die Energieeffizienz um 20 % bis 2020 zu erhöhen, so reduziert sich auch die erforderliche Bereitstellung erneuerbarer Energieträger um 20 %.

Potential für die Verbesserung der Energieeffizienz ist vorhanden, wie die folgende Graphik zeigt. Vor allem der Dienstleistungssektor aber auch die Industrie sind seit 1995 mit einer erkennbaren Erhöhung der Energieintensität (gemessen in TJ/Mio. € Bruttoinlandsprodukt für die Industrie und TJ/10.000 Beschäftigten für den Dienstleistungssektor) konfrontiert. Der Straßenverkehr zeigt seit 1995 eine konstant bis leicht fallende Energieintensität gemessen in Endenergieverbrauch je gefahrenem Kraftfahrzeugkilometer und die privaten Haushalte können eine Verbesserung der Energieintensität gemessen in TJ je Einwohner verzeichnen. Trotz der positiven Entwicklung der Energieintensität im Bereich Straßenverkehr und Haushalte darf aber nicht übersehen werden, dass der absolute Endenergieeinsatz insbesondere im Verkehr in den letzten Jahren eine stark steigenden Tendenz aufweist.

¹ Austrian Energy Agency, Österreichische Energieagentur - Austrian Energy Agency, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, heidelinde.adensam@energyagency.at;



Das Energieeinsparpotential durch Effizienzmaßnahmen ist beachtlich. Betrachtet man beispielsweise die möglichen Einsparungen durch die Sanierung sämtlicher Nachkriegsbauten zeigt sich, dass durch diese Maßnahme rund 26 % des Endenergiebedarfs für Raumheizung im Gebäudebestand eingespart werden können. Auch im Bereich Industrie gibt es beachtliche Potentiale, deren Realisierung unter anderem durch den Emissionshandel, der ebenfalls im Rahmen des Richtlinienpakets „Erneuerbare Energiequellen und Klimawandel“ neu geregelt wird, begünstigt wird. Aber nicht nur bei Gebäuden und Industrie, auch in den Bereichen Verkehr und Dienstleistung können beachtliche Effizienzgewinne erzielt werden, die das Erreichen des ambitionierten 34 %-Ziels wesentlich erleichtern.

1.7.2 Bodenschutz – Ein Beitrag der Raumplanung zur Energiewende¹

Gerlind Weber (BOKU / Institut für Raumplanung und ländliche Neuordnung)¹

Das zentrale Anliegen von Raumplanung ist die Steuerung der Siedlungsentwicklung, und damit zu entscheiden, wo gebaut werden darf und wo nicht. Wie stark diese Entscheidungen von der Annahme der unbegrenzten Verfügbarkeit fossiler Energie seit den frühen sechziger Jahren geprägt waren, zeigen die aktuellen Siedlungsmuster. Die Städte dehnen sich immer weiter in ihr Umland aus, die ländlichen Räume sind stark zersiedelt. Dahinter steht etwa der Bedeutungsverlust der Land- und Forstwirtschaft als Energiebereitsteller und dementsprechend ein Preisverfall agrarwirtschaftlich genutzten Bodens, oder der kostengünstige Einsatz des benzinbetriebenen Autos zur Distanzüberwindung als Massenphänomen. Auch die offensichtliche Bereitschaft der Gesellschaft, einen großen Anteil der Wohlstandsgewinne aus der fossilbasierten Wirtschaft in die Errichtung, Betreuung, Reparatur und Erneuerung der äußerst weitläufigen und damit kostspieligen und energiezehrenden Infrastruktur zu binden, sowie die Präferenz für das „energiehungrige“ freistehende Ein- oder Zweifamilienhaus sind Zeugen im Raum für den Glauben an eine langfristig gewährleistete sorglose Energiezukunft, die im Wesentlichen auf der Ausbeutung unbegrenzt verfügbarer, billiger, nicht erneuerbarer Energieträger fußt.

Klimawandel, stark steigende Energiepreise und unsichere Rohstoffquellen und der demographische Wandel erzwingen nun gerade auch von den Entscheidungsträgern in der Raumplanung eine „neue“ Planungskultur, die etwa durch folgende Eckpfeiler gekennzeichnet sein muss:

- Die Energiewende herbeizuführen, ist als Querschnittsaufgabe zu begreifen, in der auch die Raumplanung wesentliche Beiträge zu leisten hat.
- Ein rigoroser Schutz agrarischen Bodens vor baulichen Verwendungen im Bewusstsein dessen, dass der Boden in Zukunft neben den Lebens- und Futtermitteln, die Industrierohstoffe, die Arzneimittelausgangsstoffe, die Baustoffe und vermehrt auch die Energieträger hervorbringen wird. Die Flächenkonkurrenz wird stark zunehmen.
- Die Planungsaufgaben der Zukunft liegen in der energetischen Sanierung des Siedlungsbestandes und nicht in der Neuerrichtung von Siedlungen. Siedlungsrückbau wird zur neuen planerischen Herausforderung.
- Standortentscheidungen von Bauten und Anlagen bestimmen in hohem Maße Energiesparpotenziale und den effizienten Einsatz erneuerbarer Energiequellen. Dichte, Nutzungsmischungen und dezentrale Konzentration gewinnen als Planungsgrundsätze einen hohen Stellenwert.
- Der Bodenverbrauch ist zu kontingieren und Flächenreduktionsziele sind verpflichtend einzuführen. Boden sparen ist durch erhöhte Finanzausweisungen zu „belohnen“.

¹ BOKU / Institut für Raumplanung und ländliche Neuordnung; Gregor Mendel Straße 33
A-1180 Wien, gerlind.weber@boku.ac.at

1.7.3 Energiezukunft Oberösterreich 2030

Gerhard Dell (Oberösterreichischer Energiesparverband)¹

Im Oktober 2007 wurden von der oberösterreichischen Landesregierung und vom Landtag auf Grundlage des Projektes „Energiezukunft 2030“ neue energiepolitische Ziele für Oberösterreich festgelegt.

Im Zuge dieses Projektes wurde

- eine Potentialstudie der erneuerbaren Energieträger in Oberösterreich erstellt
- eine Dialogplattform betreffend die Energiezukunft zur Einbindung der Öffentlichkeit eingerichtet
- eine Szenarientwicklung durchgeführt sowie
- die Verbindung zum Energie-Effizienzprogramm Oberösterreich hergestellt.

In einer Analyse der verschiedenen Ökoenergieträger wurden technische Potenziale und eine Bandbreite der bis zum Jahr 2030 technisch und ökonomisch realisierbaren Potenziale dargestellt. Daraus wurden - unter Annahme von vier verschiedenen Verbrauchsentwicklungen - für die Sektoren Strom, Raumwärme und Verkehr sowie den gesamten Primärenergiebedarf Energieszenarien bis 2030 abgeleitet.

Im als Ziel für die oö Energiepolitik beschlossenen Szenario wurde aufbauend auf die Mitteilung der Europäischen Kommission "Aktionsplan für Energieeffizienz: Das Potential ausschöpfen" KOM(2006) 545 vom Oktober 2006 bei Ausschöpfung der Potentiale für die oberösterreichische Energiezukunft bis 2030 Folgendes festgelegt:

- ausreichende Eigenerzeugung von erneuerbarer Energie zur vollständigen Abdeckung des Eigenbedarfs an Strom in Oberösterreich
- ausreichende Eigenerzeugung von erneuerbarer Energie zur vollständigen Abdeckung des Eigenbedarfes an Raumwärme in Oberösterreich
- Reduktion des Wärmebedarfs (excl. Prozessenergie) um 39%
- auf Basis des europäischen Aktionsplans für Energieeffizienz: Energiesparpotential Verkehr und der Oö Potentiale an erneuerbarer Energie bis zu 41% weniger fossiler Diesel und Benzin im Verkehrsbereich
- bis zu 65% weniger CO₂-Emissionen

Im Szenario „hohe Energieverbrauchssteigerung und gleichbleibende Menge an erneuerbaren Energieträgern“ würde sich der Energieverbrauch zu heute mehr als verdoppeln und der Anteil der erneuerbaren Energieträger auf 13% sinken.

¹ Dipl.-Ing. Dr. techn.(TUG) Gerhard Dell, Landesenergiebeauftragter von Oberösterreich und Geschäftsführer des O.Ö. Energiesparverbandes, 4020 Linz, Landstr. 45; 0732-7720-14380; gerhard.dell@esv.or.at; Koautorin: Dipl. Umwelttechnikerin (TUG) Mag. jur. Christiane Egger; stellv. Geschäftsführerin O.Ö. Energiesparverband und stellvertretende Präsidentin des europäischen Energie- und Transportforums Oberösterreichischer Energiesparverband;

1.7.4 Theorie und Praxis des kommunalen Energiemanagements

Martin Meyer-Renschhausen (Hochschule Darmstadt/Studiengang Energiewirtschaft¹)

1. Problemskizze

Untersuchungen zur rationellen Energieverwendung in der Industrie oder in öffentlichen Einrichtungen konstatieren regelmäßig, dass ein Energiemanagement (EM), d.h. eine Aufbau- und Ablauforganisation zur systematischen Erschließung von Einsparpotenzialen nur in wenigen großen Betrieben und Verwaltungen anzutreffen bzw. nur rudimentär entwickelt ist. Angesichts der vielfältigen Vorteile, die mit der rationellen Energieverwendung verbunden sind (Verringerung der Energiekosten, Minderung des Ausstoßes an Luftschadstoffen und Klimagasen, Ressourcenschonung, Erhöhung der Versorgungssicherheit etc.) stößt der Verzicht auf ein Energiemanagement auf Unverständnis. Hierbei wird übersehen, dass den sicheren Kosten des EM vielfach unsichere Erträge gegenüberstehen, ein Teil der Erträge als externe Erträge anfällt und die Einführung des EM regelmäßig mit Verteilungseffekten verbunden ist, welche zu Widerständen führen.

2. Ziele der Untersuchung

Ziele der Untersuchung ist es für den Bereich der Kommunen herauszufinden,

- Wie sich Kosten und Erträge des EM in Abhängigkeit von der Gemeindegröße entwickeln und ab welcher Größenordnung ein EM ökonomisch sinnvoll ist,
- in welchen Fällen eine interne bzw. externe Leistungserbringung (durch Contractoren) sinnvoll ist,
- wie Kosten und Nutzen des EM innerhalb der Verwaltung verteilt sind und welche Widerstände für die Einführung des EM sich daraus ergeben können und
- wie die Situation des kommunalen EM derzeit in Kommunen unterschiedlicher Größenordnungen zu beurteilen ist und welcher energiepolitische Handlungsbedarfs hieraus abzuleiten ist.

3. Hypothesen

Hypothesen der Arbeit sind:

- Die Kosten des EM weisen eine Größendegression auf; in kleinen Kommunen ist ein internes EM nur unter Nutzung kooperativer Ansätze sinnvoll
- EM weist neben internen auch externe Erträge auf
- externe EM Dienstleistungen sind in vielen Gemeinde-Größenklassen günstiger als intern erbrachte Leistungen
- die Einführung des EM ist mit Verteilungseffekten (Nutzensgewinnen und –einbußen) innerhalb der Verwaltung verbunden. Sie variieren je nach Art und Ausgangssituation des EM (internes oder externes EM, Kameralistik oder Budgetierung etc.)

4. Methoden

Methodisches Vorgehen:

- Analyse der Kosten und Erträge des internen und externen EM anhand eines einfachen ökonomischen Modells
- Analyse der Widerstände mit Hilfe der ökonomischen Theorie der Bürokratie
- Erhebung des Status-Quo des kommunalen EM mit Hilfe von 2 Befragungen der Kommunen (2006 und 2007)
- Anwendung der ökonomischen Theorie der Bürokratie auf das kommunale Verwaltungshandeln und zur Erklärung von Einstellungen von Verwaltungsmitgliedern gegenüber EM und Contracting

¹ Prof. Dr. Martin MEYER-RENSCHHAUSEN Hochschule Darmstadt – University of Applied Sciences
Fachbereich Wirtschaft – Studiengang Energiewirtschaft Haardtring 100 64295 Darmstadt
Mail: meyer-r@fbw.h-da.de; sowie meyer-r@gmx.net

5. Ergebnisse

Die empirische Untersuchung zeigt, dass die Kommunen im Jahr 2005 je Einwohner rd. 30€ für Energie und Frischwasser ausgegeben haben; bei einer Stadt von 100.000 Einwohnern sind dies 3,0 Mio. €. Unterstellt man, dass durch EM rd. 5 – 10% der Energiekosten durch nicht- oder gering-investive Maßnahmen eingespart werden können (vor allem durch Energiecontrolling), so sind dies 150 – 300.000€. Der Betrag reicht aus, um 2 – 4 Planstellen für Energiebeauftragte zu finanzieren. Wie die Untersuchung zeigt, besitzen rund 60% der Kommunen einen Energiebeauftragten oder eine Energieabteilung. Die Energiebeauftragten haben aber neben der Verbesserung der Energieeffizienz noch vielfältige weitere Aufgaben zu erfüllen. In 64% der Fälle stehen dem Energiebeauftragten weniger als 30% der Arbeitszeit für das Energiecontrolling etc. zur Verfügung. Die geringe Bereitschaft in das EM via Planstellen zu investieren, lässt auf eine extreme Risikoscheu der Kommunen schließen.

In Bezug auf investive Maßnahmen sind erhebliche Hemmnisse festzustellen. In vielen Kommunen werden der Untersuchung zufolge auch nachweislich wirtschaftliche Maßnahmen nicht oder nur verzögert umgesetzt. Von der Möglichkeit, die Umsetzungshemmnisse mit Hilfe des Contractings zu begegnen, macht nur rund die Hälfte der Kommunen Gebrauch, 36% nutzen das Anlagen-Contracting, 20% das Einspar-Contracting. Bei den Großstädten mit über 100.000 Einwohnern ist der Contracting-Anteil mit 56% bzw. 32% überdurchschnittlich hoch. Kommunen mit einem gut ausgebauten Energiemanagement wenden nutzen Contracting häufiger als andere Kommunen.

Die Ergebnisse der Erhebung indizieren, dass die Nutzung des EM, speziell auch die Einbindung externer Dienstleistungen, weit hinter dem ökonomisch sinnvollen Niveau zurückbleibt. Kommunen mit einem gut ausgebauten Energiemanagement nutzen Contracting häufiger als Kommunen mit einem rudimentär entwickelten Energiemanagement..

Für die Erklärung des kommunalen Verhaltens in Bezug auf das Energiemanagement und das Contracting bietet die ökonomische Theorie der Bürokratie interessante Erklärungen.

1.8 WASSERKRAFT UND BIOMASSE (PLENUM C2)

1.8.1 Auswirkungen von Klimaänderungen auf die Wasserkrafterzeugung in Österreich

**Hans Peter Nachtnebel (BOKU Wien / Institut für Wasserwirtschaft,
Hydrologie und konstruktiven Wasserbau)¹**

In diesem Beitrag wird ein Überblick über die Auswirkungen möglicher Klimaveränderungen auf die Hydrologie einiger Flussgebiete in Österreich gegeben und daraus werden die Folgen für die Wasserkraftnutzung abgeleitet.

Es werden sowohl Trendanalysen als auch stochastische Downscalingverfahren (Nachtnebel und Fuchs, 2001) verwendet, die die großräumigen Klimasimulationen mit dem lokalen Wettergeschehen verknüpfen. Die Eichung dieser Methode beruht auf der Analyse des räumlichen und zeitlichen Zusammenhang von Niederschlags- und Temperaturwerten in einer Region, wobei eine Beziehung zu typischen Wetterlagen hergestellt wird. Dieser Zusammenhang wird dann für zukünftige Simulationen des Klimas herangezogen. Somit erhält man wieder kleinräumige Zeitreihen von Niederschlag und Temperatur. Damit können hydrologische Modelle betrieben werden und Folgerungen für die Komponenten des Wasserkreislaufes gezogen werden.

Die Trendanalysen (Fürst und Nachtnebel, 2007) der letzten fünfzig Jahre zeigen für Österreich im Süden eine Abnahme der Niederschläge und der Abflüsse. Der Jahresniederschlag nördlich der Alpen zeigt tendenziell eine Zunahme, wobei diese im Westen etwas deutlicher ausgeprägt ist. Signifikant sind diese Ergebnisse allerdings nur in wenigen Einzugsgebieten. Saisonal ist eine Zunahme der Herbst- und Winterschläge im Norden zu erkennen. Die Winterabflüsse zeigen auf Grund der Temperaturzunahme ebenfalls eine leichte Erhöhung.

Für die Analyse der zukünftigen Klimaentwicklung wurde das IS92a Szenario, beziehungsweise die Aktualisierung IS95a, verwendet. Darin wird davon ausgegangen, dass Erdöl und Erdgas weiterhin die Hauptenergiequellen sind und keine besonderen Anstrengungen zur Reduzierung der Emissionen (business as usual) unternommen werden. Die jährliche CO₂-Zunahme wird in den Modellen hierbei mit 1% angenommen. Die Simulationsläufe des Max Planck Institutes (ECHAM3, ECHAM4) und des Hadley Centers in Großbritannien (HadCM3) wurden für die Auswertung herangezogen. Mittels Downscaling wurden für mehrere Regionen Österreichs die Entwicklung der Temperatur- und Niederschläge für den Zeitraum 2050-2099 simuliert. Diese Zeitreihen zeigen dann ebenfalls die spezifischen Eigenschaften des Gebietes, wie z.B. den Einfluss unterschiedlicher Wetterlagen auf das lokale Geschehen, oder die Höhenabhängigkeit der Niederschlags- und Temperaturverteilung. Mit diesen Daten wurde ein physikalisches semi-verteiltes hydrologisches Modell (COSERO) betrieben, welches mit einer Schneeschmelzmodul kombiniert ist. Die räumliche Diskretisierung des Einzugsgebietes berücksichtigt die Höhenzonen, die Landnutzung, sowie die Geologie. Das Modell simuliert kontinuierlich für alle Subeinheiten die Wasserbilanzen und liefert für den Gebietsauslass den Abfluss in Tagesritten. Im Detail wurden die Einzugsgebiete der Gail, der Enns und der Traisen analysiert, um eine gute regionale Abdeckung zu erhalten. Zusätzlich wurden noch einige Beckenlagen in Österreich analysiert.

Die Zunahme der Temperatur ist in allen Gebieten deutlich ausgeprägt und liegt zwischen 2.5 – 4,0°C. Infolge der Erwärmung in allen Höhenlagen gehen die Tage mit Schneebedeckung und die Frosttage deutlich zurück. Das Klimasignal im Niederschlag ist insgesamt relativ gering. Auffällig ist einzig eine deutliche Niederschlagsabnahme in den Monaten August und September. Diese Niederschlagsabnahme im Spätsommer ist im wesentlichen auf die Zunahme der antizyklonalen

¹ o.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Hans Peter Nachtnebel, BOKU Wien / Institut für Wasserwirtschaft, Hydrologie und konstruktiven Wasserbau; Hans_peter.nachtnebel@boku.ac.at;

Lagen (Hoch über Mitteleuropa, Hochdruckbrücke über Europa) im 2xCO₂-Fall zurückzuführen. Im Süden wird auch ein Rückgang des Niederschlages errechnet, der auf Jahresbasis betrachtet zwischen 3-10 % liegt.

Daher gehen auch insgesamt die Jahresabflussfrachten zurück. Für das Enns- und Gailgebiet sind Abnahmen von 10 – 15 % geschätzt. Hauptsächlich ist dies durch die erhöhte Temperatur bei etwa gleich bleibenden Niederschlagsverhältnissen bzw. im Süden tendenziell fallenden Niederschlägen zu erklären. Beim Abfluss zeigt sich eine Erhöhung in den Wintermonaten, eine reduzierte Schneeschmelze und im Sommer niedrige Abflüsse als heute. Insgesamt ist eine Vergleichmäßigung des Jahresganges im alpinen Raum erkennbar.

Durch die Erwärmung ist ein gegenteiliger Effekt auf den Abfluss durch das Abschmelzen der Gletscher zu erwarten. So reduzierte sich die Gletscherfläche zwischen 1969 und 1999 von 567 km² auf 471 km². Das dabei verlorene Volumen beträgt 4,9 km³ (Kuhn et al.2006) Wie viel Eisvolumen noch übrig ist, kann aber nicht mit Sicherheit gesagt werden. Die jährliche Gletscherspende ist bei Vergleich mit der Wasserbilanz Österreichs sehr gering und beträgt 2 mm. Sie kann aber, abhängig von Jahr und Ort, auch 40 mm bis zu 800mm betragen. Teile der Gletschergebiete weisen einen veränderten Niederschlag von bis zu plus 200mm auf, der aber nicht für ein Wachstum ausreichend ist. Das vorhandene Gletschervolumen wird auch zukünftig zum Abfluss beitragen und man kann davon ausgehen, dass die Gletscherspende leicht in den nächsten 40 ansteigen wird, um danach, über einige Jahrzehnte, gegen Null zu gehen. Bei den Klimaszenarien sollte ein Großteil der Gletscher zu Ende dieses Jahrhunderts abgeschmolzen.

Die Folgen für die Wasserkraft sind nun an Hand der Jahresabflussfrachten und der Saisonalität unter Berücksichtigung der regionalen Gegebenheiten zu beurteilen. Die obigen Bilanzierungen lassen auf einen Rückgang der Jahreserzeugung von 2 - 8 % schließen. Die erwartete Zunahme des Niederschlages im Westteil Österreichs könnte diese Einbußen zum Teil kompensieren. Von der Wertigkeit der Energie ist ein positiver Effekt zu erwarten, da das saisonale Abflussverhalten etwas ausgeglichen wird und insbesondere die Winterabflüsse steigen sollten. Der Beitrag der Gletscher sollte in alpinen Lagen insbesondere in niederschlagsarmen Sommerphasen positive Effekte auf den Abfluss und die Energieerzeugung aufweisen.

Die Unsicherheiten in den Folgerungen beruhen auf einer Reihe von Annahmen, die in den Emissionsszenarien, den Klimamodellen, in deren Anwendung auf regionalen und lokalen Skalen, und in der Beurteilung der Wertigkeit der Energie liegen. Dementsprechend groß ist die Gesamtunsicherheit.

Kuhn, M. (2006) Änderung von Gletschern im 20. Jahrhundert. 3. Lieferung des Hydrologischen Atlas Österreichs, BMFLFUW.

Fürst J. und H.P. Nachtnebel (2007) Hydrologischer Atlas Österreichs – HAÖ; Trends in Niederschlag und Abfluss. Im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft

Nachtnebel H.P. und M. Fuchs (2001) Die Hydrologie Österreichs unter dem Einfluß von Szenarien einer möglichen Klimaänderung. Abschlussbericht. Auftragsforschung des BMfWV und BMUJF. <http://iwhw.boku.ac.at/forschung/Bericht1.pdf>.

1.8.2 Optimierung von Pumpspeicheranlagen

Gerald Zenz (TU Graz / Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft)¹

Kurzfassung:

Aus regenerativer Wasserkraft kann in Österreich mit einem Beitrag von etwa 70% umweltfreundlich elektrische Energie erzeugt werden. Aufgrund von Klimavorgaben zur Reduktion der Treibhausgase wird ein weiterer Ausbau des Wasserkraftpotentials angestrebt. Diesem Ziel stehen aber ökologische Vorgaben entgegen, welche eine Reduktion der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbarer und damit umweltfreundlicher Wasserkraft bewirken werden. Dabei ist es nun eine Herausforderung den hohen technischen Anforderungen gerecht zu werden und dafür den politischen Konsens zu erzielen. Darüber hinaus ist es volkswirtschaftlich interessant von Energieimporten unabhängiger zu sein.

Keywords: Wasserkraft, Hochdruckanlagen, Pumpspeicherung, Nachhaltigkeit

1 Hochdruckwasserkraftanlagen

Österreich ist in der bevorzugten Lage mit Hilfe von Hochdruckwasserkraftanlagen saubere Spitzenenergie erzeugen zu können. Nach dem Ausbau der Wasserkraft auch unter dem Aspekt der infrastrukturellen und damit auch touristischen Erschließung des Alpenraumes war der weitere Ausbau der Wasserkraft – schlussendlich wegen der niedrigen Kosten der fossilen Energieträger und des nicht sensibilisierten Umweltbewusstseins – kein betriebswirtschaftliches Thema. Ganz im Gegenteil waren Investitionen, die einen zwar stetigen und damit vergleichsweise geringen Ertrag erwirtschaften, nicht von hohem Interesse bei institutionellen Geldanlegern.

1.1 Randbedingungen der Wasserkraftnutzung

Durch einen gesellschaftlichen Konsens wird mit der Wasserrahmenrichtlinie eine Vorgabe zur Verbesserung unserer Gewässer gelegt. In Hinblick auf Wasserkraftanlagen sind dies:

- Schwall- und Sunkerscheinungen für die Abdeckung der Leistungsspitzen
- Restwasserdotations – bei Ausleitungskraftwerken
- Die Erzielung der Durchgängigkeit zur ökologischen Verbesserung.

Unter Wahrung der Verhältnismäßigkeit ist es möglich weitergehende ökologische Vorgaben zu erfüllen. Jedoch gilt es abzuwägen, worin andernfalls Alternativen bestünden – ein weiterer verträglicher Ausbau des vorhandenen Wasserkraftpotentials ist in jedem Falle die umweltfreundliche Option mit der angestrebten Nachhaltigkeit.

2 Pumpspeicheranlagen

Pumpspeicheranlagen bieten im großen industriellen Stil die Möglichkeit elektrische Energie zu speichern. Damit können kontinuierlich betriebene (z.B.: Kalorische Anlage) oder in der Erzeugung stark schwankende Kraftwerke (z.B.: Windanlage) sehr wirtschaftlich Strom erzeugen, da im Netz benötigte elektrische Energie in potentielle Energie umgewandelt werden kann. Umgekehrt kann bei Mangel sehr rasch Strom zur Abdeckung von Lastspitzen erzeugt werden. Die Spanne zwischen Kosten der Pumpenergie und Erlös aus Spitzenstrom ist aktuell vorteilhaft für Investitionen in diese Anlagen.

Derzeit sind drei Pumpspeicheranlagen als Erweiterung zu bestehenden Anlagen mit hohem Innovationsgrad im Bau. Mit Kops II wird in Vorarlberg eine Anlage mit dem Ziel gebaut, die große Nachfrage an Pumpspeicherkapazität zufrieden zu stellen und mit sehr kurzen Umschaltzeiten zwischen Pump- und Turbinenbetrieb Ausgleichsenergie und Frequenzregelung durchführen zu können. An der TU-Graz wurden zur Realisierung der hydraulischen Anforderungen umfangreiche Modellversuche zur Dimensionierung der Unterwasserkammer und des Wasserschlosses durchgeführt.

Mit dem Pumpspeicherkraftwerk Limberg II wird in Kaprun zwischen zwei großen alpinen Speichern (Mooser- und Wasserfallboden mit jeweils ca. 80Miom³) eine Anlage mit 480MW Leistung errichtet.

¹ Gerald Zenz, TU Graz / Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft; Stremayrgasse 10/II, gerald.zenz@tugraz.at;

Wegen der großen Speicher besteht eine hohe Kapazität Energie zu speichern und für Bedarfsspitzen zu nutzen. Zur Optimierung der Anlage wurden hydraulische Modellversuche für die Auslegung des Wasserschlosses durchgeführt.

Die Pumpspeicheranlage Feldsee wird in der Fragant Gruppe zwischen zwei bestehenden Speichern (Feldsee - Wurten) errichtet. Damit kann die Leistung der Anlagen um 70MW und die Jahreserzeugung um 160GWh erhöht werden. Als Innovation wird bei dieser Anlage anstelle der Stahlpanzerung ein GFK-Rohr für die Auskleidung des Triebwasserweges verwendet, was zu einer wirtschaftlichen Optimierung beiträgt.

Alle Anlagen haben gemeinsam, dass sie im Wesentlichen unterirdisch errichtet werden, keine Wasserrechte angreifen und damit für die ‚Allgemeinheit‘ verborgen bleiben und so wenig Probleme beim Genehmigungsverfahren haben. Mit weiteren Projekten bzw. der Erweiterung bestehender Anlagen ist in Österreich auch auf vergleichbare Art und Weise eine zusätzliche Leistungserhöhung des Kraftwerksparks möglich.

Um allerdings das gesteckte Ziel von zusätzlich 700MW Leistung bei einer Erzeugung von 3500GWh aus Wasserkraft bis 2015 erreichen zu können, wird es unsere gesellschaftliche Aufgabe sein, einen Ausgleich zwischen den ökologischen Anforderungen und den technischen Notwendigkeiten zu finden und dies auch politisch zu artikulieren.

3 Literatur

[1] Larcher M, Mayr D, Heigerth G: Hydraulische Optimierung der Triebwassersysteme von Pumpspeicheranlagen, ÖWAV, Heft 5-6, Mai / Juni 2007.

[2] Nackler K, Heigerth G: Optimierung von Wasserkraftwerken – „Das Projekt Feldsee“ – ÖWAV, Heft 5-6, Mai / Juni 2007.

[3] Pürer E, Gökler G: The power plant Kops II – Villach; Proceedings - Hydro 2005.

1.8.3 Strategie für eine sinnvolle Integration erneuerbarer Energieträger in ein hocheffizientes Energieversorgungssystem

Manfred Sakulin, Kurt Friedrich, René Braunstein* (TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen)¹

Inhaltlicher Überblick

Österreichs Stromerzeugung ist durch ihren hohen Wasserkraftanteil zwar im internationalen Vergleich in höchstem Maße umweltfreundlich und durch niedrige CO₂-Emissionswerte ausgezeichnet, dennoch sind, um Österreichs Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll erfüllen zu können, weitere Reduktionen der CO₂-Emissionen unbedingt erforderlich. Ansätze hierfür sind generell einerseits Effizienzsteigerungen in allen Bereichen der Bereitstellung und des Verbrauchs der Energie, andererseits die Wahl geeigneter Energieträger und Technologien für die Energieerzeugung sowie insbesondere die Nutzung der entstehenden Kraftwerksabwärme für die Wärmeengewinnung. Dieselben Forderungen - Effizienz und Abwärmenutzung – müssen auch beim Einsatz regenerativer Energieträger gestellt werden. CO₂-Neutralität darf nicht als Rechtfertigung für Verschwendung dienen.

Österreich steht – bedingt durch die in den letzten Jahrzehnten permanent gestiegene Stromnachfrage, weiters durch die altersbedingt erforderliche Erneuerung des thermischen Kraftwerksparks, sowie auch durch die Auswirkungen der Wasserrahmen-Richtlinie – vor einem massiven Ausbau der thermischen Stromerzeugung. Diese notwendige Erneuerung der Kraftwerke bietet die Chance für die Realisierung eines Erneuerungskonzeptes, in welchem Effizienz und optimale Primärenergienutzung, sowie Nachhaltigkeit und CO₂-Reduktion im Vordergrund stehen. Hierbei sind insbesondere für die sinnvolle Integration erneuerbarer Energieträger neue Wege zu suchen.

Methodik

Ausgehend von den Kriterien zur Erzielung höchster Effizienz im konventionellen Kraftwerksbau, welche in der EU-Direktive BAT (Best Available Technology) vorgeschrieben wird, werden die derzeit erzielbaren Wirkungsgrade und Emissionsfaktoren neuer fossiler Kraftwerke beschrieben. Es folgen eine Analyse der regenerativen Energieträger nach den Kriterien Dargebotscharakteristik, Wirkungsgrad und Potenzial sowie eine Diskussion der möglichen Integrationsformen – dezentrale Einspeisung des erzeugten Stroms - z.B. aus Wind- oder Fotovoltaikanlagen - in das Stromnetz und/oder Einspeisung der noch gasförmigen biologischen Energieträger in das Gasnetz – z.B. Biogas, Deponiegas, Klärgas sowie synthetisches Erdgas (SNG) aus fester Biomasse, etc.

Werden die Zielsetzungen des Ökostromgesetzes im Jahr 2008 erreicht sein, so bedeutet dies dass in den vergangenen Jahren (seit 2002) zwar etwa 1% pro Jahr an zusätzlicher regenerativer Stromerzeugungskapazität geschaffen wurde, der Bedarfsanstieg von 2 bis 3% pro Jahr sowie der Erneuerungsbedarf der Kraftwerke wird jedoch keinesfalls allein durch regenerative Energieträger gedeckt werden können.

Der Nachteil der derzeitigen Fördersystematik besteht vor allem darin, dass nur das Endprodukt Strom und in keiner Weise die regenerative Gaserzeugung gefördert wird. Dies führt zur Errichtung dezentraler Kleinanlagen mit vergleichsweise geringen elektrischen Wirkungsgraden und vielfach

¹ Institut für Elektrische Anlagen / TU Graz, 8010 Graz Inffeldgasse 18, 0664 1404572, Fax 0316 873 7553, Manfred.Sakulin@tugraz.at, <http://www.ifea.tugraz.at/>
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation / TU Graz, 8010 Graz Inffeldgasse 18, 0316 873 7915, Fax 0316 873 6046, Friedrich@tugraz.at, <http://tug2.tugraz.at>, <http://alumni.tugraz.at>
Institut für Elektrische Anlagen / TU Graz, 8010 Graz Inffeldgasse 18, 0316 873 8061, Fax 0316 873 7553, Rene.Braunstein@tugraz.at, <http://www.ifea.tugraz.at/>

fehlender Wärmenutzung. Zusätzlich ist bei der Stromerzeugung aus fester Biomasse auch das erhebliche Verkehrsaufkommen durch die erforderlichen Holztransporte zu beachten.

Als mögliche Lösung zur Erzielung höchster Effizienz und Ressourcenschonung – vor allem auch der regenerativen Ressourcen - wird von den Autoren die Einspeisung in das Gasnetz betrachtet. Die zurzeit bestehenden Hemmnisse werden diskutiert. Insbesondere werden auch die Reinheitsanforderungen für die mögliche Einspeisung in das Erdgasnetz hinterfragt und Lösungsansätze aufgezeigt.

Ergebnisse

- Die derzeit höchsten Wirkungsgrade im konventionellen Kraftwerksbau auf fossiler Basis besitzen Gaskraftwerke in GuD-Technik. Die erzielbaren elektrischen Wirkungsgrade liegen (im 400-MW-Bereich) bei ca. 60%, mit entsprechender Wärmenutzung sind Nutzungsgrade von mehr als 80% erreichbar. Standorte mit entsprechendem Wärmebedarf (größere Städte) sollten daher unbedingt für größere Kraftwerke mit Fernwärmeauskopplung vorbehalten werden.
- Gaskraftwerke könnten ohne technische Probleme auch mit Biogas oder jeder Mischform aus Biogas und Erdgas betrieben werden. Der geringere Brennwert des Biogases führt zwar zu einer Leistungsreduktion, jedoch kaum zu einer Reduktion des Kraftwerkswirkungsgrades. Damit besteht die Möglichkeit, auch für die Stromerzeugung aus Biogas höchste Wirkungsgrade zu erzielen, nämlich 50 bis 60% im Vergleich zu Blockheizkraftwerken, die etwa 30 bis 40% erreichen.
- Die Umwandlung von fester Biomasse in synthetisches Erdgas ist zwar noch im Forschungsstadium, die ersten Forschungsergebnisse zeigen jedoch sehr zufrieden stellende Werte hinsichtlich des Wirkungsgrades der Gaserzeugung, sodass für die Verstromung wesentlich höhere Gesamtwirkungsgrade erzielt werden könnten als in der derzeit angewandten Technologie auf Basis von Kondensationsdampfkraftwerken oder Blockheizkraftwerken.
- Die Frage des Reinheitsgrades des Erdgases ist eigentlich nur eine Frage der Messbarkeit des Energieinhaltes, der aus der Volumenmessung errechnet wird. Unterschiedliche Methan-Gehalte des Erdgases würden zu unterschiedlichen Energieinhalten je Volumen führen. Zur Lösung dieses Messproblems müsste ein anderes Messprinzip verwendet werden. Alternativ bestünde auch die Möglichkeit, auf rechnerischem Wege aus den Quellen und Senken im Gasnetz entsprechende Mischfaktoren für die einzelnen Abnahmeknoten zu ermitteln. Aus der Sicht des Gasverbrauchs, insbesondere für Wärmeanwendungen ist der hohe CH₄-Gehalt nicht unbedingt erforderlich. Lediglich für Gastankstellen ist der hohe Energiegehalt wichtig, für diese sollte punktuell das im Biogas enthaltene CO₂ entfernt werden.
- Das derzeitige Förderungssystem für erneuerbare Energie in Österreich fördert nur die elektrische Energieerzeugung und ist damit vielfach verantwortlich für einen teuren, ineffizienten und verschwenderischen Umgang mit den wertvollen regenerativen Energieressourcen. Eine grundlegende Novellierung der Förderung ist unbedingt erforderlich.
- Die Gastechologie – Ausbau der Gasnetze, Einsatz von Gaskraftwerken etc. – bietet die Möglichkeit, in effizientester Weise einerseits regenerative Energiequellen gasseitig beizumischen, andererseits – auf Grund der guten Regelbarkeit der Gasturbinen auch fluktuierende Einspeisungen in das Stromnetz effizient auszugleichen.
- Aktuelle Diskussionen bezüglich Biogas – Nahrungsmittelverknappung, erhöhter Bedarf an Kunstdünger, etc. - sind kritisch zu betrachten. Bei entsprechender Technologie – Ganzpflanzennutzung im Vergärungsprozess, Ausbringung der Gärreste als Biodünger – sind höchste Flächenerträge verbunden mit erheblichen Kunstdüngereinsparungen erzielbar. Das Potenzial der Biogaserzeugung ist sehr hoch. Nach einer deutschen Studie könnte sogar der gesamte derzeitige Gasverbrauch Europas ohne Einschränkung der Nahrungsmittelversorgung durch Biogas gedeckt werden. Gas ist somit als Brückentechnologie für eine regenerative Energiezukunft anzusehen. Alle bestehenden Einrichtungen für die Gaserzeugung, den -verbrauch und den -transport können unverändert auch für Biogas verwendet werden.

1.8.4 Gesamtsystemoptimale Biomassenutzung im Spannungsfeld zwischen Rohstoff und Energieträger

Alexander Weiss*, Peter Stieger (Mondi Group Procurement / Energy)¹

Inhalt:

Aufgrund des kontinuierlich wachsenden Energieverbrauchs sowie die aktuellen Preissteigerungen rückt die Abhängigkeit von Energieimporten auch in der Industrie immer stärker in den Vordergrund. Damit nicht genug ist die gestiegene Sensibilität für Treibhausgasemissionen ein weiterer Faktor der lokale und regionale Energiereserven notwendig und somit auch attraktiver macht. Seit Jahren wird, unter anderem auch in Österreich, die verstärkte Nutzung der Biomasse als nachwachsender Energieträger gefordert und gefördert.

Die zentrale Fragestellung ist, ob die Biomasse unter dem Gesichtspunkt einer gesamtsystemoptimalen Nutzung als Rohstoff oder als Energieträger zu sehen ist. Der maximal erzielbare Nutzen für eine Volkswirtschaft oder eine Gruppe selbiger sollte der Maßstab für Entscheidungen über zukünftige Maßnahmen und Strategien sein.

Methodik:

Den ersten Abschnitt stellt eine Diskussion der Abgrenzungen zwischen Ressourcen, Rohstoffen und Energieträgern dar. Dabei werden unter anderem Ressourcen nach ihrer Nachhaltigkeit, Rohstoffe nach ihrer Nutzbarkeit und Energieträger nach ihrer Effizienz unterschieden. Ein Aspekt der allen gemein ist, ist der Umgang mit limitierten Ressourcen der oftmals einer Regulierung unterworfen ist.

Die derzeitige Nutzung von Biomasse als Rohstoff und Energieträger sowie dessen jeweilige volkswirtschaftliche Bedeutung ist Inhalt des zweiten Teils. Diesbezüglich wird nicht die ideale Aufteilung sondern lediglich der separat zu betrachtende Gesamtnutzen angesprochen. Bevor die beiden Wertschöpfungsketten der stofflichen und energetischen Verwertung im Speziellen beleuchtet werden, wird zunächst der Biomassekreislauf an sich sowie dessen Charakteristika im Zusammenhang mit Kohlendioxid beschrieben. Dabei lassen sich drei Stufen identifizieren: die Entstehung der Biomasse durch Photosynthese mit der zeitgleichen Bindung von Kohlendioxid, die Reserven und Potenziale der Nutzung der so entstandenen Biomasse und schließlich der tatsächliche Verbrauch und die Freisetzung von Kohlendioxid. Durch quantitative Kennzahlen einer chemisch-physikalischen Herangehensweise werden Definitionen und Vorgaben zur aktuellen Biomassenutzung durchaus in ein kritisches Licht rücken.

Generell lässt sich die Nutzung der Ressource Biomasse in zwei Wertschöpfungsketten unterteilen: die energetische und die rohstoffliche Nutzung. Die energetische Nutzung der Biomasse konkurriert mit einem breiten Feld an Energieträgern die unterschiedliche Eigenschaften aufweisen, wobei die Stärken und Schwächen hervorgehoben werden. Bei der zweiten Verwertungsschiene steht dem ein nicht substituierbarer Rohstoff gegenüber der einer steigenden Gesamtnachfrage ausgesetzt ist.

Um den Nutzen eines Energieträgers für das Gesamtsystem zu beschreiben, können sowohl qualitative als auch quantitative Kriterien wie Wirkungsgrade, Klimaneutralität, zukünftige Potenziale und Reserven sowie die Importabhängigkeit um nur die Wichtigsten zu nennen, herangezogen werden. Im Kontext mit der Nachhaltigkeit werden die Faktoren Zeit und Effizienz für einen konkreten Vergleich der Ressourcen sowie der Verwertung herangezogen und kritisch hinterfragt. Zusammengefasst werden diese Eigenschaften in einem Kriterienkatalog der Entscheidungsträgern eine übersichtliche Darstellung zur Bewertung des Gesamtsystemnutzens liefern kann.

¹ Mondi Group Procurement – Energy, Kelsenstrasse 7, 1032 Wien, Tel.: +43-1-79507-4174, alexander.weiss@mondigroup.com , <http://www.mondigroup.com> Mondi Group Procurement / Energy;

Ergebnisse:

Aus der volkswirtschaftlichen Gesamtbetrachtung lassen sich zwei Schlüsse ziehen. Einerseits sollte die thermische Verwertung der Biomasse keinesfalls aus dem zukünftigen Energiemix verdrängt werden, wichtig ist aber ein Umdenken in der Regulation und Förderpolitik. Im speziellen Fall des österreichischen Systems des Ökostromgesetzes wären zum Beispiel Förderungen in Richtung des Anbaus von Biomasse anstatt dessen ineffizientere Nutzung denkbar und hilfreich. Die rohstoffliche Biomassenutzung auf der anderen Seite stellt eine effiziente und gewichtige Wertschöpfungskette dar, die jedoch zusehends in Bedrängnis gerät. Hinsichtlich der selbst auferlegten Emissionsziele in einer Vielzahl von Ländern sind auch im Bereich der Biomasse neue Strategien notwendig.

2 **STREAM A: ELEKTRIZITÄTSSYSTEM UND ÜBERTRAGUNGSNETZE**

2.1 **UNTERNEHMENSSTRATEGIEN (Session A1)**

2.1.1 **ATLANTIS – Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft und Erneuerbarer Energien**

Heinz Stigler, Udo Bachhiesl (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

Mit dem umfassenden Simulationsmodell ATLANTIS wird ein Modell vorgestellt, das versucht, zu wesentlichen Fragestellungen der Entwicklung des europäischen Elektrizitätssystems einen Beitrag zu liefern.

Modellanspruch: (realisiert in jeweils angepasster Modellausprägung)

- makroökonomische Ergebnisse (Bewertung der Modellergebnisse mittels Input-Output-Rechnungen: Wirkungen von Entscheidungen auf BIP, Beschäftigung usw.)
- mikroökonomische Ergebnisse
 - o durch die Abbildung der relevanten Einzelunternehmen sind die mikroökonomischen Wirkungen konkret ermittelbar
 - o dadurch wird auch ein Test mikroökonomischer Theorien unter Berücksichtigung der paradigmatischen Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft ermöglicht (v.a. fehlende Speicherbarkeit, Netzgebundenheit bei der Übertragung, lange Vorlaufzeiten und Lebensdauern usw.)
 - o Test von unterschiedlichen Ausgestaltungen von Elektrizitätsmärkten (Energimengen, Kapazitätsmärkte, Auswirkungen auf Zukunftsentscheidungen usw.)
 - o Berücksichtigung der Übertragungsnetze und deren Auswirkungen auf die mikroökonomischen theoretischen Überlegungen
- Integration von Erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem
 - o Kosten der Erneuerbaren Energieart und Auswirkungen auf die Gesamtsystemkosten
 - o Rückwirkungen auf das Netz und die „konventionelle“ Erzeugung
- Elektrizitätspreisprognosen in den europäischen Großräumen
 - o Auf Grund unterschiedlicher vorhandener Kraftwerksstrukturen und der zuzubauenden Kraftwerke ergeben sich unterschiedliche Höhen abzudeckender Aufwandssummen in dem einzelnen Großräumen
 - o Test der Auswirkungen des Zusammenschlusses von Großräumen auf Preisentwicklungen, Kostendeckung der Unternehmungen usw.
 - o Auswirkungen unterschiedlicher europäischer Aufbringungsstrategien (konventionelle Erzeugung, teurere „heimische“ Erzeugung, Erneuerbare Energien usw.) auf die Situation der Marktakteure
- Test unterschiedlicher Förderregime in ihren Auswirkungen auf die Marktakteure
- Wirkungen von Zertifikatsystemen auf die Marktakteure, Preisbildung usw.
- Sind Netzengpässe dauerhaft unvermeidbar?

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation; TU-Graz, Inffeldgasse 18, +43 (0) 316-873-7900, Stigler@TUGraz.at; Bachhiesl@TUGraz.at ; www.IEE.TUGraz.at;

2.1.2 „Elektrizitätsmarktmodell Südosteuropa – Modellbeschreibung und Funktion“

Christoph Huber, Wilhelm Süßenbacher*, Udo Bachhiesl, Heinz Stigler (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

1 Motivation

Mit der Einführung der südosteuropäischen Energiegemeinschaft wird die Marktintegration der EU-Mitgliedsstaaten als auch der Nicht-Mitgliedsstaaten in der Region stetig vorangetrieben und das rechtliche Rahmenwerk der Europäischen Union auch im Bereich des Energiemarktes eingeführt. Regionale Elektrizitätsversorgungsunternehmen befinden sich im Prozess des Unbundlings und der Neuorganisation oder haben diesen schon vollzogen. Die neuen Rahmenbedingungen die sich dadurch ergeben stellen eine Herausforderung dar. Um die Entwicklung des Marktes unter bestimmten Rahmenbedingungen abschätzen zu können sind entsprechende Planungs- und Prognosemodelle erforderlich. Diese müssen sowohl die vorherrschende Marktsituation als auch die geltenden Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft berücksichtigen. Durch die Leitungsgebundenheit der elektrischen Energieversorgung stellt das Übertragungsnetz den physikalischen Markt dar, an dem der Austausch von Angebot und Nachfrage stattfindet. Dies ist ein wesentliches Merkmal des Elektrizitätsmarktes und führt dazu, dass diese Branche anders zu behandeln ist als herkömmliche Güter- und Dienstleistungsmärkte. Das elektrische Netz kann auf Grund von begrenzten Übertragungskapazitäten nicht beliebig für den Handel genutzt werden. Um dennoch mit Weitblick in diesem Markt agieren zu können, ist es notwendig über die regionalen Gegebenheiten von z.B. Netzauslastung, Erzeugungs- und Verbraucherstruktur bescheid zu wissen und Entwicklungen abschätzen zu können.

2 Aufbau des Modells

Das Modell basiert auf einer detaillierten Darstellung der Marktteilnehmer und des 400- bzw. 220-kV-Übertragungsnetzes der Region. Wesentliche Systemelemente die berücksichtigt werden sind Netzknoten, Hochspannungsleitungen, Erzeugungsanlagen und Verbraucher. Die Erzeugerstruktur setzt sich aus thermischen Kraftwerken mit den Brennstoffen Öl, Gas und Kohle zusammen, weiters aus Laufwasser- und Speicherkraftwerken sowie Kernenergie. Der Verbrauch leitet sich aus Lastprofilen lt. UCTE-Datenbank ab. Da die Stromerzeugungskosten stark von den sich ständig ändernden Brennstoffpreisen abhängen, werden auch diese im Modell durch Brennstoffpreiszzenarien berücksichtigt. Somit ist es möglich die Sensitivität der Strompreise gegenüber den Brennstoffkosten zu ermitteln, indem den Kraftwerken Szenarien für die Brennstoffpreisentwicklung hinterlegt werden können. Die Zielfunktion der Unternehmen, sowie die Regulierungsbedingungen des Marktes werden durch systembeschreibende Gleichungen definiert. Diese sind flexibel an die jeweils zu untersuchenden Rahmenbedingungen anpassbar. Somit können mit dem Modell sowohl Unternehmensstrategien bei geänderten Rahmenbedingungen, als auch Regulierungsbedingungen für den Markt anhand eines Modells erprobt werden.

3 Funktion des Modells

Nach Definition des Untersuchungsgebietes wird im Modell ein konkretes Systemabbild der Region erzeugt. Dieses Abbild besteht aus Knoten und Leitungen der 400 bzw. 220-kV-Ebene, sowie aus Erzeugungseinheiten und Verbrauchern. Die Kosten der einzelnen Erzeugungseinheiten errechnen sich auf Grund der hinterlegten Brennstoffpreise, womit eine Reihung der Kraftwerke nach „Merit Order“ möglich ist. Als Ziel der ELU's wird die Maximierung ihres Gewinns betrachtet. Als Benchmark für den Markt wird ein wohlfahrtsökonomischer Optimierungsansatz (Nodal Pricing) verwendet, der die Kraftwerke unter Berücksichtigung der geltenden Netzrestriktionen einsetzt. Die Berücksichtigung der physikalischen Netzrestriktionen zeigt erhebliche Engpässe im südosteuropäischen Netz, welche zu deutlichen Preisunterschieden in den Marktgebieten führen. Im Rahmen dieser Arbeit werden zwei Lastzeitpunkte im südosteuropäischen System untersucht, erstens die Winterspitzenlast und zweitens

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation TUGraz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873 7908 Fax: +43 316 873 7910 ; e-mail: Wilhelm.Suessenbacher@tugraz.at, Christoph.Huber@tugraz.at, Url: iee.tugraz.at;

der Zeitpunkt der Sommerniedriglast. Die Winterspitzenlast stellt die größte Herausforderung für den Kraftwerkspark im Rahmen des Normalbetriebs dar und gibt Aufschluss über die maximale Auslastung der Erzeugungseinheiten in einem Jahr. Somit können künftig notwendige Investitionen in diesem Bereich besser geplant werden. Der zweite Zeitpunkt, die Sommerniedriglast, kann eine große Herausforderung für das Netz darstellen. Auf Grund der geringen Energienachfrage sind viele freie Kraftwerkskapazitäten verfügbar. Unternehmen speisen primär mit ihren kostengünstigen Kraftwerken in das Versorgungsnetz ein. Diese befinden sich nicht zwangsläufig in der Nähe der Verbrauchern, was in der Folge zu starken Netztransiten führt.

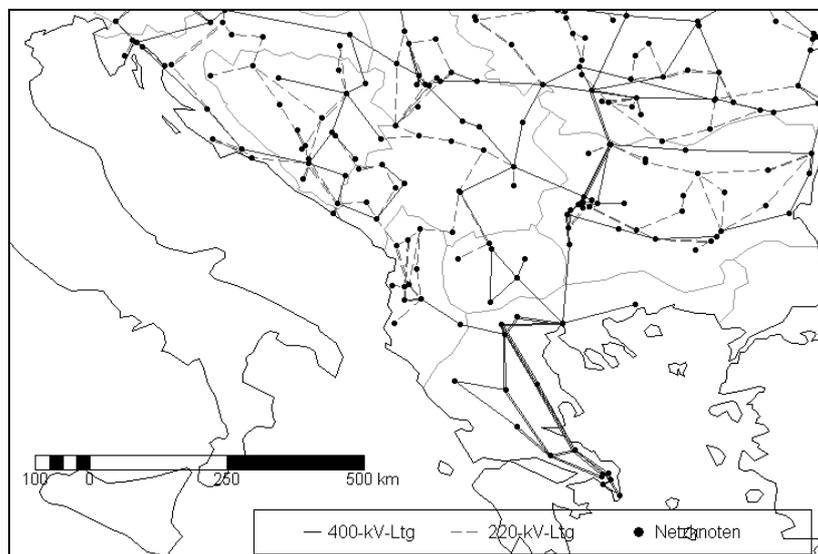


Abbildung: Auszug des modellierten Übertragungsnetzes aus dem GIS-System.

4 Ziel des Modells

Ziel der Arbeit ist es ein detailliertes Abbild der wichtigsten Zusammenhänge des südosteuropäischen Elektrizitätsmarktes zu erzeugen. Engpässe in der Erzeugungsstruktur sollten ebenso aufgezeigt werden wie Engpässe im Übertragungsnetz. Das dargestellte Modell stellt eine Leistungsbetrachtung für zwei Extremfälle des Jahres 2006. Durch die geplante Integration der Speicherbewirtschaftung in die Kraftwerksplanung wird eine jährliche Deckungsrechnung und damit neben der Leistungsbetrachtung auch eine Energiemengenbetrachtung möglich. Das gesamte Modell ist in ein geografisches Informationssystem integriert, sodass das System eine einfache Anbindung weiterer externer Daten erleichtert. Als Beispiel für eine solche Anbindung sind bereits Pegeldata des Regeljahres integriert. Die mittleren monatlichen Abflüsse und Überschreitungsdauerlinien sind mit den Laufkraftwerken und Speichern verknüpft, um das hydraulische Dargebot der Kraftwerke darzustellen. Weitere wesentliche Erweiterungen des Modells sind die Einführung einer Prognose der Lastkurven und Implementierung von weiteren Erneuerbaren Energiequellen. In weiterer Folge werden detaillierter Untersuchungen über die Wirkungsweise verschiedener Regulierungsmechanismen durchgeführt.

2.1.3 Nominalwirtschaftliche Analyse der südosteuropäischen Elektrizitätswirtschaft

Iris Egger*, Ludwig Piskernik, Andrea Redl* (TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

1. Motivation und Zentrale Fragestellung

Die aufstrebende Richtung der südosteuropäischen Länder wird in Zukunft ein wichtiger und interessanter Markt für Investitionsentscheidungen. Um hier Risiken besser abschätzen zu können, wird der derzeitige Markt sowie dessen Teilnehmer abgebildet. Die Darstellung des Ist-Zustandes der aktuell agierenden südosteuropäischen Unternehmen mit der strukturellen Abbildung der Bilanz und der Gewinn und Verlustrechnung sind dabei ausschlaggebend. Ebenso werden die aktuellen Ausbauprogramme auf der nominalwirtschaftlichen Seite abgebildet. Die Darstellung des südosteuropäischen Elektrizitätswirtschaftsraumes, inklusive ihrer wesentlichen Marktakteure, stellt die aktuellen Begebenheiten sowie eine zukünftige Entscheidungshilfe für mögliche Investitionsvorhaben dar und gibt einen Einblick in die Entwicklung und den Erfolg der Unternehmen in den untersuchten Gebieten.

2. Methodik

Untersucht wurde der südosteuropäische Raum. Im konkreten wurden neun Länder (z.B. Rumänien, Bulgarien, Albanien, Montenegro) detaillierter unter die Lupe genommen.

2.1. Nominalwirtschaftliche Abbildung der wesentlichen Marktakteure von Südosteuropa

Anhand aktueller Geschäfts- und Kraftwerksdaten der wichtigsten Elektrizitätsunternehmen wird ein Unternehmensmodell erstellt, welches die derzeitige Situation der süd-osteuropäischen Elektrizitätswirtschaft abbildet. Durch dieses Modell besteht die Möglichkeit nominalwirtschaftliche Prognosen bis ins Jahr 2030 zu treffen um so Investitionsentscheidungen zu erleichtern.

In der Bilanz wird der Kraftwerkspark durch das Anlagevermögen charakterisiert, der die wesentliche Einnahmequelle des Unternehmens darstellt. Das Eigen- und Fremdkapital wird ebenfalls abgebildet um die Vermögensstruktur des Unternehmens aufzuzeigen. Im Eigenkapital sind etwaige Gewinne enthalten und das Fremdkapital gibt Aufschluss darüber, zu welchem Anteil der Kraftwerkspark fremdfinanziert wurde. Veränderungen des Kraftwerksparks (Ausbau von Kraftwerken) beeinflussen das gesamte Elektrizitätsunternehmen und werden in der Bilanz berücksichtigt (Veränderung des Anlagevermögens durch jährliche Abschreibungen).

Weiters bildet die Gewinn- und Verlustrechnung das Zustandekommen von Gewinnen bzw. Verlusten eines Elektrizitätsunternehmens ab. Einen wichtigen Einfluss auf das Modell hat die Deckungsrechnung, die Aufschluss über Import/Export sowie Eigenproduktion des Unternehmens gibt, die wiederum in der Gewinn und Verlustrechnung als Aufwendungen und/oder Erlöse einfließen.

Die Ergebnisse der Deckungsrechnung, die in die Gewinn- und Verlustrechnung einfließen, sowie die Bilanz geben Aufschluss darüber, wie erfolgreich ein untersuchtes Unternehmen ist und in Folge welche Investitionsentscheidungen getroffen werden können. (Kraftwerksausbau, Stromnetzsanierung etc.).

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation TUGraz,
Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873 7908 Fax: +43 316 873 7910 ;
e-mail: Iris.Egger@tugraz.at, Ludwig.Piskernik@tugraz.at, 02redlan@stud.uni-graz.at;
Url: iee.tugraz.at;

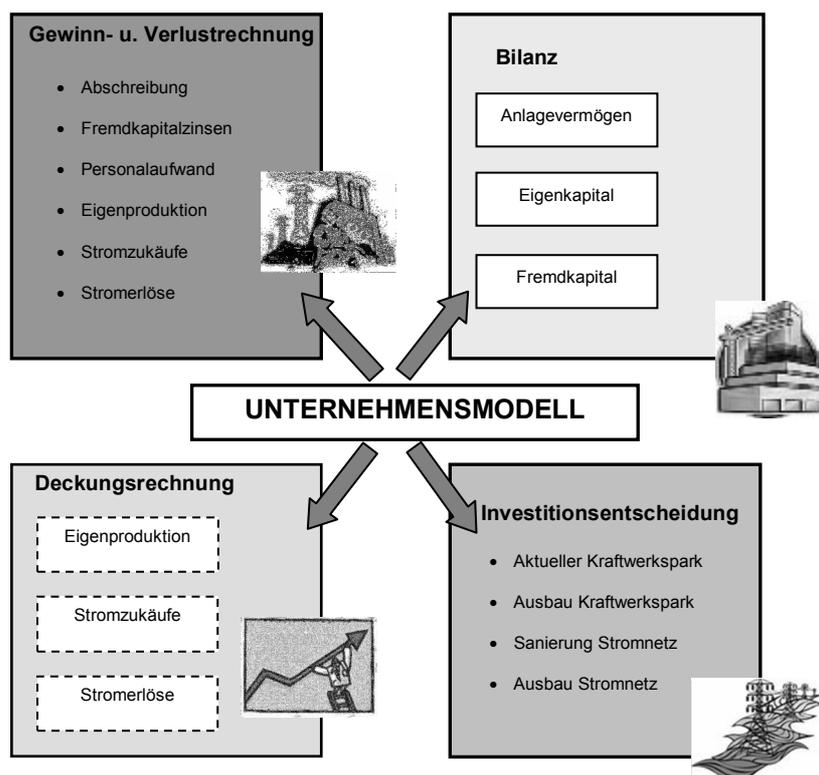


Abbildung: Struktureller Aufbau der nominalwirtschaftlichen Analyse von Unternehmen

In der oberen Grafik sind die Modellkomponenten der nominalwirtschaftlichen Analyse dargestellt. Zusammenhänge und Veränderungen in Elektrizitätsunternehmen der süd-osteuropäischen Elektrizitätswirtschaft werden hier berücksichtigt und abgebildet.

3. Lösungsansatz und Ergebnisse

Durch einen Vergleich der einzelnen Unternehmensdaten wird ein Modell entwickelt um die relevanten Marktakteure auf nominalwirtschaftlicher Seite abzubilden. Durch Abbildung der realen nominalwirtschaftlichen Umstände der ausgewählten Unternehmen können Zusammenhänge und Auswirkungen auf den finanziellen Erfolg dargestellt werden. Die Erkenntnisse dienen als Entscheidungsplattform für etwaige Investitionen die am süd-osteuropäischen Elektrizitätsmarkt getätigt werden können.

Es werden die wesentlichsten Marktakteure je Land mit ihren Kraftwerkspark (z.B. Altersstruktur, Zusammensetzung der eingesetzten Primärenergieträger) als auch die Entwicklung von wesentlichen Unternehmensdaten (Gewinn/Verlust, Abschreibungen, etc.) dargestellt. Des weiteren werden wesentliche Rahmenbedingungen je untersuchten Landes dargestellt und aus Unternehmensangaben zukünftige Ausbauprojekte diskutiert und deren Auswirkungen auf die nominalwirtschaftliche Seite aufgezeigt.

2.1.4 Handlungsrahmen der europäischen Energieunternehmen

Dieter Oesterwind (FH Düsseldorf/Zentrum für Innovative Energiesysteme)¹

Hintergrund:

In den Focus der Untersuchung treten zwei Einflussfaktoren, die die europäische Energiewirtschaft in den vergangenen Jahrzehnten prägten und auch in Zukunft weiterhin prägen werden:

- Der Ölpreis mit seinen dominierenden Wirkungen auf der Angebots- und Nachfrageseite

und

- die Europäische Union, die als Institution wie keine andere die Energiemärkte verändert

Methodik:

Mit Hilfe der Szenariotechnik werden die Einflussfaktoren bis zum Jahr 2030 analysiert und daraus ein Handlungsrahmen und nächste robuste Schritte für die Energieunternehmen abgeleitet.

Für die Ölpreisentwicklung werden folgende zwei Trends angenommen:

1. Durchschnittlicher Trendölpreis \approx 50 \$/barrel (real)
2. Durchschnittlicher Trendölpreis \approx 80 \$/barrel (real)

Für die Europäische Union werden zwei Entwicklungen untersucht:

1. Staatenbund

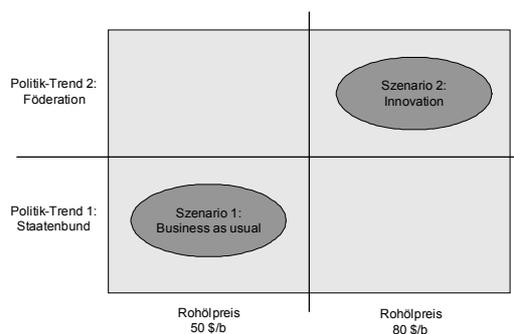
mit Freihandelszonen, aber politischen Kräften, die eher zum Status quo bis hin zur Renationalisierung tendieren

2. Föderation

mit diskriminierungsfreiem Güter- und Dienstleistungsverkehr über alle nationalen Grenzen innerhalb Europas hinweg und selektiv tiefer politischer Integration

Ergebnisse:

Zwei Kombinations-Szenarien werden detailliert untersucht und Handlungsempfehlungen für die europäischen Energieversorgungsunternehmen abgeleitet:



¹ Leiter des Zentrums für Innovative Energiesysteme Fachhochschule Düsseldorf. Josef-Gockeln-Str. 9 40474 Düsseldorf Tel.: 0211/4351-492 Fax: 0211/4351-495 E-Mail: dieter.oesterwind@fh-duesseldorf.de Internet: www.zies.org

2.1.5 Generation Capacity Investments in Electricity Markets in an oligopolistic, dynamic and stochastic Framework

Anton Burger*, Robert Ferstl* (WU Wien/Institut für Regulierungsökonomie und Uni Regensburg/LS Finanzierung)¹

Motivation

With the ongoing deregulation of electricity markets, firms behave differently in this new setting. Investments are no longer guided by central planning decisions, but obey market forces. When investing in new generation capacity firms face, broadly speaking, two kinds of uncertainties. One is related to nature and concerns demand or cost uncertainty. Such uncertainty can be accounted for by stochastic programming. The second one concerns the actions of its competitors on an oligopolistic market and leads to market equilibrium models, which search for Nash equilibria. The third important aspect which has to be accounted for is the intertemporal nature of a dynamic oligopoly game. First, players need to decide on how much to invest into new capacities and in a second stage they decide on quantities to be actually produced.

By means of a numerical model with data from the electricity market in Austria and Germany, we investigate in how far firms, which face such decisions, would invest according to the optimal benchmark given by peak load pricing. It is not clear *ex ante*, whether in this market which has a dynamic oligopolistic structure and is exposed to uncertainty will lead to enough, too much or too little investments compared to what is known to be optimal.

Methodology

Equilibrium Models and Information Structures

There exist two types of equilibrium models. First, Cournot competition where the players compete in quantity and second, supply function equilibria (SFE) where the firms compete over their offer curves. What both approaches have in common is that they are based on the concept of Nash equilibria, i.e. when each player's strategy is the best response to its opponents actions the market has found an equilibrium. In the following, we will focus on the Cournot approach as we also bring in the intertemporal aspect of such an oligopoly game. An important assumption in such a dynamic oligopoly model concerns the information structure. The literature distinguishes between the following three cases (see, e.g., Cellini and Lambertini, 2004). Open-loop equilibria only take into account the initial state variables and the time, but they do not include any strategic interaction based on the evolution of the state variables over time. They are not subgame perfect, meaning that not in all stages the strategies have to be Nash equilibria, and players must commit to their decision forever. The initial and current levels of all state variables are taken into account in a closed-loop equilibrium. However, such equilibria can only be found in a limited number of settings. Murphy and Smeers (2005) consider a two-stage game where they interpret the closed-loop game to represent an electricity industry with a spot market, where players make an investment decision in the first stage and thereby consider how this decision will influence possible strategies in the second (spot market) stage. In a feedback equilibrium, information about the accumulated stock of each state variable at the current date (in contrast to the whole history) is included. Haurie (1990) introduced the S-adapted information structure, which is similar to the open-loop case, except that the strategies of the players adapt to the sample path (realizations) of the stochastic variable. Pineau and Murto (2003) argue that electricity generators stick to their investment decisions for some time while only adjusting for shocks in exogenous variables. Therefore, they consider the S-adapted open loop equilibrium a useful approximation for electricity markets.

¹ Wirtschaftsuniversität Wien, Institut für Regulierungsökonomie, Nordbergstraße 15, 1090 Wien, Tel. +43-1-31336-5899
anton.burger@wu-wien.ac.at, <http://www.wu-wien.ac.at/regulierung/members/rtas/burger>
Universität Regensburg, Lehrstuhl für Finanzierung,
Universitätsstraße 31, 93053 Regensburg, +49 941 943 2693,
robert.ferstl@wiwi.uni-regensburg.de, <http://www-finanzierung.uni-regensburg.de>

The Competitive – Central Planning Benchmark

In theory, the output of a perfectly competitive generation market is equal to the output of a central planner with perfect information and capacities are chosen to maximize welfare. As a rule, capacities are optimally set if the value of increasing capacity by one unit is equal to capacity costs per unit. However, in an oligopolistic situation, there could be over- or underinvestments in capacity. Von der Fehr (1995) mentions two competing effects: Prices are higher than marginal costs so if more capacity increases the sales of a firm, (allows to steal business from competitors) investments are distorted upwards. On the other hand however, lower peak capacities increase prices and thereby an incentive to underinvest is created. So it is not clear ex ante, whether in an oligopolistic situation there will be enough, too much or too little investments compared to what is known to be optimal.

Market Data

The middle European electricity market cannot be restricted to one country only. However, we focus on Germany as the four biggest players (Eon, RWE, Vattenfal and EnBW) and the most important electricity exchange in the region (EEX) are situated there. Holler and Haberfellner (2006) find that Prices at the electricity exchanges in France, Germany and Austria are highly correlated. However, as the French Market is heavily dominated by EDF (only 4 Percent of total electricity are sold at the Exchange) and transmission capacities are unbounded between the two we focus on Austria and Germany for now. The left part of figure 1 plots hourly loads in central Europe against EEX prices. The correlation is evident and reassures us that our definition of the relevant market is right. The right part of figure 1 shows the load duration curve and our approximation of different market states.

Data on variable costs, investment costs and capacities of the four strategic players and the competitive fringe are employed as well in our investigation.

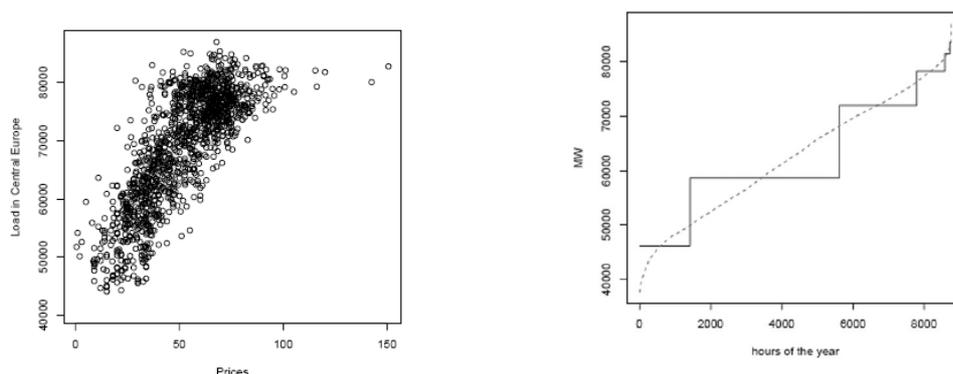


Figure 1: left: load in Cent. Europe vs. EEX Prices; right: Load Duration Curve and our approximation

Literature

Cellini, R. and L. Lambertini (2004). Dynamic oligopoly with sticky prices: Closed-loop, feedback, and open-loop solutions. *Journal of Dynamical and Control Systems* 10(3), 303–314.

Haurie, A., G. Zaccour, and Y. Smeers (1990). Stochastic Equilibrium Programming for Dynamic Oligopolistic markets. *Journal of Optimization Theory and Applications* 66(2), 243–253.

Murphy, F. H. and Y. Smeers (2005). Generation Capacity Expansion in Imperfectly Competitive Restructured Electricity Markets. *Operations Research* 53(4), 646–661.

Pineau, P.-O. and P. Murto (2003). An Oligopolistic Investment Model of the Finnish Electricity Market. *Annals of Operations Research* 121(1), 123–148.

von der Fehr, N. H. and D. Harbord (1995). Capacity Investment and Long-run Efficiency in Market-based Electricity Industries. In O. J. Olsen (Ed.), *DJOF*, Copenhagen.

2.1.6 CO₂ Strategie von Stromproduzenten – eine weltweite Analyse von 91 Unternehmen

Georg Weinhofer* (Swiss Federal Institute of Technology Zurich ETHZ)¹

Die Emission von Kohlendioxid (CO₂) und anderen Treibhausgasen auf oder über dem heutigen Niveau wird zu signifikanten Veränderungen im globalen Klimasystem führen. Als Konsequenz intensiviert sich die Diskussion über mehr und effektivere Klimarichtlinien. Folglich ist der Druck von Anspruchsgruppen wie Regierungen, NGOs, Eigentümern, Investoren und Kunden auf Unternehmen zur Reduktion ihrer CO₂ Emissionen gestiegen. Als strategische Reaktion auf diesen Druck müssen betroffene Unternehmen entscheiden, ob und wie sie ihre unternehmerischen Tätigkeiten in Hinblick auf die Reduktion ihrer CO₂ Emissionen anpassen.

Während dieser Druck zur Reduktion von CO₂ Emissionen zwischen und innerhalb von Industrien stark variiert, ist die Stromindustrie im speziellen betroffen, da ihre Hauptenergieträger kohlenstoffbasiert sind und sie somit einen der größten Emittenten von CO₂ darstellt. Verschiedene Beispiele wie die Einführung des Emissionshandels in der Europäischen Union (EU ETS), der Druck der Eigentümer auf das Management von American Electric Power zur Berücksichtigung des Klimawandels in der Unternehmensstrategie und die Forderung von potentiellen Investoren zur Änderung des geplanten Kraftwerksparks, Wind- anstelle von Kohlekraftwerken, bei der Übernahme von TXU zeigen den Druck, dem Stromproduzenten in Bezug auf ihre CO₂ Emissionen ausgesetzt sind. Daher stellen der Druck zur Reduktion der CO₂ Emissionen und Maßnahmen ihm zu entgegnen wichtige Themen für das strategische Management von Stromproduzenten dar, und werden dies in Zukunft noch verstärkt tun. Als Reaktion auf den gestiegenen Druck zur Reduktion ihrer CO₂ Emissionen müssen Stromproduzenten Maßnahmen treffen, welche es ihnen erlaubt, sich optimal in diesem durch hohe Komplexität und Unsicherheit charakterisiertem unternehmerischen Umfeld zu positionieren.

Aus Sicht des strategischen Managements ist der Zeitfaktor der Reaktion auf den Druck zur Reduktion von CO₂ Emissionen entscheidend. Während bestimmte CO₂ Maßnahmen den Druck kurzfristig lindern, bekämpfen andere dessen Ursache langfristig und entsprechen somit den Erwartungen der unternehmerischen Anspruchsgruppen. Eine Analyse der von Stromproduzenten gewählten CO₂ Maßnahmen, der verfolgten CO₂ Strategien und Einflussfaktoren auf die Strategiewahl, kann wichtige Informationen für Politiker zur Erstellung zukünftiger Emissionsrichtlinien, für Investoren zur Unternehmensbewertung sowie für Stromproduzenten zur Wahl zukünftiger Strategien liefern.

Folglich wird in der vorliegenden Untersuchung zuerst ein CO₂ Strategieframework vorgestellt, welches die für Stromproduzenten zur Verfügung stehenden CO₂ Massnahmen nach ihrem strategischen Ziel klassifiziert. Anschließend werden mit Hilfe dieses Frameworks die gewählten CO₂ Maßnahmen, die verfolgten CO₂ Strategien sowie Einflussfaktoren auf die Strategiewahl von 91 Stromproduzenten aus 23 Ländern, welche 32% der weltweit produzierten Strommenge und 10% des weltweit bedingten menschlichen CO₂ Ausstoßes repräsentieren, analysiert.

CO₂ Strategie und Einflussfaktoren auf dessen Wahl

Die Stromproduzenten zur Verfügung stehenden CO₂ Maßnahmen lassen sich in drei CO₂ Strategietypen, die als Gruppen von Einzelmaßnahmen mit gleichem strategischem Ziel definiert sind, klassifizieren: in CO₂ Kompensation, CO₂ Reduktion und Kohlenstoffunabhängigkeit. Folglich kann die CO₂ Strategie eines Stromproduzenten als der Fokus auf einen oder eine Kombination aus den drei CO₂ Strategietypen definiert werden. Während CO₂ Kompensation auf die kurzfristige Linderung des Druckes zur Reduktion der CO₂ Emissionen ausgerichtet ist, zielen CO₂ Reduktion und Kohlenstoffunabhängigkeit auf die langfristige Bekämpfung der Ursache der Emissionen ab.

Die Frage für welche CO₂ Strategie sich ein Stromproduzent entscheidet, wird durch verschiedene Faktoren mitbestimmt. Von diesen Faktoren erscheinen im Speziellen drei als sehr interessant. Erstens wird die geographische Region in der das Unternehmen tätig ist aufgrund der unterschiedlichen Regulierungen bzgl. Emissionen einen erheblichen Einfluss auf die Strategiewahl haben. Zweitens wird die Unternehmensgröße einen wichtigen Einflussfaktor darstellen, da größere Unternehmen mehr Finanz- und Humankapital aufweisen und es ihnen somit erlaubt ihre CO₂

¹ Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETH Zürich), Department für Management, Technologie und Ökonomie, Gruppe für Nachhaltigkeit und Technologie, 8032 Zürich, Kreuzplatz 5, Schweiz, Telefon: +41 44 632 8212, Email: gweinhofer@ethz.ch, Homepage: www.sustec.ethz.ch

Strategie gleichzeitig auf mehrere Maßnahmen auszurichten, während kleinere Unternehmen in ihrer Maßnahmenwahl selektiver sein müssen. Drittens wird der Grad zu dem die unternehmerische Tätigkeit von Stromproduzenten auf Kohlenstoff basiert die CO₂ Strategiewahl beeinflussen, da der öffentliche Druck zur Reduktion der CO₂ Emissionen von der absoluten bzw. relativen Menge der CO₂ Emissionen eines Unternehmens abhängen.

Datenquelle und Forschungsmethodik

Für die Analyse wurden Informationen aus dem Carbon Disclosure Project (CDP) verwendet. CDP ist die weltweit größte institutionelle Zusammenarbeit von Investoren in Bezug auf wirtschaftliche Auswirkungen des Klimawandels auf Unternehmen. In einer jährlichen Umfrage werden die weltweit größten Unternehmen zu Auswirkungen des Klimawandels auf ihre unternehmerischen Tätigkeiten befragt. Aus der Stromindustrie wurden 2006 die 265 nach Börsenwert weltweit größten Unternehmen befragt, wobei 114 antworteten. Da sich 23 Antworten für die Analyse als nicht brauchbar erwiesen, blieben 91 Unternehmen aus 23 Ländern für die Untersuchung.

Zur Beschreibung der untersuchten Unternehmen wurde eine Datenbank mit der produzierten Strommenge, den CO₂ Emissionen (jeweils für das Jahr 2005) sowie der regionalen Zugehörigkeit erstellt. Diese Informationen wurden aus den CDP-Antworten sowie Jahres- und Nachhaltigkeitsberichten der Unternehmen generiert. Die CO₂ Emissionen der Stromproduzenten liegen in einer Bandbreite von 9.550 Tonnen bis 157 Millionen Tonnen. Die Unternehmensgröße, ausgedrückt durch die produzierte Strommenge, liegt zwischen 0,4 und 480 TWh. Zur Beschreibung, zu welchem Ausmaß die unternehmerische Tätigkeit auf Kohlenstoff basiert, wurde für die einzelnen Unternehmen die Kohlenstoffintensität als das Verhältnis zwischen den CO₂ Emissionen und der produzierten Strommenge ermittelt. Diese lag zwischen 0,004 und 1,095 Tonnen CO₂ pro MWh.

Methodisch erfolgte die vorliegende Analyse in drei Schritten. Im ersten Schritt wurde eine Inhaltsanalyse der CDP-Antworten zur Eruiierung der von den Stromproduzenten getroffenen CO₂ Maßnahmen durchgeführt. In Schritt Zwei wurde eine Clusteranalyse vorgenommen um die von den Unternehmen verfolgten CO₂ Strategien zu ermitteln. Im dritten Schritt wurden statistische Tests durchgeführt um den Einfluss von Unternehmenseigenschaften auf die Strategiewahl zu untersuchen.

Ergebnisse

Bedenkt man den Druck zur Reduktion von CO₂ Emissionen dem die Unternehmen ausgesetzt sind, ist es überraschend, dass zwischen 54 und 64% der Unternehmen keine der möglichen Maßnahmen zur CO₂ Reduktion angeben. Gleichzeitig haben 70% der Unternehmen kürzlich kohlenstofffreie Kraftwerke gebaut oder akquiriert, sind derzeit dabei oder haben definitive Pläne solche Kraftwerke zu bauen oder zu akquirieren. Bezüglich CO₂ Kompensation zeigen die Ergebnisse eine klare Präferenz für projektbasierte Emissionskompensation.

Durch die Clusteranalyse wurden sechs verschiedene, von den 91 Unternehmen verfolgte CO₂ Strategien identifiziert. Die Ergebnisse zeigen, dass ungefähr die Hälfte der Stromproduzenten Maßnahmen aus allen drei Strategietypen durchführen. Gleichzeitig nennt ein geringer Anteil der Unternehmen keine der möglichen CO₂ Maßnahmen. Die restlichen Unternehmen fokussieren sich in ihrer CO₂ Strategie auf einen Strategietyp oder verfolgen eine Kombination aus zwei Strategietypen.

Eine Analyse der regionalen Verteilung der Stromproduzenten über die identifizierten CO₂ Strategien zeigte klare Unterschiede zwischen Unternehmen in der EU, den USA und Japan. Im Weiteren zeigte die Analyse, dass größere Unternehmen und solche mit höheren absoluten CO₂ Emissionen eine CO₂ Strategie verfolgen die durch ein breites strategisches Spektrum von Maßnahmen gekennzeichnet ist. Überraschender Weise wurden keine Indizien dafür gefunden, dass Unternehmen mit höheren relativen CO₂ Emissionen (relativ zur Stromproduktion) eine spezifische CO₂ Strategie verfolgen.

2.2 LIBERALISIERUNG (Session A2)

2.2.1 Der Nutzen von 10 Jahren Strommarkliberalisierung

Heinz Stigler, Udo Bachhiesl (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

Die grundlegende Studie für die Liberalisierung der europäischen Elektrizitätswirtschaft vom Juni 1996 ging von den folgenden Nutzeffekten im Ausmaß von bis zu 10 Mrd. €/a aus:

Mögliche Vorteile in Mrd. EUR/a	Volumen (Mrd E)	Größenordnung der Einsparung	Einsparungen bei TPA	Einsparungen bei nTPA
Nutzung Niedrigstkosten-KW über Länder	15 (gesamte Betriebskosten)	10 % von 5 % der Erzeugung	0,1	0,1
Nutzung von Handel mit Osteuropa	1,6 (40 TWh zu 0,04 E/kWh)	10 % der Gesamtkosten	0,2 (plus indirekte Vorteile)	0,2
niedrigere KW-Kapazität aufgrund verstärkter Leitungsverbindung	6,6 (Kosten von 22 GW Gasturbinen-Kapazität)	jährliche Einsparung wegen Kapitaleinsparung (10 % Annuitätsfaktor)	0,7	0,7
Nutzung von unterschiedlichen Bedarfsspitzenzeiten	gering	gering	gering	gering
KW-Situierung in Niedrigstkostenland	indirekt	indirekt	indirekt	indirekt
verringerte Quersubvention zwischen Kundengruppen	gering, langfristig	gering, langfristig	gering, langfristig	gering, langfristig
niedrigere Betriebskosten	15 (gesamte Betriebskosten) (5 bei nTPA)	10 % Kostenreduktion wegen erhöhtem Wettbewerb	1,5	0,5
niedrigere Errichtungskosten, niedrigere Kostenüberhänge usw	50 (32 bei nTPA)	20 % der KW-Kosten wg. ökonomischer statt anderer Gründe	5	3,2
ökonomische Brennstoffwahl	15 (unökonomische Brennstoffwahl)	indirekt	3	2,0
optimale Standortwahl neuer Kraftwerke	indirekt	indirekt	indirekt	
TOTAL			10,4	6,7

Die tatsächlich eingetretenen Entwicklungen zeigen ein davon deutlich abweichendes Bild: Durch die Liberalisierung kam es vor allem zu Kostensenkungsprogrammen bei den Elektrizitätsunternehmen und vor allem zu einer Reduktion bzw. einem „Abbau“ von ursprünglich reichlich vorhandenen Kraftwerkskapazitäten durch die Anpassung an den Bedarf. Im Großen und Ganzen wird die heutige Stromerzeugung mit dem Kraftwerkspark von 1996 realisiert.

Hierin ist in ökonomischer Betrachtungsweise der aktuell wesentlichste Nutzen der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft zu sehen:

- Kapazitätsanpassung (geringer Neubau)
- stark erhöhte Kapazitäts-Ausnutzung
- reale Senkung der Abschreibungsaufwendungen (Anschaffungswertprinzip !)
- starker Rückgang der Fremdkapital-Zinsbelastung (wenig Neubau, Abschreibungen)
- Nutzen für die Stromkonsumenten
- Nutzen für den Finanzminister

In dieser Arbeit werden diese ökonomische Auswirkungen konkret bewertet und den ursprünglichen Einschätzungen gegenübergestellt. Ein Ausblick auf die künftigen Gegebenheiten rundet das Bild ab.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation; TU-Graz, Inffeldgasse 18, +43 (0) 316-873-7900, Stigler@TUGraz.at; Bachhiesl@TUGraz.at ; www.IEE.TUGraz.at;

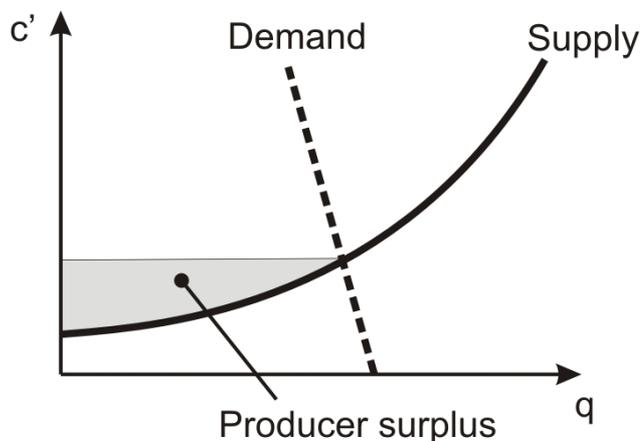
2.2.2 Strombörsen: Produzentenrente - Fixkosten - Peakloadpreise

Heinz Stigler, Udo Bachhiesl (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

Die mikroökonomischen Verhaltensannahmen bei vollständiger Konkurrenz sind v.a.:

- vollständige Information aller Marktteilnehmer
- Einzelner kann Marktpreis nicht beeinflussen
- Angebote erfolgen zu Grenzkosten (v.a. bei Überkapazitäten)

In der folgenden Darstellung wird die Bildung von Marktpreis und Marktmenge dargestellt. Entsprechend der mikroökonomischen Theorie ergibt sich dann die so genannte „Produzentenrente“, die letztlich zur Abdeckung der Fixkosten (Abschreibungen, Kapitalverzinsung) dient.



Das zugehörige betriebswirtschaftliche Erfordernis lautet, dass die Summe aller Aufwendungen gedeckt sein muss und ein entsprechender Gewinn erwirtschaftbar sein soll.

Wie einfach gezeigt werden kann, ist die mikroökonomische Forderung der Abdeckung der „fixen“ Aufwendungen (Abschreibungen, Kapitalverzinsung) durch die Produzentenrente nicht von vornherein gegeben – eine Äquivalenz wäre ein glücklicher Zufall. Als Ergebnis findet man, dass sich entweder sehr hohe Verluste / Gewinne ergeben.

Die (fatale) Konsequenz für die Elektrizitätsversorgung ist in der Gegebenheit zu sehen, dass gerade eine unzureichende Kapazitätssituation eine ausreichende Fixkostendeckung sicher stellt: Dies steht aber mit den grundsätzlichen Rahmenbedingungen einer gesicherten Elektrizitätsversorgung im Widerspruch.

Die aktuelle und auch künftige Kapazitätssituation in den Großräumen Europas zeigt folgendes Bild:

- a) Kapazitätssituation zur Jahresspitzenlastzeit: aktuell und zukünftig
- b) Zeiten außerhalb Jahresspitzenlastzeit: „surplus capacity“ (schon wegen Nichtspeicherbarkeit der elektrischen Energie und Versorgungssicherheitsanspruch zur Spitzenlastzeit)
- c) Knappheit zur Jahresspitzenlastzeit ist eine „self destroying prophecy“, da immer ausreichende Kapazitäten zur Sicherstellung der Versorgung erforderlich sind

Zielführende Preisbildungsmechanismen müssen diese Gegebenheiten entsprechend berücksichtigen, damit eine zweckentsprechende Systementwicklung gewährleistet ist. Die Mikroökonomie spricht in diesem Zusammenhang von so genannten „Long Run Marginal Costs – LRMC“ bzw. hier von „langfristigen Systemerweiterungskosten“.

In diesem Zusammenhang wird auf die „alten“ Preisbildungsmechanismen des österreichischen Preissystems hingewiesen, das die oben angeführten Elemente in sinnvoller Weise beinhaltet.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation; TU-Graz, Inffeldgasse 18, +43 (0) 316-873-7900, Stigler@TUGraz.at; Bachhiesl@TUGraz.at; www.IEE.TUGraz.at;

2.2.3 Terminmarktpreise für Strom – Die Rolle von Erwartungsfehlern und Risikoabwägungen

Christian Redl*, Reinhard Haas, Claus Huber (TU Wien/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und EGL Austria GmbH)¹

Inhalt

Seit der Liberalisierung des europäischen Elektrizitätssektors spielen langfristige Terminkontrakte eine entscheidende Rolle im Risikomanagement der einzelnen Marktteilnehmer. Laut ökonomischer Theorie reflektieren Terminmarktpreise Erwartungen bezüglich zukünftiger Spotmarktpreise unter der zusätzlichen Anwendung von Risikoprämien.

Dieser Beitrag analysiert die Erwartungstreue der Stromterminmarktpreise. Zentrales Ziel ist die Identifizierung der Ursachen für Abweichungen von Terminpreisen und künftigen Spotpreisen.

Methodik

Mit Hilfe von ökonometrischen Regressionsanalysen und statistischen Untersuchungen erfolgt in dieser Arbeit eine empirisch-quantitative Analyse der Beziehung zwischen Terminmarkt- und Spotmarktpreisen an zwei der größten europäischen Strombörsen: Der European Energy Exchange (EEX) und des Nord Pool. Eine einfache analytische Modellierung des Verhaltens der Marktteilnehmer liefert zusätzliche Aussagen über die Erwartungs- und Preisbildung am Terminmarkt.

Ergebnisse

Mit der Liberalisierung des europäischen Elektrizitätssektors und der Einführung von Wettbewerb wurde Strom zu einem handelbaren Gut. Da Elektrizität nicht speicherbar ist, kann der im Finanzwesen und in herkömmlichen Commoditymärkten verwendete Cost of Carry Ansatz nicht zur Bestimmung der Futurespreise herangezogen werden.

Stattdessen wird in der ökonomischen Theorie das Konzept der erwarteten Preise zur Ermittlung von Terminpreisen nicht speicherbarer Produkte herangezogen. Futurespreise beziehen sich also auf erwartete Spotmarktpreise in der Lieferperiode des Futures. Letztere resultieren aus fundamentalen Erwartungen der Marktteilnehmer über die künftige Angebots- und Nachfragesituation. Auf die erwarteten Spotmarktpreise werden schließlich Risikoprämien zur Kompensation des Preisrisikos angewendet.

Ex-post bestimmte Unterschiede zwischen Futurespreisen in der Handelsperiode und Spotpreisen in der Lieferperiode zeigen ausgeprägte Fehleinschätzungen der künftigen Bedingungen durch die Marktteilnehmer. Der Grund dafür liegt in einer Abweichung von tatsächlichen Erzeugungsbedingungen und erwarteten fundamentalen Bedingungen. Zwischen Termin- und Spotgeschäften auftretende Schocks (z.B. unerwartet kaltes oder warmes Wetter, niedrige oder hohe CO₂-Preise, etc.) zeichnen für diese Abweichungen verantwortlich.

Nichtsdestotrotz liefern die durchgeführten Untersuchungen zusätzlich einen starken Einfluss dominierender Motive einzelner Marktteilnehmer auf die Unterschiede zwischen Termin- und Spotpreisen. Dies gilt speziell für Off-peak und Peakprodukte und führt zu Unterschätzungen der Spotpreise im Schwachlastfall und Überschätzungen der Preise im Spitzenlastbereich. Sowohl risikoaverses Verhalten, die spezielle Form der Angebotskurve im Strommarkt und Wettbewerbsaspekte tragen zu diesem Ergebnis bei.

¹ Energy Economics Group, TU Wien, Gusshausstrasse 25/373-2, 1040 Wien, Tel. +43-1-58801-37361, Fax +43-1-58801-37397, redl@eeg.tuwien.ac.at, haas@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at, EGL Austria GmbH, claus.huber@egl.ch

2.2.4 Die Vision eines einheitlichen Europäischen Strommarktes

Reinhard Haas, Christian Redl, Jaroslav Knapek (TU Wien/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und Czech Technical University in Prague)¹

Inhalt

Die Realisierung von Wettbewerbspreisen in einem möglichst einheitlichen europäischen Strommarkt war eines der wichtigsten Motive für die Liberalisierung der Strommärkte. Die Aufspaltung des europäischen Strommarktes in unterschiedliche Preiszonen zeigt aber eine noch unvollständige Marktintegration. Allerdings haben sich seit der Liberalisierung des Elektrizitätssektors in Europa einige regionale Märkte gebildet, die durch einen einheitlichen Strompreis gekennzeichnet sind. Einen dieser regionalen Märkte stellt der für Österreich relevante mitteleuropäische Strommarkt dar.

Dieser Beitrag analysiert die künftigen mittelfristigen Entwicklungen und Zukunftsperspektiven dieses Marktes in Bezug auf Versorgungssicherheit und untersucht Effekte der Erweiterung des regionalen Marktes um die Tschechische Republik und Polen.

Methodik

Ausgangsbasis dieser Untersuchung stellt eine Analyse des elektrizitätswirtschaftlichen Status quo sowie der zukünftigen Entwicklung in den betrachteten Ländern (Österreich, Deutschland, Frankreich, Schweiz sowie Tschechien und Polen) dar. Für die genannten Länder werden jeweils der Istzustand dokumentiert sowie die zu erwartenden Entwicklungen des Stromverbrauches bzw. der Last, der Kraftwerkskapazitäten und der Netze ermittelt. Ergebnisse dieser Betrachtungen stellt die Kenntnis notwendiger Investitionen in Netz- und Erzeugungskapazitäten dar.

Einen zweiten Schwerpunkt stellt die Modellierung der Großhandelspreise in den betrachteten Ländern dar. Diese erfolgt mit Hilfe von fundamentalen Grenzkostenmodellen.

Ergebnisse

Der Liberalisierungsprozess im europäischen Stromsektor startete in den meisten Ländern mit ausgeprägten Überkapazitäten im Erzeugungsbereich die in Zeiten regulierter Gebietsmonopole errichtet wurden. Diese Überkapazitäten fungierten als Motivation und Treiber zur Einführung von Wettbewerb im Stromsektor. In der Tat stellen Überkapazitäten eine entscheidende Voraussetzung in einem Restrukturierungsprozess dar.

Im Bereich der Stromerzeugung nehmen in dem für Österreich relevanten Markt die relativ vorhandenen Überkapazitäten durch Verbrauchssteigerungen und Kraftwerksschließungen kontinuierlich ab. Auch wenn die Strommarktöffnung nach Osten voranschreitet, kommt es nur zu einer geringfügigen Verschiebung des zu erwartenden Engpasszeitpunkts (siehe Abbildung 1). In diesem Zusammenhang spielen auch die Engpässe an den transnationalen Kuppelstellen eine entscheidende Rolle.

Die Effekte der Markterweiterung um Tschechien und Polen auf die Großhandelspreise zeigt Abbildung 2. Aufgrund einer Verflachung der Angebotskurve speziell im Mittellastsegment kommt es zu einer leichten Preisreduktion im Vergleich zur aktuellen Situation. Die Markterweiterung führt zu massiven Preisanstiegen in Polen und signifikanten Preisanstiegen in Tschechien.

¹ Energy Economics Group, TU Wien, Gusshausstrasse 25/373-2, 1040 Wien, Tel. +43-1-58801-37361, Fax +43-1-58801-37397, redl@eeg.tuwien.ac.at, haas@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at, Department of Economics, Management and Humanities, Czech Technical University in Prague, Czech Republic, knapek@fel.cvut.cz

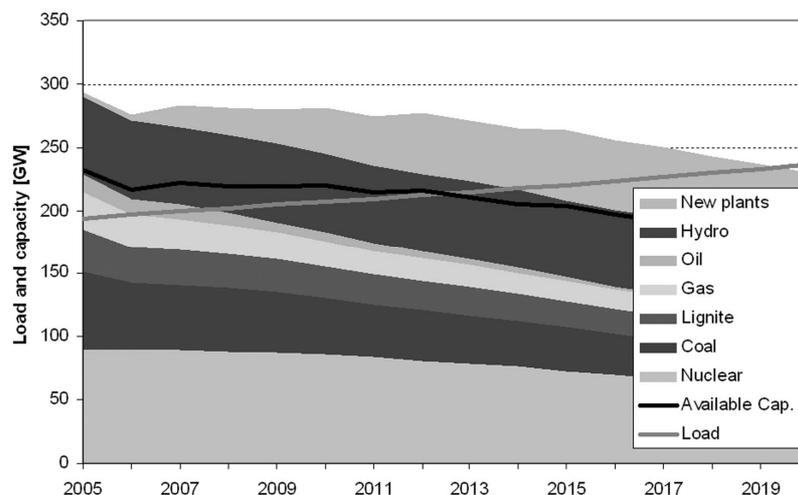


Abbildung 1. Entwicklungstrends der Kraftwerkskapazitäten und der Last im erweiterten mitteleuropäischen Markt (AT+CH+DE+FR+CZ+PL). Quelle: UCTE, Platts, nationale Statistiken, eigene Berechnungen

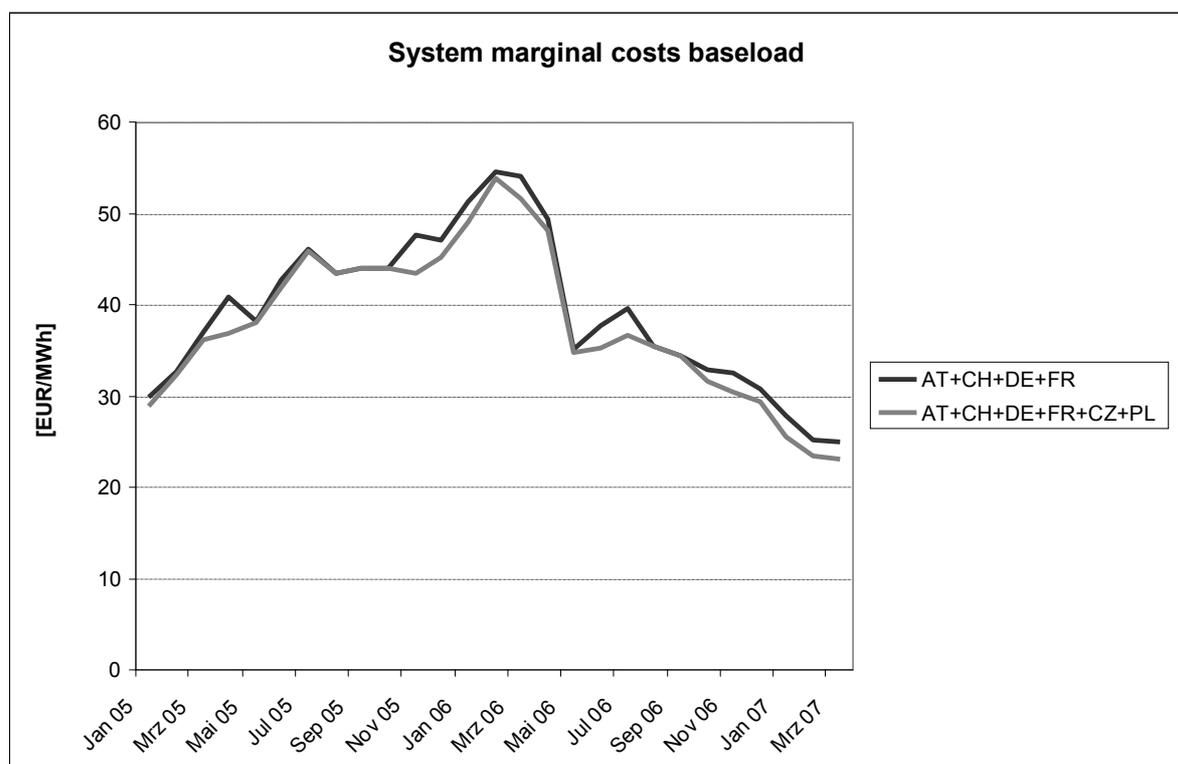


Abbildung 2. Auswirkungen der Marktintegration auf die Großhandelspreise. Quelle: EEX, BAFA, UCTE, nationale Statistiken, eigene Berechnungen

Schlussfolgerungen

Derzeit bilden die Länder Österreich, Deutschland, Frankreich und Schweiz einen gemeinsamen Strommarkt. Dieser Markt ist durch eine kleine Anzahl dominanter Spieler sowie unzureichender Übertragungskapazitäten zu den benachbarten Regionen gekennzeichnet. Eine Erweiterung des Marktes um Tschechien und Polen durch neue Interkonnectoren und Reduktion von Langfristverträgen würde zu einer geringfügigen Preissenkung im „alten“ Markt, Preisanstiegen in Tschechien und starken Anstiegen in Polen führen.

Diese Integration wird häufig mit dem Argument der vorhandenen Überkapazitäten in den neuen EU-Mitgliedsstaaten diskutiert. Die in diesem Beitrag aufgezeigten Entwicklungen lassen jedoch auch nach erfolgter Markterweiterung auf Versorgungssicherheitsprobleme ab 2012 schließen.

2.2.5 Hemmnisse und Barrieren für Stromhändler in CEE - Ergebnisse einer PwC Umfrage

Honorata Fijalka, Erwin Smole (PriceWaterhouseCoopers)¹

Im Rahmen der Studie "Impediments to Electricity Trading in Central and Eastern Europe" hat PricewaterhouseCoopers zwischen Juni und Oktober 2006 insgesamt 39 grenzüberschreitend tätige Stromhandelsunternehmen in sieben zentral-europäischen Staaten in ausführlichen Interviews zu ihrer Einschätzung der Barrieren im regionalen Strommarkt Mittel- und Osteuropa befragt. Die Studie ist eine Reaktion auf die "Electricity Regional Initiative" der Vereinigung der europäischen Energieregulatoren ERGEG, die die Integration der regionalen Strommärkte Europas fördern soll.

Energiehändler sind ein essentieller Teil dieses Marktes. Deshalb haben Handelshemmnisse, einen direkten Einfluss auf das Funktionieren des Marktes. Dabei wurden folgende Länder untersucht: Österreich, Tschechische Republik, Deutschland, Ungarn, Slowakei, Slowenien und Polen. Diese sieben Länder wurden von der Regionalen Energiemarktinitiative (REM) als "Central East" definiert. Die Ergebnisse der Studie aus Zentral- und Osteuropa (CEE) sollen die existierenden Hemmnisse für die Energiehändler in diesen Märkten aufzeigen. In der Studie wurden die regulatorischen, administrativen und die durch Informationsasymmetrie bedingten Hemmnisse im Elektrizitätshandel untersucht.

Deutschland und Österreich sind laut den Händlern die Märkte mit den geringsten administrativen und regulatorischen Hemmnissen. In anderen Ländern gilt es noch Handelsbarrieren abzubauen. Im Bereich der Informationsverteilung und der Sprachbarriere werden keine Probleme im deutschen und österreichischen Markt gesehen. Während manche Länder keine Händlerlizenzen verlangen, ist das Erlangen einer Lizenz in Ungarn und Slowenien mit Hürden verbunden. So erachten Händler die Gründung von Unternehmen im jeweiligen Land als schwierig. Mit dem Niveau der Transaktionskosten in Deutschland und Österreich sind die Händler zufrieden, während diesbezüglich Verbesserungspotentiale in Polen und Ungarn geortet werden.

2006 waren vier Energiebörsen in der untersuchten CEE-Region in Betrieb. Deutschlands EEX ist die liquideste Börse für Händler. Diese testierten den Strombörsen in Polen und Ungarn komplizierte Zugangsregeln und noch Potenzial für Vereinfachungen. EEX erhielt die beste Referenz für den zeitlichen Ablauf des Handels während Österreich die höchste Notierung für den transparenten und funktionierenden Ausgleichsenergiemarkt erhielt. Engpassmanagement an den internationalen Kuppelleitungen, so die Händler, funktioniert am besten in Deutschland und Österreich. Unterschiedliche IT-Systeme und Datenformate in den einzelnen Märkten werden als Hemmnisse eingestuft. Somit besteht in den Adaptierungen der Marktregel zwischen den Ländern noch Verbesserungspotential

Für das Jahr 2008 plant PwC ein Update sowie die Erweiterung der Studie um Hemmnisse im Gasmarkt Zentral- und Osteuropas. Diese soll ebenfalls auf die Befragung der Händler basieren.

¹ PricewaterhouseCoopers. DI Erwin Smole Senior Manager Energy Telefon: +43 1 501 88 2928
Telefon: +43 1 501 88 2928 erwin.smole@at.pwc.com
Mag. Honorata Fijalka Senior Consultant Energy Telefon: +43 1 501 88 2916
honorata.fijalka@at.pwc.com

2.3 ENERGIESYSTEMENTWICKLUNG (Session A3)

2.3.1 Zukunft der Energieaufbringung in Europa – zentral hydro-aero-thermisch oder dezentral regenerativ?

Günther Brauner (TU Wien/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)¹

Die zukünftigen Europäischen Ziele in der Energieaufbringung gehen verstärkt in Richtung Effizienzsteigerung der konventionellen Kraftwerkstechnologien und in Richtung Nachhaltige Energiesysteme. Derzeit wird in der Energieforschung sehr stark die dezentrale Energieversorgung forciert. Im Folgenden wird untersucht, welche Bedeutung zentrale und dezentrale Erzeugungstechnologien zukünftig für die Energieaufbringung haben.

Kurz- bis mittelfristig liegen hohe Effizienzsteigerungspotenziale in der Erneuerung der konventionellen Kraftwerkstechnik. Anhand des bestehenden Kraftwerksparks werden die Effizienzsteigerungspotenziale analysiert. Diese liegen in folgenden Bereichen: Übergang zu Kombiprozessen mit Wärmeauskopplung und Steigerung der Wirkungsgrade durch höhere Dampfparametern. Die Prozesse werden anhand von Simulationsmodellen in ihren Wirkungsgraden, spezifischen Kosten und Systemaufwand verglichen.

Die Windenergie hat mittlerweile die Marktreife in den Erzeugungskosten erreicht. Zum Ausgleich von Dargebotsschwankungen ist aber eine erhöhte Aufbringung von Ausgleichsenergie und wegen der kurzen Einsatzstunden ist eine stärker leistungs-orientierte Nutzung der Transportnetze gegeben. Zwei Anwendungsbereiche sind zukünftig zu erwarten: Großwindanlagen im On- und Offshorebereich mit Anlagenleistungen von 4 bis 6 MW und Kleinwindanlagen im Bereich bis 50 kW. Für beide Technologien werden die europäischen Potenziale, der Aufwand für die Anbindung und die Übertragung im europäischen Netz und der Bedarf an Ausgleichs- und Regelernergie dargestellt. Alternativ werden Wasserstoffsysteme den Elektrizitätssysteme gegenübergestellt. Ein Vergleich der Systemkosten zeigt, dass Wasserstofftechnologien für Mobilitätsaufwand gegenüber Elektrizitätssystemen systemtechnische Vorteile bieten.

- Microgrids mit Polygeneration werden einen Teil des Lastanstiegs abfangen. Es ist zu erwarten, dass der Zeitraum für die Verbreitung einige Dekaden in Anspruch nehmen wird. Es werden Szenarien für die Einführung dieser Technologien, die Einsparpotenziale in der zentralen Erzeugung und der Systemaufwand für die Netzanbindung und Ausgleichsenergie verglichen. Es wird gezeigt, dass der Übergang zur dezentralen nachhaltigen Versorgung nur mit erheblichen Bedarfsminderungen bzw. Effizienzsteigerungen möglich ist. Microgrids als virtuelle Kraftwerke können die zentralen Systeme zukünftig wirkungsvoll unterstützen.

Ausgehend von der historischen Entwicklung des österreichischen Übertragungsnetzes wird ein Erzeugungs-Masterplan vorgestellt mit den folgenden Eigenschaften:

- Effiziente KWK in den Ballungszentren
- Microgrids mit Polygeneration und Wärmepumpen in der Fläche
- Bereitstellung von Ausgleichsenergie aus Pumpspeichern

Alternativ werden die Möglichkeiten von dezentralen Speichertechnologien in Microgrids untersucht:

- Dezentrale stationäre Speicher in Passivhaussiedlungen
- Mobile Speicher in der Elektromobilität mit der Zusatzaufgabe der Netzausgleichsversorgung

¹ Univ.,-Prof. Dr. Günther Brauner TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft Gusshausstrasse 25/373, A-1040 Wien g.brauner@tuwien.ac.at, Tel.: 0043 1 58801 37310

2.3.2 Analysis of the Impact of Renewable Electricity Generation on CO₂ Emissions and Power Plant Operation in Germany

Frank Sensfuss, Massimo Genoese, Mario Ragwitz (Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung und Universität Karlsruhe/Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion)¹

1. Introduction

The electricity generation by renewable energy sources in Germany has been growing considerably throughout the past years. In 2006 the volume of the supported renewable electricity generation in Germany reached 52 TWh. Since renewable electricity generation has to be bought by the grid operators the demand for electricity generation by conventional power plants is reduced correspondingly. This paper seeks to analyse the impact of the supported renewable electricity generation on the CO₂ emissions and utilisation of the conventional power plant portfolio

2. Methodology

Since renewable electricity generation has to be bought in advance the remaining demand load that has to be purchased on the electricity markets is reduced correspondingly. Therefore the guaranteed feed-in of electricity generated by renewable energy sources has the effect of a reduction of the electricity demand. An overview of the impact of renewable electricity generation on the remaining system load for a selected day in the year 2006 is given in Figure 1. The reduction of the load that has to be covered by conventional power plants reduces the utilisation of the existing plants. Due to the lower utilisation of the conventional power plants the CO₂ emissions of the power plant portfolio are also reduced.

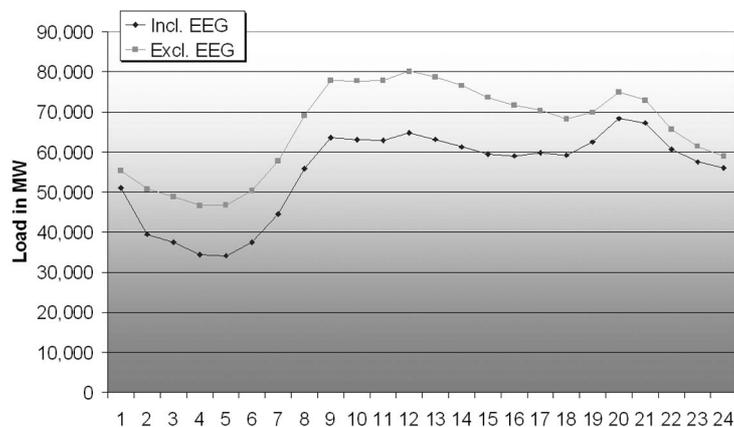


Figure 1 The impact of renewable electricity generation on the remaining system load (day in 2006)

The actual utilisation of each power plant depends on its position within the merit-order curve which sorts power plants according to their variable cost. Depending on the load and the amount of renewable electricity generation different plant types are affected by renewable electricity generation.

As the situation changes on hourly level the analysis is carried with the detailed electricity market simulation platform PowerACE able to simulate hourly spot market prices (see also Sensfuß, 2007, Genoese et al., 2007). The PowerACE simulation platform simulates important players within the electricity sector as computational agents. Among these are agents representing consumers, utilities, renewable agents, grid operators, government agents and market operators. In order to be able to

¹ Fraunhofer-Institut für Systems- und Innovation Research Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Tel. +49-721-6809-133, Fax. +49-721-6809-257, Frank.Sensfuss@isi.fraunhofer.de
Institute for Industrial Production, Universität Karlsruhe (TH), Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe, Phone: +49-721-608-4417; massimo.genoese@wiwi.uni-karlsruhe.de

generate realistic results a special emphasis is given to the integration of detailed data on power plants, load and renewable electricity generation. In a first step the model is run 50 times with renewable electricity generation and an average hourly price series, the utilisation of power plants and the CO₂ emissions are calculated. In a next step the procedure is repeated and the supported renewable electricity generation is switched off. The differences of both time series are analysed.

3. Results

The simulation results show that renewable electricity generation has a considerable impact on the CO₂ emissions of the German electricity sector. In the case of the year 2006 simulation results indicate that CO₂ emissions are reduced by ca. 39 Mt. An overview of selected results for the years 2004-2006 is given in Figure 2.

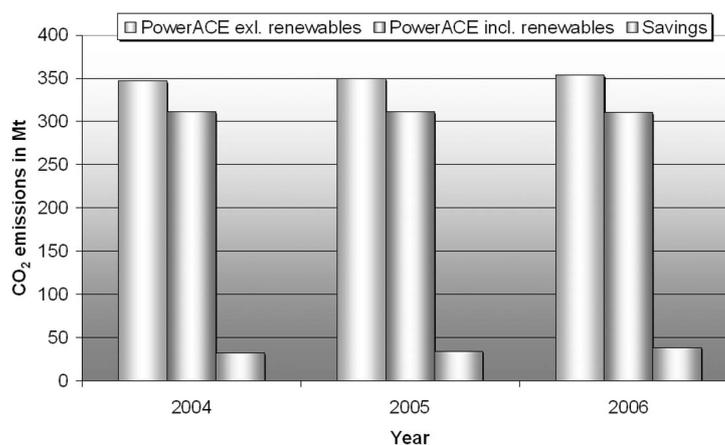


Figure 2 Simulated CO₂ emissions of the German electricity sector

The full paper will provide an in depth analysis of the impact of renewable electricity generation on the utilisation of different plant types.

References

Genoese, M.; Sensfuß, F.; Möst, D.; Rentz, O. (2007): Agent-Based Analysis of the Impact of CO₂ Emission Trading on Spot Market Prices for Electricity in Germany. In: Pacific Journal of Operations Research, 3 (3), pp. 401-423.

Sensfuß, F. (2007): Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector An agent-based simulation approach, Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe 2007.

2.3.3 Risikoverringerung bei der Klimapolitik und die Auswirkungen auf die zeitliche Planung von Energieinvestitionen

Sabine Fuss, Jana Szolgayova, Daniel Johansson, Michael Obersteiner
(International Institut for Applied Systems Analysis IIASA)¹

Inhalt – Finanzielle und ökologische Kosten von Volatilität bei der Klimapolitik

Politik, die darauf abzielt, Emissionen zu reduzieren, kann häufig und unerwartet geändert werden, was verschiedene Gründe hat, z.B. Regierungswechsel, Zusammenbruch von internationalen Klima-Kooperationen, Mangel an Vertrauen in langfristige Planung der Regierung, Erscheinen neuer Informationen über Klimasensibilität, etc. Offensichtlich haben sich viele langfristig angelegte politische Pläne mit der Zeit geändert, z.B. der Plan Nuklearenergie in Schweden und anderen Ländern abzubauen. Diese strategischen Aktualisierungen oder Fehlschläge sind klare Indikationen dafür, dass zeitliche Unstimmigkeiten und der Mangel an Glaubwürdigkeit, was langfristige Planung betrifft (siehe Helm et al, 2003), gefährlich sind und die Ungewissheit, der die Investoren gegenüberstehen, noch erhöhen.

Das Hauptanliegen dieser Studie ist daher, zwei Punkte näher zu analysieren: (1) den Einfluss anhaltender CO₂-Preisungewissheit auf Investitionsentscheidungen für weniger CO₂-emittierende Energieversorgungstechnologien, und (2) den Erwartungswert von Informationen (EVI) und den Erwartungswert von etwaigen CO₂-Einsparungen abhängig von verschiedenen CO₂-Preisvolatilitätsgraden und der Häufigkeit von Veränderungen der Politik. Letzteres hängt zusammen mit der Glaubwürdigkeit langfristiger Strategien und wie oft diese an neue Informationen angepasst werden sollten. Je kürzer der Zeitplan solch einer Strategie, desto näher könnte die Politik sich an der neuesten Information orientieren. Jedoch würde sich das in häufigeren Veränderungen und CO₂-Preisschwankungen niederschlagen, welche die Industrie oft als Hindernis für kapitalintensive Investitionen darstellt.

Methodik – Multiple Reale Optionen mit stochastischem CO₂ Preis

Wir konzentrieren uns auf den Elektrizitätssektor, da ein Großteil der CO₂-Emissionen dort entstehen. Drei Eigenschaften von Kraftwerksinvestitionen zeichnen reale Optionen (Dixit and Pindyck, 1994) als ideales Rahmenwerk für unsere Analyse aus: (1) Flexibilität auf Seiten des Investors, der entweder jetzt oder später investieren kann (wenn z.B. Ungewissheiten ausgeräumt werden konnten) und des Produzenten, der z.B. ein CO₂-Abscheidungs- und Lagerungsmodul (CCS) an- und abschalten kann, wenn CO₂-Preise fluktuieren; (2) CO₂-Preisungewissheit; und (3) hohe Sunk Costs, die die meisten Investitionen irreversibel machen.

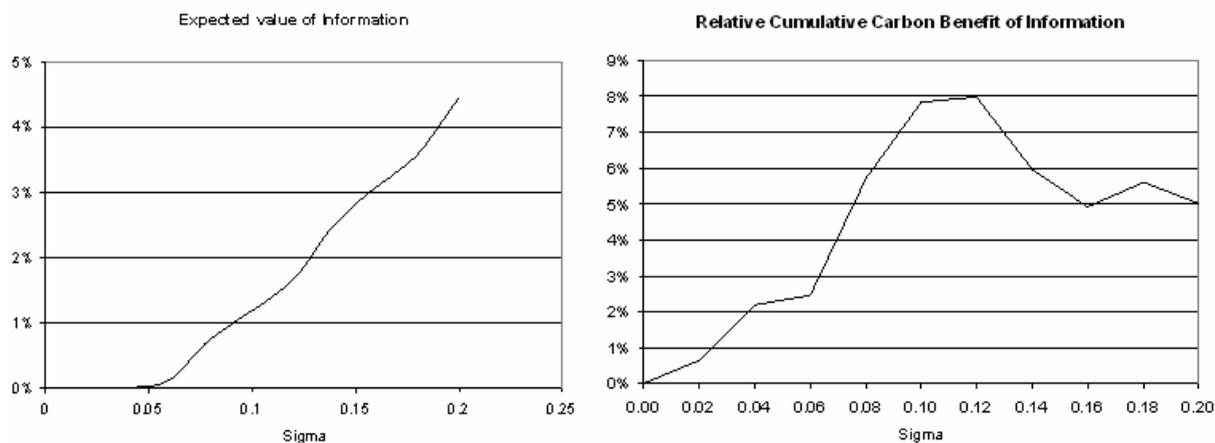
Die Planungsperiode ist 150 Jahre. Der Produzent (oder Planer) hat diverse Optionen zur Verfügung, um eine bestimmte Menge Energie zu produzieren. Erstens muss er/sie ermitteln, welches Kraftwerk in der ersten Periode installiert werden soll: dies ist entweder ein Kohlekraftwerk, das ein CCS-Modul beinhalten kann, oder eine Windpark. Dann, wenn im ersten Jahr ein Kohlekraftwerk gebaut wurde, kann der Investor es später mit einem CCS-Modul nachrüsten oder zu einem späteren Zeitpunkt zur Windpark übergehen. (Unsere Daten sind von der IEA, 2005&2006). Es ist wichtig, zu beachten, dass wir all diese Optionen in ein und demselben Modell bewerten, wodurch die Existenz einer Option den Wert einer anderen nicht unerheblich beeinflusst, was wir in unseren Resultaten verifizieren konnten, wo der Wert der Windpark vom CO₂-Preis beeinflusst wird, obwohl die Windpark CO₂-neutral ist.

Wir analysieren zwei stochastische Prozesse für die CO₂ Preisentwicklung: Zum einen betrachten wir einen Prozess genannt „geometric Brownian motion“ (GBM), wodurch wir die relativ kleinen aber

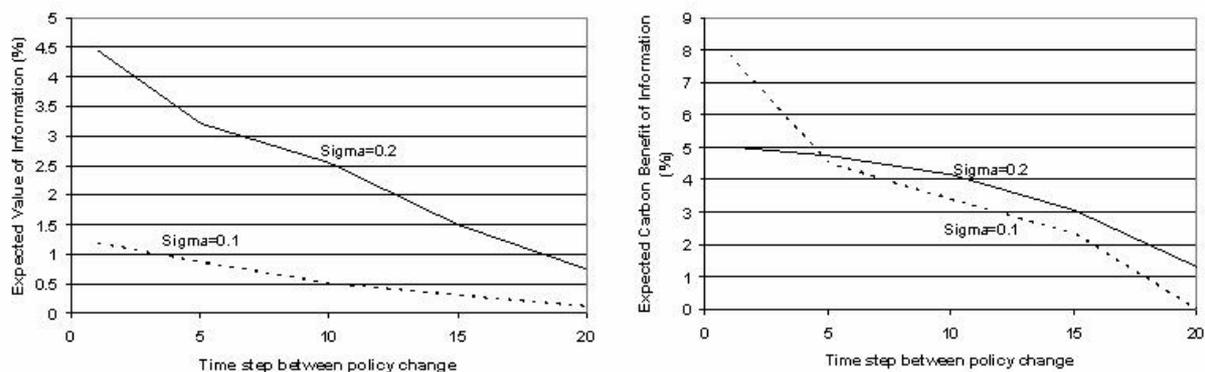
¹ International Institute of Applied Systems Analysis, Schlossplatz 1, A-2361 Laxenburg, +43 2236 807 550, Fax: +43 2236 71 313, fuss@iiasa.ac.at, <http://www.iiasa.ac.at>
International Institute of Applied Systems Analysis, Schlossplatz 1, A-2361 Laxenburg, Tel.: +43 2236 807 518, Fax: +43 2236 71 313, szolgay@iiasa.ac.at, <http://www.iiasa.ac.at>
International Institute of Applied Systems Analysis, Schlossplatz 1, A-2361 Laxenburg, Tel.: +43 2236 807 557, Fax: +43 2236 71 313, johandl@iiasa.ac.at, <http://www.iiasa.ac.at>
International Institute of Applied Systems Analysis, Schlossplatz 1, A-2361 Laxenburg, +43 2236 807 460, Fax: +43 2236 71 313, oberstei@iiasa.ac.at, <http://www.iiasa.ac.at>

beständigen Schwankungen im wachsenden CO₂ Preis analysieren können; zum anderen wollen wir die Investitionsreaktion untersuchen, wenn wir einen Preisprozess benutzen, der zwar auch ansteigt, aber der keine kontinuierlichen Fluktuationen aufweist, sondern von Zeit zu Zeit einen Sprung (von zufälliger Größe) macht. Der Durchschnitt der Prozesse ist gleich, aber letzterer erreicht sein neues Niveau abrupter. Das Resultat der Optimierung liefert die durchschnittlichen Kosten und (kumulativen) Emissionen, auf deren Basis wir den EVI für Kosten- und CO₂-Einsparungen -- abhängig von verschiedenen CO₂-Preisvolatilitätsgraden und der Häufigkeit von Politik-Änderungen -- berechnen können.

Ergebnisse – kurze Zusammenfassung



Die erste Abbildung zeigt den relativen EVI für steigende CO₂-Preisvolatilität mit kontinuierlichen Schwankungen (GBM), d.h. wenn Politik häufiger angepasst wird. Der EVI steigt klar an, was bedeutet, dass Investoren/Produzenten, die größerer Ungewissheit ausgeliefert sind, einen höheren Anteil ihres Einkommens für bessere Informationen über die CO₂-Preisentwicklung bezahlen würden. Der Anteil kumulativer Emissionen, die gespart werden könnten, wenn weniger Ungewissheit herrschte, steigt auch mit höherem Volatilitätsgrad, wie wir in der zweiten Abbildung sehen können. Der Abfall nach 12% hängt mit der Endlichkeit des Planungshorizontes zusammen, da der Übergang zu Wind noch nicht vollendet ist. Für einen längeren Horizont strebt der Graph weiter nach oben.



Der erste Punkt in beiden Graphiken oben (time step = 1) entspricht einer Politik mit kontinuierlichen Preisänderungen (GBM), während die Zeitspanne zwischen den Änderungen von links nach rechts anwächst. Je länger die Zeitspanne zwischen den CO₂-Preisadjustierungen (und desto drastischer folglich die Sprünge von einem zum nächsten Preisniveau), desto niedriger der EVI. Je höher die Volatilität, desto steiler ist der Abfall in beiden Abbildungen. Das heißt, dass häufigere Änderungen sich tatsächlich nachteilig auf die Kosten und Emissionen der Kraftwerksbetreiber auswirken.

2.3.4 Klimawandel, Energiepreise und technologische Entwicklung – Der Umgang mit zukünftigen Unsicherheiten

Volker Krey, Keywan Riahi (International Institut for Applied Systems Analysis IIASA)¹

Einleitung

Die Analyse des Klimawandels ist von Unsicherheiten geprägt, die die gesamte Kausalkette umfassen, angefangen bei der Größenordnung menschlicher Aktivitäten, die Treibhausgasemissionen verursachen, über den Grad der Akkumulation der Treibhausgase in der Atmosphäre und deren Einfluss auf das globale Klima bis hin zur Frage, welche Folgen die Auswirkungen von Klimaveränderungen haben werden (Metz et al., 2001). Der hohe Anteil energiebedingter Treibhausgasemissionen macht eine Berücksichtigung dieser Unsicherheiten im Rahmen langfristiger angelegter energiewirtschaftlicher Analysen unabdingbar. Andere Unsicherheiten, die einen potenziell großen Einfluss auf energiewirtschaftliche Strategien haben, sind bspw. die Entwicklung der globalen Energiepreise sowie technologischer Wandel und Innovationen im Energiesektor.

Energiesystemmodelle werden häufig unterstützend bei der Entwicklung von Energieszenarien eingesetzt, um quantitative Informationen über mögliche Entwicklungspfade im Energiesektor bereitzustellen. Typische Fragestellungen beinhalten bspw. die Identifizierung geeigneter Technologieportfolios, unter bestimmten energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen. Eine wichtige Anwendung von Modellen ist deshalb, die Auswirkungen von Politikmaßnahmen, die auf die Reduzierung von Treibhausgasemissionen abzielen, zu evaluieren. Im Entwicklungsprozess von Szenarien müssen viele Annahmen hinsichtlich der Entwicklung demographischer, sozioökonomischer und technologischer Parameter getroffen werden. Wie sich diese mit der Zeit verändern ist Gegenstand vieler Unsicherheiten, die sich mit Hilfe von stochastischen Modellierungsansätzen behandeln lassen.

Obwohl stochastische Optimierungsmethoden bereits seit Jahrzehnten zur Verfügung stehen, ist ihre Anwendung auf komplexere Fragestellungen erst mit der Entwicklung von Computerressourcen in der jüngeren Vergangenheit in Reichweite gerückt. Aus diesem Grund werden Unsicherheiten von der Mehrheit der Energiemodelle – wenn überhaupt – im Rahmen von Sensitivitätsanalysen betrachtet. Diese Methode ist jedoch nicht dazu geeignet Absicherungs- oder Hedgingstrategien abzuleiten, sondern allenfalls, um die Robustheit einer bestimmten Lösung zu überprüfen. Dagegen fokussieren existierende stochastische Modelle in der Regel auf bestimmte Sektoren (z.B. Stromerzeugung) und/oder beschränken sich auf die Behandlung weniger stochastischer Parameter (z.B. unsichere Investitionskosten (Messner et al., 1996), Emissionsreduktionsziele (Kanudia and Loulou, 1998), Energiepreise (Krey et al., 2007)). Eine kombinierte Betrachtung sämtlicher parametrischer Unsicherheiten fehlt dagegen. Die Identifizierung mittelfristiger Hedgingstrategien für die kommenden Jahrzehnte unter Berücksichtigung langfristiger politischer, sozioökonomischer und technologischer Unsicherheiten, um z.B. auf die Herausforderungen des Klimawandels in geeigneter Weise zu reagieren, steht deshalb im Fokus dieses Beitrags.

Methodik

Um parametrische Unsicherheiten in Energiesystemmodelle zu integrieren, bauen wir auf einer stochastischen Optimierungsmethode auf, die bereits innerhalb des Modellgenerators MESSAGE erprobt wurde (Messner et al., 1996). Für diesen Zweck wurde ein reduziertes, voll stochastisches Energiesystemmodell entwickelt, welches sich aus Gründen der Vergleichbarkeit eng an existierenden Szenarien orientiert. Die Datenbasis des Modells entstammt IIASA's GGI Datenbank (IIASA GGI, 2007) sowie dem globalen, 11-regionalen MESSAGE Modell (Messner and Strubegger, 1995) und baut auf das B2 Szenario auf.

Die Zielrichtung dieser Arbeit ist die Bereitstellung eines generischen Modellgenerators, der sich auch an andere (Optimierungs-) Modelle und Anwendungen anpassen lässt. Deshalb wurden unterschiedliche Problemformulierungen und Risikomaße implementiert, um unterschiedlichen

¹ International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), Schlossplatz 1, A-2236 Laxenburg, phone: +43-2236-807415, fax: +43-2236-71313, krey@iiasa.ac.at, <http://www.iiasa.ac.at>

Risikoeinstellungen von Entscheidungsträgern gerecht zu werden. Unter den alternativen Formulierungen befinden sich sowohl die Minimierung eines gewichteten Mittels aus deterministischen Gesamtsystemkosten und Risikomaß (Messner et al., 1996), die Minimierung der Gesamtsystemkosten unter beschränktem Risiko (z.B. conditional value-at-risk – CVaR (Rockafellar and Uryasev, 2000)) sowie die Minimierung des Risikomaßes unter beschränkter Risikoprämie, d.h. den entstehenden Hedgingkosten.

Der Typ des Risikomaßes ist prinzipiell nicht eingeschränkt, wird aber aus mathematischen bzw. rechentechnischen Gründen auf lineare und quadratische Funktionen begrenzt. Die alternativen Risikomaße beinhalten eine lineare Risikofunktion (Messner et al., 1996), die quadratische Semivarianz (sog. Downside Risk, ähnlich Mean-Variance (Markovitz, 1952)) und, nach Grübler and Gritsevskiy (2002), eine linear-quadratische Risikofunktion, die Risiken quadratisch und Möglichkeiten linear bewertet.

Ergebnisse

Es wird zwischen vier Gruppen parametrischer Unsicherheiten unterschieden, die die Bereiche Ressourcenverfügbarkeit, Umwandlungstechnologien, Energieeffizienz und politische Maßnahmen (z.B. Kohlenstoffsteuer) umfassen. Wie die Modellrechnungen zeigen, ist die gleichzeitige Berücksichtigung aller vier Gruppen von Unsicherheiten wichtig, da die Wechselwirkungen zwischen ihnen stark sind sowie Synergieeffekte bei den Hedgingstrategien bestehen. Technologie-spezifische Unsicherheiten induzieren eine Diversifizierung des optimalen Technologieportfolios. Andererseits beeinflussen politik-spezifische Unsicherheiten die Risiken, die mit der Nutzung einzelner Technologien verbunden sind, erheblich. So unterscheidet sich bspw. die Zusammensetzung eines risiko-minimalen Technologieportfolios mit und ohne Kohlenstoffsteuer deutlich voneinander.

Die Ergebnisse der Modellierung unterstreichen, dass der endogenen Berücksichtigung von Unsicherheiten große Bedeutung zukommt, da optimale Lösungen von Energiesystemmodellen im Allgemeinen hochgradig entartet sind, d.h. es können sehr unterschiedliche Technologieportfolios innerhalb kleiner Variationen des Zielfunktionswertes (diskontierte Gesamtsystemkosten) beherbergt werden. In der Folge kann das mit einer Technologiestrategie verbundene Risiko im Rahmen sehr niedriger Kosten im Vergleich zur deterministischen Lösung erheblich reduziert werden. Angemessene Risikoprämien können dabei im Bereich von nur 1 % der Gesamtsystemkosten liegen.

Literatur

GRÜBLER, A. & GRITSEVSKYI, A. (2002) A model of endogenous technological change through uncertain returns on innovation. IN GRÜBLER, A., NAKICENOVIC, N. & NORDHAUS, W. D. (Eds.) Technological Change and the Environment. Washington DC, Resources for the Future Press.

IIASA GGI (2007) International Institute for Applied System Analysis (IIASA) GGI Scenario Database. International Institute for Applied System Analysis (IIASA), available at: <http://www.iiasa.ac.at/Research/GGI/DB/> .

KANUDIA, A. & LOULOU, R. (1998) Robust responses to climate change via stochastic MARKAL: The case of Québec. European Journal of Operational Research, 106, 15-30.

KREY, V., MARTINSEN, D. & WAGNER, H.-J. (2007) Effects of stochastic energy prices on long-term energy-economic scenarios. Energy, 32, 2340-2349.

MARKOVITZ, H. (1952) Portfolio Selection. Journal of Finance, 7, 77-91.

MESSNER, S., GOLODNIKOV, A. & GRITSEVSKII, A. (1996) A Stochastic Version of the Dynamic Linear Programming Model MESSAGE III. Energy, 21, 775-784.

MESSNER, S. & STRUBEGGER, M. (1995) User's Guide for MESSAGE III. Laxenburg, Austria, International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA).

METZ, B., DAVIDSON, O., SWART, R. & PAN, J. (Eds.) (2001) Climate Change 2001: Mitigation, Cambridge, Cambridge University Press.

ROCKAFELLAR, R. T. & URYASEV, S. (2000) Optimization of conditional value-at-risk. J. Risk, 2, 21-41.

2.3.5 Exergieflussbild Österreichs 1956 und 2005

Heinz Stigler, Christoph Gutschi, Udo Bachhiesl (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

Problemstellung

Energieflussbilder bieten einen raschen Überblick über die Energieströme in einer Region oder einem Unternehmen und werden daher sehr häufig eingesetzt. Dabei ergibt sich die Problematik, dass bei ausschließlich energetischer Bewertung der unterschiedlichen Energieträger und Energieformen mittels Heizwerten, Wärmehalten, potenziellen Energien usw. keine Rückschlüsse auf die praktische Bedeutung der unterschiedlichen Energieformen gezogen werden können. Dies gilt sowohl für den Marktpreis der einzelnen Energieträger als auch für die technische Anwendbarkeit der unterschiedlichen Energieformen.

Dieser Problematik war man sich schon in den Aufbaujahren der Nachkriegszeit bewusst und das Bundesministerium für Handel und Wiederaufbau hat daher neben dem „Energieflußbild 1956“ auch ein „Flußbild der ‚Technischen Arbeitsfähigkeit der Energie‘ 1956“ sowie ein „Wertflußbild der Energiewirtschaft 1956“ erstellt. Diese zielführenden Methodiken wurden leider in den Folgejahren aufgrund der bis zur ersten Ölpreiskrise sehr niedrigen Energiepreise nicht mehr weiterverfolgt. Bis heute wird daher in Österreich nur mehr ein Energieflussbild erstellt.

Das Konzept der Exergie zur Berücksichtigung der technischen Arbeitsfähigkeit unterschiedlicher Energieformen ist heute in Wissenschaft und Wärmetechnik fest verankert. Aufgrund der Komplexität des Exergiebegriffs bzw. der exergetischen Betrachtung bleibt die Bedeutung der technischen Arbeitsfähigkeit unterschiedlicher Energieformen jedoch in der öffentlichen Diskussion über die Zukunft des Energiesystems unberücksichtigt.

Da sich das europäische Energiesystem derzeit am Beginn eines langfristigen Strukturwandels hin zu höherer Effizienz und Nachhaltigkeit befindet, ist es jedoch unerlässlich, bei der Planung neuer Strukturen u.a. mit verstärktem Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auch die exergetische Betrachtung mit einzubeziehen. Hierbei stellt sich jedoch die Frage, ob das thermodynamische Konzept der Exergie auch angewendet werden kann, um den zusätzlichen technischen Aufwand zu beschreiben, den die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger in der energiewirtschaftlichen Praxis darstellt.

Methodische Vorgehensweise

Einleitend wird das Exergieflussbild aus dem Jahr 1956 (siehe Abbildung 1) wiedergegeben und analysiert.

Angeregt durch die zuvor beschriebenen Problemstellungen wird die Erstellung eines ersten Exergieflussbilds für Österreich für das Jahr 2005 vorgestellt. Zusätzlich erfolgt eine Diskussion über die „technische Verwertbarkeit“ erneuerbarer Energieträger bzw. über die mit ihrer Nutzung verbundenen Rahmenbedingungen. Hierbei wird insbesondere auf die technischen Vorteile und Nachteile der Biomassenutzung eingegangen, welche qualitativ diskutiert werden. Genauere Betrachtung erfährt die Biomasse-KWK hinsichtlich eines Vergleichs mit modernen Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD) mit Fernwärmeauskopplung.

Im Anschluss wird hinterfragt, ob die exergetische Betrachtung ein Instrument ist, um die technischen Nachteile von Biomasse im Vergleich zu hochwertigen fossilen Brennstoffen darstellen zu können. Abschließend wird diskutiert, ob durch eine Modifikation des Exergiekonzepts auch die „technische Verwertbarkeit“ von biogenen Energieträgern in einem Energieflussbild darstellbar wird.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel. +43 316 873 7900, Fax: +43 316 873 7910, Mail: stigler@tugraz.at, www.IEE.tugraz.at

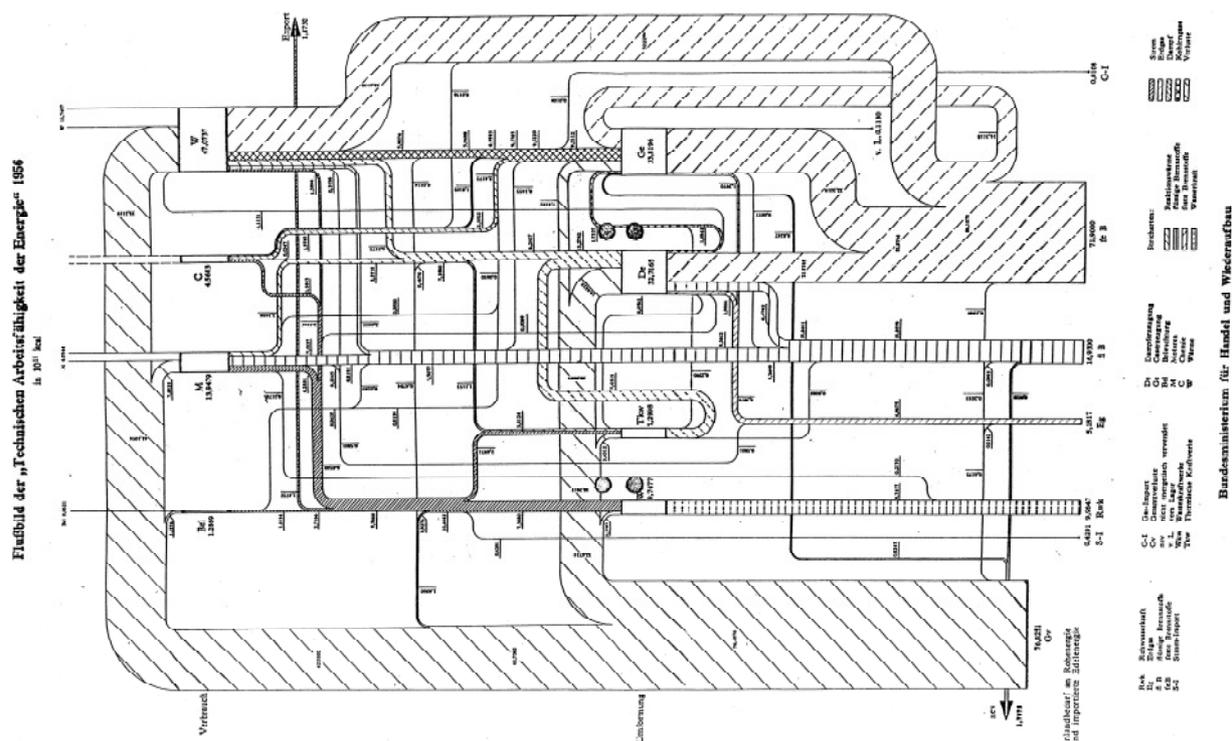


Abbildung 1: Flussbild der „Technischen Arbeitsfähigkeit der Energie“ 1956 für Österreich [1]

Schlussfolgerungen

Der Vergleich von Energieflussbild und Exergieflussbild verdeutlicht Unterschiede v.a. bei der Bewertung von Niedertemperaturwärme und der Kraft-Wärme-Kopplung. Es zeigt sich aber auch, dass durch die Anwendung des Exergiekonzepts die technischen Probleme und der Mehraufwand bei der Nutzung biogener Energieträger nicht ausreichend darstellbar sind.

Damit auch bei der Nutzung erneuerbarer Energieträger eine hohe Gesamteffizienz des Energiesystems gewährleistet ist, müssen alle zur Verfügung stehenden Energieträger und Energieformen entsprechend ihrer „technischen Verwertbarkeit“ eingesetzt werden. Bei Betrachtung eines Verbrauchssystems von Strom und Wärme, in dem die Aufbringung zu einem großen Anteil durch die fossilen Energieträger Öl und Gas und zu einem kleineren Teil durch biogene Energieträger erfolgt, stellt sich die Frage nach der optimalen Strategie des Einsatzes der unterschiedlichen zur Verfügung stehenden Energieträger zum Erreichen eines optimalen Nutzungsgrads des Gesamtsystems. So sollten hochenergetische, leicht transportierbare Brennstoffe wie Öl und Gas bevorzugt zur Stromerzeugung in großen KWK-Anlagen herangezogen werden und weniger zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme. Biomasse hingegen erfordert beim Einsatz zur Stromerzeugung unverhältnismäßig aufwändige Anlagen, deren Investitionskosten einen ganzjährigen Betrieb unabhängig von der tatsächlichen Nachfrage nach der dabei als Kuppelprodukt anfallenden Wärme verlangen. Andererseits kommen beim Einsatz von fester Biomasse zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme die relativen Vorteile der guten Speicherbarkeit und sicheren Handhabung voll zur Geltung.

Literatur

- [1] Bundesministerium für Handel und Wiederaufbau: Österreichische Energiebilanz für das Jahr 1956, Kommissionsverlag der österreichischen Staatsdruckerei, Wien, 1958.
- [2] Mader S.: Energieflussbild Österreich 2005, Österreichische Energieagentur und Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2007.
- [3] Statistik Austria: Energiebilanzen 1970 – 2006, Wien, 2007.
- [4] Statistik Austria: Statistisches Jahrbuch Österreichs 2008, Wien, 2007.
- [5] Baehr H.D., Kabelac S.: Thermodynamik. Grundlagen und technische Anwendungen, Springer, Berlin, 12. Auflage, 2005.

2.3.6 FLEXIBLE MECHANISMEN DES KYOTO-PROTOKOLLS

Sandra Kramer¹, Erwin Smole (PriceWaterhouseCoopers)

Um Treibhausgase möglichst kosteneffizient zu reduzieren, wurden im Kyoto-Protokoll die sog flexiblen Mechanismen – der internationale Emissionshandel und die beiden projektbezogenen Mechanismen „Joint Implementation“ (JI) und der „Clean Development Mechanism“ (CDM) – vorgesehen. Dahinter steht die Idee, dass der Treibhauseffekt ein globales Problem darstellt und es von untergeordneter Bedeutung ist, wo die Emissionen reduziert werden.

1. Trading: Emissionshandel

Am 25. April 2002 wurde vom Europäischen Rat die Ratifikation des Kyoto-Protokolls beschlossen. Die damaligen Mitgliedstaaten der Europäischen Union haben gemäß einer EU-internen Lastenverteilung ihre gemeinsamen Reduktionsverpflichtungen von 8% neu verteilt („burden sharing“). Am 13. Oktober 2003 wurde die Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft (Emissionshandelsrichtlinie) beschlossen. Der Emissionshandel ist das wichtigste gemeinsame Instrument im Klimaschutz. Durch die Novellierung der Emissionshandelsrichtlinie mit der sog. Linking Directive 2004/101/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. Oktober 2004 wurde eine Verbindung des europäischen Emissionshandelssystems mit den projektorientierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls geschaffen.

Das Europäische Emissionshandelssystem basiert auf dem „cap and trade“-Prinzip, welches vorsieht, dass der Gesetzgeber am Beginn eines festgelegten Zeitraums den Emittenten eines zu reduzierenden Schadstoffes, entgeltlich oder unentgeltlich, eine bestimmte Anzahl von Zertifikaten zur Verfügung stellt und deren Rückgabe am Ende des Zeitraums verlangt.

Das Emissionshandelsregister

Emissionsberechtigungen werden trotz ihrer Bezeichnung als „Emissionszertifikate“ den Anspruchsberechtigten auf einem Konto gutgeschrieben und erscheinen lediglich als elektronische Eintragungen. Die Mitgliedstaaten der Europäischen Union haben nach Art 3 (1) der EU-Registrierungsverordnung elektronische Emissionshandelsregister geschaffen, welche sowohl die elektronische Ausgabe als auch den elektronischen Transfer der Emissionsberechtigungen ermöglichen.

Teilnehmer am Emissionshandel

Der Emissionshandel im Sinne des Kyoto-Protokolls ist als Handel zwischen Staaten konzipiert. Die Europäische Union weicht mit der Emissionshandelsrichtlinie davon ab und sieht den Handel zwischen den dem Anwendungsbereich des Emissionshandelssystems unterliegenden Anlagen vor. Diese umfassen den in Anhang I der Richtlinie genannte Branchen und Sektoren.

Rechtsnatur der Emissionsberechtigungen

Der Erwerb von dinglichen Rechten an Sachen bzw der Rechtszuständigkeit von Forderungen setzt laut österreichischem Recht ein gültiges Verpflichtungsgeschäft (Titel) und ein gültiges Verfügungsgeschäft (Modus) voraus.

§ 22 EZG legt ausdrücklich fest, dass Emissionszertifikate rechtlich als Ware anzusehen sind und an Warenbörsen gehandelt werden können. Der börsenmäßige Handel erfolgt in Österreich seit Juni 2005 an der Energy Exchange Austria (EXAA).

Übertragung der Emissionsberechtigung

Nach § 19 EZG ist ausdrücklich vorgesehen, dass für die Zwecke dieses Gesetzes „eine Übertragung erst mit der Eintragung in das Register gem § 21 EZG rechtswirksam“ ist. Daraus resultiert, dass der einzig zulässige und auch einzig gültige und für eine sachenrechtliche Übertragung unbedingt

¹ PricewaterhouseCoopers, Telefon: +43 1 501 88 2915, sandra.kramer@at.pwc.com

erforderliche Modus in der Eintragung der Gutschrift der erworbenen Emissionszertifikate im Guthabenkonto des Erwerbers liegt. Erst mit diesem Zeitpunkt geht das Zertifikat auf den Erwerber über.

2. JI und CDM-Projekte

Emissionsgutschriften, die im Zuge der projektbezogenen Mechanismen wie „Joint Implementation“ (JI) und „Clean Development Mechanism“ (CDM) gemäß den Art 6 und 12 des Kyoto-Protokolls erworben wurden, können zur Erfüllung der Emissionsreduktions-Verpflichtungen der Mitgliedstaaten genutzt werden.

Kriterien für die Durchführung eines JI/CDM-Projektes

- „Additionality“: Projekte, welche ohnehin realisiert worden wären („business-as-usual“-Projekte) dürfen nicht als JI- oder CDM-Projekte ausgewiesen werden.
- Durchführung einer sog Baseline-Studie zur Berechnung der Emissionsreduktionen nach genehmigten Methodiken und Validierung derselben durch unabhängige, akkreditierte Gutachter
- Zustimmung des Landes, in welchem das Projekt durchgeführt wird
- CDM-Projekte müssen als solche registriert sein (Executive Board)

Beauftragte Stelle in Österreich

Mit der Abwicklung des österreichischen JI-/CDM-Programms ist gemäß Umweltförderungsgesetz die Kommunalkredit Austria AG betraut. Hauptaufgaben umfassen Projektidentifizierung, Prüfung von Projektanträgen, Empfehlungen an die Kommission, Kontakte mit Institutionen in Partnerländern, jährliche Berichtslegung über die Aktivitäten im Rahmen des Programms.

Projekte im Rahmen von JI/CDM

2006 war für das österreichische JI/CDM-Programm erneut ein erfolgreiches Jahr: Für insgesamt 17 Projekte (sieben JI und zehn CDM) konnten Ankaufsverträge für Emissionsreduktionen abgeschlossen werden. Mit diesen sichert sich Österreich weitere 12,4 Mio. Tonnen Emissionsreduktionseinheiten für die Periode 2008 – 2012.

Carbon Markt und Preisentwicklung

Das Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls im Jahre 2005 führte zu einem deutlich gestiegenen Marktvertrauen der am internationalen Carbon-Markt involvierten Akteure. Zum Marktvertrauen wesentlich beigetragen haben 2006 auch wichtige Signale auf institutioneller Ebene, wie beispielsweise die Einrichtung des Supervisory Committees.

Zukunftsprognosen JI/CDM

Folgende Faktoren haben maßgeblichen Einfluss auf die potenzielle Marktgröße von CDM und JI:

- Der Handel mit „Hot Air“ aus Russland und der Ukraine
- Die Rolle der USA
- Emissionsreduktionen der Annex B-Staaten durch Umsetzung von Politiken und Maßnahmen
- Nutzung von Senken zur Erfüllung der Verpflichtung
- Sozioökonomische Faktoren mit Einfluss auf die Business-as-usual-Emissionen der Annex B-Staaten

2.4 ÜBERTRAGUNGSNETZ / LASTFLUSS (Session A4)

2.4.1 When the Wind blows over Europe: A Simulation Analysis and the Impact of Grid Extensions

Till Jeske, Florian Lethold, Hannes Weigt, Christian Von Hirschhausen (TU Dresden/Chair of Energy Economics and Public Sector Management)¹

Abstract

Wind power is the fastest growing renewable energy generation source in the European Union, as risk and profit are easily calculated due to different support mechanisms as the implementation of the EU-directive 2001/77/EG in the member states mostly took place in terms of fixed feed in tariffs or certificate trading. In the past, wind power generation was decentralized and thus impacts on the grid in terms of congestion problems played only a minor role. However, considering a further expansion of onshore and, more importantly, projected construction of considerable offshore capacities, questions arise which impact growing wind capacities have on the grid and whether the existing grid is still capable of reliably securing energy supply in the European integrated network (UCTE grid).

In this paper we assess the impact of European wind capacities in 2020 on the UCTE grid using a nodal pricing approach. Based on nodal price differences, the model upgrades transmission lines with an endogenous algorithm. The model is a bottom-up approach combining electrical engineering and economics: its objectives function is welfare maximization, subject to line flow, energy balance, and generation constraints. The model upgrades transmission lines as long as the extensions yields a gain in social welfare while taking into account the investment costs for the grids upgrade.

As the focus of the study is on the impact of wind energy on the grid situation the 2020 forecast scenarios assume the same conventional power plant system as today. We define two wind extension scenarios: a business-as-usual scenario (BAU) and an alternative scenario (ALT). The wind energy forecast of the business-as-usual scenario bases on the World Energy Outlook study 2006 of the International Energy Agency summing to about 120 GW installed capacity. The alternative scenario bases on the Windforce 12 study of the Global Wind Energy Council with about 180 GW installed capacity in the considered region.

To assess the impact extensive wind energy input has on grid conditions the scenarios are benchmarked against their respective low wind input counterpart: assuming that the same amount of capacities are installed but wind speeds are not exceeding average levels. Thus the differences in necessary extensions reflect investment needs due to the possibility of high wind energy input. Based on a scenario analysis, we show that the necessary investment effort is relatively decent with up to 21 line extensions depending on the scenario. The latter is particularly due to the low probability of extreme wind situations. Hence, the investments avoiding extreme situations exceed economic feasible ranges.

Selected References

Pérez-Arriaga, Ignacio J. and Olmos, Luis (2004): A Plausible Congestion Management Scheme for the Internal Electricity Market of the European Union. Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Spain.

Boucher, Jacqueline, and Smeers, Yves (2001): Towards a Common European Electricity Market - Paths in the Right Direction ... Still Far from an Effective Design. In: Journal of Network Industries, Vol. 3, 375-424.

¹ Dresden University of Technology, Faculty of Business and Economics, Chair of Energy Economics and Public Sector Management (EE2), 01062 Dresden, Germany, phone: +49-351-4633794, email: t.jeske@vortex-energy.de.

Bower, John (2004): Electricity Infrastructure & Security of Supply: Should EU Governments Invest in Transmission Capacity? Oxford Institute for Energy Studies. Retrieved August 31, 2005, from http://www.oxfordenergy.org/comment_prn.php?0403

DENA (2005a): dena-Netzstudie, Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Deutsche Energie-Agentur.

Ding, Feng, and J. David Fuller (2005): Nodal, Uniform, or Zonal Pricing: Distribution of Economic Surplus. In: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, 875-882.

GWEC (2005): Wind Force 12 – A Blueprint to Achieve 12% of the World's Electricity from Wind Power by 2020. Global Wind Energy Council.

IEA (2006): World Energy Outlook 2006. International Energy Agency/OECD, Paris.

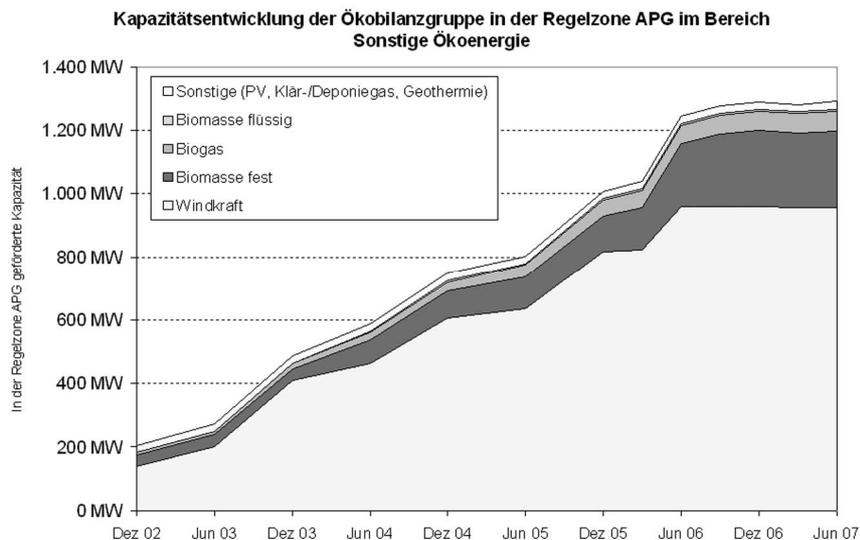
Schweppe, Fred C., Caramanis, Michael C., Tabors, Richard D., and Roger E. Bohn (1988): Spot Pricing Of Electricity. Boston, Kluwer.

Stigler, Heinz, and Christian Todem (2005): Optimization of the Austrian Electricity Sector (Control Zone of VERBUND APG) under the Constraints of Network Capacities by Nodal Pricing. In: Central European Journal of Operations Research, 13, 105-125.

2.4.2 Auswirkungen der Windkraft auf den Netzbetrieb der VERBUND-APG

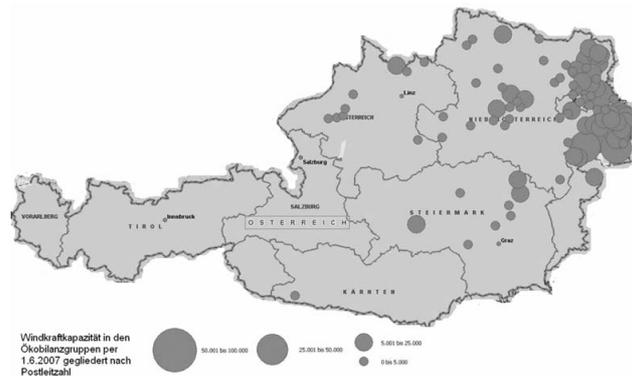
Klaus Kaschnitz (VERBUND-Austrian Power Grid AG)¹

Windkraftanlagen stellen zweifelsohne einen positiven Beitrag zur umweltfreundlichen Deckung des Energiebedarfs dar. Unter den neuen Erneuerbaren (sonstige Ökoenergie) haben sie in Österreich in den letzten 4-5 Jahren auch den mit Abstand stärksten Kapazitätswachstum erfahren (siehe Grafik). Mit knapp 1.000 MW weisen sie die rd. 5,5-fache Leistung bzw. die rd. 2-fache Stromerzeugungsmenge des Kraftwerks Freudenau auf.



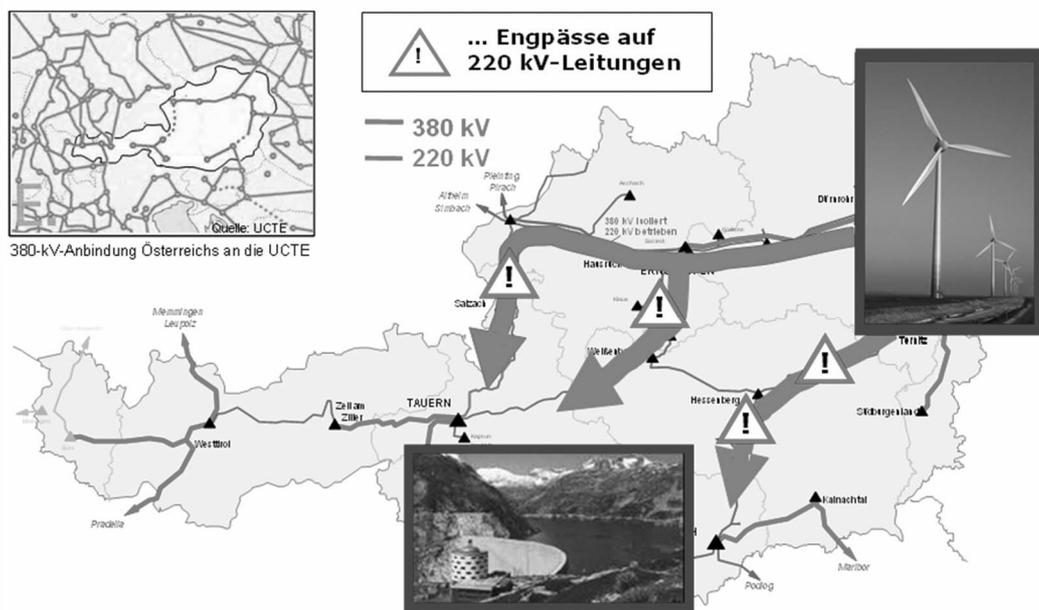
Aufgrund der naturgemäß hohen Erzeugungsschwankungen der Windkraft sowie deren Konzentration auf windstarke Regionen (siehe Graphik) stellen sie aber auch gleichermaßen das gesamte elektrische Versorgungssystem vor große Herausforderungen.

Einerseits muß die erzeugte Windenergie oft weiträumig zu den Verbrauchsstellen abtransportiert werden. Hierfür ist ein leistungsstarkes Übertragungsnetz unabdingbar. In Österreich sind die von

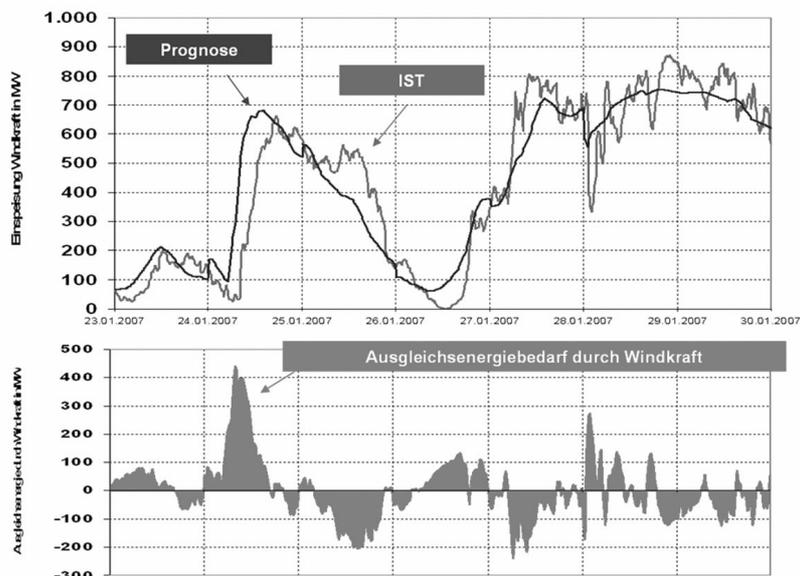


¹ VERBUND-Austrian Power Grid AG Leiter der Fachgruppe „Ökobilanzgruppe“ Wagramer Straße 19, IZD-Tower A-1220 Wien Tel: +43 (0)5 0313 – 56105 Fax: +43 (0)5 0313 - 156105 mailto:Klaus.Kaschnitz@verbund.at www.apg.at

der VERBUND-Austrian Power Grid AG (APG) betriebenen Höchstspannungsleitungen mangels geschlossenen 380 kV-Ring jedoch bereits längst an ihre Leistungsgrenzen angelangt (siehe Grafik). Dies ist neben dem Windkraftausbau auch auf Umstände wie die eingeführte Strommarktliberalisierung oder dem stetigen Verbrauchszuwachs zurückzuführen. Bedauerlicherweise kann aufgrund langwieriger Genehmigungsverfahren der erforderliche Netzausbau nicht mit diesen schnell wachsenden Anforderungen Schritt halten. Das Setzen von teuren Notmaßnahmen, mit denen der Versorgungssicherheitsstandard jedoch nicht immer zur Gänze wiederhergestellt werden kann, ist die Folge.



Andererseits ist Windkraft nur schwierig zu prognostizieren. Jede Abweichung zur Einspeisevorhersage ist über oft teure Regel- bzw. Ausgleichsenergie auszugleichen. Zwar hat APG ihre Vorhersagemodelle, mit Hilfe derer sie die Ökostrom-Weiterverteilung an die Stromhändler im Auftrag der Ökostrom-abwicklungsstelle OeMAG organisiert, auf internationalen Standard weiterentwickelt. Dennoch ist bei Leistungssprüngen von rd. 500 MW/h oder bei Vorhersagen über mehrere Tage (z.B. vor Wochenenden) ein zeitweise hoher Ausgleichsenergiebedarf unvermeidbar (siehe Grafik).



2.4.3 Konzept der Kommission zur regionalen Entwicklung der Elektrizitätsmärkte Europas – Status Quo und Aktivitäten der VERBUND- Austrian Power Grid AG

**Christian Todem, Hannes Wornig, Milan Vukasovic, Tim Schreier
(VERBUND-Austrian Power Grid AG)¹**

Einleitung

Mit Beginn der Liberalisierung des Europäischen Elektrizitätsmarktes wurden seitens der Kommission immer wieder Schritte gesetzt, um die hinter den Erwartungen bleibenden Liberalisierungseffekte – wie z.B. höherer Wettbewerb, entsprechende Wechselraten von Stromkunden, etc. – zu verbessern.

Mit der Anpassung der Stromhandelsverordnung 1228/2003 – Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel – legt der adaptierte Anhang dieser Verordnung („Congestion Management Guidelines“) seit 1. Dezember 2006 die neuen „Spielregeln“ auf regionaler Ebene innerhalb Europas fest.

Entsprechend dieser Congestion Management Guidelines wurden innerhalb Europas sieben Regionen definiert, wobei die jeweils involvierten Länder verpflichtend ihre internationalen Stromhandelsaktivitäten und –mechanismen koordinieren müssen.

Inhalte des Beitrages

Die wesentlichen und fortschrittlichsten daraus resultierenden Konzepte werden in diesem Beitrag dargestellt.

Betrachtete Regionen:

- Regionale Entwicklung in CEE – Central Eastern Europe (involvierte Länder: Deutschland, Österreich, Polen, Slowakei, Slowenien, Tschechien, Ungarn)
- Regionale Entwicklung in CWE – Central Western Europe (involvierte Länder: Belgien, Frankreich, Deutschland, Holland, Luxemburg, [Österreich])
- Regionale Entwicklung in CSE – Central South Europe (involvierte Länder: Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien, Österreich, [Schweiz], Slowenien)
- Regionale Entwicklung in SEE – South Eastern Europe (involvierte Länder: Albanien, Bosnien, Bulgarien & Herzegowina, FYROM, Griechenland, Italien, Kroatien, Österreich, Rumänien, Serbien, Slowenien, [Türkei], Ungarn)

Betrachtete Konzepte:

- Aktuelle Situation/Verfahren der APG
- „Koordinierte“ bilaterale Allokationen
- Lastflussbasierte koordinierte Allokationen
- Market Coupling

Weiters werden die Entwicklungen und Aktivitäten der APG in den entsprechenden Regionen dargestellt und erläutert.

2.4.4 Potenziale und Hemmnisse für Power-Demand-Side-Management in Österreich

Christoph Gutschi, Heinz Stigler (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

Problemstellung

Heute sind die historisch gewachsenen hohen Reservekapazitäten im europäischen Kraftwerkspark größtenteils abgebaut, zugleich steigt jedoch der Stromverbrauch in den EU-Ländern jährlich um mehr als 2 % an. Zur Sicherung der zukünftigen Stromversorgung ist daher der Bau neuer Erzeugungskapazitäten erforderlich, dies erfordert hohe Investitionen in die europäische Elektrizitätswirtschaft.

Hinzu kommt zusätzlicher Investitionsbedarf in Kraftwerkskapazitäten in den neuen EU-Ländern, welche ein überdurchschnittliches Verbrauchswachstum aufweisen. Angesichts des enormen Investitionsbedarfs drängt sich die Frage auf, ob es nicht möglich ist, einen Teil des Bedarfs an Kraftwerkskapazitäten durch Maßnahmen im Bereich des Power Demand Side Management (PDSM) und der Energieeffizienz zu substituieren.

Im elektrischen Netz muss zu jedem Zeitpunkt die von den Kunden bezogene Leistung durch Kraftwerke eingespeist werden, d.h. die Kapazität des Kraftwerksparks muss ausreichend groß sein, um die Jahresverbrauchsspitze abzudecken. In Österreich tritt die Jahreshöchstlast im Winter auf, zugleich liefert die Wasserkraft in dieser Zeit nur wenig Energie, die Winterspitze bestimmt somit die erforderliche Kapazität des thermischen Kraftwerksparks. Da eine extreme Spitzenlast nur an wenigen Stunden im Jahr erreicht wird, resultiert daraus eine geringe Auslastung des erforderlichen Kraftwerksparks. Es stellt sich daher die Frage, inwieweit durch Maßnahmen zur Beeinflussung der Lastspitze, sog. Power Demand Side Management (PDSM), die Lastspitze vermindert, eine bessere Auslastung des Kraftwerksparks erreicht und die erforderliche Kapazität an Reservekraftwerken verringert werden kann. Mittels PDSM kann einerseits die Lastspitze verschoben und das Lastprofil dadurch vergleichmäßigt werden, andererseits kann mittels verbraucherseitiger Maßnahmen auch Regelleistung und Ausgleichsenergie bereitgestellt werden. Trotz dieser vielversprechenden Möglichkeiten und der steigenden Bedeutung in der Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) wird industrielles PDSM in Österreich noch kaum angewandt.

Vor diesem Hintergrund werden in der vorliegenden Arbeit folgende Fragestellungen im Detail untersucht:

- 1.) Wie hoch ist das technische Potenzial für PDSM in Österreich?
- 2.) Wie können die maximalen Kosten für verbraucherseitige Maßnahmen in der Industrie nachvollziehbar abgeschätzt werden und wie hoch sind diese?
- 3.) Durch PDSM können die Kapazitätskosten des Kraftwerksparks in einer Regelzone gesenkt werden. Eine Voraussetzung dafür ist jedoch eine verursachergerechte Aufteilung der Kapazitätskosten der Stromerzeugung auf die unterschiedlichen Kundengruppen. Ist im bestehenden Tarifsysteem diese verursachergerechte Aufteilung der Kapazitätskosten des Kraftwerksparks in ausreichendem Maße implementiert?

Vorgangsweise und Erkenntnisse

Einführend wird der Lastgang und die Dauerlinie des Stromverbrauchs in Österreich analysiert. Dadurch wird ersichtlich, dass eine Last, welche die Lastspitze um maximal 400 MW unterschreitet, höchstens an 75 h im Jahr auftritt. Weiters wird die Aufbringungsseite beleuchtet und die Bedeutung des thermischen Kraftwerksparks für die winterliche Spitzenlastdeckung dargestellt.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel: +43 316 873 7901, Fax: +43 316 873 7910, Mail: Christoph.Gutschi@tugraz.at, www.IEE.tugraz.at

Die Grundidee des Power Demand Side Management wurde bereits in früheren Veröffentlichungen vorgestellt. Darauf aufbauend wird die Bedeutung der stromintensiven Branchen für PDSM erörtert und die elegante Möglichkeit des „Energiedienstleistungsspeichers“ zum Einsatz für industrielles PDSM ohne maßgebliche Beeinträchtigung des Produktionsprozesses erklärt. Anschließend werden drei demonstrative Beispiele für Möglichkeiten des PDSM in der Industrie dargestellt und analysiert: Schotterwerke, Calciumkarbid-Produktion und Chlor-Alkali-Elektrolyse.

Schotterwerke und die Calciumkarbid-Erzeugung können vor allem für die Reduktion von Spitzenlast eingesetzt werden können, wobei gerade im Winter die geringe Auslastung der Schotterwerke dies begünstigt. Elektrolyseanlagen wie die Chlor-Alkali-Elektrolyse eignen sich hingegen auch für die Bereitstellung von Minutenreserve und sogar Sekundärregelleistung. Es wird abgeschätzt, dass ohne maßgebliche Beeinträchtigung des Produktionsprozesses durch Anlagen zu Chlor-Alkali-Elektrolyse in Deutschland rund 127 MW an Sekundärregelleistung oder rund 380 MW an Minutenreserve bereitgestellt werden könnten.

Weiters erfolgt eine Recherche der Bedeutung von PDSM in der UCTE. Es wird festgestellt, dass PDSM in den letzten Jahren stark an Bedeutung gewonnen hat. Derzeit werden in der UCTE PDSM-Maßnahmen im Umfang von mind. 11.450 MW eingesetzt, die Tendenz ist ansteigend. Aus den von der UCTE veröffentlichten Zahlen kann geschlossen werden, dass mind. 4 % der Spitzenleistung eines Landes für PDSM-Maßnahmen verfügbar sein kann.

Im Anschluss wird eine Abschätzung des technischen Potenzials für PDSM in Österreich dargestellt. Durch Befragungen, technische Analysen und statistische Auswertungen wurden die Möglichkeiten für PDSM in einzelnen Betrieben bewertet und für die jeweilige Wirtschaftsbranche linear hochgerechnet. In Summe ergibt die Abschätzung ein technisches Potenzial von 664 MW in der österreichischen Wirtschaft.

Mittels einer überschlägigen Berechnung der Opportunitätskosten ausgewählter stromintensiver Unternehmen werden die maximalen Kosten von PDSM für den Fall einer Produktionsunterbrechung der Betriebe abgeschätzt. Die geringsten Opportunitätskosten von rund 200 €/ (MW□h) treten demnach bei Papierfabriken mit Holzschliffproduktion und der Baustahlerzeugung mittels Elektrooefen auf. Eine deutliche Unterschreitung dieser Kosten ist jedoch durch die gezielte Nutzung von „Energiedienstleistungsspeichern“ zum Zweck des PDSM erzielbar.

Die nicht verursachergerechte Zuordnung der Kapazitätskosten des Kraftwerksparks auf die unterschiedlichen Kundengruppen kann ein Hemmnis für Nutzung von industriellen PDSM-Möglichkeiten darstellen. Daher wird abschließend das Tarifsystem hinsichtlich dieser Problematik qualitativ analysiert. Während in den Regelenergiemärkten und den Netztarifen eine leistungsabhängige Komponente implementiert ist, fehlt diese derzeit beim Markt für elektrische Arbeit. Zudem wird das zeitliche Auftreten des Stromverbrauchs nur ungenügend berücksichtigt. Daher ist davon auszugehen, dass die Kapazitätskosten des Kraftwerksparks nicht nach dem Verursacherprinzip auf die einzelnen Kundengruppen aufgeteilt werden. Somit besteht auch nur wenig Anreiz für industrielles PDSM. Dieses wird derzeit in Österreich nur genutzt, wenn bei den Elektrizitätsunternehmen ein ausreichendes Bewusstsein für die dennoch gegebenen Vorteile des PDSM vorhanden ist. Eine verursachergerechte Aufteilung der Kapazitätskosten des Elektrizitätssystems auf die einzelnen Kundengruppen würde hingegen aufgrund von Lastverschiebungen zu einer Erhöhung der Gesamteffizienz des Systems führen und sowohl den Erzeugern als auch den Verbrauchern einen Vorteil bringen.

2.4.5 Nachfrageseitige Regelungsmöglichkeiten im Energiesystem

Marian Klobasa (Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung)¹

1. Zusammenfassung

Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien an der Strombereitstellung erhöht sich auf Grund der z. T. fluktuierender Einspeisecharakteristik der Regelungsbedarf im Energiesystem. Dieser Regelungsbedarf kann auch durch nachfrageseitige Regelungsmöglichkeiten bereitgestellt werden. Im Rahmen des Beitrags werden internationale Erfahrungen aus Norwegen, Dänemark, den USA und Deutschland mit theoretischen Potenzialuntersuchungen aus Deutschland verglichen und Erfolgsfaktoren aufgezeigt. Die Ergebnisse zeigen, dass vor allem die energieintensive Industrie bereits nachfrageseitige Potenziale zur Verfügung stellt, die einem hohen Anteil der theoretisch verfügbaren Potenzialen entsprechen. Zusätzliche Potenziale bestehen vor allem in der Erschließung kleinerer Anwendungen im Bereich Kälteanwendungen und Klimatisierung. Kostenabschätzung zeigen sehr niedrige Kosten bei kurzzeitiger Leistungsbereitstellung, die mit zunehmender Bereitstellungsdauer deutlich ansteigen.

2. Motivation und zentrale Fragestellung

Zukünftig sollen erneuerbare Energien einen größeren Beitrag der Stromnachfrage decken. Damit erhöht sich der Bedarf an Regelleistung und Regelenergie, der heute vornehmlich mit erzeugungsseitigen Optionen gedeckt wird [1]. Verschiedene Arbeiten haben gezeigt, dass auch nachfrageseitig Optionen zur Verfügung stehen [2, 3]. Hier stellt sich die Frage, welchen Beitrag zur Regelung nachfrageseitige Potenziale liefern können. Für die Beantwortung dieser Frage ist vor allem die Höhe des verfügbaren Potenzial von Bedeutung. Darüber hinaus spielen bei der Nutzung der Potenziale die anfallenden Kosten sowie die Einbindung in den Netzbetrieb eine zentraler Rolle.

3. Methodische Vorgangsweise

Ausgangspunkt der Analyse ist die detaillierte Herleitung der in Deutschland verfügbaren Lastmanagementpotenziale zur Bereitstellung von Regelleistung. Diese umfassen die Potenziale im Bereich Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie Haushalte. Darüber hinaus werden für ausgewählte Anwendungen Kostenabschätzungen für die Bereitstellung der Potenziale durchgeführt, um die notwendigen Aktivierungskosten ermitteln zu können. Zur Bestimmung geeigneter Umsetzungsmöglichkeiten und Handlungsempfehlungen werden die wichtigsten internationalen Erfahrungen, die mit lastseitigen Regelungsmöglichkeiten bereits in Deutschland, Skandinavien und den USA gemacht worden sind, vergleichend dargestellt.

4. Ergebnisse

Das theoretisch ermittelte Potenzial für Lastmanagement teilt sich auf die drei Bereiche Industrie, GHD, und Haushalte auf. Es erreicht im Industriesektor maximal 3 GW, im GHD-Sektor ca. 10 GW und im Haushaltssektor einschließlich der Nachtspeicherheizungen mehr als 20 GW. Die Höhe der Potenziale ist dabei sowohl von der Tages- als auch der Jahreszeit abhängig.

¹ Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Breslauer Strasse 48, 76139 Karlsruhe, *Tel.: +49 721 6809 – 287, M.Klobasa@isi.fraunhofer.de

Sektor	Anwendung	Verlagerbare Energie [GWh]	Maximale Leistung [MW]
Industrie	Prozesstechnik, Querschnittsanwendungen	1.350	2.800
Gewerbe, Handel, Dienstl.	Kälte- und Klimatisierungstechnik	6.300	10.320
	ohne Klimatisierung	3.100	2.930
Haushalte	Kälte- und Wärmetechnik, weitere	26.600	20.585
	ohne Wärmepumpen und Nachtspeicher	11.300	3.705
Gesamt	Sommer	ca. 19.000	ca. 17.000
	Winter (ohne Nachtspeicher/Wärmepumpen)	ca. 15.750	ca. 9.500

Tabelle 4 1: Lastmanagementpotenziale im Bereich Industrie, GHD und Haushalte

Die anfallenden Kosten umfassen zum einen Anfangsinvestitionen in Zähler- und Kommunikationsinfrastruktur sowie laufende Kosten für die Aktivierung der Lastmanagementpotenziale. Im Bereich der Industrie sind Zählerinfrastruktur und Kommunikationseinrichtungen häufig bereits vorhanden, im Haushaltsbereich liegen die Kosten für Zählerinfrastruktur bei bereits unter 100 Euro pro Haushalt. Die Kosten für die Aktivierung der Lastmanagementpotenziale sind von der Häufigkeit abhängig und im Industriebereich bei seltenen Aktivierung wettbewerbsfähig mit erzeugungsseitigen Optionen.

Internationale Erfahrungen zeigen, dass eine Einbindung der Lastmanagementpotenziale in die Reservemärkte eine vielversprechende Option darstellt. Die Anforderung eher Leistungsreserve als Energie zur Verfügung zu stellen, können von lastseitigen Optionen am ehesten erfüllt werden. Weiterhin von Bedeutung sind die Flexibilität, die den Anbietern nachfrageseitiger Potenziale eingeräumt wird, sowie die minimalen Leistungsklassen, die gefordert werden. Stimmen diese Rahmenbedingungen sowie die Erlösmöglichkeiten, lässt sich ein Großteil der industriellen Potenziale aktivieren, wie Erfahrungen in Deutschland und Norwegen zeigen.

Literaturverzeichnis

- [1] DENA-Netzstudie (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Studie im Auftrag der: Deutschen Energie Agentur (DENA).
- [2] Auer, H.; Obersteiner, C.; Klobasa, M.; Ragwitz, M. (2005) Modellierung von Kraftwerksbetrieb und Regelenergiebedarf bei verstärkter Einspeisung von Windenergie in verschiedene Energiesysteme unter Berücksichtigung des Lastmanagements, Wien: TU Wien, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (EEG).
- [3] Gutsch, C.; Stigler, H. (2006): Verbraucherseitiges Spitzenlastmanagement zur Optimierung des Gesamtsystems von Erzeugern und Verbrauchern, 9. Symposium Energieinnovation, Graz: Technische Universität Graz.

2.4.6 Verzögerter Netzausbau, Risiken und Mehrkosten für Netzbetreiber und Netzkunden

**Heinz Kaupa, Wolfgang Haiml, Herbert Erven
(Verbund Austrian Power Grid AG).¹**

Europaweit hinkt der Netzausbau den Erfordernissen des sicheren Netzbetriebes und den Wünschen des Marktes nach.

Während Begriffe wie Engpassmanagement, Versteigerung von NTC (Net Transfer Capacity), Phasenschieber usw. vor einigen Jahren kaum bekannt waren, ist heute der Eingriff in den Markt durch den Netzbetreiber zur Steuerung der Kraftwerke zur Aufrechterhalten des sicheren Betriebes, der Bau- und Betrieb von Phasenschiebertransformatoren und die Versteigerung von Grenzkapazitäten gelebte Praxis. Die Übertragungsnetze werden bereits über Jahre an der Sicherheitsgrenze und am Kapazitätslimit betrieben. Diese Betriebsweise verursacht ein erhebliches Sicherheitsrisiko, wie die Ereignisse am 4.11.2006 (Zerfall des europäischen Netzes in drei Teile) und der Blackout in Italien im Jahr 2004 zeigen. Die Situation kann sich auch in Zukunft ohne Ausbau der Transportnetze nicht verbessern, Pressemeldungen sprechen bereits von Auswirkungen auf die Wirtschaft („Stromnetze entwickeln sich zur Achillesferse“; Handelsblatt vom 30.01.2008).

Die Verschärfung der schwierigen Netzsituation hat mehrere Gründe: Einerseits die geänderte und äußerst volatile Erzeugungsstruktur, die Anforderung des Marktes an die Netzbetreiber sowie die Verzögerungen beim Netzausbau mit den aufwändigen und langwierigen Genehmigungsverfahren.

So wird es zu einer weiteren Verschlechterung der Situation auf Grund der geänderten Rahmenbedingungen kommen.

Die Einbindung der Windenergie mit ihrem stark schwankenden Energiedargebot und der vom momentanen Marktpreis gesteuerte Einsatz vieler Kraftwerke tragen zu einem fluktuierenden und schwer prognostizierbaren Lastfluss bei.

Kraftwerksbauten werden dort errichtet, wo die Primärenergie günstig zur Verfügung steht und nicht dort wo sich die Verbraucherzentren befinden.

Damit ergibt sich ein steigender Bedarf nach leistungsfähigen Stromnetzen, die einerseits den Ausgleich zwischen Aufbringung und Bedarf gewährleisten können und andererseits den Wünschen und Erfordernissen des liberalisierten Marktes in Europa entsprechen, wobei auch die Qualität der Stromversorgung nicht gemindert werden darf.

Es sind die Netzbetreiber, die letztlich für die Qualität der Stromversorgung (insbesondere Spannungs- und Frequenzhaltung) verantwortlich sind. Auf Grund der vergangenen Störungen wurden auch seitens der UCTE neue Regeln für die Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber erarbeitet, die im „Operation Handbook“ zusammengefasst sind und durch einen Monitoring Prozess überwacht werden. Das „Operation Handbook“ ist für alle Übertragungsnetzbetreiber durch einen multilateralen Vertrag verbindlich, Verletzungen können mit Vertragsstrafen oder Schadenersatzforderungen geahndet werden.

Während die Wünsche und Anforderungen an die Netzbetreiber steigen, stagniert der Ausbau der Infrastruktur. Die Gründe dafür sind darin zu suchen, dass einerseits Genehmigungsverfahren für Freileitungen immer länger dauern und andererseits die Akzeptanz von Freileitungen in der Öffentlichkeit immer schwieriger wird.

So werden Kabelgutachten in Auftrag gegeben und die Ergebnisse sind in vielen Bereichen widersprüchlich.

Gerade die letzten Gutachten von Prof. Oswald - beauftragt durch den österreichischen Regulator einerseits - und das Gutachten von der KEMA - beauftragt von der Salzburger Landesregierung - zeigen diese Diskrepanz deutlich auf.

Die Anforderung des Netzbetriebes an eine 380-kV-Verbindung im europäischen Transportnetz sind klar definiert und wurden am Beispiel der Salzburgleitung dargestellt.

Der verzögerte Leitungsbau bringt, wie an diesem Beispiel deutlich erkennbar ist, ein erhöhtes Risiko von Versorgungsausfällen und beträchtliche Mehrkosten sowohl für den Netzbetreiber als auch für den Netzkunden.

¹ Verbund Austrian Power Grid AG,

2.5 ÜBERTRAGUNGSNETZ / TECHNIK (Session A5)

2.5.1 Moderne Leitungssysteme für Übertragungsnetze

Michael Muhr (TU Graz/Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement)¹

Der wachsende Bedarf an elektrischer Energie verbunden mit der Liberalisierung des Stromhandels sowie das steigende Umweltbewusstsein bringen neue Anforderungen und Überlegungen für die Übertragungsnetze. Zudem kommt es noch zu einer Anhäufung von Energieerzeugungsanlagen in bestimmten Gegenden, so etwa bei Off-Shore-Windkraftanlagen in Küstengegenden oder bei großen Sonnenkollektoranlagen in südlichen Zonen, die eine Übertragung dieser erneuerbaren Energien in die Bedarfszonen erfordern. Weiters wird immer mehr und mehr auch die Frage gestellt, ob Gleichstromübertragung die Drehstromübertragung für bestimmte Anforderungen ersetzen soll.

Um dabei sinnvolle Lösungen für die Übertragungsnetze zu realisieren, müssen unterschiedliche Aspekte betrachtet werden. Zum einen sind es die technischen Eigenschaften eines Systems, wobei auch die Betriebsführung und ihr Zusammenwirken mit anderen Leitungssystemen zu beachten sind. Weiters ist die Zuverlässigkeit der verschiedenen Möglichkeiten zu beachten, da sie Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, die Versorgungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit hat. Wesentlich ist heute auch die Umweltverträglichkeit und die Akzeptanz eines Systems in der Gesellschaft. Aber letzten Endes ist auch die Wirtschaftlichkeit ein wichtiger Faktor, der vor allem für die Betreiber sorgsam zu überlegen ist.

Die derzeitigen Möglichkeiten zur Stromübertragung im Höchstspannungsnetz sind Freileitung, Kabelleitung sowie gasisolierte Leitung (GIL). Dazu kommen noch Entwicklungen im Bereich der Hochtemperatur-Supraleiter (HTSC) sowie im Bereich der Nanotechnologie für Kabelleitungen. Es eröffnen sich somit interessante Fragestellungen, die im Zusammenwirken von Technik, Wissenschaft und Wirtschaft zu lösen sind.

¹ Technische Universität Graz Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement
Inffeldgasse 18 A-8010 Graz

2.5.2 Erhöhung der Strombelastbarkeit der Betriebsmittel der Energieversorgung abhängig von den Umgebungsbedingungen

Ina Berg, Helmut Löbl, S. Großmann, (TU Dresden/Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik)¹
Frank Golletz (Vattenfall Europe Transmission GmbH)

Einleitung

Seit der Liberalisierung des Strommarktes hat sich der Handel mit Elektroenergie und damit auch der Energieaustausch zwischen Verbundpartnern stark erhöht. Des Weiteren führt der zunehmende Transport von Elektroenergie aus regenerativen Quellen, insbesondere der Windenergie, zu steigenden Transportleistungen in den Netzen der Elektroenergieversorgung. Als Konsequenz aus der höheren zu übertragenden Leistung durch z. B. die regenerative Energieerzeugung müssen die Übertragungsnetze weiter ausgebaut und neue Transportkapazitäten geschaffen werden.

Da die dafür notwendigen Genehmigungsverfahren langwierig sind, die Marktentwicklung und der Ausbau der Anlagen zur Erzeugung regenerativer Energien aber schneller voranschreitet, werden die Betriebsmittel im Netz durch die steigenden Transportleistungen immer höher, zum Teil auch bis an ihre thermischen Grenzen, belastet.

Um bis zur Realisierung des notwendigen Netzausbaus einen anforderungsgerechten Betrieb der Netze sichern zu können, wird von den Netzbetreibern nach temporären Lösungen gesucht, die eine thermische Überlastung der Betriebsmittel ausschließen.

Dabei können z. B. lastflussregelnde Maßnahmen, wie korrektives Schalten und der Einsatz von Querregeltransformatoren, die Belastung der Betriebsmittel im vermaschten Netz so verteilen, dass es nicht zur Überlastung kommt.

Die Grenze der Strombelastbarkeit wird in der Regel durch die in den Betriebsmitteln eingesetzten Materialien oder Materialkombinationen bestimmt. In geltenden Normen, z. B. DIN VDE 0210, sind die Umgebungsbedingungen (Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit, Globalstrahlung) für die thermischen Belastungsgrenzen festgelegt. Davon ausgehend wurde unter Laborbedingungen und rechnerisch untersucht, ob bei geänderten Umgebungsbedingungen, die natürlich im realen Betrieb sehr volatil sein können, ein höherer als der Bemessungsstrom des Betriebsmittels erreicht werden kann, ohne dass dessen thermische Grenze überschritten wird.

Methodik

Die Bemessungsströme für die Betriebsmittel werden für Umgebungsbedingungen, wie z. B. einer Umgebungstemperatur von 35°C und einer Windgeschwindigkeit von 0,6 m/s angegeben (Bild 1). Diese Bemessungsbedingungen treten jedoch nur selten im Jahr auf, so dass die Betriebsmittel oft mit höheren Strömen belastet werden können, ohne dass deren Grenztemperaturen überschritten werden.

¹ Dip.-Ing. Ina Berg; Privatdozent Dr.-Ing. habil. Helmut Löbl; Prof. Dr.-Ing. S. Großmann, Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik, TU Dresden; Mommsenstr. 10, 01069 Dresden; Tel:+49 (0) 351-463-33080, Fax: :+49 (0) 351-463-37157; e-mail: ina.berg@tu-dresden.de, Url: <http://www.tu-dresden.de/etieeh>; Dr.-Ing. Frank Golletz; Vattenfall Europe Transmission GmbH, Chausseestraße 23, 10115 Berlin, frank.golletz@vattenfall.de

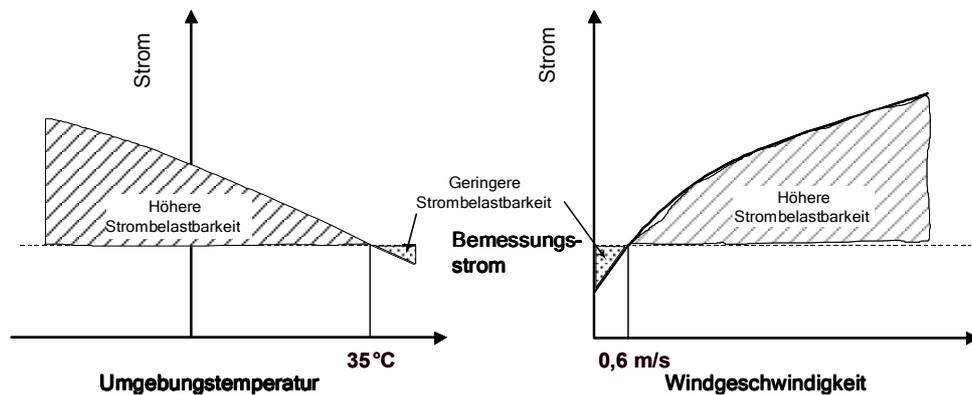


Bild 1: schematische Darstellung der Strombelastbarkeit abhängig von den Umgebungsbedingungen

Um den Einfluss der Umgebungsbedingungen auf die Geräte zu untersuchen, wird die Analogie zwischen dem elektrischen und dem thermischen Strömungsfeld genutzt. Mittels des Netzberechnungsprogramms PSPICE wird für alle Betriebsmittel im Leiterzug (Freileitungsseil, Leistungsschalter, Stromwandler, Trennschalter) ein Wärmenetz aufgebaut (z. B. Bild 2) und in Laborversuchen an den entsprechenden Geräten verifiziert. Mit diesen Wärmenetzen werden dann Parameterstudien für unterschiedliche Umgebungsbedingungen durchgeführt.

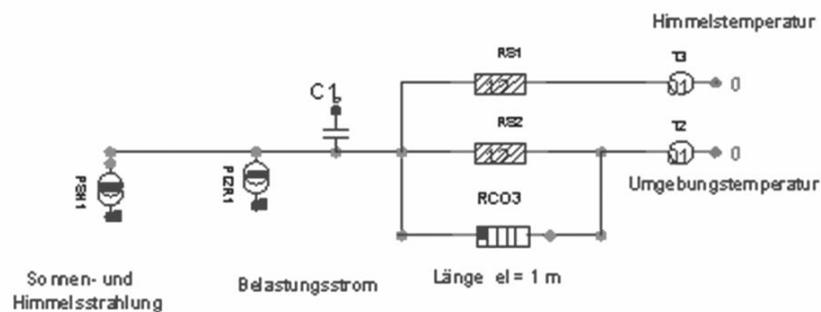


Bild 2: Wärmenetz für ein Freileitungsseil unter Freiluftbedingungen

Ergebnisse

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass unter Berücksichtigung der Umgebungsbedingungen eine höhere aber auch geringere Strombelastbarkeit der Geräte und Anlagenteile möglich ist. Dabei ist der Einfluss der Umgebungsbedingungen auf ungekapselte deutlich größer als auf gekapselte Strombahnen.

Da alle Anlagenteile in einer Strombahn bzw. in einem Leitungszug den gleichen hohen Strom tragen müssen, sind vor einer erhöhten Strombelastung alle Anlagenteile auf ihre Stromtragfähigkeit zu untersuchen. Das betrifft vor allem sämtliche elektrischen Verbindungen, deren Alterung und deren Ausfall wesentlich vom Belastungsstrom bestimmt werden. Deshalb ist es unbedingt notwendig, dass der Alterungszustand aller Verbindungen bestimmt und bewertet wird, bevor der Belastungsstrom erhöht wird.

Die Ergebnisse der theoretischen Untersuchungen haben gezeigt, dass höhere Belastungsströme als die in den Normen festgelegten Bemessungsströme für die einzelnen Geräte und Anlagenteile bei höheren Windgeschwindigkeiten als 0,6 m/s nur sehr eingeschränkt genutzt werden können, da der Wind über größere Entfernungen gesehen nicht überall entlang des Leitungszuges in gleicher Höhe und in gleicher Richtung zur Strombahn weht und jedes Gerät sowohl zeitlich als auch örtlich sehr unterschiedlich auf den Wind reagiert.

Um zu sichern, dass es zu keiner thermischen Überlastung einzelner Geräte oder Anlagenteile in einem Leitungszug kommt, könnte die Strombelastbarkeit des gesamten Leitungszuges, bei einer um 25 K geringeren als der in den Normen festgeschriebenen Umgebungstemperatur von z. B. 35 °C, um < 20 % erhöht werden.

2.5.3 Extrudierte Gleichspannungskabel für die Energieübertragung

Detlef Wald, Rudi Peters (Borealis Polymers)¹

Abstract

Der weltweite Trend zur Kohlendioxidreduzierung hat die Konstruktion von Windfarmen und die Deregulierung den Austausch von Energie sehr stark gefördert. Dies erfordert es Energie über größere Abstände zu transportieren.

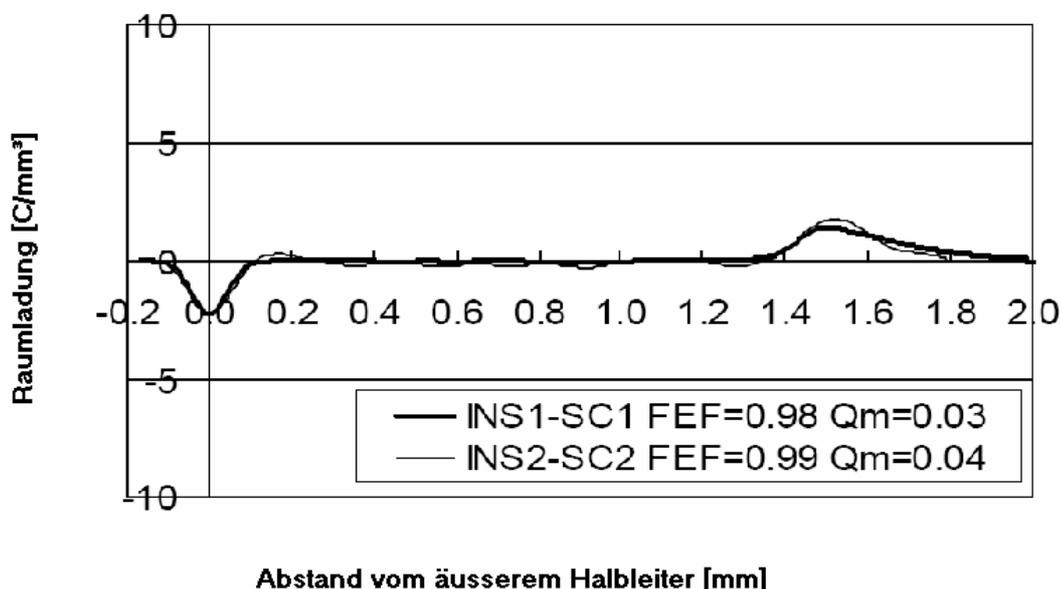
Die Energie, die zum Beispiel von Offshore-Windfarm in der Nordsee produziert wird, muss erst an Land und dann zum Kunden transportiert werden. Das erste kann nur mit Kabeln durchgeführt werden und je nach Abstand zur Küste nur mit Gleichspannungskabeln.

In diesem Bereich sind seit 1990 signifikante Entwicklungen eingetreten. So wurde im Jahre 1990 in Gotland, Schweden, das erste extrudierte Gleichspannungskabel installiert. Seit diesem Zeitpunkt wurden verschiedene Pilotprojekte und kommerzielle Projekte in diesem Bereich durchgeführt. Bisher wurden alle diese Projekte von einem Hersteller ausgeführt, im Jahre 2010 wird nun ein zweiter Hersteller eine Verbindung mit extrudierten Kabeln für die Gleichspannung installieren. Dieser Vortrag behandelt die Anforderungen an diese Kabel, die durch die Entwicklung von speziellen Mischungen für diese Anwendungen gewährleistet wurden.

Diese Anforderungen sind:

- Hoher Durchschlagfestigkeit für Gleichspannung
- Geringe Raumladungen
- Hohe Zuverlässigkeit
- Geringer Platzbedarf

Es erläutert im Detail die Anforderungen an die Isolation und die halbleitende Schicht im Kabel, sowie Möglichkeiten um gewisse Eigenschaften mit Labormethoden zu messen



Bisher wurden diese extrudierten Kabel mit der neuen Konvertertechnologie VSC (Voltage Source Converter) durchgeführt, da diese geringere Anforderungen an die Isolierung stellen. Es wurden jedoch schon Entwicklungen und Untersuchungen durchgeführt um extrudierte Kabel für die ältere Thyristortechnologie (LCC) ein zu setzen.

Hier werden höhere Anforderungen an die Schaltstossspannung and eine niedrigere Raumladung gefordert.

¹ Borealis Polymers N.V., Schaliënhoedreef 20 T, 2800 Mechelen, Belgium, +32.477700592, rudi.peters@borealisgroup.com, www.borealisgroup.com/wire&cable Borealis Polymers N.V., Schaliënhoedreef 20 T, 2800 Mechelen, Belgium, +32477820422., detlef.wald@borealisgroup.com, www.borealisgroup.com/wire&cable

2.5.4 Extra High Voltage Transmission Lines layed in long Tunnels

Rudolf Woschitz (TU Graz/Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement)¹

Die Übertragung elektrischer Energie in Höchstspannungsnetzen über große Entfernungen erfolgt üblicherweise mit Freileitungssystemen. In manchen Fällen bieten jedoch bauliche Strukturen, wie etwa Brücken oder Verkehrstunnel, die Möglichkeit einer Mitverlegung von Höchstspannungsübertragungsleitungen in Form von Kabeln oder gasisolierten Leitungen (GIL). Die Auswahl des geeigneten Systems zur Energieübertragung wird dabei primär von den Rahmenbedingungen des jeweiligen Projekts bestimmt, wobei neben den technischen Gesichtspunkten auch die Kosten des Übertragungssystems eine bedeutende Rolle spielen. Wesentlich dabei ist auch mitzuführende Übertragungsleitungen bereits in der Planungsphase baulicher Strukturen zu berücksichtigen, da die Integration in bereits bestehende Strukturen oft gar nicht oder nur unter erheblichem Aufwand möglich ist.

Im vorliegenden Beitrag werden die technischen Eigenschaften von Kabel und GIL sowie deren Betriebseigenschaften anhand eines geplanten Projekts einer 60 km langen Übertragungsleitung in Tunnelverlegung behandelt. Neben den unterschiedlichen Betriebseigenschaften werden auch die Zusatzeinrichtungen, welche für die jeweilige Technologie erforderlich sind, beschrieben. Betrachtet werden die jeweils typischen Übertragungsleistungen als auch die im Betrieb auftretenden Verluste sowie das Temperaturverhalten der beiden Systeme. Die Abfuhr der entstehenden Verlustwärme in einem langen Tunnel stellt dabei eine besondere Herausforderung dar. Insbesondere beim Kabel ist gegebenenfalls für die notwendige Abfuhr der Verlustwärme durch den Einsatz forcierter Kühlung zu sorgen.

Hochspannungskabel werden bis zur 500 kV Ebene eingesetzt, wobei als Isoliermedium hauptsächlich vernetztes Polyäthylen (VPE) verwendet wird. VPE-Kabel mit Leiterquerschnitten bis zu 2500 mm² befinden sich bereits in Betrieb. Die erzielbare Übertragungsleistung liegt zur Zeit etwa bei 1500 MVA je System. Um größere Leistungen zu beherrschen, ist dabei eine Aufteilung in zwei oder mehrere Systeme erforderlich. Die Herstellung von Kabeln mit Leiterquerschnitten bis zu 4000 mm² für höhere Übertragungsleistungen ist aber bereits möglich. Gasisolierte Übertragungsleitungen werden für Spannungsebenen zwischen 200 kV und 550 kV und Übertragungsleistungen im Bereich von 2000-4000 MVA je System ausgeführt. Die hohen Übertragungsleistungen werden einerseits durch große Leiterquerschnitte und der im Vergleich zu Kabelstrecken niedrigeren Verlustleistung sowie geringerer Temperaturempfindlichkeit möglich. Dadurch kann die Weiterführung der zu übertragenden Energie einer Freileitung mittels GIL mit einem System erfolgen.

Für das Verhalten im Netz sind die Übertragungseigenschaften der beiden Systeme Kabel und GIL maßgebend. So ist z.B. die kapazitive Ladeleistung einer gasisolierten Leitung wesentlich geringer als jene eines Kabels und weist der Freileitung sehr ähnliche Übertragungseigenschaften auf. Kabelstrecken erfordern ab einer Länge von ca. 20 km Kompensationseinrichtungen zur Reduzierung der kapazitiven Ladeleistung, welche im Tunnel untergebracht werden müssen. Erfolgt die Kompensation nur an beiden Enden des 60 km langen Kabels, ist mit einer Reduzierung der übertragbaren Leistung um ca. 30 % zu rechnen. Bezüglich Betriebssicherheit ist davon auszugehen, dass im Fehlerfall die Reparatur an einer 60 km langen GIL inklusive Wiederinbetriebnahme etwa 20 Tage in Anspruch nimmt. Bei der Kabelanlage kann der Fehler in etwa 10 Tagen behoben werden. Auf Grund der geforderten hohen Betriebssicherheit sind hier generell Monitoring-Systeme einzusetzen, um Zustandsänderungen der Übertragungsstrecke rasch zu erkennen. Für beide Systeme kann eine Lebensdauer von etwa 40 Jahren angenommen werden.

¹ Rudolf Woschitz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel. +43316 8737410, Fax: +43316 8737407, e-mail: woschitz@tugraz.at, www.hspt.tugraz.at

2.5.5 Gesundheitliche Aspekte bei der Planung und Errichtung von Freileitungen und Kabeln

Norbert Leitgeb (TU Graz/Institute of Health Care Engineering)¹

Zum Schutz vor gesundheitlichen Beeinträchtigungen existieren Grenzwertregelungen für elektrische und magnetische Felder. Diese begrenzen primär durch Basisgrenzwerte die im Körperinneren verursachten Wirkungsgrößen. Im Niederfrequenzbereich sind dies die elektrischen Stromdichten. Davon abgeleitet wurden Hilfsgrößen in Form von Referenzwerten für (monofrequente) messbare elektrische und magnetische Feldgrößen. Diese Regelungen schützen nicht vor Störbeeinflussungen von elektronischen Implantaten (z.B. Herzschrittmacher oder Defibrillatoren). Bei der Planung und der Errichtung von Energieversorgungsanlagen ergeben sich daher zum Gesundheitsschutz folgende Aspekte: 1. Die fachgerechte Anwendung der Grenzwertregelungen auf multifrequente Expositionen, die sich aus der Präsenz von Oberwelle ergeben. 2. Die mögliche Überschätzung der Exposition z.B. bei der Bewertung inhomogener Felder (z. B. von Energiekabeln). 3. Die mögliche Störbeeinflussung elektronischer Implantate. 4. Das Ausmaß der Grenzwertausschöpfung. Die Grenzwertregelungen begrenzen nämlich die Gesamtsumme der Umgebungsfelder und lassen es offen, wie viel ein einzelner Verursachern in Anspruch nehmen darf. In einigen Ländern (z.B. Schweiz, Italien, Niederlande) sind daher zusätzliche Regelungen erlassen worden, die in kritischen Bereichen die Feldeinträge von Energieversorgungsanlagen auf 0,4% bis 3% des (magnetischen) Referenzwertes limitieren. Die Ausschöpfung der Referenzwerte durch Energieversorgungsanlagen ist in Österreich noch Gegenstand gesellschaftspolitischer Debatten. Die Grenzwertregelungen berücksichtigen derzeit nicht Hinweise auf allfällige Kinderleukämie- Risiken durch Magnetfelder, die aus epidemiologischen Studien abgeleitet werden und die die Internationale Krebsforschungsagentur (IARC) veranlasst haben, Magnetfelder als mögliches Kanzerogen einzustufen. Die daraus abgeleiteten Besorgnisse und Ängste der Bevölkerung erfordern daher neben planerischen Aktivitäten auch das Verständnis für Risikowahrnehmungsmechanismen und eine adäquate projektbegleitende Risikokommunikation. Im Vortrag wird der Stand des Wissens zusammengefasst.

¹ TU Graz 8010 Graz, Institut für Krankenhaustechnik mit Prüfstelle für Medizinprodukte, Institut für Health Care Engineering, Inffeldgasse 18/I.

2.5.6 Verbesserung der Netzsicherheit mit Wide Area Monitoring

Martin Heidl (TU Wien/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)¹

Motivation und Situation

In den Europäischen Verbundnetzen hat sich in den vergangenen Jahren (bzw. auch jetzt noch) die Situation stark geändert:

- Die Trennung von Erzeugung und Netzbetrieb verhindert die netztechnische Optimierung des Kraftwerkseinsatzes.
- Der Strombedarf steigt in Europa. (2-6 % pro Jahr).
- Weiträumiger Stromhandel betrifft viele Übertragungsnetzbetreiber.
- Netze, Kraftwerke und erneuerbare Energiequellen werden nicht adäquat ausgebaut.

Die Folge dieser Entwicklungen ist:

- Vermehrte Netzengpässe
- Steigende Gefahr von Großstörungen und Blackouts (z.B.: Italien 2003)
- Die Notwendigkeit für Eingriffe in den Kraftwerksbetrieb steigt.

Die Gesamtsituation des elektrischen Energiesystems ist vom Regelzonenführer zu überwachen. Dieser muss wenn nötig eingreifen um Störungen zu verhindern. Nach den Anpassungen am EIWOG 2006 ist es dem Regelzonenführer auch rechtlich möglich in den Kraftwerksbetrieb einzugreifen, falls dies nötig ist.

Herausforderungen an Netzbetrieb und Energieforschung

Um angemessene Maßnahmen durchführen zu können ist in den Warten ein guter Überblick über den jeweiligen Netzbereich von Bedeutung. Die Situation des eigenen Netzbereiches ist jedoch im Allgemeinen sehr stark durch Zustände bzw. Vorgänge in den anderen verbundenen Netzbereichen bestimmt (UCTE-Netz).

Neue Möglichkeiten der Überwachung von ausgedehnten Netzen bzw. Netzteilen bieten Wide Area Monitoring (WAM) Systeme.

Phasor Measurement Unit's (PMU's) sind Messgeräte welche mithilfe von GPS-Zeitsynchronisation Messwerte mit exakten Zeitstempeln versehen. Dadurch ist bei verteilten Messungen eine phasenrichtige Darstellung von Strom- und Spannungszeigern möglich.

Die Messgeräte sind bereits von mehreren Herstellern verfügbar und einige Anwendungsmöglichkeiten sind bereits umgesetzt. Die Einsatzmöglichkeiten dieser Messinformationen sind sehr vielfältig und werden weltweit untersucht.

- Offline Anwendungen:
 - (Groß-)Störungsanalyse mit Fehler- bzw. Verantwortungskklärung und Erstellen von Berichten.
 - Erkennung und Beschreibung von Interarea-Oszillationen
 - Modellvalidierung und Parameteranalyse
- State Estimaion (verbessert bzw. neu und wesentlich schneller)
- Real-Time Anwendungen
 - Winkelmonitoring

¹ TU-Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft Gußhausstraße 25 / 373-1, 1040 Wien, Österreich; Tel.: +43 1 58801 37301; E-Mail: heidl@ea.tuwien.ac.at

- Leistungsschwingungen Monitoring
- Wide-Area Power System Stabilizer
- Spannungsstabilitäts-Überwachung
- Online Betriebsmittelmodelle
- Systemwiederaufbau
- Real Time Engpassmanagement

Man spricht auch von Wide Area Monitoring, Protection and Control (WAMPAC) wobei die Anwendungen für den Schutz von online Parameteranpassungen bis zum Weitbereichsschutz reichen.

Ziele

Ziel der dargestellten Forschungsarbeit ist es neben einer zusammenfassenden Beschreibung der aktuellen Entwicklungen von WAMPAC eine zusätzliche Nutzungsmöglichkeit der PMU-Messdaten aufzuzeigen.

Aus Informationen des Winkelmonitorings oder der Überwachung von Leistungspendelungen können Rückschlüsse auf den Systemzustand gewonnen werden. Es lässt sich dadurch aber oft nicht ermitteln wo im Verbundnetz was passiert.

Bei Fehlerereignissen, vor allem wenn diese mit großen Leistungsausfällen verbunden sind, entstehen in einem elektromechanischen System Schwingungen, welche sich über das System ausbreiten. Die Studie zeigt auf welche Eigenschaften diese Schwingungsausbreitung hat und wie diese in Kombination mit PMU's zur Ortung des jeweiligen Ausgangspunktes verwendet werden können.

An Modellnetzen wird die Umsetzbarkeit eines Ortungskonzeptes für Fehlerereignisse überprüft. Der Netzverantwortliche bekommt damit zusätzlich zu Zustandsinformationen seines Netzes auch eine Darstellung von Störfällen, welche sein Netz vor allem in kritischen Situationen beeinflussen können. Speziell die Analyse von auftretenden Ereignissequenzen kann für eine geeignete Reaktion zur Störungsabwehr wichtig sein. Diese Analyse bzw. auch die richtige Reaktion kann anhand eines Expertensystems bereitgestellt werden. Damit können kritische Situationen in Zukunft gemeistert werden, wodurch sich die Versorgungssicherheit erhöht.

3 STREAM B: KRAFTWERKE

3.1 NEUE KONVENTIONELLE KRAFTWERKE (Session B1)

3.1.1 Moderne Kohlekraftwerke und GuD-Anlagen im Spannungsfeld Energiebedarfszuwachs, regulatorischer Rahmen und Klimaschutz – „Stand der fossilen Großkraftwerkstechnik und Entwicklungstendenzen aus Betreibersicht“

Martin Hochfellner, Christian Fauland*
(**VERBUND/Austria Thermal Power GmbH**)¹

1. Strombedarfszuwachs

Gemäß den vom VGB jährlich veröffentlichten „Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung“ [Quelle 1] zeigten die im Jahr 2007 veröffentlichten Daten einen Zusatz- und Ersatzbedarf für die EU im Jahr 2030 von rund 2000 TWh. Weiters nennt die Veröffentlichung einen Zusatz- und Ersatzbedarf von rund 300.000 MWel Kraftwerksleistung bis 2020. Rechnerisch ergäbe dies einen Neubaubedarf bis 2020 von 375 Großkraftwerken der 800-MWel-Klasse. Dies würde bedeuten, dass in Europa bis 2020 jeden Monat zwei neue 800-MWel-Blöcke ihren kommerziellen Betrieb aufnehmen müssten.

Auch wenn die Nutzung regenerativer Energiequellen (Wasserkraft, Wind, Biomasse etc.) in den nächsten Jahren noch intensiviert wird, kann die aufgezeigte Deckungslücke ohne eine Steigerung der thermischen Erzeugung nicht gedeckt werden.

Nach fast einer Dekade stagnierender Investitionspolitik der Großkraftwerksbetreiber steht die EU heute vor dem Problem, dass der Anbietermarkt von Großkraftwerksanlagen soweit geschrumpft ist, dass sowohl Rohstoff-, Halbzeug- als auch Engineering- Montage- und Inbetriebnahmekapazitäten nicht mehr in dem nun erforderlichen Ausmaß zur Verfügung stehen.

2. Problemstellung Projektdurchlaufzeit versus Entwicklungstendenzen in der Großkraftwerkstechnik

Legt man eine Blockgröße von 800 MWel zugrunde, so liegen die Projektdurchlaufzeiten in Österreich bis zur Aufnahme des kommerziellen Betriebes für GuD-Anlagen heute bei etwa 6 Jahren, für Kohleblöcke bei 8 bis 10 Jahren. Wer also heute eine Einreichplanung erstellt, steht vor der Frage, was zum Bestellzeitpunkt bzw. zum Zeitpunkt der Betriebsaufnahme beste verfügbare Technik sein wird.

Aus der Sicht des Anwenders, also aus der Sicht eines potentiellen Käufers einer Kraftwerks-Anlage, gilt es die Fragestellung zu klären, was derzeit als beste verfügbare Technik im Bereich von GuD-Anlagen und kohlegefeuerten Dampfkraftwerken gilt und welche Entwicklungstendenzen sich ausmachen lassen.

Die Frage nach dem letzten Stand der Technik zum Bestellzeitpunkt ist aber auch deshalb so wesentlich, da mit der Festlegung der Anlagenparameter wie Brennstoffwärmeleistung, Wirkungsgrad, Kühlungskonzept, Abgasemissionen, Schallemissionen, Gebäudeabmessungen und Anlagenerscheinungsbild, Arbeitnehmerschutz, Sicherheitskonzept etc. auch die für das gesamte Genehmigungsverfahren maßgeblichen Einflussgrößen festgelegt werden.

¹ VERBUND–Austrian Thermal Power GmbH & Co KG Ankerstraße 6, A-8054 Graz Telefon: 0043-(0)5-0313-38925 Fax: 0043-(0)5-0313-38909 E-Mail: martin.hochfellner@verbund.at

3. Ansätze zur CO₂-Reduktion - Klimaschutz

Gemäß der Anfang Jänner 2007 von der EU-Kommission vorgeschlagenen Energiestrategie für die Europäische Union sollen die Treibhausgas-Emissionen der EU bis 2020 um 20 Prozent unter das Niveau von 1990 reduziert werden.

Angesichts dieser ambitionierten Ziele der Kommission gilt es weiters die Fragen zu klären, welche Ansätze zur Reduktion der CO₂-Emissionen aus fossil gefeuerten Kraftwerksanlagen bestehen, was als Stand der Technik in der CO₂-Vermeidung gilt und welche Entwicklungstendenzen sich bezüglich der grundsätzlichen Strategien zur CO₂-Abscheidung abzeichnen. Vor allem aber, in welchem Zeitraum die CO₂-Abscheidetechniken als erprobte, marktfähige Techniken zur Verfügung stehen werden und mit welchen Wirkungsgradeinbußen dabei zu rechnen sein wird.

4. Regulatorischer Rahmen

Die rigorosen CO₂-Reduktionsziele und die Unsicherheit hinsichtlich zukünftiger CO₂-Zertifikatskosten haben in Österreich, wie die Projektentwicklung der letzten drei Jahre deutlich zeigt, zum Umschwenken in Richtung erdgasgefeuerter GuD-Anlagen geführt und daher zur Verschiebung des Brennstoffmix von Kohle zum CO₂-armen Brennstoff Gas.

In Deutschland dagegen zeichnet sich ein Trend in Richtung braun- und steinkohlegefeuerter Anlagen ab. Im Hintergrundpapier zum Nationalen Allokationsplan 2 der Bundesrepublik Deutschland wird der Grund dafür klar. Der NAP II schafft in Deutschland klare klimaschutzpolitische Rahmenbedingungen für die Modernisierung des Kraftwerksparks. Allen Neuanlagen auf Basis der besten verfügbaren Technik wird in der Zuteilungsperiode 2008 – 2012 die 100-prozentige kostenlose Zuteilung der benötigten Zertifikate garantiert. Damit wird ein besonderer Anreiz zur Stilllegung bzw. zum Ersatz von überalterten und ineffizienten Braun- und Steinkohlekraftwerken geschaffen, mit einem sehr hohen Maß an Planungssicherheit für Investoren.

Der Vortrag soll gerade diese unterschiedlichen Rahmenbedingungen in Europa und die daraus entstehenden unterschiedlichen Entwicklungsrichtungen der nationalen Ausbaupläne aufzeigen.

5. Literaturverzeichnis

Den Abschluss der Präsentation bildet ein kurzer Erfahrungsbericht bezüglich des Kraftwerksprojektes Mellach aus der Sicht der Projektleitung.

3.1.2 Wirkungsgradverbesserung von Dampfkraftwerken durch externe Überhitzung

Reinhard Schu (EcoEnergy Gesellschaft für Energie- und Umwelttechnik GmbH¹)

Die in Abstimmung befindliche EU-Abfallrahmenrichtlinie schreibt sehr anspruchsvolle Wirkungsgrade für die thermische Abfallverwertung vor. Ersatzbrennstoffverwertungsanlagen erzielen heute einen elektrischen Nettowirkungsgrad von 20 % bis 24 %. Bei diesen Wirkungsgraden reicht die elektrische Energieauskopplung alleine nicht mehr aus, um eine Energieeffizienz von 0,6 bzw. zukünftig von 0,65 nach Abfallrahmenrichtlinie zu erreichen.

Ziel des Beitrages ist es, Wege zur Erhöhung der Energieeffizienz aufzuzeigen und eine neue Verfahrenstechnik für moderne thermische Abfall- und Biomasseverwertungsanlagen sowie Kernkraftwerke durch vorrangige externe Überhitzung in einer zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung vorzustellen.

Heute gibt es nur wenige MVA, bei denen Dampfparameter > 40 bar und $> 400^{\circ}\text{C}$, sei es durch interne oder externe Überhitzung, gefahren werden. Beispiele sind MHKW Mannheim, MHKW Mainz, AVI Moerdijk, AVI Amsterdam. Diese Anlagenkonzepte werden im Vortrag kurz dargestellt.

Mit einem ölgefeuerten externen Überhitzer hatte man im Demonstrations-Kernkraftwerk Lingen in den 70er Jahren durch zusätzliche Aufheizung des Reaktordampfes einen höheren Gesamtwirkungsgrad erreicht. Aufgrund der gestiegenen Ölkosten der ersten Ölkrise wurde dieses Vorhaben abgebrochen. Der Einsatz eines rein stein- oder braunkohlegefeuerten Überhitzers wurde damals nicht untersucht. Hierzu war die Entwicklung der zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung noch nicht weit genug fortgeschritten. Erst Anfang der 80er Jahre wurde die ZWS-Technologie großtechnisch für die Kohlefeuerung eingesetzt. Heute werden kohlegefeuerte ZWS-Kraftwerke mit bis zu 500 MWel. errichtet.

Der Einsatz von Erdgas oder Erdöl als Spitzenlastbrennstoff zur externen Überhitzung ist für Grundlastkraftwerke wie Abfallverbrennungsanlagen, Biomassekraftwerke und Kernkraftwerke langfristig nicht wirtschaftlich.

In dem Beitrag wird dargestellt, dass eine externe Überhitzung auch mit Braunkohle oder Steinkohle mit dem neu entwickelten BiFuelCycle-Konzept möglich ist. Mit der externen Überhitzung durch einen ZWS-Überhitzer kann der elektrische Gesamtwirkungsgrad von modernen Müllverbrennungsanlagen um bis zu 60 % und von heute betriebenen modernen Kernkraftwerken um bis zu 25 % erhöht werden.

Für Abfall- und Biomasseverbrennungsanlagen werden die Ergebnisse aus folgenden Optimierungspotentialstudien vorgestellt.

1. Reduzierung der Abgasverluste durch Senkung der Luftzahl auf $< 1,25$ durch unterstöchiometrische Prozessführung auf dem Rost und mehrstufige Verbrennung des Brenngases in der Nachbrennkammer.
2. Wirkungsgradsteigerung der Energieumwandlung durch Erhöhung der Dampfparameter durch externe Dampfüberhitzung.
3. Reduzierung der Wärmeverluste durch Restwärmenutzung nach der Rauchgasreinigung z. B. durch Frischluftvorwärmung, Kondensatvorwärmung oder Fernwärmeauskopplung mit Rauchgaskondensation.

Alle drei Varianten der Wirkungsgradsteigerung wurden mit guten Erfahrungen bereits an einzelnen Anlagen großtechnisch umgesetzt. Hierzu werden Beispiele vorgestellt.

¹ EcoEnergy Gesellschaft für Energie- und Umwelttechnik GmbH. Bei dem Gerichte 9 37445 Walkenried am Harz Tel: 05525 - 20 96 10 Fax: 05525 - 20 96 33 E-Mail: EcoEnergy@t-online.de Homepage: <http://www.EcoEnergy.de>

3.1.3 Laser – basierte Verbrennungsoptimierung von fossil gefeuerten Kraftwerken

Rainer Speh (Siemens AG/Power Generation/Instrumentation & Controls)¹

Effizienz und Umweltverträglichkeit von fossil gefeuerten Kraftwerken sind Grundvoraussetzungen für deren Einsatz in der Zukunft. Dabei kommt der Regelung und der Überwachung des Verbrennungsvorgangs eine zentrale Bedeutung zu. Bisher wurden hierzu überwiegend Messungen im Rauchgas als Führungsgröße der Regelung bzw. Bewertung der Verbrennungsgüte herangezogen.

Zu Beginn eine neuartige Messeinrichtung mit einem laserbasierten spektroskopischen Verfahren vorgestellt. Damit können Temperaturen sowie die Konzentration von Schadstoffen direkt in der Verbrennungszone des Kessels online gemessen werden. Anschließend wird beschrieben, wie die ermittelten Messwerte zur Optimierung des Verbrennungsprozesses mittels Neuronaler Netze herangezogen werden. Erste Ergebnisse von Installationen in den Vereinigten Staaten von Amerika zeigen erhebliche Verbesserungen bei der Umweltbelastung und der Effizienz.

Als Abschluss wird ein Ausblick auf weitere neue Lösungen zur Steigerung der Umweltverträglichkeit von fossil gefeuerten Kraftwerken gegeben. Hierbei geht es um Lösungen zur Bestimmung der Kohlequalität, der Kohlenstaubmessung und der Kohlenstaubregelung.

¹ Siemens AG Power Generation, Instrumentation & Controls Karlsruhe, Deutschland, Siemensallee 84 D-76187 Karlsruhe Telefon +49 721 592-8310 Telefax +49 721 595-4988
Email Rainer.Speh@Siemens.com

3.1.4 Laserzündung von stationären Gasmotoren

**Johannes Tauer, Heinrich Kofler, Kurt Iskra, Ernst Wintner
(TU Wien/Institut für Photonik und
TU Graz/Institut für Experimentalphysik)¹**

Die Verbrennung fossiler und regenerativer Brennstoffe spielt in zahlreichen Prozessen der Energietechnik, der Verkehrs- und der Verfahrenstechnik eine entscheidende Rolle. Speziell der Verkehrsbereich verursacht einen hohen Anteil am CO₂-Eintrag in die Atmosphäre, des Weiteren bewirken die Abgase des Verkehrs insbesondere in Ballungsräumen eine hohe lokale Belastung durch Luftschadstoffe. Dementsprechend stellt sich die Forderung nach einer Reduzierung der Schadstoffemissionen und des Primärenergieverbrauchs. Eine weitere Ursache für den Primärenergieverbrauch und Schadstoffausstoß (v.a. Stickoxide) stellen Energieversorgungseinheiten für Haushalte dar. Im speziellen werden hier kleine bis mittlere Kraft – Wärme – Kopplungen (KWK) mit Verbrennungsmotoren angesprochen welche vor allem für die Stromerzeugung und örtliche Nahwärmeversorgung herangezogen werden können.

Um diesen Forderungen der Reduktion von Verbrauch und Schadstoffemission Folge leisten zu können, muss neben der längerfristigen Änderung des Kraftstoffangebots in Richtung regenerativer Kraftstoffe sowohl die Einführung neuer Antriebstechniken für den Individualverkehr erfolgen als auch eine Weiterentwicklung der konventionellen verbrennungsmotorischen Konzepte stattfinden. Die Optimierung der Zündmechanismen, der Verbrennungsprozesse und der Brennräume stellt eine zentrale Fragestellung der Ingenieurwissenschaft dar. Eine Verminderung der Schadstoffemissionen kann zum einen durch über dem Verbrennungsprozess nachfolgende Maßnahmen (z. B. Katalyse, Entstickungsverfahren) erreicht werden und zum anderen bereits im Brennraum selbst durch eine gezielte Abstimmung der in dem Brennraum ablaufenden Teilprozesse, wie Gemischaufbereitung, Strömung, Zündung und Verbrennung, erfolgen.

Seitens der Motorenhersteller gibt es mehrere Konzepte beziehungsweise Ansätze um die erwähnten Anforderungen von höheren Motorwirkungsgraden sowie einer Reduktion der Stickoxide gerecht zu werden. Diese Konzepte umfassen Magerverbrennung und Hochaufladung für stationäre Gasmotoren, sowie die Direkteinspritzung, kombiniert mit den vorigen genannten Ansätzen (Stichwort: Downsizing), für die Automobilindustrie. In weiterer Folge wird die Zündung großer stationärer Gasmotoren behandelt. Das Charakteristikum des Magermotors ist die Verbrennung von mageren Gemischen, d.h. im Brennraum liegt mehr Sauerstoff vor als für die Verbrennung benötigt wird. Die herkömmliche elektrische Funkenzündung stößt jedoch bei Magermotoren an ihre Grenzen, da abgemagerte Kraftstoffgemische ausgesprochen zündunwillig sind. Die Hochaufladung mit konventioneller Zündung stößt mit steigendem Druck im Brennraum immer mehr an die physikalischen Grenzen. Die benötigte Zündspannung steigt nach dem Paschen – Back Gesetz nahezu linear mit dem Druck – dies führt in erster Linie zu erhöhter Erosion der Elektroden und in weiterer Folge zu Zündaussetzer.

Für diese genannten Fälle bietet die laserinduzierte Zündung (Laserzündung) eine viel versprechende Alternative. Gepulste Laserstrahlung wird durch eine geeignete Optik in den Brennraum fokussiert – im Fokus entsteht durch die hohen Intensitäten ein Plasma welches die Verbrennung des Brennstoff - Luft Gemisches einleitet. Abbildung 1 stellt die Laserzündung schematisch dar. Dieses elektrodenlose Zündsystem erlaubt die Zündung extrem magerer Gemische. Dies führt zu einer drastischen Reduktion der Stickstoffemissionen, da durch die Flammenkühlung die Produktion von thermischen NO_x stark unterdrückt ist. Ebenso lassen sich hochaufgeladene Gemische (d.h. sehr hohe Drücke im Brennraum) ohne Probleme zünden. Dieser Umstand lässt sich auf die Tatsache zurückführen, dass die Zündenergie im, Gegensatz zur konventionellen Zündung, mit steigendem Druck abnimmt. Da die Laserzündung ein elektrodenloses Zündsystem darstellt gibt es keinerlei Erosionseffekte an Elektroden die zu hohem Verschleiß führen können.

¹ Technische Universität Wien, Inst. f. Photonik, Gußhausstr. 25-29, 1040 Wien, +43 58801 387 23
Technische Universität Graz, Inst. f. Exp. Physik, Petersgasse 16, 8010 Graz, +43 316 873 8167

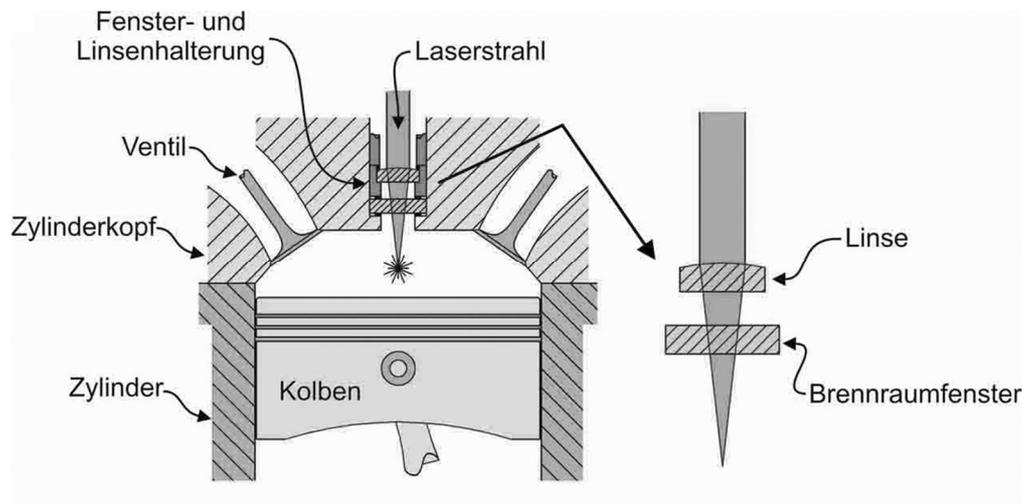


Abbildung 1: Schematischer Aufbau der laserinduzierten Zündung in der motorischen Anwendung.

Die Vorteile der Laserzündung für die Anwendung am stationären Gasmotor lassen sich zusammenfassen zu:

- Höhere Mitteldrücke im Motor möglich
- Steigerung mechanischer Wirkungsgrad um 1-2%;
- Zündung magerer Gemische
- Reduktion der NOX Emissionen um bis zu 70%. Etwaige Einsparung einer Entstickungsanlage (DeNOX-) Anlage;
- Keine Erosion von Elektroden
- längere Wartungsintervalle und damit reduzierte Servicekosten;
- Ort des Zündfunkens (=Plasma) kann nahezu beliebig gewählt werden
- keine Quenchingeffekte an Elektroden und Brennraumwand;

Derzeitige Untersuchungen auf dem universitären Sektor konzentrieren sich auf die Entwicklung eines Prototyps der Laserzündkerze (dzt. Pulsenergie ~ 8 mJ bei einer Pulsdauer von 1 ns), Parameterstudien bezüglich am Laser sowie Kostenabschätzungen für das Laserzündsystem. Die Laserzündkerze, welche alle relevanten lasertechnischen Komponenten beinhaltet, wird, ähnlich wie konventionelle Zündkerzen, am Zylinderkopf eingeschraubt. Derzeit arbeiten weltweit sechs Arbeitsgruppen an der Laserzündung in Hinblick auf eine baldige Kommerzialisierung am stationären Gasmotor.

3.2 ENERGIEPSYCHOLOGIE UND RAUMORDNUNG (Session B2)

3.2.1 Sustainable Land Use against the Background of a growing Wind Power Industry

**Cornelia Ohl, Jan Monsees
(Helmholtz – Zentrum für Umweltforschung GmbH)¹**

Als Maßnahme zur CO₂-Reduktion ist insbesondere die Förderung erneuerbarer Energien prominent. Die Produktion von Windenergie bietet heute bereits eine marktfähige Alternative zum Einsatz fossiler Brennstoffe. Zwischen 1995 und 2005 hat sich die Windenergiegewinnung weltweit von 4.800 Megawatt (MW) auf 59.000 MW mehr als verzehnfacht. Dies ist die größte Wachstumsrate im Bereich der Erneuerbaren Energien. Allerdings ist fraglich, ob die Windbranche diesen rasanten Zuwachs auch in Zukunft fortsetzen kann. Obwohl die Windenergie als ein wirksames Mittel zur Erreichung der klimapolitischen Ziele und der Unabhängigkeit von ausländischen Energielieferanten gesehen wird, ist sie in der Gesellschaft dennoch umstritten. Dies liegt zum einen daran, dass Menschen, die in unmittelbarer Nähe von Windkraftanlagen wohnen, sich durch Geräusch- und Lichtemissionen der Anlagen gestört fühlen. Zum anderen wird die Windkraft aber auch wegen ihren häufig als negativ empfundenen Auswirkungen auf das Landschaftsbild und den Naturschutz abgelehnt. Damit stellt sich die Frage: Kann die Windenergie auch in Zukunft einen signifikanten Beitrag zum Klimaschutz leisten? Das Papier identifiziert die wichtigsten Konfliktfelder und bietet eine Perspektive für die Gestaltung einer nachhaltigen Landnutzung im Kontext der Windenergie.

¹ Cornelia Ohl, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH - UFZ, Department Ökonomie, Permoserstr. 15, 04318 Leipzig, Deutschland, cornelia.ohl@ufz.de.

3.2.2 Spannungsfeld Infrastrukturanlagenbau der Elektrizitätswirtschaft – Ergebnisse einer umfassenden Forschung und Ableitung zukünftiger Herangehensweisen

**Ludwig Piskernik, Heinz Stigler
(TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹**

Motivation und zentrale Fragestellung

Eine leistungsfähige Infrastruktur ist die Grundlage für die wirtschaftliche Entwicklung und entscheidend für die volkswirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit und Standortqualität eines Landes. Die österreichische Elektrizitätswirtschaft baut bzw. plant derzeit, bereits Projekte im Wert von 11 Mrd. €. Die Branche steht vor Herausforderungen, die größtenteils keine technischen Problemstellungen darstellen. Viele Projekte der Elektrizitätswirtschaft wie beispielsweise die Kraftwerke, Zwentendorf, Hainburg oder die Steiermarkleitung (22 Jahre bis zur Genehmigung) scheitern an der Umsetzung. Aufgrund des öffentlichen Interesses an derartigen Projekten für die österreichische Gesellschaft und Wirtschaft sind neue Lösungsansätze für derartige Projekte dringend gefordert. In diesem Aufsatz werden Ergebnisse einer umfassenden Analyse mehrerer aktueller Konflikte rund um den Bau von Anlagen der Elektrizitätswirtschaft berichtet und zukünftige Herangehensweisen diskutiert.

Forschungsmethodik

Mit Hilfe qualitativer und quantitativer sozialwissenschaftlicher Forschungsmethoden wurden Konflikte von aktuellen Projekten aus verschiedenen Perspektiven dargestellt. Analysematerialien waren Schriftstücke, Radiobeiträge als auch schriftliche Aufzeichnungen von mündlichen Verhandlungen. Mit Hilfe eines entworfenen Menschenbildes sind menschliche Motive und Bedürfnisse hinter den Einwendungen erschlossen worden. Je Infrastrukturanlage wurden mögliche Für und Wider eines Projektes in Abhängigkeit der jeweiligen Interessen bzw. Bedürfnisse und Motive abgebildet.

Ergebnisse der Analysen

Ergebnisse werden in einer Zusammenschau über alle untersuchten Infrastrukturprojekte gegeben. Dabei werden einerseits wesentliche Denkhaltungen und Interessen und andererseits dahinterliegende Motive und Bedürfnisse skizziert, die die jeweiligen Haltungen und Reaktionen zu den einzelnen Projekten erklären.

Denkhaltungen in Bezug auf Infrastrukturprojekte

Bei allen analysierten Infrastrukturprojekten in dieser Arbeit zeigten sich mehr oder weniger ähnliche Überzeugungen der betroffenen Bürger und Gemeinden gegen das Projekt. Neben der erlebten Ungerechtigkeit, unter dem Motto „Wir haben den Schaden und andere den Nutzen“, treten Zweifel an der Notwendigkeit des Projektes, mögliche Gefahren für die Gesundheit und Lebensqualität als auch eine Gefährdung der Natur, Umwelt und Landschaft auf, mit der auch die nachfolgende Generation leben muss. Die betroffenen Regionen fordern anstelle der geplanten Anlagen alternative Projekte (z.B. kleine dezentrale Erzeugungseinheiten, Energiesparen oder im Fall der Freileitung eine Kabellösung).

Interessen in Bezug auf Infrastrukturprojekte

Bürgerinitiativen formieren sich, aufgrund der Berührung ihrer eigenen Interessen, gegen den Bau einer Infrastrukturanlage. Im Fall der analysierten Projekte zeigte sich, dass sich Bürgerinitiativen aufgrund persönlicher Betroffenheit von einem Speicherkraftwerk oder einer Hochspannungsleitung formierten. Die betroffenen Bürger und Gemeinden befürchten eine Beeinträchtigung ihrer Lebensqualität, eine Grundentwertung, eine Beeinträchtigung des lokalen Klimas oder aber auch Einbußen beim Tourismus und der Landwirtschaft, aufgrund einer jahrelangen Baustelle (z.B. Bau von

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 8010 Graz, Inffeldgasse 18, Tel: 0316 873 7900 od. 7909, Fax: 0316 873 7910, E-mail: Stigler@tugraz.at oder ludwig.piskernik@tugraz.at, <http://www.iee.tugraz.at/>

Speicherkraftwerken). Gleichzeitig wird die Notwendigkeit des jeweiligen Projektes für die Region in Frage gestellt.

Bedürfnisse, Motive und Wertorientierungen - Tiefenstruktur des Konfliktes

In den analysierten Konfliktfällen rund um den Bau von Anlagen der Elektrizitätswirtschaft wurden Bedürfnisse und Werte bei den betroffenen Menschen berührt. Beispielsweise der Wert des „Überlebens“ (Gesundheit, saubere Umwelt), „soziale Werte“ (Anerkennung, Achtung, Wertschätzung), der Wert der „Freiheit“ (Angst vor Einschränkungen) und der Wert der „Sicherheit“ (Hausentwertung, Veränderung des Landschaftsbildes) sind in den untersuchten Bauprojekten zutage getreten. In allen analysierten Projekten wurde immer wieder genannt, dass die jeweiligen Bedenken der Bevölkerung nicht ernst genommen werden. Menschen die das Gefühl haben, nicht berücksichtigt und beachtet zu werden, nehmen verständlicherweise eine Gegenposition zu dem geplanten Projekt ein. Ein weiteres wichtiges Bedürfnis welches in allen analysierten Projekten immer wieder genannt wurde, ist die Verletzung des Gerechtigkeitsbedürfnisses. Unabhängig vom konkreten Projekt wird immer wieder, das Argument genannt, „Die Anderen haben den Nutzen und wir haben den Schaden“. Dies verletzt ein Urbedürfnis des Menschen nämlich jenes der Reziprozität und führt zu einem Gefühl der Empörung. Wird in einem Konflikt Ungerechtigkeit erlebt oder wahrgenommen, ruft dies Feindseligkeit gegen die andere Gruppe hervor. Erlebte Ungerechtigkeit geht oftmals soweit, dass die erlebte Empörung zu Handlungen führt, die größere persönliche Kosten als Nutzen mit sich bringen.

Zukünftige Herangehensweise und Projektgestaltung

Aufbauend auf den gefundenen Ergebnissen werden Ansatzpunkte abgeleitet die beim Umgang mit Menschen vor Ort hilfreich sind, um den Wesen des Menschen gerechter zu werden. Spannungen und Konflikte bei solchen Bauvorhaben wird es immer geben aber durch Berücksichtigung einiger Punkte können diese so weit wie möglich minimiert werden. Durch Informationsgewinn und Förderung des perspektivischen Denkens soll eine Versachlichung und Differenzierung des Konfliktes erreicht werden und dem Abbau von Vorurteilen gegen die andere Gruppe dienen. Wichtig erscheint jedoch neben einer entsprechenden Informationspolitik, eine Berücksichtigung betroffener Bedürfnisse und Motive und eine Einbindung der betroffenen Regionen in den Entscheidungsprozess.

Nachfolgende Dinge scheinen bei der Gestaltung von Infrastrukturprojekten wichtig zu sein:

- Berücksichtigung sozialer Bedürfnisse (Achtung, Wertschätzung und Anerkennung)
 - Vermeidung von Freiheitseinengung und Beachtung des Kontrollbedürfnisses
 - Schaffung von gerechten Abgeltungsmaßnahmen
 - Berücksichtigung dass fundamentale Bedürfnisse betroffen sind (z.B. Überlebensinteresse)
- Bei der Kommunikationsgestaltung und Umgang mit Menschen ist besonders auf:
- Glaubwürdigkeit der vermittelten Inhalte
 - Berücksichtigung der Tatsache dass Menschen sensibler auf Verluste reagieren
 - Gesprächsführungsstil und Perspektivenwechsel (Welt aus anderer Perspektive sehen)
 - Verfahrensgestaltung und Einbindung der Menschen vor Ort zu achten.

3.2.3 Emotionale Bewertung von Kraftwerken und Hochspannungsleitungen – Ergebnisse empirischer Umfragen

Ludwig Piskernik, Heinz Stigler, Christoph Gutschi (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Konflikte im Zuge des Baus von Infrastrukturanlagen der Elektrizitätswirtschaft mit der regionalen Bevölkerung treten immer häufiger auf. Die Ursachen dieser Konflikte sind vielschichtiger als auf den ersten Blick angenommen wird. Neben der Berührung eigener Interessen (z.B. Grundstücksentwertung, Einschränkung der Lebensqualität) werden fundamentale menschliche Bedürfnisse (z.B. Überlebensinteresse) durch den erwarteten Bau einer Infrastrukturanlage berührt. In diesem Aufsatz wurde auf empirischer Basis der Frage nachgegangen, welche emotionalen Reaktionen Bilder von Infrastrukturanlagen bzw. Begriffe von Infrastrukturanlagen bei Menschen hervorrufen. Des Weiteren wurde untersucht, wie die emotionale Reaktion von Menschen durch das Vorhandensein einer Infrastrukturanlage in der Landschaft verändert wird. Zusätzlich wurde mit Hilfe von Clusteranalysen untersucht, welche Bilder und Begriffe ähnliche emotionale Reaktionen hervorrufen.

Methode und Ergebnisse der Untersuchungen

Zum besseren Verständnis der emotionalen Reaktionen von Menschen, die vom Bau von Infrastrukturanlagen betroffen sind, wurden zwei Umfragen im Zuge von wissenschaftlichen Arbeiten am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz durchgeführt. Einerseits mussten Personen 16 Bilder und andererseits 18 Begriffe rund um den Bau von Infrastrukturprojekten mit Hilfe eines speziellen Erhebungsinstrumentes bewerten. Die Analysestichprobe bestand jeweils aus ca. 100 Personen (ca. 40% weiblich), in der Regel ohne energietechnische Vorbildung.

Emotionale Bewertung von Infrastrukturanlagen anhand von Bildern und Begriffen

Zur Beurteilung der Veränderungen der emotionalen Reaktion von Menschen auf Landschaften mit bzw. ohne Freileitung wurden den Probanden Bilder von Landschaften mit bzw. ohne Infrastrukturanlagen zur Beurteilung vorgelegt. Bilder von Landschaften werden beispielsweise als „freundlich“, „vertraut“, „schön“, „leicht“, „langsam“, „still“ und „ruhig“ bewertet. Durch Hinzufügen einer Hochspannungsfreileitung in derselben Landschaft kommt es zu einer Veränderung der emotionalen Reaktion. Landschaften mit Freileitungen werden als „unfreundlich“, „bedrückend“, „hässlich“, „schwer“, „kraftvoll“ und „stark“ bewertet. Des Weiteren wurden auch Bilder von verschiedenen Kraftwerksanlagen zur Beurteilung vorgelegt. Wasserkraftwerke, Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen werden mit „sicher“ und „gut“ beurteilt. Das Bild eines Gas- und Dampfkraftwerks wird als „bedrohend“, „hässlich“, „schlecht“, „bedrückend“, „unfreundlich“, „schwer“, „kraftvoll“, „groß“, und „stark“ beurteilt. Die emotionale Bewertung von Begriffen wie Starkstromfreileitung, Gas- und Dampfkraftwerk oder andere erneuerbare Anlagen wiesen ähnliche emotionale Reaktionen auf wie die entsprechenden Bilder dieser Anlagen.

Ähnlichkeiten der Beurteilungen von Begriffen und Bildern

Bezüglich der drei Dimensionen der emotionalen Bewertung (Evaluation, Stärke und Aktivität) wurden die einzelnen Begriffe mittels einer hierarchischen Clusteranalyse klassifiziert. Die Ergebnisse der Clusteranalyse sind als Dendrogramm in Abbildung 1 dargestellt. Insgesamt wurden vier Gruppen von Begriffen gebildet. Begriffe innerhalb eines Clusters (Gruppe) rufen ähnliche emotionale Reaktionen hervor. Beispielsweise rufen die Begriffe Strom, Wasserkraft, und Windkraft ähnliche emotionale Reaktionen hervor. Diese werden als „angenehm“, „aktiv“ und „stark“ bewertet.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 8010 Graz, Inffeldgasse 18, Tel: 0316 873 7900, Fax: 0316 873 7910, E-mail: ludwig.piskernik@tugraz.at, <http://www.iee.tugraz.at>

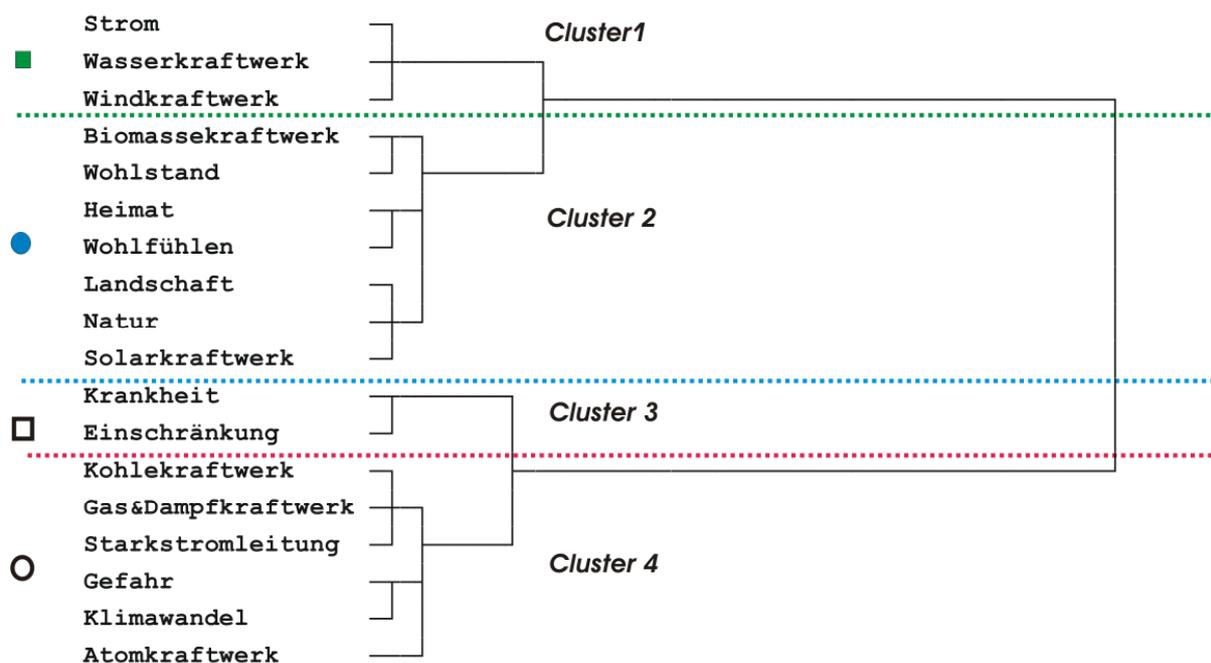


Abbildung 1: Ähnlichkeit der Begriffe im Hinblick auf die emotionalen Bewertungen.

Ebenfalls ähnlich bewertet werden Krankheit und Einschränkung, welche als „unangenehm“, „passiv“ und „schwach“ bewertet werden. Begriffe wie Kohlekraftwerk, Gas- und Dampfkraftwerk, Starkstromleitung, Gefahr, Klimawandel und Atomkraftwerk rufen ebenfalls ähnliche emotionale Reaktionen hervor. Diese Begriffe werden als „unangenehm“, „stark“ und eher „aktiv“ empfunden. Die restlichen Begriffe wie Biomassekraftwerk, Wohlstand, Heimat, Wohlfühlen, Landschaft, Natur und Solarkraftwerk werden als „angenehm“ beurteilt.

Auch die Beurteilung der Bilder mit Hilfe des semantischen Differentials wurde äquivalent zu den Begriffen hinsichtlich deren Ähnlichkeit der Bewertung gruppiert. Es wurden ebenfalls vier Cluster gebildet. Bilder von Landschaften und jenes Bild mit der Photovoltaikanlage werden hinsichtlich der emotionalen Qualität als „angenehm“, „schwach“ und „aktiv“ beurteilt. Die Bilder von Infrastrukturanlagen (Gas- und Dampfkraftwerk, Hochspannungsfreileitung) werden ebenfalls ähnlich beurteilt und werden als „unangenehm“ und „stark“ bewertet.

Diskussion der gefundenen Ergebnisse

Bilder und Begriffe von Landschaften werden als „angenehm“, „schwach“ und „aktiv“ beurteilt. Eine Anlage der Elektrizitätswirtschaft in dieser Landschaft verändert die Beurteilung im Sinn, dass diese Landschaft dann als „unangenehm“ und „stark“ beurteilt wird. Wie diese Ergebnisse zeigen, rufen Infrastrukturanlagen der Elektrizitätswirtschaft wie Kraftwerke und Hochspannungsleitungen sowohl als Begriffe als auch als Bilder negative Emotionen hervor. Bei der Beurteilung von Kraftwerksanlagen zeigt sich, dass vor allem thermische Kraftwerke als „unangenehm“ und „stark“ beurteilt werden. Kraftwerke, welche mit erneuerbare Energie betrieben werden, rufen keine und wenn dann eher positive Emotionen hervor. Weiters zeigten die Clusteranalysen, dass Begriffe von Infrastrukturanlagen ähnlich wie Krankheit, Gefahr, Klimawandel und Einschränkung beurteilt werden. Anders gesagt, mit Begriffen von Infrastrukturanlagen gehen ähnliche Emotionen einher wie bei der Vorstellung von Krankheit, Gefahr oder Einschränkung. Die Ergebnisse dieser Untersuchung machen deutlich, wie wichtig es ist mit Menschen, die von einem Bau betroffen sind, achtsam, respektvoll und wertschätzend umzugehen. Wird dies nicht getan, werden die ohnedies schon negativen Erwartungen und Emotionen, die durch den Anlagenbau entstehen, noch verstärkt.

3.2.4 Moderne Kraftwerksgestaltung – eine Arbeitsplatzanalyse von Kraftwerksleitzentralen als Grundlage für mehr Sicherheit und Arbeitszufriedenheit durch Vermeidung von Technikstress

**Anette Hoppe, Sven Binkowski, Roberto Kockrow
(Brandenburgische Technische Universität Cottbus)¹**

Der Trend in der Entwicklung moderner Technik geht in Richtung Komplexität, Multifunktionalität und Schnelligkeit, wobei Schnelligkeit zum einen die rasante Entwicklung von neuer Technik selbst und zum anderen die Zeit, mit der Bedieneingriffe vorgenommen werden können, meint. Dadurch unterliegt die moderne Arbeitswelt ständigen Veränderungen. Die Nutzer an diesen Mensch-Maschine-Schnittstellen erleben diese Veränderungen ambivalent. Durch Automatisierungsprozesse können viele Tätigkeiten von der Technik ausgeführt werden und es kommt zu einer Arbeitserleichterung. Andererseits verändern sich Arbeitsaufgaben, Arbeitsmittel und Arbeitsumgebung. Durch hochkomplexe Leittechnik in modernen Kraftwerksanlagen entstehen neue Belastungen, an die sich der Bediener ständig anpassen muss. Durch den hohen Grad der Komplexität der Technik und bei besonderen Betriebszuständen kommt es zu unterschiedlichen, auch in der Anzahl variierenden Reizereignissen. Dabei kann es zu Überforderungen, Reaktionsverzögerungen und in der Folge zu Bedienfehlern oder Fehlhandlungen kommen.

Die Technikstressforschung des Lehrgebietes Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie beschäftigt sich mit der wissenschaftlichen Analyse von Technikstressoren aus ergonomischer und arbeitspsychologischer Sicht. Ein wichtiger Forschungsansatz bestand in der Erhebung von Daten zur Bewertung der Beanspruchung in Form von Technikstress. Technikstress entsteht insbesondere auch durch die Abhängigkeit der menschlichen Arbeitsleistung von der Technik. Hierzu zählen z.B. die Bedienbarkeit, die Fehlertoleranz, die Zuverlässigkeit und der benutzeradäquate Informationsaustausch mit technischen und insbesondere informationstechnischen Arbeitsmitteln. Psychische Beanspruchungen können sich sowohl in Form von anregenden als auch beeinträchtigenden Effekten äußern. Permanente Aufmerksamkeit und schnelle Umstellung auf neue Arbeitssituationen oder plötzliche Störfälle führen zu erheblichen bis sehr hohen psychischen Beanspruchungen. Dabei variieren Art und Ausmaß der Beanspruchung in Abhängigkeit von den individuellen persönlichen Voraussetzungen des Menschen.

In Kooperation zwischen der Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG und dem Lehrgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie der Brandenburgischen Technischen Universität (BTU) Cottbus wurden in den letzten drei Jahren verschiedene Kraftwerkswarten untersucht. Zielstellungen waren dabei die ergonomische Analyse der Arbeitsplätze und die Befragung der Mitarbeiter zu arbeitswissenschaftlichen/ arbeitspsychologischen Schwerpunkten. Für diese Evaluation wurden sowohl objektive als auch subjektive Daten erhoben. Der im Rahmen der standardisierten Befragung entwickelte Fragebogen unterteilte sich in fünf Hauptkategorien sowie zwei Nebenkategorien und konnte an insgesamt ca. 300 Mitarbeiter ausgegeben werden. Das System wurde konsistent darauf abgestimmt, dass jeder Sachverhalt durch die Wichtigkeit für die Mitarbeiter, den wahrgenommenen Ist-Zustand und die eingeschätzte Zufriedenheit charakterisiert wird. Damit können die einzelnen Rubriken homogen anhand dieser drei Dimensionen dargestellt und beschrieben werden.

Hierfür wurde ein Methodeninstrumentarium erarbeitet, welches in verschiedenen Praxisprojekten evaluiert wurde. Wissenschaftliche Zielstellung ist die weitere inhaltlich theoretische Auseinandersetzung der Zentralkategorie Technikstress und die Ableitung von Handlungsregularien für Nutzer und Hersteller moderner Technik.

¹ Brandenburgische Technische Universität Cottbus Lehrgebiet Arbeitswissenschaft/
Arbeitspsychologie Siemens-Halske-Ring 14 03046 Cottbus Telefon: +49 (355) 69 4824
Fax: +49 (355) 69 48 66 E-Mail: hoppe@tu-cottbus.de <http://www.tu-cottbus.de/awip>

3.2.5 Das Bild der Elektrizitätswirtschaft in der Öffentlichkeit – Ergebnisse einer empirischen Umfrage

Ludwig Piskernik, Michael Piskernik*, Heinz Stigler, Lothar Fickert (TU
Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation¹)

Motivation der Untersuchung

Ziel dieses Aufsatzes ist es, das Bild der Elektrizitätswirtschaft in der Öffentlichkeit, mittels einer Umfrage abzubilden. Genereller Leitgedanke der Umfrage war, Vorstellungen und Assoziationen der Bevölkerung zu Themen wie Strom, Versorgungssicherheit, Kraftwerksbau als auch Leitungsbau der Elektrizitätswirtschaft zu erheben.

Methode und Ergebnisse der Untersuchung

Zur Erfassung des Bildes der Elektrizitätswirtschaft in der Öffentlichkeit wurde eine Umfrage mit einem speziell dafür entworfenen Instrument durchgeführt. In diesem Instrument wurden Werthaltungen von Menschen, Denkvorstellungen zu einer sicheren Versorgung mit Strom als auch konkrete Themen des Infrastrukturanlagenbaus erfragt. Die Umfrage wurde von August 2007 bis Jänner 2008 in den Bundesländern Oberösterreich, Steiermark und Kärnten durchgeführt. Insgesamt nahmen 167 Personen an der Umfrage teil.

Denkvorstellungen rund um das Thema elektrischer Strom

Um die Assoziationen zum Begriff Strom, Atomstrom und Ökostrom zu erfragen wurden den Personen offene Fragen gestellt, wo sie mindestens drei Nennungen je Begriff niederschreiben mussten. Die Denkhaltungen zum Begriff Strom orientieren sich an den Nutzen (z.B. Grundbedürfnisse) und auch an technisch-wirtschaftliche Gegebenheiten (Geräte, Kraftwerke, Kosten). Die emotionale Bewertung des Begriffes Strom weist in eine ähnliche Richtung. Strom wird eher mit positiven Attributen verbunden, ebenso wie der Begriff Ökostrom (umweltfreundlich, sauber, Gesundheit). Vergleicht man die sehr positiven Assoziationen zum Thema Ökostrom mit der emotionalen Bewertung von Biomasse-, Wasser- und Solarkraftwerk so sieht man, dass diese Erzeugungsarten als eher positiv bewertet werden. Am schlechtesten fallen die Assoziationen zum Begriff Atomstrom aus. Menschen nennen vor allem Gefahr und Ablehnung zu diesem Begriff nur wenige Menschen gewinnen diesem Begriff etwas Positives ab. Unterstützt werden diese Ergebnisse durch die emotionale Bewertung des Begriffes Atomkraftwerk. Auch mit diesem Begriff wird etwas Unangenehmes verbunden. Diese Ergebnisse machen die gängigen Diskussionen zum Thema Atom- und Ökostrom verstehbar. Auch die Wichtigkeit einer sicheren Stromversorgung, für die Wirtschaft als auch für die eigene Familie, wird von den Befragten gesehen. Zur Aufrechterhaltung einer sicheren Stromversorgung wird in erster Linie Energiesparen, Ausbau von Kraftwerken mit erneuerbaren Energieträgern als auch Kleinkraftwerken genannt. Der Bau von Hochspannungsleitungen, Großkraftwerken als auch von Kraftwerken auf fossiler Basis wird von den Befragten als weniger wichtig erachtet zur Sicherstellung der Stromversorgung.

Infrastrukturprojekte - Kraftwerke und Verbundleitungen

Für die meisten Befragten sind vor allem die Beachtung von Natur- und Umweltschutz, Klimaschutz und Landschaftsschutz wichtige Kriterien die es zu beachten gilt wenn eine Anlage gebaut wird. Dies lässt auf ein hohes Umweltbewusstsein schließen, welches sich ebenfalls in der Werthierarchie der Befragten wieder findet. Generell bevorzugen Menschen das Stromsparen vor den Anlagenbau. Jene Personen die einen Leitungsbau in ihrer Nähe akzeptieren bevorzugen allerdings den Anlagenbau vor dem Stromsparen als Maßnahme zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 8010 Graz, Inffeldgasse 18, Tel: 0316 873 7900, Fax: 0316 873 7910, E-mail: ludwig.piskernik@tugraz.at, <http://www.iee.tugraz.at>

Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, 8010 Graz, Inffeldgasse 18, Tel: 0316 873 7550, Fax 0316 873 7553, E-mail: lothar.fickert@tugraz.at, <http://www.ifea.tugraz.at/>

Kraftwerksbau und Leitungsbau

Wie die Ergebnisse der Umfrage zum Kraftwerksbau gezeigt haben assoziieren Menschen zum Begriff Kraftwerk am häufigsten technische Begriffe, gefolgt von etwa gleicher Anzahl positiver wie negativer Nennungen. Erneuerbare Erzeugungsarten und Kleinkraftwerke werden am umweltfreundlichsten eingestuft und sollten in den Augen der Befragten auch zukünftig verstärkt ausgebaut werden. Zum Begriff Wasserkraft werden im Allgemeinen vermehrt positive Dinge genannt obwohl auch Eingriff in die Natur und Umwelt zu einem gewissen Prozentsatz genannt werden. Auffallend ist jedoch, dass bei einem Bau eines Wasserkraftwerkes in der Heimatgemeinde von sehr vielen Befragten eine Veränderung des Landschaftsbildes erwartet wird.

Eine Starkstromfreileitung wird von über 60 % der Befragten mit Gefahr und Veränderung des Landschaftsbildes verbunden. Generell werden Kabel als umweltfreundlicher als Freileitungen beurteilt. Freileitungen werden als Gefahr für die Gesundheit und Lebensqualität gesehen, während Kabel als weniger gefährlich erlebt werden. Personen die gegen einen Leitungsbau sind begründen ihre Position vor allem durch Gesundheitsgefahren und Beeinträchtigungen der Lebensqualität, Veränderung des Landschaftsbildes oder sehen einfach keine Notwendigkeit für einen Bau einer Freileitung. Jene Personen die den Bau akzeptieren würden, führen elektrizitätswirtschaftliche Begründungen an, würden die Leitung akzeptieren wenn diese notwendig wäre oder aber geben an, dass in ihrer Gemeinde bereits eine Leitung existiert (vgl. Abbildung 1).

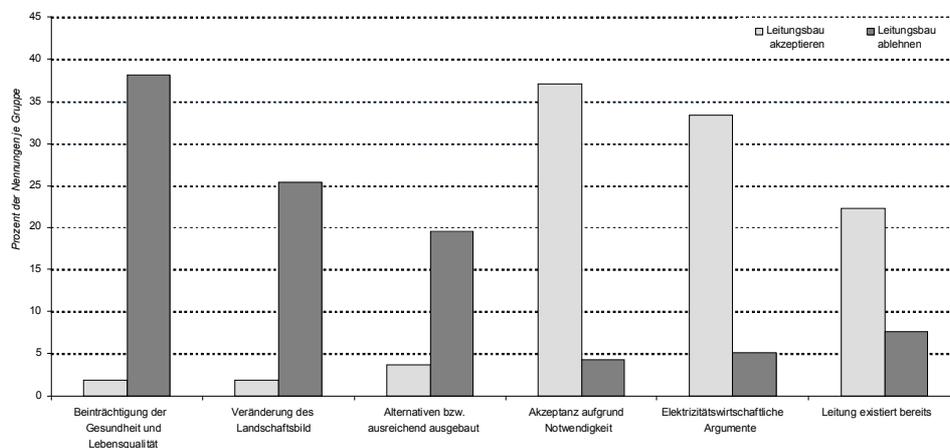


Abbildung 1: Begründung der Einstellung für oder gegen den Leitungsbau in der Heimatgemeinde.

Diskussion der Ergebnisse

Strom wird von den Befragten als wichtig für die eigene Lebensqualität als auch für die Wirtschaft gesehen. Negative Denkvorstellungen ruft vor allem der Begriff Atomstrom hervor, demgegenüber werden mit dem Begriff Ökostrom positive Assoziationen verbunden. Diese positiven Denkhaltungen zeigen sich auch in den Beurteilungen der Umweltfreundlichkeit unterschiedlicher Kraftwerkstypen. Kraftwerke auf erneuerbarer Basis werden am umweltfreundlichsten beurteilt. Zur Sicherstellung der Stromversorgung bevorzugen Menschen Stromsparen anstellen vom Bau neuer Infrastrukturanlagen. Generell sollen in erster Linie erneuerbare Energieträger verstärkt eingesetzt werden.

Wie diese Ergebnisse zeigen konnten, wird die Notwendigkeit einer sicheren Stromversorgung von den Befragten durchwegs gesehen. Vor allem erneuerbare Kraftwerke und Stromsparen werden als Maßnahmen für eine sichere Stromversorgung als wichtig erachtet. Da jedoch neben den erneuerbaren Energieträgern als auch dem Energiesparen auf fossile Energieträger mittelfristig nicht verzichtet werden kann, scheint hier Aufklärungsbedarf innerhalb der Bevölkerung gegeben zu sein.

3.2.6 TUDU – Energie-Seminar-Kabarett – Lachend Energiesparen

Kurt Krautgartner (Sattler Energie Consulting GmbH)¹

1. Motivation und zentrale Fragestellung

Die Erfahrung aus vielen Beratungen in der Industrie zeigt, dass schon sehr viele technische Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz umgesetzt sind. Weitere Potentiale lassen sich aus ökonomischen Gesichtspunkten nicht mehr erschließen.

Trotz aller Technisierung hat das Verhalten der Mitarbeiter noch einen wesentlichen Beitrag zum Energieverbrauch. Man ist überzeugt, dass durch optimiertes Verhalten weitere Kostenreduktionen erreichbar sind. Entsprechend internationaler Meinungen beträgt das Einsparpotential durch entsprechendes Nutzerverhalten etwa 5 bis 15 Prozent.

Viele Betriebe versuchen mit Schulungen oder Anweisungen ihre Mitarbeiter zu einem energiebewussten Handeln zu bewegen, meist mit mäßigem Erfolg.

2. Die Idee

Wir überlegten nun, wie die Mitarbeiter des Betriebes auf effiziente Art und Weise zum Thema Energie sowohl informiert, als auch motiviert werden können. Die Idee eines „Energiekabarett“ war geboren und mögliche Partner wurden gesucht.

Gemeinsam mit der Wiener Kabarettgruppe - den „Seminarren“ - wird eine Brücke zwischen Wirtschaft und Kunst gebaut. „TuDu“ kombiniert Sketches, bekannte Lieder und wichtige Informationen zu durchaus sperrigen Themen wie Effizienz, Druckluft, Licht, Standby oder Thermographie. „TuDu“ weckt und stärkt das Energiebewusstsein der Mitarbeiter und motiviert sie zum verantwortungsvollen, effizienten Umgang mit wertvoller Energie: Tu Du (... es selbst, schieb es nicht auf andere ab).

Das Seminar soll nicht vordergründig belehren, sondern auf lustige Weise Schwachpunkte beim Umgang mit wertvoller Energie sichtbar, und auf vorhandene, vielleicht bislang verborgene Stärken aufmerksam machen. Je nach Anforderung des Kunden wird das Programm individuell angepasst, die Situation des jeweiligen Betriebes miteingebunden und ein umfassendes Schulungskonzept erstellt.



Abb. 1: Zuschauer bei der „Erzeugung von 1 kWh Strom“ am Ergometer (Lenzing AG., 29.11.06)

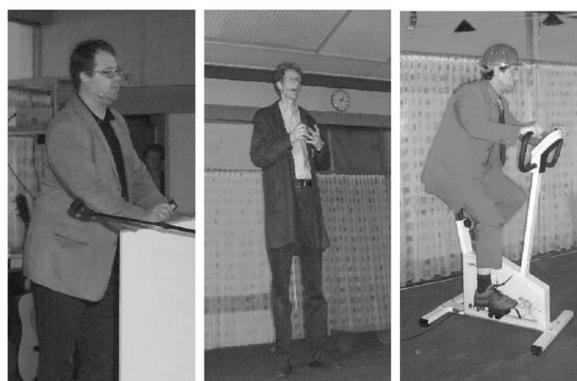


Abb. 2: Energieberater und Kabarettisten

¹ sattler energie consulting gmbh, marktplatz 4, 4810 gmunden
Tel. ++43-7612-73799, Fax. ++43-7612-73799-50, E-mail: office@energie-consulting.at

3. Gesamtkonzept

Das Energie-Seminar-Kabarett ist eingebettet in eine Reihe von Schulungsmaßnahmen, die individuell auf den Betrieb mit seinen jeweiligen Bedürfnissen zugeschnitten ist.

Am Beginn steht in der Regel ein Workshop mit den Führungskräften, um diese für das Thema Energie zu gewinnen. Sie sollen in weiterer Folge als Multiplikatoren gezielt auf ihre Mitarbeiter eingehen und diese mobilisieren.

Das folgende Energie-Seminar-Kabarett hat das Ziel, der breiten Masse der Mitarbeiter das Thema Energie selbst und Energieeffizienz näher zu bringen um ein Bewusstsein im Bereich der Energieanwendung zu schaffen.

Darauf aufbauend werden Workshops zu ausgewählten Bereichen der betrieblichen Energieanwendung durchgeführt. Dabei soll die entstandene Begeisterung zum Thema ausgenutzt werden, die Realisierung der bestehenden Potentiale wird forciert und das Thema am Laufen gehalten.

Die Schulungen und Workshops in den Betrieben verfolgen verschiedene Ziele auf längere Zeit:

Kurzfristig

- Begeisterung der Führungskräfteebene für Energieeffizienz
- Eine Vereinbarung innerhalb der Führungskräfte das Thema Energie weiterhin konsequent zu verfolgen
- Erste konkrete Schritte im Betrieb

Mittelfristig

- Information und Motivation aller Mitarbeiter zum Thema Energieeffizienz
- Kontinuierliche Auseinandersetzung mit Energie
- Verankerung des Themas Energieeffizienz bei den Mitarbeitern

Langfristig

- Nutzung der Potentiale durch bewussten Umgang mit Energie
- Senkung der Energieverbräuche und Kosten
- Permanentes Energiemanagement und dadurch permanente Optimierungen

4. Ergebnisse

Durch die ausgewogene Mischung des Energie-Seminar-Kabarett aus Information und Unterhaltung kommt es zu einer erhöhten Aufmerksamkeit des Publikums. Während bei konventionellen Seminaren oder Vorträgen das Interesse meist schnell nachlässt, werden die Teilnehmer beim Kabarett immer wieder aufgefordert selbst aktiv zu werden, mitzudenken, mitzumachen und mitzusingen.

Auch durch die Verknüpfung der Inhalten mit Beispielen aus dem Betrieb selbst und mit dem eigenen Haushalt können die Mitarbeiter direkte Bezüge schaffen und die Informationen unmittelbar nachvollziehen und umsetzen.

Befragungen der Teilnehmer haben gezeigt, dass durch diese Form der Information die Motivation zu bewussterem Verhalten gestiegen ist. Die Bereitschaft zur Umsetzung ist gestiegen und der Begriff Energieeffizienz ist verständlicher geworden. Jeder kann und soll seinen Beitrag leisten, das ist die Botschaft.

In Verbindung mit Workshops für ausgewählte Zielgruppen können die Maßnahmen zielgerichteter umgesetzt werden. Wird auch die Führungsebene für das Thema sensibilisiert, steigt zusätzlich die Umsetzungswahrscheinlichkeit, die Ideen der Mitarbeiter werden nicht mehr blockiert.

Wesentlich für den langfristigen Erfolg ist die kontinuierliche Fortführung des Themas, damit es in Erinnerung bleibt und nicht vom Tagesgeschäft vollständig überlagert wird.

5. Schlussfolgerungen

Mit gezielten und innovativen Methoden, die die Teilnehmer in den Prozess einbeziehen, kann die Sensibilität für Energieeffizienz deutlich gesteigert werden. Die Informationen werden besser aufgenommen und länger behalten.

Wesentlich ist ein auf die jeweilige Situation, auf den jeweiligen Betrieb individuell abgestimmtes Schulungskonzept. Es sollte auf die Zielgruppen und deren Bedürfnisse und Kenntnisse zugeschnitten sein, und die Mitarbeiter sollten stark eingebunden werden. Weiters muss das Thema regelmäßig ins Bewusstsein gebracht werden, Erfolge müssen dargestellt werden. Dann ist auch eine signifikante und nachhaltige Reduktion der Energiekosten möglich.

3.3 ZUKUNFTSTECHNOLOGIEN (Session B3)

3.3.1 HYLOG – Demonstration einer CO₂-freien Transportlogistik bei Fronius in Sattledt, Österreich

Michael Schubert (Fronius International GmbH)¹

Die Firma Fronius wandelt Energie und ist in drei Sparten als Technologieführer anerkannt:

- Batterieladesysteme
- Schweißtechnik und
- Solarelektronik

Fronius hat aktuell etwa 2200 Mitarbeiter und erzielte 2006 einen Umsatz von 235 Mio. EUR.

Der Fronius Systemstandort Sattledt ist mit 650 Mitarbeitern und 37000 m² Nutzfläche als Modellfall für eine zukunftsfähige Energieversorgung in industrieller Größenordnung zu verstehen: 90% der benötigten Energie werden mit 604 kWp Photovoltaik und einer Biomasseheizanlage mit 1,5 MW bereitgestellt. Modernste Klimatechnik mit unterirdischen Wasserbecken gewährleistet die erforderliche Sommer- und Wintertauglichkeit des Gebäudes bei höchster Energieeffizienz.

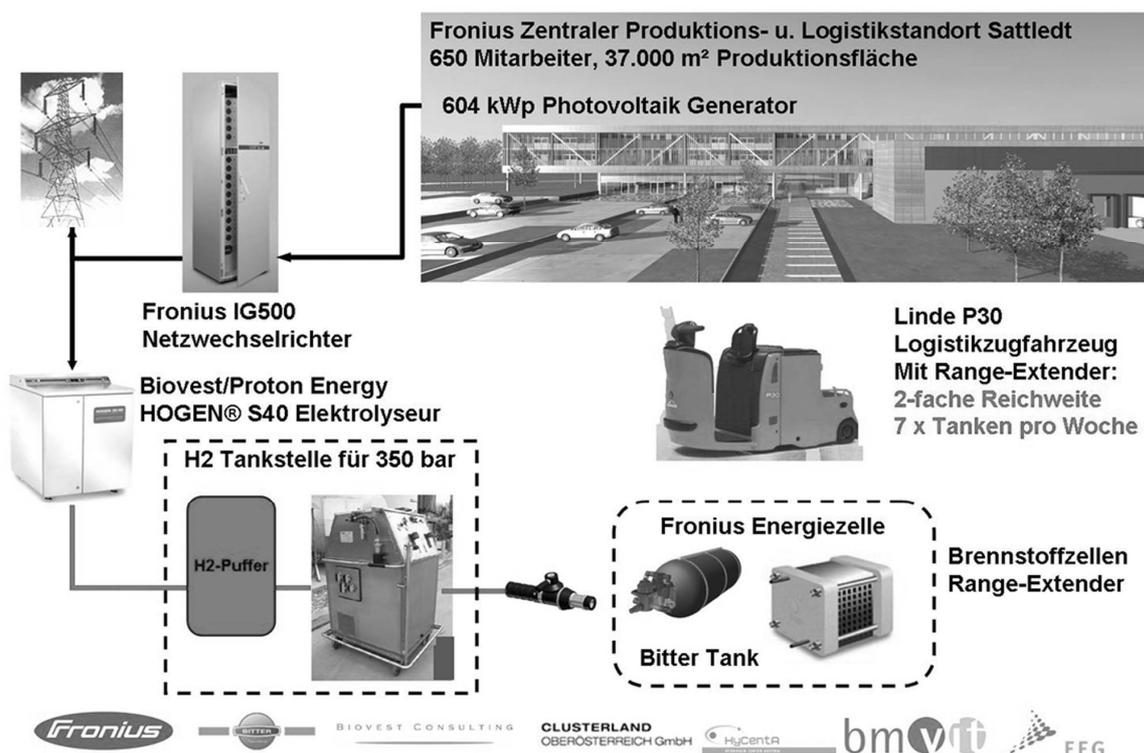


Abbildung: HyLOG Projektschema

In diesem Rahmen stellt Fronius mit dem Projekt HyLOG (Hydrogen Powered Logistic System) auch den innerbetrieblichen Materialtransport durch Umrüstung von Batterie- auf Brennstoffzellenantrieb technologisch auf eine neue Basis. Ersatz der langen Batterieladezeiten durch eine wenige Minuten erfordernde Betankung mit Wasserstoff und die Verdoppelung der Fahrzeug-Reichweite sind wirtschaftlich besonders relevante Vorteile. Der Treibstoff Wasserstoff wird vorort mittels Solarstrom und Elektrolyse erzeugt.

¹ Dipl.-Ing. Michael Schubert; Fronius International GmbH, Günter-Fronius-Straße 1 A-4600 Wels-Thalheim; +43 (0)7242 241-5599; +43 (0)7242 241-2240; schubert.michael@fronius.com; www.fronius.com

Ziel des HyLOG Projektes ist die Demonstration dieser innovativen Logistiklösung in einem realen, industriellen Anwendungsumfeld. Neben der Untersuchung des Gesamtsystems zählt die Bereitstellung einer Referenz zur Beschleunigung der Markteinführung dieser innovativen Technologie zu den Hauptzielen des Vorhabens.

Das HyLOG Projekt wird im Rahmen eines Konsortiums aus Technologie- und Forschungspartnern unter der Führung von Fronius durchgeführt und durch das „A3 Technologieprogramm“ des österreichischen Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie gefördert.

Der Beitrag beschreibt die konkrete Umsetzung des Projektes und das entsprechende Marktpotential im Flurförderfahrzeugsektor. Weiters beleuchtet er die konkrete Brennstoffzellen Produktentwicklung im Hause Fronius, die die Strategie:

- Wasserstoff sauber aus regenerativen Energiequellen, wie z. B. Photovoltaik, zu erzeugen
- damit elektrische Energie langfristig speicherbar zu machen und
- bei Bedarf wieder in Strom rückzuverwandeln

kurz gesagt „Saubere Energie – Jederzeit abrufbar“, verfolgt.

3.3.2 Nanotechnology as useful Contribution to reduce Carbon Dioxide Emissions

**E. Hammerl, W. Brichta
(Electrovac AG und HEAT wärmetechnische Anlagen GmbH)¹**

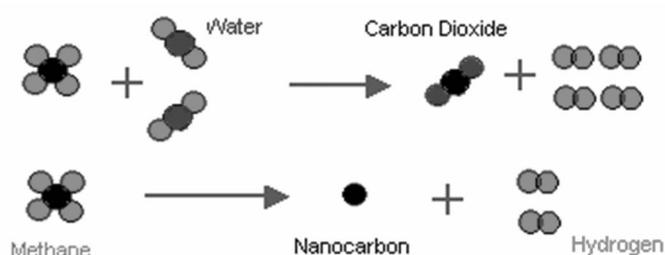
According to the IEA 95% of the worldwide hydrogen production is based on fossile raw materials. Conventional processes convert the contained carbon into CO₂ which is then released into the atmosphere. The impact of these emissions to climate change requires radical rethinking and search for alternatives. The basic concept of Carbon Sequestration is storing CO₂ in abandoned oil and gas fields or coal mines needs to be critically studied also in context of the true CO₂ prevention costs.

Today Steam Reforming (SMR) of natural gas is a technical mature and unrivalled process covering most of the current worldwide needs.

The SMR technology is based on the reaction of methane with water vapour using a catalyst at temperatures around 1000 °C and at pressures around 20 bar. Methane first reacts with water vapour to build CO and hydrogen. Thereafter CO and water vapour react to build CO₂ and more hydrogen (Shift-Reaction). The resulting CO₂ is then split off using a Pressure-Swing Adsorption (PSA) process or membrane filtering.

Direct Cracking of methane with nanoscaled catalysts into hydrogen and nanoscaled carbons, e.g. in form of nano-fibers, is our answer to the emission of 7kg CO₂ per kg hydrogen produced by SMR processes.

The reduced yield on hydrogen and the slightly increased costs of the catalyst materials could be compensated by industrial application of the so produced nanocarbons.



Steam Reforming vs. Direct Cracking

Electrovac and Heat have engineered processing techniques and systems for hydrogen production for industrial applications with very little or no carbon dioxide emissions. The CO₂ prevention costs depend critically on the world market prices for hydrogen when considering the actual carbon emission certificates and the achievable market prices for nano-carbons. This process can be combined with current SMR systems and contribute significantly in "cleaning" them from CO₂ emissions.

¹E. Hammel, Electrovac AG, Auf-eldstrasse 37, 3400 Klosterneuburg, Austria, Tel: +43 2243 450 130
email: hae@electrovac.com

3.3.3 Thermodynamic Evaluation on the Impact of a hot Gas Cleaning System for integrated Gasification Systems

Andreas Schweiger, Thomas Kienberger, Jürgen Karl
(TU Graz/Institut für Wärmetechnik)¹

Decentralized small scale combined heat and power plants (CHP) are getting more important in future electricity production. Due to energy losses during the conversion from biomass to electricity, small-scale power plants only reach low electric efficiencies. To increase the overall efficiency, the combination of small biomass gasification plants with high temperature fuel cells seems to be a promising technology compared to large scale gasification power plants. The integration of high temperature fuel cells (e.g. SOFC), which operate at almost the same temperature as the gasification process, requires a different gas cleaning concept to avoid gas cooling and therefore losses in electric efficiency. Prior work on the effects of contaminants in product gas from biomass gasification on SOFC membranes have shown, that tars did not have an effect in short term testing. Volatile contaminants like alkali, chlorine and sulphur must be removed below the 1 ppm level to ensure a safe operation. Therefore most of the constraints for SOFC integration into biomass gasification are given. Tests with a mobile hot gas cleaning unit within the European Project "BIOCELLUS" (Contract No: 502759) have shown, that gas cleaning at high temperature is possible. In this study the integration of hot gas cleaning and fuel cell application for small scale gasification systems is compared to the large scale Biomass Integrated Gasification Combined Cycle (BIGCC) and medium scale gasification with cold gas cleaning. The processes are thermodynamically evaluated and show the effect of the different gas cleaning systems on the process and efficiency.

Key Words: Hot Gas Cleaning, Fuel Cell, SOFC, BIOCELLUS, BIGCC

1 System Comparison

Figure 1 shows the layout of a possible gas conditioning system for small scale gasification and fuel cell integration. The gas has to be cooled down to about 500°C to meet the chlorine and sulphur adsorbant temperature limits. Preheating of the gas from the hot gas conditioning unit is done in the SOFC.

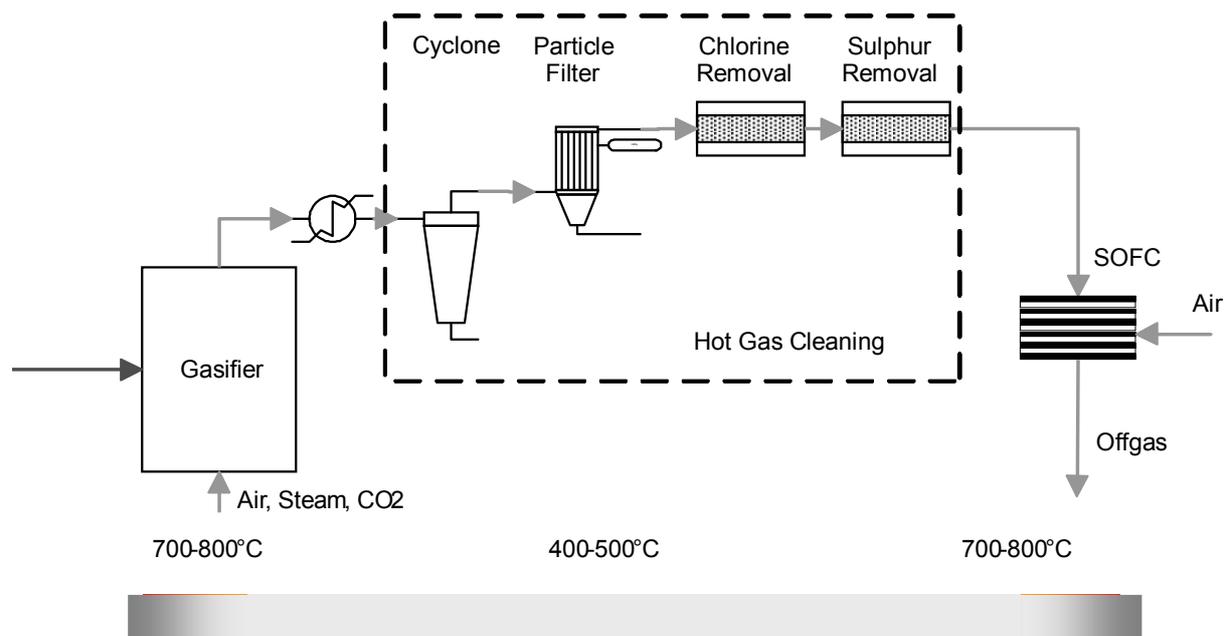


Figure 1: Hot Gas Conditioning System

¹Graz University of Technology, Institute of Thermal Engineering, Inffeldgasse 25/B, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873 7804, Fax: +43 316 873 7305, Andreas.Schweiger@TUGraz.at, www.iwt.tugraz.at

The effect of this hot gas conditioning on the efficiency is compared to a typical medium scale gasification combined heat and power plant with wet cold gas cleaning (figure 2) and a large scale Biomass Integrated Gasification Combined Cycle like Värnamo (figure 3).

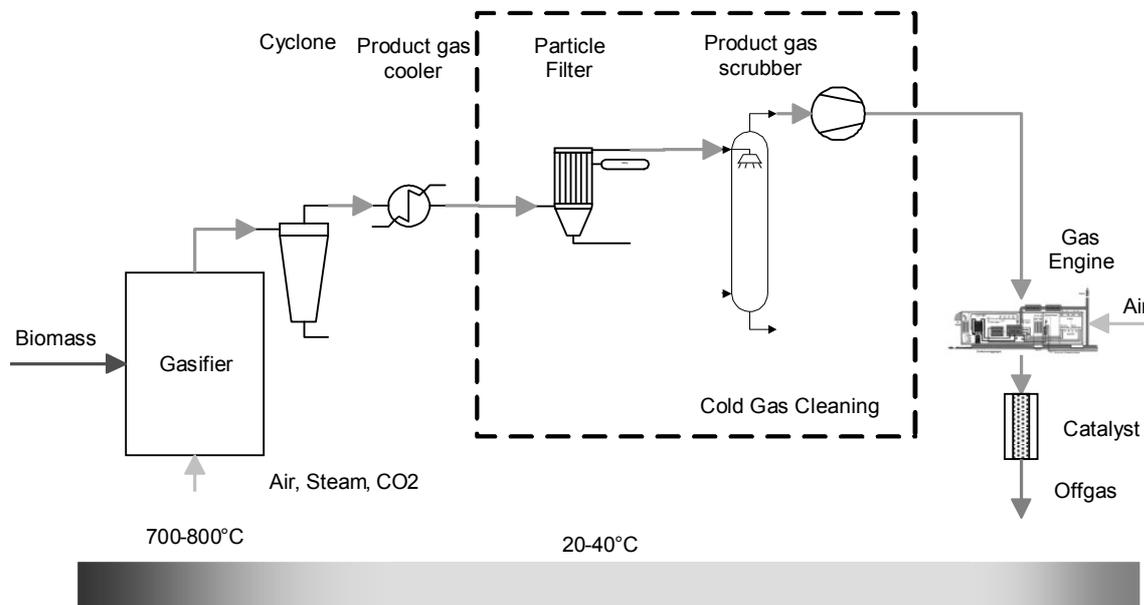


Figure 2: Cold gas Cleaning

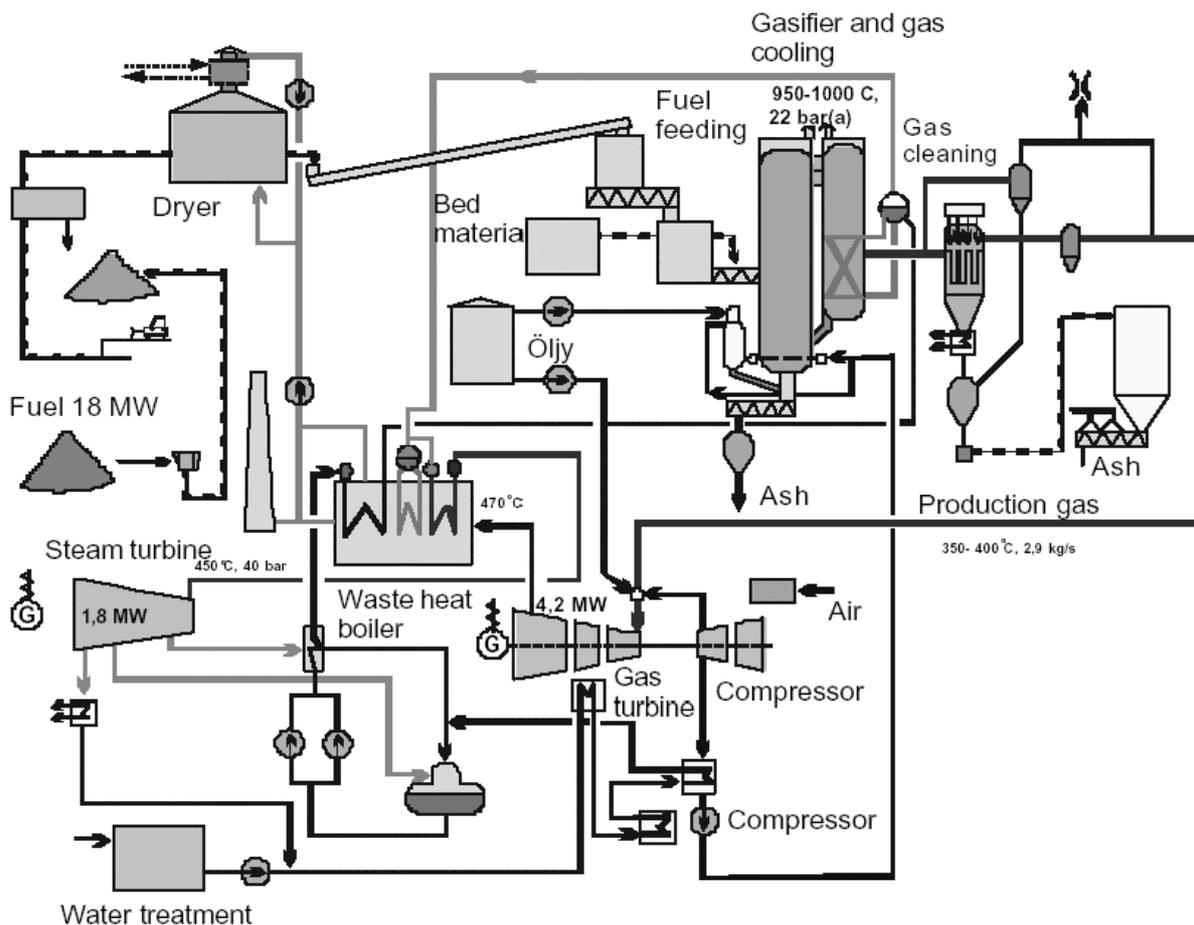


Figure 3: Värnamo IGCC-Biomass-Process

3.3.4 Neue Technologien in der Stromwirtschaft zur Nutzung regenerativer Energien

Andreas Dengel (Evonik New Energies GmbH)¹

Die Evonik New Energies GmbH ist der breit aufgestellte Energiespezialist im südwestdeutschen Raum. Dabei reicht das breit gefächerte und vernetzte Energieangebot vom Steinkohlekraftwerk über Biomasse-, Grubengas-, Biogas- und Geothermienutzung bis hin zum Contracting oder dem Betrieb eines virtuellen Regelkraftwerkes. Auch die Energiegewinnung auf Basis von Abfall und Reststoffen ist in diesem Energienetz ein wichtiger Baustein.

Dieser Strategie zufolge beschäftigt sich das Unternehmen im Bereich „Technische Innovation“ intensiv mit solchen Technologien, die insbesondere im dezentralen Bereich der Energiewandlung erneuerbarer Energieträger relevant sind oder relevant werden können. Hierzu gehören die Nutzung von Schwachgasen - insbesondere methanstämmige Schwachgase wie Grubengas und Biogas -, die Vergärung und Vergasung von Biomassen, die Optimierung der ORC-Technologie und die Anwendung von Brennstoffzellen.

Die Einspeisung des durch regenerative Energieträger erzeugten Stromes führt insbesondere bei stochastisch auftretender Energiedarbietung zu erheblichen Belastungen im Verteilnetz. Dies wird dadurch belegt, dass in den letzten Jahren insbesondere mit zunehmender Nutzung der Windenergie der Regelenergiebedarf erheblich zugenommen hat. Um hier die Nutzung von Regelenergie zu optimieren und zu reduzieren, sind innovative Speicherkonzepte für elektrische Energie unumgänglich.

Deshalb beschäftigt sich das Unternehmen zu einen mit der Speicherung dieser elektrischen Energie in Form von Druckluft in stillgelegten Salzbergwerken und zum anderen gemeinsam mit dem Konzernunternehmen Evonik Degussa mit der Lithiumionen - Technologie.

Der Vortrag soll einen Überblick über die Technologien geben, mit denen sich ein Unternehmen, welches sowohl konventionelle Kraftwerkstechnik als auch regenerative Energieträger zur Stromerzeugung einsetzt, beschäftigt, um langfristig im Zuge der weiteren Dezentralisierung der Erzeugung und Verbreiterung der Basis der Primärenergieträger wettbewerbsfähig zu sein und den Aspekten der Nachhaltigkeit und Ressourcenschonung gerecht zu werden.

Nach diesem kurzen Überblick wird insbesondere auf die Forschungsvorhaben „Pilotbetrieb einer SOFC Hochtemperaturbrennstoffzelle mit Grubengas“, „Aufkonzentrierung von Schwachgasen zur Nutzung in Brennstoffzellen“ und „Speicherung von elektrischer Energie in Form von Druckluft in Verbindung mit der Langzeitstabilisierung von Salzbergwerken“ näher eingegangen.

¹Dr.-Ing. Andreas J. Dengel Leiter des Bereiches „Technische Innovation“ Evonik New Energies GmbH St. Johanner Straße 101 66115 Saarbrücken Telefonnummer 0049 (0)681 405 1600 Faxnummer: 0049 (0)681 405 064 1600 e.mail: andreas.dengel@evonik.com Homepage: <http://www.evonik.com/newenergies>

3.3.5 Die Bedeutung von Batterien im Leben des modernen Menschen

Karl Kordes (TU Graz/Institut für Chemische Technologie Anorganischer Stoffe)¹

Einleitung

ber hohe Preise und Verfügbarkeit von Treibstoffen, Lebensmittel, Medikamenten wird täglich berichtet. Die effiziente und umweltfreundliche Herstellung von elektrischer Energie ist ein globales Thema geworden. Die Notwendigkeit in allen diesen Umständen Batterien zu verwenden wird selten erwähnt. Aber schön langsam erkennt man die große Bedeutung von Batterien im täglichen Gebrauch und merkt das Ansteigen der Bleipreise für Autobatterien. Man beginnt zu erwähnen, daß alljährlich etwa 40 Milliarden Primär-batterien weggeworfen werden. Warum diese Verschwendung ? Umsatzgedanken ?

Fading Fortunes & Golden Futures" und "Trouble in the Battery Paradise" schrieb Gerry Woolf, Editor, Batteries + Energy Magazine, No.18, 2007 (www.bestmag.co.uk).

Die wichtigsten Beispiele aus der Batterie-Technologie

werden hier nur kurz beschrieben, sie sind in den Lehr- und Handbüchern der Elektrochemie wenn nötig leicht nachzulesen. Wesentliche nachhaltige Bedeutung bis heute erlangten die Zinkchlorid / Zink **LeClanche Braunstein Primärbatterien** (1910) und nach deren Weiterentwicklung bei Union Carbide Corp. in den 1960er Jahren die **alkalischen Zn / MnO₂ Primärbatterien**. [1]. Diese sind heute wegen ihrer 4 x höheren Kapazität, guten Stromdichte und langjährigen Lagerfähigkeit auch bei hohen Sommer-Temperaturen den Hauptanteil des elektronischen Konsumermarktes, jeder kennt die zylindrischen Typen AAA, AA, C und D. als Flachzellen gibt es erstaunlicherweise nur kleine Knopfzellen und die 9 V-Batterien für Radios, Instrumente und medizinische Geräte. Die billigere LeClanche Batterie ist aber noch weit verbreitet.

An Braunstein und Zink herrscht kein Mangel. Hier gilt der obige Hinweis auf eine **goldene Zukunft**. Es wäre nur sehr wichtig die **alkalische Braunstein-Zink Batterie als aufladbare Batterien weltweit** zu produzieren. Momentan werden sie nur von PURE ENERGY in Canada erzeugt. [2]. Sie wurden zwar auch bei Union Carbide Corp. (ab 1970) entwickelt, man fand aber keinen Absatzbedarf. Erst in Graz wurden sie weiter-entwickelt und die Grundlagenpatente wanderten nach Canada aus. Produktions-versuche in USA, Europa, Malaysia, S. Korea und Australien waren finanziell nicht erfolgreich. In Nova Scotia, Canada werden allerdings jetzt schon wieder etwa 100 Millionen Batterien pro Jahr in Aussicht gestellt, das ist die Mindestmenge die z. B. Walmart verlangt um eine Lizenz weltweit etablieren zu können. Die Zyklenzahl ist bei Vollentladung gering, aber bei nur 30 % Entladung ist Braunstein voll reversibel und gibt 2000 Zyklen, genug für Geräte mit eingebauten Ladeanlagen (Telephone, Notstrom-anlagen und parallele Brennstoffzellen (Hybride). Diese 30 % Entladungs-begrenzung kann man durch entsprechende Zinkreduktion fixieren, ein einfacher Ausweg, der aber wegen der dadurch verringerten Anfangs Ah-Kapazität bisher nicht verfolgt wurde, aber experimentell durch Abschaltung bewiesen wurde. Die Kapazität und Lagerfähigkeit ist aber vielmals höher als z.B. bei Kondensator- Hybriden erreicht werden kann. Die Materialkosten werden sogar noch geringer als bei alkalischen Primärzellen. Ein **Internes Braunstein-Metalhydrid Fuel Cell Hybrid** wurde schon in alkalischen H₂-Luft Brennstoffzellen by OVONIC versucht (US Pat. 6,447,2002 Ovshinky, (2002).

Als Konkurrenz kommen nur die alkalischen Nickel-Cadmium und Nickel-Metallhydrid Batterien in Frage. Deren Hochtemperatur-Lagerfähigkeit ist aber sehr beschränkt. Lithium-Ionenbatterien sind in ihrer Kapazität und Spannung doppelt so gut, der Preis ist aber ein vielfacher und die Fremdfuer Sicherheit für größere Einheiten ist völlig unklar. Die Überlegung dieser Sicherheit gilt bei Anwendung als Autobatterie.

¹TU Graz/Institut für Chemische Technologie Anorganischer Stoffe, Stremayrgasse 16/III, 8010 Graz, KKMNO2@aol.com

Bleibatterien sind noch immer die gebräuchlichsten aufladbaren Batterien.

Der Blei Batterie-Industrie Anteil von China ist enorm gewachsen. Von 10 % in 1992 auf 50 % im Jahre 2005 und die gereinigte Bleiproduktion ist auf 30 % gestiegen. Der Blei Preis für Batterien stieg aber trotzdem in der westlichen Welt., so wie für Kupfer.

Leider wurden in den vergangenen Jahrzehnten fast keine der vorgeschlagenen Verbesserungen bei Bleibatterien industriell angewendet. Meist aus Kostengründen. Gerollte Hochstrombatterien wurden nur selten verwendet. Die Explosionen bei Wasserstoffentwicklung blieben, selten, aber doch lethal in etwa 60 Fällen pro Jahr in den USA. Erst vor Kurzem began man gut leitenden Graphit-Kohlenstoff als Träger-material bei der Plattenherstellung zu versuchen. Beispiel: **The Firefly Development**.

Die Erwartungen sind groß. Auch zirkulierende Schwefelsäure wurde wieder empfohlen. Sehr preisgünstige Blei-Superkondensatoren wurden erfunden. Mit der erneuten Plug-in Methode für Elektrische Automobile werde Hybride aller Art wieder modern. Der Strom aus der Steckdose ist der billigste und ausichtsreichste für die Umwelt (Wasser, Wind, Sonne, Thermal Energie, Kernenergie, etc., etc.). Keines der modernen Brennstoffbatteriesysteme kann ohne aufladbare Batterie verlässlich sein.[4].

Die Einschaltung und Abschaltung im Fahrzeugbetrieb aber auch bei stationären Hausanlagen führt statistisch unweigerlich zur Zellenumkehr und Katalysator-Beschädigung. Parallelschaltung von einem Dutzend Zellen werden (nach altem Marine- und Space Vehicle Muster) in Paketen vereinigt und erst dann in Serie geschaltet. Das ist z.B. auch die Methode im **Tesla Fahrzeug** mit mehreren tausend kleinen zylindrischen Lithium Batterien bei denen die Fehlerwahrscheinlichkeit theoretisch auf die Stufe des Millionen Lotteriegewinns absinkt. Die Produktion solcher kleinen zylindrischen Batterien könnte auf 1000 - 2000 pro Minute ansteigen: das ist die jetzige modernste Geschwindigkeit bei der Herstellung von Braunsteinzellen ! Eine mögliche sichere enorme Kostenreduktion !

Allein der US-Markt für Batterien wird für **2010 mit 74 Milliarden US \$** geschätzt.

Für den Transport des H₂ für Fahrzeuge mit Brennstoffbatterien Hybride see [5].

Die Autoindustrie („Speaking with forked tongue“ laut Batteries & Energy issue 08/07)

wird Großverbraucher von Batterien. Mit Äthanol, Biostoffen , auch Ammoniak oder electrolytischem Wasserstoff aus organischen Abfällen oder aus der direkter Zucht von genetisch modifizierten Bakterien sind Variationen neben Benzin & Diesel angegeben.

Referenzen:

- [1] Batteries, Vol.1, K. Kordes, ed., MnO₂ Batteries, Marcel Dekker, 1974
- [2] K.Kordes, J. Daniel-Ivad, The XL advantage, <http://www.pevi.ca>, (2007)
- [3] Batteries, Vol.2, K.Kordes, ed., PbO₂ Batteries and Electric Vehicles (1978)
- [4] Fuel Cells, Applications, K.Kordes, G.Simader, VCH / Wiley, 1996 / 2002
- [5] NH₃ als H₂-Träger: Iowa Energy Center Meeting in San Francisco, Oct. 2007.
see: <http://www.energy.iastate.edu/becon/ammonia.html>

3.3.6 Photovoltaic Industry today, future Developments and Perspectives

Spanring, Depiné, Eler, Feichtner, Gradwohl, Krumlacher, Muckenhuber, Reininger, Reisinger, Ruplitsch, Seitler, Skringer, Plessing (Isovolta AG)¹

Accelerating energy costs and shortage of fossil energy are due to a steady increase of industrialisation, mobility and a growth in population worldwide. In order to reach the Kyoto protocol 2012 more emphasis should be put on renewable energy sources, particularly photovoltaic energy generating electrical power through sun light when illuminating semiconductor material by photons. Silicon, one of the most abundant materials in the earth crust is used as semiconductor in crystalline form (c-Si) for 90 % of the PV applications today. Also other semiconductor materials are in development or initial commercialisation today. The group of the thin film semiconductors is represented by amorphous silicon (a-Si), copper indium gallium diselenide (CIGS) and cadmium telluride (CdTe). Organic solar cells are in research status today [1].

Photovoltaic has shown that it can create electricity for a wide range of applications, scales, climates and geographic locations. Photovoltaic can bring electricity to remote areas with stand-alone equipment or it can be fed into the electricity grid. Fig. 1 depicts areas in the world most likely for generating energy from sunlight. It can meet major electricity needs in big cities to meet its peak loads. Furthermore solar thermal plants are a further possibility to create solar electricity. A special type of oil is heated up by focussed sunlight to 400 °C. This is hot enough to create a steam of 370 °C at pressure of 100 bar to power a single turbine for electricity generation [3].

The demand of renewable energy sources, such as photovoltaic modules, can be emphasized through production figures. In the year 2006 the photovoltaic industry produced 2,6 gigawatts (GW) of modules. 2007 the figures almost doubled up to 4 GW of installed capacity. As derived from these figures by 2011 20 GW (due to a conservative forecast) of installed modules are expected.

Simultaneously, fast development in the fields of solar industry is going on. Beside new types of cell materials development of sophisticated encapsulation materials is in progress allowing a tailor made application. These materials will enable a maximum of flexibility, high barrier properties and enhanced life time. The requirements for such high barrier materials are very demanding because permeation values as low as 10⁻⁵ g/m²*d for water vapour transition (WVTR) and 10⁻⁵ cm³/m²*d*atm for oxygen transition are needed. Oxide layers, such as SiO_x or AlO_x, have already been used for first improvements of barrier functionalities. Barrier layers of about 0,1 for WVTR and OTR were reached. Special barrier coatings together with oxide layers are subject of development to meet these low permeation values for WVTR and OTR. Besides improving barrier layers materials used for thin film cells need to become less sensitive against water and oxygen. Fast production technologies such as roll to roll (R2R) production processes speed up and increase efficiency producing photovoltaic modules.

To sum up, photovoltaics is an empowering technology allowing us to look at whole new modes of supplying electricity to different markets around the world. Grid parity has already been achieved in certain regions allowing electricity costs go down continuously and allowing us to generate electricity in a sustainable, pollution-free, equitable fashion.

¹ISOVOLTA AG Vianovastraße 20, A-8402 Werndorf, Austria Phone: +43 5 9595 9975; Fax: +43 5 9595 9989 E-Mail: julia.spanring@isovolta.com <http://www.isovolta.com>

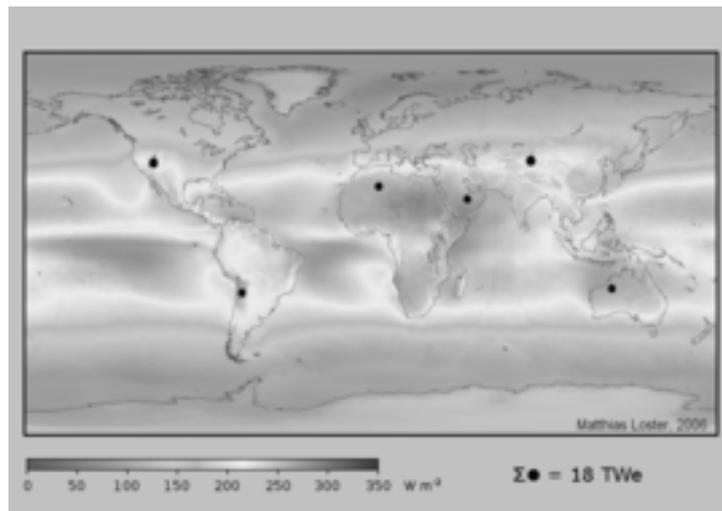


Fig. 1: Areas preferred for generation photovoltaic energy [3].

Literature:

- [1] Luque, A., Hedus, S.; Handbook of Photovoltaic Science and Technology, 2007, Wiley and Sons Ltd, Chichester.
- [2] Podewils, C; Photon international, 2007 (11), 137, Solar Verlag, Aachen.
- [3] <http://en.wikipedia.org/wiki/Photovoltaics>; 2007-11-29.

3.4 CO₂ – FREIE KRAFTWERKE (Session B4)

3.4.1 Die Bedeutung der Kernenergie für die zukünftige Energieversorgung

Michael Schneeberger
(Österreichische Kerntechnische Gesellschaft ÖKTG)¹

Die Nutzung der Kernspaltung zur Energie- und Elektrizitätserzeugung begann vor 50 Jahren und sie hat in dieser Zeit einen beachtlichen Stellenwert in vielen Ländern erreicht.

16 % der weltweiten Elektrizitätserzeugung und 35% der europäischen Produktion von Elektrizität wird heute durch diese innovative und CO₂ freie Energiealternative kostengünstig erzeugt. Derzeit sind 437 Kernkraftwerke in 31 Ländern weltweit in Betrieb, davon 196 in Europa mit einer Gesamtleistung von 178.760 MWe.

Die Entwicklung der Kernenergie zur Energieerzeugung kann in drei historische Abschnitte unterteilt werden.

- die atlantische Phase 1950-1970, mit dem Schwerpunkt in USA und Kanada
- die europäische Phase 1970-1990, mit den größten Aktivitäten in Europa, insbesondere Frankreich und Deutschland
- die asiatische Phase 1990- heute, mit den bedeutenden Investitionsprogrammen in Japan, Korea, Taiwan und zunehmend China und Indien.

Nach dem Jahr 2000 setzte weltweit eine Entwicklung ein, die zunehmend als Renaissance der Kernenergienutzung bezeichnet wird, verschiedene Faktoren waren dafür maßgebend, von Land zu Land mit unterschiedlicher Gewichtung:

- die exzellenten Betriebsdaten der bewährten Reaktorkonzepte, insbesondere Druck- und Siedewasserreaktoren
- die ständig durchgeführten Inspektionen der Kernreaktoren der zweiten Generation, deren Lebenszeit auf 30 Jahre ausgelegt wurden zeigten, daß auf Grund des guten technischen Zustandes eine Verlängerung der Lebenszeit auf bis zu 60 Jahre möglich war
- die Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte führte zu einer wesentlich besseren Ausnutzung der Anlagen (Verfügbarkeit über 90%), die Produktion konnte wesentlich gesteigert, die Kosten gesenkt werden
- Die kaufmännische Abschreibung der Anlagen führte zusätzlich zu sehr günstigen Gesamterzeugungskosten im Vergleich zu fossilen Erzeugungsanlagen
- die Fortschritte in der Entwicklung der nuklearen Entsorgungsprojekte waren in einigen Ländern maßgebend für neue Genehmigungen
- die Entwicklung der Preise der Hauptenergieträger Öl und Gas und die immer sensibler werdenden politischen Abhängigkeiten
- die zunehmenden wissenschaftlichen Erkenntnisse über den Klimawandel durch anthropogene Treibhausgase, die Kernenergienutzung ist nur marginal mit CO₂ Freisetzung behaftet
- auch die ernüchternde Realität anderer Alternativen zur fossilen Energienutzung wird zunehmend wahrgenommen

Diese globale Entwicklung der Kernenergie am Beginn des XXI. Jahrhunderts wird nachfolgend regional analysiert:

USA : mit 103 KKW läuft in USA das derzeit noch bedeutendste Programm zur Nutzung der Kernenergie. Wie in allen Ländern, sind ähnliche Motivationen bedeutend für die nächste Zukunft: Steigerung des Elektrizitätsbedarfes, Wunsch nach Unabhängigkeit, Wettbewerb und Wirtschaftlichkeit sowie Erfordernisse des Klimaschutzes. In den letzten Jahren stellten die meisten Betreiber Ansuchen

¹ Österreichische Kerntechnische Gesellschaft, Atominstitut der Technischen Universität Wien
Stadionallee 2, 1020 Wien, Dipl. Ing. Dr. tech. Michael Schneeberger;

um Betriebsverlängerungen bis zu 60 Jahren, welche auch von den Behörden auf Grund der guten Betriebsdaten genehmigt wurden. Weiters wurden einige bereits stillgelegte oder nicht fertig gebaute Anlagen wieder für eine Inbetriebnahme vorbereitet (z. B. TVA Watts Bar 2, 1200 MWe). Zum beschleunigten Ausbau der Kernenergie wurde per Gesetz die COL-Construction and Operating Licence seitens der Regierung beschlossen, in Verbindung mit sehr attraktiven finanziellen Rahmenbedingungen. Man erwartet 2008 ca. 15 neue Ansuchen, die Genehmigungsverfahren für neue Kernkraftwerke der 3. Generation laufen auf Hochtouren, wobei US – Anbieter, US/Japanische Konsortien mit Hitachi und Mitsubishi sowie Areva /Europa das Typengenehmigungsverfahren eingeleitet haben. Auch im Bereich des nuklearen Brennstoffkreislaufs sind beachtenswerte Aktivitäten gesetzt worden, insbesondere die Investitionen in neue Anreicherungsanlagen mit dem europäischen Zentrifugenkonzept. Die USA stellt auch einen wichtigen Partner in dem internationalen Projekt „GENERATION IV“ zur Entwicklung der Kernreaktoren der 4. Generation dar.

EUROPA : In der Europäischen Union ist die Elektrizitätserzeugung aus Kernenergie mit 35% die bedeutendste Produktionsquelle. Aufbauend auf den Erfahrungen der letzten Jahrzehnte wurde der Europäische Druckwasser EPR mit 1600 MWe entwickelt, Finnland hat den ersten Baubeschluß für diesen Reaktor getroffen, gefolgt von Frankreich mit Flamanville. Das französisch/deutsche Industriekonsortium AREVA, welche auf Erfahrungen von 90 Kernkraftwerken aufbauen kann, hat diesen Reaktor der 3. Generation entwickelt, mit folgenden wesentlichen Merkmalen: Leistungssteigerungen von 1450 auf 1600 MWe, Auslegung Betriebsdauer 60 Jahre, 17% weniger Uranbedarf, Erhöhung der betrieblichen Sicherheit, Verfügbarkeit über 90%. Zwei EPR wurden kürzlich mit China vereinbart (8 Milliarden € Vertrag), mit einer Option auf zwei weitere Reaktoren dieses Typs. Großbritannien hat kürzlich ein bedeutendes Ausbauprogramm der Nuklearenergie beschlossen, wobei geplant ist, 10 Reaktoren der Größenordnung des EPR zu errichten. 2 x 1600 MWe EPR werden in den Golfstaaten zur Meerwasserentsalzung geliefert.

Rußland reorganisiert die Nuklearindustrie, hat ein Investitionsprogramm von 40.000 MWe bis 2020 beschlossen und ist erfolgreich bei Exportaufträgen in China (2x 1000 MWe PWR) und kürzlich in Rumänien (2x 1000 MWe PWR). In Deutschland sind derzeit noch 17 KKW in Betrieb, der Anteil der Kernenergie an der gesamten Stromerzeugung beträgt 26,3%, an der Grundlast 50% (!). Durch den durch die Bundesregierung beschlossenen Ausstieg ist Deutschland in einem Trilemma von höchsten Strompreisen Europas, höchsten CO₂ Gehalt pro kWh und geringen Erfolgen von alternativen Strategien.

CHINA : In den letzten Jahren betrug das Wirtschaftswachstum 10%, der jährliche Elektrizitätszuwachs war 16,9% in 2005. China ist der zweitgrößte Elektrizitätsproduzent der Welt (13,7%). 79% der Elektrizität wird mit Kohle erzeugt, der Wasserkraftanteil beträgt 16,5%, der Nuklearanteil 2%, produziert von 11 KKW. Bis 2020 sollen 40.000 MWe installiert werden, die Zielsetzungen bis 2050 sind 120.000 – 160.000 MWe nukleare Kapazitäten. Es wurde auch ein Programm bezüglich der Errichtung von 18 Hochtemperaturreaktoren für Chemie, Wasserstoffproduktion und Diesel/Benzin Produktion beschlossen.

FAZIT : DIE KERNENERGIE ZUR ENERGIEGEWINNUNG WIRD EINE BEDEUTENDE ROLLE IM XXI. JAHRHUNDERT EINNEHMEN !

3.4.2 Ökobilanz und externe Kosten zukünftiger fossiler Stromerzeugungstechnologien mit CO₂-Ausscheidung und Speicherung

Christian Bauer*, Roberto Dones, Thomas Heck, Oliver Mayer-Spohn (Paul Scherrer Institut und Universität Stuttgart/Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energienutzung IER)¹

Einleitung

Das Projekt NEEDS (New Energy Externalities Development for Sustainability) der Europäischen Kommission (2004 - 2008) hat das Ziel, Ökobilanzierung und Berechnung externer Kosten der Stromerzeugung sowie energieökonomische Modellierung zu verbessern und zu integrieren. Eine Multi-Kriterien-Analyse wird die Festlegung einer „Technology Roadmap“ der EU bis zum Jahr 2050 unterstützen [1]. Im Gesamtprojekt wird eine Vielzahl von Optionen zur Stromproduktion in Europa mit Hilfe von Ökobilanzen auf ihre Umweltauswirkungen hin analysiert. Der vorliegende Beitrag präsentiert Umweltinventare und kumulierte Gesamtergebnisse der Ökobilanzen bzw. externe Kosten ausgewählter, repräsentativer fossiler Kraftwerkstechnologien mit und ohne CO₂-Abscheidung und der zugehörigen Brennstoffketten, analysiert für verschiedene Szenarien bis zum Jahr 2050.

Methodologie

Die Technologieauswahl beinhaltet konventionelle superkritische Kohlekraftwerke und Kombikraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (IGCC), jeweils mit Braun- und Steinkohle befeuert. Sämtliche Kraftwerke werden mit und ohne CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung modelliert (Carbon Capture and Storage – CCS) [2]. Die Analyse umfasst alle drei aus heutiger Sicht aussichtsreichen Verfahren zur CO₂-Abscheidung, nämlich nach der Verbrennung (post combustion), vor der Verbrennung (pre combustion) und die Verbrennung in Sauerstoffumgebung (oxyfuel combustion). Die Modellierung beinhaltet den CO₂-Transport per Pipeline über verschiedene Distanzen sowie dessen Injektion und Speicherung in salinen Aquiferen und erschöpften Gaslagerstätten unterschiedlicher Tiefe [3 - 8]. Diese Varianten sollten die Optionen zur fossilen Stromerzeugung mit CCS-Technologien abdecken, deren Realisierung in Europa in den kommenden Jahrzehnten mit hoher Wahrscheinlichkeit erwartet werden kann. Für die Bilanzierung werden jeweils die vollständigen Energieketten, d.h. die Förderung der Ressourcen, Transport von Brennstoffen und Materialien, Betrieb der Kraftwerke bis hin zur Entsorgung der Abfälle, analysiert. Die Bilanzierung der LCA-Hintergrunddaten erfolgt mit Hilfe der LCA-Datenbank ecoinvent [9].

Die Analyse deckt den Zeitraum zwischen heute und dem Jahr 2050 ab. Die Bilanzierung der zukünftigen Kraftwerke basiert auf einer als evolutionär angenommenen Weiterentwicklung der besten heute verfügbaren Technologien. Dazu werden jeweils für die Referenzjahre 2025 und 2050 drei verschiedene Szenarien definiert, die sich im Grad des angenommenen Optimismus im Hinblick auf die spezifischen technologischen Fortschritte unterscheiden (pessimistisch, realistisch-optimistisch und sehr optimistisch).

Resultate

Die Ergebnisse der Ökobilanzen der untersuchten Stromerzeugungsketten bilden die Bandbreite der zukünftigen Umweltauswirkungen fossiler Stromerzeugung ab und ermöglichen eine Beurteilung der Potenziale zur Reduktion der CO₂-Emissionen pro kWh ab Klemme der Kraftwerke (Abbildung 1, Steinkohle-Kette). Im Vergleich zu Steinkohlekraftwerken ohne CCS können die gesamten Treibhausgasemissionen pro kWh Strom mit CCS um 63-84% reduziert werden, abhängig von Technologie und Szenario. Auch bei einer angenommenen CO₂-Abscheideeffizienz von 99.5%

¹ Labor für Energiesystemanalysen, Paul Scherrer Institut, 5232 Villigen PSI, Schweiz, Tel.: +41 (0)56 310 2391, Fax: +41 (0)56 310 4411, christian.bauer@psi.ch, <http://gabe.web.psi.ch/>
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Hessbrühlstrasse 49a, 70565 Stuttgart, Deutschland, Tel.: +49 (0)711 685 87848, Fax: +49 (0)711 685 87873, Oliver.Mayer-Spohn@ier.uni-stuttgart.de

(oxyfuel combustion) im sehr optimistischen Szenario 2050 liegen die CO₂-Emissionen bei gut 100 g (CO₂-Äq.) pro kWh als Minimum der analysierten Stromerzeugungsketten.

Die umfassende Bewertung der Ergebnisse mit ausgewählten Life Cycle Impact Assessment (LCIA)-Methoden und externe Kosten zeigt unter anderem, dass die Reduktion der CO₂-Emissionen wegen des damit verbundenen hohen Energieaufwands und der damit einhergehenden Reduktion der Kraftwerksnettowirkungsgrade mit einem deutlich erhöhten Brennstoffbedarf und steigenden Emissionen der meisten Schadstoffe pro kWh verbunden ist. Je nach angewandter Bewertungsmethode, betrachteter Technologie und Szenario kann die fossile Stromerzeugung mit CCS bezüglich Umweltauswirkungen schlechter abschneiden als jene ohne CCS. Dies gilt auch für die Bewertung anhand der externen Kosten der Stromproduktion, die stark davon abhängt, welcher Schadensfaktor dem emittierten CO₂ zugerechnet wird.

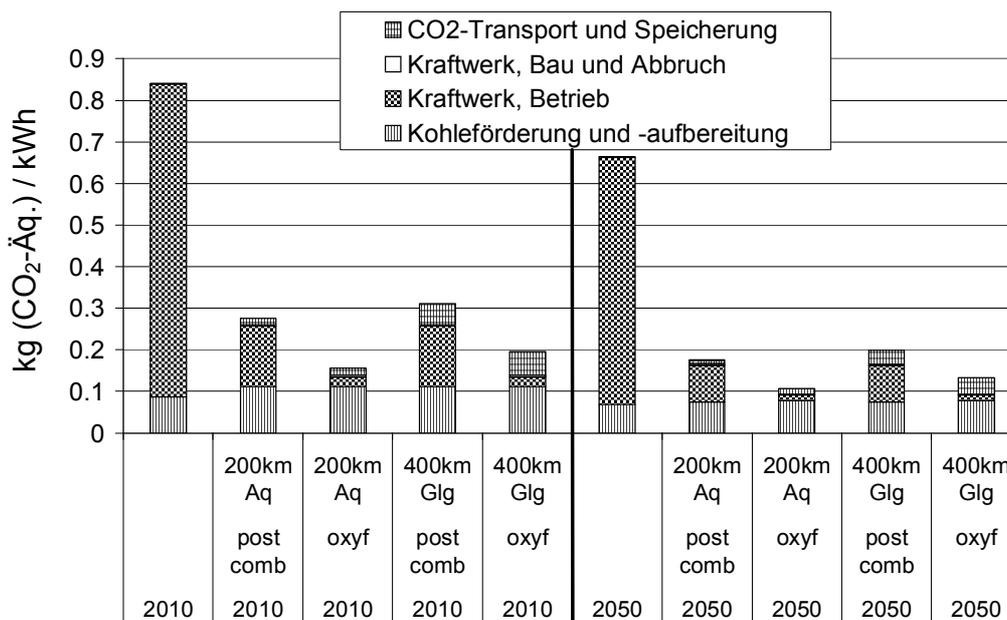


Abb. 1 Treibhausgasemissionen aus der Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken ohne und mit CCS, unterteilt in vier Abschnitte der gesamten Energiekette. Zur Illustration werden nur ausgewählte Fälle gezeigt: CO₂-Abscheidung nach der Verbrennung (post comb) und Verbrennung in Sauerstoffumgebung (oxyf) mit 200/400km CO₂-Transport und CO₂-Speicherung in einem Aquifer (Aq) und einer Gaslagerstätte (Glg). Abgebildet sind die Ergebnisse für 2010 und das sehr optimistische Szenario 2050.

Referenzen

- [1] NEEDS Project, European Commission, <http://www.needs-project.org>.
- [2] R. Dones, C. Bauer, T. Heck, O. Mayer-Spohn, M. Blesl, "Final technical paper on technical data, costs and life cycle inventories of advanced fossil fuels." European Commission, Veröffentlichung 2008.
- [3] C. Hendriks, "Carbon Capture and Storage." UNFCCC Secretariat Financial and Technical Support Programme, Draft August 23, 2007, http://unfccc.int/files/cooperation_and_support/financial_mechanism/application/pdf/hendriks.pdf.
- [4] IPCC, "Carbon Dioxide Capture and Storage." Cambridge University Press, New York (2005).
- [5] E.S. Rubin, C. Chen, A.B. Rao, "Cost and performance of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage." In: Energy Policy 35 (2007) p. 4444-4454.
- [6] C. Wildbolz, "Life Cycle Assessment of Selected Technologies for CO₂ Transport and Sequestration." Diploma Thesis No. 2007MS05, Department Bau, Umwelt und Geomatik, Institute of Environmental Engineering (IfU), ETHZ, Zurich (2007).
- [7] G. Doka, "Critical Review of Life Cycle Assessment of Selected Technologies for CO₂ Transport and Sequestration." Diploma Thesis No. 2007MS05 by C. Wildbolz, Zurich (2007).
- [8] C. Hendriks, W. Graus, F. van Bergen, "Global Carbon Dioxide Storage Potential and Costs." ECOFYS and TNO, Netherlands (2004).
- [9] www.ecoinvent.org

3.4.3 Optimierte Feuerungskonzepte für CO₂ freie Kohlekraftwerke

Lorenz Griendl, Ulrich Hohenwarter, Jürgen Karl (Austrian Energy and Environment AG und TU Graz/Institut für Wärmetechnik)¹

Der Klimawandel und der stetig steigende Energiebedarf machen es erforderlich, neue Technologien zu entwickeln, die sowohl die Möglichkeit bieten, die von uns benötigte Energie bereit zu stellen, als auch die Energiebereitstellung möglichst umweltschonend zu gewährleisten. Dabei ergibt sich das Problem, dass ein Großteil der derzeit bereitgestellten Energie auf Basis von fossilen Energieträgern generiert wird, welche ohne Zweifel dem Anspruch der umweltschonenden Bereitstellung nur schwer gerecht werden. Da in absehbarer Zukunft ein völliger Umstieg auf regenerative Energieträger technologisch nur schwer umsetzbar ist, werden alternativ verschiedene Konzepte zur Emissionsverminderung bei Technologien auf Basis von fossilen Energieträgern verfolgt.

Die Verbrennung von fossilen Energieträgern mit reinem Sauerstoff stellt eines dieser Konzepte dar. Durch das Fehlen des Luftstickstoffes kann durch alleiniges Kondensieren des Rauchgases eine Kohlendioxidkonzentration von über 80 Vol% erreicht werden. Je nach Anforderung an die Reinheit des Gases muss dieses noch nachbehandelt werden, womit die Möglichkeit geschaffen wird, das Kohlendioxid im Bereich des Enhanced Oil Recovery (EOR), oder im kleineren Umfang in der Lebensmittelindustrie, weiter zu verwenden. Des Weiteren kann das verflüssigte CO₂ in geologischen Formationen wie erschöpfte Gas- und Ölfelder, tiefe Kohleflöze oder Salzkavernen verpresst werden. Somit werden die Abgase nicht in die Atmosphäre emittiert, wodurch zumindest einstweilig das Problem der CO₂- Emissionen in die Umgebung behoben wird.

Das Grundproblem des Oxyfuel- Prozesses liegt darin, dass durch das Fehlen des Luftstickstoffes die Verbrennungstemperaturen sehr stark zunehmen, wodurch es zu Verschlackungsproblemen und Materialschäden kommt. Aus diesem Grund werden innerhalb des EU- Projektes „Friendly Coal“ zwei verschiedene Konzepte zur Verbrennung von Kohlenstaub mit reinem Sauerstoff untersucht. Im ersten Konzept wird die Verbrennungstemperatur durch eine hohe Rauchgasrezirkulation gesenkt. Der zweite Ansatz verfolgt die Stufung der Verbrennung mit einem hohen Sauerstoffüberschuss in der ersten Brennerebene und anschließender unterstöchiometrischer Nachverbrennung, wodurch die Verbrennungstemperatur ebenfalls innerhalb der erlaubten Parameter gehalten werden kann.

Neben einem kurzen Überblick über die derzeit laufenden Projekte im Bereich der Verbrennung von Kohlenstaub mit reinem Sauerstoff wird auf die beiden zuvor genannten Ansätze genauer eingegangen. Dabei wird unter Zuhilfenahme von thermodynamischen Prozesssimulationen gezeigt, welche Vor- beziehungsweise Nachteile sich aus diesen Konzepten ergeben und welche Optimierungsmöglichkeiten sich daraus ableiten lassen. Anhand von CFD Simulationen werden die technischen Herausforderungen aufgezeigt und mögliche Lösungen präsentiert. Auf Basis der Ergebnisse soll die Eignung von kohlegefeuerten Oxyfuel- Prozessen in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht bewertet werden.

Keywords: Oxyfuel, Kohle, Kohlendioxid

¹ Institut für Wärmetechnik/Technische Universität Graz, Inffeldgasse 25/B A-8010 Graz, Tel.: +43 316 873 7817, Fax.: +43 316 873 7305, lorenz.griendl@tugraz.at, <http://www.iwt.tugraz.at> Austrian Energy & Environment AG & Co KG, Waagner-Biro-Platz 1 A-8074 Raaba/Graz

3.4.4 Stoffliche und energetische Bewertung der CO₂ – Abtrennung im Kraftwerk mittels Monoethanolamin-Wäsche

Jewgeni Nazarko, Ernst Riensche, Ludger Blum (Forschungszentrum Jülich GmbH/Institut für Energieforschung)¹

Die technologische Abtrennung von CO₂ bei fossil befeuerten Kraftwerken und dessen langfristige Speicherung (Carbon Capture and Storage oder CCS) wird als eine der Möglichkeiten gesehen, den CO₂-Ausstoß in die Atmosphäre signifikant zu reduzieren. Deshalb ist das Thema der Reduktion der CO₂-Emissionen mittels deren technologischer Abtrennung und Speicherung seit längerer Zeit der Gegenstand intensiver F&E-Aktivitäten weltweit. Bei bisherigen Forschungsprogrammen standen die Technologieentwicklung, die Abschätzung technischer Potentiale und wirtschaftliche Analysen im Vordergrund. Eine umfassende Bilanzierung aller durch CCS ausgelösten stofflichen und energetischen Flüsse wird noch weitgehend vermisst.

Aus der Perspektive der Elektrizitätserzeugung hat die nachgeschaltete Abtrennung von CO₂ durch die Aminwäsche (MEA) eine Reihe von Vorteilen:

- Die Aminwäsche wird seit längerer Zeit in anderen Industrieanwendungen erfolgreich eingesetzt und sollte damit mittelfristig in dem notwendigen Maßstab verfügbar sein.
- Abgesehen von Anbindungseinrichtungen des CO₂-Abtrennungsmoduls an das Kraftwerk bleibt der konventionelle Kraftwerksprozess qualitativ unverändert, so dass die bewährte Technologie weiter verwendet werden kann.
- Die nachgeschaltete Abtrennung ist heute die einzige Option der CO₂-Abtrennung an den bestehenden Kraftwerken.

Neben dem gewünschten positiven Effekt, nämlich der Minderung der CO₂-Emissionen in die Luft verursacht die CO₂-Abtrennung eine Reihe weiterer Stoff- und Energieströme, die für eine umfassende Technologiebewertung quantifiziert und bewertet werden müssen.

Zunächst analysiert der Beitrag die Grundsätze der Einbindung der Entcarbonisierungseinheit in das Kraftwerk sowie die Wechselwirkungen zwischen dem Kraftwerksprozess und der CO₂-Abtrennung mittels Amin-Wäsche.

Die Energie- und Stoffanalyse basiert methodisch auf den Anforderungen einer Ökobilanz (Life Cycle Assessment, LCA) nach ISO 14040 ff. Zur Datenermittlung wird die Methodik der prozessbezogenen Bilanzierung einzelner Kraftwerksprozesse gewählt.

Die stoffliche und energetische Bewertung der CO₂-Abtrennung im Kraftwerk wird am Beispiel von fünf repräsentativen steinkohlebefeuerten Dampfkraftwerken aus drei Kraftwerksgenerationen durchgeführt:

¹ Wissenschaftlicher Mitarbeiter, Forschungszentrum Jülich, Institut für Energieforschung (IEF-3), D-52425 Jülich, Tel.: 0049 / 2461 / 61-3742, Fax: 0049 / 2461 / 61-6695, E-mail: j.nazarko@fz-juelich.de, <http://www.fz-juelich.de/ief/ief-3>

Wissenschaftlicher Mitarbeiter, Forschungszentrum Jülich, Institut für Energieforschung (IEF-3), D-52425 Jülich, Tel.: 0049 / 2461 / 61-6689, Fax: 0049 / 2461 / 61-6695, E-mail: e.riensche@fz-juelich.de, <http://www.fz-juelich.de/ief/ief-3>

Abteilungsleiter, Forschungszentrum Jülich, Institut für Energieforschung (IEF-3), D-52425 Jülich, Tel.: 0049 / 2461 / 61-6709, Fax: 0049 / 2461 / 61-6695, E-mail: l.blum@fz-juelich.de, <http://www.fz-juelich.de/ief/ief-3>

- 1) Referenz-Kraftwerk 2005: die letzten in Deutschland gebauten und in 2005 funktionsfähigen Steinkohledampfkraftwerke, beispielsweise Rostock und Staudinger, Block 5 (Inbetriebnahme 1994 und 1992 entsprechend). Durch das Einbeziehen in die Bewertung eines derzeit in Betrieb befindlichen Kraftwerkes wird der Einfluss der technologischen Entwicklung im Zeitraum von heute bzw. von Inbetriebnahme dieses Kraftwerkes bis zum voraussichtlichen Zeitpunkt der Einführung der CO₂-Abtrennung in 2020 bewertet.
- 2) Referenz-Kraftwerk 2010: die derzeit in Planung oder im Bau befindlichen Kraftwerke, die 2010-2012 in Betrieb gehen. Unter Berücksichtigung von zahlreichen geplanten Neubauten in diesem Zeitfenster, ihrer langen Lebensdauer und der derzeitigen politischen Rahmenbedingungen hat deren Bewertung einen hohen Stellenwert.
- 3) Referenz-Kraftwerk 2020: die Kraftwerke, die zum voraussichtlichen Zeitpunkt der Einführung der CO₂-Abtrennung in 2020 in Betrieb gehen werden. Diese Kraftwerke sind durch die weitere Leistungssteigerung gekennzeichnet.
- 4) MEA-Kraftwerk 2010: das Referenz-Kraftwerk 2010, das mit der CO₂-Abtrennung durch die MEA-Wäsche zum Zeitpunkt ihrer Markteinführung in 2020 nachgerüstet wird. Aufgrund von zahlreichen geplanten Neubauten um 2010, der Lebensdauer der neuen Kraftwerke von bis zu 40 Jahren und der derzeitigen politischen Rahmenbedingungen ist die Nachrüstung dieser Kraftwerke mit der CO₂-Abtrennung eine Option zur wirkungsvollen CO₂-Minderung.
- 5) MEA-Kraftwerk 2020: das in 2020 baubare Kraftwerk, das dem Referenz-Kraftwerk ähnlich ist. Diese Kraftwerksgeneration ist dadurch gekennzeichnet, dass die CO₂-Abtrennung zusammen mit dem Kraftwerk entwickelt und geplant wird, so dass sie in den Kraftwerksprozess optimal integriert werden kann.

Die Ergebnisse der vergleichenden Bewertung geben Entscheidungsträgern aus Politik und Wirtschaft wichtige Anhaltspunkte für eine Analyse dieser technischen Klimaschutzmaßnahme im Rahmen einer ganzheitlichen Bewertung.

3.5 KRAFT – WÄRME - KOPPLUNG (Session B5)

3.5.1 Einsatz von Gasturbinen der 25 MW-Klasse in KWK-Anlagen

Gerald Kulhanek (Hitachi Power Europe)¹

Der steigende Strom- und Wärmebedarf in Industrie, Stadtwerken und bei Elektrizitätsunternehmen (EVU) bedarf auch abseits der großtechnischen Lösung den Einsatz von Gasturbinen der kleineren Leistungsklassen. Zum Einsatz kommen dabei Gasturbinen der 25 MW-Klasse mit verschiedenen Aufgabengebieten: Notstromaggregat, KWK-Anlagen und Vorschaltgasturbinen (VGT) einschließlich des Einsatzes im Gas- und Dampfturbinen- (GUD) Kraftwerken.

Zu unterscheiden ist dabei der Einsatz im Mittellastbetrieb z. B. 12 Betriebsstunden/Tag und dem Spitzenlastbetrieb z. B. wenige Betriebsstunden/Tag. Abhängig vom grundsätzlichen Anforderungsprofil des Kunden erfolgt die Entscheidung für ein Flugtriebwerksderivate (Aeroderivate) oder eine Gasturbine in schwerer Bauform (Heavy-Duty). Die zu berücksichtigten Faktoren sind: Starthäufigkeit, Betriebsstunden/Jahr, Verfügbarkeit, Aufstellungsmöglichkeiten, Betriebskosten, Service/Wartung, Anlagekosten, u. v. m.

Nach der Entscheidung für ein Flugtriebwerksderivat oder eine Heavy-Duty Gasturbine ist die Wahl einer speziellen Gasturbine zu treffen.

Hohe Zuverlässigkeit bei langer Laufzeit bei großen Inspektionsintervallen sind weitere Eckpunkte. Aufgrund von Unwägbarkeiten in der Erdgasversorgung ist die Möglichkeit der nachträglichen Umrüstung auf andere Brennstoffe, wie Heizöl und Schwachgas mit Hilfe Dual-Fuel-Brenner auch nachträglich möglich und ein weiteres Entscheidungskriterium.

In den letzten Jahren wurden drei Hitachi-Kraftwerke (Wuppertal, Matra, Nyíregyháza) errichtet. Erste Betriebserfahrungen liegen nun vor. Ein innovatives System zur Abarbeitung der Mangelpunkte konnte installiert werden.

Abhängig vom Kundenbedarf (Elektrischer Leistung, Dampfleistung, ...) und aller anfallenden Kosten (Anschaffungs-, Betriebs- und Wartungskosten, ...) ist die bestmögliche Lösung für den Kunden unter ein Bezug aller Randbedingungen zu finden.

Keywords: Gasturbine, KWK, GUD, Betriebserfahrung

¹ Hitachi Power Europe; <http://www.hitachi-power.com>

3.5.2 Aufbau und Betrieb eines dezentralen Heizkraftwerkes zur Versorgung eines Mehrfamilienhauses (9,5kW_{el}/35kW_{th})

Thomas Schuster
(TU Graz/Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen)¹

Kurzfassung

Im folgenden Beitrag wird das technische Konzept eines Blockheizkraftwerkes im kleinen Leistungsbereich (9,5 kW elektrisch / 30 kW thermisch) zur Versorgung eines Dreifamilienhauses mit Wärme und Strom vorgestellt. Weiters werden die finanziellen Rahmenbedingungen und Förderungsmöglichkeiten für den Eigenbau eines Blockheizkraftwerkes im kleinen Leistungsbereich erläutert. Anmerkungen über praktische Erfahrungen nach 2 Jahren Betrieb runden die Ausführungen ab.

Methodik

Stromerzeugung mittels kalorischer Kraftwerke ist ohne Nutzung der Abwärme ineffizient. Um den Primärenergieträger besser zu nutzen sind im städtischen Bereich derzeit einige Projekte bekannt, die das bestehende Fernwärmenetz mit der Abwärme von kalorischen Kraftwerken versorgen.

Dieses Konzept ist auf ländliche, dünn besiedelte Regionen nicht anwendbar, da der Wärmetransport mittels Fernwärmenetz verlustbehaftet und unrentabel ist. Eine vor dem Bau des Blockheizkraftwerkes unter den Nachbarn durchgeführte Befragung zeigte außerdem, dass diese selbst gut mit Heizmaterial versorgt und somit an einem Anschluss an eine zwar komfortablere aber auch für sie teurere Wärmeversorgung nicht interessiert waren.

Der Bau und Betrieb des Blockheizkraftwerkes "Turdanitsch 2" zeigt aber, dass das Konzept Kraft-Wärme-Kopplung auch im kleinen Maßstab rentabel ist.

Derzeit sind am Markt keine Anlagen in der benötigten Leistungsklasse (ca. 10 kW elektrisch, und ca 50 kW thermisch) erhältlich. Daher wurde der Entschluss gefällt, einen Anlagenprototypen selbst zu bauen. Es wurde das Konzept der Holzvergasung plus Verbrennungskraftmaschine gewählt, da hier auch bei kleinen Anlagenleistungen höhere elektrische Wirkungsgrade erzielt werden als bei Dampf- oder ORC Prozessen. Das Kraftwerk wurde als von Laien bedienbare, wartungsarme und betriebssichere Einheit konzipiert und ausgeführt. Dies konnte in den zwei Jahren seit der Inbetriebnahme bestätigt werden.

Das entstehende Holzgas wird nun entstaubt und gekühlt einem handelsüblichen KFZ Verbrennungsmotor zugeführt. Dieser treibt eine Asynchronmaschine an, die an das Drehstromnetz angeschlossen ist. Die Abwärme von Holzvergaser, Verbrennungskraftmaschine und deren Abgasen werden über einen Wärmetauscher einem Pufferspeicher zugeführt. Aus diesem kann bei Bedarf Wärme für das Heizungssystem bzw. für das Nutzwasser entnommen werden.

Um die Wärmeenergie effizient nutzen zu können wird die Anlage wärmegeführt betrieben. Kann die Abwärme nicht in ausreichendem Maß abgeführt werden schaltet die Anlage ab. Eine Leistungsmodulation ist aufgrund des zugrunde gelegten Konzeptes nicht ratsam. Daher wird das Haus während des Stillstandes der Anlage aus einem zuvor aufgeheizten Pufferspeicher mit Wärme versorgt.

Die während des Betriebs der Anlage überschüssige erzeugte elektrische Energie wird an das öffentliche Netz abgegeben (Stichwort: Netzparallelbetrieb).

¹ Thomas Schuster Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen, Technische Universität GRAZ, Kopernikusgasse 24, 8010 Graz, Telefon: ++43/316/873/8605, Fax: ++43/316/873/7244 thomas.schuster@tugraz.at, <http://www.eam.tugraz.at>

Baubeginn des Kraftwerkes war im Jänner 2005, im Sommer 2006 ging die Anlage nach umfangreichen Prüfungen seitens des Netzbetreibers im Probebetrieb ans Netz.

Finanzielle Rahmenbedingungen und Förderungsmöglichkeiten

Während die Errichtung von im Handel erhältlichen Biomasse-Heizanlagen gefördert wird, gibt es für den Eigenbau derzeit keine Förderungen. Das gesamte Projekt sowie die zahlreichen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten (eine Patentanmeldung wird derzeit geprüft) wurden daher privat finanziert. Der erzeugte Strom wird nach dem Ökostromgesetz aus dem Jahre 2004 mit 12 bis 16 Cent pro kWh abgegolten, je nach Zusammensetzung des verarbeiteten Hackgutes (Sägewerksabfall: 12 Cent/kWh; Waldhackgut: 16 Cent/kWh). Der Tarif ist nicht Tages- oder Jahreszeitabhängig.

Das ergibt eine Summe von 1890 € bei einem Verbrauch von ca. 90m³ Hackgut pro Jahr.

Die erzeugte Energie entspricht einem Äquivalent von 8000 Litern Heizöl extra Leicht. Da Holz CO₂-neutral ist, können so pro Jahr 23 Tonnen CO₂ eingespart werden.

Ergebnisse

Im Winter 2006-2007 lief das Heizkraftwerk ohne größere Störungen. Mittlerweile wurden 1500 Betriebsstunden erreicht. Der Wartungsaufwand beträgt derzeit 30 Minuten pro Betriebseinheit, die je nach Witterung 2-4 Tage dauert (so lange dauert es, bis der voll aufgeladene Pufferspeicher wieder entleert ist). Einige Verbesserungen der Servicefreundlichkeit sind noch umzusetzen.

Es konnte gezeigt werden, dass die Erzeugung von elektrischer Energie aus Biomasse auch in kleinen dezentralen für Mehrfamilienhäuser geeigneten Anlagen möglich ist. Der derzeitige Marktpreis für Holzhackgut macht eine reine Stromerzeugung in diesem Umfang und mit diesem Verfahren nahezu unrentabel. Erst die Nutzung der Abwärme zu Heizzwecken macht die Anlage auch wirtschaftlich interessant.

3.5.3 Entwicklungsstand der KWK auf Basis gestufter Biomassevergasung zur dezentralen Energiebereitstellung im kleinen und mittleren Leistungsbereich (< 500 kW_{el})

Friedrich Lettner, Helmut Timmerer, Peter Haselbacher
(TU Graz/Institut für Wärmetechnik)¹

Inhalt:

Dieser Artikel bietet eine Zusammenfassung der wesentlichen Neuerungen in der Festbett-Gaserzeugung der letzten Jahre. Nach einem Überblick über die Anforderungen an marktreife Technologien, und somit dem Erklärungsversuch warum der konventionellen Festbettvergasung trotz langjähriger internationaler Forschungsbemühungen noch immer keine Marktreife gelungen ist, wird der aktuelle Entwicklungsstand bei der „zweiten Generation“ von Festbettvergasern, nämlich den teerarmen, gestuften Systemen, beschrieben. Ausgehend von der Auffassung, dass die bekannten Probleme, die mit einem teerbeladenem Produktgas einhergehen, maßgeblich Schuld am Scheitern vieler Anlagenkonzepte im kleinen Leistungsbereich sind, können gestufte Vergasungsverfahren, als der gegenwärtige Stand der technischen Wissenschaften bezeichnet werden, bei denen seit einiger Zeit die größte Hoffnung für eine erfolgreiche kommerzielle Markteinführung besteht.

Methodik:

An der TU Graz wurde ausgehend von Forschungen (ab 1997) an einer konventionellen einstufigen Festbettvergasung mit kompletter Prozesskette seit 2002 ein gestuftes Verfahren zur Biomasse-Festbettvergasung im kleinen Leistungsbereich aufgebaut. Die Untersuchungen wurden an einer Versuchsanlage im technischen Maßstab durchgeführt (300 kW Brennstoffwärmeleistung), welcher bisher bereits 700 Versuchsstunden erfolgreich betrieben wurde. Die Ergebnisse werden mit den Resultaten anderer Forschungseinrichtungen verglichen.

Ergebnisse:

Anhand der Zusammenstellung der Forschungsergebnisse auf dem Gebiet der gestuften Festbettvergasung von Biomasse in den letzten Jahrzehnten wird dargestellt, dass man beim aktuellen Entwicklungsstand seit Jahren von einem verbesserten Stand der Wissenschaften sprechen muss. Die Funktionstüchtigkeit von gestufter Vergasung ist langjährig und hinreichend erwiesen und erprobt. Die gestuften Verfahren zeichnen sich im wesentlichen durch folgende Vorteile verglichen mit herkömmlichen einstufigen Vergasungsverfahren im Festbett aus:

- sehr hohe Produktgasreinheiten (teerarm),
- höhere Effizienzen (höhere Kaltgaswirkungsgrade Biomasse zu Gas, durch Energieeintrag in die Pyrolyse),
- verminderte Prozesskette (keine Abwasseraufbereitung) und höhere Anlagenverfügbarkeiten (niedriges Fouling)
- breiteres Brennstoffspektrum (Stückigkeit und Feuchte) möglich

Ein Verzicht auf den kostenintensiven Bereich der nassen Teerwäsche inkl. Abwasseraufbereitung erleichtert die Wirtschaftlichkeit speziell für Systeme für den kleinen Leistungsbereich (unter 500 kW_{el}). In der letzten Gaskühlung vor dem Motor kommt es bei der Verwendung von Dampf als zusätzliches Vergasungsmittel, und/oder bei Einsatz von feuchten Biomassen (> 20% r.F) zum Anfall von Kondensatwasser. Grenzwerte für die Einleitung in die öffentliche Kanalisation werden für diese Abwässer hinsichtlich der organischen Beladung jedoch eingehalten.

Seit geraumer Zeit sind gestufte Vergasungsverfahren somit die größten Hoffnungsträger für eine erfolgreiche kommerzielle Markteinführung der Biomassevergasung, speziell im kleinen Leistungsbereich im Sinne einer effizienten, dezentralen Energiebereitstellung auf Basis heimischer Biomasse.

Schlagwörter: Biomasse, gestufte Vergasung, dezentrale Energieversorgung, KWK

¹ Univ.-Ass. Dr. Friedrich Lettner Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz
Inffeldgasse 25/B, A-8010 Graz Telefon: +43 316 873 7811, Fax: +43 316 873 7305, Email:
friedrich.lettner@tugraz.at

3.5.4 Effizienzsteigerung einer industriellen KWK – Anlage durch Abwärmenutzung

Miroslav Kovacik (OMV Cogeneration GmbH)¹

Die Firma Cogeneration-Kraftwerke Management Oberösterreich GmbH, Tochterunternehmen der Energie AG und OMV Cogeneration GmbH, (weiter CMOÖ) besitzt und betreibt am Standort der Papierfabrik SCA Graphic Laakirchen AG (weiter SCA) die Energieversorgungsanlagen. Die produzierte Energie in Form von Dampf und Strom wird an die Papierfabrik geliefert. Die Erste Anlage wurde im Jahre 1994 in Betrieb genommen und arbeitet nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung. Diese Anlage besteht aus einer Gasturbine, einem Abhitzeessel inklusive Zusatzfeuerung und einer Dampfturbine mit Nebenanlagen.

Die Anlagenauslegung sollte zu damaligem Zeitpunkt die zukünftigen Ausbaupläne der Papierfabrik wie neue Papiermaschine berücksichtigen. Die Ausbaupläne fanden aber nicht in dem geplanten Ausmaß statt.

Um die Effizienz und den Ausnutzungsgrad der Anlage zu erreichen hat die CMOÖ Möglichkeit für die Niedertemperaturwärmenutzung untersucht. Im Jahre 2005 wurde die CMOÖ von zwei in der Nähe sich angesiedelten Industrieunternehmen zwecks möglicher Wärmelieferung in der Form der Niedertemperaturwärme - Heißwasser angesprochen und nach entsprechenden Verhandlungen wurden die Lieferverträge abgeschlossen.

Als beste technische Lösung hat sich ein Einbau eines Abgaswärmetauschers im Abgaskanal des Abhitzeessels herausgestellt, der die verfügbare Rauchgastemperatur nutzen kann. Es musste sorgfältig geprüft werden, wie weit der Betrieb der GuD-Anlage durch zusätzlichen Druckverlust, Brennstoffeinsatz beeinflussen wird. Die Hauptprämisse war die Verfügbarkeit der Energieversorgung der Papierfabrik nicht einzuschränken. Die Wärme sollte dann mit einer fast 5 km langen Fernwärmeleitung mit Übergabestationen zum Kunden transportiert werden. Für eine Reserveversorgung wurde ein in der Serie geschalteter dampfbeheizter Wärmetauscher vorgesehen.

Mittelweile liegen Betriebserfahrungen vor. Die Anlage arbeitet zuverlässig. Es werden entlang der Fernwärmeleitung weitere Gewerbekunden akquiriert um die noch vorhandene Lieferkapazität zu nutzen. Es wurde ein weiterer Gewerbebetrieb angeschlossen, die Aufheizung der kraftwerkseigenen Erdgasreduzierstation wurde ebenfalls auf Fernwärme umgerüstet.

Das Projekt der Abwärmenutzung trägt durch die Absenkung der Rauchgastemperatur zur Effizienzsteigerung der GuD-Anlage bei. Es handelt sich bei der Niedertemperaturwärme großteils auch um eine kontinuierliche Prozesswärmeabnahme.

Im Zuge der Anpassung an Stand der Technik sowie stetig strengere Effizienzkriterien stellt die Anlage der CMOÖ eine Vorreiterrolle in Kreativlösungen bei den dezentralen Industrierversorgungsanlagen dar.

¹ Dipl.Ing. Miroslav KOVACIK CMOÖ Cogeneration-Kraftwerke Management Oberösterreich GmbH
Böhmerwaldstraße 3, 4020 Linz

4 STREAM C: ERNEUERBARE ENERGIEN

4.1 WINDKRAFT (Session C1)

4.1.1 Zukunftspotenzial auf See

**Jörg Bendfeld, Ralf Ditscherlein, Michael Splett, Jürgen Voss
(Universität Paderborn/Nachhaltige Energiekonzepte und Westfälisches
Umweltzentrum)¹**

Einleitung

Wenn Europa das verbindliche Ziel von 20 % erneuerbarer Energie bis zum Jahre 2020 erreichen will, muss die Nutzung von Offshore-Wind vorangetrieben werden. Da aber die Kosten für Offshore Bauwerke durch die eingeschränkte Zugänglichkeit der Orte und durch die großen Entfernungen zur Küste bzw. zum nächsten Hafen sowie die extrem aufwendige Logistik sehr hoch sind. Sind selbst nahezu alle potentiellen Windparkbetreiber auf Kredite durch Banken angewiesen. Um das Finanzierungsrisiko für die Kreditgeber abzumildern, ist es sinnvoll und oft erforderlich eine Messung vor Ort durchzuführen.

Die Messungen

An solche Messungen werden hohe Anforderungen gestellt:

- Die Entfernung zur Küste beträgt mehr als 20 km.
- Die Wassertiefe beträgt zwischen 20 und 40m.
- Die Messplattform muss nahezu völlig autark arbeiten, da regelmäßige Wartungsfahrten die Kosten stark in die Höhe treiben würden. Dazu gehört auch eine möglichst umweltfreundliche Energieversorgung mit Backupsystem.

Sinnvollerweise sollten sowohl ozeanographische Messungen wie auch meteorologische Messungen aufgebaut werden. Die Datenverfügbarkeit muss sehr hoch sein, und ein langer Testbetrieb ist häufig aus Zeitgründen nicht machbar. Die Kosten müssen sich im Rahmen bewegen.

Daraus ergeben sich besondere Vorgaben für die Messtechnik und die Energieversorgung: Die Messgeräte müssen sehr zuverlässig arbeiten. Da häufig die Möglichkeit des Abgleichens mit benachbarten Messungen nicht gegeben ist, sollten die Messegeräte so ausgewählt werden, dass unterschiedliche aber bewährte Messtechnik zum Einsatz kommt (Diversifikation). Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Redundanz. Durch die rauen Bedingungen Offshore und die großen Zeiträume in denen die Plattform wetterbedingt nicht erreichbar ist, müssen die wichtigsten Messgeräte redundant vorhanden sein.

Um diesen Anforderungen zu genügen sollten mindestens zwei unterschiedliche Messverfahren (Schalensternanemometer und Ultraschallanemometer) eingesetzt werden. Die Messebenen sollten wenn möglich ca. alle 10m eingerichtet werden und jeweils mindestens die Windgeschwindigkeits- und Windrichtungserfassung beinhalten. Um die hohe Datenverfügbarkeit zu Gewährleisten ist eine Beheizung der Messtechnik angeraten. Die ozeanographischen Messungen können durch zwei Messgeräte zu bewältigt werden.

Die Wassertemperaturmessung kann durch ein seewasserfestes Pt100 Messgerät erfolgen. Die Messung der Wellenparameter ist sinnvoll mittels eines ADCPs (Acoustic Doppler Current Profiler) mit Druckerfassung zu bewältigen. Der Aufstellungsort des ADCPs sollte mindestens mehrere 10m weit vom Messmast erfolgen, um die Beeinflussungen durch den Messmast auszuschließen.

¹ Universität Paderborn, Fakultät für Elektrotechnik, Informatik und Mathematik, Institut für Elektrotechnik und Informationstechnik, Fachgebiet Nachhaltige Energiekonzepte Prof. Dr.-Ing. Jürgen Voss, Warburgerstr. 100, 33098 Paderborn, Tel.: +49 5251 602301, Bendfeld@nek.upb.de Westfälisches Umweltzentrum, Pohlweg 55, 33098 Paderborn, Ditscherlein@nek.upb.de

Die Anbringung des ADCP am Meeresgrund muss eine eventuelle Kolkbildung berücksichtigen.

Die Datenübertragung erfolgt aus Kostengründen via digitaler Kurzwelle, als redundantes System ist eine Satellitenübertragung sinnvoll. Eine Richtfunkverbindung ist häufig aus Kostengründen nicht angeraten.

Zwei solcher Messplattformen, die privatwirtschaftlich betrieben werden, liefern Daten. Weiterhin befinden sich in Nord- und Ostsee zwei staatlich geförderte Messplattformen. In dem Paper werden die Plattformen in Nord und Ostsee sowie einige Messdaten gezeigt und erläutert. Weiterhin wird der Zusammenhang zwischen der Messung und dem möglichen Gelingen eines solchen Vorhabens dargestellt.

4.1.2 Einspeiseschwankungen von Offshore-Windparks – Kann das Wind-Potenzial auf dem Meer effizient genutzt werden?

**Michael Splett, Jörg Bendfeld, Ralf Ditscherlein, Jürgen Voss
(Universität Paderborn/Fachgebiet Nachhaltige Energiekonzepte und
Westfälisches Umweltzentrum)¹**

Zusammenfassung

Die unberechenbare Größe und damit auch wichtiger Faktor für das nutzbare Potential der Offshore-Windenergie sind die Einspeiseschwankungen. In den Offshore-Windparks mit einer installierten Leistung von jeweils mehr als 400 MW können Fluktuationen entweder zu einer Überproduktion oder zu einem Einbruch in der Energieübertragung führen. Vor allem diese Unterdeckung kann Versorgungsstörungen verursachen. In diesem Paper sollen diese Einspeiseschwankungen untersucht werden. Sie hängen nicht nur von den veränderlichen Windbedingungen, sondern auch vom Parkverhalten ab. Durch die Größe des Parks sind die sich aufgrund Anlagen entstehenden Turbulenzen mit zu berücksichtigen. Diese Untersuchungen der Einspeiseschwankungen werden nicht mittels Zeitreihensimulationen durchgeführt, sondern basieren auf der Datenanalyse der deutschen Offshore-Messmasten.

Einleitung

Heutzutage wird es immer deutlicher, wie sehr ein Industrieland auf eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung angewiesen ist. Die global schnell wachsende Energienachfrage führt zu steigenden Energie- und Strompreisen. Diese belasten die Privathaushalte und führen für energieintensive Unternehmen zu Nachteilen im weltweiten Wettbewerb. Europa ist in hohem Maße von Energieimporten abhängig. Der weltweit wachsende Energieverbrauch führt auch zu steigenden Emissionen von Treibhausgasen. Die damit einhergehende Erwärmung der Atmosphäre erhöht die Wahrscheinlichkeit drastischer Folgen gleichermaßen für Mensch und Natur. Erforderlich sind Konzepte, deren Kombination eine Versorgungssicherheit mit tragbaren Energiekosten sowie wirksamen Klimaschutz effizient ermöglicht. Im Jahr 2007 ist unter der deutschen EU-Ratspräsidentschaft im europäischen Energierat sowie im Umweltrat vereinbart worden, dass die Europäische Union eine klare und eigenständige Verpflichtung eingeht, bis zum Jahr 2020 die regenerativen Energien um 20 % gegenüber dem Basisjahr 1990 auszubauen. Dabei werden alle Mitgliedsstaaten mit Anbindung zur Küste ermutigt, zur Erreichung dieser Ziele für den Strombereich ihr enormes Potential für Offshore-Windenergie zu nutzen. Deutschland will in diesem Kontext bis zum Jahr 2030 mindestens 25 Gigawatt Offshore-Windenergie installiert haben.

Offshore-Windparks stellen die Energietechnik vor große Herausforderungen. Aufgrund der Naturschutzgebiete entlang der Küsten der Nord- und Ostsee sowie des intensiven Schifffahrtsverkehrs werden die deutschen Offshore-Windparks zumeist außerhalb der 12 Seemeilenzone in der ausschließlichen Wirtschaftszone errichtet. Dies ist mit einer Entfernung von bis zu 160 Seemeilen vom Festland sowie einer Wassertiefe bis zu 50 m verbunden. Damit stellt sich nicht nur die Frage nach einer energieeffizienten Anbindung an das deutsche Verbundnetz, sondern insbesondere die Frage nach der Integration dieser Offshore-Windparks in das konventionelle Kraftwerkssystem und den Bedarf an Ausgleichsenergie.

Problematik

Durch die kompakte Aufstellung der Windkraftanlagen an den potentiellen Offshore-Standorten werden die Offshore-Windparks eine installierte Leistung von mehr als 400 Megawatt pro Park erreichen. Damit entsprechen sie von ihrer installierten Leistung einem konventionellen Kraftwerksblock. So ist es nicht vermessen, diese Parks als Offshore-Windkraftwerke zu bezeichnen. Die unberechenbare

¹ Universität Paderborn, Fachgebiet Nachhaltige Energiekonzepte, Prof. Dr.-Ing. Jürgen Voss, Warburger Str. 100, 33098 Paderborn, +49(0)5251-602306, +49(0)5251-603235, splett@nek.upb.de, www.nek.upb.de
Westfälisches Umwelt Zentrum (WUZ), Pohlweg 55, 33098 Paderborn, Fon+Fax 070009897233, www.wuz.de

Größe der Offshore-Windenergie sind die Einspeiseschwankungen. In den Offshore-Windparks können Fluktuationen entweder zu einer Überproduktion oder zu einem Einbruch in der Energieübertragung führen. Vor allem diese Unterdeckung kann Versorgungsstörungen verursachen. Die Untersuchungen hinsichtlich des Betriebsverhaltens dieser Windkraftwerke zur Einbindung in das Energiemanagement des konventionellen Kraftwerkssystems und zur Vermeidung von Versorgungsstörungen im Stromnetz bestehen aus einem mehrschichtigen Problem. Es bezieht sich nicht nur auf die Schwankungen der Windgeschwindigkeit. Wird ein kompletter Offshore-Windpark mit 80 Windturbinen (80 Anlagen der 5 MW-Klasse) betrachtet, kann die kompakte Aufstellung der Windenergieanlagen zu einer gegenseitigen Beeinflussung der Anlagen führen. In der Regel arbeitet ein Teil der Anlagen in einer Windströmung, die bereits durch vorstehende Anlagen beeinflusst ist. In Abhängigkeit von der Windrichtung wird dadurch die momentane Leistungsabgabe vermindert. So können Windrichtungswechsel zu den Einspeisefluktuationen beitragen. Onshore existieren eindeutige Hauptwindrichtungen. Daran wird sich bei der Aufstellung der einzelnen Windenergieanlagen orientiert. Zudem sind in Haupt- und Nebenwindrichtung eindeutige Vorgaben für den Abstand von Windenergieanlagen vorgegeben. An Offshore Standorten kann man nicht von einer exakten Hauptwindrichtung sprechen. Hier liegt oftmals vielmehr ein regelrechtes Windrichtungsband von Intervallgrößen von 90° bis 110° vor.

Vorgehensweise

In diesem Paper wird auf neueste Erkenntnisse der Windparkmodellierung die Einspeiseschwankungen eines 400 MW Windparks modelliert und die Ergebnisse vorgestellt. Zunächst wird auf Unterschiede zwischen einer Zeitreihenmodellierung und gemessenen Werten an Standorten von künftigen Offshore-Windparks eingegangen. Auf Basis der Messwerte wird im Anschluss das Clusterverhalten von starken Fluktuationen beschrieben. Durch eine Inkrementalanalyse werden Regelmäßigkeiten aufgezeigt. Zuletzt werden Auswirkungen von Extremereignissen in den Windgeschwindigkeitsschwankungen auf die Energieumwandlung im Park dargestellt.

4.1.3 Windleistungsprognose als Werkzeug zur Integration von Windenergie in das Stromversorgungssystem

Florian Schlögl, Ljubomir Adzic, Christoph Karner, Bernhard Lange, Reinhard Mackensen, Kurt Rohrig (Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET e.V. und VERBUND/Austrian Power Grid AG)¹

Internationale Erfahrungen mit ISETs Wind Power Management System WPMS

Windenergie ist eine dargebotsabhängige Energieform, d. h. die Einspeisung von elektrischer Leistung ist, unter anderem, von der Stärke des Windes abhängig. Um diese fluktuierende Stromeinspeisung in das elektrische Energieversorgungssystem integrieren zu können, sind ab einem gewissen Anteil von Windstrom an der Gesamtstromerzeugung Vorhersagesysteme unabdingbar.

Das vom ISET entwickelte Wind Power Management System (WPMS) ist seit längerem bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) erfolgreich im Einsatz. Dort wird es vor allem zur Folgetagsprognose zur Planung und Netzbetriebsführung verwendet. Die Berechnung der Prognosen wird mittels künstlicher neuronaler Netze (KNN) durchgeführt. Neben der Prognosefunktionalität bietet das WPMS auch einen Hochrechnungsalgorithmus, der es ermöglicht die Energieerzeugung eines größeren Gebiets aus wenigen repräsentativen Messungen zu ermitteln.

Im Zuge des Ausbaus der Windenergieerzeugung in Europa wird ein Prognosesystem auch für andere Länder interessant. Dabei stellen sowohl die unterschiedlichen wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen als auch die verschiedenen Betriebsabläufe bei den ÜNB neue Anforderungen an das Prognosesystem. Im Rahmen der Installation des WPMS in den Ländern Ägypten, Italien und Österreich wurde das System an die entsprechenden Bedingungen angepasst und so um verschiedene Funktionen erweitert.

Es werden die Erfahrungen, die bei der Einführung von WPMS in den oben genannten Ländern gemacht wurden, beschrieben. Hierfür wird zunächst die aktuelle Situation der Windenergie in den verschiedenen Ländern dargestellt, um anschließend auf die Anforderungen der ÜNB an das Prognosesystem, insbesondere an Prognosezeitpunkt und -horizont einzugehen. Schließlich werden die Ergebnisse der Vorhersage und die Erfahrungen bei der Einführung des Systems präsentiert.

Durch die notwendig gewordene Weiterentwicklung verfügt WPMS nun über die folgenden Merkmale:

- Eine Folgetagsvorhersage basierend auf Daten von numerischen Wettermodellen.
- Eine Kurzfristvorhersage, die zusätzlich gemessene Leistungsdaten der nahen Vergangenheit verwendet, um eine Verbesserung der Prognosegüte im Bereich bis zu 8 Stunden zu erreichen
- Eine dynamische Ermittlung des Prognosefehlers
- Eine Hochrechnung zur Ermittlung der Gesamtleistung auf Basis einiger weniger Messungen
- Vorhersagen für Teilregionen des Vorhersagegebiets
- Ein Werkzeug, dass es dem Anwender ermöglicht die KNN mit neuen Daten zu verbessern

¹ Florian Schlögl Institut für Solare Energieversorgungstechnik, ISET e.V. Königstor 59, 34119 Kassel, Germany email: fschloegl@iset.uni-kassel.de tel: +49-(0)561-7294-368, fax: +49-(0)561-7294-260 web: <http://www.iset.uni-kassel.de>
Coauthors: Ljubomir Adzic, Christoph Karner*), Bernhard Lange, Reinhard Mackensen, Kurt Rohrig
Verbund - Austrian Power Grid AG Am Hof 6a, 1010 Wien, Österreichtel: +43-(0)50313-56180
email: christoph.karner@verbund.at

4.1.4 Thermische Speicher als Basisinstrument zur Integration von Windenergie

**John Sievers, Jürgen Schmid, Matthias Puchta, Stefan Faulstich
(Universität Kassel/Institut für Elektrische Energietechnik/Fachgebiet
Rationelle Energieanwendung)¹**

Einführung

Unsere zukünftige europäische Stromversorgung wird aller Voraussicht nach stark mitgeprägt sein von der kostengünstigen Windenergienutzung. Für das europäische Stromnetz bedeutet dies, dass neben der Variation im Stromverbrauch die variable Stromerzeugung aus Windkraft auszugleichen ist. Das zukünftige europäische Stromnetz wird hierdurch höhere Erzeugungsschwankungen und eine veränderte und variabelere Charakteristik zeigen. Die letzten Jahre haben Auswirkungen gezeigt, auf die reagiert werden muss: Zunehmend werden Teile des Stromnetzes in West-Dänemark und Nordostdeutschland bei starkem Windangebot für kurze Zeit komplett mit Strom aus Windenergie gespeist. Es kommt hier zum Teil zu Netzengpässen und Kraftwerke müssen abgeschaltet werden. Aufgrund dieser Tatsachen gewinnt die Suche nach einer Lösung für die best mögliche Integration von Windenergie zunehmend an Brisanz. Um auf diese fluktuierende Charakteristik erneuerbarer Energien und insbesondere der Windenergie angemessen zu reagieren sind also neue Konzepte nötig, die durch ihr Potenzial einen ausreichenden Effekt und in Bezug auf ihre Realisierbarkeit hin tragfähig sein müssen. Im Folgenden werden zwei sehr unterschiedliche Maßnahmen als gemeinsamer Lösungsansatz betrachtet: Der Ausgleich der Erzeugungsschwankungen durch flexible Strom- und Wärmeerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), und durch Lastmanagement zur zeitlichen Anpassung der Lastseite an die Erzeugungsverhältnisse.

Methodisches Vorgehen

Das methodische Vorgehen im Rahmen der Untersuchungen im EU-Projekt DESIRE hatte als wesentliches Ziel mit Hilfe von Szenarien für das Jahr 2020 geeignete Lösungen für die Herausforderungen der Stromerzeugung mit hohem Anteil fluktuierender erneuerbaren Energien zu erarbeiten. Hierzu wurden Daten aus Deutschland und Dänemark, also der europäischen Region mit dem höchsten Anteil fluktuierender Windenergie, als Grundlage verwendet. Die Grundlage für die Simulation von Stromverbrauch und Stromerzeugung aus Windenergie waren Messdaten. Die Wärmeerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung und für das Demand Side Management ist eine wesentliche Randbedingung in den Szenarien. Hierbei wurde berücksichtigt, dass der Heizwärmebedarf in den nächsten Jahren aller Voraussicht nach erheblich sinken wird. Die Wärmebedarfsdaten wurden über Gradtagzahlen und spezifische Verbräuche des Gebäudebestands sowie unter Berücksichtigung des Warmwasserbedarfs simuliert.

Das Prinzip des Ausgleichs ist, dass der variable Stromverbrauch zunächst mit Windkraft und Grundlastkraftwerken ausgeglichen wird. Anschließend wird mit der gezielten Steuerung von Stromverbrauchern über Demand Response auf sinnvolle Weise der „Stromüberschuss“ und mit Kraft-Wärme-Kopplung der verbleibende Strombedarf ausgeglichen. Wärmespeicher werden einerseits für den effizienten und flexiblen Betrieb der KWK-Anlagen und andererseits für die Wandlung von Stromüberschuss aus erneuerbaren Energienquellen in Wärme benötigt. In Parametervariationen wurde untersucht, inwieweit der Ausgleich möglich und von der technischen Seite, durch rasches An- und Abfahren einerseits und durch Speicherung der Wärme andererseits effizient realisierbar ist.

Ergebnisse

Die Aufgabe einer effizienten Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sollte es in Zukunft sein, einerseits bei mittlerer und hoher Netz-Last und niedrigem Windenergieangebot mehrere Stunden am Stück in Betrieb gehen zu können, und andererseits auch Regelenergieaufgaben zu übernehmen, d.h. kurzfristig positiven Regelenergiebedarf im Bereich von 15 Minuten bis zu einer Stunde zu liefern. Kurzfristiger Bedarf an positiver Regelenergie entsteht, wenn gegenüber der Prognose für Stromerzeugung und Stromverbrauch tatsächlich zu wenig Strom erzeugt wird, dessen

¹ Universität Kassel Institut für Elektrische Energietechnik Fachgebiet Rationelle Energiewandlung
Wilhelmshöher Allee 73 34121 Kassel Tel.: +49 561 804 6206, Fax.: +49 561 804 6434, e-mail:
jjsievers@uni-kassel.de <http://www.re.e-technik.uni-kassel.de/>

Ursachen ein unerwarteter Ausfall von Stromerzeugern oder höherer Stromverbrauch als erwartet sein kann. Um den Effizienzvorteil von Kraft-Wärme-Kopplung zu wahren, ist das beschriebene dänische System mit großen Wärmespeichern von Vorteil, weil die Wärme durch die Speicherung zu anderen Zeiten als in der Erzeugung genutzt werden kann, und nicht als Abwärme wie im System ohne Wärmespeicher ungenutzt bleiben muss. Je vollständiger die Wärme genutzt wird, desto effizienter ist das Gesamtsystem.

Die andere Seite des Windenergie-Ausgleichs ist das Demand Side Management, das als die Ergänzung zur auf die Windenergie abgestimmten Stromerzeugung mit KWK zu sehen ist. Hierbei wird der Betrieb von Stromverbrauchern wie z.B. Wärmepumpen und Kälteanlagen von Zeiten mit relativ niedrigem Stromangebot auf Zeiten mit „Stromüberschuss“ verlagert. Verbraucher, die geeignete thermische Speicher haben, wie z.B. Wärmespeicher mit elektrischer Beheizung zur Heizenergie- und Warmwasserbereitung sowie Kälteanlagen, die ausreichende Kälte- bzw. Eisspeicher besitzen, können mit der bewährten Technik von Nachtspeicherheizungen (1990 waren in Deutschland 40 GW Leistung installiert) betrieben bzw. gesteuert werden. Wie in [3] und [6] gezeigt wurde kann hiermit ein enormes Potenzial mit einer elektrischen Leistung von 150 GW bei einer heute installierten Kraftwerksleistung von 120 GW zur sinnvollen Verwendung von Überschussstrom aus Windenergie verfügbar gemacht werden. In einem Szenario, dem der heutige Wärmebedarf und ein Windenergieanteil von 50 % an der Stromerzeugung zugrunde liegen, wird dann 4 % des Wärmebedarfs für Gebäude dezentral aus dem „Stromüberschuss“ von Windkraftanlagen erzeugt. Der übrige Wärmebedarf würde wie bisher aus Kesseln und Block-Heiz-Kraftwerken stammen. Anstatt Windenergieanlagen herunterzulegen oder am Tag Strom über die Straßenbeleuchtung zu „vernichten“, wird es so möglich sein an Stelle von Öl- oder Gasheizkesseln emissionsfrei Wärme bzw. Kälte aus Windstrom zu erzeugen, und gleichzeitig die Stabilität des europäischen Stromnetzes zu erhöhen.

Zusammenfassung

Im Rahmen des EU-Forschungsprojekts DESIRE konnte gezeigt werden, dass es über weite Teile des Jahres möglich ist die Stromerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) von den windstarken auf windschwache Zeiten zu verlagern. Nennenswerte Restriktionen für einen effizienten Betrieb, bei der die Wärme des KWK-Prozesses vollständig genutzt wird, treten lediglich bei geringem Wärmebedarf im Sommer auf. Wenn gleichzeitig Kraft-Wärme-Kopplung und Demand Response, d.h. die Verschiebung des Betriebs von Stromverbrauchern, genutzt wird, ist ein effizientes Stromversorgungssystem mit sehr hohem Windkraftanteil bis zu 50 % realisierbar. Kraft-Wärme-Kopplung hat neben der Deckung der Wärmegrundlast die Aufgabe zum Ausgleichsinstrument für Stromschwankungen zu werden und kann am Stromspotmarkt (z.B. EEX) und in den Regelenergiemärkten für primäre, sekundäre und tertiäre Regelenergie eingesetzt werden. Die Laufzeiten werden kürzer aber der Nutzen wird höherwertig sein und dementsprechend höher vergütet werden können. Die konsequente und politisch gewollte Nutzung der Vorteile von thermischen Speichern, z.B. über Instrumente wie sie in Deutschland im Rahmen der Energieeinsparverordnung (ENEV) gegeben sind, kann thermische Speicher zum Basisinstrument für den Ausgleich machen, und ihnen die Schlüsselrolle im zukünftigen europäischen Stromnetz mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien geben. Die besonderen Vorteile von thermischen Speichern sind, dass in Kraft-Wärme-Kopplung höchste Energieeffizienz erreicht wird, und dass sichergestellt wird, dass der Netzausgleich immer funktioniert.

Literatur

- [1] Sievers, J.; Stadler, I.; Schmid, J.: Analysis of CHP designs and boundary conditions in different European countries, Deliverable 2.1 EU-Desire-Project, University of Kassel, Kassel, 2005.
- [2] Sievers, J.; Stadler, I.; Schmid, J.: Concepts for small scale CHP units to be integrated into buildings or industry and medium scale CHP units with district heating, Deliverable 2.2 EU-Desire-Project, University of Kassel, Kassel, 2006.
- [3] Sievers, J.; Faulstich, S.; Puchta, M.; Stadler, I.; Schmid, J.: Long-term perspectives for balancing fluctuating renewable energy sources, Deliverable 2.3, EU-Desire-Project, University of Kassel, Kassel, 2007.
- [4] Lund, H. Renewable energy strategies for sustainable development. *Energy*, Vol 32(6), pp. 912-919, June 2007
- [5] Andersen, A.N. and Lund, H. New CHP Partnerships Offering Balancing of Fluctuating Renewable Electricity Productions. *Journal of Cleaner Production* Vol 15(3), pp. 288-293, February 2007.
- [6] Sievers, J.; Puchta, M.; Faulstich, S.; Stadler, I.; Schmid, J.: Guidelines promoting CHP concepts with heat accumulators, the perspective of CHP plants and other technologies that use thermal energy storage and their implementation in the European Union, Deliverable 2.4, EU-Desire-Project, University of Kassel, Kassel, 2007.

4.1.5 BGI 657 Windenergieanlagen

Wolfgang Pechoc (Berufsgenossenschaft Elektro Textil Feinmechanik)¹

Die Anzahl der Anlagen ist in Deutschland in den letzten Jahren kontinuierlich gewachsen. Man beginnt für Altanlagenstandorte mit dem sogenannten „Repowering“, also dem Ersatz einer Alt-Anlage mit geringer Leistung, z. B. 600 kW, durch eine moderne Hochleistungsanlage; aktuell sind z. Zt. Leistungen von 3 bis 6 MW. Ab dieser Leistungsklasse lohnt sich die Errichtung von Offshore-Windparks, also etwa 40 bis 70 km vor der Küste; es ist für die nächsten Jahre der Bau mehrerer Windparks in Nord- und Ostsee geplant, z. B. im 2008 und 2009 „Alpha Ventus“ in der Nordsee. Alle Windenergieanlagen müssen mehrmals jährlich gewartet werden; daraus ergibt sich ein kontinuierlicher Service- und Wartungsbedarf.

Die BGI 657 „Windenergieanlagen“ wurde erarbeitet, um den Unternehmen fachkundige Unterstützung zum Arbeitsschutz zu geben; u. a. kann die BGI 657 zu der Erstellung der arbeitsplatzbezogenen Gefährdungsbeurteilungen und zu den regelmäßigen Unterweisungen beitragen.

Die Gefährdungen und Belastungen, die an einer Windenergieanlage bei den verschiedenen Arbeiten in den verschiedenen Arbeitsbereichen anfallen können, sind tabellarisch zusammengestellt.

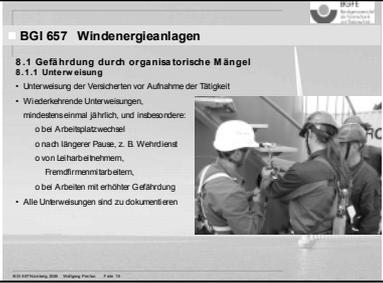
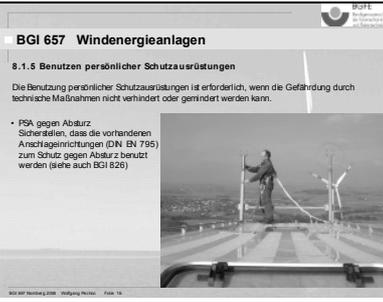
Beispiel:

Gefährdungen, Belastungen	Maßnahmen	Katalog
2. Arbeitsplatzgestaltung 2.2 Verkehrswege 2.3 Sturz auf der Ebene, Ausrutschen, Stolpern, Umknicken, Fehltreten 2.4 Absturz von hochgelegenen Arbeitsplätzen	<ul style="list-style-type: none"> - Qualität der Zuwegung festlegen, Belastung, Breite, Kurvenradien - Schutzschuhe benutzen - Anlegeleitern benutzen, auf Standsicherheit achten, - Hubarbeitsbühne / Personenaufnahmemittel verwenden 	8.2.2 8.2.3 8.2.4
4. mechanische Einwirkungen 4.1 Ungeschützte bewegte Maschinenteile 4.2 gefährliche Oberflächen z. B. scharfe Kanten 4.4 herabfallende Teile	<ul style="list-style-type: none"> - Prüfung der Arbeitsmittel durch Inaugenscheinnahme - Schutzhandschuhe verwenden - Schutzschuhe benutzen - Schutzhelm benutzen 	8.4.1 8.4.2 8.4.4
5. elektrische Gefährdung 5.2 gefährliche Körperströme 5.3 Lichtbogenbildung	<ul style="list-style-type: none"> - falls notwendig Freischaltung durch Freileitungsnetzbetreiber veranlassen - Ausreichenden Schutzabstand zu Freileitungen einhalten, 	8.5.2 8.5.3

Der „Katalog der Gefährdungen und Belastungen“ stellt die für Windenergieanlagen zutreffenden Gefährdungen und Belastungen sowie Schutzmaßnahmen zum Schutz der Versicherten gegen Unfall und Gesundheitsgefahren durch beispielhafte Lösungen dar, unterstützt durch Bilder aus der betrieblichen Praxis.

¹ Dipl. Ing. Wolfgang Pechoc Technischer Referent Berufsgenossenschaft der Feinmechanik und Elektrotechnik Gustav-Heinemann-Ufer 130 D-50968 Köln Tel.: +49 221 / 3778-6172 Fax: +49 221 / 3778-6165 mobil: +49 163 261 5516 mailto:pechoc.wolfgang@bgfe.de http://www.bgfe.de Die BGI 657 „Windenergieanlagen“ kann aus dem Internet unter folgendem Link als PDF-Datei heruntergeladen werden: http://www.bgetf.de/bilder/pdf/bgi_657_a04-2006.pdf

Nachfolgend einige Beispiele aus dem Katalog:

<ul style="list-style-type: none"> • Unterweisungen sind mindestens jährlich oder bei Bedarf durchzuführen; hierzu zählen u. a. Arbeitsplatzwechsel, Änderung der Arbeitsbedingungen. 	 <p>BGI 657 Windenergieanlagen</p> <p>8.1 Gefährdung durch organisatorische Mängel</p> <p>8.1.1 Unterweisung</p> <p>• Unterweisung der Versicherten vor Aufnahme der Tätigkeit</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wiederkehrende Unterweisungen, mindestens einmal jährlich, und insbesondere: <ul style="list-style-type: none"> o bei Arbeitsplatzwechsel o nach längerer Pause, z. B. Wehrdienst o von Lehrling/Lehrer, Fremdfirmenmitarbeitern, o bei Arbeiten mit erhöhter Gefährdung • Alle Unterweisungen sind zu dokumentieren
<ul style="list-style-type: none"> • Aufgrund der überwiegend exponierten Arbeitsplätze ist häufig die Benutzung von PSA gegen Absturz erforderlich; u. a. werden Hinweise zur Ablegereife und zur Kontrolle gegeben. 	 <p>BGI 657 Windenergieanlagen</p> <p>8.1.5 Benutzen persönlicher Schutzausrüstungen</p> <p>Die Benutzung persönlicher Schutzausrüstungen ist erforderlich, wenn die Gefährdung durch technische Maßnahmen nicht verhindert oder gemindert werden kann.</p> <ul style="list-style-type: none"> • PSA gegen Absturz <p>Sicherstellen, dass die vorhandenen Anschlagemittlungen (EN 795) zum Schutz gegen Absturz benutzt werden (siehe auch BGI 626)</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Maßnahmen zur Rettung und Rettungsübungen aus der Höhe sind zusammen mit den örtlichen Einsatzkräften durchzuführen. 	 <p>BGI 657 Windenergieanlagen</p> <p>8.1.6 Erste-Hilfe-Systeme</p> <p>Aufgrund des Einsatzortes und der örtlichen Verhältnisse sind Versicherte über Maßnahmen der Rettung und der Ersten Hilfe zu unterweisen. Im Rahmen der Unterweisung haben sie mit den einzusetzenden Rettungsgeräten zu trainieren. Die Unterweisung muss wiederholt werden, z. B. bei Änderung der örtlichen Verhältnisse oder des einzusetzenden Rettungsgerätes, mindestens aber einmal jährlich.</p>

Unternehmer/Arbeitgeber und Vorgesetzte können diesen Katalog für die Erstellung der arbeitsplatzbezogenen Gefährdungsbeurteilung gemäß Arbeitsschutzgesetz verwenden.

Die BGI 657 gibt die Fachmeinung der im Arbeitskreis „Windenergieanlagen“ beteiligten Hersteller, Serviceunternehmen, Gutachter, staatlichen Stellen und Berufsgenossenschaften wieder.

4.1.6 Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung

Michael Steck, Mauch (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.)¹

Verbundprojekt: Kraftwerke des 21. Jahrhunderts

Die deutsche Forschungsinitiative „Kraftwerke des 21. Jahrhunderts“ (KW 21) startete am 1. Juli 2004 und wird von bayrischen und baden-württembergischen Ministerien und Einrichtungen gefördert. Aufgrund der Alterstruktur des deutschen Kraftwerksparks werden in den nächsten Jahren zahlreiche Kraftwerke stillgelegt. Ziel des Verbundprojekts ist es, technologische und energiewirtschaftliche Aspekte der neu zu errichtenden Kraftwerke zu untersuchen. 20 Forschergruppen arbeiten mit 10 Industriepartnern an 36 Projekten, die in die folgenden fünf Arbeitsgruppen zusammengefasst sind:

- Kraftarbeitsystem und Dampferzeuger
- Fluidodynamik und Dampfturbine
- Energiewirtschaft
- Hochtemperaturkomponenten in Turbomaschinen
- Gasturbine

Das Teilprojekt „Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung“ aus der Gruppe Energiewirtschaft wird an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. bearbeitet.

Inhalt:

Die vermehrte Netzeinspeisung aus verteilten, regenerativen Quellen wie der Windenergie führt in Zukunft dazu, dass der vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckende Lastgang nicht mehr allein durch die Verbraucherlast, sondern wesentlich vom Windangebot bestimmt wird.

Wie stark sich unter diesen Rahmenbedingungen die technischen Anforderungen an neue Kraftwerke ändern, ist Untersuchungsgegenstand des KW21-Projektes E3. Der zusätzliche Reserveleistungsbedarf infolge der steigenden Windenergieeinspeisung erfordert es, die dynamischen Anforderungen an konventionelle thermische Kraftwerke zu erhöhen, um die Sicherheit der allgemeinen Stromversorgung beizubehalten. Regelfähigkeit, Leistungsgradienten und Anfahrverhalten eines Kraftwerkes stehen bei der Planung anderen Größen, wie Wirkungsgrad und Kosten, gegenüber.

Um diese Punkte beurteilen zu können, wurden im Rahmen dieses Teilprojekt Modelle entworfen, welche die zukünftigen Lastgänge der regenerativen Energiequellen sowie der Stromnachfrage abbilden. Weiterhin wurde ein

ein Instrument zur Kraftwerkeinsatzplanung entwickelt, mit dessen Hilfe die zukünftigen Betriebsbedingungen des Kraftwerksparks bestimmt werden können.

Die Ergebnisse zeigen, welche Anforderungen an die zukünftige Kraftwerksgeneration durch die veränderten Rahmenbedingungen gestellt werden und welche Kraftwerkseigenschaften von erhöhtem Interesse sein werden.

¹ Dipl.-Ing. Michael Steck Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Am Blütenanger 71
80995 München msteck@ffe.de Tel. 089-158121-22 Fax. 089-158121-10

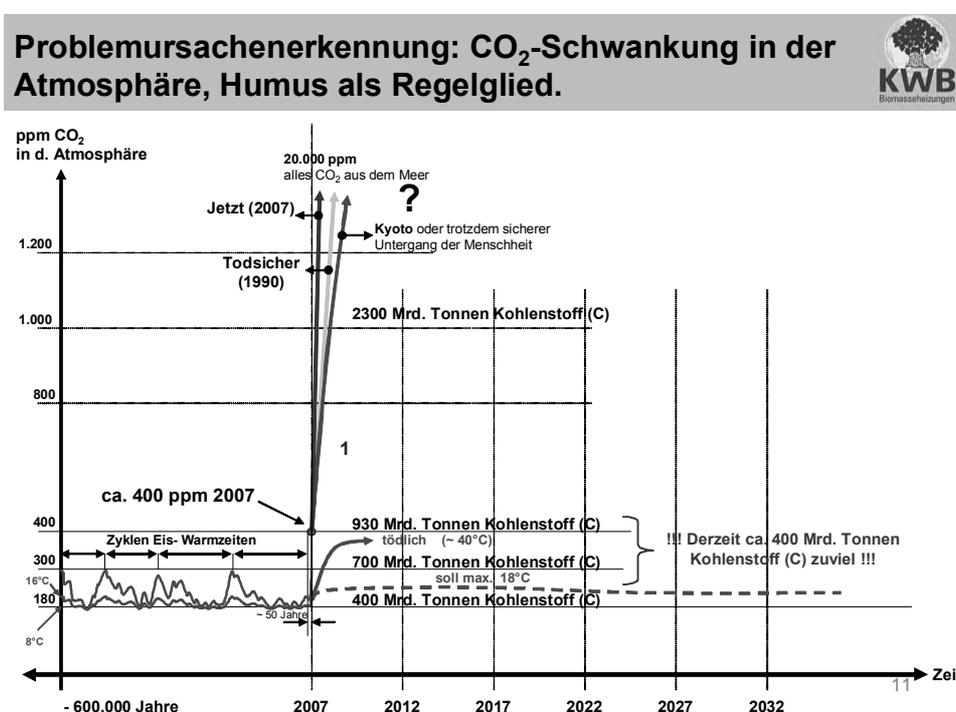
4.2 BIOMASSE(1) (Session C2)

4.2.1 Der mögliche Beitrag der Biomasse zum Shop des Klimawandels

August Raggam (KWB – Kraft und Wärme aus Biomasse GmbH)¹

Von den meisten Klimaexperten wird menschliches Fehlverhalten für die Klimaveränderung verantwortlich gemacht. Der Zusammenhang zwischen fossilen CO₂-Ausstoß (Kyoto) und den rasch zunehmenden Klimaextremen (Stürme, Überschwemmungen, Trockenheiten, Schneemassen und Hurrikane) könne mit dem heutigen Wissen nicht erklärt werden, weswegen man noch keine Problemlösungsvorschläge machen könne.

Folgend eine von mir seit gut 20 Jahren verfolgte Theorie, die die heutigen Klimaauswirkungen zu erklären vermag.



Das Diagramm zeigt, dass seit über 600.000 Jahren niemals ein so hoher CO₂-Gehalt in der Atmosphäre war wie heute. Der extreme Anstieg von bisher maximal 300 ppm CO₂ auf heute knapp 400 ppm CO₂ erfolgte in den letzten 50 Jahren.

Die Frage ist, welches Regelsystem hat über 600.000 Jahre, trotz CO₂ aus Waldbränden, Vulkanausbrüchen und aus dem Meer (auf Grund der geophysikalisch bedingten Warmzeiten), das CO₂ und die Temperatur in einem, für uns Menschen verträglichen, Bereich von 180 – 300 ppm CO₂ und 8 -16 °C gehalten? Finden wir hierfür eine Erklärung, so müssten uns auch die Hintergründe für das heutige versagen des CO₂- Regelsystems klar werden.

Für an der Ökologie interessierte ist die Lösung einfach:

1. Nimmt das CO₂ in der Atmosphäre zu (Waldbrände, Vulkanausbrüche) und damit auch die Temperatur (Treibhauseffekt), so kommt es, da beide für das pflanzliche Wachstum wichtig sind, auf Grund der Reaktions-Geschwindigkeit-Temperatur-Regel zu einem Wachstumsschub. Der Überschuss an CO₂ wird also in Biomasse und letztlich als Humus im Boden gebunden. Gleichzeitig kühlen die Pflanzen durch verstärkte Verdunstung. Beides ist nur möglich, wenn über entsprechende Humusschichten genug Wasser für diese Regelarbeit der Pflanzen im Boden gespeichert ist.

¹ August Raggam 8403 Lebring, Margarethenstraße 1 Tel./ Fax. 03182-7323, Mob: 06648116040 Raggam@inode.at

2. Nimmt aus geophysikalischen Gründen (also ohne unsere Schuld) die Temperatur zu, wobei jetzt CO₂ aus dem Meer (gefürchtete Anspringreaktionen) frei gesetzt wird, so bekommt ein intaktes grünes Produktionssystem auch diese Situation auf gleiche Weise wie unter 1., durch Humusaufbau in Griff.

Das grüne Produktions- und Kühlsystem unsrer Erde war also in der Lage uns Menschen vor gefährlichen Extremwerten und vor einem Klimakollaps, auf Grund der möglichen Anspringreaktionen, zu schützen.

Sämtliche oben zitierten Klimaphänomene (die uns das Leben schon sehr erschweren) und der heutige CO₂-Anstieg auf nahezu 400 ppm, lassen sich logisch erklären wenn wir annehmen, das wir durch eine falsche Landwirtschaft einen Großteil der Welthumusschichten zerstört haben.

Ob es so manchen Landwirtschaftsexperten passt oder nicht - über 70% der ursprünglichen Humusschichten auf den 5 Mrd. ha landwirtschaftlich genutzten Trockengebieten unserer Erde sind zerstört. In Österreich haben wir nur mehr 4 kg Kohlenstoff je m² Ackerfläche im Humus gebunden, früher waren es mindestens 30 kg. Unsere Ackerböden fallen somit unter die Kategorie Wüste. Hochwässer, Stürme und Trockenheiten sind somit hausgemacht und können mit der hier geschilderten Humus – Klimatheorie gut erklärt werden.

Die logische Lösung liegt (neben dem sofortigen Verzicht auf fossile und atomare Energieträger) in einem raschen, weltweiten Umstieg auf eine humusaufbauende, ökologische Kreislauf- und –forstwirtschaft. Nur 8 kg Kohlenstoff je m² mehr in den landwirtschaftlichen Humusschichten gebunden und der CO₂-Gehalt der Atmosphäre liegt wieder unter dem kritischen Wert von 300 ppm.

Unsere Zukunft liegt eindeutig in der Hand der Bauern, die uns dann ausreichend mit guten Nahrungsmitteln, Energie und Rohstoffen versorgen können. Alles verfügbare Geld in diese neue Land- und Forstwirtschaft! Keine Angst vor reichen Bauern!

(Das Thema wird im Buch „Klimawandel- Biomasse als Chance gegen Klimakollaps und globale Erwärmung“, Raggam, 2004, Ökosoziales Forum Österreich- A1010 Wien, Franz-Josefs-Kai 13, ausführlich behandelt.)

4.2.2 Volkswirtschaftliche Wirkungen der energetischen Biomassenutzung in regionaler Dimension¹

Alexandra Pack*, Karl W. Steininger, Thomas Trink* (KF Uni Graz / Wegener Center)²

Einleitung und Methodik

Angesichts der steigenden Preise für fossile Rohstoffe und der Klimadebatte ist eine Umstrukturierung des Energiesektors notwendig. Eine erweiterte energetische Nutzung von Biomasse kann nicht nur zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und zur Reduktion der CO₂ Emissionen beitragen, sondern kann auch positive Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte auslösen. Während eine Quantifizierung ökonomischer Effekte bisher größtenteils auf nationaler Ebene erfolgte, fokussiert die vorliegende Arbeit auf die regionale Ebene (NUTS 3). Die untersuchte Region ist die Oststeiermark (Bezirke Hartberg, Feldbach, Fürstenfeld, Radkersburg und Weiz), welche aufgrund ihres reichlich vorhandenen Biomassepotentials über eine gute Ausgangslage für eine weitere Forcierung verfügt. Die Grundbasis für unsere Analyse bildet eine umfassende betriebswirtschaftliche Darstellung der Kostenstruktur von Biomasse zur Energiebereitstellung, unter besonderer Berücksichtigung innovativer Bereitstellungsketten und Technologien. Neben einzelnen Heizsystemen wird auch die Kombination von Biomasse und thermischer Effizienzsteigerung von Gebäuden (Wärmedämmung) kostenmäßig erfasst. Auf der Nachfrageseite fließen eine Erhebung sowie mögliche zukünftige Entwicklungspfade des Energiekonsums (Treibstoff, Strom, Wärme) ein. Zur Analyse wurde ein drei-Regionen-CGE-Modell (Computable General Equilibrium) verwendet, welches auf Input- Output Tabellen der Ost- und der restlichen Steiermark aus dem Jahre 2003 basiert. Das primäre Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Darstellung der regionalen volkswirtschaftlichen Bedeutung einer bedarfsorientierten Biomassenutzung anhand ausgewählter makroökonomischer Indikatoren.

Resultate

Die betriebswirtschaftliche Kalkulation von Biomasseheizsystemen bestätigt, dass die Wirtschaftlichkeit von biogenen Energieträgern im Wesentlichen vom zugrunde gelegten Ölpreis abhängt. Bei einem Heizölpreis von 69 Cent und unter Berücksichtigung eines Leistungsbereichs von 15 kW stellen Heizsysteme, die mit holzartiger Biomasse betrieben werden eine kosteneffiziente Alternative dar. Technologien auf Basis von landwirtschaftlicher Biomasse bleiben mit Ausnahme von Miscanthusganzpflanzen deutlich teurer als fossile Systeme. Ein Vergleich der einzelnen Heizsysteme mit Maßnahmen zur Gebäudedämmung zeigt, dass vor allem bei Gebäuden mit derzeit schlechter thermischer Sanierung die jeweils günstigsten Maßnahmen wie eine Dämmung von Dach, Kellerdecke oder Fassade auch aus einzelwirtschaftlicher Sicht vielfach kosteneffizient sind, insbesondere dann, wenn diese im Rahmen von ohnedies anfallenden Sanierungsmaßnahmen erfolgen. Weiter besteht eine Diskrepanz zwischen Heizsystemen mit geringeren (Hackgut, Scheitholz) und höheren verbrauchsgebundenen Kosten (Öl, Nahwärme, Pellets). Bei letzteren ist eine Wärmedämmung, zumindest bei kurzfristiger Betrachtungsweise, deutlich kosteneffizienter als bei Hackgut- oder Scheitholzanlagen.

Bezüglich der volkswirtschaftlichen Ergebnisse zeigt sich eine klare Unterscheidung zwischen Biomasse aus forstwirtschaftlicher und landwirtschaftlicher Produktion. Unter Ausweitung der untersuchten Technologien zur Wärmebereitstellung auf 2000 TJ (entspricht ungefähr 20% der

¹ Die Autoren danken für die Mitarbeit von Christoph Töglhofer und Thomas Loibnegger in der diesem Artikel zugrunde liegenden Studie, und insbesondere deren Erarbeitung der hier verwendeten betriebswirtschaftlichen Kostenbasis der einzelnen Technologien.

² Wegener Zentrum für Klima und globalen Wandel, Universität Graz, Leechgasse 25, A-8010 Graz, Tel: +43-316-380-8460, Fax: +43-316-380-9830, alexandra.pack@uni-graz.at, thomas.trink@uni-graz.at, www.wegcenter.at

Institut für Volkswirtschaftslehre, Universität Graz, Universitaetsstraße 15, A-8010 Graz, Österreich und Wegener Zentrum für Klima und globalen Wandel, Universität Graz, Leechgasse 25, A-8010 Graz, Tel: +43-316-380-8441 oder -3451, Fax: +43-316-380-9520, karl.steininger@uni-graz.at, www.wegcenter.at

gesamten Heizenergienachfrage) und unter Berücksichtigung von bestehenden Förderungen lassen sich für die Oststeiermark folgende Effekte ableiten: Während Technologien auf Basis forstwirtschaftlicher Biomasse überwiegend positive Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte zur Folge haben, sind die Wirkungen beim Einsatz landwirtschaftlicher Biomasse nicht eindeutig. Abhängig von ihren Kostenstrukturen und Energieausbeute ergeben sich stark unterschiedliche Ergebnisse. Für die meisten landwirtschaftlichen Biomasetechnologien ist jedoch ein negativer Beschäftigungseffekt zu erwarten, was auf die Verdrängung der konventionellen Landwirtschaft durch eine weniger arbeitsintensive Biomasseproduktion und auf steigende Landpreise zurückzuführen ist. Ähnliche Ergebnisse lassen sich für die Bereitstellung von Biodiesel zur Erreichung der Beimischungsverpflichtung erkennen. Hierbei hängen die Ergebnisse jedoch stark von der zu Grunde liegenden Importquote ab. Die Analyse von Dämmungsmaßnahmen kommt zum Schluss, dass die thermische Effizienzsteigerung des Gebäudebestandes über sinkende Heizkosten zu einer Erhöhung des verfügbaren Einkommens der Konsumenten führt. Dies, sowie steigende Nachfrage in den Sektoren die Dämmungsmaterialien herstellen und montieren, führt zu starkem Anstieg der Beschäftigung und der Wertschöpfung.

Die Auswirkungen einer forcierten Energiebereitstellung aus Biomasse beschränken sich jedoch nicht nur auf die Region Oststeiermark, sondern bewirken ebenfalls Veränderungen in der restlichen Steiermark (in dieser Region wurden keine Maßnahmen simuliert). In den meisten Fällen profitiert die anliegende Region von einer Erhöhung der Biomassenutzung in der Oststeiermark.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Effekte der Biomassenutzung zur Energiebereitstellung stark von der eingesetzten Technologie sowie den unterstellten Rahmenbedingungen (z.B. Importquoten) abhängen. Die Ergebnisse der hier dargestellten ökonomischen Analyse weisen im Hinblick auf Wertschöpfung und Beschäftigung einen Vorteil der Forcierung forstwirtschaftlicher gegenüber landwirtschaftlicher Biomasseprodukte aus.

4.2.3 Steigende Öl- und Biomassepreise: Auswirkungen auf gesamtwirtschaftliche Effekte der Biomasse-Nutzung

Lukas Kranzl, Gerald Kalt*, Reinhard Haas (TU Wien/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)¹

Motivation

Eine Reihe dynamischer Entwicklungen prägen derzeit das Umfeld unseres Energiesystems. Neben Anstrengungen zur Erreichung von Klimaschutz- sowie anderen umwelt- und energiepolitischen Zielen ist es in den vergangenen Jahren und Monaten insbesondere der Ölpreis, dem ein starker Einfluss auf die Entwicklung innovativer und nachhaltiger Technologien zugeschrieben wird.

Beide Aspekte – politische Zielsetzungen und Energiepreisentwicklungen – betreffen in besonderem Maße auch die Biomasse. Erstens kommt der Nutzung von Biomasse-Potenzialen eine nicht unbedeutende Rolle bei der Erreichung von Klimaschutzzielen sowie einer höheren Diversifikation der Energieversorgung zu. Dies drückt sich unter anderem im Europäischen Biomasse-Aktionsplan sowie der jeweiligen nationalen Umsetzung aus. Zweitens beeinflusst der Ölpreis direkt die Konkurrenzfähigkeit von Bioenergiesystemen. Dies umso mehr, als sowohl Heizsysteme auf Basis von Biomasse als auch Biotreibstoffe in direkter Konkurrenz zu Erdöl stehen. Gleichzeitig haben die vergangenen Jahre und Monate allerdings auch einen zum Teil signifikanten Preisanstieg bei biogenen Rohstoffen gebracht. Die gestiegenen Preise von Biomasse- und Agrarprodukten haben damit zumindest teilweise wiederum zu einer Kompensation des höheren Ölpreises geführt.

Mit den Klimaschutzzielen und der Diversifikation der Energieversorgung sind allerdings nur zwei Aspekte angesprochen, die in der Begründung für die Forcierung von Bioenergie genannt werden. Darüber hinaus werden gesamtwirtschaftliche Effekte wie die Schaffung und Sicherung von Arbeitsplätzen sowie (regionale) Wertschöpfung als gewichtige Argumente vorgebracht.

Fragestellung

In diesem Paper wird analysiert, welche Auswirkungen genau auf diese gesamtwirtschaftlichen Effekte der Biomasse-Nutzung durch die dynamischen Preisentwicklungen gegeben sind. Dazu werden im Detail die folgenden Fragestellungen behandelt:

- Welche gesamtwirtschaftlichen Effekte sind derzeit mit der Biomasse-Nutzung (und verschiedenen Formen der Biomasse-Nutzung) in Österreich verbunden?
- Welche Rolle kommt den verschiedenen Effekten zu? Dabei wird unterschieden in direkte, indirekte, induzierte, öffentliche und private Budgeteffekte sowie Substitutionseffekte.
- Welche Auswirkungen sind durch die wichtigsten Einflussparameter gegeben? Hier werden insbesondere der Öl- und Biomassepreis analysiert, weiters auch Importe/Exporte von Biomasse-Rohstoffen und Anlagen.
- Welche Schlussfolgerungen können daraus für die künftige, langfristige Entwicklung der Biomasse-Nutzung abgeleitet werden?

Die Methodik dieses Papers basiert auf den folgenden Schritten:

- Zu Beginn steht die Analyse von Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekten der Biomasse-Nutzung in Österreich auf Basis einer Input-Output-Analyse. Großer Wert wird auf die transparente Darstellung verschiedener Effekte für unterschiedliche Technologiegruppen gelegt.
- Darauf aufbauend erfolgt eine umfassende Sensitivitätsanalyse bzgl. Öl- und Biomasse-Preisen sowie Import/Exportrelationen. Dies erfolgt auf Basis der derzeit und historisch beobachtbaren Preisentwicklungen und möglicher künftiger Entwicklungen.
- Im dritten Schritt werden langfristige Storylines der Biomasse-Nutzung entworfen. Neben den genannten Preisszenarien wird die langfristige Tendenz der Biomasse-Nutzung gravierenden Einfluss haben. Dies gilt für die Art der eingesetzten Technologien, die

¹ Lukas Kranzl, Gerald Kalt, Reinhard Haas

Ausschöpfung unterschiedlicher Potenziale sowie die Stellung mögliche Importe. Diese werden in den Storylines behandelt.

- Im vierten Schritt werden Schlussfolgerungen bezüglich möglicher Auswirkungen von Öl- und Biomassepreisen auf gesamtwirtschaftliche Effekte in unterschiedlichen langfristigen Storylines der Biomasse-Nutzung in Österreich abgeleitet.

Ergebnisse

Abbildung 1 zeigt beispielhaft die Beschäftigungseffekte der Biomasse-Nutzung in Österreich für das Jahr 2007. Es zeigt sich, dass Stückholz-Systeme nach wie vor dominieren. Vor allem die Betriebseffekte spielen eine große Rolle, während die Investitionseffekte anteilmäßig vor allem bei den stärker dynamisch sich entwickelnden Segmenten (z.B. Biogas, KWK) einen höheren Anteil aufweisen. In der Langfassung erfolgt eine detailliertere Interpretation dieser Ergebnisse.

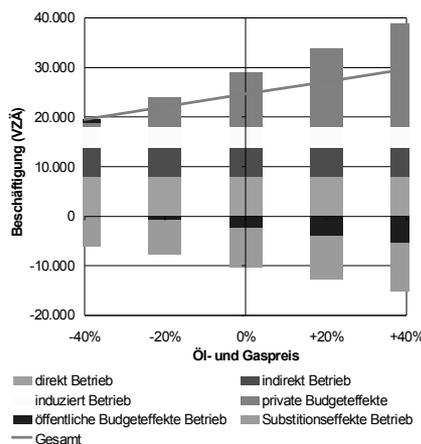
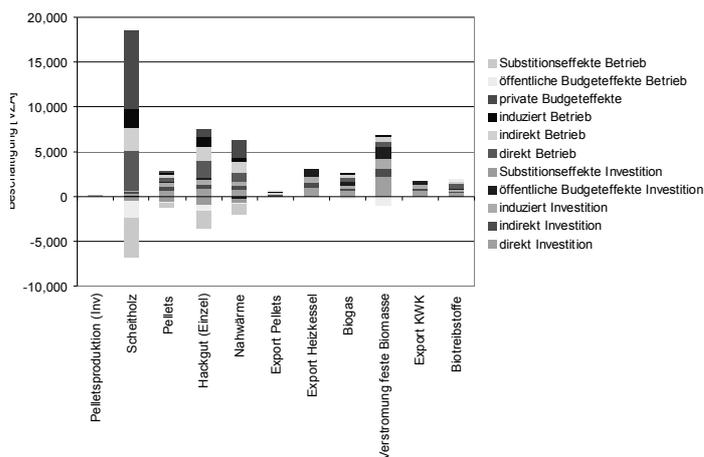


Abbildung 1: Beschäftigungseffekte der Biomasse-Nutzung in Österreich, 2007 [Werte für Treibstoff noch vorläufig (dämpfende Effekte)], werden in der Langfassung aktualisiert]

Abbildung 2: Beschäftigung durch Biomasse-Wärme Systeme in Abhängigkeit vom Ölpreis

Die Sensitivitätsanalyse zeigt einen hohen Einfluss des Ölpreises: Die positiven Effekte der Biomasse-Systeme sind bei hohem Ölpreis (und konstantem Biomasse-Preis) deutlich stärker ausgeprägt. Allerdings schwächt sich dieser Effekt mit steigenden Biomasse-Preisen ab. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit einer nachhaltigen Biomasse-Mobilisierung: Mit steigendem Biomasse-Angebot könnte die Kopplung des Biomasse-Preises an den Ölpreis gedämpft werden und so gesamtwirtschaftlich positive Effekte garantiert werden.

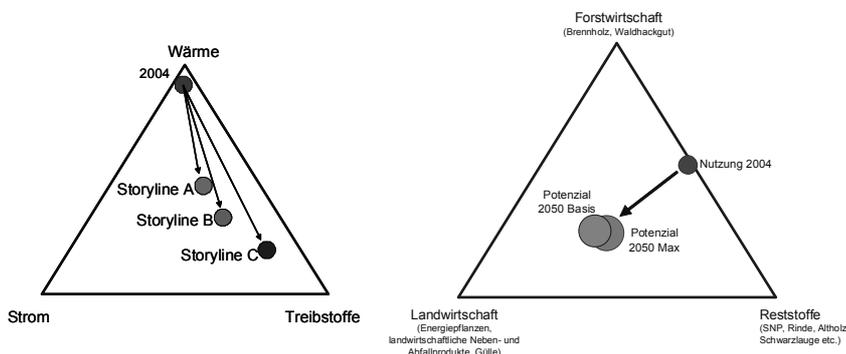


Abbildung 3: Änderung der Biomasse-Nutzung in verschiedenen Storylines.

Für verschiedene langfristige Storylines der Biomasse-Nutzung werden verschiedene gesamtwirtschaftliche relevante Aspekte unterschiedlich stark ins Gewicht fallen: Beispielsweise ist der Rohstoffkostenanteil und Import-Druck bei verschiedenen Technologien unterschiedlich groß (z.B. Treibstoffe der ersten Generation vs. zweite Generation). Abbildung 3 zeigt, dass sich in verschiedenen Storylines die Verteilung der bereitgestellten End- bzw. Nutzenergie (Wärme/Strom/Treibstoffe) auf Basis Biomasse unterschiedlich stark verändern kann. Mögliche Auswirkungen auf gesamtwirtschaftliche Effekte in diesen Storylines werden in der Langfassung diskutiert.

4.2.4 Märkte und Chancen für die elektrische Produktion aus biogenen Primärenergien

Stefan Kastner (oekostrom AG)¹

Motivation

Elektrische Energie aus Biogenen-Rohstoffen kann zukünftig einen erheblichen Teil zu einer stabilen, nachhaltigen und unabhängigen Energieversorgung beitragen.

Die steigenden Energiepreise auf den internationalen Energiemärkten ermöglichen aktuell jedoch noch keinen ökonomischen Betrieb - die Produktion von elektrischer Energie aus Biogenen-Rohstoffen ist großteils von Fördertarifen abhängig. In Österreich wird je nach aktueller Ökostromgesetzfassung zwischen 10 und 13 Jahren via Einspeisetarif gefördert. Mit diesen Tarifen sollte während der Förderdauer die Abschreibung der geförderten Ökostromanlage möglich sein. Im Anschluss an den Förderzeitraum haben die Anlagenbetreiber unterschiedliche Möglichkeiten die produzierte Energie am freien Energiemarkt zu verkaufen.

Die aktuellen Rohstoffpreisentwicklungen auf dem Biogenen-Primärenergiesektor (vor allem Mais) haben die Notwendigkeit ins Leben gerufen, aktiv nach neuen Geschäftsmodellen und Dienstleistungen zu suchen, welche den bestmöglichen ökonomischen Betrieb einer Biogenen-Ökostromanlage über den Förderzeitraum hinaus sichern bzw. den Betrieb über den Förderzeitraum hinaus überhaupt ermöglichen.

Absatzmöglichkeiten

- Verbleib in der Bilanzgruppe der OeMAG
- Verkauf als Standardprodukt an einer Energiebörse (EEX, EXAA,...)
 - o kurzfristig: Spot-Markt
 - o mittel- oder langfristig: Termin-Markt
- OTC-Geschäft (reiner Energiepreis)
- OTC-Geschäft (Handelspartner ist sensibilisiert auf erneuerbare Energien)

Speicherbewirtschaftung als Dienstleistung für

- Ausgleichsenergiemanagement von Bilanzgruppen
- Ausgleichsenergiemanagement von fluktuierender Windeinspeisung
- Minutenreservebereitstellung in einem Anlagenverband („Virtuelles Kraftwerk“)

Untersuchung

Anhand von vier unterschiedlichen Produktionslastgängen wurde das Ausgleichsenergieisiko unterschiedlicher Produktionscharakteristika beim Verkauf eines Baseproduktes analysiert.

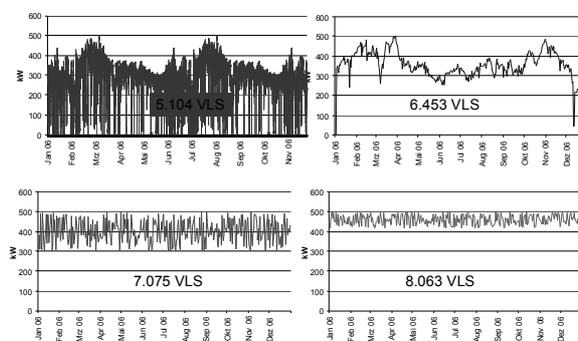


Abbildung 1 - Unterschiedliche Einspeisecharakteristika wurden auf das Ausgleichsenergieisiko hin analysiert

¹ oekostrom AG, Mariahilferstr. 120, 1070 Wien, Tel.:+43(0)19610561-35, +43(0)650/2171275, Faxnummer:+43(0)19610561-25, stefan.kastner@oekostrom.at, www.oekostrom.at

Mit Augenmerk auf Anlagen die die Abschreibedauer bereits überschritten haben wurden die Preisentwicklungen der erwähnten Absatzmöglichkeiten untersucht. Auf Basis von realen Investitionskosten wurde drei Szenarien analysiert wie ein 6 Stundenspeicher ökonomisch sinnvoll bewirtschaftet werden kann.

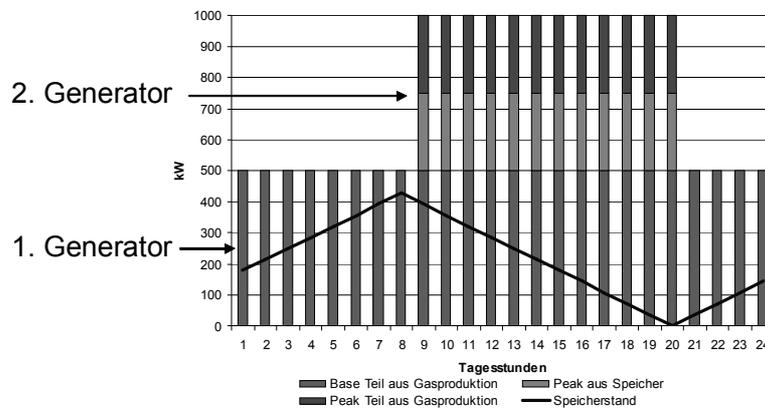


Abbildung 2 – Szenario 2: Bestehende Anlage wird in der Gasaufbereitung und in der elektrischen Energieumwandlung erweitert. Die zusätzlich gewonnene Energie wird mittels Speicherbewirtschaftung als Base- und Peakprodukt abgesetzt

Methode

- Auf Basis von historischen und modellierten Einspeisezeitreihen und realer Ausgleichsenergie-Clearingpreise der Regelzone AGP wurden Ausgleichsenergiekosten für unterschiedliche Betriebsweisen von biogenen Ökostromanlagen ermittelt.
- Preise für erwähnte Absatzmöglichkeiten wurden auf Basis von historischen Preisen der EEX in Leipzig ermittelt und Grenzkosten der Energieproduktion gegenübergestellt.
- Anhand realer Investitionskosten einer 500 kW Biogas-Ökostromanlage wurden Änderungen in der Anlagenkonfiguration und Speicherbewirtschaftung durch statische Berechnung in Excel nachgebildet und analysiert.
- Auf Basis historischer Ausgleichsmarktpreise wurde der mögliche Zusatzerlös der Teilnahme eines Anlagenverbands am Minutenreservemarkt quantifiziert.

Ergebnisse

- Die Prognosegüte der Jahresenergieproduktion bestimmt die Ausgleichsenergiekosten der Energieerzeugung.
- Bei guter Prognose der Jahresenergieproduktion sind die Ausgleichsenergiekosten gering und nicht zu prognostizieren.
- Auf Basis der Primärenergiekosten ist die Wahl der Absatzmöglichkeit zu wählen. Die Betriebsstunden pro Jahr ergeben sich in Folge.
- Eine flexible Betriebsweise ist für Anlagen mit hohen Rohstoffkosten unumgänglich --> Anlagencluster --> Virtuelles Kraftwerk --> ökonomisches Optimum aus kurz-, mittel- und langfristigem Produktionseinsatz.
- Werden Speicher eingesetzt so gestalten sich die Verlagerung der produzierten Leistung vom Offpeak- in den Peakzeitraum bzw. die Teilnahme am Minutenreservemarkt als die ökonomischsten Absatzmöglichkeiten.

4.2.5 Ökologische Auswirkungen der Stromproduktion aus Biogas

Michael Laaber, Rudolf Braun (denkstatt GmbH und Interuniversitäres Forschungsinstitut für Agrarbiotechnologie)¹

Die Biogastechnologie kann eine sinnvolle Möglichkeit zur Gewinnung erneuerbarer Energie darstellen, sofern sie richtig betrieben wird. Aus einer Untersuchung von 41 Biogasanlagen im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ geht allerdings hervor, dass der Betrieb von Biogasanlagen nicht immer nachhaltig erfolgt. Die Untersuchung zeigt die größten Einflussparameter auf die ökologische Verträglichkeit auf.

Bei der Produktion von Ökostrom muss vor allem auf die ökologische Verträglichkeit der jeweiligen Technologie geachtet werden. Geschieht dies nicht, so können die negativen Auswirkungen die Vorteile überwiegen.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Stromproduktion aus Biogas. Die Ergebnisse aus einer Ökobilanzierung zeigen, dass zwar viele Biogasanlagen die Kriterien einer nachhaltigen Energieversorgung erfüllen, andere Anlagen aber wiederum sogar zu einer Verschlechterung der derzeitigen Situation führen.

Die vorliegende Arbeit beschreibt die ökologischen Auswirkungen der Stromproduktion aus Biogas anhand der Kennzahlen Treibhausgas-Emissionen, Luftschadstoff-Emissionen und Kumulierter Energieaufwand.

Den größten Einfluss auf die ökologische Verträglichkeit haben demnach nicht, wie häufig vermutet wird, die Substratproduktion oder der Transport, sondern die energetische Effizienz des Gesamtprozesses (energetischer Jahresnutzungsgrad), die Verbrennung von Biogas in den BHKW sowie die Lagerung des Gärrests in offenen Gärrestlagern.

1) Emission von Treibhausgasen

Die THG-Emissionen der betrachteten Biogasanlagen betragen - je nach betrachtetem Szenario und ohne Wärmeauskopplung - zwischen -420 und 504 g CO_{2,eq}/kWh_{el}. Verglichen mit den durchschnittlichen THG-Emissionen des Stromparks in Österreich 2004 (277 g CO_{2,eq}/kWh_{el} bzw. 377 g CO_{2,eq}/kWh_{el}²) bedeutet dies, dass durch manche Anlagen THG-Emissionen verhindert werden, während andere mehr Emissionen verursachen als der derzeitige Strompark.

In der Ökobilanz üben besonders folgende Faktoren einen großen Einfluss aus:

- Der Treibstoffverbrauch bei Substratproduktion und Transport (42 ± 38 g CO₂/kWh_{el})
- Der Methanschlupf der BHKW (83 ± 20 g CO_{2,eq}/kWh_{el})
- Der Einsatz von Diesel bzw. Heizöl in Zündstrahlaggregaten (ca. 80 g CO₂/kWh_{el})
- Die Nachgärung der Biogasgülle im offenen Gärrestlager und die Ausbringung der Biogasgülle (je nach Verfahrensweise zwischen 0 und 380 g CO_{2,eq}/kWh_{el})

2) Luftschadstoffe

Bei den Luftschadstoff-Emissionen zeichnet sich im Falle von Biogasanlagen ein eher düsteres Bild: mit 1,91 g/kWh_{el} werden aus Biogas-Strom 6,8 mal mehr CO und mit 1,74 g/kWh_{el} 4,6 mal mehr NO_x emittiert als durchschnittlich durch den österreichischen Strompark. Mit 80 bis 98 % ist dafür die Verbrennung von Biogas in den BHKW (meist ohne Katalysator) verantwortlich.

3) Kumulierter Energie-Aufwand KEA

Der KEA wird in der Untersuchung als Output-Input-Verhältnis (OI-Verhältnis) dargestellt. Das OI-Verhältnis beschreibt das Verhältnis der zur Energiebereitstellung aufgewendeten Energie (KEA) zur

¹ Michael Laaber, DI, Consultant, denkstatt GmbH Hietzinger Hauptstraße 28 1130 Wien Tel.: +43-1-786 89 00-63 michael.laaber@denkstatt.at www.denkstatt.at

Rudolf Braun, ao. Univ.-Prof. DI Dr., Departmentleiter IFA-Tulln Universität für Bodenkultur, IFA-Tulln www.ifa-tulln.ac.at rudolf.braun@boku.ac.at

² 277 g CO_{2,eq}/kWh_{el} ohne, 377 g CO_{2,eq}/kWh_{el} inklusive Stromimporte (Pözl, 2007)

Nutzenergie (Elektrizität, Nutzwärme). Das Output-Input-Verhältnis beantwortet die Frage: "Wie oft bekommt man die hineingesteckte Energie wieder heraus?" Werte über eins bedeuten eine positive Gesamt-Energiebilanz.

Verglichen mit anderen erneuerbaren Energieformen aus Biomasse zeigt sich, dass die Biogastechnologie über ein besonders günstiges OI-Verhältnis verfügen kann. Es kann bei ausreichender Wärmenutzung bis zu 37,9:1 betragen. Der Median bei den betrachteten Anlagen liegt allerdings aufgrund der meist mangelnden Wärmenutzung bei nur OI = 9,5.

4.3 BIOMASSE(2) (Session C3)

4.3.1 Langfristige Perspektiven der energetischen Biomassenutzung in Österreich

**Gerald Kalt*, Lukas Kranzl, Reinhard Haas
(TU Wien/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)¹**

Inhalt

Biomasse nimmt unter den erneuerbaren Energieträgern eine zentrale Stellung im österreichischen Energiesystem ein. Angesichts der ambitionierten energiepolitischen Zielsetzungen (Entwurf zum Biomasse-Aktionsplan, Biokraftstoff-Verordnung etc.) steht außer Zweifel, dass die energetische Nutzung von Biomasse in den nächsten Jahren weiter stark an Bedeutung gewinnen wird.

Biomasse ist sowohl aufbringungs-, als auch nutzungsseitig der wohl vielfältigste der erneuerbaren Energieträger: Bei der Ressourcenaufbringung gewinnen neben den „klassischen“ biogenen Brennstoffen wie Waldholz und Hackgut zusehends landwirtschaftliche Erzeugnisse und verschiedenste biogene Rest- und Abfallstoffe an Bedeutung. Nutzungsseitig steht eine breite Palette an Konversionsverfahren und Technologien zur Stromerzeugung, Wärmebereitstellung und Kraftstoffherstellung zur Verfügung.

In ihrer Wirtschaftlichkeit und Effizienz hinsichtlich Reduktion der Treibhausgasemissionen unterscheiden sich die verschiedenen Nutzungsketten zum Teil ganz erheblich. Zur Maximierung der Gesamteffizienz des Bioenergie-Sektors ist beim Entwurf einer langfristigen Ausbaustrategie daher besonderes Augenmerk auf diese Parameter zu legen.

Inhalt der Arbeit ist eine Darstellung der langfristigen Perspektiven der Nutzung von Bioenergie in Österreich. Dabei werden in erster Linie folgende Aspekte beleuchtet:

- **Potenziale:** Bei der Potenzialanalyse wurden insbesondere konkurrierender Nutzungsformen (stoffliche Holznutzung, Flächenkonkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion etc.), dynamischer Einflussfaktoren sowie ökologische Verträglichkeit berücksichtigt.
- **Ökonomische Aspekte:** Während Biomasse-Heizanlagen bereits heute gegenüber fossilen Heizsystemen konkurrenzfähig sind, ist die Strom- und Kraftstoffherzeugung aus Biomasse derzeit noch stark von Förderungen abhängig. Längerfristig werden sich jedoch steigende Preise für fossile Brennstoffe und Kostensenkungen durch technologisches Lernen positiv auf die Wirtschaftlichkeit von Bioenergie-Technologien auswirken.
- **Treibhausgasreduktion:** Angesichts der Klimaproblematik ist ein zentraler Vorteil der energetischen Biomassenutzung – neben der Erhöhung der Versorgungssicherheit und regionaler Wertschöpfung – in der Reduktion der Treibhausgasemissionen zu sehen. In welchem Ausmaß der Bioenergiesektor zur Senkung der österreichischen Treibhausgasbilanz beitragen kann wird in Form von Szenarien untersucht.

Methodik

Bei der Potenzialanalyse wurde methodisch folgendermaßen vorgegangen: Zunächst wurde eine statische Potenzialabschätzung durchgeführt. Dabei wurden die wesentlichen Einflussparameter identifiziert. Für diese Parameter wurden anschließend dynamische Entwicklungspfade erstellt (z.B. Flächenpotenzial für landwirtschaftliche Biomasseproduktion basierend auf Nahrungsmittelbedarf, Viehbestand etc.), und daraus dynamische Potenziale für den Zeitraum 2010 bis 2050 abgeleitet.

¹ Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Energy Economics Group, Technische Universität Wien, Gusshausstrasse 25-29/E373-2, A-1040 Vienna, Austria, Tel: +43-1-58801-37363, Fax: +43-1-58801-37397, E-mail: kalt@eeg.tuwien.ac.at, Web: <http://eeg.tuwien.ac.at>
Tel: +43-1-58801-37351, E-mail: kranzl@eeg.tuwien.ac.at
Tel: +43-1-58801-37352, E-mail: haas@eeg.tuwien.ac.at

Es wurde eine umfassende Biomasse-Technologiedatenbank erstellt; diese beinhaltet Daten zu den verschiedensten Technologien zur Wärme- und Stromerzeugung und Biotreibstoffherstellung; Kostendaten, technische Daten, Emissionen etc. Mit Hilfe des Lernkurven-Konzeptes und Prognosen der Preisentwicklung fossiler und biogener Brennstoffe wurden die langfristigen ökonomischen Potenziale der Technologien untersucht.

Zur Erstellung von Szenarien des Biomassesektors wurde eine adaptierte Version des Modells Green-X herangezogen. Green-X wurde bereits vielfach bei Forschungsprojekten im Bereich erneuerbarer Energie eingesetzt. Mit Hilfe dieses Modells wird der Ausbau des Biomassesektors auf Basis der Potenzialanalyse (bzw. daraus abgeleiteten dynamischen Angebotskurven), der Technologiedaten sowie nachfrageseitiger Restriktionen, Szenarien für energiepolitische Rahmenbedingungen etc. simuliert.

Ergebnis einer Simulation ist ein langfristiger Entwicklungspfad des Bioenergiesektors (bis 2030 bzw. 2050), charakterisiert durch die eingesetzten Technologien, Gesamtkosten, Rohstoffinput, Treibhausgasreduktion, Einsparung an fossilen Energieträgern und weiteren Parameter. So kann einerseits der erzielbare Beitrag von Biomasse zur Senkung der Treibhausgasemissionen des Energiesektors quantifiziert werden, und andererseits durch Vergleich verschiedener Modellläufe Aussagen und Empfehlungen bezüglich optimaler Förderstrategien abgeleitet werden.

Ergebnisse

Ein Überblick über die Ergebnisse der Potenzialanalyse ist in Abbildung 1 dargestellt. Abbildung 2 zeigt die erwarteten Senkungen bei den Investitionskosten verschiedener Bioenergie-Technologien, basierend auf dem Lernkurven-Konzept. In der Langversion des Papers erfolgt eine ausführliche Beschreibung der Biomassepotenziale, der ökonomischen Analysen sowie der Ergebnisse der Modellläufe, d.h. Szenarien der langfristigen Entwicklungen des österreichischen Bioenergiesektors.

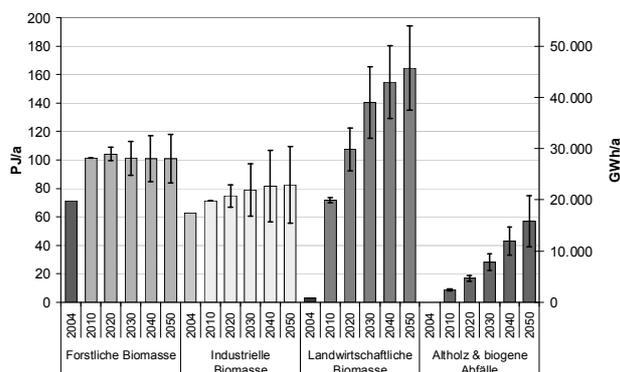


Abbildung 1: Derzeitige Biomassenutzung (2004) und dynamisch Entwicklung der Biomassepotenziale in Österreich bis 2050

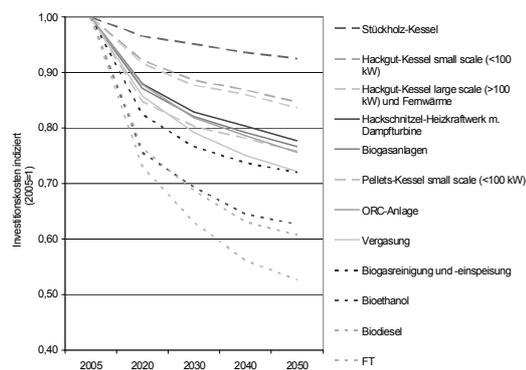


Abbildung 2: Basisszenario zur Kostenentwicklung von Biomasse-Technologien

Die Untersuchungen wurden im Rahmen des Projektes „Biomasse-Strategie 2050“ (Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“) im Auftrag des BMVIT durchgeführt. Das Projekt startete im Juni 2006 und endet im Mai 2008.

4.3.2 GIS unterstützte Vergleichsanalyse von Energieholzpotenzialen mit regionalen Wärmeverbrauchswerten zur Unterstützung regionaler Entscheidungs- und Monitoringprozesse

Norbert Dorfinger*, Udo Bachhiesl (Land Salzburg/Institut für Raumordnung & Wohnen und TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

1 Einleitung und Motivation

Eine der aktuellsten Fragestellungen der EU betrifft die Reduktion der Energieimportabhängigkeit. Laut Prognosen könnte diese von derzeit ca. 50% auf über 70% in den kommenden Jahrzehnten steigen, was für die diesen bedeutenden Wirtschaftsraum auf Dauer nicht tragbar wäre. Vor allem die Erhöhung der Energieeffizienz und die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien stellen die bedeutendsten Bereiche dar. In Österreich stieg in den letzten Jahren der Bedarf an Energieholz zur Deckung der Nachfrage am Wärmemarkt (in diesem Fall als Raumwärme-, Warmwasser- und Prozesswärmebedarf definiert) rasant an und auf Grund steigender Rohstoffpreise bei fossilen Energieträgern kam es bereits zu Engpässen bei der Energieholzversorgung bzw. zum Interessenskonflikten zwischen den heimischen Wärmeanbietern und der Papier- und Zellstoffindustrie. Grundsätzlich herrscht eine gewisse Unklarheit über die vorliegenden Potenziale und Möglichkeiten der Effizienzsteigerung zur Nutzung und Bringung dieser Ressource. Aus der Vergangenheit existieren oft nur Potenzialschätzungen und auch neue Studien liefern keine Ergebnisse im regionalen Kontext. Das dadurch erschwerte Handeln der Akteure wird zusätzlich durch wirtschafts- und umweltpolitische Aspekte beeinflusst, was den Überblick über das Gesamtsystem noch schwieriger macht. Dennoch streben viele Regionen in Zukunft eine autarke Energieversorgung an – eine Hilfe dafür liefern auf Geographische Informationssysteme (GIS) basierende Modellierungsansätze.

2 Zentrale Inhalte

Im Rahmen einer Diplomarbeit wurden Methoden zur GIS – unterstützten Erhebung von Energieholzpotenzialen und anschließendem Vergleich mit regionalen Wärmebilanzen anhand der konkreten Modellregion des Landes Salzburg aufgezeigt. Es wurden Modelle entwickelt, welche auf verfügbare Daten zurückgreifen:

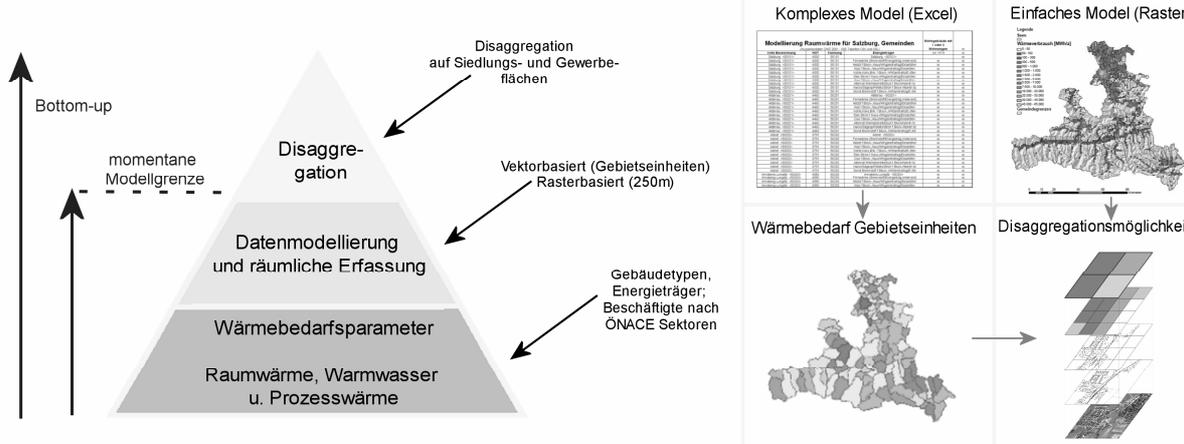


Abb. 1: Wärmebedarfserhebung als „bottom-up“ – Ansatz über Gebäude- und Klimadaten

¹ SIR - Salzburger Institut für Raumordnung und Wohnen, Abteilung Energie, Alpenstrasse 47, 5020 Salzburg, Tel. 0043 / (0)662 / 62 34 55-19 & Forschungsstudio iSPACE, Leopoldskronstr. 30, 5020 Salzburg

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel. +43 (0)316 873 7909, Fax: +43 (0)316 873 7910, Mail: Bachhiesl@TUGraz.at, Web: www.IEE.TUGraz.at

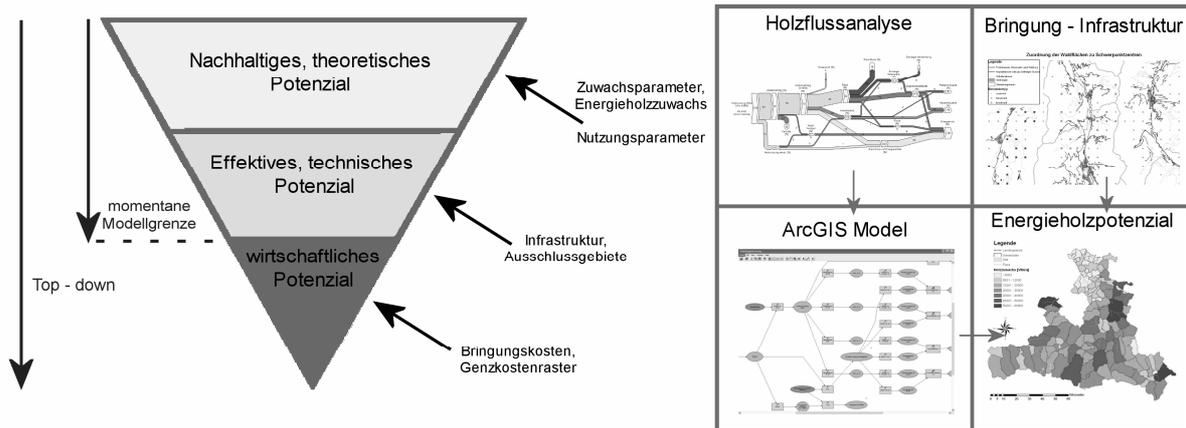


Abb.2: GIS - basierte Ermittlung der Energieholzpotenziale aus verfügbaren Satellitenbilddauswertungen

Die zum ersten Mal für dieses Untersuchungsgebiet entwickelten GIS - basierten Ansätze zur Ermittlung räumlich aufgelöster Biomassepotenziale lassen sich sehr gut als Hilfe für Entscheidungsträger oder energie-wirtschaftlich handelnde Akteure einer Region verwenden. Gute Erfahrungen aus der Datenverwertung bzw. die Ausbaumöglichkeiten (z.B. Logistiko-optimierungen oder GIS – basierte Potenzialstudien anderer er-neuerbarer Energieträger wie Biogas) beweisen die Bedeutung dieses Ansatzes - vor allem in Hinblick auf eine effektive Nutzung der Ressourcen zur Erreichung eines möglichst hohen Selbstversorgungsgrades:

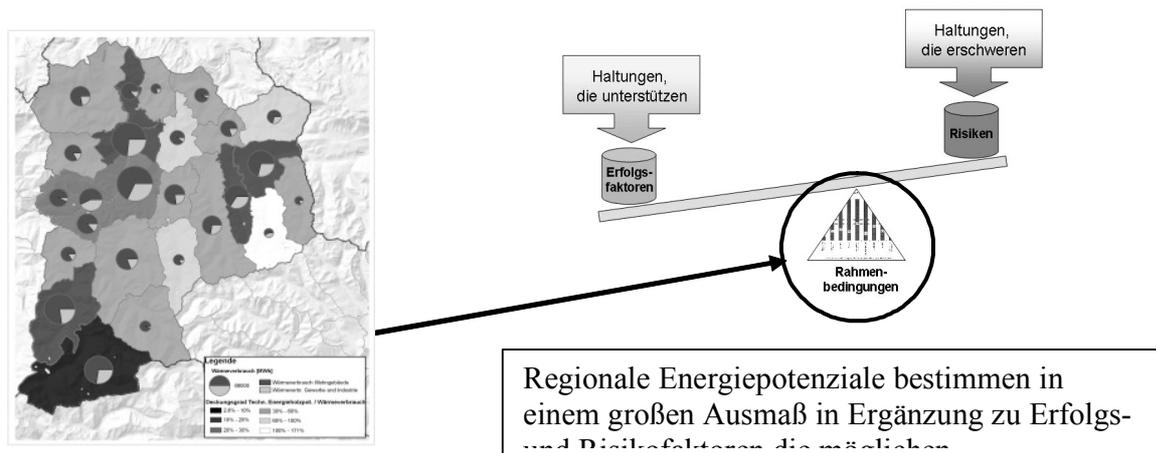


Abb.1: Potenzialerhebungen als essentielles Instrument zur Entwicklung und Gestaltung einer „Energie-region“

3 Ergebnisse

- Wie groß sind die Energiepotenziale in einem Untersuchungsgebiet und wie groß ist der durchschnittliche Wärmebedarf (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme) als potenzielle, durch er-neuerbare Energieträger (in diesem Vergleichsfall Holz) abzudeckende Senke in der Region?
- Bringungseinschränkung durch Infrastruktur oder Topographie?
- Was sind die Stärken und Schwächen der GIS - basierten Ansätze? Wie hoch sind die Abweichungen zu anderen Studien?
- Bleiben auf Grund der Ergebnisse manche Visionen einer autarken Region Visionen? Beziehungs-weise was müsste in welchem Ausmaß getan werden, um diese Autarkie am Wärmemarkt zu er-reichen? Wie wirken sich verstärkte Sanierungstätigkeiten auf den Selbstversorgungsgrad aus?

Vor allem im Wärmebereich wird vermehrt auf eine hohe regionale Selbstversorgung Wert gelegt – eine Tat-sache, welche GIS basierte Untersuchungen als Entscheidungshilfe auf mehrere Ebenen in etlichen Berei-chen erforderlich machen werden.

4.3.3 Bewertung der Nutzung von Biomasse in Deutschland bis 2030

Carolin Funk*, Jochen Linssen (TU Berlin/Institut für Land- und Seeverkehr und FZ Jülich/Institut für Energieforschung)¹

Bewertung der Nutzung von Biomasse in Deutschland bis 2030

Die Einsatzmöglichkeiten von deutscher Biomasse sind durch die zu Verfügung stehenden Flächen und die verwendbare Menge an Pflanzen und Reststoffen begrenzt. Um die verfügbare Biomasse volkswirtschaftlich optimal einzusetzen, ist die Betrachtung der Kosten und der CO₂-Einsparpotenziale relevant. Eine Modellierung des Energiesystems und die Optimierung nach dem Kostenkriterium kann zeigen, in welchen Bereichen Biomasse mit dem größten volkswirtschaftlichen Nutzen (CO₂-Minderung bei minimalen Kosten) genutzt werden kann, welche Potenziale die in Deutschland zur Verfügung stehende Biomasse decken kann und wie sich der Import von Biomasse auswirkt.

Dafür werden die großtechnisch relevanten biogenen Alternativen zur Kraftstofferzeugung mit ihrer gesamten Prozesskette von der Herstellung der Biomasse bis zum Einsatz im Fahrzeug abgebildet und in Konkurrenz zu anderen energetischen Biomasseanwendungen gesetzt. In dem verwendeten Optimierungsmodell werden zusätzlich zu den bereits existierenden Bereichen des Energiesektors die Biomassepotenziale anhand eines integrierten Anbauflächenansatzes und zukünftige Umwandlungstechniken zur Gewinnung von Nutzenergie aus Biomasse in den verschiedenen Sektoren modelliert. Dabei werden für den Kraftstoffbereich die Herstellung von Biodiesel, Ethanol aus Stärke und Lignocellulose und synthetische Biokraftstoffe betrachtet.

Mit Hilfe der Szenarioanalysetechnik werden verschiedene Rahmenbedingungen wie zum Beispiel die verpflichtende Nutzung von Biomasse, Einhaltung von CO₂-Emissionszielen auf der Ebene einzelner Verbrauchssektoren u. a. bis zum Jahr 2030 untersucht. Die Szenarioanalysen werden durch Sensitivitätsanalysen begleitet, die systematisch die Robustheit der Analysen überprüft.

Es werden neben der Darstellung aller relevanten Kraftstofferzeugungspfade, geeignete politische und wirtschaftliche Steuerungsinstrumente zur Einführung von BtL-Kraftstoffen bewertbar gemacht und eine Empfehlung für den energiewirtschaftlich optimalen Einsatz von Biomasse in Deutschland gegeben.

¹ Technische Universität Berlin; Institut für Land- und Seeverkehr, Fachgebiet Kraftfahrzeuge; Gustav-Meyer-Allee 25, 13355 Berlin; Tel: ++49 30-314 72 966; Fax: ++49 30-314 72 515, E-Mail: carolin.funk@kfz.tu-berlin.de, www.kfz.tu-berlin.de
Forschungszentrum Jülich; Institut für Energieforschung - Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEF-STE); D-52425 Jülich; Tel: ++49 2461-613581, Fax: ++49 2461-2540, E-Mail: j.linssen@fz-juelich.de, www.fz-juelich.de/ste

4.3.4 Potenzial der Holzbiomasse in Bulgarien: Aussichten und Hindernisse bei der Verwertung als Energieträger

**Tzevetelina Simeonova, Pavlin Dzhumaliyski
(University of Forestry Sofia und TU Graz¹)**

Ziele dieser Studie

Bulgarien hat eine Fläche von 111.000 km² und 35 % davon ist bewaldet. Der Anteil der Holzbiomasse in der Primärenergie beträgt 4 Prozent. Ca. 2 Mio. m³ Brennholz und Holzbriketts aus den Abfällen der Holzindustrie werden pro Jahr energetisch genutzt. Ziel dieser Studie ist eine Ermittlung des theoretischen Holzbiomassepotentials, als Nebenprodukt der Holzindustrie, gegliedert nach Regionen, durchzuführen. Weiters werden die Förderungsinstrumente (Gesetzgebung und Einspeisetarife) und die Investitionsunsicherheiten analysiert.

Energieleitbild Bulgariens

Die Situation der bulgarischen Energiewirtschaft wird durch hohe Abhängigkeit von Importen (über 70% der Rohenergieträger des Landes) und durch überdurchschnittliche Energieintensität der bulgarischen Wirtschaft gekennzeichnet. Die Untersuchung der primären Energieträger zeigt einen wesentlichen Anteil fossilen Energieträger, ca. 35 Prozent Kohle, 23 Prozent Erdöl, 13 Prozent Erdgas und 4 Prozent Biomasse (2005).

Die Gesamtstromproduktion betrug im Jahr 2006 ca. 42 TWh (ca. 8TWh Export), wobei diese von kalorischen Kraftwerken (45,4%), dem Atomkraftwerk Kozloduj (43,6%), sowie Wasserkraftwerken (11%) gedeckt wurde. Die installierte Kapazität beträgt 12,6 GW, davon 50% kalorische Kraftwerke (6.550 MW, hauptsächlich mit Braunkohle), 3.760 MW (2 Reaktoren je 440 MW 2007 stillgelegt) Atomkraft und 1.960 MW Wasserkraft. Die Kraft-Wärme-Kopplung beträgt 1.480 MW.

Holzbiomasse

Potential der Holzbiomasse in Bulgarien

Der Gesamtvorräte an Holz betragen 598.710.620 m³, bei einem jährlichen Baumzuwachs von 13.695.000 m³. Im Resultat der Durchforstungen und des geplanten Einschlages bleiben im Wald als Forstabfälle 936 000 m³ unbenutzt zurück. Die jahresdurchschnittliche Menge an Restholz aus der Holzindustrie (hauptsächlich aus der primären Holzverarbeitung) beläuft sich auf 250.000 m³. Das Altholzpotalential berechnet sich auf 300.000 m³ Bauholz und 200.000 m³ Holzverpackung, gebrauchte Möbel und sonstige Holzabfälle. Gegenwärtig existiert in Bulgarien kein System für getrennte Erfassung der Holzabfälle. Sie werden auf Mülldeponien abgelagert.

Gesetzgebung und Förderungen

Am 19.06.2007 ist das Gesetz für erneuerbare Energieträger und Biobrennstoffe in Kraft getreten. Dieses Gesetz harmonisiert mit den Verordnungen der EU-Direktive 2001/77 in Hinsicht auf die Förderung der Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträger am bulgarischen Elektrizitätsmarkt.

Ausgangssituation

Im Moment wird die Holzbiomasse nur als Wärmeträger genutzt. Die gesamt installierte Leistung beträgt 80 MWth.

¹ Forsttechnische Universität, 10, blvd.Kl.Ohridski, 1756 Sofia, +359 899133117,
tsvete.simeonova@gmail.com, www.edu.ltu.bg
TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, pavlin@sbox.tugraz.at

Hindernisse bei der Verwertung der Holzbiomasse für Elektrizitätserzeugung und Wärme

Hauptgründe sind:

- fehlende klare politische Linie und effektive Mechanismen bei der Verwertung der Holzbiomasse als Energieträger;
- fehlende ganzjährige Großabnehmer der Wärme innerhalb des wirtschaftlichen Radius des Holzbiomassepotentials;
- Mangel an garantierten, regelmäßigen Biomasseversorgung (fehlende Unternehmen zur Sammlung, Vorbereitung und Zulieferung von Biomasse);
- technologisches Risiko;
- Schwierigkeiten bei der Sicherung der Finanzmitteln.

4.3.5 Lokale Energiezentren für die biogene Wende

**Michael Narodoslawsky, Gernot Gwehenberger, Birgit Birnstingl
(TU Graz / Institut für Prozesstechnik)¹**

Die Herausforderung

Erneuerbare Ressourcen, ob es sich um biogene Rohstoffe oder um Solarenergieformen handelt, haben einige gemeinsame Charakteristika: Ihr Anfall ist dezentral und häufig zeitlich schwankend und sie weisen generell geringe Energiedichten und (im Falle der biogenen Energieträger) geringe Transportdichten auf. Energieträger auf nachwachsender Basis sind darüber hinaus meist feucht und stellen komplexe Stoffe im Hinblick auf ihre chemische Zusammensetzung dar.

Dezentraler Anfall, Feuchtegehalt und die geringen Transportdichten stellen eine Herausforderung in Bezug auf die Logistik der Nutzung derartiger Ressourcen dar. Die Komplexität nachwachsender Ressourcen schließlich erfordert eine Optimierung der Verwertungswege, um das gesamte Potential des jeweiligen Rohstoffes zu nutzen. Diese Fragestellungen führen auf gänzliche neue, multifunktionale und dezentrale Verwertungskonzepte für erneuerbare Ressourcen.

Die Methodik

Eine erprobte Methodik zur Generierung optimaler Stoff- und Energieflussnetzwerke stellt die Prozesssynthese dar. Diese Methodik stammt aus der Prozesstechnik und dient dort zur optimalen Gestaltung komplexer Herstellungsprozesse aus unterschiedlichen Rohstoffen.

Für die Fragestellung der Optimierung der Nutzung erneuerbarer Ressourcen musste diese Methode angepasst werden. Einerseits musste die Flächenkonkurrenz unterschiedlicher Ressourcen in die Optimierung eingebracht werden. Andererseits musste der zeitlich schwankende Anfall und die logistischen Rahmenbedingungen in der Optimierung berücksichtigt werden.

Jede sinnvolle Nutzung erneuerbarer Ressourcen muss lokale Infrastruktur ebenso wie lokale Nachfrage nach Energiedienstleistungen in Betracht ziehen. Darüber hinaus müssen auch stoffliche Verwertungswege, die meist höhere Wertschöpfungspotentiale aufweisen als energetische Nutzungen biogener Rohstoffe, in die Optimierung aufgenommen werden.

Das Projekt

Im Rahmen des Projektes KOMEOS (gefördert durch die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“) wurden unterschiedliche Standorte in der Oststeiermark mit dieser Methodik optimiert. Die Ergebnisse zeigen, dass an die jeweiligen Rohstoffpotentiale angepasste lokale Zentren zur Nutzung erneuerbarer Ressourcen sowohl wirtschaftliche als auch ökologische Vorteile bieten. Entscheidend für den Erfolg eines solchen Zentrums ist vor allem die Nutzungsstrategie für Wärme: Trocknung und teilweise auch Kühlung spielen hier eine interessante Rolle für Zentren im ruralen Raum. Die gekoppelte Bereitstellung von leitungsgebundenen Energieformen (Strom, Fernwärme und Gas) mit Treibstoffen (insbesondere Biogas und Pflanzenöle) stellt ebenfalls eine wichtige Alternative dar.

Generell kann mit dieser Methode eine standortspezifische und auf die jeweilige lokale Ressourcensituation abgestimmte Struktur lokaler Nutzungszentren erstellen. Eine besondere Herausforderung stellt dabei auch die Einbeziehung der saisonalen Schwankungen in Nachfrage und Ressourcenangebot dar. Auch diese Fragestellung lässt sich mit der Methode der Prozesssynthese hervorragend lösen. Die Ergebnisse der Strukturoptimierung können als Grundlage für einen intensiven Diskurs mit lokalen Stakeholdern dienen.

¹ Institut für Prozesstechnik, TU Graz, Inffeldgasse 21 b, A-8010 Graz, +43-316-873-7468, E-Mail narodoslawsky@tugraz.at, www.rns.tugraz.at
Ökocluster Oststeiermark, Steinberg 132 A8151 Hitzendorf, Telefonnr. +43 (0) 316 587 982, , E-Mail office@oeko-cluster.at, www.oeko-cluster.at

4.3.6 Der Wärmemarkt – Schlüssel für die verstärkte Nutzung von erneuerbarer Energie. Erfahrungen der Pelletwirtschaft.

Christian Rakos (proPellets Austria)¹

Der Beitrag argumentiert, wieso der Wärmemarkt eine Schlüsselrolle für die Energiewende spielt. In Österreich, wie in Europa stellt der Wärmemarkt den größten einzelnen Energiemarkt dar. In Österreich wird über 50 % der eingesetzten Endenergie für die Bereitstellung von Wärme eingesetzt. Ähnlich hoch liegt der Anteil auf EU Ebene. Betrachtet man den derzeitigen Einsatz von erneuerbarer Energie in Europa und analysiert man die bestehenden Potentiale für einen weiteren Ausbau, zeigt sich, dass Biomasse eine zentrale Rolle für den Ausbau des Anteils erneuerbarer Energie haben wird.

Für die Nutzung von Biomasse als Energieträger bestehen unterschiedlichste Konzepte, Technologien und Ausgangspflanzen. In der Vergangenheit war die Prämisse für die Entwicklung der energetischen Nutzung von Biomasse das Problem der landwirtschaftlichen Überproduktion. Ausgehend von dieser Prämisse wurde Priorität auf die möglichst rasche Reduktion der bestehenden Überproduktion gelegt, ohne besonderes Augenmerk auf die optimale energetische Nutzung zu legen. Der Beitrag präsentiert Ergebnisse jüngster Untersuchungen, die deutlich machen, wie unterschiedlich die energetische Effizienz unterschiedlicher Nutzungsstrategien sein kann. Ergebnis dieser Untersuchungen: Die höchste Effizienz im Hinblick auf die Bereitstellung von Nutzenergie liegt beim Einsatz von Biomasse für die Wärmebereitstellung.

Eine besondere Rolle bei der energetischen Nutzung für Biomasse am Wärmemarkt spielen Pellets. Die Pelletierung von Biomasse stellt die einfachste und energetisch effizienteste Technik zur Homogenisierung und Verdichtung von Biomasse dar. Entsprechend steigen das Interesse und die Investition in Pelletproduktionen weltweit exponentiell an. Der Beitrag gibt eine detaillierte Darstellung der Marktentwicklung in Hinblick auf produzierte Mengen, Preisentwicklung, etc. bei Pellets und gibt einen Ausblick über die derzeit verwendeten und in Zukunft relevanten Rohstoffe.

Zum Abschluss befasst sich der Beitrag mit einer grundsätzlichen Betrachtung der Rolle von Energiepolitik für die Energiewende. These ist, dass die Energiewende weder durch den Umstieg auf erneuerbare Energien, noch durch die Erhöhung der Energieeffizienz allein und auch nicht durch ihre Kombination zuwege gebracht werden kann. Eine zentrale Voraussetzung ist, dass es zu einer substantiellen Verschiebung der Nutzungsmuster unterschiedlicher Energieträger kommt. Diese Nutzungsmuster sind aus exergetischer Sicht heute zum Teil in hohem Maße ineffizient. Vor allem am Wärmemarkt werden exergetisch hochwertige Energieträger im großem Ausmaße genutzt und sollten durch erneuerbare Energien wie Solarthermie und die thermische Nutzung von Biomasse ersetzt werden. Dies setzt voraus, dass Energiepolitik in Zukunft stärker im Sinne des rationalen Energieeinsatzes in die Marktentwicklung eingreift, als in der Vergangenheit. Das Freispiel der Kräfte am Markt – das zeigt die aktuellste Erfahrung, wird nicht zu einer effizienteren Allokation von Energieträgern führen, sondern läuft immer nur darauf hinaus, etablierte einzelunternehmerische Interessen durchzusetzen, die unter Umständen im Sinne der Ressourcenallokation höchst ineffizient sind.

¹ DI Dr. Christian Rakos Geschäftsführer proPellets Austria 3012 Wolfsgraben Hauptstraße 100
Tel. 02233/70146, Fax 02233/70146-9 rakos@propellets.at www.propellets.at

4.4 ERNEUERBARE REGULIERUNG (Session C4)

4.4.1 Anreizregulierung als neuer Rechtsrahmen effizienter Versorgungsstrukturen in Europa

Magnus Pielke*, Michael Kurrat (TU Braunschweig / Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen)¹

Einleitung

Durch die Liberalisierung der europäischen Strommärkte sind die Netzbetreiber seit Ende der 90er Jahre verpflichtet ihre Netze Dritten gegen ein Netznutzungsentgelt für die Durchleitung von Strom zum Endkunden zur Verfügung zu stellen. Da die Netzbetreiber durch die monopolistische Situation im Netzbereich überhöhte Tarife für die Durchleitung von Strom von den Stromlieferanten fordern konnten, ist dieses Monopol staatlich zu regulieren. Diese staatliche Regulierung bekam durch die Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG ein verpflichtendes Element der europäischen Strommarktliberalisierung. Die Richtlinie war eine Reaktion auf den langsam verlaufenden Liberalisierungsprozess in Europa und versuchte die Lücken der Richtlinie von 1996 zu schließen. Neben der verpflichtenden Einführung eines regulierten Netzzugangs war auch die entsprechende Etablierung einer unabhängigen Regulierungsbehörde ein Kernelement der europäischen Vorgabe. In der Vergangenheit erfolgte diese Regulierung zumeist kostenorientiert. Dabei stellt der mangelnde Anreiz für Effizienzsteigerungen die größte Schwäche dieser Form der Regulierung dar. Diesem Problem begegnet man in einigen europäischen Ländern mit der Einführung einer Anreizregulierung. Diese sollte die Effizienzwerte der Netzbetreiber verbessern, die Netzentgelte senken und somit die Preise für die Endverbraucher mindern. Die Grundidee der Anreizregulierung ist dabei, dass Unternehmen, die durch Kostensenkungen die Vorgaben der Regulierungsbehörde übertreffen, die Differenz als zusätzlichen Gewinn einbehalten dürfen.

Qualitätsregulierung

Die Qualitätsregulierung, als Element einer Anreizregulierung, soll sicherstellen, dass der aufgebaute Kostendruck nicht zu Lasten der Qualität gehen wird. Im europäischen Umfeld haben bereits mehrere Länder verschiedene Systeme einer Qualitätsregulierung eingeführt. Die Ausgestaltung dabei ist so unterschiedlich wie das individuelle Umfeld und die damit verbundene Zielsetzung. Während einige Staaten die Versorgungsqualität deutlich verbessern wollen, liegt in anderen der Fokus auf einer Beibehaltung des erreichten Niveaus.

Für Deutschland definiert die Bundesnetzagentur Qualität durch die Dimensionen „Sicherheit“, „Produktqualität“ (Spannungsqualität), „Servicequalität“ und „Versorgungszuverlässigkeit“, wobei diesen unterschiedliche Beachtung gezollt wird. Der Fokus der Qualitätsregulierung liegt hier auf der Versorgungszuverlässigkeit, die mit Hilfe einer Bonus-Malus-Regelung, dem so genannten Q-Element beeinflusst werden soll. Netzbetreibern mit weniger Unterbrechungen werden höhere Erlöse zugesprochen als solchen mit häufigen Unterbrechungen. Bereits diskutierte Service-Pönalen scheinen zunächst nicht zum Einsatz zu kommen, eine Regulierung der Spannungsqualität ist ebenso nicht direkt angedacht.

Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Die Qualitätsregulierung bedeutet für den Netzbetreiber eine veränderte Sichtweise: Von der systemorientierten Betrachtung hin zur Verbrauchersicht. Relevant im Sinne der Bundesnetzagentur erscheint die Qualität, die der Verbraucher erfährt: je mehr betroffen sind, desto schwerwiegender gilt die Störung. Einflussmöglichkeiten auf die Versorgungszuverlässigkeit gibt es zahlreiche: Wartung, Instandhaltung und die Netzstruktur beeinflussen maßgeblich die Unterbrechungshäufigkeit, Fernwirktechnik und die Entstörung primär die Wiederversorgungszeit. Gleichzeitig ergeben sich

¹ Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen; Schleinitzstraße 23 38106 Braunschweig Deutschland +49 (0) 531 – 391 7704 +49 (0) 531 – 391 8106 m.pielke@tu-bs.de www.htee.tu-bs.de

unterschiedlich schnelle und einfache Handlungsmöglichkeiten. Hierbei sind stets Aufwand der Einflussnahme und Auswirkungen auf die Qualitätskenngröße miteinander abzuwägen. Mit diesem Verfahren stellt sich die für den Netzbetreiber optimale Versorgungsqualität im Sinne der Qualitätsregulierung ein. Damit hat die Form der Regulierung maßgeblichen Einfluss auf die zukünftige Ausgestaltung des Netzbetriebs und so auf die Versorgungsqualität. Aus diesem Grund ist die Formulierung von Qualitätskenngrößen, Referenzwerten und Regulierungsgrenzen ein entscheidender Faktor bei der Ausrichtung der Versorgungsqualität und stets mit der Zielsetzung der Regulierung in Einklang zu bringen.

In diesem Beitrag wird gezeigt, dass die Berücksichtigung der Qualität in der Anreizregulierung elementar ist. Mit diesem Qualitätselement kann die Investitionsbereitschaft für die Versorgungszuverlässigkeit bei gleichzeitiger Effizienzsteigerung sichergestellt und die Qualität der Energieversorgung durch die Regulierungsbehörde beeinflusst werden.

4.4.2 Anreize zur effizienten Integration erneuerbarer Energieträger in Elektrizitätsnetze unter Anreizregulierung

Lukas Weissensteiner, Hans Auer (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)¹

Inhalt

Die volkswirtschaftlich kosteneffiziente Integration von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energieträger in das Elektrizitätssystem ist nicht nur vom Design entsprechender Förderinstrumente sondern auch von der Ausgestaltung der Regulierung von Dienstleistungen im Bereich der Netze abhängig. Diskriminierung im Zuge des Netzzutritts, produktiv ineffiziente Allokation von Kosten der Systemintegration und fehlende Möglichkeiten zur Weiterverrechnung von Kosten der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen auf Seiten der Netzbetreiber führen dazu, dass der Ausbau der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energieträgern gehemmt oder verzögert wird beziehungsweise zu überhöhten Kosten für die Gesellschaft stattfindet. Das Versäumnis der örtlichen Lenkung von Neuinstallationen muss als weiteres Marktversagen in diesem Zusammenhang genannt werden.

Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie der EU verlangt einen diskriminierungsfreien Zugang zu nationalen Netzen gemäß objektiver Kriterien für alle Netzbutzer auf Basis von den nationalen Regulierungsbehörden genehmigter Tarife oder Methoden zur Berechnung von Tarifen. Die Erneuerbaren-Direktive fordert eine umfassende und detaillierte Aufschlüsselung der Kosten des Netzanschlusses und stellt den Mitgliedsländern frei, Netzanschluss- und Netzverstärkungskosten den Netzbetreibern anzulasten (und somit in weiterer Folge zu sozialisieren) beziehungsweise für den Erzeugern die Ausschreibung der Anschlussarbeiten zu ermöglichen.

Die Implementierung dieser Regelungen und Vorschläge erfolgt in den einzelnen Mitgliedsstaaten auf sehr inhomogene Weise und auch der frei zu wählende Ansatz zur Regulierung des natürlichen Monopols des Betriebs von Stromnetzen hat unterschiedliche Auswirkungen auf die Kosten der Netzintegration auf Seiten der Anlagenbetreiber. Letztlich hat auch die Praxis der Umsetzung der aufgestellten Regeln einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit neu zu installierender Ökostromanlagen. Insbesondere die Anreizregulierung beinhaltet a priori keine Anreize für Netzbetreiber zusätzliche Investitionen zu tätigen, kann jedoch entsprechend adaptiert werden, um die Erreichung ambitionierter Ziele für die Steigerung des Ökostromanteils in Europa zu unterstützen, was in diesem Beitrag gezeigt wird.

Methodik

Der Mechanismus der Anreizregulierung wird formal erläutert und dahingehend analysiert, welche Auswirkungen die konkrete Ausgestaltung des Regulierungsansatzes auf die Integration erneuerbarer Energieträger und dezentraler Erzeugung hat.

Ein systematischer Vergleich der Regulierungsregime in Österreich und Großbritannien zeigt die Möglichkeiten der Ausgestaltung einer Anreizregulierung für Netzbetreiber und deren Auswirkungen auf die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen und Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energieträger auf. Ebenso wird auf die praktische Gestaltung von Anreizmechanismen zur örtlichen Lenkung von Neuinstallationen eingegangen.

¹ Energy Economics Group, TU Wien, Gußhausstr. 25-29/373-2, 1040 Wien, Österreich, Tel. +43 1 58801 37368, Fax. +43 1 58801 37397, weissensteiner@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

Ergebnisse

Auch unter Anreizregulierung können Vorkehrungen getroffen werden, um Interessenskonflikte bezüglich der Integration zusätzlicher Ökostromanlagen in das Elektrizitätssystem zu lösen, wenn entsprechende Möglichkeiten geschaffen werden, zusätzliche Kosten auf Seiten des Netzbetreibers weiterzuerrechnen, ohne den prinzipiellen Wirkmechanismus zu stören.

Durch die Festlegung ortsabhängiger Tarife für Übertragung und Verteilung werden Signale für eine (im Sinne des Stromnetzes) effiziente Standortwahl gesetzt.

Abschließend wird die Wirksamkeit expliziter Anreize für die Integration von Ökostromanlagen diskutiert: In der Praxis können regulatorische Mechanismen eine Hürde für die Einbindung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern darstellen, jedoch nicht als Garant für eine ambitionierte Entwicklung stehen.

4.4.3 Ökostromgesetz – Bringt ein neues Gesetz die Lösung? Kann Österreich damit seine EU-Ziele erreichen?

Clemens Achleitner* (Johannes Kepler Universität / Abteilung Energierecht)¹

Warum wird Deutschland mit dem EEG all seine Ziele erreichen können und Österreich nicht? Ist das deutsche EEG auch für Österreich die Lösung?

- Entwicklung des Ökostromgesetzes
- Das Ziel der 78,1% an erneuerbarer Energie
- Die geplante Novelle 2007 (derzeit in Begutachtung)
- Das deutsche Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)
- Möglichkeiten einer Regelung zur Förderung erneuerbarer Energieträger

Durch das erste Ökostromgesetz und der damit verbundenen Förderungen und verpflichteten Einspeisetarife kam es in Österreich zu einem regelrechten Boom beim Ausbau von Ökostromkraftwerken. Die Ausgestaltung, gerade im Bereich der Anträge und Genehmigungen war praktisch und einfach. Dieser Ausbau ließ auch darauf hoffen das geforderte Ziel von 78,1% an erneuerbarer Energie zu erreichen.

Im Mai 2006 wurde dann eine Novelle zum Ökostromgesetz beschlossen, die dieses in einigen Teilen grundlegend änderte.

Die Fördermittel, die bis zur Novelle, durch einen Förderbeitrag zum Verrechnungspreis eingehoben wurden, werden nun durch eine netzebenenabhängige Zählpunktpauschale verrechnet. Auch kam es durch die Ökostromgesetz-Novelle 2006 zu einem beinahe Erliegen des Ausbaus von Ökostromanlagen. Dies nicht nur durch das enorm verkomplizierte Genehmigungsverfahren nach dem „first come – first serve“ Prinzip, sondern auch deshalb, da die Abnahme- und Vergütungspflicht, nur noch nach Maßgabe der zur Verfügung stehenden Fördermittel gegen ist.

Österreich schneidet im letzten EU-Bericht über die Fortschritte beim Ausbau der erneuerbaren Energien, vom Jänner 2007, vergleichsweise schlecht ab:

„Bei der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern spielen in Österreich große Wasserkraftwerke die wichtigste Rolle (60 % des Gesamtstromverbrauchs). In den letzten Jahren war eine beträchtliche Zunahme der Kapazitäten im Windkraft- und im Biomassesektor zu verzeichnen, da die Einspeisetarife günstig waren. Allerdings sind die Investitionsbedingungen aufgrund einer neuen Förderregelung derzeit schlecht, weshalb die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen stagniert.“

Die nicht ordnungsgemäße oder zu langsame Umsetzung der Richtlinie 2001/77/EG entspricht häufig dem Grad der Ernsthaftigkeit, mit der die Richtlinie angestrebt wird. Ein langsames Wachstums der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ist häufig die Folge von Planungsverzögerungen und administrativen Hemmnissen, einem eingeschränkten Netzzugang (subjektive, unklare und diskriminierende Regeln für Netzanschluss und Netzverstärkung) und finanzielle Gründe.“

Seit einiger Zeit wird nun über eine neuerliche Änderung des Ökostromgesetzes diskutiert. Einige sehen dabei die Vorteile in einer 1:1 Übernahme des deutschen Erneuerbare Energien Gesetzes (kurz EEG). Andere wiederum nur in einer Veränderung des geltenden Ökostromgesetzes.

¹ Mag. Clemens Achleitner, Assistent der Abteilung Energierecht des Energieinstitutes an der Johannes Kepler Universität 4040 Linz, Altenberger Straße 69 Tel.: 070/2468 – 5655 Fax.: 070/2468 – 5651 e-mail: achleitner@energieinstitut-linz.at

Das dt EEG hat das Instrument der Mindestpreisregelung mit Pflicht der nächstgelegenen Netzbetreiber zur Aufnahme und Vergütung des Stroms aus erneuerbaren Energien, sowie der Weiterleitung der Vergütungen an Übertragungsnetzbetreiber (Hochspannungsnetze) mit Pflicht zum bundesweiten Ausgleich der unterschiedlichen Belastungen. Weiters besteht eine Kaufpflicht der EVU, die Strom an Letztverbraucher liefern, in anteiliger Menge. Damit wird erreicht, dass regional unterschiedliche Belastungen bundesweit verteilt werden.

Nun ist seit Ende November ein Entwurf einer Novelle zum Ökostromgesetz in Begutachtung. Wie weit wird uns jedoch diese Novelle in Richtung der Erreichung, der 78,1 % bringen, oder wäre doch das deutsche EEG die bessere Lösung?

Dieser Vortrag soll eine Darstellung der bisher erfolgten Ökostromregelungen, und einen Ausblick darauf geben, was durch die geplante Novelle auf uns zukommen kann. Weiters soll hier auch ein Vergleich angestellt werden, wo die Unterschiede zwischen diesen beiden – gemeint ist das EEG und das Ökostromgesetz – Gesetzen liegen, und wo aber auch ihre Gemeinsamkeiten sind.

4.4.4 Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Schweiz

Michel Piot (Bundesamt für Energie / Sektion Energieversorgung)¹

Ausgangslage und zentrale Fragestellung

Mit der weitgehenden Inkraftsetzung des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) auf Anfang 2008 beginnt in der Schweiz die gestaffelte Umsetzung der Strommarktliberalisierung und die Vorbereitung der kostendeckenden Einspeisevergütung.

Per 1. Januar 2008 tritt das StromVG fast vollumfänglich in Kraft, wie der Bundesrat in seiner Sitzung vom 28. November 2007 beschlossen hat. Ausnahmen bilden die Bestimmungen über den Anspruch auf Netzzugang, das heisst die Marktöffnung für Grossverbraucher ab 100'000 kWh/Jahr sowie die kostendeckende Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien, die in der Revision des Energiegesetzes geregelt ist.

Die Stromversorgungsverordnung (StromVV) wird per 1. April 2008 in Kraft gesetzt.

Die Bestimmungen über die Marktöffnung für Grossverbraucher und über die kostendeckende Einspeisevergütung treten am 1. Januar 2009 in Kraft. Von der Einspeisevergütung können Anlagen profitieren, die nach dem 1. Januar 2006 in Betrieb genommen worden sind. Die Anmeldung für solche Anlagen wird voraussichtlich ab Mai 2008 möglich sein.

Methodische Vorgehensweise

Schwerpunkt der Revision der Energieverordnung bilden Ausführungsbestimmungen zur Abnahme und Vergütung der durch Neuanlagen produzierten Elektrizität aus erneuerbaren Energien. Es wird konkretisiert, was unter Neuanlagen zu verstehen ist. Eine grosse Herausforderung ist es, die Gesteuerungskosten von Referenzanlagen festzulegen. Die Referenzanlagen werden dazu in den Anhängen zum Verordnungsentwurf nach Technologie, Einsatzgebiet und Leistungsklasse gegliedert. Bei der Berechnung der Gesteuerungskosten werden soweit möglich Erfahrungswerte zu Grunde gelegt. Eine weitere Herausforderung ist es, dafür zu sorgen, dass die Summe der Zuschläge 0,6 Rappen pro kWh auf dem Endverbrauch nicht überschreitet. Dazu wird ein Melde- und Bescheidverfahren eingeführt. Die nationale Netzgesellschaft prüft die Projekte. Der Projektant erhält einen verbindlichen Entscheid und somit Planungssicherheit. Zur Erstattung und Überwälzung der Mehrkosten legt das Bundesamt für Energie als erstes jährlich und zum Voraus einen Zuschlag fest. Die nationale Netzgesellschaft erhebt den Zuschlag vierteljährlich bei den Netzbetreibern und speist diesen in einen Fonds ein. Die Bilanzgruppe für erneuerbare Energien vergütet die Energie vierteljährlich gegenüber dem Produzenten. Damit werden Zinslasten bei den Netzbetreibern vermieden, wie sie nach dem heutigen System der Kostenvergütung anfallen.

Ergebnisse für die Schweiz

Mit der kostendeckenden Einspeisevergütung soll die durchschnittliche Jahreserzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Stand im Jahr 2000 um mindestens 5400 GWh erhöht werden. Der Bundesrat kann Elektrizität, welche aus erneuerbaren Energien im Ausland erzeugt wurde, bis zu einem Anteil von 10 Prozent diesem Ziel anrechnen. Im weiteren soll die durchschnittliche Jahreserzeugung von Elektrizität aus Wasserkraftwerken bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Stand im Jahr 2000 um mindestens 2000 GWh erhöht werden.

¹ Bundesamt für Energie, Leiter Sektion Energieversorgung, CH-3003 Bern
Tel: + 41 31 322 56 96, Fax: +41 31 323 25 00
michel.piot@bfe.admin.ch, <http://www.energie-schweiz.ch/>

4.4.5 Ökonomische und regulatorische Kriterien dezentraler Energieversorgung, angewandt in Dänemark und Österreich, mit speziellem Fokus auf Wind and Kraftwärmekopplungsanlagen

Christian Panzer*, Wolfgang Prügler* (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)¹

Motivation/Inhalt

Die Identifikation aussagekräftiger Anforderungen an eine erfolgreiche Integration dezentraler Energieerzeuger in das derzeitige Elektrizitätsnetz stellt die zentrale Motivation dieser Arbeit dar. Aufgrund sehr effektiv umgesetzter Integrationsstrategien in Dänemark, liegt der Fokus dieses Beitrags auf einer Gegenüberstellung der gegebenen politischen Rahmenbedingungen in Dänemark zu jenen in Österreich. Durchgeführte Sensitivitätsanalysen erfolgen unter der Berücksichtigung einer wirtschaftlichen Elektrizitätserzeugung auf dezentraler Basis. Schlussfolgerungen zeigen unter anderem auch die beträchtlichen Auswirkungen der Netzintegrationskosten auf die Stromgestehungskosten auf.

Methode

Aufbauend auf den Ergebnissen einer detaillierten Recherche in Dänemark - durchgeführt im Rahmen eines halbjährigen Forschungsaufenthalts - werden Wirtschaftlichkeitsanalysen von Windkraft- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Leistung bis 20MW) diskutiert und die Struktur des dänischen Energiesystems analysiert. Eine vertiefende Betrachtung der Netzintegrationskosten dezentraler Elektrizitätserzeuger wird durchgeführt und notwendige Änderungsmaßnahmen in den Verteilnetzen herausgearbeitet. Ausführlich wird hierbei die Thematik der politischen Rahmenbedingungen zur Sozialisierung der Netzintegrationskosten hervorgehoben. Ein Vergleich mit dem österreichischen System wird dargestellt, um sowohl die Wirtschaftlichkeit der Windkraft- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen aufzuzeigen und vor allem den drastischen Unterschied der Netzintegrationsmethoden sowie der Kostenallokation der Netzbetreiber hinzuweisen.

Ergebnisse

Ein wesentlicher Unterschied der beiden Länder besteht in der Implementierung der politischen Rahmenbedingungen der Netzintegration dezentraler Energieversorger. Dänemark verfolgt die Strategie eines „Shallow Cost Approach“, welche die Sozialisierung eines Großteils der Netzintegrationskosten unter den Elektrizitätskonsumenten vorsieht (Koch, J.; 2007), während Österreich vor allem in Bezug auf die Windintegration einen „Deep Cost Approach“ implementierte (CONSENTEC; 2003). Der österreichische Ansatz verpflichtet in der Regel alle dezentralen Elektrizitätserzeuger ihre Netzintegrationskosten selbst zu tragen. Die gegenteilige Strategie Dänemarks bietet ein Anreizsystem für Investoren, welches sich bereits heute (vgl. Tabelle 1) in der Marktdurchdringung dezentraler Energieerzeugung widerspiegelt. Dänemark konnte im Jahr 2005 etwa 43 Prozent seines Elektrizitätsverbrauchs dezentral bereitstellen, wobei in Österreich lediglich ein Prozentsatz von rund 11 Prozent erreicht wurde.

¹ Energy Economics Group (EEG), Technische Universität Wien Gusshausstrasse 25-29/373-2, A-1040 Wien, Austria Tel +43-1-58801-37360, Fax +43-1-58801-37397 Email panzer@eeg.tuwien.ac.at Web <http://eeg.tuwien.ac.at>

Tabelle 1: Vergleich der Netzkostenallokation und des Netzintegrationsansatz von Windenergiekonvertern, sowie der errechneten DG Prozentsätze in Dänemark und Österreich

Spezifische Netzinvestitionen	Dänemark		Österreich	
		EUR/MW		EUR/MW
	Verteilnetz (ENV)	20.000 – 52.000	Verteilnetz (EVN)	42.000 – 57.000
	Übertragungsnetz	robust genug	Übertragungsnetz	100.000
Methode der Sozialisierung	Netzanschlusskosten werden von Verteilnetzbetreibern bezahlt, wobei der Übertragungsnetzbetreiber diese Ausgaben entsprechend einem gesetzlich definierten Modell rückerstattet. Die Rückvergütungen werden unter allen Elektrizitätskonsumenten sozialisiert (Danskeenergi, 2007).		Netzanschlusskosten im Verteilnetz sind vom Anlagenbetreiber zu entrichten; darüber hinaus muss der Betreiber die Kosten für den Ausbau des Übertragungsnetzes tragen. Die damit verbundene Investitionskostenerhöhung steigert die erzeugerseitigen Stromgestehungskosten, die schlussendlich wiederum der Elektrizitätskonsument bezahlt (vgl. Ökostrombeitrag).	
Prozent DG am Stromverbrauch '05	43 %		11 %	
Eigene Berechnungen ergaben, dass eine direkte Umlage der Netzintegrationskosten Dänemarks auf Österreich, die Stromgestehungskosten um über fünf Prozent senken würden (vgl. Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.).				

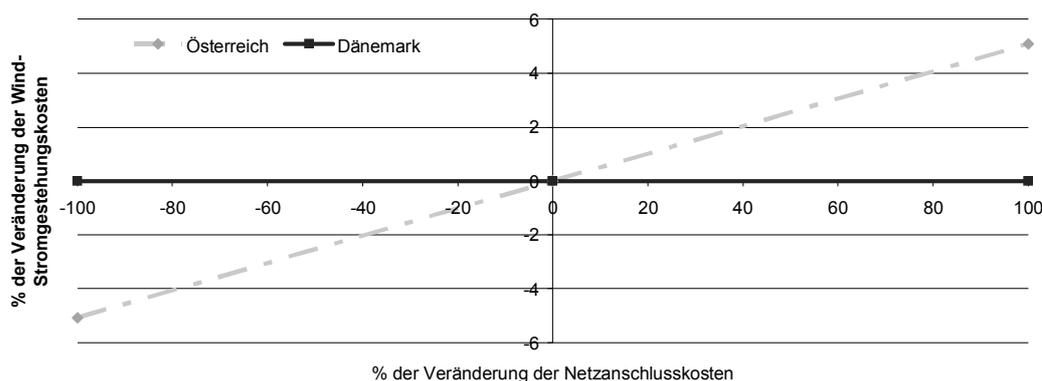


Abbildung 1 Einfluss der Netzintegrationskosten auf die erzeugerbezogenen Stromgestehungskosten von Windenergie

Schlussfolgerungen

Der gewählte Ansatz der Allokation der Netzintegrationskosten ist ein essentieller Aspekt der dezentralen Elektrizitätserzeugung, da er einen deutlichen Einfluss auf die erzeugerbezogenen Stromgestehungskosten hat. Es ist daher ein Anreizmechanismus zu implementieren, der es Investoren ermöglicht, aus betriebswirtschaftlicher Sicht langfristige Planungssicherheit zu erhalten, ohne eine Infrastrukturverstärkung selbst finanzieren zu müssen. Österreich kann aufgrund seiner geographischen Lage und der bestehenden Netze das dänische System zwar nicht kopieren, aber dennoch hilfreiche Ansätze wie z.B. die Netzkostenallokation mittels Netznutzungstarifen neu überdenken.

Ausgehend von einem hohen Anteil an erneuerbaren Energiequellen (Wind, Biomasse...) unter den dezentralen Elektrizitätserzeugern in Österreich und Dänemark, bedeutet ein weiterer großzügiger Ausbau einen ökonomisch effizienten Lösungsansatz, um beschlossene EU Ziele zu erreichen. Um diesen Ausbau zu forcieren, sind geeignete politische Rahmenbedingungen zu definieren.

Literatur

CONSENTEC, RWTH Aachen, FGH Mannheim, „Auswirkungen des Windkraftausbaus in Österreich“, Wien, 2003

Danskeenergi, „NOTAT 02-001e – Refunding model of distribution grid expenses due to wind power and CHP plants connections“, Kopenhagen, 2007 (in dänisch)

Koch, J; Experteninterview mit Hr. Jesper Koch von Danskeenergi (Verband der dänischen Verteilnetzbetreiber), Kopenhagen, 2007

4.4.6 Renewable Generation in Eastern Europe: The Influence of Carbon pass-through and Green Certificates on future Investments

Wolfgang Pospischil, Elvira Lutter, Nicole Olsacher, Christian Steinreiber (Pöyry Energy Consulting)¹

The presentation gives an overview of the electricity markets in the region and continues with a specific discussion on the influence of carbon pass-through and green certificates in specific markets. “Post-Bali” and an outlook on a “Pan EU Green Certificates Regime” are outlined.

Before the details of renewable generation can be discussed, it is essential to give an insight in the market or region specifics. In Eastern Europe the electricity demand per person is low compared to Western Europe. Figure 1 below compares the average per capita demand in South East Europe, Turkey and Germany: the figure for Germany is two to three times as high. Consequently, we expect to see rapid demand growth in the region as living standards rise.

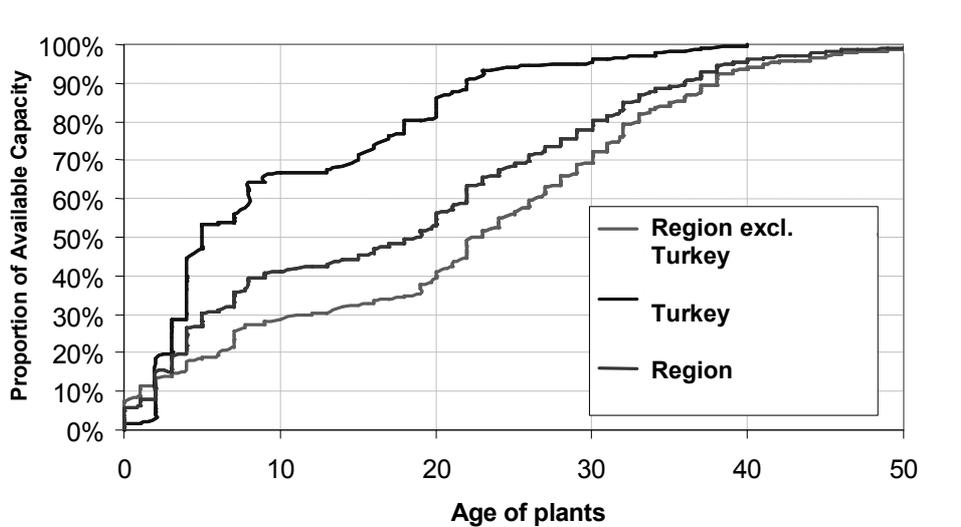
Figure 1 – Demand in South Eastern Europe and Turkey



Source: CIA World Fact book, Pöyry analysis

Apart from demand growth, the age of the existing power station fleet is a strong driver of new capacity in the region. This is illustrated in Figure below; only 40% of the existing capacity in the region (excluding hydro) was built in the last 20 years.

Figure 2 – Age Distribution of Capacity



Source: Pöyry assumptions

Due to the large proportion of old fossil-fuelled capacity in the region, carbon emissions are high and growing fast. For the countries already participating in the EU Emissions Trading Scheme (ETS), carbon emissions might already have a small impact on electricity prices. This impact will grow as the influence of the ETS increases, and will have a significant impact on the generation mix throughout the region.

Power station development will be further boosted by international aid and investment from organizations including the World Bank, US Aid, European Bank for Reconstruction and KfW. These organizations have shown an interest in assisting not only in new power stations but also transmission lines, including interconnections between countries that should lead gradually to some convergence in price levels.

There is wide variation in the extent to which the different markets in the region have been liberalized. Those countries that are already members of the EU have more liberalized markets than the associated member countries. In turn, these countries are more liberalized than the potential candidate countries. In some of these, Albania and Montenegro for example, the liberalization process has not even started.

Due to different levels of development, the Commission brought forward proposals, in March 2002, with the aim of eventually creating a regional energy market in South East Europe. As a result of this effort, the Treaty "Establishing the Energy Community of South East Europe"¹ was signed on 25 October, 2005. The Treaty commits the signatories, Albania, Bulgaria, Bosnia and Herzegovina, Croatia, Greece, Kosovo, Macedonia, Romania, Serbia and Montenegro and Turkey, to create a regional market that is to be integrated with the European market.

¹ Treaty Establishing the Energy Community of South East Europe, see: <http://www.seerem.org/Treatyenergy.pdf>

4.5 WASSERKRAFT (Session C5)

4.5.1 Die Rolle der Wasserkraft für eine nachhaltige Energieversorgung

Albert Ruprecht (Universität Stuttgart / Institut für Strömungsmechanik u. Hydraulische Strömungsmaschinen)¹

Abstract

Im Zeichen des Klimaschutzes ist es ein wichtiges politisches Ziel eine nachhaltige Energieversorgung sicherzustellen. Hierbei spielt die Wasserkraft eine ganz entscheidende Rolle. Weltweit liefert sie mit ca. 17% den bei weitem größten Anteil aller regenerativen Energiequellen, siehe Bild 1. Die übrigen regenerativen Energiequellen liefern zusammen lediglich 1.6%. In den letzten 55 Jahren erfolgte bereits ein großer Ausbau der weltweiten Wasserkraft, so stieg die installierte Leistung von 50 GW im Jahre 1950 auf 750 GW 2005, siehe Bild 2. Ein weiterer nachhaltiger Ausbau der Wasserkraft ist vor allem in den Ländern mit stark steigendem Energiebedarf möglich, z. B. Asien, wo bisher nur ca. 22% des nachhaltigen Potenzials genutzt sind.

In Mitteleuropa und speziell in Deutschland sind große Teile der Wasserkraft bereits ausgebaut. Aber auch hier können noch deutliche Zuwächse realisiert werden. Dies kann vor allem bei Kleinwasserkraftanlagen erfolgen. In diesem Paper werden die Potenziale zum Ausbau der Kleinwasserkraft in Deutschland aufgezeigt. Eine Erhöhung der Leistung ergibt sich durch:

- Upgrading bestehender Anlagen hin zu höherer Ausbauleistung,
- Refurbishment älterer Anlagen hin zu höheren Wirkungsgraden,
- Wieder-in-Betriebnahme von alten stillgelegten Anlagen,
- Neubau von Anlagen.

An Hand einer detaillierten Bestandsstudie, die für den Mittleren Neckar-Raum durchgeführt wurde [1], werden die existierenden Kraftwerke bewertet und eine mögliche Leistungserhöhung abgeschätzt. Ebenfalls werden die stillgelegten Standorte nach einem möglichen erhöhten Leistungsangebot bewerten sowie mögliche Standorte für neue Kraftwerke analysiert. Auf Basis dieser Daten wird eine mögliche Erhöhung der Ausbauleistung und damit auch der Energiegewinnung ermittelt. Daraus ergibt sich eine belastbare Potenzialabschätzung.

Neben der Potenzialabschätzung werden aber auch technische Aspekte der Realisierung diskutiert. So werden notwendige Entwicklungstendenzen aufgezeigt. Hier geht es vor allem um den Ausbau von niedrigen Fallhöhen in ökologisch vertretbarer Weise, ohne gleichzeitig den ökonomischen Rahmen zu sprengen.

Neben der reinen Stromerzeugung leistet die Wasserkraft aber auch einen extrem wichtigen Beitrag zur Integration anderer, stark fluktuierender, regenerativer Energiequellen ins elektrische Netz. Sie stellt die notwendige Regel- und Reserveleistung bereit und kann auch eine Speicherung der Energie durchführen. In dem Paper werden auch die Anforderungen an Regelkraftwerke und Speicherkraftwerke diskutiert und Schlüsse für einen künftigen Betrieb solcher Anlagen gezogen. Zum Schluss werden dann auch noch Wissenslücken dargelegt, die einen künftigen Forschungsbedarf aufzeigen.

¹ Universität Stuttgart Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen
Pfaffenwaldring 10 70569 Stuttgart Deutschland Telefon: +49 711 685 63256
Fax: +49 711 685 63255 Email: ruprecht@ihs.uni-stuttgart.de

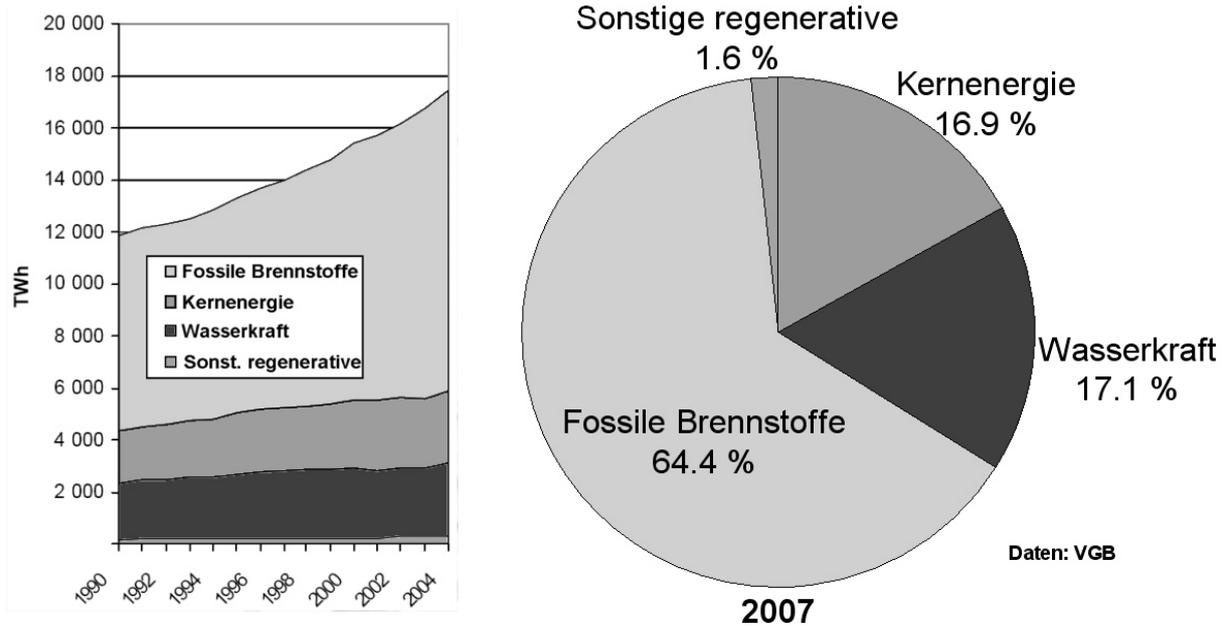


Bild 1: Weltweite Stromerzeugung nach Quellen unterteilt

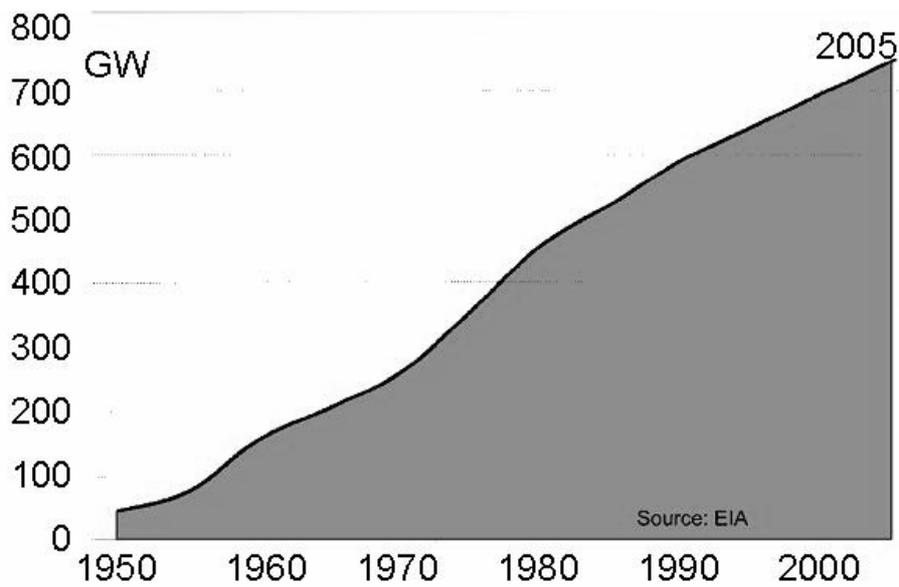


Bild 2: Zunahme der Installierten Leistung von Wasserkraftanlagen

[1] Zöller, A., Lippold, F., Schelle, R., Wider, D., Wiebrecht, S.: Ertüchtigung der kleinen Wasserkraft für die Herausforderungen der Zukunft. Studie, Stuttgart, Universität, 2005.

4.5.2 Renaissance der Wasserkraft in Österreich

Udo Bachhiesl, Wilhelm Süßenbacher, Christoph Huber (TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

Ausgangslage

Die Nutzung der Wasserkraft hat in Österreich eine lange Tradition. Nach einer intensiven Bauphase kam mit der Diskussion um das Kraftwerk Hainburg der weitere Ausbau weitestgehend zum Erliegen. Aufgrund der stetig steigenden Strombedarfszuwächse ist der Anteil der Stromerzeugung aus Wasserkraft von ca. 70% auf 60% gesunken. Bei vielen jüngst geplanten Projekten ist zudem zu beobachten, dass eine Realisierung derartiger Anlagen aufgrund der erforderlichen Genehmigungsverfahren zunehmend schwieriger wird. Die ursprünglich umweltpolitisch motivierte Wasserrahmen-Richtlinie der EU stellt eine weitere künftige Herausforderung für die Wasserkraftnutzung dar. Je nach der konkreten Umsetzung ist mit entsprechenden Erzeugungseinbußen zu rechnen, welche den Anteil erneuerbarer Energieträger weiter reduzieren und zudem aufgrund zu tätiger Anpassungsinvestitionen zu einer großen betriebswirtschaftlichen Herausforderung für bestimmte Unternehmen führen würde.

Aktuelle Entwicklungen

Aktuelle Entwicklungen führen jedoch zu einer verstärkten Diskussion über die weitere Zukunft der Wasserkraft, wobei einerseits neueste Erkenntnisse und Entwicklungen im Zusammenhang mit dem Klimawandel (z.B. Vierter IPCC Assessment Report, Nobelpreis an IPCC und Al Gore) und andererseits die Entwicklung der Energiepreise und die damit verbundenen Konsequenzen für primärenergiearme Länder (der Ölpreis erreichte ein Allzeithoch von 100 \$/barrel) dafür ausschlaggebend sind. Beim G8-Gipfel in Heiligendamm wurde eine globale Reduktion der Treibhausgasemissionen um 50% beschlossen. Am Frühjahrsgipfel 2007 der EU wurde eine neue Energiestrategie angekündigt. Kernpunkt dieser Strategie ist die Erreichung der folgenden Ziele bis 2020 für die EU:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen um 20%
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endverbrauch auf 20% (2005: 8,5%)
- Verbesserung der Energieeffizienz um 20%

Am 23. Jänner d.J. wurde diese aktualisierte EU-Energiestrategie offiziell der Öffentlichkeit präsentiert, wobei die bisher bekannten Gesamtziele für die EU auf Einzelziele für die jeweiligen Mitgliedsstaaten aufgeteilt wurden. Für Österreich wurde ein Ziel von 34% erneuerbarer Energie am Brutto-Endenergieverbrauch festgelegt (2005: 23,3%). Da Österreich im europaweiten Vergleich schon derzeit einen hohen Anteil an Erneuerbaren Energien vorweisen kann, stellt die aktuelle Zielvorgabe eine große Herausforderung dar.

Fazit

Neben Steigerung der Energieeffizienz und somit der Reduktion des Energiebedarfswachstums stellt vor allem die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger oberste Priorität dar. Um die Zielvorgabe der EU für Österreich zu erreichen werden Maßnahmen im Wärme-, Strom- und Verkehrsbereich notwendig sein. Im Bereich der Stromerzeugung zeigt sich, dass der Anteil in Österreich im EU-weiten Vergleich aufgrund der bereits intensiven Nutzung der Wasserkraft sehr hoch ist. Trotzdem bieten sich – vor allem bedingt durch die veränderte Energiepreissituation – zusätzliche Möglichkeiten, da unter diesen Gegebenheiten wirtschaftliche Potenziale neu zu bewerten sind. Da die Errichtung von Wasserkraftanlagen mit entsprechenden Eingriffen in die Umwelt verbunden ist, ist eine Grundvoraussetzung für positive Genehmigungsverfahren die Berücksichtigung entsprechender ökologischer Vorgaben, welche allerdings an die Möglichkeiten des jeweiligen Standortes anzupassen sind und auch betriebswirtschaftliche als auch betriebsrelevante Aspekte (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) umfassen müssen.

¹ Udo Bachhiesl, IEE, Graz University of Technology, Inffeldgasse, 18, Graz, A-8010 – Austria, bachhiesl@TUGraz.at

4.5.3 Das technisch-wirtschaftliche Wasserkraftpotenzial Österreichs bei hohen Energiepreisen

Otto Pirker (VERBUND-Austrian Hydro Power AG)¹

Der Wasserreichtum im Zusammenspiel mit einer günstigen Topographie sind die Basis für einen hohen Anteil an erneuerbarer Energie in Österreich. Derzeit beträgt der Anteil der Wasserkraft an der inländischen Stromerzeugung rund 60 %. Noch vor wenigen Jahren lag dieser Wert bei etwa 70 % und die Tendenz ist weiterhin rückläufig, da einerseits die Nachfrage an elektrischer Energie steigend ist und andererseits die thermischen Anlagen stärker eingesetzt werden. Seit 2001 ist Österreich nicht mehr Stromexportland sondern Nettoimporteur elektrischer Energie. Das wirkt sich vor allem in Jahren mit unterdurchschnittlicher Wasserführung (z.B. 2003) überdurchschnittlich stark aus. All das steht im Widerspruch zu den ambitionierten nationalen Zielen hinsichtlich der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung (2010 bzw. 2020). Will man diese Ziele erreichen, so werden alle Optionen sowohl bedarfs- als auch auf der erzeugungsseitig bestmöglich, auch unter den Kriterien einer wirtschaftlichen Prüfung, zu berücksichtigen sein. Dabei wird auch die Wasserkraft eine bedeutende Rolle spielen. Von der unbegründeten Behauptung, die Wasserkraft Österreichs ist bereits zu 100 % erschlossen ist man in der Zwischenzeit wieder abgerückt und man denkt auch seitens der Politik über eine bestmöglich Nutzung des noch ausbaufähigen Wasserkraftpotentials nach.

Für die Wasserkraft haben sich im letzten Jahrzehnt die Rahmenbedingungen mehrfach geändert. Unmittelbar nach der Liberalisierung des Strommarktes in Europa wurde ein weiterer Wasserkraftausbau aufgrund der hohen Investitionskosten völlig ausgeschlossen. Die in den letzten Jahren stark gestiegenen Marktpreise für elektrische Energie haben einen neuen Boom im Wasserkraftbau ausgelöst. Verantwortlich waren vor allem die hohen Preise und natürlich auch der gestiegene Bedarf an Spitzenstrom. Investiert wurde in erster Linie in die Optimierung der bestehenden Kraftwerksanlagen vor allem hinsichtlich Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten. Dadurch wird zwar das System wesentlich verbessert und leistet auch einen entscheidenden Beitrag vor allem für die Netzintegration der Windenergie, aber es wird kaum zusätzliches Regelarbeitsvermögen erschlossen. Auch im Kleinwasserkraftbereich wurden zahlreiche Projekte aufgrund der besseren Ökostromtarife umgesetzt. Gleichzeitig haben sich aber auch die Umweltrahmenbedingungen vor allem durch die Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie entscheidend verschlechtert. Der geforderte Wasserkraftausbau und die strengen Vorgaben der EU-Wasserrahmenrichtlinie stellen ein hohes Konfliktpotential dar, welches es derzeit zu lösen gilt.

Vor diesem Hintergrund befasst man sich nun wieder verstärkt mit dem Thema Wasserkraftpotential in Österreich. Seitens des BMLFUW wird sehr konkret die Möglichkeit eines Masterplanes für den weiteren Wasserkraftausbau überlegt. Dabei soll einem rein technischen Wasserkraftpotential ein ökologischer Kriterienkatalog gegenübergestellt werden und um daraus ein ökologisch verträgliches Potential ermittelt werden. In der praktischen Umsetzung stößt man dabei jedoch auf große Probleme. Sinnvoll müsste man bei derartigen Untersuchungen bereits auf der Basis von Einzelprojekten durchführen. Einerseits gibt es diese detaillierten Informationen nicht und andererseits bestehen große Bedenken hinsichtlich einer vorzeitigen Standortdiskussion ohne ausreichender Unterlagen.

Im Zusammenhang mit der Diskussion um das Wasserkraftpotential werden eine Vielzahl von Potentialbegriffen teils unterschiedlich verwendet. Um dabei eine gewisse Einheitlichkeit zu schaffen, sollten folgende Begriffe unterschieden werden, wobei auch deren praktische Anwendbarkeit sehr unterschiedlich ist.

Niederschlagsflächenpotential

Theoretischer Potentialbegriff, dessen Wert auf Grund der im Einzugsgebiet oder einer Region gegebenen mittleren Niederschlagsfracht eines Jahres und der gegebenen Topographie ermittelt wird. Das Niederschlagsflächenpotential für Österreich beträgt 252.000 GWh/a.

Abflussflächenpotential

Theoretischer Potentialbegriff, dessen Wert auf Grund der im Einzugsgebiet oder in einer Region gegebenen mittleren Niederschlagsfracht eines Jahres und der gegebenen Topographie unter Berücksichtigung der Verdunstung ermittelt wird. Das Abflussflächenpotential für Österreich beträgt 150.000 GWh/a.

¹ Verbund Austrian Hydropower AG, Am Hof 6a, 1010 Wien, otto.pirker@verbund.at

Abflusslinienpotential

Theoretischer Potentialbegriff, dessen Wert auf Grund in den Fließgewässern gegebenen mittleren Jahreswasserfracht und den vorhandenen Gefällen in den Wasserläufen ohne Berücksichtigung von Fließverlusten und Wirkungsgraden ermittelt wird. Das Abflusslinienpotential wurde für Österreich mit 90.000 GWh/a abgeschätzt (Schiller 1982).

Technisches Wasserkraftpotential (Rohpotential)

Potentialbegriff, dessen Wert auf Grund der in den Fließgewässern gegebenen mittleren Jahreswasserfracht und den vorhandenen Gefällen in den Wasserläufen unter Berücksichtigung von Fließverlusten und Wirkungsgraden ermittelt wird (= Linienpotential unter Berücksichtigung von Wirkungsgraden, = Vollerschließung). Das technische Wasserkraftpotential wurde für Österreich mit rund 75.000 GWh/a abgeschätzt (Schiller 1982).

Ausbauwürdiges Wasserkraftpotential

Potentialbegriff, dessen Wert durch Addition der Regelarbeitsvermögen aller bestehenden Wasserkraftwerke, der in Bau befindlichen Wasserkraftwerke sowie aller bekannten Projekte einer Region (z.B. Flussgebiet, politische Region) ermittelt wird. Das ausbauwürdige Wasserkraftpotential wurde für Österreich mit 56.200 GWh/a errechnet (Schiller 1982; 1994).

Ökologisch nutzbares Wasserkraftpotential

Potentialbegriff, der jenen Anteil des technischen Wasserkraftpotentials erfasst, der unter ökologischen Rahmenbedingungen erschlossen werden kann.

Die Ermittlung eines ökologisch nutzbaren (vertretbaren) Wasserkraftpotentials ist sehr stark von persönlichen und individuellen Einschätzung abhängig, so dass man dafür keine einheitlichen Werte angeben kann. In der Praxis zeigt es, dass es sich dabei eher um einen theoretischen Ansatz handelt.

Ökonomisch nutzbares Wasserkraftpotential

Potentialbegriff, der jenen Anteil des technischen Wasserkraftpotentials erfasst, der wirtschaftlich ausgebaut werden kann.

Die Ermittlung eines ökonomisch nutzbaren Wasserkraftpotentials ist auf Grund der sich laufend ändernden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in der Praxis kaum möglich und ist daher eher ein theoretischer Potentialbegriff.

Restpotential

In diesem Bericht versteht man unter Restpotential die Differenz zwischen technischem Wasserkraftpotential und ausgebautem Wasserkraftpotential.

Ausbaufähiges Potential

In diesem Bericht wird unter ausbaufähigem Potential jener Anteil des technischen Wasserkraftpotentials verstanden, der unter gegebenen Umweltbedingungen unter Berücksichtigung des Bestandes als ausbaufähig erscheint.

Dabei kann es sich aber nur um eine grobe Experteneinschätzung handeln, da die Rahmenbedingungen sehr weich vorliegen (gleiche Problematik wie beim ökologisch nutzbaren Potential).

Realisierbares Potential

In diesem Bericht versteht man unter realisierbarem Potential die Differenz zwischen Bestand und ausbaufähigem Potential.

Aufgrund der steigenden Strompreise, die wesentlich vom hohen Ölpreis abhängen, und der Forderung nach zusätzlicher Nutzung erneuerbarer Energien, rückt auch der Bau neuer Wasserkraftanlagen immer mehr in den Bereich der Wirtschaftlichkeit. Dennoch ist nur ein geringer Teil des technischen Wasserkraftpotentials unter den derzeit strengen betriebswirtschaftlichen Vorgaben realisierbar. Will man seitens der Wasserkraft einen entscheidenden Beitrag zur Lösung der Klimaziele erreichen, so wird man sich auch dabei ein entsprechendes Instrumentarium überlegen müssen. Auch das Thema eines ökologisch vertretbaren Wasserkraftausbaus wird auf breiter Basis zu diskutieren sein. Eines scheint aber klar: Ein grundsätzliches „Nein“ zu einem weiteren Wasserkraftausbau wird aufgrund der Rahmenbedingungen nicht mehr vertretbar sein.

4.5.4 Optimierung von Wasserkraftwerken mit numerischen Methoden

Helmut Jaberg (TU Graz / Institut für hydraulische Strömungsmaschinen)¹

4.5.5 Optimierte Energiewirtschaft von Kleinwasserkraftwerken unter Berücksichtigung ökologischer Restriktionen

Martin Bachhiesl,¹ Mario Bachhiesl², Udo Bachhiesl³
(Konsulent für Wasser- und Energiewirtschaft und Österreichische Bundesforste AG und TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)

Die Nutzung erneuerbarer Energieträger und die Anwendung umweltschonender Energietechnologien stellen wesentliche Beiträge zur nachhaltigen Entwicklung dar und sichern künftigen Generationen Lebensqualität und Wohlstand. Diesem Leitgedanken folgend, ist die Forcierung erneuerbarer Energieträger seit vielen Jahren wesentlicher Bestandteil der europäischen und österreichischen Energiepolitik. Im Bewusstsein der breiten Öffentlichkeit nimmt der Schutz der natürlichen Lebens-

Abbildung 1: Lebensraum und Energie des Wassers



grundlagen – Boden, Wasser, Luft – eine herausragende Stellung ein. So ist es unter anderem Ziel der Naturschutzbehörde und Gewässeraufsicht, die Gewässer als Lebensraum zu sichern. In gleichem Sinne hat sich die Deckung des Energiebedarfes unter weitgehender Schonung der Umwelt zu einer zentralen Frage der Menschheit entwickelt.

Der Bau von Wasserkraftwerken bewirkt im Regelfall einen erheblichen Verbrauch natürlicher Ressourcen. Daher stellen sich neben den technischen und wirtschaftlichen Aspekten vor allem auch ökologische und kommunikative Aufgaben bei der Abwicklung von Projekten.

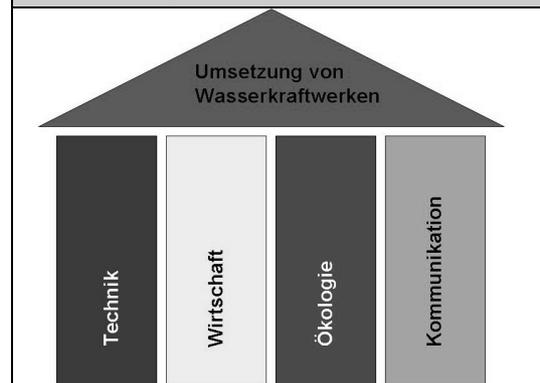
Gerade unter dem Eindruck einer zunehmend hohen Sensibilität der Bevölkerung gegenüber Eingriffen in die Natur kommt gerade diesen beiden Themensegmenten eine steigende Bedeutung zu.

Während in der Vergangenheit vor allem technische und wirtschaftliche Fragestellungen den Projektfortschritt bestimmten, sind die Ökologie und die öffentliche Kommunikation in den letzten Jahren als gleichrangig anzusehen (siehe Abbildung 2). Auch im Rahmen des behördlichen Genehmigungsverfahrens hat sich eine sukzessive Aufwertung vor allem ökologischer Themenbereiche vollzogen.

Aspekte der Gewässerökologie, des Naturschutzes, des Landschaftsbildes, des Erholungswertes, der örtlichen Raumordnung und der sozialen Sensibilität spielen bereits heute bei Bewilligungen bzw. Ablehnungen eine zentrale Rolle. Das ergibt sich auch aus der Tatsache, dass sich die gesetzlichen Rahmenbedingungen zunehmend verschärfen und

auch kein Ende dieses Prozesses abzusehen ist (z.B. Übernahme und Anwendung der Europäischen Wasserrahmenrichtlinie in den nationalen Gesetzesrahmen). Damit ändern sich aber auch die wirtschaftlichen bzw. technischen Anforderungen für die Errichtung von Kleinwasserkraftwerken, weil die zunehmenden gutachterlichen Tätigkeiten im Vorfeld und die nachfolgende Erfüllung von Auflagen direkt auf die Projektierung und insbesondere auf die Wirtschaftlichkeit durchschlagen.

Abbildung 2: Säulenmodell für die Umsetzung von Wasserkraftwerken



¹ Konsulent für Wasser- und Energiewirtschaft

² Österreichische Bundesforste AG, Erneuerbare Energie

³ TU Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Mit Hilfe eines operationell einsetzbaren Berechnungsmodells soll das energiewirtschaftliche Optimum unter Berücksichtigung von ökologischen Restriktionen ermittelt werden, um bereits im Planungs- und Genehmigungsstadium eine effiziente Projektierung gewährleisten zu können. Methodisch wurde ein aus fünf Schritten bestehendes Berechnungsmodell entwickelt.

Schritt 1 umfasst hydrologische Berechnungen sowie die Aufbereitung der Basisdaten, wie beispielsweise die charakteristischen hydrologischen Größen MQ, NNQ, HHQ und die Tagesmittelwerte der Abflüsse einer möglichst langen Reihe. Abhängig vom Bundesland und den ökologischen Anforderungen werden im zweiten Schritt unterschiedliche Ansätze für die Pflichtwasserabgabe, wie z.B. eine vom Zufluss abhängige dynamische oder eine kombinierte Variante mit einer konstanten Abgabe plus einem dynamischen Anteil, angesetzt. Dieser Pflichtwasseransatz wird in einem Gesamtmodell integriert. Ausgehend vom energiewirtschaftlich nutzbaren Wasserdargebot werden im dritten Schritt die hydraulischen Verluste in Abhängigkeit vom Werkstoff und

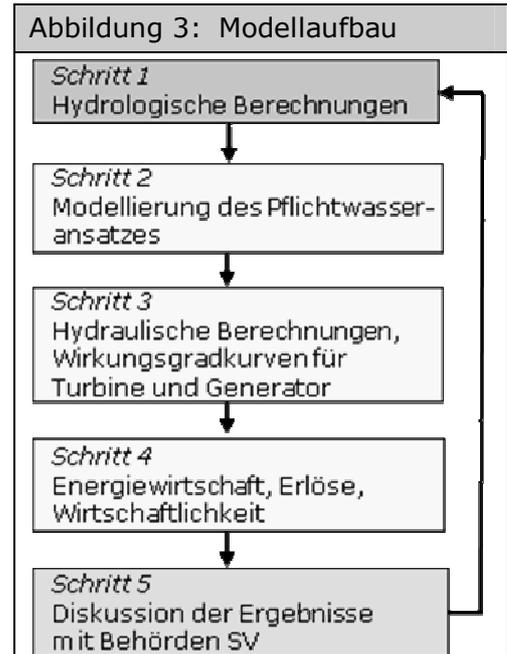
der Art des Triebwasserweges und die Wirkungsgradkurven im Berechnungsmodell implementiert.

Mit den angeführten Daten und Eingangsgrößen werden im vierten Schritt auf Basis von Tagesmittelwerten der Zuflüsse die Wirkleistungen an den Generatorklemmen und die mittlere jährliche Erzeugung (RAV) sowie ein zu erwartender Jahreserlös berechnet. Zusammen mit einer Kostenschätzung, einem Finanzierungsplan für das Projekt und dem Jahreserlös wird im vierten Schritt mit einem Wirtschaftlichkeitsmodell die Rentabilität überprüft.

Im fünften Schritt werden die Ergebnisse mit den Behörden-Sachverständigen intensiv diskutiert und gegebenenfalls adaptiert, bis sowohl für die Behördenvertreter als auch für den Projektwerber ein einvernehmlicher Konsens erreicht wird. Bei der vorgestellten Vorgangsweise wird durch die interaktive Zusammenarbeit mit den Behördenvertretern ein für beide Seiten akzeptables Ergebnis in relativ kurzer Zeit erreicht. Dabei wird für den Projektwerber sichergestellt, dass ein unwirtschaftliches Projekt nicht umgesetzt wird.

Anhand eines konkreten Fallbeispiels der Österreichischen Bundesforste AG konnte mit Hilfe der Erkenntnisse aus Modellberechnungen im Genehmigungsverfahren in kürzester Zeit ein akzeptables Ergebnis sowohl für die Behörde als auch für den Projektwerber erzielt werden.

Resümierend kann festgehalten werden, dass in den letzten Jahren von der Naturschutzbehörde immer höhere Pflichtwasserabgaben, insbesondere mit einem zuflussabhängigen dynamischen Anteil, gefordert wurden. Die höheren Pflichtwasserabgaben in Kombination mit manchen teuren Ausgleichsmaßnahmen bewirken, dass manche Projekte aufgrund einer zu geringen Rentabilität nicht verwirklicht werden können. Die mit dem entwickelten Berechnungsmodell gewonnenen Erkenntnisse unterstützen somit sowohl Behördenvertreter als auch Projektwerber in ihren Entscheidungsfindungsprozessen.



5 STREAM D: VERTEILNETZE

5.1 VERSORGUNGSSICHERHEIT (Session D1)

5.1.1 Beurteilung der Versorgungssicherheit im Strombereich – Eine Untersuchung am Beispiel Österreichs

Alfons Haber, Stefan Sharma* (Energie-Control GmbH)¹

ABSTRACT

Ein kontinuierlich steigender Strombedarf, regionale Veränderung von Verbrauchs- und Einspeiseschwerpunkten (Kraftwerken), aber auch ein verändertes betriebliches Umfeld, stellen die bedarfsgerechte Entwicklung des Elektrizitätsmarktes bei Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit vor eine neue Herausforderung, weshalb eine stetige Überprüfung der Gewährleistung einer sicheren Versorgung unabdingbar wird.

Zur ausreichenden Beurteilung der Strom-Versorgungssicherheit bedarf es eine umfassende Evaluierung des Verhältnisses zwischen Nachfrage- und Angebotsentwicklung. Während sich angebotsseitig die Entwicklung der in- und ausländischen Erzeugungssituation mit Hilfe von Erhebungen abgeschätzt werden kann (zumal ein Kraftwerks- und Netzausbau mit einer durchschnittlichen Vorlaufzeit mehrerer Jahre geplant wird), sind nachfrageseitig modellbasierte Ansätze notwendig, um den zukünftigen Verbrauch prognostizieren zu können. Das Ziel dieses Papers ist, am Beispiel Österreichs eine Analyse der Versorgungssicherheit bis zum Jahr 2016 darzustellen.

Aufbauend auf bisherigen Erfahrungen und Daten wurde für die Prognose des österreichischen Stromverbrauchszuwachses ein neues empirisches Nachfragemodell, namens MEDA.07 entwickelt. Modellierungen bis zum Jahr 2016 liefern so für Österreich einen durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchszuwachs von 1,7% (womit eine Steigerung des energetischen Endverbrauchs auf 67,845 TWh erwartet werden kann.).

Aktuelle Erhebungen zur Erzeugungssituation ergaben für das Jahr 2016 eine zusätzliche Kraftwerksleistung, inklusive geplantem und prognostiziertem Zubau abzüglich geplanter Schließungen bzw. Stilllegungen, von rund 7.600 MW. Somit kann davon ausgegangen werden, dass bei Verwirklichung aller geplanten Projekte, die installierte Kraftwerksleistung in Österreich rund 26.800 MW, gegenüber 2006 19.200 MW, betragen wird. Die hieraus verfügbaren Kraftwerkskapazitäten können neben der Lastspitze auch den Energiebedarf decken. In diesem Zusammenhang wird jedoch darauf hingewiesen, dass der Einsatz der Kraftwerke grundsätzlich marktgetrieben erfolgt und ein internationaler Energieaustausch sichergestellt werden muss.

In Bezug auf die Leitungsgebundenheit der elektrischen Energie ergaben Erhebungen und Bewertungen, dass das österreichische Stromnetz eine hohe Verfügbarkeit aufweist, gut in das europäische Verbundnetz eingebettet ist aber innerhalb Österreichs noch ausgebaut werden muss (Beispiel „Steiermark und Salzburgleitung“). Weiters muss im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit festgehalten werden, dass die Instandhaltung und der Ausbau der nationalen Hoch- und Höchstspannungsnetze, aber auch der Verteilernetze, in den nächsten Jahren gesichert werden müssen. Dazu wird eine rasche Abwicklung der erforderlichen Genehmigungsverfahren, vor allem für Netzausbauprojekte im Höchstspannungsübertragungsnetz, unbedingt notwendig sein, da nur dadurch die Umsetzung rechtzeitig nach Plan und Bedarf erfolgen kann. Durch die internationalen

¹ DI Dr. Alfons Haber, Energie-Control GmbH, Abteilung Strom, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Österreich; Tel.: + 43 1 24 7 24-510; Fax + 43 1 24 7 24-900; E-Mail: alfons.haber@e-control.at; www.e-control.at

Mag. Dr. Stephan Sharma, Energie-Control GmbH, Abteilung Volkswirtschaft, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Österreich; Tel.: + 43 1 24 7 24-714; Fax + 43 1 24 7 24-900; E-Mail: stephan.sharma@e-control.at; www.e-control.at

Verbindungen der Höchstspannungsnetze betrifft dies auch den langfristigen Erhalt und kontinuierlichen Ausbau der grenzüberschreitenden Stromleitungen.

Eine abschließende Gegenüberstellung der prognostizierten Nachfrage- und Angebotsentwicklung, in Form einer Deckungsrechnung, kommt zu dem Ergebnis, dass in den nächsten Jahren (Vorausschau bis 2016), bei vollständiger Realisierung der aktuell bekannten Infrastrukturprojekte im Kraftwerks- und Netzbereich, die Versorgungssicherheit in Österreich gewährleistet ist.

Eine Betrachtung der europäischen Deckungssituation über 2016 hinaus lässt jedoch nach bestehenden Kraftwerksprojektsplänen ein energetisches Importproblem für Österreich (im Bezug auf die verfügbaren europäischen Kraftwerkskapazitäten) erkennen.

JEL-KLASSIFIKATION: C53, Q41

SCHLAGWORTE: Energie, Versorgungssicherheit

5.1.2 Ökonomische Bewertung der Versorgungsqualität im österreichischen Stromnetz mithilfe von Stated-Preference-Verfahren

Markus Gilbert Bliem (Institut für Höhere Studien Kärnten)¹

Die Liberalisierung des europäischen Strommarktes hat innerhalb weniger Jahre neue Marktstrukturen geschaffen. Regionale Energieversorgungsunternehmen wurden vor neue Herausforderungen gestellt und müssen sich dem Wettbewerb stellen. Durch die Entflechtung der Bereiche Stromproduktion, -transport und -verkauf (Unbundling) sowie die Öffnung der Netze - mit der Pflicht zur Durchleitung des Stroms fremder Anbieter - sind die österreichischen Energieversorger dem europäischen Wettbewerb ausgesetzt. Gleichzeitig unterliegen sie im Bereich der Stromnetze einer Preisobergrenzenregulierung. Der Vertrieb von Strom, sprich die Übertragung und Verteilung, ist mit sehr hohen Investitionskosten in die Infrastruktur verbunden. Vor der Liberalisierung hatten die regionalen Monopolisten keinen Wettbewerbsdruck. Ihre Monopolstellung hat eine langfristige Planungssicherheit gewährleistet und sichergestellt, dass Investitionen in die Versorgungsqualität unabhängig von Kostenzwängen durchgeführt wurden. Der durch die Anreizregulierung gestiegene Kosten- und Effizienzdruck führt zu einer betriebswirtschaftlichen Neuausrichtung der Investitionsentscheidungen. Da unternehmerische Preisentscheidungen untrennbar mit Qualitätsentscheidungen verbunden sind, besteht die Gefahr, dass Netzbetreiber notwendige Ersatz- oder Erneuerungsinvestitionen zu Lasten der Versorgungsqualität verschieben oder einsparen. Ein wesentliches regulatorisches Ziel muss daher sein, ein optimales Niveau an Versorgungsqualität sicherzustellen.

Zur Bestimmung eines optimalen Qualitätsniveaus ist es notwendig, die Zahlungsbereitschaft der Konsumenten zu kennen. Denn die Ausrichtung der Qualitätsregulierung hängt letztendlich von dem kundenseitig geforderten Niveau an Versorgungsqualität ab. Vor diesem thematischen Hintergrund hat sich die vorliegende Arbeit zum Ziel gesetzt, mithilfe einer Kundenbefragung ein empirisch belastbares Datenmaterial zum Wert der Versorgungsqualität in Österreich zu ermitteln. Ausgangspunkt für die ökonomische Bewertung der Versorgungsqualität bildeten sogenannte Stated-Preference-Verfahren.

Da der ökonomische Wert der Versorgungsqualität von einer Vielzahl von Faktoren abhängig ist und stark zwischen den Netzkunden variiert, wurde bei der Befragung eine Unterscheidung zwischen Haushaltskunden und Unternehmen vorgenommen. Zu Beginn der Befragung wurde die Zahlungsbereitschaft verschiedener Kundengruppen zur Vermeidung eines vorgegebenen Stromausfallsszenarios ermittelt. Für die Durchführung der kontingenten Bewertungsanalyse wurde ein offenes Design unter Verwendung von Bewertungskarten (payment cards) gewählt. Mithilfe eines Choice-Experiments wurden die Präferenzen verschiedener Kundengruppen im Hinblick auf Veränderungen bei der Versorgungsqualität ökonomisch geschätzt. Für die Anwendung des Choice-Experiments wurde die Versorgungszuverlässigkeit durch die wichtigsten Attribute und deren Ausprägungen beschrieben. Mittels eines experimentellen Designs wurden verschiedene Entscheidungsalternativen gebildet und in der Befragung zu sog. Entscheidungssets zusammengefasst. Aufgrund der beobachteten Entscheidungen konnten Nutzenfunktionen geschätzt werden und es konnte die marginale Zahlungsbereitschaft für jedes einzelne Attribut berechnet werden.

Die Ergebnisse der Befragung basieren auf insgesamt 817 retournierten Fragebögen. Die vorliegende Untersuchung hat gezeigt, dass Unternehmen eine wesentlich höhere Zahlungsbereitschaft zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen haben. Zudem ist ein großer Teil der Kunden nicht bereit, zur Vermeidung einer kurzen Versorgungsunterbrechung etwas zu bezahlen. Mit zunehmender Dauer einer Versorgungsunterbrechung steigen sowohl die Höhe der Zahlungsbereitschaft als auch der Anteil der Zahlungswilligen deutlich an. Ein interessanter Aspekt ist, dass die Zahlungsbereitschaft der Haushalte zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen um ein Vielfaches geringer ist als die angegebenen direkten Kosten.

¹ Institut für Höhere Studien Kärnten, Domgasse 3, 9020 Klagenfurt, Austria, +43 463 592 150-18 bliem@carinthia.ihs.ac.at, www.carinthia.ihs.ac.at

Die Resultate des Choice-Experiments zeigen, dass sowohl die Häufigkeit als auch die Dauer einer Versorgungsunterbrechung einen hochsignifikanten Einfluss auf die Wahlentscheidung der Haushalte haben. Die Dauer einer Versorgungsunterbrechung wird von Haushalten als wesentlich unangenehmer beurteilt als die Häufigkeit. Sehr kurze Versorgungsunterbrechungen verursachen bei Haushalten keine wesentlichen Nutzenverluste. Ein etwas anderes Bild ergibt das Random-Effects-Probit-Modell für die Kundengruppe Unternehmen. Für Unternehmen ist die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen wichtiger als für Haushalte. Unternehmen haben eine deutlich höhere Präferenz für eine möglichst geringe Häufigkeit von Unterbrechungen. Ein wesentlicher Unterschied zu den Schätzergebnissen der Haushalte besteht darin, dass für die Unternehmen neben dem Zeitpunkt auch der Wochentag einen signifikanten Einfluss auf die Wahlentscheidung hat.

5.1.3 Der Weg zum neuen Verteilernetz

Werner Spitzl (Wien Energie Stromnetz GmbH)¹

Die Verteilernetze vieler europäischer Netzbetreiber wurden nach dem zweiten Weltkrieg neu aufgebaut und in den Siebziger Jahren entsprechend den hohen Verbrauchszuwächsen stark erweitert. Die technische Lebensdauer verschiedener Betriebsmittelklassen variiert in einer Bandbreite von etwa 10 Jahren für manche Komponenten der Informationstechnologie bis zu mehr als 50 Jahren, z.B. für Niederspannungskabel, die nie im Zuge von Bauarbeiten bewegt wurden.

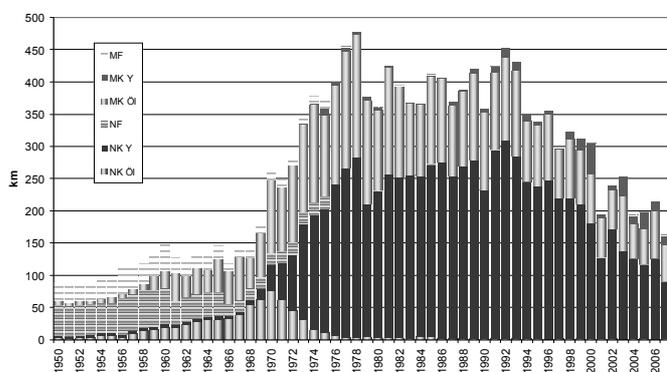
1 Müssen Kabelnetze 100 Jahre halten?

Kabel zählen wegen des hohen Aufwandes für ihre Verlegung zu den kapitalintensivsten Betriebsmitteln.

Ihre

Altersstruktur der Mittel- und Niederspannungsnetze

Altersstruktur erfordert in naher Zukunft hohe Reinvestitionsmittel mit stark steigender Tendenz.



Zwei Entwicklungstrends der beiden letzten Jahrzehnte führten teils zu vorgezogenen Netzerneuerungen und mildern diesen starken Anstieg sowohl in der Mittel- als auch in der Niederspannungsebene:

- die Verkabelung von Freileitungsnetzen
- der Umstieg von Ölkabeln zu Kunststoffkabeln

Abbildung 1: Altersstruktur eines Mittel- und Niederspannungsnetzes

Wenn Betriebsmittel ihre zu erwartende technische Lebensdauer erreicht haben, gibt es drei Möglichkeiten:

1. sie werden vorsorglich 1:1 ersetzt,
2. sie werden solange weiter betrieben, bis sie ausfallen
3. das Netz wird derart optimiert, dass überaltete Betriebsmittel nicht mehr benötigt werden.

¹ Dipl.-Ing. Dr.techn. Werner Spitzl, Abteilungsleiter Verteilnetzmanagement

(Tel. 01-90190-91200 Fax. 01-90190-91299 werner.spitzl@wienenergie-stromnetz.at)

WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH Mariannengasse 4-6, A-1095 Wien (www.wienenergie-stromnetz.at)

Für einen 1:1-Ersatz überalteter Betriebsmittel wäre in den kommenden Jahren eine deutliche Erhöhung der Erneuerungsbudgets erforderlich. Die Erneuerung des in Abbildung 1 dargestellten Kabelnetzes kostet aus heutiger Sicht rund 1,5 Milliarden Euro. Die zweite Variante hätte ein Ansteigen von Störungen auf ein Ausmaß zur Folge, welches finanziell und organisatorisch nicht zu bewältigen wäre. Langfristig erfolgversprechend ist die mit der Erneuerung einhergehende Netzoptimierung, bei der nur etwa 80% der alten Leitungen 1:1 ersetzt werden. Zugleich wird in die Veränderung der Netzstruktur, insbesondere eine Verlagerung des Stromtransports in die nächsthöhere Spannungsebene investiert. Auch dieser Weg ist mit den bisher vom Regulator gewährten Netztarifen nicht finanzierbar.

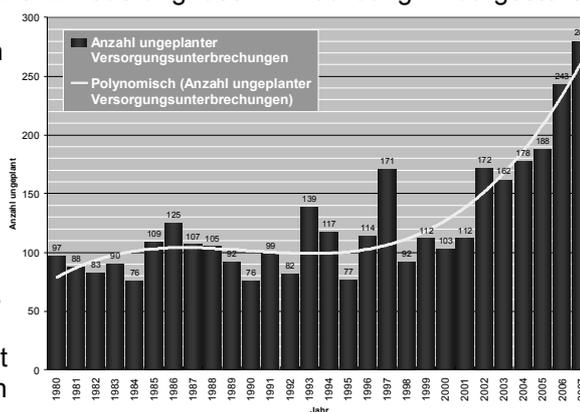


Abbildung 2: Entwicklung der Anzahl ungeplanter Versorgungsunterbrechungen in einem Mittelspannungsnetz

Ein vom derzeitigen Niveau weiter nach unten weisender Kostenentwicklungspfad würde dazu führen, dass die für die gesamte Wirtschaft so wichtige Verteilernetzinfrastruktur nicht in der gewohnten Qualität funktionsfähig erhalten werden kann. Die Zunahme ungeplanter Versorgungsunterbrechungen als Folge verabsäumter Netzerneuerung ist bereits unübersehbar. Damit bleibt als dritter Weg, das Netz nur zum Teil und möglichst wirkungsvoll zu erneuern, die einzige gangbare Variante.

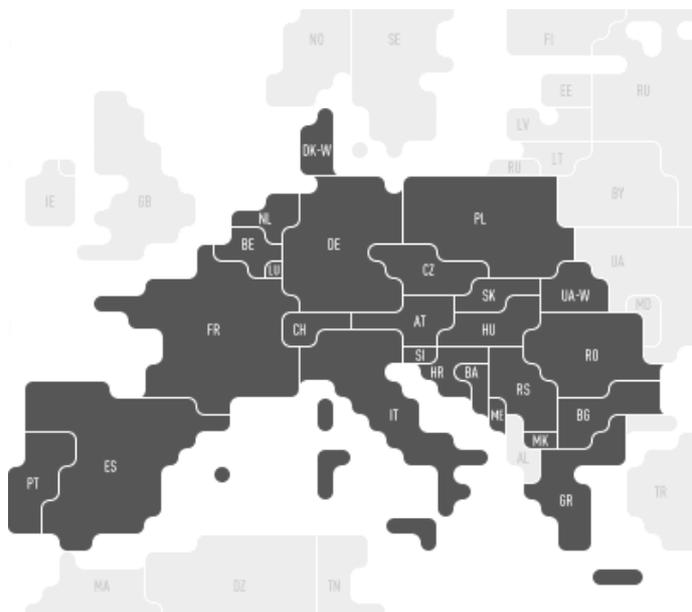
2 Qualitätsanforderungen der Netzkunden

Das von den Kunden unmittelbar wahrgenommene, wichtigste Qualitätskriterium der Stromversorgung ist die Verfügbarkeit. Die Einhaltung aller weiteren technischen Qualitätskriterien, wie sie in der ÖVE/ÖNORM EN 50160 beschrieben sind, wird indirekt durch die ordnungsgemäße Funktion der mit dem elektrischen Netz verbundenen Verbrauchsgeräte und Erzeugungsanlagen festgestellt.

Von den Kunden gänzlich unbemerkt bleiben alle jene Maßnahmen, welche die Netzbetreiber zur Gewährleistung der Spannungsqualität, der Verfügbarkeit und der Sicherheit setzen müssen.

Mit der Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen wird die Bedeutung der Transportkapazitäten langsam tendenziell abnehmen, der synchrone Netzbetrieb für 450 Millionen europäische Stromkunden im UCTE-Netz stellt jedoch einen Wert für sich dar.

Ein ebenso wichtiges Qualitätskriterium wie die Frequenz ist die Kurzschlussleistung an der Übergabestelle zum Kunden, denn hohe Kurzschlussleistung ist gleichbedeutend mit guter Spannungsqualität.



Die europäischen Regulatoren drängen darauf, objektiv messbare Qualitätsindizes international zu vergleichen. Dazu dienen die von der internationalen UNIPED-Expertengruppe DISQUAL entwickelten Zuverlässigkeitskennzahlen:

durchschnittliche Ausfallhäufigkeit pro Jahr, Ausfalldauer je Ereignis sowie Ausfallwahrscheinlichkeit in Minuten je Jahr. Alle drei Größen können auf die Kundenanzahl, die betroffene Leistung oder die Anzahl der Trafostationen bezogen werden. An einer Harmonisierung der Erfassungsregeln muss jedoch noch gearbeitet werden.

Abbildung 3: UCTE Netz 2007

Am schwierigsten fassbar ist das Thema Sicherheit. Der österreichische Gesetzgeber erklärt im Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 als ein Ziel dieses Bundesgesetzes „einen Ausgleich für gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse zu schaffen, die den Elektrizitätsunternehmen auferlegt wurden und die sich auf die Sicherheit, einschließlich der Versorgungssicherheit, die Regelmäßigkeit, die Qualität und den Preis der Lieferungen sowie auf den Umweltschutz beziehen.“

Die praktische Umsetzung dieser Gesetzesvorgaben erfordert wesentlich tiefer greifende Analysen der Netze, als es die lapidare Forderung nach Sicherheit vermuten lässt. Zumindest müssen

- die elektrische Festigkeit und die Strombelastbarkeiten aller Betriebsmittel,
- die in den verschiedenen Netzpunkten herrschende Kurzschlussleistung,
- der Oberwellengehalt im Spannungs- und Stromverlauf,
- die Struktur der Netztopologie für die Energieübertragung,
- Informationswege für den Datentransport bis zu den Kundenanlagen
- Schutzkonzept und Betriebsführungskonzepte,
- Lebensdauererwartungen und Reparaturdauern

analysiert und laufend durch entsprechende Korrektur- und Ausbaumaßnahmen in den zulässigen Bandbreiten gehalten werden.

3 Wer entwickelt zuverlässige neue Verteilernetze

Die aktuellen Rahmenbedingungen der Elektrizitätswirtschaft sind nicht geeignet, das Ende des vergangenen Jahrhunderts erreichte Sicherheitsniveau wiederzuerlangen. Wenn man sich zu den Zielen einer leistungsfähigen Infrastruktur für den Elektrizitätsmarkt bekennt, muss man auch zur Kenntnis nehmen, dass private Investoren die langfristigen und risikoreichen Projekte zur Entwicklung und Errichtung der neuen „Smart Grids“ nicht finanzieren werden. EU-Forschungsförderungsprogramme und die öffentliche Hand in den Nationalstaaten können und müssen diese Herausforderung annehmen.

5.1.4 Instandhaltung vs. Ersatzinvestition im Niederspannungsnetz

Manfred Armellini, Walter Schaffer (Salzburg Netz GmbH)¹

Dieser Beitrag beschreibt die erforderlichen Voraussetzungen und die Vorgehensweise für ein strukturiertes Asset Management von Niederspannungsnetzen wie es bei der Salzburg Netz GmbH zum Einsatz kommt. Kernpunkte sind der Vergleich von Instandhaltung, Instandsetzung und Ersatzinvestition von Freileitungen auf Basis der Wirtschaftlichkeitsrechnung sowie die dazu erforderliche systemtechnische Abbildung.

Einleitung

Auch wenn das Niederspannungsnetz die „letzte Meile“ der Versorgungsaufgabe eines Verteilnetzbetreibers darstellt, so ist das Niederspannungsfeileitungsnetz von großer Bedeutung für das Asset Management. Es hat einen wesentlichen Einfluss

- auf die Kostenstruktur des Netzbetreibers und
- auf die Versorgungsqualität der Kunden.

Die Bewertung von Instandhaltungsmaßnahmen einschließlich der Ersatzinvestition muss diese beiden Punkte berücksichtigen. Ebenso erfordert die strukturierte Bewertung des Niederspannungsnetzes eine qualitativ und quantitativ hinreichende Netzdokumentation. Die Netzdokumentation muss den Anforderungen des Asset Managements genügen.

Bezüglich der Versorgungszuverlässigkeit (Disqual Kennzahlen) gilt, dass diese bei Verteilnetzbetreibern durch die Mittelspannungsebene geprägt wird [1].

Einfluss auf Kostenstruktur und Versorgungsqualität

Der Einfluss auf die Kostenstruktur ergibt sich durch die Ausdehnung der Niederspannungsebene, die für Verteilnetzbetreiber im Allgemeinen die größte Netzebene hinsichtlich der Leitungslänge darstellt. Den größten Kostenblock stellen die Freileitungen dar, wobei sich die folgenden Punkte als Kostentreiber der Instandhaltung ausmachen lassen:

- Mastwechsel
- Trassenpflege (Ausholzung)
- Störungsbehebung

Kostentreiber

Bei der Salzburg Netz GmbH erfolgt die Instandhaltung grundsätzlich zustandsorientiert. D.h. die Mastwechsel erfolgen nicht aufgrund des Alters sondern aufgrund des Mastzustandes der im Rahmen von Begehungen erhoben wird. Die Trassenpflege erfolgt sowohl zustands- als auch zeitorientiert. Zustandsorientiert bedeutet dabei, dass der im Rahmen von Begehungen festgestellte Bedarf punktuell abgearbeitet wird.

Versorgungsqualität

Die Versorgungsqualität wird natürlich auch durch die „letzte Meile“ wesentlich beeinflusst. Hier sind insbesondere Netzurückwirkungen und Spannungshaltung von Bedeutung. Die Robustheit des Niederspannungsnetzes gegen Netzurückwirkungen lässt sich anhand der minimalen Kurzschlussleistung messen. Die Versorgungsqualität, d.h. die minimale Kurzschlussleistung kann durch eine Ersatzinvestition entscheidend verbessert werden. Dies ist beim Vergleich der Instandhaltung einer Freileitung mit einer möglichen Ersatzinvestition, d.h. einer mögliche Verkabelung, zu berücksichtigen.

¹ Salzburg Netz GmbH, Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg, Tel. +43/662/8884-2242, Fax. +43/662/8884-170-2242, Email: manfred.armellini@salzburgnetz.at, Web: <http://www.salzburgnetz.at>
Salzburg Netz GmbH, Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg, Tel. +43/662/8884-2239, Fax. +43/662/8884-170-2239, Email: walter.schaffer@salzburgnetz.at, Web: <http://www.salzburgnetz.at>

Instandhaltung vs. Ersatzinvestition bei Freileitungen

Zum Vergleich von Instandhaltung und Ersatzinvestition werden die Kosten der Instandhaltung je Niederspannungsabgang mit Feileitungsanteil (Strang) einer Ortsnetzstation den Kosten einer möglichen Ersatzverkabelung gegenüber gestellt. Die Instandhaltungskosten sind dabei im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsrechnung über einen Zeitraum von mehreren Jahren zu betrachten.

Die Kosten der Ersatzinvestition, d.h. der Verkabelung, variieren in Abhängigkeit von der Bebauungsdichte. Um dieser Tatsache Rechnung zu tragen wurden anhand des Verhältnisses von Dachständern zu Maststützpunkten drei Siedlungstypen definiert. Dieses Verhältnis spiegelt die Bebauungsdichte wieder und ist somit ein Indikator für die Verkabelungskosten. Für jeden der drei Siedlungstypen wurden durchschnittliche spezifische Verkabelungskosten bestimmt. Diese werden mit den Instandhaltungskosten verglichen.

Dabei ist zu beachten, dass eine mögliche Kabeltrasse im Allgemeinen länger als die bestehende Freileitungstrasse ist. Zur Berücksichtigung dieses Effektes wurde ein Längenfaktor, der aus tatsächlich umgesetzten Projekten ermittelt wurde, eingeführt.

Die Versorgungsqualität wird durch die minimale Kurzschlussleistung berücksichtigt. Womit als Ergebnis ein Portfolio entsprechend Abb. 1 erhalten wird. Die Abbildung zeigt die instandhaltungsintensivsten Stränge in Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit einer möglichen Ersatzinvestition und der Verbesserung der Versorgungsqualität.

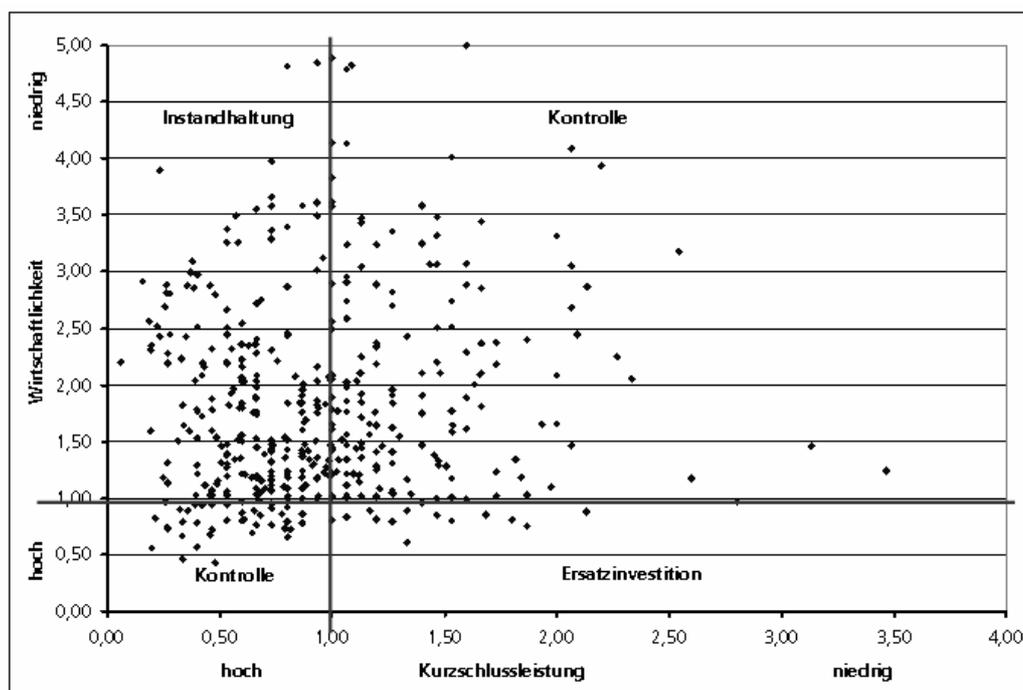


Abb. 1: Entscheidungsportfolio Instandhaltung vs. Ersatzinvestition von Niederspannungsfreileitungssträngen

Literaturverzeichnis

[1] Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW: VDN-Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2006, 1. Ausgabe September 2007, www.vdn-berlin.de, Berlin 2007.

[2] Armellini M: Gegenüberstellung von Instandhaltung und Ersatzinvestition im liberalisierten Stromnetz der Salzburg AG, Diplomarbeit Hochschule Mittweida (FH) University of Applied Sciences, Salzburg 2007.

5.1.5 Die Bedeutung einer „Direktleitung“ im liberalisierten Elektrizitätsmarkt – Eine technische und rechtliche Analyse

Lothar Fickert¹, Norbert Achleitner² (Konsulent für Energierecht und TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen)

Technische Kurzfassung

Direktleitungen nehmen in einem Verteilernetzgebiet eine Sonderstellung ein, welche im Folgenden technisch und anschließend juristisch analysiert wird. Das Thema ist gerade deshalb in der heutigen Netzsituation von aktueller Bedeutung, weil – bedingt durch wirtschaftliche Sichtweisen und Auslegungsunterschiede – u.U. über sog. Direktleitungen ein Stromaustausch konstruiert wird, welcher den physikalischen und rechtlichen Aspekten nicht gerecht wird.

Im EIWOG, in der Fassung BGBl .I 2006/106 ist in § 7 Z 5. eine Direktleitung vorrangig wie folgt definiert: *„Eine Direktleitung ist entweder eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden verbindet. Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen gelten nicht als Direktleitungen.“*

Aus diesen Definitionen werden aus netztechnischer Sicht folgende Kriterien abgeleitet:

Positive Kriterien:

1. Eine Direktleitung ist durch die direkte und unmittelbare Versorgungsfunktion gekennzeichnet.
2. Eine direkte Versorgung erfolgt durch eine Direktleitung.
3. Auf einer Direktleitung herrscht ein eindeutiger, unidirektionaler Lastfluss zum Abnahmepunkt.
4. Der Energietransport erfolgt unbeeinflusst und unbeeinflussbar von Dritten
5. Eine Direktleitung ist vom umliegenden Verteilernetz getrennt

Ausschluss-Kriterien:

1. Aus einer Direktleitung dürfen keine Zwischenabnehmer angespeist werden.
2. In eine Direktleitung dürfen keine Zwischeneinspeiser einspeisen.
3. Handlungen eines Dritten dürfen keinen behindernden Einfluss auf den Betrieb einer Direktleitung haben.
4. Eine galvanische Verbindung bindet im Falle eines Mehrbeingebildes (Drei-Punkt-Netz im technischen Sinne, Dreibeinleitung) die Betreiber der Enden dieses Leitungsgebildes physikalisch so eng aneinander, dass die Unabhängigkeit des Stromtransports zwischen zwei beliebigen der drei Netznutzern grundsätzlich nicht gegeben ist.

Daraus wird folgende anlagen- und netztechnische Definition abgeleitet:

Eine Direktleitung ist eine Leitung mit einer einzigen Einspeise- und einer einzigen Abgabestelle, auf der ein allfälliger Energietransport ohne Einfluss auf Dritte oder Beeinflussung durch Dritte erfolgt.

Besondere Aufmerksamkeit wird in der Analyse dem Dreipunkt-Netz als einer Sonderform der Direktleitung gewidmet.

Juristische Kurzfassung

Bei der Analyse der Direktleitung ergeben sich drei Hauptgedanken, die im folgenden kurz zusammengefasst werden, wobei die Begriffe Direktleitung, konzessioniertes Versorgungsgebiet, Elektrizitätsunternehmen, Betriebsgelände, Verbrauchstätte nur dann gesetzes- und richtlinienkonform analysiert und determiniert werden können, wenn man die Entwicklung dieser Begriffe seit 1945 und die zum Teil etwas hilflos wirkenden Versuche des Gesetzgebers beleuchtet, die vorgegebene Situation der bestehenden Stromversorgung in Österreich (mit privaten und öffentlichen Kraftwerken, einer Vielzahl von großen und kleinen Netzbetreibern und einer sehr unterschiedlichen Struktur und Qualität der einzelnen Netze) begrifflich einerseits mit der öffentlichen

¹ Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Tel: +43-316-873-7550, Fax: +43-316-873-7553, lothar.fickert@tugraz.at

² Dr. Norbert Achleitner, Hanriederstrasse 32, 4020 Linz, Tel: +43-664-1034112, norbert.achleitner@gmx.at

Stromversorgung und seit 1999 auch mit der Liberalisierung des Elektrizitätsbinnenmarktes in Einklang zu bringen

1. Die Direktleitung ist eine Leitungsform, die seit Beginn der Elektrifizierung besteht

(und nicht erst seit der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes), jedoch vom Gesetzgeber sehr unterschiedlich legislativ behandelt worden ist

Das System der Direktleitung gibt es nicht erst seit der Liberalisierung, sondern seit Beginn der Elektrifizierung - ein Kraftwerksbetreiber hat immer schon versucht, "sich selbst" unabhängig von den sonstigen Versorgern mit elektrischer Energie zu versorgen, also nicht nur seine Betriebswohnungen und -häuser, sondern auch seine dislozierten Betriebsstätten. Dies lag darin dass die Versorgung über fremde Netze zwar technisch möglich war, aber sehr oft an den sehr hohen Peagierungsgebühren der Netzbetreiber gescheitert ist (ebenso wie die eins-zu-eins Gegenrechnung der erzeugten zur bezogenen elektrischen Energie wegen der Fragen: Wertigkeit Grundlast, Spitzenstrom und Blindstrom und Netzverluste und dgl.). Daher haben Kraftwerksbetreiber schon immer versucht - wo es technisch und wirtschaftlich möglich war - Direktleitungen neben dem öffentlichen Netz zu bauen.

2. Die Direktleitung steht in einem unmittelbaren Zusammenhang mit einem Netzgebiet - insbesondere mit einem Verteilernetzgebiet (ein Netz innerhalb eines bestimmten, örtlich umschriebenen Gebietes)

Das konzessionierte Netzgebiet (bei Direktleitungen wird es sich in der Regel um Verteilernetzgebiete handeln) hat seinen Ursprung im konzessionierten Versorgungsgebiet eines EVU, das als solches seit dem Elektrizitätswirtschaftsgesetz 1975 legislativ festgeschrieben wurde. Dieses Versorgungsgebiet wurde durch die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes zum konzessionierten Netzgebiet..

Im konzessionierte Netzgebiet hat der Netzbetreiber das Recht (bzw. muss das Recht haben) und natürlich auch die Pflicht, jedermann physikalisch an sein Netz anzuschließen (wenn er Stromkunde ist oder sein will). Umgekehrt hat jeder Stromkunde auch das Recht und die Pflicht, beim konzessionierten Netzbetreiber physikalisch anzuschließen.

Vom Energiewirtschaftsgesetz 1935 über das Elektrizitätswirtschaftsgesetz 1975 bis zum EIWOG wurde das konzessionierte Versorgungs- bzw. Netzgebiet schrittweise mit immer strengeren Regeln ausgestattet

3. Schlussfolgerungen: Bei diesen unter 2. genannten strengen Regeln für ein konzessioniertes Netzgebiet bleibt für die Direktleitung nur der – eng auszulegende und eingeschränkte – Ausnahmefall

Die Direktleitung ist eine physikalische Verbindung einer Stromerzeugungsanlage mit eigenen Betriebsstätten, Konzernunternehmen und Tochterunternehmen und wurde neben dem Verbundnetz legislativ in das Gemeinschaftsrecht und in die österr. Rechtsordnung aufgenommen, um die Vielzahl bestehender Leitungen von Stromerzeugungsanlagen vor allem in Industrie- und Gewerbebetrieben und ihre Verbindung zu eigenen Betriebsstätten, und Mitarbeiterwohnanlagen rechtlich abzusichern. Aus diesem Grund haben sich auch die Begriffe und die Inhalte dieser Bereiche in den verschiedenen Novellen des ELWOG – fast könnte man sagen laufend – geändert.

5.1.6 Lastflusssteuerung mit SIPLINK

Jürgen Moser (Siemens AG)¹

Inhalt:

Der Vortrag gliedert sich in drei Teile.

Im ersten Teil wird erläutert wie eine Mittelspannungskurzkupplung aufgebaut ist und wie sie arbeitet. Anwendungen werden gezeigt wie eine Gemeinde Kosten spart durch Verschiebung von Energie von einem Netz in ein Anderes.

Im zweiten Teil wird erläutert, welche Randbedingungen beachtet werden müssen und welche Möglichkeiten sich ergeben, um Seeschiffe im Hafen mit sauberer Energie von Land zu versorgen. Zur Zeit wird zur Energieversorgung der Schiffe in den Häfen Material verbrannt, welches an Land auf die Sondermülldeponie gehören würde. Es wird ein Ausblick gegeben welche Einsparungen an CO₂, SOX, NOX und Feinstaub durch diese Technik möglich sind - ein Beitrag zum Erreichen der ehrgeizigen Ziele zur CO₂ Reduzierung.

Im dritten Teil wird erläutert, wie auf Bohrschiffen durch die Mittelspannungskurzkupplung nicht nur Energie eingespart werden kann, sondern gleichzeitig die Versorgungssicherheit um 100% erhöht wird. Ein Return of Investment ergibt sich nicht nur aus der Energie- (und damit auch CO₂-) Einsparung, sondern auch aus der verringerten Wartung der teuren Dieselmotoren. Es wird ein Ausblick gegeben, wie durch eine weitere Verschaltung der Mittelspannungskurzkupplungselemente auch bei verringertem Investment eine Erhöhung der Versorgungssicherheit erreicht werden kann.

¹ Jürgen Moser Siemens AG PTD M 3 M Mozartstr. 31 c 91052 Erlangen Deutschland
+49 (9131) 7-42424 moser.juergen@siemens.com

5.2 VERTEILNETZ MANAGEMENT UND LASTPROFILE (Session D2)

5.2.1 Planungs- und Trainingswerkzeuge für eine intelligente und umweltfreundliche Stromerzeugung

Dieter Metz, Thorsten Fiedler*, Rolf Schnell (Hochschule Darmstadt / Fachbereich EIT)¹

Der Klimaschutz, die Liberalisierung und der alterungsbedingte Erneuerungsbedarf in den Stromnetzen erfordern eine Umgestaltung. Im Erzeugungsbereich ist durch den Einbezug regenerativer Quellen schon ein Anfang gemacht, aber schon dieser hat die historisch gewachsene Infrastruktur der Netze bereichsweise an die Grenzen belastet. Der weitere, dringend notwendige Ausbau überfordert die bestehenden Netze und ihr Stabilitätskonzept, das zentral strukturiert ist und auf der hohen Verfügbarkeit vieler Großkraftwerke basiert ist. Eine strukturelle Umgestaltung ist notwendig, die auch bei dezentraler und fluktuierender, regenerativer Einspeisung die Stabilität und Verfügbarkeit der Versorgung garantiert. Die Stromversorgung in muss dann künftig völlig neuen Anforderungen genügen. An Aufgaben entstehen insbesondere

- die Integration bereits existierender oder geplanter regenerativer Erzeugung mit fluktuierender Leistung (On- und Offshore Windparks) in die Netze,
- die Unterstützung und Realisierung eines europäischen Strommarktes mit weiträumigem Austausch und entsprechend hoher Transportkapazität,
- die Steigerung der Energieeffizienz im Kundenbereich,
- die Bildung von stabilen Teilnetzen mit dezentralen, regenerativen Quellen, lokalen Kleinkraftwerken in Kraft-Wärme-Kopplung, dezentralen Speichern, Lastführung und Bezugsoptimierung, oft als „SmartGrids“ oder „ μ -Grids“ bezeichnet,
- die intelligente Netzführung mit Prognose, Speicherbewirtschaftung und Lastmanagement
- die Überwachung und Koordination der Netze, lokal und auf europäischer Ebene.

Für diese Aufgaben entstehen zur Zeit im Rahmen einer Kooperation zwischen Industrie und Hochschule neue Planungs- und Trainingswerkzeuge. Beteiligt sind Stromversorger, Industrieunternehmen für Leittechnik und Hochschulen. Die Planungswerkzeuge haben das Ziel für die jeweils speziellen Gegebenheiten der Kundenstruktur, der Geografie und der bestehenden Netzkomponenten Prognosen zu ermöglichen, Lösungen zur Umgestaltung der Netz- und Erzeugungsstrukturen zu ermitteln und Hilfen zur Dimensionierung von Erzeugungen und Speichern zu liefern. Die Trainingswerkzeuge zielen auf den operativen Betrieb eines Netzbereiches und sollen ein authentisches Üben von Netzeingriffen, Speichersteuerung, Lastführung usw. ermöglichen, um einen sicheren und wirtschaftlich optimierten Netzbetrieb auch bei fluktuierender Einspeisung zu sichern.

Gerade die traditionelle Planung der Netze, die auf den Monopolmarkt zugeschnitten den Kraftwerks- und Netzausbau integriert und als Einheit betrachtete, ist unter den neuen Marktbedingungen nicht mehr zeitgemäß, da mit dem Unbundling zunehmend neue Marktteilnehmer mit eigenen, überwiegend regenerativen Erzeugungskapazitäten an neuen Standorten im Markt tätig werden und für deren Marktteilnahme ausreichend Einspeise- und Transportkapazität bereitstehen sollte. In machen Fällen wird sich der traditionelle Lastfluss von den oberen Spannungsebenen in die unteren umkehren.

Grundsätzlich gilt es, die Voraussetzungen zu schaffen, dass die Ziele der Umweltverträglichkeit, des diskriminierungsfreien Marktzugangs und der Versorgungssicherheit gleichermaßen erreicht werden. Da die Infrastruktur der Stromversorgung sehr teure und sehr langlebige Wirtschaftsgüter enthält und allein in der Bundesrepublik Deutschland viele 100 Milliarden Euro in diese Infrastruktur investiert sind,

¹ Prof. Dr.-Ing. Dieter Metz Fachbereich EIT Hochschule Darmstadt University of Applied Sciences Birkenweg 8-10 64295 Darmstadt metz@eit.h-da.de phone +49 6151 168230 fax +49 6151 168930

muss es darum gehen, die bestehende Infrastruktur im gewünschten Sinne zu transformieren, so dass in etwa 10 Jahren die gewünschten Ziele erreicht werden können.

Durch Studien ist die bestehende Infrastruktur weitgehend analysiert, und die Schwächen sind bekannt. Verschiedene Lösungsschritte, teils sehr unterschiedlicher und widersprüchlicher Art, sind in der Diskussion. Erklärbar sind die Widersprüche durch die unterschiedlichen strategischen Ziele der Unternehmungen. Dabei haben die große Stromproduzenten und Übertragungsnetzbetreiber eher das Ziel, weitere große Einheiten, auch große Windparks in die Netze zu integrieren während die kleineren, kommunalen Unternehmen eher eine Unabhängigkeit anstreben und am Ausbau interner, kleiner Einheiten interessiert sind. Die Lösungen werden im Spannungsfeld technischer Möglichkeiten und politischer Randbedingungen gefunden werden. Wie sie auch immer im Detail aussehen werden, wichtig ist die Entwicklung von Prognose-, Simulations- und Planungswerkzeugen zur sicheren Definition der Ziele unter den jeweils gegebenen Randbedingungen und zur Ausweisung geeigneter Schritte und schließlich zum Training der Verantwortlichen im Netzbetrieb.

Der Aufsatz berichtet über den Stand der Arbeiten und zeigt Beispiele und erste Ergebnisse der Anwendung auf Verteilnetze. Für ein Netzgebiet werden zunächst aus wetterbasierten Prognosen die Last- und Erzeugungsprofile ermittelt, dann die Einspeisungen in KWK-Technik berücksichtigt und schließlich Speicher und Biogasanlagen so optimiert, dass der Bezug bzw. die Abgabe an das überlagerte Netz die gewünschten Nebenbedingungen erfüllt. Der Erzeugungsmix kann so hinsichtlich verschiedener Ziele optimiert werden können.

Autorenbiographien:

Prof. Dr.-Ing. Dieter Metz, VDE, Jahrgang 1948.

Studium der Elektrotechnik an der Technischen Universität in Darmstadt, Promotion zum Dr.-Ing. an der RWTH Aachen in 1979. Industrietätigkeit auf den Gebieten Softwareentwicklung, Netzleittechnik und Netztrainingssysteme. Seit 1986 Professor an der Hochschule Darmstadt im Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik. Projektleiter nationaler und internationaler Entwicklungskooperationen.

MSc., Dipl.-Ing.(FH) Thorsten Fiedler, Jahrgang 1980, Nachwuchsautor.

Studium der Elektrotechnik im Diplom- und Masterstudiengang der Hochschule Darmstadt. Seit 2007 Doktorand am Fachbereich Energietechnik der Universität Craiova (Rumänien). Freier Mitarbeiter der OHP Automation Systems GmbH Rodgau, befasst mit der Weiterentwicklung von Leitsystemen.

Dipl.-Ing. Rolf Schnell, Jahrgang 1953, ist seit 1991 in der Entwicklung und dem Produktmanagement von Netzleitsystemen für die Energieversorgung und Umwelttechnik tätig. Er ist zur Zeit als Entwicklungsleiter für die Entwicklung der RESY-Produktfamilie bei Hereschwerke Automation verantwortlich.

5.2.2 Steigerung der Effizienz des Netzdienstleisters durch die Einführung eines Workforce Managementsystems

Thomas Michael Balber (Steweag-Steg GmbH)¹

Vor allem in den letzten Jahren und insbesondere ausgelöst durch Netztarifanpassungen durch die Regulierungsbehörde geraten die Netzbetreiber in Österreich immer mehr unter Druck bei gleich bleibenden, wenn nicht sogar ansteigenden Anforderungen hinsichtlich Versorgungsqualität, die Kosten immer weiter zu reduzieren.

Eine Lösung kann in erster Linie durch drei Ansätze erreicht werden:

- Arbeitsreduktion,
- Qualitätsreduktion und
- Effizienzsteigerung.

Die beiden erstgenannten Punkte können und dürfen naturgemäß nur einen sehr kleinen Beitrag zur Zielerreichung leisten. Somit bleibt eigentlich als Hauptansatz nur die Effizienzsteigerung übrig.

Durch verschiedenste Maßnahmen und intensivste Anstrengungen konnte man in der Steweag Steg GmbH in den letzten Jahren insgesamt bereits eine erhebliche Produktivitätssteigerung erreichen und sucht nun weitere Möglichkeiten bzw. Hilfsmittel für eine diesbezügliche Weiterentwicklung.

Der Großteil der operativen Tätigkeiten im Netzbereich der Steweag-Steg GmbH werden von Außendienstmitarbeitern ausgeführt. Die Mitarbeitersteuerung erfolgt in den meisten Fällen durch persönliche Auftragsvergabe und Rückmeldung. Eine systemtechnische Unterstützung erfolgte bis dato nur in Einzelbereichen z.B. der Mobilien Datenerfassung im Zählerbereich, da hier auch dementsprechende Systeme am Markt verfügbar waren. Erst in den letzten Jahren wurden am Markt Systeme (Standardsoftware plus mobiler Hardware) entwickelt, die eine großflächige systemunterstützte Mitarbeiterplanung, -steuerung und -beauftragung, Arbeitszeit- und Leistungserfassung sinnvoll und möglich machen.

In der Steweag-Steg GmbH wurde daher ein Projekt gestartet, welches zum Ziel hat, ein Workforce Management-System als Unterstützung für unsere Außendienstmitarbeiter einzuführen.

Dies soll, eingebunden in die bereits bestehende Systemlandschaft, zu einer spürbaren Entlastung unserer Außendienstmitarbeiter von organisatorisch notwendigen Tätigkeiten führen und somit eine Effizienzsteigerung im Außendienstbereich bringen.

Diese Einzelmaßnahme trägt somit einen nicht unwesentlichen Teil dazu bei, die Effizienz der Netzdienstleistung zu erhöhen und somit dem Kostendruck von Gesellschaft und Politik gerecht zu werden und die Versorgungssicherheit in der Steiermark weiterhin auf höchstem Niveau gewährleisten zu können.

¹ Dipl.-Ing. Thomas Balber Steweag-Steg GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz,
Tel. +43/316/9000 53835, Fax +43/316/9000-23829, thomas.balber@e-steiermark.com, www.e-steiermark.com

5.2.3 Entscheidungsunterstützende Systeme

Thomas Schuster (Wien Energie Stromnetz GmbH)¹

Die derzeitige Situation auf dem Gebiet von Planungsinstrumenten ist geprägt von einer starken Heterogenität unübersichtlicher Dateiformate. Nur die Planungsinstrumente selbst können auf die benötigten komplexen Datenstrukturen zugreifen und diese verwenden. Auf Grund der umfangreichen Informationen, wird die Pflege der Daten, sowie die Kopplung beziehungsweise Integration in verschiedene Planungsinstrumente zur Untersuchung eines Energiesystems zu einem wesentlichen Kostenfaktor. Diese Vorgangsweise ist jedoch für eine sinnvolle Mehrfachnutzung nicht von Vorteil und behindert auch einen Aufbau einer einzigen Datenbank. Die Zusammenführung dieser verschiedenen Daten kann meist nur mit hohem Zeit- und Personalaufwand händisch durchgeführt werden.

Der Begriff Entscheidungsunterstützendes System (engl. Decision-Support-System, DSS), wurde bereits 1971 von /1/ grob definiert, in /2/ und /3/ genauer beschrieben:

„Entscheidungsunterstützende Systeme sind Softwaresysteme, die die Lösung komplexer Fragestellungen unterstützen, wenn ein Problemlösungsprozess nicht zu standardisieren oder automatisieren ist. Die Entscheidungshilfe impliziert die Verwendung des Computers um:

1. Entscheidungsträger bei ihrem Entscheidungsprozess in halbstrukturierten Aufgaben zu unterstützen.
2. Anstatt Entscheidungen der Geschäftsführung zu ersetzen, Hilfestellung leisten.
3. Die Wirkungsweise der Entscheidungsfindung und nicht dessen Effizienz zu verbessern.

Halbstrukturierte Aufgaben sind Aufgaben, welche sich in unstrukturierte und strukturierte Komponenten teilen lassen. Um den strukturierten Anteil eines Problems besser zu analysieren und transparenter zu machen, werden Computersysteme eingesetzt. Unstrukturierte Anteile werden der Urteilsfähigkeit des Entscheidungsträgers überlassen. Entscheidungsunterstützende Systeme vereinen die Leistungsfähigkeit des Computers und das Urteilsvermögen des Menschen /4/. Beispiele hierfür sind strategische Planungsaufgaben wie die Umstellung von Produktionsanlagen oder der Ausbau von Energieversorgungssystemen.

Es gibt verschiedene Klassen von Entscheidungsunterstützenden Systemen, die den Schwerpunkt ihrer Unterstützung auf unterschiedliche Bereiche des Entscheidungsprozesses legen. Sie stellen Suchalgorithmen zur Ermittlung optimaler Entscheidungen zur Verfügung.

Entscheidungsunterstützung

Viele existierende Instrumente unterstützen einen Planungsprozess nur unvollständig, weil sie sich nur auf die Berechnung des modellierten Systems beschränken. Deshalb können Probleme, Ziele, Maßnahmen, Strategien, Bewertungsindikatoren und damit die gesamte inhaltliche Vorgehensweise bei der Analyse nur mit hohem Zeitaufwand dokumentiert werden. Die Ergebnisanalyse ist häufig auf einfache tabellarische Berichte und einfache grafische Darstellungen beschränkt. Der Planer ist dadurch gezwungen, für die Analyse auf andere Hilfsmittel zurückzugreifen. Wird ein Szenario korrigiert, muss der gesamte Auswertungsprozess manuell wiederholt werden, um die Tabellen und Grafiken zu aktualisieren.

Ein wesentlicher Aspekt der Entscheidungsunterstützung ist es, alle Phasen des Energieplanungsprozesses methodisch zu unterstützen. Dies beginnt mit der Eingrenzung des Problembereiches und der Aufstellung der Zielkriterien, umfasst die Berechnung des modellierten Systems und endet bei der Erstellung des Aktionsplans sowie der Durchführung der Erfolgskontrolle.

Komponenten eines Entscheidungsunterstützenden Systems

Ein Entscheidungsunterstützendes System besteht aus:

- Datenmanagementsystem

¹ DI Dr.techn. Thomas Karl Schuster Wien Energie – Stromnetz GmbH Mariannengasse 4-6 A-1090
Wien Tel.: +43/1/90190/91210 Fax: +43/1/90190/91299
Mail: thomas.schuster@wienenergie-stromnetz.at

- o Eingabe der Systemdaten performant ermöglichen, um das unterliegende abgebildete Modell mit den Daten seiner Elemente als Parameter der Modellgleichungen zu definieren.
 - o im Modell verwendeten Betriebsdaten müssen über eine benutzerfreundliche Bedienoberfläche am Bildschirm eingebbar sein.
 - o anwendergerechte Resultatsaufbereitung durch parametrierbare Tabellen, Diagrammen und Grafiken möglich sein.
- **Modellmanagementsystem**
 - o Änderung von bestehenden mathematisch ausformulierten Planungsmodellen
 - o Neuerstellung von Energieplanungsmodellen
 - o Zeitminimierenden und parameter-gesteuerten Ablauf der Optimierungsprozedur.
 - o Jedes seiner Elemente muss, gemäß seiner Aufgabenzielsetzung, modellierbar sein.
 - **Dialogsystem (MMI – Man Machine Interface)**
 - o Kommunikation zwischen Mensch und Maschine.
 - o den Anwender unmittelbar verständliche Rückmeldungen über einen Dialog, mit oder ohne Anfrage, zu liefern und bei Erlernen des Dialogsystems anzuleiten und zu unterstützen /7/,/8/.

Zu einer benutzerfreundlichen Bedienoberfläche gehören eine einheitliche Bildschirmgestaltung und Farbgebung, ein menügesteuerter Programmablauf, Mausunterstützung, Dateneingabe mit Hilfe von Bildschirmmasken und dynamischer Prüfung auf Eingabefehler, sowie ein kontextgeführtes Hilfesystem. Je weniger Detailwissen für die Verwendung erforderlich ist, desto weniger Interpretationsfehler werden beim Benutzer verursacht.

Die Abbildung 1.1 zeigt die oben diskutierten Komponenten eines Entscheidungsunterstützenden Systems und ihre interne Kommunikation.

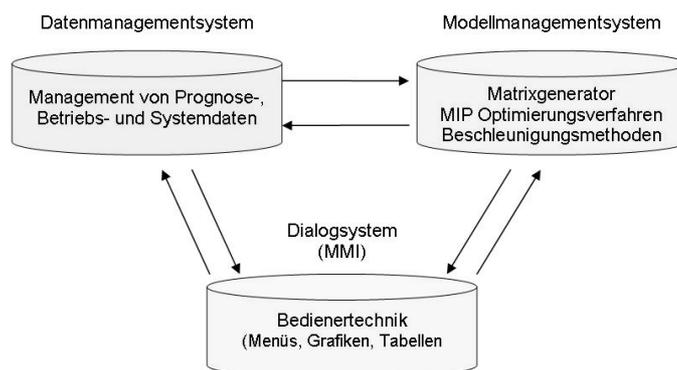


Abbildung 1.1: Entscheidungsunterstützendes System, Komponenten nach /5/

Verwendung des Modells in regionalpolitischen Entscheidungen

Der vergangene Ablauf eines Entscheidungsprozesses auf regionalpolitischer Ebene ist in Abbildung 1.2(a) dargestellt. Erst durch den politischen Druck und Entscheidung fanden eine Systemanalyse und danach die Untersuchung der Systemeffekte statt. Dies hat den Nachteil, dass Korrekturen von Entscheidungen durchgeführt werden mussten. Der Vorteil war, dass Impulse an Energieerzeuger von der derzeitigen, zu einer nachhaltigen Energiepolitik gegeben wurden (zum Beispiel mit Förderungen, höhere Einspeisetarife,...).

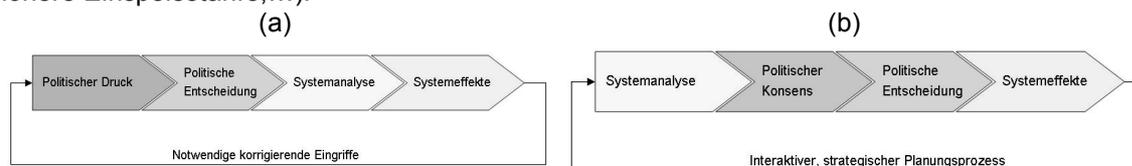


Abbildung 1.2: Entscheidungsprozessablauf in Vergangenheit (a) und Zukunft (b) nach /6/

Der neue Entscheidungsprozess, welcher in Abbildung 1.2(b) dargestellt ist, führt als ersten Schritt eine Systemanalyse durch. Durch entsprechenden politischen Konsens und Entscheidungen treten Systemeffekte auf, die mit den erwarteten Aussagen des Modells verglichen werden können. Mit diesem Wissen muss ein interaktiver strategischer Planungsprozess angestoßen werden, um eventuelle Nachkorrekturen

5.2.4 Die integrative Gesamtlösung AMIS für Verbrauchsdaterfassung und Verteilnetzmanagement – Ein wesentlicher Baustein für „Smart Grids“

Wolfgang Bauer (Siemens AG Österreich Power Transmission and Distribution)¹

Durch die Deregulierung des Energiemarktes in mehrfacher Hinsicht, die Notwendigkeit zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes und der fortschreitende Ausbau von alternativen Energiequellen stehen die Betreiber von Energieverteilnetzen vor neuen Herausforderungen. Diese resultieren auf technischer Ebene in neuen Anforderungen an die Infrastruktur:

- Automatische Fehlererkennung auf der Mittel- und Niederspannungsebene und ggf. automatische Fehlerumgehung (im Störfall automatisch rekonfigurierende Netze)
- Messdaten zur Erfassung und Sicherstellung der Power Quality (PQ), vor allem bei dezentraler Einspeisung auf Haushaltsebene
- Optimierung des Refurbishments und des Netzausbaus sowie Reduktion der Netzverluste und Erkennung von nichttechnischen Verlusten („Stomdiebstahl“)
- Optimierung aller Netzbetriebsprozesse und maximale Nutzung von Synergieeffekten
- Bereitstellung einer Basis für das effiziente Management von Naturkatastrophen und zur Vermeidung von großflächigen Stromausfällen

Fasst man alle oben genannten Anforderungen zusammen und bildet sie in einem realen Verteilnetz ab, dann spricht man gemeinhin von einem "Smart Grid". Dieses zeichnet sich vor allem durch eine Zweiwege-Kommunikation von der Zentrale bis zum Kundenübergabepunkt (Zähler) und darüber hinaus bis in den Haushalt aus.

Die von Siemens angebotene Gesamtlösung AMIS ist ein wesentlicher Baustein für ein zukunftssicheres "Smart Grid"-Konzept und zeichnet sich durch folgende Funktionalitäten aus:

- Automatisierte Zählerfernauslesung und Automatisierung aller Kundenprozesse
- Vollständige Automatisierung des Verteilnetzes inkl. der Trafostation
- Ersatz der Einweg-Rundsteuerung
- Offenheit für Zusatzdienste (Einbindung von Gas-/Wasser-/Wärmezählern, Home Automation)
- Erfassung und Dokumentation der Versorgungsqualität in Kundenanlagen
- Zukünftige Standards für Kommunikation in Zähler und Datenkonzentratoren durch Firmware-Download nachrüstbar
- Integrierte Kommunikationslösungen mit eigenem Management

AMIS wurde als optimale Lösung für Verteilnetzbetreiber entwickelt und ist in mehrere Ausbaustufen gegliedert. Auf die Erweiterbarkeit der Lösung um alternative Konzepte wird großen Wert gelegt.



¹ Siemens AG Österreich Power Transmission and Distribution PTD EA AMIS Ruthnergasse 3
1210 Wien, Austria Telefon: +43 (0) 51707 31053 e-mail: wolfgang.j.bauer@siemens.com
www.siemens.at

5.2.5 Smart Metering in Österreich – Entwicklungen aus Sicht des Regulators

Günter Pauritsch, Stefan Santer (Energie-Control GmbH)¹

Die breite Masse der heute verwendeten Elektrizitätszähler besteht nach wie vor aus elektromechanischen Zählern. In den letzten Jahren zeigt sich aber in vielen Ländern ein sehr deutlicher Trend hin zur Verwendung von modernen intelligenten Zählersystemen mit Zweiwegekommunikation, die sowohl eine Fernauslesung der Zählerwerte als auch zahlreiche erweiterte Funktionen bieten (Smart Metering).

Einige Mitgliedstaaten der Europäischen Union, wie Italien, Schweden und die Niederlande haben sich bereits dazu entschlossen, derartige Systeme flächendeckend einzuführen. So sind beispielsweise in Italien bereits über 30 Millionen elektronische Zähler in Kundenanlagen in Verwendung. Auch in den Niederlanden sollen alle 7 Millionen Netzkunden einen Smart Meter erhalten.

Eine größere Anzahl von Mitgliedstaaten darunter Spanien, Finnland, Frankreich und Großbritannien hat bereits entweder eine Teil-Implementierung von Smart-Metering-Systemen geplant, oder hat öffentliche Konsultationen zur Vorbereitung einer Entscheidung über deren Einführung abgehalten. Obwohl es in Österreich derzeit noch keine rechtlichen Vorgaben zur Einführung von Smart Metering gibt, haben einige Netzbetreiber bereits aus eigener Initiative Pilotprojekte in diesem Bereich umgesetzt und planen zum Teil einen sehr umfassenden Roll-out ihrer Systeme.

Als Hauptargumente für die Einführung von Smart Metering werden neben den damit möglichen Verbesserungen für Endkunden (kürzere Abrechnungsperioden, Rechnungslegung auf Basis von tatsächlichen Messwerten, mehr Tarifvielfalt etc.) und der effizienteren Abwicklung von Prozessen bei den Elektrizitätsunternehmen (Rechnungslegung, Lieferantenwechsel, An- und Abmeldung etc.) aber auch das Thema Energieeffizienz angeführt.

Die derzeitige gesetzliche Lage in Österreich bildet keine zwingende Grundlage zur Einführung von innovativen Messsystemen. Eine Möglichkeit für eine österreichweite verpflichtende Einführung bildet jedoch die vom Europäischen Rat und Parlament beschlossene Endenergieeffizienzrichtlinie 2006/32/EG in deren Artikel 13 Vorgaben für die Mitgliedstaaten bezüglich der Erfassung und der informativen Abrechnung des Energieverbrauchs von Endkunden festgelegt wurden. Die Richtlinie beinhaltet auch Regelungen zur Modernisierung der Zählersysteme, die jedoch durchaus Interpretationsspielräume für deren Umsetzung durch die Mitgliedstaaten offen lassen. Aus den Inhalten der Richtlinie lässt sich jedoch ableiten, dass der Status Quo mit der Verwendung von elektromechanischen Zählern und einer jährlichen Ablesung, zum Teil sogar durch den Kunden selbst, wohl nicht den Anforderungen an eine effiziente Erfassung und informative Abrechnung erfüllt.

Durch eine Automatisierung der Marktprozesse sowie Standardisierung der Energiemanagementdatenformate im Zuge einer möglichen österreichweiten Ausstattung aller Netzbenutzer mit Smart Meters ergeben sich aber auch substantielle Verbesserungsmöglichkeiten im österreichischen Strommarktmodell. Eine solche Umstellung würde umfangreiche Verbesserungen bei der Verwendung von standardisierten Lastprofilen, beim Bilanzgruppensystem und im Ausgleichsenergiemarkt führen.

Dieser Beitrag soll einen Überblick über internationalen Entwicklungen im Bereich Smart Metering geben und die unterschiedlichen Gründe aufzeigen, die in einzelnen Staaten bereits zur flächendeckenden Einführung von Smart-Metering-Systemen geführt haben sowie die zu erwartenden weitreichenden Einflüsse auf das österreichische Strommarkt-Design betrachten.

Weiters sollen die Rahmenbedingungen für die Einführung der Systeme und die erforderlichen Mindestanforderungen, die diese erfüllen müssen, um umfassende Vorteile für Kunden, Netzbetreiber und Lieferanten zu bieten, betrachtet werden.

¹ Energie-Control GmbH; Abteilung Strom; Rudolfsplatz 13 A1010 Wien
gunter.pauritsch@e-control.at stefan.santer@e-control.at Tel: 01 24724-503 Tel: 01 24724-511

5.2.6 Smart Metering ohne Smart Meters – Energiemanagement im Kleinen mit interaktivem Energiesparkonto (ESK)

Johannes Hengstenberg (co2online gemeinnützige GmbH)¹

In über 8.000 Energiesparkonten (ESK) notieren Haushalte, Hauseigentümer und Schulen aus Deutschland online ihre Zählerstände von Strom, Brennstoff und Wasser und erfassen Jahresabrechnungen. Daraus errechnet, visualisiert und interpretiert das ESK Verbrauch ohne/mit Witterungsbereinigung, CO₂-Ausstoß sowie Kosten und bietet Prognosen: Bis Jahresende, für 12 Monate und für 20 Jahre. Den erwarteten Energiepreisanstieg können Nutzer frei wählen. Den 24-Stunden-Lastgang beim Strom kann auch ein Optokoppler erfassen und die Strom- und Gaszählerdaten per Funk zum Datenlogger am PC und von dort online zum ESK übertragen.

Wichtige Vorteile gegenüber Einzelangeboten von Strom- oder Wasserversorgern sind:

- Jeder Haushalt mit Internetzugang kann das ESK nutzen und muss nicht auf flächendeckende Metering-Hardware warten. Das gewinnt Zeit beim Klimaschutz.
- Energieverbraucher und Klimaschutz stehen im Mittelpunkt – unabhängig von Hersteller- und Versorgerinteressen. Smart Metering durch moderne Hardware ist möglich, aber nachrangig.
- Spartenübergreifendes Gesamtbild von Verbrauch, Erzeugung, CO₂-Emissionen je Gebäude.
- Energiesparmonitoring ist Versorger-unabhängig und vielfältig differenziert möglich.
- Die ESK-Benutzeroberfläche ist neutral, die Datenbank mit Regel- und Messelektronik sowie CRM-Systemen von EVUs kompatibel und bringt Zählerstandsübermittlung als Nebeneffekt.
- Erfüllt für Energieversorger die Vorgaben der EU-Endenergieeffizienzrichtlinie: Das ESK motiviert zum Energiesparen und dokumentiert die Erfolge (demand side management)

ESKs sind für Nutzer kostenlos, wenn ihr Energie-/Wasser-Versorger oder Verband (z.B. Deutscher Mieterbund, Bund der Energieverbraucher), ihre Kommune, Bank oder Zeitung (Tagesspiegel) diese pauschal anmieten. Einzelnutzer zahlen 12 Euro pro Jahr für max. 99 Gebäude mit unbegrenzt vielen Messstellen.

Ein Online-Monitor (www.energiesparkonto.de/zahlenundfakten.0.html) zeigt aggregierte Verbräuche, Kosten und Emissionen aller Nutzer oder von Teilgruppen „live“. Gegenüber dem Bundesdurchschnitt sinken die Emissionen der Kontonutzer signifikant: Bei Strom und Raumwärme liegt die Entwicklung um jeweils 2%-Punkte unter dem Mainstream. Sie erfüllen – beim Tempo der Emissionsminderung und dem heute schon erreichten Niveau – die Klimaziele der Bundesregierung für 2020.

Erweiterungen 2008 bringen Effizienzkontrolle von Wärme- (Brennwertkessel, Thermosolar, Wärmepumpe, KWK) und Stromerzeugern (PV, KWK) sowie Kontrolle des Treibstoffverbrauchs. Die interaktiven Ratgeber zu Raumwärme und Strom von co2online werden so integriert, dass das ESK niederschwellige Energieberatung in Permanenz bietet. Lese-Zugang zu ESKs kann gezielt (z.B. für Servicehandwerker) oder allgemein (z.B. für Schulen) freigegeben werden.

¹ co2online gemeinnützige GmbH, Hochkirchstr. 9, 10829 Berlin, Deutschland, T. +49-30-767685-0, Fax: -11, johannes.hengstenberg@co2online.de, www.co2online.de, www.energiesparkonto.de

5.3 VERTEILNETZ - TECHNIK (Session D3)

5.3.1 Untersuchung der Lastprofile von Niederspannungsnetzbezirken

Nassipkul Dyussebekova, M. Kurrat, H. Waitschat
(TU Braunschweig / Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen und EN/BS Energienetze Braunschweig GmbH)¹

Einleitung

Zukünftig wird eine verstärkte Einbindung von Erneuerbaren Energien und dezentralen Erzeugern mit Kraft-Wärme-Kopplung in das Niederspannungsverteilstromnetz erwartet. Die Auswirkungen auf die Lastflüsse können z.B. durch Verringerung der Lastspitzen durchaus positiv sein. Es kann aber auch durch zeitgleiche Einspeisung zu Lastflussverschiebungen und somit zu Rückspeisungen in das Mittelspannungsnetz führen. Um die Effekte in Niederspannungsnetzbezirken quantifizieren zu können, müssen Annahmen zu den Lastprofilen getroffen werden. Dazu werden üblicherweise die VDEW Lastprofile herangezogen. Ziel dieser Arbeit ist der Vergleich von gemessenen Lastprofilen in Niederspannungsnetzbezirken mit den VDEW-Haushalt-Standardlastprofilen unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Verbrauchergruppen. Damit können Aussagen zur Qualität der Modellbildung hinsichtlich der Lastprofile für zukünftige Untersuchungen getroffen werden.

Daten des untersuchten Netzes

Das untersuchte Netz besteht aus fünf Umspannstationen einschließlich der Verkabelung von 468 Hausanschlüssen mit insgesamt 693 Zählern. In diesem Netzbezirk wurden im Jahr der Messung ca. 2 Mio. kWh elektrische Energie verbraucht. Die Besonderheit dieses Netzbezirks ist das Vorhandensein von Nachtspeicherheizungen

Untersuchungen der Lastprofile von verschiedenen Verbraucherarten

Die Untersuchungen der Lastprofile der Niederspannungsnetzbezirke wurden unter Berücksichtigung der Verbraucherstruktur durchgeführt. Bei einigen Stationen wird das Lastprofil durch die angeschlossenen Nachtspeicherheizungen geprägt.

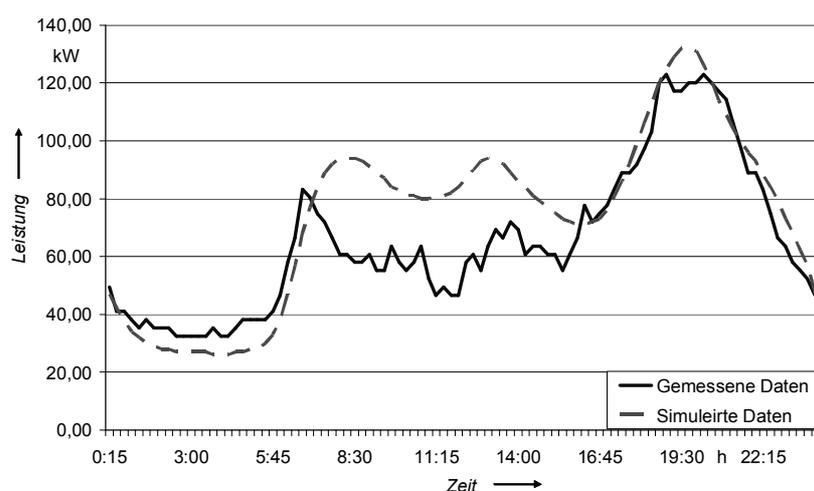


Bild 1: Lastprofil eines Niederspannungsnetzbezirks mit einer Teilelektrischen Verbrauchergruppe

¹Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen, Schleinitzstr. 23, 38106 Braunschweig, Germany, Tel.: +49 531 391 7760, E-Mail: n.dyussebekova@tu-bs.de, www.htee.tu-bs.de
2 EN|BS Energienetze Braunschweig GmbH, Taubenstraße 7, 38106 Braunschweig, Germany, Tel.: +49 531 383 2136, www.enbs.de

Bild 1 steht beispielhaft für die berechneten Lastprofile von Wohneinheiten für einen Winter-Werktage. Für die anderen Typtage nach VDEW wurden ebenfalls die Lastprofile ermittelt. Gemessene und VDEW Daten wurden einer Korrelationsrechnung untergezogen. Die Korrelationskoeffizienten der Lastprofile ohne Nachspeicherheizung ergaben Werte zwischen 0,82-0,94. Diese gute Übereinstimmung bestätigt wie erwartet die VDEW-Lastprofile und erlaubt ihre Anwendung ohne Einschränkungen. Allerdings sind in den VDEW Lastprofilen keine Nachspeicherheizungen vorgesehen. Diese stellen in einigen Netzbezirken einen deutlichen Beitrag zum Lastprofil dar. Da in der Literatur nur wenige Daten zu finden sind, wird aus den gemessenen Daten ein Nachspeicherlastprofil ermittelt. Dieses wird zur Bestimmung des Gesamtlastprofils zusammen mit den VDEW Lastprofilen eingesetzt.

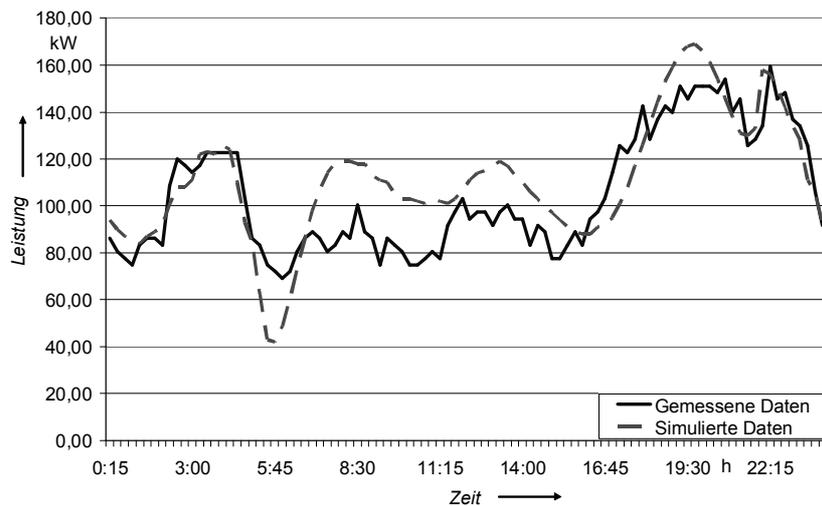


Bild 2: Lastprofil eines Niederspannungsnetzbezirks mit Nachspeicherheizung (Allelektrische Verbrauchergruppe)

Bild 2 zeigt das Lastprofil mit einem ergänzten Nachspeicheranteil. Dieser Anteil ist in den Nachtstunden deutlich zu erkennen. Die Korrelationskoeffizienten mit den gemessenen Profilen liegen zwischen 0,7 und 0,84. Dieser Wert wird als ausreichend gut bei geringen Mehraufwand für die Definition der Lastprofile angesehen.

Mit diesen Lastprofilen sollen in Zukunft die Auswirkungen der dezentralen Erzeuger auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz auf Grundlage der definierten Lastprofile bestimmt werden.

5.3.2 Elektrische Lastganganalysen zur Verbesserung des Energiemanagements von Klein- und Mittelverbrauchern

René Braunstein*, Ernst Schmutzner, Werner Friedl*
(TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen)¹

Schlagwörter

Energiemanagement; Lastganganalyse; Elektrische Messtechnik, Pareto-Prinzip; Energieeinsparpotenziale; Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Inhaltlicher Überblick

Der sorgfältige und intelligente Umgang mit elektrischer Energie gewinnt in Zeiten von Klima-Diskussionen an zunehmender Bedeutung. Steigende Energiepreise und ein fortwährend größer werdender Stromverbrauch verdeutlichen den aktuellen Bedarf nach energieeffizienten Maßnahmen und Lösungen. Die nachhaltige Nutzung der irdischen Ressourcen ist eine der wichtigsten zentralen Fragestellungen des 21. Jahrhunderts.

Ein bedeutendes Werkzeug in diesem Zusammenhang ist das Energiemanagement, welches in dieser Arbeit insbesondere auf die Optimierung des Einsatzes des Betriebsmittels elektrischer Strom ausgerichtet ist. Um Einsparmaßnahmen zu generieren und in späterer Folge auch bewerten zu können ist eine elektrische Lastganganalyse von Nöten.

In dieser Abhandlung soll die technische Realisierung eines vielkanaligen Messkonzeptes zur Durchführung von Lastganganalysen in Gebäuden beschrieben werden. Es wird hier auch auf das Zusammenwirken von für die Messungen benötigten Hard- und Softwarekomponenten, sowie dessen Einsatz im betrieblichen Energiemanagement, ebenso wie auf das Kalibrieren von Messsensoren eingegangen. Aufgrund des praktischen Einsatzes des Messkonzeptes können weiterführende Empfehlungen abgegeben und Beispiele aufgezeigt werden. Weiters werden Lastgänge von durchgeführten Messungen dargestellt sowie Einsatzmöglichkeiten des Messkonzeptes aufgezeigt. Abschließend werden anhand von praktischen Beispielen Möglichkeiten der wirtschaftlichen Bewertung von Einsparungsmaßnahmen aufgezeigt.

Energiemanagement

Energiemanagement ist ein interdisziplinärer Prozess, der sich über eine detaillierten Studie des zu optimierenden Betriebes sowie der dort üblichen Arbeitsvorgänge zu einer Analyse bestehender Energielieferverträge zu einer konkreten Messung des tatsächlichen Energieflusses bis hin zu einer Bewertung der Wirtschaftlichkeit von möglichen Effizienzsteigerungsmethoden erstreckt.

Lastgangmessung

Der Einsatz von modernen vielkanaligen Datenloggern zur Lastgangmessung hat mehrere Vorteile. Zum einen können mehrkanalige Messungen an den Haupt und Unterverteilern von Gebäuden durchgeführt werden. Beim Auswerten der Messergebnisse kann man den Summenlastgang dadurch gut in die einzelnen Verbraucher bzw. Verbrauchergruppen aufteilen. Andererseits ist es möglich Aufzeichnungsintervalle im Sekundenbereich und darunter auszuwählen. Die Analyse von speziellen Prozessen fällt dadurch um ein vielfaches einfacher als z.B. bei 15- Minuten-Werten.

¹ Institut für Elektrische Anlagen/TU Graz, Inffeldgasse 18, Tel: +43 (0) 316 873 8061, Fax: +43 (0) 316 873 7553, rene.braunstein@tugraz.at, <http://www.ifea.tugraz.at>, Nachwuchsautor
Institut für Elektrische Anlagen/TU Graz, Inffeldgasse 18/I, Tel: +43 (0) 316 873 7555, Fax: +43 (0) 316 873 7553, schmutzner@tugraz.at, <http://www.ifea.tugraz.at>
Institut für Elektrische Anlagen/TU Graz, Inffeldgasse 18/I, Tel: +43 (0) 316 873 7552, Fax: +43 (0) 316 873 7553, werner.friedl@tugraz.at, <http://www.ifea.tugraz.at>

Wirtschaftliche Bewertungen

Wurden die Lastgänge aufgezeichnet und analysiert, so gilt es, Prozessverbesserungen sowie mögliche Einsparpotenziale anhand von statischen und dynamischen Berechnungsmodellen zu bewerten und zu verifizieren.

Schlussfolgerung und Ausblick

Mit Hilfe des entwickelten und angewendeten mehrkanaligen Messkonzeptes sind Messungen an Haupt- und Unterverteilern von Gebäuden durchführbar. In weiterer Folge ist es möglich den elektrischen Energiefluss eines Gebäudes zu analysieren und ungünstige Eigenschaften des Lastprofils aufzuzeigen. Unter Berücksichtigung von technischen und organisatorischen Maßnahmen kann eine Optimierung des elektrischen Energieverbrauches sowie eine Glättung von Lastspitzen erzielt werden. Neben dem finanziellen Nutzen für den Verbraucher, bei nachgewiesener Wirtschaftlichkeit der Effizienzsteigerungsmethode, sowie der Entlastung des Energieversorgungsnetzes durch das Einsparen an elektrischer Energie, kann durch elektrische Energieeffizienz ein wertvoller Beitrag zur Reduktion von Emissionen erreicht werden. Durch Lastgangmessungen, Prozessanalysen, Darstellung und Verbreitung der Belastungsdiagramme sowie der Bekanntgaben von resultierenden Einsparpotenzialen, wird das Umweltbewusstsein der Allgemeinheit verstärkt. Lastanganalysen sind somit bedeutsam für eine positivere und nachhaltigere Entwicklung unserer Gesellschaft.

5.3.3 Zukunft gelöschter Netze mittels innovativem Erdschlusskonzept

Lothar Fickert, Georg Achleitner, Clemens Obkircher, Beti Trajonska, Christian Raunig* (TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen)¹

In Netzen werden für die Ortung und Abschaltung der häufigen Phase-Erde-Fehler verschiedene Sternpunktterdungen abhängig von der Netzgröße, Stationsausrüstung, usw. angewendet.

In Hoch- und Höchstspannungsnetzen, aber auch Niederspannungsnetzen finden überwiegend die starre oder niederohmige Sternpunktterdung Anwendung, während Mittelspannungsnetze vorwiegend gelöscht betrieben werden.

Gerade jedoch beim Betrieb von Netzen mit Erdschlusslöschung können durch Netzausbauten in Verbindung mit vermehrtem Einsatz von Kabeln Probleme mit der Einhaltung der zulässigen Grenzen (Löschgrenze, Berührungsspannungen) beim Erdschlussreststrom speziell durch Oberschwingungen auftreten.

Um diese Probleme rechtzeitig zu erkennen, müssen die Netze analysiert werden, um weitere Netzausbauten, auch hinsichtlich des Einsatzes von Kabelstrecken bzw. begleitender Maßnahmen, koordinieren zu können. Diese Untersuchungen sind unter der Bezeichnung „Kabelreserve“ durch das Institut für Elektrische Anlagen bereits erfolgreich durchgeführt worden.

Unter anderem wegen des geschichtlichen Hintergrundes (unterschiedliche Netze sind unterschiedlich gewachsen) sind verschiedene Möglichkeiten der zukünftigen Sternpunktbehandlung anzudenken. Gelöschte Netze haben sich hauptsächlich in Mittel- und Nordeuropa ausgebildet, während in Süd-Osteuropa vorwiegend isolierte oder niederohmig geerdete Netze zu finden sind.

Eine Möglichkeit zum weiteren Betrieb gelöschter Netze ist eine schnelle Fehlerortung und eine damit verbundene rasche Fehlerbeseitigung (innovativer Sternpunktbehandlung). Es wird die Löschung beibehalten, um die Ströme an der Fehlerstelle zu senken, und zur Ortung wird ein relativ kleiner Grundschwingungs-Ortungsstrom für eine kurze Zeit (ca. 200-300ms) zusätzlich eingespeist.

Derzeit sind die Mittel- und Hochspannungsnetze für eine Schritt- und Berührungsspannung von 75 V bei einem Strom von 60 A (132 A) ausgelegt. Durch einen zusätzlichen Ortungsstrom von maximal 200 A an der Fehlerstelle wird eine maximale Berührungsspannung von 200 V erreicht. Dieser Zustand kann durch geeignete Schutzsysteme innerhalb von 0,5 Sekunden abgeschaltet werden. Damit werden nicht nur die Fehler rasch beseitigt sondern es werden auch die normativen zulässigen Berührungsspannungen eingehalten.

¹ Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Tel: +43-316-873-7550, Fax: +43-316-873-7553, lothar.fickert@tugraz.at
Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Tel: +43-316-873-7554, Fax: +43-316-873-7553, georg.achleitner@tugraz.at
Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Tel: +43-316-873-7558, Fax: +43-316-873-7553, clemens.obkircher@tugraz.at
Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Tel: +43-316-873-7558, Fax: +43-316-873-7553, beti.trajanoska@tugraz.at
Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Tel: +43-316-873-7558, Fax: +43-316-873-7553, christian.raunig@tugraz.at

5.3.4 Short Circuit Current Limitation with Superconducting Fault Current Limiters

Robert Graf, David Klaus (Applied Superconductor Limited)¹

Faults in power systems

A short circuit in the electricity supply network will result in the flow of an abnormally high current (fault current). The magnitude of this current (fault level) is determined by the impedance feeding the fault and the system voltage; the lower the system impedance, the higher the fault level. High fault levels are undesirable because of the damage that fault current can inflict both at the point of the fault itself and to the network components feeding it. Circuit breakers and fuse gear are used to interrupt fault currents as quickly as possible. However, between the inception of a fault and its clearance, time is required for the fault-clearing device to operate. In the case of a circuit breaker this must include any time delay introduced by the protection as well as the mechanical actuation time, and for a fuse, the time is determined by the up heating of the fuse element. During this time the network components, including conductors, switchgear and transformers, must be able to withstand the effects of the fault current. For example, distribution networks capable of carrying 20,000 Arms for 3 seconds and withstanding a peak current of 50,000 A are not uncommon, and in large industrial complexes with high load density, much higher fault levels can be encountered.

It is an unfortunate fact of life that almost any action to improve the performance of an electricity supply network under normal load conditions will increase the fault level of the system. For example, capacity enhancements, to cater for an increase in load, can be effected by adding in feeding substations or local generation. In both instances, the source impedance will fall, so that fault level inevitably increases. Again, ensuring good supply quality - implying that the voltage does not deviate beyond certain limits from a sinusoid of given magnitude and frequency - requires that the system is tolerant to badly behaved loads and to faults. This tolerance is achieved by lowering the source impedance; so, once more, the fault level rises.

Fault levels are also emerging as a significant barrier to structural change within the electricity supply industry. In recent years, there has been a significant increase in the number of small generators connected to the distribution network (embedded generation). Such local capacity enhancements inevitably reduce impedance and increase fault levels. In practice, the cost of upgrading the network to accommodate a projected increase in fault level can constitute a barrier against small generators being connected to the network. Increasing fault levels can thus be a major consideration in network reinforcement. Strategically placed FCLs would allow the network impedance to be reduced whilst normal conditions prevailed, but would raise the impedance dynamically under fault conditions, preventing an otherwise inevitable increase in fault level. There is, in fact, potential to reduce fault currents to considerably below plant rating-plate levels. The advantages of this reduction are outlined below.

Fault currents affect power system components in three different ways. First, magnetic (electrodynamic) effects exert a force on conductors proportional to the square of the instantaneous value of the current. Secondly, thermal (Joulian heating) effects cause heating, where the energy delivered into fixed resistance is proportional to the Joule integral. And finally, energy is released where arcing occurs, according to the time integral of the product of current and arc voltage. Magnetic effects, with I^2 proportionality, are at their most severe around the first peak of an asymmetric fault. They result in distorting attractive or repulsive forces between adjacent conductors (busbars, transformer windings, for example). Thermal effects depend on both the magnitude and duration of the fault. The overall heating effect depends on the square of the rms current, so a modest reduction in fault level can lead to a significant reduction in the temperature rise of conductors. This can safeguard

¹ Applied Superconductor Limited, Eddie Ferguson House, Ridley Street, Blyth, Northumberland, NE24 3AG, david.klaus@apsuli.comt

Applied Superconductor Limited, Eddie Ferguson House, Ridley Street, Blyth, Northumberland, NE24 3AG, robert.graf@apsuli.com

against the annealing of hardened copper components, for example in switchgear, and can reduce the thermal ageing of components such as springs and insulation. Arc energy is doubly significant in that there is usually an arc at the point of the fault, and invariably also in the circuit breaker which interrupts it. Arcing at the point of the fault is likely to vaporise metallic conductors and insulating material, and to heat the air locally, all of which combine to cause a pressure rise in the vicinity of the fault. This can be damaging to enclosures and buildings, and presents a serious safety hazard. Clearly, any reduction in arc energy is welcome. Circuit breakers suffer erosion every time a fault is interrupted, so a reduction in fault level will improve their life expectancy and reduce their maintenance requirements.

Fault Limiting Technology – Trials in Distribution Networks

A consortium comprising Applied Superconductor Limited and three Distribution Network Operators (DNOs) will deploy three pilot superconducting fault current limiters (SFCLs) in the UK distribution system. The SFCLs are based on BSSCO superconducting elements produced by Nexans SuperConductor in Hürth, Germany. This paper details the steps taken to develop an industrial product. The work has been undertaken by Applied Superconductor together with its associate, the New and Renewable Energy Centre in Blyth and DNO partners CE Electric UK, United Utilities and Scottish Power.

The active part of the superconducting fault current limiter consists of 30 superconducting elements per phase, connected in series and immersed in liquid nitrogen in a cryogenic vessel. The element assemblies are connected to the outside of the vessel through high-voltage bushings and current leads designed to cope with the temperature gradient. The liquid nitrogen is cooled by a cryocooler. A circuit breaker in series with the limiter is tripped when the fault current has been reduced, to ensure that the superconducting elements are not damaged by a prolonged period of high current. The SFCL is thoroughly instrumented to continually monitor its operation and the series circuit-breaker will be tripped if abnormal conditions (e.g. cryocooler failure) occur. Communication with the DNO telecontrol systems is catered for covering operational items and ancillary information such as failure of auxiliary electricity supplies.

Various applications of SFCLs at different points in distribution networks have been studied in order to examine the impact of the SFCL on the network and its interaction with existing protection schemes. Applications which have been analysed include bus coupler replacement, installation in meshed networks, transformer in-feeds, ring feeders and radial feeders. Results of this analysis will be presented in the paper.

United Utilities have identified the first site for the pilot. It is a bus coupler application in a primary substation near to Preston in Lancashire. This is an 11kV substation where the switchgear has been replaced recently to ensure continued safe operation as the prospective fault current increased above the old switchgear rating. Had the SFCL been available then it would have offered an alternative solution to the replacement option. The pilot SFCL has been designed to reduce the prospective fault current to below the rating of the old switchgear. Details of this application and the interface issues will also be presented in the paper.

5.3.5 Ein neuer Ansatz zur Erdschlussdistanzortung

Georg Achleitner, Lothar Fickert (TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen)¹

Erdschluss kompensierte Netze erhöhen die Versorgungszuverlässigkeit ohne Beeinträchtigung des Netzbetriebes weil ein Großteil der Erdschlüsse von selbst verlischt. Der Betrieb ist während eines Erdschlusses möglich, jedoch müssen Maßnahmen zur Fehlersuche ehestens getroffen werden. Eine Form der Erdschlusssuche ist die Erdschlussdistanzortung, welche jedoch in gelöschten Netzen sehr kompliziert ist..

In dieser Publikation wird ein neuer Ansatz zur Erdschlussdistanzortung für gelöschte Netze präsentiert, welcher auf dem Algorithmus für starr geerdete Netzte basiert. Es wird gezeigt, dass dieser auch für gelöschte Netze verwendet werden kann.

Ein Simulationsmodell wurde entwickelt, mit dem der Ansatz getestet wurde. Dabei wurden verschiedenste Netzzustände simuliert und auf deren Ergebnisse wurde der Algorithmus angewendet und getestet.

Um auch bei hochohmigen Fehlern gute Ergebnisse zu erzielen wurde der Algorithmus, wie er in existierenden Relais verwendet wird, erweitert und verbessert. Die Simulationen zeigen, dass der erweiterte Algorithmus auch bei hochohmigen Fehlern zur genauen Bereichsortung eingesetzt werden kann.

In Simulationen wird weiters auch gezeigt, dass dieser erweiterte Algorithmus nicht nur in gelöschten sondern auch niederohmigen Netzen bei hochohmigen Fehlern eine signifikante Verbesserung der Erdschlussortung ermöglicht.

Weiters werden in diesem Paper Ergebnisse von Erdschlussversuchen sowohl in gelöschten als auch in starr geerdeten Netzen präsentiert. Dabei wurden zuerst leicht modifizierte Distanzschutzgeräte verwendet, um den Algorithmus an sich zu überprüfen. In einem weiteren Schritt wird gezeigt, dass der erweiterte Algorithmus zu einer Verbesserung der Fehlerortung verwendet werden kann. Mittels dieser Versuche konnte der Praxisnachweis dieses Verfahrens erbracht werden.

¹ Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Tel: +43-316-873-7554, Fax: +43-316-873-7553, georg.achleitner@tugraz.at, <http://www.ifea.tugraz.at>
Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Tel: +43-316-873-7550, Fax: +43-316-873-7553, lothar.fickert@tugraz.at, <http://www.ifea.tugraz.at>

5.3.6 Berechnung der Verlagerungsspannung in kompensierten Netzen beeinflusst durch die kapazitive Kopplung

Clemens Obkircher, Ernst Schmutzner, Lothar Fickert, Christian Raunig*(TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen)¹

Die Petersen-Spulen in erdschlusskompensierten Netzen müssen nach Kriterien wie der maximal zulässigen Verlagerungsspannung UNE und dem erlaubten nicht kompensierbaren Erdfehlerstrom I_{Res} eingestellt werden.

In bestimmten Netzbereichen kommt es zu einer Parallelführung von galvanisch getrennten Leitungssystemen. Diese Parallelführung kann auf einem gemeinsamen Gestänge oder in unmittelbarer Nähe erfolgen. Wenn eines dieser Systeme ein erdschlusskompensiertes Netz ist, müssen Beeinflussungseffekte, die durch die induktive und die kapazitive Kopplung auftreten, berücksichtigt werden.

Die kapazitive Kopplung entsteht durch das elektrische Feld (Leiter-Leiter- und Leiter-Erde-Kapazitäten) der elektrischen Netze.

Diese Beeinflussungsfälle werden in zwei Kategorien unterteilt, dem Normalbetrieb des beeinflussenden und beeinflussten Netzes und dem Erdschluss (Erdkurzschluss) des beeinflussenden Netzes, wobei es dort zu höheren Beeinflussungen kommen kann.

In diesem Beitrag soll die Berechnung der notwendigen Netzparameter für die Ermittlung der Verlagerungsspannung und weitere Untersuchungen gezeigt werden. Speziell wird auf die Berechnung der Leiter-Leiter- und Leiter-Erde-Kapazitäten CE eingegangen, mittels welcher man die Verlagerungsspannung in Abhängigkeit der Netzverstimmung (Petersen-Spulen Einstellung) berechnen kann.

Weiters wird eine Methode zur Reduzierung der Auswirkungen der kapazitiven Kopplung also zur Reduzierung der auftretenden Verlagerungsspannung mit Hilfe eines mathematischen Berechnungstools wie z.B. Matlab gezeigt.

Prinzipiell kann eine Reduktion der Auswirkungen der kapazitiven Kopplung im Normalbetrieb durch einfache Mittel erreicht werden. Durch veränderte Phasenbelegungen und vollständige Verdrillung kann vor allem die äußere Unsymmetrie verkleinert werden, da die Netzkapazitäten durch diese Maßnahmen symmetriert werden können.

In einem untersuchten Netz konnte die auftretende Verlagerungsspannung im Normalbetrieb auf ein Zehntel des Startwertes reduziert werden. Als Ergebnis wird der Netzbetrieb vereinfacht, da die Verlagerungsspannung verringert wird.

Schlüsselwörter: Kompensierte Hochspannungsnetze, Kapazitive Kopplung, Beeinflussung, Verlagerungsspannung, Optimierung

¹ Institut für Elektrische Anlagen TU Graz, Inffeldgasse 18/I A - 8010 Graz, Tel.: +43 (0)316 873 7551, Fax: +43 (0)316 873 7553, e-mail: clemens.obkircher@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at;

5.4 SMART GRIDS (Session D4)

5.4.1 Sicherheit und Zuverlässigkeit in Microgrids und Smart Grids

**Lothar Fickert, Ernst Schmutzner, Clemens Obkircher, Georg Achleitner
(TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen)¹**

Unter Microgrids versteht man abgeschlossene dezentral versorgte Gebiete, die im Normalbetrieb mit dem öffentlichen Netz durch definierte Schnittstellen verbunden sind. Unter besonderen Bedingungen können sie unabhängig vom öffentlichen Netz betrieben werden.

Bei Smart Grids steht die Gestaltung des Lastflusses unter massiver Verwendung informationstechnischer Einrichtungen im Vordergrund, wobei auch hier die Erhöhung der Versorgungssicherheit durch die Möglichkeit einer mit netztechnischer Intelligenz ausgestatteten Insel angestrebt wird, in der die Energieeinspeisung in der Regel dezentral erfolgt.

Aus verschiedenen Rechtsüberlegungen, so z.B. laut EIWOG, muss der Netzbetrieb sicher erfolgen, womit vorrangig die Personensicherheit von der ebenfalls angesprochenen Versorgungssicherheit referenziert wird. Unabhängig von technischen Regulatorien ist allein schon aus zivilrechtlichen Gründen die Personensicherheit zu gewährleisten.

Der häufigste und mit dem höchsten Gefährdungspotential behaftete elektrische Fehler ist der Erdfehler, der je nach Art der Sternpunktbehandlung als Erdkurzschluss (niederohmig geerdete Netze, z.B. 400-V-TN-Netze) oder als Erdschluss (kompensierte Netze, z.B. Mittelspannungs-Verteilernetze) auftritt: Bei den ersteren wird bei einem Erdfehler durch das Bereitstellen eines entsprechend stromstarken Fehlerstromkreises eine genügend schnelle Zwangsabschaltung sichergestellt, während bei den kompensierten Netzen der Fehlerstrom gezielt so weit gesenkt wird, dass der Netzbetrieb bei gleichzeitig raschestmöglicher Fehlereingrenzung und –behebung weitergeführt werden darf.

Laut den gängigen Axiomen der Netzplanung ist der Netzbetreiber für die Art der Sternpunktbehandlung verantwortlich. Im Falle von TN-Netzen sorgt er für die Sicherstellung einer kleinen System-Nullimpedanz und einer gesicherten Kurzschlussleistung (Kurzschluss-Strom), und bei kompensierten ist der Netzbetreiber für den koordinierten Einsatz von Löschspulen und deren Einstellung verantwortlich.

Durch die Schaffung von Microgrids bzw. Smart Grids ist bei Beibehaltung der bisherigen Sternpunktbehandlung weder in der Niederspannungs- noch in der Mittelspannungsebene die Personensicherheit gewährleistet, da hier die koordinierte Einstellung und Kontrolle der System-Nullimpedanz und die Bereitstellung von ausreichendem Kurzschlussstrom nicht sichergestellt ist. Besonders das Betriebsverhalten von dezentralen Wechselrichter-Einspeisungen muss überdacht und durch entsprechende Zusatzmaßnahmen an die Forderung der Personensicherheit im Erdfehlerfall angepasst werden.

Schlüsselwörter: Microgrids, Smart Grids, dezentrale Erzeugung, Erdschlusskompensation, TN-Netze, Personensicherheit, Versorgungssicherheit

¹Institut für Elektrische Anlagen TU Graz, Inffeldgasse 18/I A - 8010 Graz, Tel.: +43 (0)316 873 7551, Fax: +43 (0)316 873 7553, e-mail: clemens.obkircher@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at;

5.4.2 Energy Hubs für die urbane Energieversorgung

Matthias Schulze, Martin Geidl, André Hillers* (ETH Zürich / High Voltage Laboratory und Swissgrid AG)¹

Hintergrund

Angesichts steigender Rohstoffpreise, der Liberalisierung von Strom- und Gasmärkten und der strukturellen Wandlungen, weg von der klassischen zentralen Energieerzeugung in Grosskraftwerken hin zur dezentralen Energieeinspeisung, blicken städtische Energieversorger in eine ungewisse Zukunft. Wie kann man moderne Erzeugungstechnologien wie z.B. Biomassekraftwerke, Kraftwärmekopplungsanlagen und Windkraftanlagen besser in das bestehende Netz integrieren? Welche zusätzlichen Investitionen werden notwendig, auch im Hinblick auf wechselnde politische und ökologische Rahmenbedingungen?

An der ETH Zürich wird seit dem Jahr 2003 im Rahmen des Projektes Vision of Future Energy Networks (VoFEN) nach Lösungen in diesem Problemkreis gesucht. Durch die integrierte Betrachtung der Erzeuger- und Verbraucherstruktur, sowie der verschiedenen Netzinfrastrukturen (z.B. Strom, Erdgas & Fernwärme), wird dem stetig wachsenden Anteil an dezentraler Energieerzeugung Rechnung getragen. Mit einem „grüne Wiese“-Ansatz werden dann die Grenzen durch bestehende Netzstrukturen aufgebrochen, wodurch der Blick auf unkonventionelle Lösungen frei wird.

Methodik

In einer ersten Projektphase wurden zunächst die Grundlagen für die mathematische Modellierung eines Netzwerkes aus Knoten, den sogenannten Energy Hubs, und Verbindungen, den Interconnectoren, geschaffen. Die Energy Hubs sind dabei funktional und lokal konzentrierte Einheiten, welche Energieerzeuger, -verbraucher oder -speicher beinhalten. Mathematisch werden die Energy Hubs als n-Tore beschrieben, mit beliebigen Eingängen und Ausgängen sowie einer Kopplungsmatrix, welche den Zusammenhang zwischen den Toren beschreibt.

Um die bisher erarbeiteten Grundlagen der ersten Projektphase anwenden zu können, wurde nun in einer zweiten Phase eine Fallstudie in Kooperation mit den Regionalwerken AG Baden (CH) begonnen. Das Kantonsspital Baden ist der erste, im Sinne des Energy-Hub-Konzeptes real existierende, modellierte Netz-knoten. Eine konventionelle Heizungsanlage betrieben mit wahlweise Öl oder Erdgas dient zur Wärmeversorgung des Krankenhauses, einer angeschlossenen Wäscherei und dem lokalen Fernwärmenetz. Ausser einem Diesel-Notstromaggregat gibt es keine funktionelle Verbindung zwischen dem Wärmeverbrauch und dem Strombedarf (siehe Abb. 1).

Nach Jahrzehnten zuverlässiger Produktion soll die Heizungsanlage modernisiert werden. Dank des Engagements der Regionalwerke Baden wird nun nach dem Vorbild in Güssing (AT) ein Biogaskraftwerk entstehen. Holzschnitzel aus den regionalen Wäldern dienen zukünftig in einem nachhaltigen Kreislauf zur Strom-, Wärme- und Gaserzeugung. Eine Holzvergasungsanlage verwandelt die Holzschnitzel zunächst in ein Mischgas, welches dann katalytisch zu synthetischem Erdgas veredelt wird. Das Erdgas wird anschliessend in einem Blockheizkraftwerk zu Strom und Wärme umgewandelt. Die anfallende Abwärme aus dem gesamten Prozess wird für die Wärmeversorgung anstelle der älteren Heizanlage verwendet (siehe Abb. 2).

¹Dipl.-Ing. Matthias Schulze (Autor), High Voltage Laboratory ETH Zürich,
Adresse: Physikstrasse 3, CH-8092 Zürich, Telefon: +41 44 632 83 73, Fax: +41 44 632 12 02,
E-Mail: mschulze@ethz.ch, www.future-energy.ethz.ch

Dr. Martin Geidl (Koautor), swissgrid AG,
Adresse: Werkstrasse 12, CH-5080 Laufenburg, Telefon: +41 58 580 24 34, Fax: +41 58 580 24 79,
E-Mail: martin.geidl@swissgrid.ch

Cand. BSc. André Hillers (Nachwuchsautor), Student Elektrotechnik und Informationstechnologie ETH Zürich, E-Mail: hillersa@ee.ethz.ch

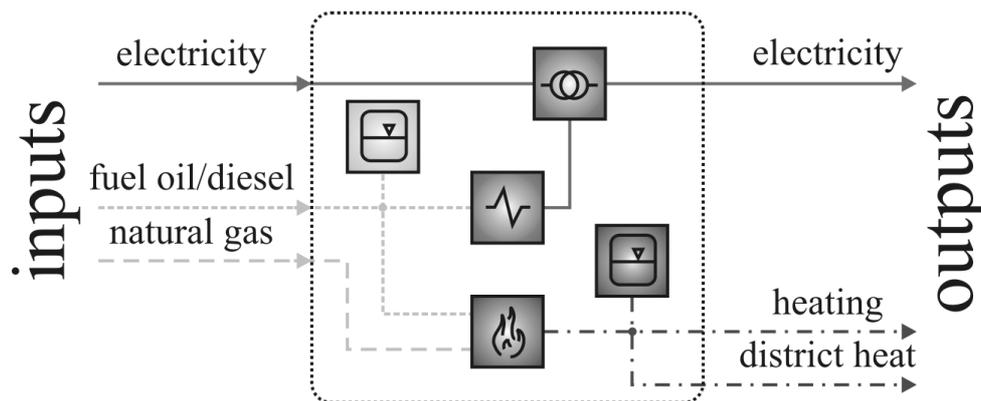


Abb. 1: Heizungsanlage (alt) modelliert als Energy Hub

Ergebnisse

Auch der zukünftige Energy Hub mit BHKW und Methanierung dient primär der Wärmeversorgung des Kantonsspitals. Zwischen Strom und Erdgas kann darüber hinaus anhand der Marktlage und des Bedarfes frei gewählt werden. Eine optimale Anlagendimensionierung berücksichtigt zusätzlich zum Kantonsspital die Entwicklung der Energielandschaft in direkter Umgebung zum Kraftwerk. Szenarien helfen hier mögliche Trends als Randbedingung in die Optimierung mit einzubeziehen. Bei gegebenen Investitionskosten lässt sich ferner, in Abhängigkeit der Entwicklung des Marktpreises, die Rendite bezüglich verschiedener Fahrpläne oder Konfiguration des Energy Hubs maximieren.

Wie erwartet, ist die Wärmeabgabe als Funktion der Strom- bzw. Erdgaserzeugung der wesentliche limitierende Faktor für eine Kostenoptimierung. Die Treibstoff- und Wärmespeicherfähigkeit des Energy Hubs kann hingegen nicht als indirekter Speicher für Elektrizität verwendet werden, sondern dient vorrangig zur Verfügbarkeitserhöhung als Puffer bzw. im Falle des Notstromaggregats als Redundanz. Das BHKW ist ferner fähig ein Inselnetz zu versorgen, wobei mit steigender elektrischer Leistung des BHKWs zusätzlich zum Holzgas auch Erdgas aus dem Versorgungsnetz zur Stromerzeugung verwendet werden kann. Die Ergebnisse der Simulation und Optimierung dienen den Regionalwerken AG Baden und dem Kantonsspital als Entscheidungshilfe bei der Investitionsplanung für das neue Biogaskraftwerk.

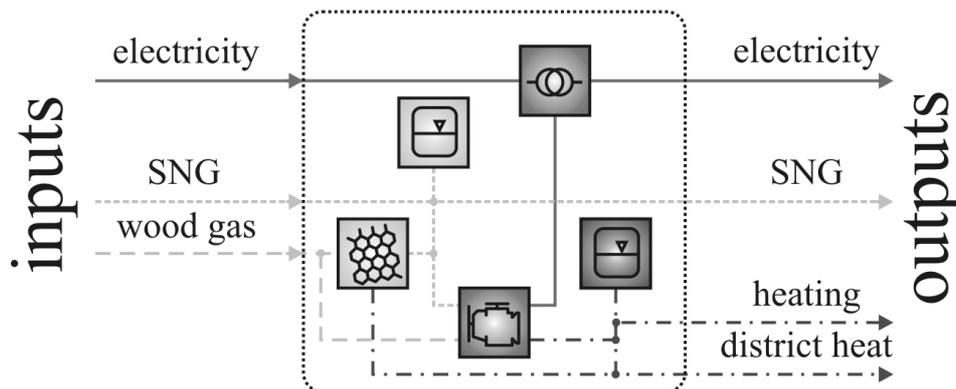


Abb. 2: BHKW (neu) modelliert als Energy Hub

Referenzen

- [1] M. Geidl, G. Koeppl, P. Favre-Perrod, B. Klöckl, G. Andersson, K. Fröhlich: Energy hubs for the future, in IEEE Power & Energy Magazine, Vol 5, No 1, 2007.
- [2] M. Geidl, G. Koeppl, P. Favre-Perrod, B. Klöckl: Die Vision eines zukünftigen Energieversorgungsnetzwerkes, in Bulletin SEV/AES 19/05, pp. 22-26, Zürich, 2005.

5.4.3 ADRES – Autonome Dezentrale Regenerative Energie Systeme

Alfred Einfalt*, Günther Brauner, Christoph Leitinger, Dietmar Tiefgraber,
Sara Ghaemi*
(TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)¹

Ausgangslage

Die Energieversorgung steht heute und in Zukunft vor wichtigen Herausforderungen wie zunehmende Importabhängigkeiten, Ressourcenverknappung sowie Umwelt- und Klimaauswirkungen. Damit diese Problemstellungen nachhaltig gelöst werden können, erfordert es einen Wandel der Energieversorgungsstruktur.

Zukünftig sind daher die Energiedienstleistungen überwiegend durch regional verfügbare, regenerative Energieressourcen bereitzustellen. Dies bedingt jedoch wesentlich geänderte Rahmenbedingungen.

Zum einen muss aufgrund des begrenzten Angebots der regionalen Ressourcen die Energie in effizienter Weise erzeugt, andererseits auch höchst effizient verbraucht werden. Gelingt es vollständige Autonomie der Energieversorgung zu erreichen, ist das System den harten Anforderungen gewachsen.

Inhalt

In diesem Beitrag wollen wir das Projekt ADRES vorstellen. Unser Ziel ist es, ein Autonomes Dezentrales Regeneratives Energie-System in einem ganzheitlichen Konzept zu entwickeln und zu erproben. Die Säulen Effizienz, erneuerbare Energien und innovatives, intelligentes Netzmanagement erlangen darin besondere Bedeutung.

Die zukünftige Entwicklung autonomer, regenerativer Energieregionen, die in Folge hoher Effizienz mit den regionalen Dargeboten (Wind, Solarthermie, Geothermie, Biomasse, Photovoltaik, Wasserkraft) das Auslangen finden müssen, soll in diesem Projekt intensiv erforscht werden. Wir wollen nicht die Frage beantworten, wie viel an regenerativen Dargebot zur Erfüllung des Bedarfs notwendig ist, sondern wie wenig Energie ist für eine Vollversorgung ohne merklichen Komfortverlust nötig. Folgende Abbildung soll dies veranschaulichen.

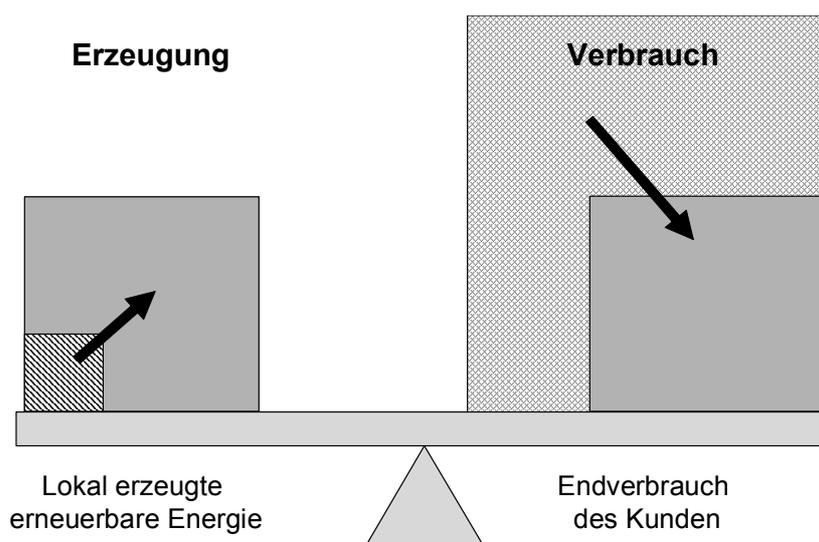


Abbildung 1: Erzeugung vs. Verbrauch

¹TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft Gusshausstrasse 25/373, 1040 Wien,
Tel.: 0043-1-58801-37318 Fax: 0043-1-58801-37399 Mail: einfalt@ea.tuwien.ac.at
www.ea.tuwien.ac.at/ea

Im Zuge dieses Projekts kann eine Einteilung in folgende drei Hauptarbeitsgebiete erfolgen.

- **Endverbrauchseffizienz aller Energiedienstleistungen:**
Der Verbrauch wird nicht als gegeben angenommen, sondern ist in sämtlichen Bereichen durch Effizienzmaßnahmen zu verringern. Zum einen ist hier der Bereich Endgeräte angesprochen, zum anderen die gebäudeabhängigen elektrischen und thermischen Verbrauchsfelder sowie der Energiebedarf der Mobilität.
- **Regenerative Erzeugung**
Im Gegensatz zu allgemeinen, landesweiten Prognosen werden in diesem Abschnitt dahingehend die Prioritäten gesetzt, lokale Dargebote in und um Siedlungen zu prognostizieren und diese in Kombination mit innovativen Umwandlungs-Technologien erzeugungsseitig weiter zu entwickeln.
- **Intelligentes Netzmanagement**
Zum einen wird - je nach Gebäudemodellen unterschiedlich - eine Vorbilanzierung im Haus vorgenommen. Im Verbund einer Siedlung werden der effiziente Energieverbrauch und das verfügbare erneuerbare Dargebot mittels zu entwerfenden Bilanzierungstools betrachtet und mittels adaptiertem Regelkonzept sowie dem Einsatz von Energiespeichern in ein selbstbilanzierendes Energiesystem übergeführt.

Das Ziel von ADRES ist das Erreichen von Leistungsautonomie, also jenes Zustands, in dem ein Siedlungskollektiv nicht nur in der Jahressumme, sondern auch in Echtzeit ausbalanciert ist. Dies stellt eine technisch anspruchsvolle Herausforderung dar.

Es kann nur dann eine nachhaltige und weit reichende Wende erreicht werden, wenn das **Gesamtsystem aus Aufbringung, Verteilung, Regelung und Verbrauch zur Effizienz** hingeführt wird. ADRES verbindet zum ersten Mal diese Säulen für eine nachhaltige Entwicklung der Österreichischen Versorgungslandschaft.

Methodik

- Dynamische Modellierung innovativer Endgeräte und daraus abgeleiteten zukünftigen Lastprofilen
- Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch
- Optimierung der regenerativen Erzeugung
- Dynamische Simulation des Regelkonzepts

Ergebnisse

Energie- und leistungsautonome Systeme werden gewiss in Zukunft nur einen Teil der Energieinfrastruktur darstellen. Leistungsautonomie ist aber eine verschärfte Rahmenbedingung, um Effizienz in hohem Maße im System zu erreichen. Mit dem vollständigen Ansatz soll gezeigt werden, dass Effizienz in der gesamten Energiekette, speziell aber im Endverbrauch, gemeinsam mit neuen Regelkonzepten eine viel versprechende Möglichkeit zur Entwicklung einer überwiegend regenerativen, regionalen Energiebereitstellung sein kann.

Im Zuge des Vortrages können noch keine technischen Ergebnisse des Projekts präsentiert werden. Vielmehr wird darauf eingegangen, welche Rahmenbedingungen notwendig sind, damit der Ansatz über die vollkommene Energie- und Leistungsautonomie wirtschaftlich umgesetzt werden kann. In weiterer Folge kann auch auf die langfristigen volkswirtschaftlichen Vorteile eingegangen werden. Ein besonders wichtiges Ergebnis von ADRES wird es auch sein, aus den Erkenntnissen konkrete Maßnahmen abzuleiten, die kurz- bis mittelfristig in den Bereichen der jetzigen Energieversorgungsinfrastruktur umgesetzt werden können.

5.4.4 System- und gerätetechnische Anforderungen zur Bildung und zum Betrieb von Inselnetzen

**Werner Friedl*, Lothar Fickert, Ernst Schmutzer
(TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen)¹**

Micro- und Smartgrids, Virtuelle Kraftwerke, dezentrale Erzeugungsanlagen, großflächige Stromnetzabschaltungen und Blackouts – diese Begriffe rücken die Bedeutung von Inselnetzen immer wieder in den Mittelpunkt von Diskussionen rund um den zukünftigen Betrieb und Ausbau von elektrischen Übertragungs- und Verteilnetzen.

Die Definition bzw. Beschreibung eines Inselnetzes lässt, beginnend von der Netzebene bis hin zur flächenmäßigen Größe, eine Vielzahl von Interpretationen und Auffassungen zu. Während die Einen den Inselbetrieb kurz als das Gegenteil des Verbundbetriebes beschreiben, finden sich zum Anderen in der Literatur die unterschiedlichsten Beschreibungen, oft auch abhängig von den Interessen des Verfassers. Prinzipiell, und hier weichen die verschiedenen Ansichten nur wenig voneinander ab, wird neben einer geeigneten Frequenz- und Spannungsregelung auch auf die Sicherheitsmaßnahmen zum Schutz von Personen verwiesen, um den zulässigen Grenzen sowie Sicherheiten in den verbindlichen Normen nachkommen zu können.

In der vorliegenden Analyse werden die system- und gerätetechnischen Anforderungen in Inselnetzen der Mittelspannungsebene untersucht.

Grundsätzlich muss unterschieden werden, wie es zur Bildung einer Insel kommt. Demnach sind sowohl gegen die Bildung einer ungewollten Insel, als auch für die gewollte Inselnetzbildung korrekte gerätetechnische Maßnahmen für den Betrieb und zur Sicherstellung der Schutzfunktionen unumgänglich, welche von der Inselerkennung bei ungewollter Inselbildung bis hin zur Rücksynchronisierung reichen.

Dazu gehören unter anderem Maßnahmen der Lastanpassung, die Bereitstellung von Reserveleistung und die Umschaltung der Spannungs- und Leistungsregler der Quellen.

Bei den unterschiedlichen möglichen Formen von Störungen, stellen sich in Verteilnetzen insbesondere bei der Behandlung des Sternpunktes sowie der Netzform (Ringnetz, Strahlennetz, oder vermaschter Netzbetrieb) besondere Herausforderungen, da gerade im Fehlerfall die Sicherheit von Mensch, Tier und Gerät gewährleistet sein muss. Insbesondere bei gelöschten Netzen mit zentraler Löschung, ist zu beachten, dass im Fall einer Inselbildung ein Teilnetz unter Umständen nicht kompensiert werden kann und allfällige Lichtbögen in Freileitungsnetzen nicht verlöschen bzw. höhere Berührungsspannungen auftreten können.

Weitere zusätzliche Anforderungen treten bei der Steuerung durch Tonfrequenz-Rundsteuer-Anlagen (TRA) auf, welche durch gezielte Steuerung diverser Verbraucher (z.B. öffentliche Beleuchtungsanlagen, Warmwasserboiler, ...), im Falle eines Inselnetzes nicht mehr zentral gesteuert werden können.

Neben all diesen kurz angedeuteten Aufwändungen, ist der gesamten Betrachtung eine Risikoanalyse gegenüberzustellen, um die system- und gerätetechnischen Anforderungen mit einer technisch-wirtschaftlichen Analyse zu bewerten.

Schlüsselwörter:

dezentrale Erzeugungsanlagen, Inselnetz, Inselbetrieb, Frequenzregelung, Spannungsregelung, Personenschutz

¹Institut für Elektrische Anlagen TU Graz, Inffeldgasse 18/I A - 8010 Graz, Tel.: +43 (0)316 873 7551, Fax: +43 (0)316 873 7553, e-mail: werner.friedl@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at;

5.5 DEZENTRALE ERZEUGUNG (Session D5)

5.5.1 Netzanschlussbedingungen für virtuelle Kraftwerke im internationalen Vergleich

Thomas Kienberger, Andreas Schweiger, Jürgen Karl (TU Graz / Institut für Wärmetechnik)¹

Virtuelle Kraftwerke

Durch die Liberalisierung des Elektrizitätssystems und dem damit verbundenen diskriminierungsfreien Netzzugang aller Netzteilnehmer begann in den letzten Jahrzehnten eine Veränderung der damals vorhandenen zentralen Erzeugungsstruktur hin zu dezentralen Anlagen. Die dezentrale Einspeisung ist durch leistungsmäßig kleine Anlagen gekennzeichnet, die im Bereich einiger weniger kW bis hin zu einigen MW angesiedelt sind. Ein Teil dieser Erzeugungseinrichtungen werden von dargebotsabhängigen Primärenergieträgern versorgt, man denke hierbei an Windkraftanlagen, Laufkraftwerke oder an Photovoltaiksysteme. Das Erzeugungsprofil solcher Anlagen ist in der Regel nicht bedarfsgerecht. Andere dezentrale Systeme hingegen können bedarfsgerecht einspeisen. Als Beispiele hierfür seien Biomasseanlagen und Biogasanlagen genannt. Auch Speicherkraftwerke im kleineren Leistungsbereich werden diesem Bereich zugeordnet. Bei Erzeugungseinrichtungen, die auf Verbrennungsprozessen basieren, kann die Effizienz der Energieumwandlung durch Kraft-Wärme-Kopplung gesteigert werden, es bietet sich daher ein wärmebedarfsgeführter Betrieb an.

Um die Integration der verschiedenen dezentralen Einzelanlagen in den bestehenden Netzverbund sowie die Anpassung ihrer Leistung an einen bestimmten Lastbedarf bestmöglich zu gewährleisten, wurde das sogenannte „virtuelle Kraftwerk“ angedacht:

Definition: Ein virtuelles Kraftwerk ist ein Kollektiv an dezentralen Erzeugungseinheiten, über das unter Gesichtspunkten des Lastmanagement und der Anlageneinsatzplanung so verfügt werden kann, wie über ein disponibles Kraftwerk.

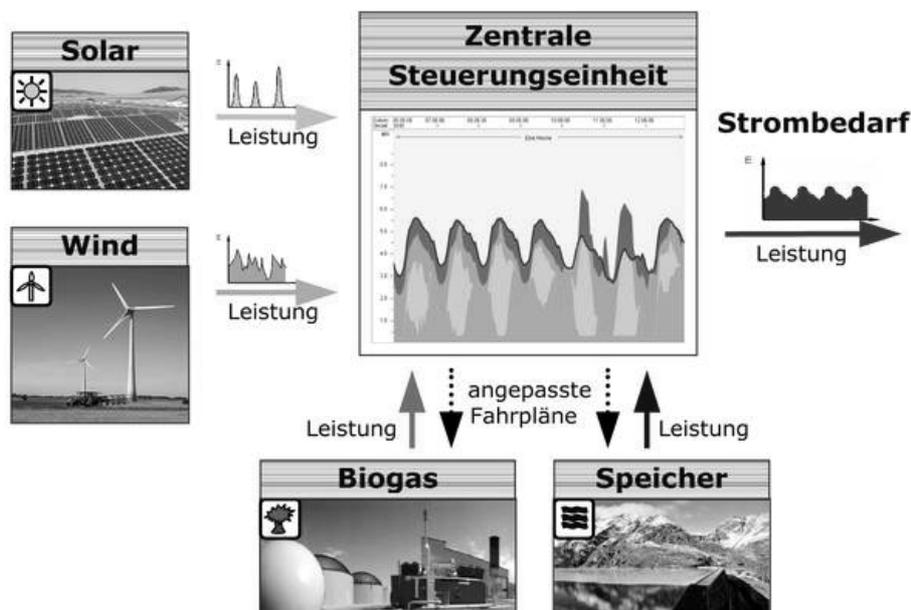


Abbildung 1: Blockschaubild eines virtuellen Kraftwerks

¹Institut für Wärmetechnik (IWT) / Technische Universität Graz, Inffeldgasse 25/B, 0043 316 873-7810, 0043 316 873-7305, thomas.kienberger@tugraz.at, <http://www.iwt.tugraz.at>

Der Aufbau eines virtuellen Kraftwerks erfordert eine Vernetzung der einzelnen, dezentralen Erzeugungseinheiten. Dazu bedient man sich eines zentralen Lastverteilers, der mit Hilfe leistungsstarker Kommunikationstechnik für die Aufgabenzuordnung verantwortlich ist. Als Steuerkriterien für die Anlageneinsatzplanung werden Prognosen der dargebotsabhängigen Primärenergien auf der Erzeugerseite, Strom- bzw. Wärmefahrpläne auf der Lastseite herangezogen. Ein optimales Funktionieren des Systems kann nur dann gewährleistet sein, wenn die Besonderheiten der zu integrierenden Anlagen berücksichtigt werden. Exemplarisch dafür sei hier die Notwendigkeit eines Warmwasserspeichers bei Biomasse-KWK-Anlagen genannt, der dazu dient, die Zeitverschiebung zwischen Strombedarfspitze und Wärmebedarfspitze zu überbrücken und somit einen quasi-wärmegeführten Betrieb ermöglicht.

Netzanschlussbedingungen

Eines der Probleme die bei der Planung von virtuellen Kraftwerken entstehen, ist der Anschluss der dezentralen Einzelanlagen ans öffentliche Elektrizitätsnetz. Über die Netzanschlussbedingungen, die als nationale Vorgaben von den Dachorganisationen der Netzbetreiber herausgegeben werden, sind die Maßnahmen, die für den Netzanschluss erforderlich sind, geregelt. Besonders bei Erzeugungseinheiten mit kleiner Leistung, werden zurzeit die Investitionskosten auf der elektrischen Seite, zu einem beträchtlichen Teil durch die vorgeschriebene Schutztechnik bestimmt.

In dieser Arbeit wird, neben der Darstellung des Status Quo im Bereich virtueller Kraftwerke, anhand eines konkreten Beispiels gezeigt, wie in Österreich vorzugehen ist, um mit Biomasse-KWK-Anlagen mit einer Leistung im Bereich von 1kW_{el}, schlussendlich ins Netz einspeisen zu können. Zudem wird ein kurzer Überblick über die, von den Netzbetreiber-Dachorganisationen mehrerer Länder vorgeschriebenen Netzanschlussbedingungen gegeben.

Keywords: virtuelle Kraftwerke, dezentrale Einspeisung, Netzanschlussbedingungen

5.5.2 Das regenerative Kombikraftwerk

**Reinhard Mackensen ,Kurt Rohrig, Ljubomir Adzic, Yves Saint-Drenant
(Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V.)¹**

Die zuverlässige Einbindung von erneuerbaren Energieerzeugern (EE) in die elektrischen Versorgungsstrukturen ist aufgrund der verschiedenen Charakteristiken und der großflächigen Verteilung ein wichtiges und hochkomplexes Gebiet. Versorgung heißt daher immer, eine optimale Zusammenstellung der einzelnen Erzeuger zu finden. Die Hauptfragestellungen sind Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Ökonomie.

Jede Art der Energieerzeugung hat spezifische Vor- und Nachteile. Aufgrund des massiven Zubaus von erneuerbaren Energieerzeugern, haben sich die elektrischen Versorgungsstrukturen in Deutschland in den letzten Jahren merklich verändert. Die konventionelle, zentralisierte und verbrauchernahe Erzeugung wird zunehmend durch weiträumig verteilte Produktion ergänzt. Ziele für die deutsche Energielandschaft sind die angestrebte Reduzierung von CO₂ sowie der geplante Atomausstieg. Ein Erreichen dieser Ziele ist nur unter Verwendung eines massiven Ausbaus an erneuerbaren Energien möglich.

Eins der Hauptargumente gegen eine hohe Einspeisung durch EE in die elektrischen Versorgungssysteme sind schlechte Vorhersagbarkeit und mangelhafte Regelungsmöglichkeit. Um diese Argumente zu entkräften riefen drei der führenden Hersteller von EE das Projekt „Regeneratives Kombikraftwerk“ ins Leben. Im Rahmen des Projekts wurde ein virtuelles Kraftwerk (VK) entwickelt, das einen Ausblick auf eine mögliche Zukunft der regenerativen Energieversorgung gewährt. Das Kraftwerk aggregiert und kontrolliert Windparks, Photovoltaikanlagen, mit Biogas betriebene BHKW und einen simulativ eingebundenen Energiespeicher, um zu jeder Zeit einen definierten Bedarf an elektrischer Energie zu decken. Das hierbei entwickelte System orientiert sich dabei am Verbrauch von Deutschland sowie möglichen Ausbauszenarien für erneuerbare Energieerzeuger. Ziel des Projekts war hierbei die Deckung des Verbrauchs mit real produzierter Energie. Aus diesem Grund wurde das System so gestaltet, dass es Deutschland im Verhältnis 1/1000 abbildet.

Bausteine des Kombikraftwerks sind reale Energieerzeuger, die Erzeugung des Kraftwerks sind real gemessene Stromproduktionen. Um die Erzeugung der nahen Zukunft zu berechnen, werden auf Wettervorhersagen basierende Einspeiseprognosen für Wind und Photovoltaik erstellt. Um die stark fluktuierenden Erzeugungen möglichst genau zu treffen, wird künstliche Intelligenz in Form von neuronalen Netzen verwendet. Der Unterschied zwischen der Last und den fluktuierenden Erzeugern wird von schnell regelbaren BHKW, die mit Biogas betrieben werden, gedeckt. Überschüssige Energie wird in einem Pumpspeicherkraftwerk gespeichert. Wo nötig werden Windparks gesteuert, um Erzeugungsspitzen oder extreme Gradienten zu vermeiden. Die Algorithmen des Kombikraftwerks wurden im Laufe des Jahres 2007 entwickelt und flossen in einen Prototyp ein, der seit Mai 2007 in Betrieb ist.

Im Rahmen des Energiegipfels 2007 wurde das Projekt der Öffentlichkeit präsentiert, um die Realisierbarkeit der Versorgung von Deutschland mit Strom aus 100% erneuerbaren Energien zu demonstrieren. Aufgrund der Erfahrungen der Pilotphase wurden die Szenarien, Konzepte und Algorithmen erweitert und verifiziert.

www.kombikraftwerk.de

¹Institut für Solare Energieversorgungstechnik, ISET e.V. Königstor 59, 34119 Kassel
email: rmackensen@iset.uni-kassel.de phone: +49-(0)561-7294-245, fax: +49-(0)561-7294-260
web: <http://www.iset.uni-kassel.de>

No Limits for a full Electricity Supply by Renewables – The Renewable Combi-Plant

The reliable operation of future energy supply structures with high share of distributed generation and renewable energy sources (RES) is an important and highly complex task. Supply of energy always means to find an optimal mixture of different sources. The main issues are economic effectiveness, environmental sustainability and reliability in supply.

Any energy source has its own advantages and disadvantages. Over the last years the structures of electrical power supply changed noticeable. Centralistic conventional power generation is supplemented by distributed renewable energy resources. It is obvious that Germany will only meet the ambitious greenhouse gas-reduction targets - with phasing out nuclear energy at the same time - by a major increase in renewable energy usage.

One of the two major arguments against a massive penetration of Renewable Energies (RE) in electrical supply systems is the intermittent generation, the poor predictability and the missing controllability. To disprove these arguments, the leading German manufacturers of RE plants Enercon, Schmack Biogas and SolarWorld created the "Renewable Combi-Plant", a virtual power plant (VPP) which aggregates and controls large wind farms, PV plants, biogas fired CHP and a storage device. The generation capacity of the Combi-Plant mirrors 1/10.000 of the needed capacity of RES to realize a 100% electricity supply of Germany. The Combi-Plant combines and controls the RE generators to face the real load curve at each time.

The members of the Combi-Plant are existing power plants and the actual power generation is the real measured generation of these plants. To calculate the power generation schedule of the near future, the fluctuating sources solar and wind are forecasted by using artificial intelligence. The generation of the different plants are balanced against each other to face the typical energy demand of Germany. The difference between the load and the generation mix of wind farms and PV-plants is compensated by fast controllable biogas fired CHP plants and the pump storage device. The wind farms are controlled to avoid extreme gradients and generation peaks. The algorithms created for the concept were verified and a prototype of this VPP is in operation since May 2007.

The Combi-Plant was introduced on the third German energy summit to demonstrate the feasibility of RE to supply 100% of Germanys electricity demand. Based on the facts and experiences of the first version, feasibilities of different scenarios are inspected and general control concepts are developed. This work describes the scenarios, concepts, algorithms and the results of the pilot phase.

5.5.3 Ansätze für eine effiziente Vermarktung von Ökostrom – Das virtuelle Ökostrom Kraftwerk

Carlo Obersteiner*, Lukas Weissensteiner, Stefan Kastner, Erich Fuchs (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und Siemens AG Österreich und oekostrom AG)¹

Inhalt

Durch die Entkopplung der Einspeisetarife von Marktpreisen ist der Ökostromanlagenbetreiber lt. geltendem Ökostromgesetz von jeglichem Vermarktungsrisiko befreit. Die Novellierung des Ökostromgesetzes sieht in Ergänzung zur bestehenden Einspeiseregulierung ein optionales Selbstvermarktungsmodell vor, bei dem die Vergütung lediglich die Differenz zwischen Großhandelsmarktpreis zuzüglich Ausgleichsenergiekosten deckt. Spätestens nach Ablauf der Förderperiode stehen jedoch Anlagenbetreiber vor der Herausforderung, den erzeugten Strom selbst zu vermarkten. In Anbetracht des zu erwartenden Anstiegs von konventionell vermarktetem Ökostrom werden in diesem Beitrag Kosten und Nutzen verschiedener Vermarktungsoptionen unter derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen für eine Modellbilanzgruppe bewertet.

Der Fokus liegt dabei auf der Optimierung des kurzfristigen Einsatzes von dezentralen Kraftwerken und Verbrauchern unter Berücksichtigung von bestehenden Handlungsoptionen. Maßnahmen zur Senkung des saisonalen Mengen- und Preisrisikos werden nicht analysiert.

Die analysierten Vermarktungsoptionen umfassen

- Handel am Spotmarkt basierend auf Day-ahead-Prognosen von Erzeugung und Verbrauch
- Day-ahead-Optimierung von flexiblen Betriebsmitteln mit unterschiedlichen Zielfunktionen (minimiere Ausgleichsenergie vs. minimiere Ausgleichsenergiekosten)
- Intra-day-Optimierung von flexiblen Betriebsmitteln basierend auf prognostizierten Ausgleichsenergieclearingpreisen

Methodik

Zur Bewertung des Nutzens der betrachteten Vermarktungsoptionen werden verschiedene Betriebsweisen einer Modellbilanzgruppe mit hohem Ökostromanteil mit dem von der Firma Siemens PSE zur Verfügung gestellten Energiemanagementsystem DEMS basierend auf historischen Erzeugungs-, Verbrauchs-, und Preisdaten sowie -prognosen für den Betrachtungszeitraum von einem Jahr simuliert.

Eine zentrale Rolle für die Betriebsoptimierung kommt der Prognose von Erzeugung und Verbrauch zu. Die Windleistungsprognose basiert auf historischen Wetterprognosen der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik. Die Einspeisung der restlichen Erzeugungstechnologien erfolgt durch Fortschreibung der mittleren Vortageseinspeisung. Gemessene Verbraucher werden unter Anwendung eines ARIMA-Modells prognostiziert.

Die in DEMS modellierten flexiblen Betriebsmittel umfassen ein Einkaufszentrum mit zeitlich verlagerbarer Kühllast, eine abschaltbare Pumpenanwendung, ein Bergwerk mit 2 unabhängigen Gesteinsmühlen, ein Kleinwasserkraftwerk mit Schwellenspeicher sowie eine Biogasanlagen mit Gasspeicher. Exemplarisch ist in der folgenden Darstellung die modelltechnische Abbildung des Kleinwasserkraftwerks dargestellt.

¹Energy Economics Group, TU Wien, Gußhausstr. 25-29/373-2, 1040 Wien, Österreich, Tel. +43 1 58801 37367, Fax. +43 1 58801 37397, obersteiner@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at (*Nachwuchsautor)
Siemens AG Österreich, Programm- und Systementwicklung, E&I, Gudrunstraße. 11, A-1101 Wien, Österreich, erich.fuchs@siemens.com
oekostrom AG, Mariahilferstraße 120, A-1070 Wien, Österreich, stefan.kastner@oekostrom.at

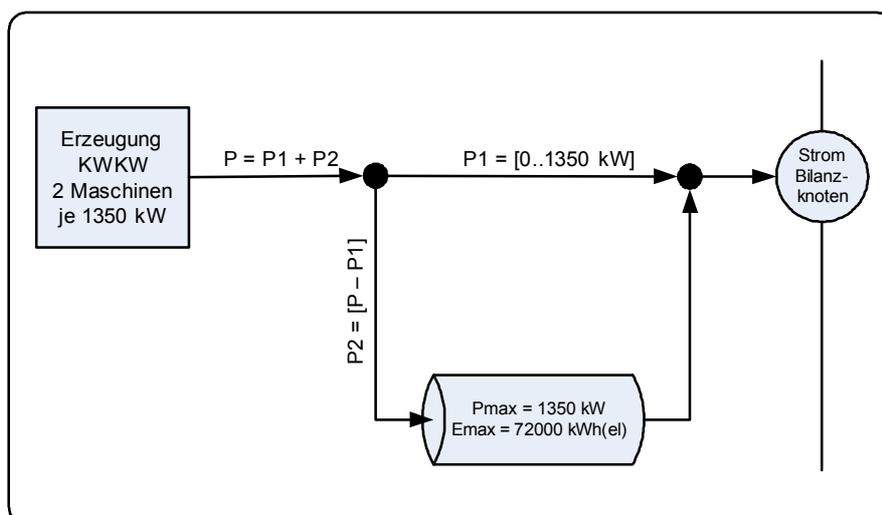


Abb.1. Modellierung des Kleinwasserkraftwerks mit Schwellspeicher in DEMS

Die betrachteten Szenarien umfassen unterschiedliche Windanteile der Modellbilanzgruppe, Prognoseszenarien (perfekte Prognose, vs. reale Prognose) und die Variation der technischen Parameter (Speicherleistung und -energieinhalt) der flexiblen Betriebsmittel.

Dem Nutzen der betrachteten Optionen werden einmalige und laufende Kosten für die Bereitstellung des Energiemanagementsystems und die kommunikationstechnische Vernetzung der Betriebsmittel gegenübergestellt.

Ergebnisse

Der Handel am Spotmarkt lässt sich unter derzeitigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich darstellen, wenn die Windeinspeisung separat betrachtet wird. Durch die von der EEX für Mai 2008 angekündigte Öffnung des Day-ahead Markts an Wochenenden und Feiertagen wird der Mehrwert dieser Option signifikant gesteigert.

Der Erlös der Day-ahead Optimierung von flexiblen Betriebsmittel ist für die Offpeak-Peak-Verlagerung höher als für den ausschließlichen Ausgleich des Windprognosefehlers, da die Differenz zwischen Peak- und Offpeakpreisen die Ausgleichsenergiekosten der Windenergie für den Betrachtungszeitraum übersteigen. Aufgrund dieser Preisverhältnisse ist die Nutzung flexibler Betriebsmittel zum Ausgleich von volatiler Erzeugung innerhalb der Bilanzgruppe ökonomisch nicht sinnvoll. Die Ergebnisse dieses Ansatzes sind im Gegensatz zum Handel am Spotmarkt wenig sensitiv auf die Prognosegüte.

Die Intra-day-Optimierung, d.h. die Ausrichtung des Speichereinsatzes nach dem Stand der Regelzone, führt nach ersten Auswertungen zu einem geringeren Erlös als die day-ahead Speicheroptimierung.

Die drei analysierten Varianten können unter Einschränkungen miteinander kombiniert werden, um den Nutzen des Virtuellen Kraftwerks zu maximieren.

Kosten der Realisierung der dargestellten Optionen werden derzeit erhoben. Daher sind zum jetzigen Zeitpunkt keine Aussagen über die Wirtschaftlichkeit im Hinblick auf eine Umsetzung möglich.

Die vorliegende Arbeit wurde im Zuge des Projekts „Virtuelles Ökostrom Kraftwerk“ erstellt. Dieses Projekt wird im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ – einer Kooperation des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie mit der Forschungsförderungsgesellschaft – durchgeführt.

5.5.4 Aktive Netzintegration dezentraler Stromerzeuger unter verbesserter Ausnutzung bestehender Verteilnetzinfrastrukturen – Eine österreichische Fallstudie

Wolfgang Prügler*, Helfried Brunner, Benoît Bletterie*, Friedrich Kupzog*
(TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und arsenal research und TU Wien / Institut für Computertechnik)¹

Motivation/Inhalt

Eine detaillierte Analyse der zurzeit stark diskutierten Kosten der Netzintegration dezentraler Stromerzeuger in bestehende Verteilnetzinfrastrukturen stellt die Motivation dieses Beitrags dar. Ergebnisse des Projekts „DG DemoNetz – Konzept“ zeigen, dass ein aktiver Netzbetrieb unter Anwendung innovativer Regel- und Steuerungsmaßnahmen im Verteilnetz den Netzbetreibern eine größere Flexibilität in der Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur bietet (vgl. z.B.: Bründlinger et al., 2006). Ökonomische Auswertungen legen zudem dar, dass neue Konzepte zur Spannungshaltung finanziell durchaus mit konventionellen Lösungen (z.B.: Netzverstärkungsmaßnahmen durch neue Kabel) konkurrieren können.

Methode

Wirtschaftlichkeitsanalysen bei unterschiedlichen netz- sowie erzeugerseitigen Strategien der Spannungshaltung (für eine technische Beschreibung dieser Strategien vgl. Kupzog et al., 2007) in verschiedenen österreichischen Verteilnetzabschnitten werden durchgeführt und vergleichend gegenübergestellt. Für den untersuchten Netzabschnitt wird – mit hohem Detaillierungsgrad – für jede Lösungsvariante jeweils die in Abbildung 1 skizzierte Bewertungsmethode angewandt. Dabei werden die Barwerte der zeitlich versetzt auftretenden Netzinfrastrukturinvestitionen, die notwendig werden, um den erhöhten Anteil dezentraler Erzeugung (DG) ins Netz integrieren zu können, kumuliert. Gleiches wird für die erwarteten Betriebskosten (Betrachtungszeitraum = 40 Jahre; Lebensdauer Messeinrichtungen = 40 Jahre, Lebensdauer Kommunikation und IT = 10 Jahre) vorgenommen und dem jeweiligen Jahr der Installation zugerechnet. Somit ergeben sich vergleichbare Projektgesamtkosten der einzelnen Lösungsansätze.

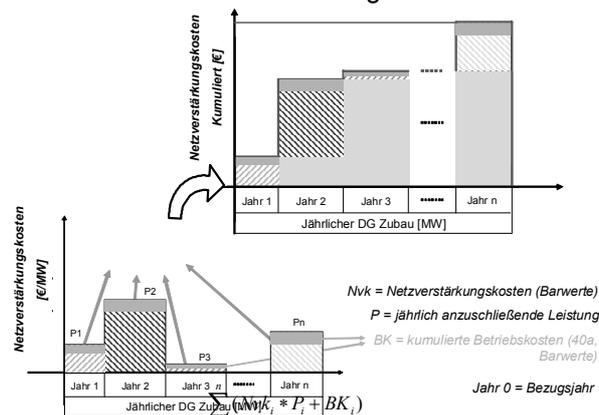


Abbildung 1 Bewertungsmethode (Barwertrechnung) für verschiedene Lösungsansätze zur aktiven Spannungshaltung

¹Technische Universität Wien – Energy Economics Group, Gusshausstrasse 25-29 A-1040 Wien, Tel:+43 58801 37369., Fax:+43 58801 37397, prueggler@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at
arsenal research, Giefinggasse 2 A-1210 Wien, Tel:+43 (0) 50 550 6355., Fax:+43 (0) 50 550 6390, benoit.bletterie@arsenal.ac.at, www.arsenal.ac.at
arsenal research, Giefinggasse 2 A-1210 Wien, Tel:+43 (0) 50 550 6382., Fax:+43 (0) 50 550 6390, helfried.brunner@arsenal.ac.at, www.arsenal.ac.at
Technische Universität Wien – Institut für Computertechnik, Gusshausstrasse 27-29 A-1040 Wien, Tel:+43 58801 38424., Fax:+43 58801 38499, kupzog@ict.tuwien.ac.at, www.ict.tuwien.ac.at

Ergebnisse

Ergebnisse der Auswertung eines Verteilnetzabschnittes (im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH) zeigt Abbildung 2.

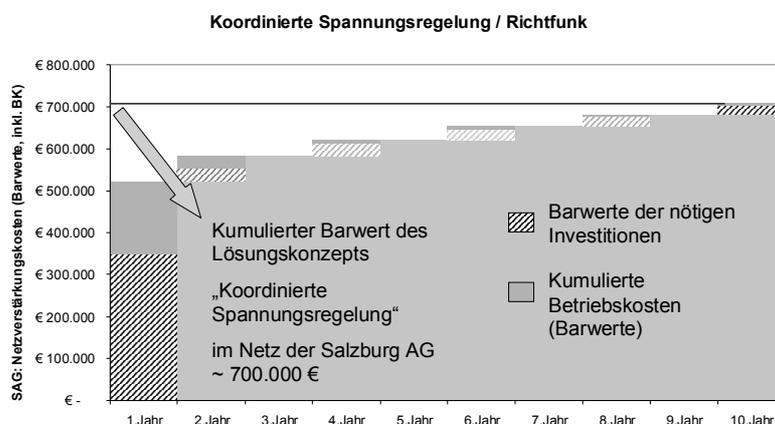


Abbildung 2 Errechneter kumulierter Barwert der nötigen Investitionen im Netz der Salzburg AG unter Realisierung des Lösungskonzepts „Koordinierte Spannungsregelung“; Als zuverlässige Kommunikationsanbindung wurde Richtfunk gewählt

Es zeigt sich, dass unter Anwendung einer „Koordinierten Spannungsregelung“ im Netz der Salzburg AG 6,6 MW zusätzliche dezentrale Stromerzeugung integriert werden können, ohne neue Stromkabel verlegen zu müssen. Diese Spannungsregelung stellt eine Kombination aus einer auf Messwerten aus dem unterlagerten Netz basierenden Sollwertregelung des Stufentransformators im Umspannwerk und einer koordinierter Blindleistungsbereitstellung der Erzeugeranlagen dar. Dies entspricht etwa 30,3 % (von 25,7 % auf 56 %) zusätzlich installierbarer DG Leistung gemessen an der Starklast im Netzabschnitt. Die weiteren Lösungsvarianten (Entkopplung der Spannungsregelung; Lokale Spannungs- und Fernregelung) werden ebenfalls in dieser Weise präsentiert und in Form eines Stufenmodells gereiht sowie in weiterer Folge mit dem Referenzszenario „Konventionelle Netzverstärkung“ einem Vergleich zugeführt.

Schlussfolgerungen

Die Projektergebnisse auf Basis von Simulationen (mittels Lastflussrechnungen) zeigen, dass neben konventionellen Maßnahmen zur Netzintegration dezentraler Erzeugeranlagen auch neue „aktiver“ Methoden zufriedenstellend funktionieren und wirtschaftlich konkurrenzfähig sind. Außerdem lieferten die Untersuchungen eine quantitative Abschätzung der Erzeugung, die ohne Verletzung der Versorgungsqualität zusätzlich an das Verteilnetz angeschlossen werden kann. Dieses Potential ist schon bei den ersten Stufen des Stufenmodells (die am wenigsten aufwendig sind) relativ hoch. Abschließend sei festgestellt, dass zukünftige Energiesysteme durch die Implementierung neuer Netzkonzepte bei gegebener Netzstruktur auch dem Kalkül der Reduktion der Netzintegrationskosten gerecht werden können.

Literatur

- R. Bründlinger, H. Brunner: „Verbesserung der Versorgungsqualität in Netzen mit dezentraler Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energieträgern“, Endbericht, Bericht aus Energie und Umweltforschung, Wien, 2006
- F. Kupzog, H. Brunner, W. Prügler, T. Pfajfar: „DG DemoNet-Concept - A new Algorithm for active Distribution Grid Operation facilitating high DG penetration“; Proceedings 5th International Conference on Industrial Informatics (INDIN2007), Wien, 2007

5.5.5 Netz- und marktkonformes bidirektionales Energiemanagement für Lasten und dezentrale Erzeuger im Niederspannungsnetz

Jan Ringelstein*, Christian Bendel, David Nestle (Institut für Solare Energiever-sorgungstechnik (ISET) e.V.)¹

Einführung

Die derzeitige Diskussion über nationale und internationale Ziele zu Klimaschutz und Energieeffizienz sowie nicht zuletzt die immer weiter steigenden Energiepreise haben zu einer noch nicht da gewesenen Präsenz des Themas „nachhaltige Energieversorgung“ geführt. Im Zusammenhang damit wird derzeit viel über „Smart Grids“ als Vision zukünftiger elektrischer Energieversorgungssysteme gesprochen. Diese sollen zentrale, regenerative als auch dezentrale Energieumwandlungsanlagen (DEA) integrieren. Regenerative Erzeuger tragen dabei zur Verringerung der CO₂-Emission, DEA in räumlicher Nähe des Energieverbrauchers, wie Mikro-KWK-Anlagen, zusätzlich zur Erhöhung der Primärenergieeffizienz bei. Zur Ausregelung fluktuierender Einspeisung soll in einem Smart Grid neben regelbaren Erzeugern auch die Lastseite mit einbezogen werden. Außerdem soll der Kunde durch aktuelle Verbrauchsinformationen zu Energieeinsparungen angehalten werden. Insgesamt ist dadurch mit einer Erhöhung der Nutzung fluktuierender Energiequellen und DEA geringer Leistung zu rechnen, wie sie sich in den letzten Jahren bereits abzeichnet. Allein für Deutschland werden die praktisch realisierbaren Potenziale aus Wind und Photovoltaik (PV) auf jeweils 30-40 % der Stromerzeugung geschätzt. Die Integration dieser fluktuierenden Erzeugung im Netz - auch mit Hilfe von Lastmanagement - erfordert entsprechende technische und algorithmische Lösungen, um einen stabilen Netzbetrieb gewährleisten zu können. Von Expertenseite wird daher eine weitgehende Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit auch kleiner Erzeuger und Lasten gefordert. Dies betrifft auch das Niederspannungsnetz, an das ein großer Teil der elektrischen Lasten angeschlossen ist und in dem vermehrt DEA angeschlossen werden.

Strategie und Lösungsansatz



Abb. 1: BEMI im Feldtest / KWK-Anlagen © ISET

Bei entsprechenden technischen Lösungen ist darauf zu achten, dass der entstehende Kommunikationsaufwand handhabbar bleibt. Außerdem muss die Lösung die Schnittstellen des liberalisierten Marktes beachten und langfristig in diesen Markt integrierbar sein. Um überflüssige Redundanz zu vermeiden, ist es außerdem sinnvoll, die oben genannten Ziele Erzeugungs- und Lastmanagement sowie Kundeninformation im Sinne von Smart Metering zu einer technischen Einheit zu kombinieren. Die Aufgabe des Energiemanagements bei großer

Anzahl räumlich verteilter Anlagen kleiner Leistung ist durch direkte Fahrplanvorgaben für jedes Gerät durch eine Zentrale technisch nicht sinnvoll zu lösen. Insbesondere in der Niederspannungsebene ist ein Energiemanagement mit dezentraler Organisation günstiger. Im Projekt DINAR sowie weiteren Aktivitäten des ISET wurde daher das Konzept der dezentralen Entscheidung entwickelt, das auf einem lokalen Energiemanagement basiert. Hierbei gibt es zwar eine Leitstelle, die Entscheidungen über den Geräteinsatz werden aber nur lokal getroffen. Die Leitstelle übermittelt lediglich zentrale Informationen, die für diese Entscheidungen relevant sind.

¹Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V., Königstor 59, D-34119 Kassel, Tel.: (0561) 7294-208, Fax: (0561) 7294-200, Email: jringelstein@iset.uni-kassel.de

Technische Umsetzung

Als technische Lösung wurde der Netzanschlusspunkt beim Endkunden zum Bidirektionalen Energiemanagement-Interface (BEMI) erweitert. Das Konzept wurde im Rahmen des Projekts DINAR praktisch in Hardware umgesetzt und in einem Feldtest erprobt (Abb. 1). Parallel werden auch Untersuchungen zum Gesamtverhalten einer großen Anzahl von Privathaushalten mit dezentralem Energiemanagement (bis zu 10.000) mittels eines Simulationsprogramms durchgeführt. Dabei wird

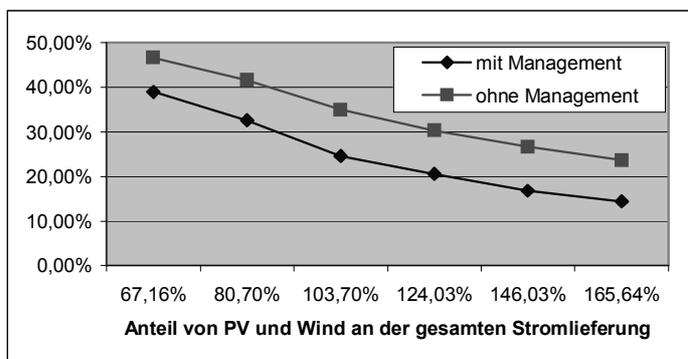


Abb. 2: Nötige Arbeit aus regelbaren Kraftwerken bei unterschiedlichem Erzeugungsanteil aus PV und Wind (6400 BEMIs mit Kühlschränken und Waschmaschinen)
© ISET

BEMI integrierten Zähler wird das tatsächliche Kundenverhalten als Last- und Erzeugungsprofil aufgezeichnet und an die zentrale Leitstelle übermittelt. Mit Hilfe dieser zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Rückkopplung können Netzbetreiber und Energiehändler das Kundenverhalten relativ genau prognostizieren. Damit stellt die Verteilung von variablen Tarifen ein für Netzbetreiber und Energieanbieter verlässliches, für den Kunden transparentes und flexibles Instrument dar. So kann z.B. die Nachfrage an das fluktuierende Angebot aus regenerativen Quellen angepasst werden.

auch untersucht, wie fluktuierende PV- und Windstromerzeugung optimal eingebunden und der Bedarf zur Stromspeicherung und zum Regelenergieeinsatz durch Lastmanagement minimiert werden kann (Abb. 2). Das BEMI empfängt von einer zentralen Leitstelle bestimmte Vorgaben als zentrale Information, z.B. das Preisprofil für den Folgetag. Auf Basis von Stammdaten (Last- bzw. Erzeugerprofile), dezentralen Informationen vom Netzanschlusspunkt und zentralen Informationen von der Leitstelle berechnet ein Optimierungsalgorithmus im BEMI-Rechnerkern optimale Einsatzpläne für alle angeschlossenen Geräte. Mit einem im

Neue Anwendungen des Prinzips der dezentralen Entscheidung

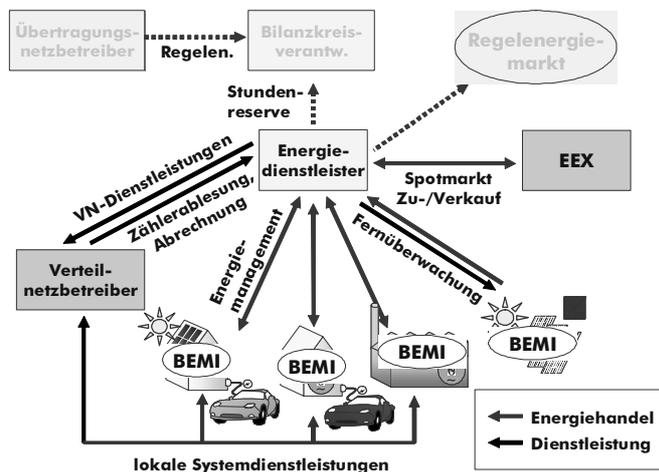


Abb. 3: BEMI im Umfeld des liberalisierten elektrischen Energiemarktes © ISET

Stattet man einen Pool von Verbrauchern (Privathaushalte, Gewerbe, Industrie etc.) sowie DEA mit BEMI aus, lassen sich weitere Vorteile für die Marktteilnehmer im liberalisierten Markt (Abb. 3) erschließen. Hierzu ist es sinnvoll, dass ein übergeordneter Manager, das „Pool-BEMI“, von einem Energiedienstleister betrieben wird und dezentrale Informationen von den verteilten BEMI sammelt. Damit ist einerseits eine Verbesserung der Prognose der Kundenreaktion denkbar. Andererseits führen die im Netz verteilten BEMI auch Messungen an den Netzanschlusspunkten aus. Diese Messungen können mit der verteilten Intelligenz der BEMI kombiniert und genutzt werden, um neben dem Energiemanagement weitere Dienstleistungen zur Unterstützung des

Netzbetriebs, wie beispielsweise eine Engpassüberwachung, zu erschließen. Solche Verteilnetz-Dienstleistungen sind in allen Betriebszuständen des Systems vom Normalbetrieb bis zum Störbetrieb denkbar, so dass sich eine große Bandbreite für Anwendungen des Prinzips der dezentralen Entscheidung ergibt. Die Entwicklung des BEMI, die Ergebnisse des Feldtests auf Basis zweier unterschiedlicher Typen von Mikro-KWK-Anlagen sowie die Simulationsergebnisse eröffnen somit Möglichkeiten für eine künftige netzkonforme Massen-anwendung von dezentralen Erzeugern und Lasten.

5.5.6 Spannungsbandproblematik in NS-Netzen mit dezentraler Einspeisung aus Solaranlagen

Günther Schulz (Technische Fachhochschule Georg Agricola für Rohstoff, Energie und Umwelt zu Bochum)¹

Die Anzahl von Photovoltaik-Anlagen zur Stromerzeugung, die in Niederspannungs-Ortsnetze der öffentlichen Stromversorgung einspeisen, hat seit der im Jahr 2004 verabschiedeten EEG-Novelle erheblich zugenommen. Um alle auch zukünftig zu erwartenden EEG-Anschlüsse ohne negative Auswirkungen auf die Spannungsqualität realisieren zu können, ist häufig ein Netzausbau zu Lasten des Netzbetreibers erforderlich. Im Rahmen eines vom Land Nordrhein-Westfalen geförderten F&E-Projekts zur elektronischen Einstellung der Netzspannung in Ortsnetzen mit dezentraler Einspeisung aus Solaranlagen wurde der Prototyp eines elektronisch regelbaren 20 kV-Ortsnetztransformators von einem Ingenieurteam, zu dem auch der Autor gehört, entwickelt und erprobt. Die vorgestellte Methode stellt eine kostengünstige Alternative zum primärtechnischen Netzausbau dar, die – sofern dieses System eine hinreichende Marktreife und Stückzahl erreicht – den finanziellen Zusatzaufwand im Netz begrenzt.

¹Prof. Dr.-Ing. Günter Schulz, Technische Fachhochschule Georg Agricola, Herner Str. 45, 44787 Bochum
Tel. 0234/968-3282, E-Mail: Schulz@tfh-bochum.de, Homepage: www.tfh-bochum.de

6 STREAM E: ENERGIEEFFIZIENZ

6.1 E-MOTOREN UND BELEUCHTUNG (Session E1)

6.1.1 Der Beitrag der elektrischen Antriebstechnik zur Energieeinsparung

Lothar Fickert¹, Klaus Krischan, Johann Bacher, Günther Dannerer, Ingruber, Markus Ortner, Thomas Schuster, Roland Seebacher²
(TU Graz / Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen)

In Deutschland ergeben sich durch energieeffiziente Antriebssysteme Einsparpotenziale in Milliardenhöhe: Der ZVEI (Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V.) ermittelte für das Jahr 2004 einen Energieverbrauch von 165 TWh durch elektrische Antriebe bzw. elektromotorisch angetriebene Systeme. Rund 27,5 TWh und damit 16,9 Mio. Tonnen CO₂ könnten durch den Einsatz energieeffizienter elektrischer Antriebstechnik eingespart werden [1].

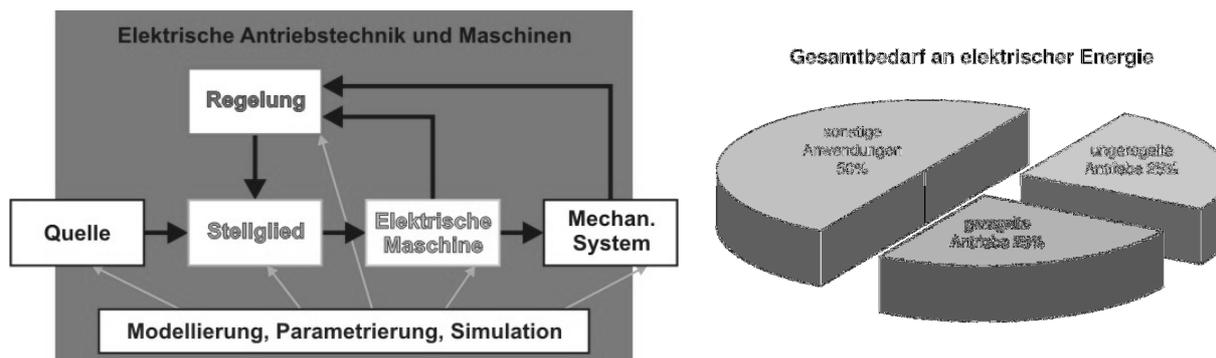
Das Ziel der EU Kommission für die durch die Antriebstechnik bedingten CO₂-Emissionen beträgt 240 Mio t im Jahr 2010 (2005 waren es 255 Mio t). Dazu wurde das EU Programm Energie Intelligent Europe (EIE) initiiert [2], das aus den Modulen SAVE, ALTENER, STEER, COOPENER und HORIZONTAL besteht. Daher: Förderung von Energiesparmotoren, bzw. sogar Verbot von Standardmotoren [2] und EU Programm: Motor Challenge Program (MCP).

Wirtschaftliche CO₂-Einsparpotenziale bei motorgetriebenen Systemen 2000 bis 2010 [3]:

- 10% durch den vermehrten Einsatz von Energiesparmotoren
- 30% durch Elektronische Drehzahlregelung anstatt mechanischer Regelung
- 60% durch mechanische Systemoptimierung

Elektrische Antriebstechnik

Die elektrische Antriebstechnik umfasst das **gesamte Antriebssystem** von der Energiequelle über das Stellglied, die elektrische Maschine bis hin zur Arbeitsmaschine bzw. dem zu bedienenden Arbeitsprozess. Diese Darstellung ist auch auf Wind-, Wasser-, und Dampfkraftgeneratoren anwendbar.



Von der überwiegend mit elektrischen Maschinen erzeugten Energie werden 50% in Motoren und davon wiederum 50% in geregelten Antrieben in mechanische Energie umgewandelt. Daher ist die hocheffiziente Nutzung der elektrischen Energie von besonderer Bedeutung.

¹ Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen / TU Graz, Kopernikusgasse 24, ++43/(0)316/873/7241, ++43/(0)316/873/7244, Lothar.Fickert@tugraz.at, <http://www.eam.tugraz.at/>

² Alle: Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen / TU Graz, Kopernikusgasse 24, ++43/(0)316/873/7241, ++43/(0)316/873/7244, vorname.nachname@tugraz.at, <http://www.eam.tugraz.at>

Teilbereiche der elektrischen Antriebstechnik und ihre besondere Bedeutung für die Energieeinsparung

Elektrische Maschinen inkl. Transformatoren

Um den drastischen Veränderungen in der Stromerzeugerwirtschaft gerecht zu werden, müssen einerseits bei konventionellen Produkten die Kosten gesenkt werden und andererseits durch innovative Produkte neue Zugänge zum Markt geschaffen werden. Wesentliche Ziele sind die Verbesserung des Betriebsverhaltens bei höheren Wirkungsgraden und verminderte Herstellungskosten durch die effizientere Gestaltung der elektrischen und magnetischen Kreise, einschließlich der Anwendung moderner Fertigungsverfahren und dem Einsatz verbesserter Werkstoffe.

Stromrichtertechnik/Leistungselektronik

Stromrichter werden in der elektrischen Antriebstechnik als Stellglieder eingesetzt. Sie finden aber auch in elektrischen Versorgungsnetzen, in Netzgeräten, unterbrechungsfreien Stromversorgungen oder in elektronischen Vorschaltgeräten Verwendung. Von besonderem Interesse im Hinblick auf die Energieeinsparung sind hier sowohl Untersuchung der Auswirkungen auf die Antriebsmaschinen und Speisequellen, die Untersuchung bekannter und Entwicklung neuer Topologien als auch die Ausführung der nötigen Steuerverfahren.

Antriebsregelung

Der Regelalgorithmus ist dafür zuständig, dass das Stellglied (Stromrichter) in geeigneter Weise angesteuert wird. Moderne hochdynamische Regelverfahren für Drehfeldmaschinen nutzen die Orientierung von Strombelägen relativ zu einem Feld aus, das nicht direkt messbar ist, sondern als Ausgangsgröße eines online mitberechneten Modells vorliegt. Im Bereich der Antriebsregelung ergeben sich damit als Aufgaben unter anderem die Beobachtung nicht direkt messbarer Größen, die Parameterermittlung und deren Nachführung während des Betriebes, die Regelung im Grundstellbereich und Feldschwächbereich für den wirkungsgradoptimalen Betrieb.

Modellierung, Parametrierung und Simulation

Das im Elektromaschinenbau vorherrschende Modellierungswerkzeug ist die Finite Elemente Methode, während für die Antriebsregelung meist das Grundwellenmodell herangezogen wird. In diesem Bereich werden die Aufgaben in Richtung verfeinerter Modelle ausgedehnt. Damit stehen weitere Möglichkeiten zur Verfügung, durch die Verarbeitung der ohnehin notwendigen elektrischen Messgrößen Sensoren für mechanische Größen einzusparen bzw. Aufgaben der Diagnostik wahrzunehmen.

Zusammenfassung

Die von der EU gewünschte CO₂-Einsparung kann nur durch höhere Wirkungsgrade auf den Transportwegen (Transformatoren), der elektrischen Maschinen **und** durch vermehrten Einsatz von geregelten Antrieben erreicht werden. Auch in der Energieerzeugung gewinnt die umrichter gespeiste elektrische Maschine immer mehr an Bedeutung (Beispiel: Doppelt gespeiste ASM in Windkraftanlagen). Im Bereich der Energieverteilung werden Stromrichter zur Beeinflussung des Wirk- und Blindleistungsflusses sowie zur Verbesserung der Stabilität und Qualität der Energieversorgung an Bedeutung gewinnen.

Literatur

- [1] Energieeffiziente Antriebstechnik 04.10.2007; Claudia Dürr
- [2] ZVEI-Mitgliederversammlung des Fachverbandes Automation TA-Kolloquium am 24. September 2004 Elektrische Antriebstechnik – ein Beitrag zum Energiesparen Dr.-Ing. Peter Zwanziger
- [3] Elektrische Antriebe Marktentwicklung 2006, ZVEI Automation, Fachbereich Elektrische Antriebe, Oktober 2006

6.1.2 Wirtschaftlicher Vergleich der langfristigen Strom-Einsparpotenziale von Elektromotorsystemen und Beleuchtungsanlagen in der Industrie

Tobias Fleiter*
(Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung)¹

Ausgangslage und Fragestellung

Angeleitet durch das Ziel, den Klimawandel zu mindern und insbesondere im Energiesektor die CO₂ Emissionen zu senken wird die Notwendigkeit des rationelleren Umgangs mit Energie häufig als ein wichtiges Element der Lösung benannt. Für die Politik stellen sich die Fragen, in welchen Bereichen genügend Potenziale zu einem effizienteren Umgang mit Energie vorhanden sind und wo die Ausschöpfung der Potenziale zu möglichst niedrigen Kosten möglich ist.

Diese Fragestellung der Potenziale und der damit verbundenen Kosten wurden wir am Beispiel von Technologien, die branchenübergreifend in der Industrie verwendet werden, den sogenannten Querschnittstechnologien, für Deutschland untersucht. Im Einzelnen sind das Beleuchtungs- und Elektromotorsysteme, wie Pumpen, Ventilatoren, Druckluft und Kältebereitstellung. Insgesamt haben die untersuchten Querschnittstechnologien einen Anteil von ca. 75% am Stromverbrauch der Industrie in Deutschland.

Methodisches Vorgehen

Methodisch lässt sich die Arbeit in zwei grundlegende Schritte gliedern.

Anhand einer Literaturrecherche wurden zunächst für die oben genannten Querschnittstechnologien die jeweiligen Anteile am Stromverbrauch der einzelnen industriellen Branchen ermittelt und darauf aufbauend mögliche Maßnahmen zum Senken des Stromverbrauchs identifiziert und ihnen Einsparpotenziale sowie Kosten für deren Realisierung zugeordnet. Die entstandene Datenbank zu Potenzialen und Kosten umfasst ca. 80 einzelne Maßnahmen.

Der zweite Schritt ist die Berücksichtigung der zeitlichen Entwicklung der Technologien. Diese betrifft zum einen die Diffusion der Technologien bzw. Maßnahmen und zum anderen die Entwicklung der Kosten. Aufgrund verschiedenster Restriktionen sind die ermittelten Einsparpotenziale nicht sofort verfügbar bzw. würden alleine aufgrund der heterogenen Struktur in der Industrie und den ungleich verteilten Informationen nicht schlagartig sondern über einen längeren Zeitraum erschlossen werden. Die zeitliche Diffusion wird im Modell für ausgewählte Technologien mit Hilfe eines "Stock-Models" dargestellt, das anhand von Marktanteilen und Lebensdauer der Motoren die Veränderungen im Bestand darstellt. Für Technologien, zu denen weniger Informationen verfügbar waren, wurde eine S-förmige Diffusion angenommen.

Über den gesamten Zeitraum der Betrachtung, bis 2035, kann davon ausgegangen werden, dass sich die spezifischen Kosten vieler Maßnahmen mit einer weiteren Verbreitung von Technologien und Wissen, vermindern, was insbesondere auf Technologien zutrifft, die noch am Beginn ihrer Entwicklung stehen. Diese Annahme wurde mit der Methodik der Erfahrungskurven umgesetzt, wobei drei unterschiedliche Kategorien von Lernraten angenommen wurden.

Ergebnisse

Das Ergebnis der Modellierung sind Kosten-Potenzialkurven mit 80 unterschiedlichen Maßnahmen zur Verminderung des Stromverbrauchs in Motor- und Beleuchtungssystemen in der Industrie. Es hat sich gezeigt, dass ein Großteil der Einsparmaßnahmen wirtschaftlich realisierbar ist. Das gesamte wirtschaftliche Einsparpotenzial hat einen Anteil von über 90% am technischen Potenzial. Selbst bei Berechnung eines Extremszenarios mit einem Kalkulationszinssatz von 50% und einem sinkenden Strompreis um 35% sind im Betrachtungszeitraum noch 55% des technischen Einsparpotenzials wirtschaftlich erschließbar.

Folglich stellt der Bereich der Querschnittstechnologien für die Wahl von politischen Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz einen Ansatz mit hohem Einsparpotenzial dar und niedrigen Kosten dar.

¹ Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Tel:0721-6809-208, Fax:0721/6809-272, Tobias.Fleiter@isi.fraunhofer.de, <http://www.isi.fhg.de/e/index.htm>

6.1.3 Wirkungsgradoptimaler Betrieb von Asynchronmaschinen bei variabler Drehzahl

Reinhard Ingruber, Roland Seebacher, Günther Dannerer, Klaus Krischan
(TU Graz / Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen)¹

Einleitung

In Deutschland ergeben sich durch den Einsatz von energieeffizienten Antriebssystemen Einsparpotenziale in Milliardenhöhe. Der ZVEI (Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V.) ermittelte für das Jahr 2004 einen Energieverbrauch von 165 TWh durch elektrische Antriebe bzw. elektromotorisch angetriebene Systeme. Rund 27,5 TWh und damit 16,9 Mio. Tonnen CO₂ könnten durch den Einsatz energieeffizienter elektrischer Antriebstechnik eingespart werden [1]. Das mit vertretbarem Aufwand erzielbare CO₂-Einsparpotenzial bei motorgetriebenen Systemen durch elektrische Drehzahlregelung anstatt mechanischer Regelung beträgt für den Zeitraum 2000 bis 2010 30% [2].

Wird die Maschine direkt am Netz mit konstanter Spannung und Frequenz betrieben, so sind die Möglichkeiten zur Wirkungsgradoptimierung im Wesentlichen bereits bei der Konstruktion der Maschine und Auslegung des Antriebs ausgeschöpft worden. Durch die bei der Anlagendimensionierung notwendigen Reserven wird der während des überwiegenden Teils der Betriebsdauer vorliegende Betriebszustand bestimmt. Dieser durch die Auslegung bestimmte Betriebspunkt deckt sich dann in etwa gut mit dem Punkt optimalen Wirkungsgrades der ausgewählten Maschine.

Wie oben angeführt ist ein großer Anteil der erhofften Energieeinsparung durch den Einsatz drehzahlverstellbarer Antriebe zu erzielen. Dabei geht es in erster Linie darum, die Steuerung oder auch Regelung des Leistungsflusses effizienter zu gestalten. Die Beeinflussung des Leistungsflusses weiter nach „vorne“, in Richtung Speiseeinrichtung zu verlegen und damit bereits aus dem speisenden Netz nur die gerade benötigte Leistung zu entnehmen, ist nahe liegend und zielführend.

Als drehzahlverstellbare elektrische Antriebe haben sich umrichter gespeiste Maschinen synchroner und asynchroner Bauart etabliert. Damit steht in der Regel bereits eine elektrische Antriebseinheit zur Verfügung, die mit einer hochdynamischen Regelung ausgestattet ist. Somit ist die Anpassung des Antriebes an den Arbeitsprozess über die Einstellung beliebiger Betriebspunkte (innerhalb des erlaubten Bereiches), die durch die Wertepaare Drehzahl und Drehmoment bestimmt sind, möglich. Zusätzlich kann noch eine Freiheit bei der Einstellung dieser Betriebspunkte genutzt werden, um den Wirkungsgrad in jedem dieser Betriebspunkte zu verbessern.

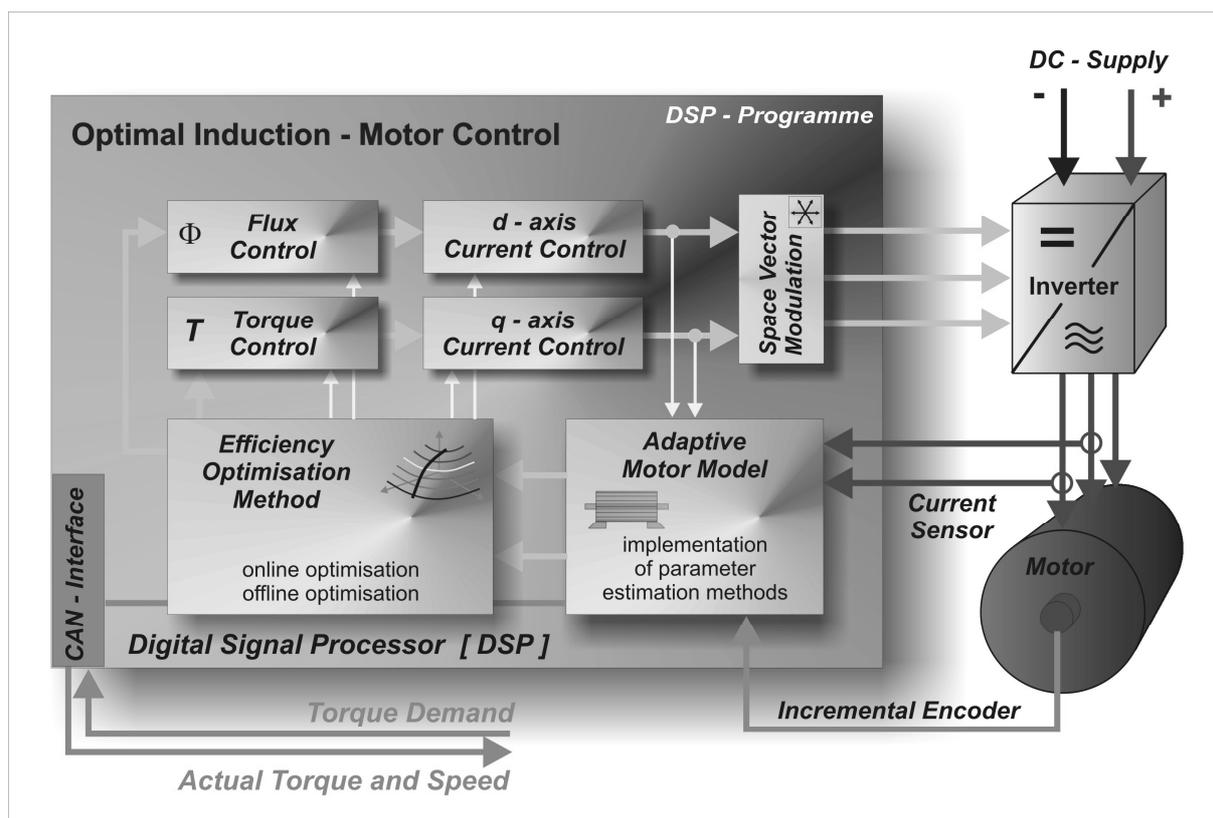
Methode

Das Prinzip soll anhand der Asynchronmaschine gezeigt werden, da es vor allem bei diesem Maschinentyp vorteilhaft genutzt werden kann.

Kann das jeweilige Lastkollektiv als Aneinanderreihung stationärer Betriebszustände betrachtet werden, so genügt es, in jedem einzelnen stationären Betriebspunkt den günstigsten Wirkungsgrad einzustellen, um auch für den gesamten Betrieb den besten Wirkungsgrad zu sichern. Die Übergangsvorgänge zwischen den stationären Betriebszuständen werden dabei außer Acht gelassen. Die Regelung der elektrischen Maschine stellt über das Stellglied Umrichter die Amplitude U_S und die Frequenz f_S der Spannung an der Maschine ein. Das Drehmoment, das die Drehfeldmaschine bei gegebener Drehzahl entwickelt, kann als Funktion von U_S und f_S betrachtet werden. Damit stehen für die Einstellung des Drehmomentes bei gegebener Drehzahl zwei Parameter zur Verfügung. Dieser Freiheitsgrad kann nun genutzt werden, um die Verluste zu minimieren und wird meist als „Feldabsenkung“ bezeichnet.

Für die Verlustminimierung ist der gesamte elektrische Antrieb zu betrachten der zumindest aus Umrichter und elektrischer Maschine besteht und im Falle einer mobilen Anwendung auch den Energiespeicher umfasst.

¹ Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen / TU Graz, Kopernikusgasse 24, Tel: ++43/(0)316/873/7241, Fax: ++43/(0)316/873/7244, email: vorname.nachname@tugraz.at, <http://www.eam.tugraz.at>



Regelstruktur mit Wirkungsgradoptimierung

Die Optimierungsmethode liefert bei gegebener Drehzahl die Sollwerte Drehmoment und Flussverkettung (die als Maß für das magnetische Feld in der Maschine betrachtet werden kann) für die Regelung, die daraus die Sollwerte für die Spannung U_s und die Frequenz f_s bildet. Sowohl für die notwendige Regelung als auch für die Verlustminimierung ist die genaue Kenntnis der Maschinenparameter notwendig. Diese werden online identifiziert.

Ergebnis

Mit der vorgestellten Methode können ohne zusätzlichen gerätetechnischen Aufwand Verbesserungen des Wirkungsgrades bis zu einigen 10% im Teillastbereich erreicht werden.

Literatur

- [1] Dürr, Claudia: Energieeffiziente Antriebstechnik 04.10.2007;
- [2] Elektrische Antriebe Marktentwicklung 2006, ZVEI Automation, Fachbereich Elektrische Antriebe, Oktober 2006
- [3] Ingruber, R. Seebacher, R.: Fast Rotor Resistance Estimation for Vector Controlled Induction Motor at low speed. SPEEDAM 2004

6.1.4 Möglichkeiten zur online Wirkungsgrad-Bestimmung für den energieoptimierten Betrieb von Drehstromasynchronmaschinen

Johann Bacher, Florian Waldhart* (TU Graz / Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen)¹

Einleitung

Durch Schlagworte wie CO₂ Emission, erneuerbarer Energie und Energiemanagement, wird das Thema Energiesparen von Politikern und Medien gerne als medialer Aufhänger benutzt. Es werden Studien in Auftrag gegeben, um neue Energieträger zu erforschen und Energieeinsparungspotenziale bei der Umwandlung aufzuzeigen.

In elektrischen Maschinen wird elektrische Energie in mechanische Energie umgewandelt und dies sehr effektiv. In der Industrie werden ca. 70 % der verbrauchten elektrischen Energie in mechanische Energie umgewandelt. Die Drehstromasynchronmaschine ist die mit 95 % am weitest verbreiteste Maschine. Neue Entwicklungen im Bereich Konstruktion und Materialien ermöglichen, dass immer bessere Wirkungsgrade erzielt werden.

Energieeffizienzklassen

Die Einteilung der Motoren in Energieeffizienzklassen erfolgt in Abhängigkeit von Leistung und Polpaarzahl (Abbildung 1).

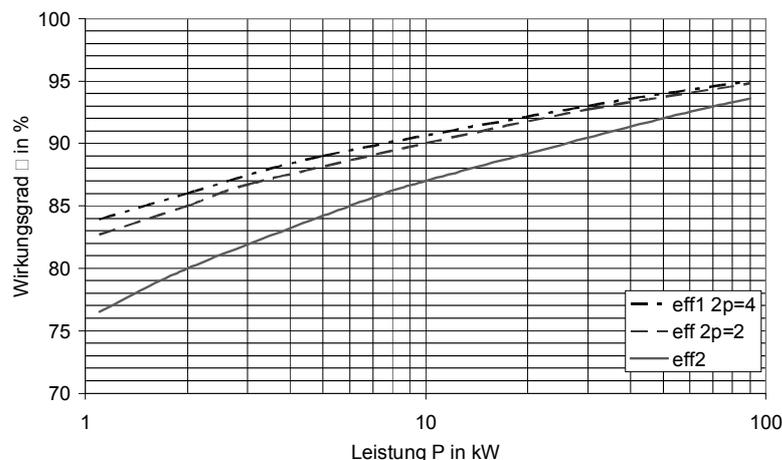


Abbildung 1: Energieeffizienzklassen

Motoren der Energieeffizienzklasse eff2 werden auch als sogenannte Standardmotoren bezeichnet. Die Energieeffizienzklasse eff1 umfasst die Energiesparmotoren. Die Energieeffizienzklasse eff3 ist in Europa in der Regel nicht mehr im Einsatz. Energieeffizienzklassen geben aber nur den Wirkungsgrad für den Nennpunkt an. Für den optimalen Einsatz eines Elektromotors muss der Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Belastung bekannt sein (Abbildung 2).

Der Wirkungsgrad verschlechtert sich im Laufe der Jahre, z.B. durch Reparaturen. Die Online Wirkungsgradmessung gibt dem Betreiber eine effiziente Möglichkeit, nicht mehr wirtschaftliche Motoren zu erkennen und diese gegen neue zu ersetzen und durch diese Maßnahme einen optimalen Betrieb zu gewährleisten.

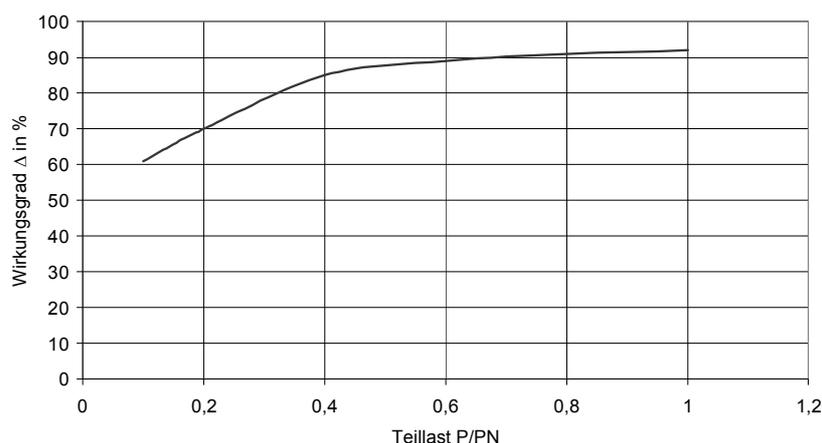


Abbildung 2: Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Auslastung der Maschine

Da die Motoren im Allgemeinen unter Last laufen, nur an den Anschlussklemmen zugänglich sind und meist keine veränderbare Versorgungsspannung vorhanden ist, scheidet viele der aufgezählten Möglichkeiten aus. Weiters sind Methoden die Fehler von über 2 % aufweisen nicht sinnvoll, da sich Motoren der Klasse eff1 und eff2 gerade einmal um diesen Prozentsatz unterscheiden. Der Hochlaufversuch der Maschine ermöglicht die Aufnahme sehr vieler Betriebspunkte, die aber im Betrieb nicht dauerhaft für Messzwecke vorhanden sein müssen. Dadurch kann dieser Versuch zur quasi online Wirkungsgradbestimmung in einer einfachen und ausreichend genauen Weise verwendet werden.

Die Art der Messung und Auswertung der Ergebnisse an einer Reihe von Drehstrommotoren unterschiedlicher Leistungsklassen, sowie die dadurch entstehenden Möglichkeiten und Auswirkungen in der Betriebsführung sind Schwerpunkte in dieser Veröffentlichung.

Tabelle 1: Methoden zur Wirkungsgradbestimmung

Methoden zur Wirkungsgradbestimmung	Benötigte Daten und Messungen							Ergebnis
	Leerlauf	Belastungsversuch	Messung ohne Versorgung	Drehzahl	Moment	Typenschild	Statorwiderstand	Genauigkeit
Standard Typenschildmethode	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	10%
Standard Schlupf Methode	Nein	Nein	Ja	messen	Nein	Ja	messen	7%
Standard Strom Methode	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	6%
Luftspaltleistungsmethode	Ja	Nein	Nein	messen	Bestimmt	Nein	messen	0,50%
Wellenleistungsmethode	Nein	Nein	Nein	messen	messen	Nein	Nein	< 0,50%

Da die Motoren im Allgemeinen unter Last laufen, nur an den Anschlussklemmen zugänglich sind und meist keine veränderbare Versorgungsspannung vorhanden ist, scheidet viele der aufgezählten Möglichkeiten aus. Weiters sind Methoden die Fehler von über 2 % aufweisen nicht sinnvoll, da sich Motoren der Klasse eff1 und eff2 gerade einmal um diesen Prozentsatz unterscheiden. Der Hochlaufversuch der Maschine ermöglicht die Aufnahme sehr vieler Betriebspunkte, die aber im Betrieb nicht dauerhaft für Messzwecke vorhanden sein müssen. Dadurch kann dieser Versuch zur quasi online Wirkungsgradbestimmung in einer einfachen und ausreichend genauen Weise verwendet werden.

Die Art der Messung und Auswertung der Ergebnisse an einer Reihe von Drehstrommotoren unterschiedlicher Leistungsklassen, sowie die dadurch entstehenden Möglichkeiten und Auswirkungen in der Betriebsführung sind Schwerpunkte in dieser Veröffentlichung.

6.1.5 Wirkungsgrad bei kostengünstigen Varianten der Drehzahlstellung von Einphasen Betriebskondensator Asynchronmotoren, die als Antrieb bei Heizungen eingesetzt werden

Klaus Krischan, Günther Dannerer, Oliver König, Peter Kinberger
(TU Graz / Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen und
ETA Heiztechnik GmbH)¹

Schlagworte: Energiesparen, Heizungspumpe, Saugzugventilator, Drehzahlregelung, Wirkungsgrad

Einleitung

Energiesparen und Energieeffiziente Systeme sind aufgrund der Kyoto-Beschlüsse von 1997 und verschiedener EU-Programme wie z.B. der EU-Richtlinie „Energy Using Products“ (EUP) von steigender Bedeutung [1]. Dabei sollen nicht nur die Großverbraucher und die Industrie, sondern auch die Haushalte einen entsprechenden Beitrag leisten. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Aufteilung der Endenergie im Haushalt in Deutschland.

Tabelle1: Aufteilung der Endenergie im Haushalt in Deutschland [2]

Einsatzsektor	Anteil %	Antriebe
Heizung	77	Asynchronmotoren für Ölpumpe und Umwälzpumpe
Warmwasser	12	Asynchronmotor, Zirkulationspumpe
Hausgeräte	10	Einphasenmotoren in Hausgeräten: Spaltpol-, Kondensatormotoren, Widerstandsläufer etc.
Licht	1	—

Man kann erkennen, dass im Haushalt der Energieeinsatz für die Heizung im Vordergrund steht. Einer der Schwerpunkte der Energieforschung sollte also der Gebäudebereich sein, wobei wesentliche Faktoren für die Verbesserung der Situation in der Bedarfsreduktion im Wärmebereich eine konsequente Wärmedämmung sowie durchdachtes Planen der Lüftungs- und Heizsysteme sind. [2]

Der heutige Wärmeverbrauch eines guten Neubaus liegt bei 3 l Heizöl/m²a, während Altbauten immer noch 15 l Heizöl/m²a und mehr benötigen. Man könnte einen Zustand erreichen, wo das Heizungssystem überflüssig wird, und die Temperierung der Wohnung ohne Komforteinbuße allein durch die Wärmeverluste von Computern, Haushaltsgeräten und Glühlampen erzielt wird. Hinzu kommen noch die Wärmeverluste durch die Hausbewohner. An die Stelle der klassischen Heizung tritt ein innovatives Lüftungsgerät, das die Frischluft bedarfsabhängig mit der Wärme aus der Abluft vorheizt und das Brauchwasser vorwärmt [2]. Auch bei diesem Konzept werden Lüfter und Pumpen von Elektromotoren in Verknüpfung mit leistungselektronischen Stellgliedern angetrieben.

¹ Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen / TU Graz, Kopernikusgasse 24, ++43/(0)316/873/7241, ++43/(0)316/873/7244, Klaus.Krischan@tugraz.at, <http://www.eam.tugraz.at>
Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen / TU Graz, Kopernikusgasse 24, ++43/(0)316/873/7241, ++43/(0)316/873/7244, Guenther.Dannerer@tugraz.at, <http://www.eam.tugraz.at>

Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen / TU Graz, Kopernikusgasse 24, ++43/(0)316/873/7241, ++43/(0)316/873/7244, oliver_k@sbox.tugraz.at, <http://www.eam.tugraz.at>
ETA Heiztechnik GmbH, Gewerbepark 1, Hofkirchen an der Trattnach, +43 (0)7734 2288-0, +43 (0)7734 2288-22, info@eta.co.at, <http://www.eta.co.at>

Eine wichtige Aufgabe ist es folglich, das gesamte System (also Stellglied, Motor und Pumpe bzw. Lüfter) hinsichtlich der Energieeffizienz zu optimieren.

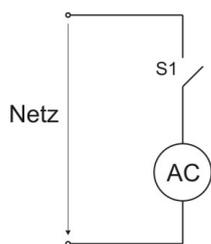
Einphasen-Asynchronmotoren werden aufgrund der Robustheit und des geringen Kaufpreises sehr häufig vor allem dort eingesetzt, wo ein Antrieb mit konstanter Drehzahl laufen soll; im Haushalt sind typische Anwendungsbereiche z.B. die Pumpen und Lüfter im Heizungsbereich. Laut der "Wilo-Herbstkampagne: Mit Hocheffizienz gegen CO₂" ist eine unregelmäßige Heizungspumpe mit 605kWh/Jahr nach dem Elektro-Herd mit 876kWh/Jahr der zweitgrößte Verbraucher im Haushalt [3]. Bei unregelmäßigen Heizungspumpen läuft die Pumpe mit konstanter Drehzahl, die Fördermenge wird über meist elektrisch betätigte Stellventile verändert. Dies ist in höchstem Grade ineffizient. Eine Verbesserung kann erreicht werden, indem auf die Stellventile verzichtet und die Drehzahl der Pumpe entsprechend der gewünschten Fördermenge verändert wird.

Im vorliegenden Beitrag werden preiswerte Konzepte zur Drehzahlstellung von Einphasen Betriebskondensator Asynchronmaschinen hinsichtlich des dabei erzielbaren Wirkungsgrades untersucht.

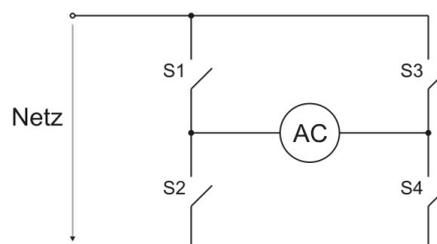
Untersuchte Konzepte zur Drehzahlstellung

- Phasenanschnittsteuerung
- Vollwellensteuerung, Halbwellensteuerung bzw. Schwingungspaketsteuerung
- Erweiterte Schwingungspaketsteuerung (Halbwellensteuerung mit der Möglichkeit eine Halbschwingung umzupolen)

Abbildung 1 zeigt die Prinzipschaltbilder der untersuchten Konzepte. Die Schalter S1 bis S4 sind als Triac ausgeführt.



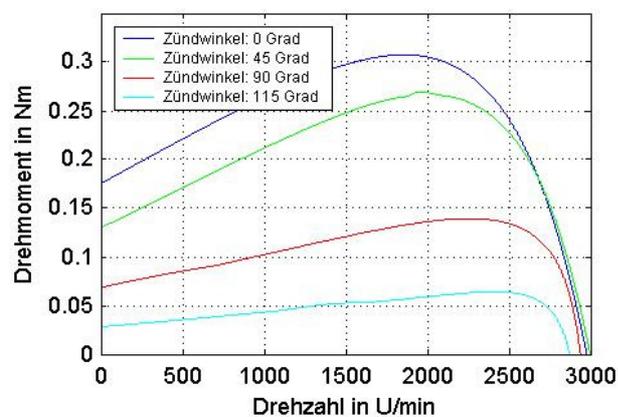
Phasenanschnitt- bzw.
Schwingungspaketsteuerung



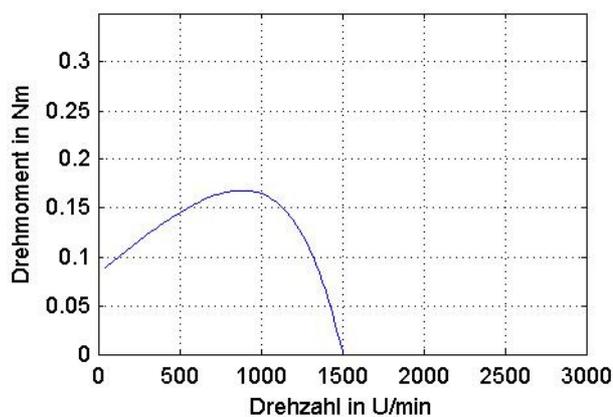
Erweiterte Schwingungspaketsteuerung

Abbildung 1: Prinzipschaltbilder

Durch eine zeitliche Verschiebung des Zündimpulses am Gate gegenüber dem Nulldurchgang der Netzspannung kann der Effektivwert bzw. zum Teil auch die Frequenz der Klemmenspannung der Maschine verändert werden (Abbildung 2).



Phasenanschnittsteuerung



Erweiterte Schwingungspaketsteuerung

Abbildung 2: Drehzahl-Drehmoment-Kennlinien (Simulation)

Vergleich der Konzepte hinsichtlich der aufgenommenen Leistung

Der untersuchte Motor treibt einen Lüfter an, der im Heizungssystem als Saugzugventilator eingesetzt wird. Das Lastmoment des Motors kann während der Messungen leicht geändert werden, indem der Strömungswiderstand verändert wird. Die elektrischen Größen Strom, Spannung und Wirkleistung, sowie die Drehzahl des Motors werden während der Versuche mit einem digitalen Leistungsmessgerät (LEM Power Analyzer) aufgezeichnet. Abbildung 3 zeigt für unterschiedliche Ansteuerung und unterschiedliche Kapazität des Betriebskondensators die gemessene aufgenommene Gesamtleistung in Abhängigkeit von der Drehzahl.

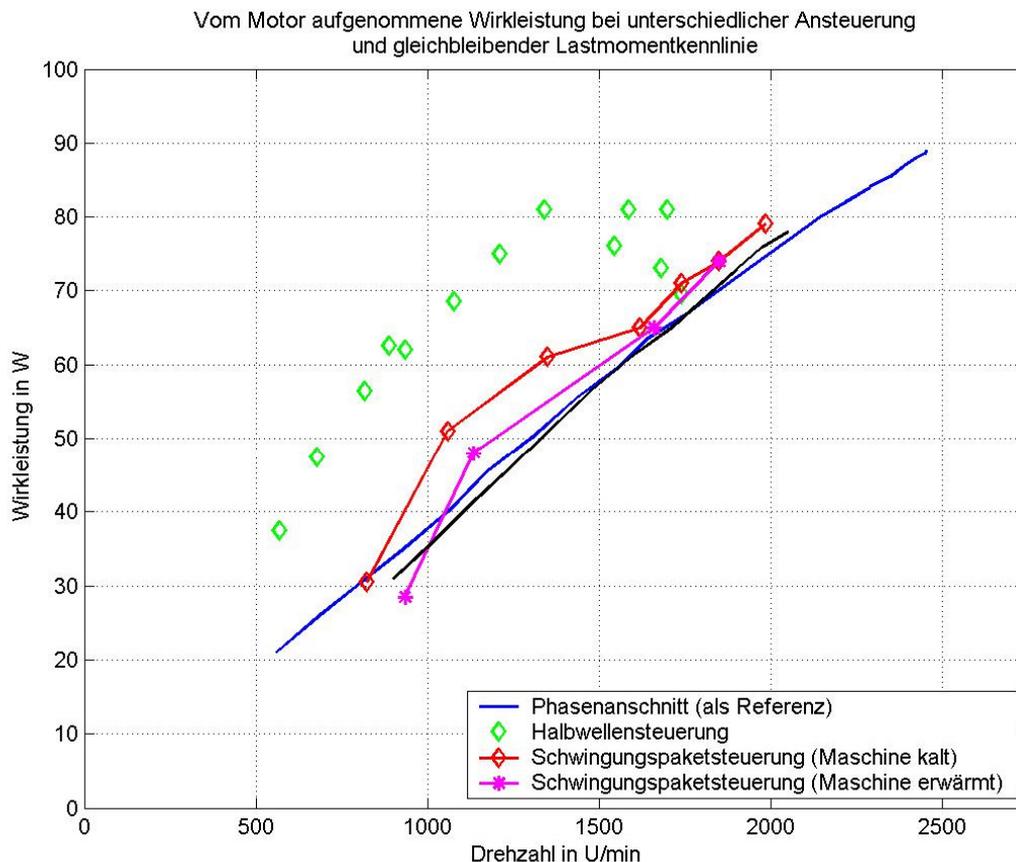


Abbildung 3

Ergebnisse

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass bei dem untersuchten Motor der Wirkungsgrad durch die Schwingungspaketsteuerung nur bei einzelnen ausgesuchten Mustern und in einzelnen wenigen Betriebspunkten gegenüber einer Phasenanschnittsteuerung gesteigert werden kann.

Als nächster Schritt sind EMV Messungen geplant, um zu sehen, ob mit der Schwingungspaketsteuerung das teurere Netzfilter eingespart werden kann.

Literatur

- [1] Dr.-Ing. Peter Zwanziger: Elektrische Antriebstechnik – ein Beitrag zum Energiesparen, ZVEI-Mitgliederversammlung des Fachverbandes Automation TA-Kolloquium am 24. September 2004
- [2] Prof. Dr.-Ing. Rolf Hanitsch: Energieeffiziente Antriebe – ein Aspekt beim Energiemanagement
- [3] WILO Herbstkampagne: Mit Hocheffizienz gegen CO₂

6.1.6 Energieeinsatz über den Lebenszyklus elektrischer Antriebe

Klaus Krischan (TU Graz / Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen)¹

Zusammenfassung

Um im Rahmen der elektrischen Antriebstechnik einen Beitrag zur globalen Einsparung von CO₂-Emissionen zu leisten, ist es nötig den Energieverbrauch jedes elektrischen Antriebs über die gesamte Lebensdauer einschließlich der Herstellung, Installation, aber auch der Außerbetriebnahme und Entsorgung zu betrachten. Das durch das Lastkollektiv festgelegte Einsparungspotenzial während des Betriebs eines Antriebs muss dem Mehraufwand bei der Herstellung und Entsorgung des Produktes gegenübergestellt werden. Im Sinne der globalen Einsparungsziele sollten neben den wirtschaftlichen Aspekten insbesondere auch der nötige Bedarf von Energie und der CO₂-Ausstoß berücksichtigt werden.

Einleitung

In Österreich wird, ebenso wie im gesamten Europa mehr als die Hälfte der erzeugten elektrischen Energie in elektrischen Antrieben zur Umwandlung in mechanische Energie aufgewendet [1, 2].

Das gesamte Einsparungspotenzial im Bereich der elektrischen Antriebe resultiert aus möglichen Verbesserungen in allen relevanten Baugruppen wie Stellglied, elektrische Maschine, Getriebe und Arbeitsmaschine sowie in der mit Hilfe von Steuer- und Regeleinrichtungen realisierten Betriebsführung.

So kann beispielsweise durch die Verlagerung des Regeleingriffs - vom hydraulischen Prozess in das Stellglied für die elektrische Maschine - der Bedarf an mechanischer Energie um bis zu 50 % verringert werden, wodurch auch die aufzuwendende elektrische Energie drastisch verringert wird.

Eine weitere Verringerung des Energiebedarfs kann unter anderem durch die Verwendung von Antriebsmaschinen mit höherem Wirkungsgrad erzielt werden.

Einsparungspotenzial am Beispiel der Wirkungsgradverbesserung der elektrischen Maschinen

Dauerbetrieb

Durch die Verwendung eines Asynchronmotors der Effizienzklasse Eff1 anstelle eines Standardmotors sinken die Betriebskosten aufgrund des höheren Wirkungsgrades, so dass die Mehrkosten bei der Anschaffung bereits nach 3000 bis 8000 Betriebsstunden im Nennpunkt amortisiert werden. Die diesbezüglichen Angaben schwanken je nach Nennleistung, Hersteller und Energiekosten [3, 4].

Kurzzeitbetrieb

Bei Kurzzeitbetrieb werden die 3000 bis 8000 Betriebsstunden je nach Lastkollektiv erst nach mehreren Jahren erreicht. Liegt die Verwendungsdauer unter einer Stunde am Tag, können die Mehrkosten der Anschaffung während der Nutzungsdauer des Antriebes nicht mehr eingespart werden.

Kleinantriebe

Die obigen Darstellungen gelten auch in kleinerem Maßstab. So zeichnen sich beispielsweise Zentralheizungspumpen durch sehr lange Betriebszeiten aus, weshalb eine Kosteneinsparung durch Verwendung effizienterer Pumpen bereits nach ein bis zwei Jahren möglich erscheint.

Dagegen liegt die Verwendungsdauer von Haushaltsgeräten wie etwa Handmixern oder von Elektrowerkzeugen in privater Verwendung im Bereich von 10 Minuten je Tag, weshalb keinesfalls mit

¹ Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen / TU Graz, Kopernikusgasse 24,
++43/(0)316/873/7241, ++43/(0)316/873/7244, vorname.nachname@tugraz.at,
<http://www.eam.tugraz.at>

einer Amortisation von erhöhten Anschaffungskosten bei Verwendung von Motoren mit verbessertem Wirkungsgrad zu rechnen ist.

Energiebilanz

Die Verbesserung des Wirkungsgrades elektrischer Maschinen wird durch erhöhten Materialeinsatz, durch Verwendung von Materialien höherer Qualität und durch Optimierung des Maschinendesigns erzielt.

Die Mehrkosten bei der Herstellung von Maschinen höheren Wirkungsgrades resultieren aus dem vermehrten Einsatz von Rohstoffen und deren Veredelung. Damit wird zumindest teilweise der erhöhte Energiebedarf für die Herstellung dieser Motoren abgebildet, auch dann, wenn Erzeugung und Gebrauch der Materialien und Geräte an geografisch weit entfernten Orten stattfinden.

Ergebnis

In elektrischen Antriebssystemen mit großer täglicher Verwendungsdauer verringert der Einsatz von elektrischen Maschinen mit hohen Wirkungsgraden die während des gesamten Lebenszyklus aufgewendete Energie.

Bei Antrieben mit sehr kurzer Verwendungsdauer ist der Anteil der während des Betriebs aufgenommenen elektrischen Energie deutlich kleiner als die für die Herstellung des Gerätes aufgewendete Energie. Daher kann die Minimierung der für Herstellung und Betrieb aufgewendeten Ressourcen auch zu einer Verschlechterung des Wirkungsgrades der elektrischen Maschine führen, wenn dadurch der Material- und Energieeinsatz bei der Herstellung sinkt.

In beiden Fällen kann ein Beitrag zur globalen Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgasen geleistet werden, wenn bei der Konstruktion des Gerätes der Einsatzbereich mit dem jeweiligen Lastkollektiv des gesamten Antriebssystems betrachtet und über die gesamte Lebensdauer berücksichtigt werden.

Literatur

- [1] STATISTIK AUSTRIA, Energiestatistik: Energiebilanzen Österreich 1970 bis 2005. Erstellt am: 27.11.2006.
- [2] ZVEI-Mitgliederversammlung des Fachverbandes Automation TA-Kolloquium am 24. September 2004 Elektrische Antriebstechnik – ein Beitrag zum Energiesparen Dr.-Ing. Peter Zwanziger
- [3] Siemens AG, Energiespar-Antriebe (Broschüre), Bestell-Nr. E80001-A400-P220-V2
- [4] Deutsches Kupferinstitut, Hochwirkungsgrad-Motoren, <http://www.kupfer-institut.de>

6.2 ENERGIENACHFRAGE UND INNOVATION (Session E2)

6.2.1 Barriers for Energy Projects in Developing Countries

Binu Parthan, Udo Bachhiesl (Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (REEEP) und TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

ABSTRACT

The paper identifies the barriers to energy efficiency and renewable energy projects globally in developing and transition countries based on a global literature survey. This listing of barriers is then compared with real barriers faced by 27 projects covering 30 countries which were supported by the Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (REEEP). The paper compares and contrasts the barriers documented in literature as well as faced by real implemented projects and draws conclusions.

1. ENERGY PROJECTS

Energy projects have been implemented for about two centuries. Energy projects utilise coal, oil, natural gas, nuclear, hydro, and renewable sources to provide heat or electricity for economic activities. Traditional energy projects involving coal, oil, natural gas, nuclear and hydro have been in existence for considerable periods of time and the energy industry has developed around these fuel sources. Since the oil shocks in the mid-70s there has been considerable interest in renewable energy and energy efficiency projects which are attracting considerable interest and investment recently as a result of environmental and climate change concerns. These renewable energy and energy efficiency projects face several barriers especially in developing countries which either prevent or limit their realisation.

2. BARRIERS BASED ON LITERATURE SURVEY

In general a barrier can be defined as a mechanism, which prevents investments or measures to realise projects in energy. A global literature survey was carried out to analyse barriers to energy projects. Energy projects in developing countries face a number of barriers these barriers can be broadly grouped into the following five categories:

1) Financing Barriers; 2) Technology Barriers; 3) Human and Institutional Capacity; 4) Policy Barriers and 5) Awareness and Social barriers;

The literature survey identified that the financing barriers are the major barrier preventing the renewable and energy efficiency projects. Policy barriers and the institutional and human capacities also act as major barriers.

3. REEEP PROJECTS

Renewable Energy and Energy Efficiency partnership (REEEP) is a multi-stakeholder public-private energy partnership launched by the United Kingdom government at the World Summit of Sustainable Development at Johannesburg in 2002. The goal of REEEP is to facilitate the development of renewable energy and energy efficiency markets globally. A major element in achieving this goal is the financial support that REEEP offers through its programmes. REEEP supports projects in major developing countries in Asia, Africa and Latin America that address removal of barriers to market development. REEEP supports projects that address legal, regulatory, financing and business barriers through its programme. REEEP has so far supported 84 projects investing about € 6.5 million and being implemented in over 50 countries. 27 of REEEP supported projects spanning 30 countries have

¹ Binu Parthan, REEEP, VIC D1732, Wagramerstrasse 5, Vienna, A-1400, Austria – bp@reeep.org
Udo Bachhiesl, IEE, Graz University of Technology, Inffeldgasse, 18, Graz, A-8010 – Austria, bachhiesl@TUGraz.at

been completed and evaluated. The barriers faced by these projects were examined on the basis of the project reports and evaluation reports.

4. BARRIERS BASED ON REAL PROJECT EXPERIENCE

The 27 REEEP projects being researched were implemented during the period April 2005 to December 2007. These projects were implemented in 30 developing and transition countries with majority of the projects being located in Brazil, China, India, Mexico, Russia and South Africa. 24 projects were completed successfully while 3 projects were unsuccessful. The barriers faced by the projects can be grouped as:

1) Governance and political barriers; 2) Policy and regulatory barriers; 3) Human and Institutional capacity; 4) Awareness and social barriers and 5) Financing barriers

While the barriers faced by the projects were similar to what has been documented in literature, an interesting observation is that governance and political barriers proved to be the greatest barriers for development of renewable energy and energy efficiency projects. It was also seen that financing barriers which were identified in literature as one of the biggest barriers only had a relatively limited impact and that the effect of technology barrier was not that significant.

5. CONCLUSIONS

The following conclusions can be drawn from the research:

- Renewable energy and energy efficiency projects continue to face significant barriers in developing and transition countries;
- The nature and the degree of the barriers faced vary from country to country and project to project but the governance and political barriers pose the most significant barriers;
- Where projects have been successful in removing barriers there was often an innovative process which was driven by a change agent associated with the project.

REFERENCES

- Asian Development Bank, 2005: Institutional and Policy Barriers for Renewable Energy and Greenhouse gas Reduction Technologies
- Bachhiesl, Udo, 2004: Measures and Barriers towards a Sustainable Energy System, 19th World Energy Congress
- Bachhiesl, Udo, 2004: Successful Energy Innovation Processes – Framework and Methodology based on a comprehensive Analysis of Barriers and Success Factors
- Barton, David, 2003 : Social and technical barriers and options for renewable energy on remote developed islands. Case Study: Norfolk Island
- Beck, Fred and Martinot, Eric, 2004 : Renewable Energy Policies and Barriers, Academic Press/Elsevier Science
- Bosi, Martina, 2007: Proposal for supporting the establishment of an international carbon finance-energy efficiency network;
- Edjekumhene et al, 2001: Implementation of Renewable Energy Technologies – Opportunities and barriers: Ghana Country Study, UNEP Risoe
- G8 Renewable Energy Task Force, 2001 : Chairmen's Report
- Martinot, Eric et al, 2002: Renewable Energy Markets in Developing Countries
- Martinot, Eric, 1998 : Energy efficiency and renewable energy in Russia: Transaction Barriers, market intermediation and capacity building, Energy Policy
- Martinot, Eric, 2002: Grid-Based Renewable Energy in Developing Countries : Policies, Strategies, and Lessons from the GEF
- Painuly, Jyoti Prasad and Fenhann, Jørgen Villy, 2002: Implementation of Renewable Energy Technologies – Opportunities and barriers: Summary of Country Studies, UNEP Risoe
- Reddy, BS, 2001: Barriers to the Diffusion of Renewable Energy Technologies – A Case Study of the State of Maharashtra, India, UNEP Risoe
- Renewable Energy and energy Efficiency Partnership, 2007: Project profiles, progress reports and evaluation reports from 27 completed projects.
- Renewable Energy and Energy Efficiency partnership www.reeep.org

6.2.2 STATUS UND KÜNFTIGE ROLLE CHINAS IN DER WELTENERGIEWIRTSCHAFT – ERFAHRUNGEN EINER INGENIEURREISE NACH CHINA

Udo Bachhiesl (TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

Ausgangslage

Mit ca. 1,3 Milliarden Menschen lebt in China ca. ein Fünftel der Weltbevölkerung. Durch eine lang anhaltende Wachstumsperiode – das Bruttoinlandsprodukt stieg seit 1980 um durchschnittlich 9,8%/a – liegt die Chinesische Volkswirtschaft im internationalen Vergleich an der zweiten Stelle. Der wirtschaftliche Aufschwung wurde vor allem durch industrielles Wachstum erreicht. China ist sowohl einer der weltweit größten Produzenten als auch Konsumenten von Eisen, Stahl, Zement und Ammoniak. Das rapide Wachstum hat einerseits zu einer starken Reduktion von Armut in China geführt, aber andererseits auch die Grenzen des Wachstums im Sinne der Umweltverschmutzung aufgezeigt. Innerhalb nur einer Generation ist China von einem weitestgehend von Energieimporten unabhängigen Land zu einem der größten Nachfrager nach Energie geworden und somit ein bedeutender Akteur am Weltmarkt. Allein im Jahr 2006 wurden in China Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 105.000 MW errichtet, größtenteils Kohle-befeuert. Etwa drei Viertel des chinesischen Strombedarfs wird aus Kohlekraftwerken gedeckt. Die zum Einsatz kommenden Technologien sind zum Teil stark veraltet, womit entsprechende negative Umweltwirkungen verbunden sind. Diese hohe Nachfrage führte zu einer drastischen Erhöhung der erforderlichen Energieimporte, wodurch China erstmals Nettoimporteur von Kohle wurde. Bereits heute ist China nach den USA weltweit der größte Kohlendioxid-Emittent.

Entwicklungspfade

Mit einem Drittel aller globalen Kohlendioxid Emissionen könnte die Volksrepublik China schon in wenigen Jahren an die erste Stelle vorrücken. Der Stromverbrauch der 1,3 Milliarden Chinesen könnte sich bis zum Jahr 2050 versechsfachen.

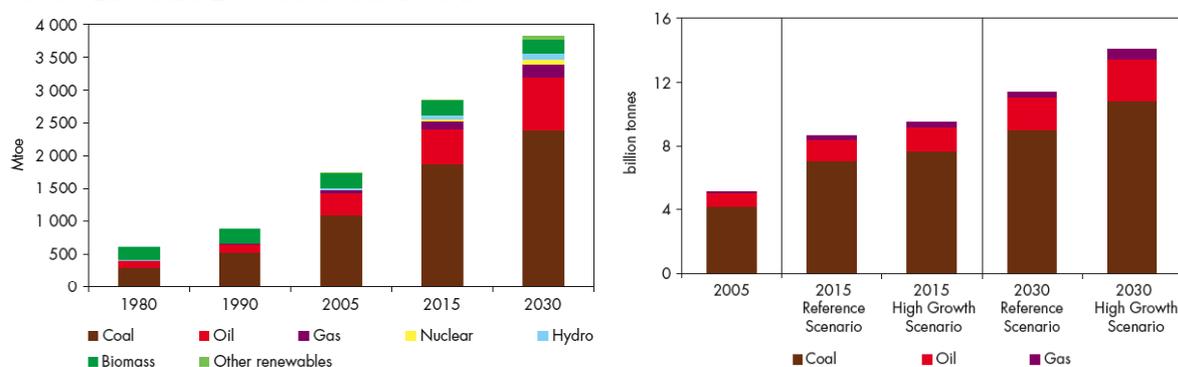


Abbildung 4: Energiebedarf im Referenz-Szenario (li) und Entwicklung der CO₂-Emissionen (re) (Quelle: IEA)

Fazit

China erlebt eine beispiellose Entwicklung. Das Wirtschaftswachstum ist enorm was eine entsprechende Entwicklung hinsichtlich des Bedarfs an Energieträger und CO₂-Emissionen bedingt. China wird daher verstärkt als Nachfrager nach fossilen Energieträgern am Weltmarkt auftreten und somit ist zu erwarten, dass sich die Konkurrenzsituation zu anderen primärenergiearmen Regionen (z.B. EU) verschärft. Hinsichtlich des Ziels der globalen Reduktion der Treibhausgasemissionen wird es entscheidend sein (u.a. auch für die energieintensiven Industrien in Europa) China in ein entsprechend gestaltetes Rahmenabkommen zu integrieren.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation; TU-Graz, Inffeldgasse 18, +43 (0) 316-873-7900, Stigler@TUGraz.at; Bachhiesl@TUGraz.at ; www.IEE.TUGraz.at;

6.2.3 Energienachfrage und Wirtschaftswachstum in der Europäischen Union: Auswirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen auf Mitgliedsländer – Eine Kausalitäts-Studie mit Hilfe von Panel-Einheitswurzel und –Kointegrationstests

Dirk Böhm (Universität Hohenheim / Robert Bosch GmbH)¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Die steigende globale Energienachfrage, explodierende Ölpreise, Unsicherheiten bei der Energieversorgung und eine wachsende Besorgnis angesichts des Klimawandels machen eine gemeinsame EU-Energiepolitik für die Zukunft unerlässlich. Im Rahmen der Verhandlungen über die Ausgestaltung eines Post-Kyoto-Vertrages werden auch Energieeffizienzmaßnahmen zur Verminderung von CO₂-Emissionen eine große Rolle spielen. Allerdings wird von einigen Ländern befürchtet, dass Anstrengungen zur Verbesserung der Energieeffizienz eine Abschwächung des Wirtschaftswachstums zur Folge haben könnten. Da die EU in der Klimapolitik eine Vorreiterrolle gegenüber anderen Ländern und Regionen anstrebt, stellt sich zum einen die Frage, ob ambitionierte Treibhausgas-Reduktionsziele und eine strikte Energieeffizienz-Politik dem Wachstum in der Union schaden. Zum anderen ist zu untersuchen, ob diese Maßnahmen innerhalb der EU unterschiedliche Auswirkungen auf einzelne Mitgliedsländer haben, die durch Kompensationsmechanismen oder angepasste nationale Ziele bei der Lastenverteilung („burden sharing“) ausgeglichen werden sollten.

Methodische Vorgehensweise

Eine Möglichkeit, die Beziehung zwischen Energienachfrage und Wirtschaftswachstum zu untersuchen sind Kausalitäts-Betrachtungen in der Zeitreihenanalyse. Seit der bahnbrechenden Studie von Kraft und Kraft (1978) haben sich sowohl die Datenverfügbarkeit als auch die ökonometrischen Methoden im Laufe der Zeit erheblich verbessert. Unter anderem wurden aufgrund der Nichtstationarität der Zeitreihen für Energienachfrage und Bruttoinlandsprodukt häufig Kointegrations-Techniken verwendet. Diese standen allerdings aufgrund ihrer beschränkten statistischen Macht bei kleinen Stichproben bzw. kurzen Reihen vermehrt unter Kritik. Neu entwickelte panel-basierte Einheitswurzel- und Kointegrationstests können diese Nachteile beheben und somit wesentlich bessere Resultate erzielen. Die Kausalitäts-Analyse erfolgt dabei in drei Schritten: Zunächst wird der Integrationsgrad der Variablen durch den Panel-Einheitswurzeltest von Im, Pesaran und Shin (IPS, 2003) bestimmt. Im zweiten Schritt wird durch den Panel-Kointegrationstest von Pedroni (1999, 2004) eine erste Aussage über Abhängigkeitsbeziehungen getätigt. Diese wird dann letztendlich durch die Bestimmung der Richtung und Stärke sowohl in der kurzen als auch in der langen Frist konkretisiert.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die vorläufigen Ergebnisse bestätigen die Existenz von Einheitswurzeln und Kointegrationsbeziehungen. Jedoch unterscheiden sich Länder bzw. Ländergruppen hinsichtlich Richtung und Stärke der Kausalitätsbeziehung. Existiert eine unidirektionale Kausalitätsbeziehung von der Energienachfrage zum BIP, so kann eine beschränkte Nutzung von Energieressourcen durchaus zu Wachstumseinbußen führen. Verhält es sich umgekehrt, so können Energieeffizienzmaßnahmen ohne oder nur mit schwachen negativen Auswirkungen auf das Einkommen implementiert werden. Eine bidirektionale Beziehung bedeutet einen Gleichlauf der Variablen, während die Nichtexistenz einer Kausalitätsbeziehung als Neutralitätshypothese bezeichnet wird.

¹ Universität Hohenheim / Robert Bosch GmbH, Passagehof 12, D-76133 Karlsruhe, e-mail: Dirk.Boehm3@de.bosch.com, Tel: ++49(0)721-4707404, Fax : ++49(0)721-4707783

Literaturverzeichnis

Im, Kyung So; Pesaran, M. Hashem and Shin, Yongcheol. "Testing for Unit Roots in Heterogeneous Panels." *Journal of Econometrics*, 2003, 115(1), pp. 53-74.

Kraft, John and Kraft, Arthur. "On the Relationship between Energy and GNP." *Journal of Energy and Development*, 1978, 3(2), pp. 401-03.

Pedroni, Peter. "Critical Values for Cointegration Tests in Heterogeneous Panels with Multiple Regressors." *Oxford Bulletin of Economics & Statistics*, 1999, 61(4), pp. 653.

Pedroni, Peter. "Panel Cointegration: Asymptotic and Finite Sample Properties of Pooled Time Series Tests with an Application to the PPP Hypothesis: New Results." Working Papers -- University of Michigan Department of Economics, 2004, pp. 597-625.

6.2.4 Verringern höhere Preise den Energieverbrauch? – Modell für empirische Analysen am Beispiel österreichischer Haushalte

Stephan Sharma* (Energie-Control GmbH)¹

ABSTRACT

Die Frage, wie mit steigendem Energieverbrauch (insbesondere dem Strom- und Gasverbrauch) zukünftig umgegangen wird, beschäftigt derzeit nicht nur die Energiepolitik, wie besonders aktuell am Beispiel des Klimapaktes der Europäischen Kommission zu sehen ist, sondern auch die Wissenschaft. In Österreich, sowie in den meisten anderen Industrieländern, scheint nicht das Bevölkerungswachstum sondern vielmehr die Entwicklung des Wirtschaftswachstums und des Wohlstands der dominierende Einflussfaktor dafür gewesen zu sein.

Obwohl ein Wachstum des Energieverbrauchs per se durchaus wünschenswert ist, führt eine derartige Entwicklung aber gleichzeitig auch zu Problemen in vielen anderen Bereichen. Denn einerseits ist damit die Erhöhung der Abhängigkeit aus dem Ausland verbunden, die längst nicht mehr die Primärenergieträger alleine betrifft, sondern sich mittlerweile (seit 2001) sogar auf die elektrische Energie erweitert hat, und andererseits hat diese Entwicklung eine weitere Zunahme der Emissionen von Treibhausgasen zur Folge. In der gegenwärtigen Situation eines stetig ansteigenden Energieverbrauchs liegt daher für Österreich die besondere Herausforderung darin, die im Rahmen internationaler Abkommen, wie z. B. dem Kyoto-Protokoll oder dem EU-Klimapaket, eingegangen rechtlich bindenden Verpflichtungen nicht zu verletzen.

Als Lösung dieser beiden Probleme und gleichzeitige Zielsetzung wird im aktuellen Regierungsprogramm die Steigerung der Energieeffizienz und Erhöhung des Energiesparens gesehen. Um diese Zielsetzung jedoch auch tatsächlich erreichen zu können, scheint eine mittel- bis langfristige Ausrichtung entsprechender Maßnahmen, insbesondere aufgrund der klimapolitischen Verpflichtungen, bereits zu spät zu sein. Eine kurzfristig oft verwendete Möglichkeit wäre die Anreizsetzung über die Preise durch die Erhöhung der Besteuerung von Strom und Gas. Es drängt sich dabei jedoch die Frage auf, ob derartige Maßnahmen geeignet sind, um die Nachfrage nach Energie tatsächlich ausreichend zu verändern. Die vorliegende Arbeit hat genau diese Fragestellung für die österreichischen Strom- und Gas-Haushalte unter Verwendung eines Fehlerkorrekturmodells kombiniert mit einer Instrumentenschätzung untersucht.

Um die Effektivität preissteigernder Maßnahmen (wie beispielsweise Steuererhöhungen) zur Senkung des Energieverbrauchs abschätzen zu können, war es zunächst notwendig die Preiselastizität der Energienachfrage zu bestimmen. Nach einer kurzen Erläuterung des ökonomischen Elastizitätskonzepts wurde unter kritischer Analyse der unterschiedlichen Methoden ein neuer Ansatz zur Bestimmung der Preiselastizität für die österreichische Strom- bzw. Gas-Haushaltsnachfrage entwickelt. Das hier vorgeschlagene instrumentalisierte Fehlerkorrekturmodell (engl. „Instrumental-Error-Correction-Model“) zur Schätzung der Preiselastizität unterscheidet sich darin, dass zum ersten Mal sowohl die Endogenität einzelner unabhängiger Variablen als auch deren gemeinsamer langfristiger Trend berücksichtigt wurde und zusätzlich auch unterschiedliche Spezifikationen der Nachfragefunktion (symmetrisch, asymmetrisch, irreversibel) erörtert wurden.

Als erklärende Variable für die Strom- bzw. Gas-Haushaltsnachfrage wurden die Strom- bzw. Gashaushaltspreise, das reale verfügbare Einkommen sowie die Temperatur verwendet. Die erhaltenen Ergebnisse zeigen, dass sowohl im Strom als auch im Gas eine Kointegrationsbeziehung zwischen Verbrauch, Preise und Einkommen existiert. Darauf aufbauend und unter Berücksichtigung der Endogenität der Preis und des Einkommens wurde schließlich die funktionale Form des Strom- bzw. Gasnachfragemodells untersucht. Während im Strom eine asymmetrische Spezifikation gewählt wurde, d. h. kurzfristig eine asymmetrische Reaktion der Preise und des Einkommens auf die Nachfrage angenommen wurde und langfristig eine symmetrische (da die Komponentenzersetzung

¹ Mag. Dr. Stephan Sharma, Energie-Control GmbH, Abteilung Volkswirtschaft, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Österreich; Tel.: + 43 1 24 7 24-714; Fax + 43 1 24 7 24-900; E-Mail: stephan.sharma@e-control.at; www.e-control.at

keinen zusätzlichen Erklärungsgehalt geliefert hat), hat die Analyse im Gas die Verwendung eines asymmetrischen Nachfragemodell ergeben, wobei Irreversibilitätseffekte lediglich im Strom einen signifikanten Einfluss haben.

Das a/symmetrische instrumentalisierte Fehlerkorrekturmodell für die Stromnachfrage der Haushalte hat dabei eine kurzfristige Preiselastizität von -0.37 und eine langfristige von -0.77 ergeben, d. h. ein 1%-iger Anstieg der Strompreise führt zu einem Rückgang der Nachfrage um 0.37/0.77%. Für die Gasnachfrage konnte mit dem asymmetrischen instrumentalisierten Fehlerkorrekturmodell lediglich eine langfristige Preiselastizität von -0.35 gefunden werden. Die größten Auswirkungen auf die Nachfrage haben jedoch Einkommensänderungen, mit einer kurz- bzw. langfristigen Elastizität im Strom von 0.72 bzw. 1.22 und einer langfristigen Elastizität im Gas von 2.3 (und keiner signifikanten kurzfristigen Einkommenselastizität). Damit bestätigen die Ergebnisse die a priori ökonomische und empirische Erwartung, dass (i) die langfristige Elastizität höher als die kurzfristige und (ii) die Preiselastizität geringer als die Einkommenselastizität ist.

Auf Grundlage der geschätzten Nachfragemodelle wurde dann mit Hilfe einer Simulation die Effektivität von preissteigernden Maßnahmen zur Senkung des Haushaltsverbrauchs analysiert. Entsprechend der Simulationsergebnisse sind derartige steuerpolitische Anreize nur bedingt effektiv, da jede Einkommenssteigerung im Strom mit einer 2.3-fach höheren (im Gas mit einer 6.6-fach höheren) Preissteigerung des Energieträgers kompensiert werden muss, damit der Verbrauch nicht steigt. Folglich bestätigen die empirischen Ergebnisse, dass die dominierende Einflussgröße des Energieverbrauchs der österreichischen Haushalte das Wohlstands- bzw. Wirtschaftswachstum ist. Im Bezug auf die zentrale Fragestellung, ob Strom- bzw. Gaspreiserhöhungen tatsächlich geeignet sind, um den Verbrauch zu senken, lässt sich somit festhalten, dass jede effektive steuerpolitische Maßnahme, die einen negativen Energienachfrage-Anreiz schaffen soll, äußerst progressiv und eindeutig verbrauchsabhängig sein muss.

JEL-KLASSIFIKATION: C32, C53, H21, Q41

SCHLAGWORTE: Energie, Elastizität, Kointegration, Instrumentenschätzer

6.2.5 An der Schnittstelle von nationalen und sektoralen Innovationssystemen: Erkenntnisse aus Innovationsprozessen im Bereich neuer Energietechnologien

Steffen Wirth, Jochen Markard (Swiss Federal Institute of Aquatic Science and Technology)¹

Ziel des Beitrages

Entwicklungsprozesse von neuen Energietechnologien sind oft sehr komplex und langwierig. Ein Beispiel dafür ist die Entwicklung von Solarzellen der 2. Generation (Dünnschichttechnologien). Es bedarf staatlicher Fördergelder, um Forschungsanstrengungen an Hochschulen zu unterstützen, aber z.T. auch um privaten Unternehmen, die sich vielfach an kurzfristiger Rentabilität zu orientieren haben, den Einstieg in entwicklungsintensive Technologien zu erleichtern. Gleichzeitig spielt bei Innovationsprozessen im Bereich von Energietechnologien auch die politische Einflussnahme auf die Marktentwicklung (Nachfrageseite) oft eine bedeutende Rolle. Damit haben öffentliche Forschungs- und Entwicklungsprogramme, Hochschulen, Förderagenturen, die Energiepolitik etc. einen besonderen Einfluss auf den Innovationserfolg und es ist von entscheidender Bedeutung, wie das Zusammenspiel dieser verschiedenen Akteure und Institutionen funktioniert.

Mit unserem Beitrag möchten wir in Bezug auf die öffentliche Forschungsförderung in der Schweiz folgende Fragen adressieren: Welche Wirkung haben die nationale und die sektorale Forschungsförderungspolitik wie auch Energiepolitik und sonstige Regulierungen auf Innovationsprozesse im Bereich von neuen Energietechnologien? Welche Aspekte von Innovationsprozessen können dabei von öffentlichen Forschungsförderungsinstitutionen beeinflusst werden und welche nicht – mit anderen Worten, wo liegen die Potenziale und auch die Grenzen von Förderungsinstitutionen?

Konzeptioneller Bezug

Konzeptionell stützt sich unsere Untersuchung auf den Innovationssystem-Ansatz, welcher der Komplexität von Innovationsprozessen und dem Wechselspiel verschiedener Faktoren, darunter etwa Wissens- und Technologietransfer, Netzwerke und Institutionen, gerecht wird (vgl. etwa Carlsson et al. 2002; Edquist 2005). Die verschiedenen Konzepte von Innovationssystemen (national, sektoral, technologisch) sind bisher für unterschiedliche analytische Perspektiven verwendet worden. Im Rahmen von Nationalen Innovationssystemen (NIS) werden typischerweise generelle Effekte von F&E-Programmen der öffentlichen Hand und die Struktur der Forschungslandschaft zur Wissensproduktion behandelt. Im Gegensatz dazu wird der Ansatz der Technologischen Innovationssysteme (TIS) herangezogen, um Entwicklungs- und Diffusionsprozesse im Kontext von technologiespezifischen Politikinstrumenten und Förderinstitutionen zu erklären. Die in der Studie betrachteten Innovationsprozesse stehen genau an der Schnittstelle von nationaler F&E- / Innovationspolitik und Energieforschungspolitik. Ausserdem berühren die Innovationsprozesse spezifische Förderinstrumente und Strukturen des Energiesektors.

Empirische Erkenntnisse

In diesem Beitrag präsentieren wir die zentralen Erkenntnisse einer explorativen Studie, welche zehn Fallstudien zu Innovationsprozessen in fünf Technologiefeldern (Photovoltaik, Wärmepumpen, Wärme-Kraft-Kopplung, Holzvergasung, Umrichter) in der Schweiz beinhaltet. Wir analysieren die Charakteristika der Innovationsprozesse auf Organisationsebene aus einer Perspektive, mit der im Besonderen das Zusammenspiel zwischen drei Ebenen herausgestellt wird: Umfeld, Innovationssystem und Organisation. Wir fokussieren dabei unter anderem auf die kritischen Erfolgs- und Misserfolgskriterien sowie die Rolle staatlicher Stellen und politischer Instrumente. Wir leiten daraus ab, welche energietechnologischen Innovationstypen welche Förderbedürfnisse aufweisen. So zeigt sich etwa, dass für grundlegende Neuentwicklungen die Hochschullandschaft eine sehr zentrale

¹ Cirus – Innovations Research in Utility Sectors (Department of Swiss Federal Institute of Aquatic Science and Technology), Überlandstrasse 133, 8600 Dübendorf, Switzerland, Tel. +41-44-823 5681, Fax +41-44-823 5375, steffen.wirth@eawag.ch, www.cirus.ch, www.eawag.ch

Rolle spielt, während es bei der Verbesserung bestehender Technologien eher auf die Zusammenarbeit mit Fachhochschulen oder Zulieferunternehmen ankommt. Im ersten Fall ist oft eine langfristige Begleitung durch staatliche Förderung angezeigt, während bei Letzteren bereits auch punktuelle Unterstützungen wirksam sind. Investitions- bzw. kapitalintensive Technologien haben zudem einen hohen Unterstützungsbedarf im Hinblick auf Pilot- und Demonstrationsanlagen. Darüber hinaus zeigt sich, dass bei den untersuchten Prozessen die F&E-Förderung nur teilweise mit der Energiepolitik abgestimmt war, was z.T. zu bedeutenden Problemen (bis hin zum wirtschaftlichen Scheitern einer technologisch erfolgreichen Entwicklung) bei der Markteinführung und Diffusion führte. Vor diesem Hintergrund möchten wir in unserem Beitrag Ansatzpunkte für die Optimierung von energietechnologischen Innovationsprozessen aus der Perspektive der Forschungsförderungspolitik diskutieren. Hier gehen wir beispielsweise Fragen nach, inwieweit es für bestimmte Arten von Innovationsprozessen andere Förderkategorien bräuchte oder etwa eine öffentliche Förderung mit so genannten Inno-Services (z.B. Vermittlung zu Venture Capital) erweitert werden könnte.

References

Carlsson, Bo; Jacobsson, Staffan; Holmén, Magnus and Rickne, Annika (2002), 'Innovation systems: analytical and methodological issues', *Research Policy*, 31 (2): 233-245.

Edquist, Charles (2005), *Systems of innovation: perspectives and challenges*, in: Fagerberg, Jan; David C. Mowery, David C. and Richard R. Nelson, Richard R. (Eds.), *The Oxford Handbook of Innovation*, New York: Oxford University Press, 181-208.

6.3 ENERGIEEFFIZIENZ INDUSTRIE (Session E3)

6.3.1 Optimierte Energieversorgung einer Papierfabrik

Herbert Habersatter (SAPPI)¹

Neues CHP Kraftwerk

Sappi Gratkorn eröffnete 2007 ein nach dem neuesten Stand der Technik errichtetes Gas- und Dampfturbinen Kombikraftwerk. Mittlerweile liegen Erfahrungswerte aus einem halben Jahr Vollproduktion vor. Beweggründe für diese Großinvestition waren neben der Erhöhung der Versorgungssicherheit einer sehr energieintensiven Industriesparte vor allem die teilweise Abkoppelung der Energiekostenentwicklung von der Preisentwicklung für Strom am internationalen Markt. Trotz der nicht weniger volatilen Preisentwicklung für Erdgas durch dessen indirekte Koppelung an den Ölpreis, wird dies in erster Linie durch die nun mehrfach vorhandenen Freiheitsgrade bei der Energieerzeugung am Standort Gratkorn möglich. Die komplexen Beziehungen und Abhängigkeiten der einzelnen Erzeuger und Verbraucher sowohl in produktionstechnischer als auch in finanzieller Hinsicht bezüglich Art und Menge des eingesetzten Brennstoffes sind nur durch den Einsatz eines Energiemanagementsystems möglich.

Energiemanagementsystem

Als typisch wärmegeführter Betrieb steht natürlich in erster Linie die elektrische und thermische Versorgung der Produktionsanlagen im Vordergrund. Doch Unstetigkeiten in der Energieabnahme durch, seien es geplante oder, noch schlimmer, ungeplante Ausfälle von Maschinen erfordern bereits tiefer greifende Maßnahmen unter dem Aspekt von einzuhaltenden Lieferverpflichtungen auf der Stromseite. Hier gilt es möglichst rasch und ohne erkennbare Schwankungen des Druckes im Dampfnetz die Erzeugerkapazitäten so neu zu ordnen, dass Strom in der erforderlichen Menge generiert werden kann ohne wertvollen Dampf in einem Kondensator niederschlagen zu müssen oder über Dach abzublasen. Dass all dies noch mit dem jeweils am billigsten zur Verfügung stehenden Brennstoff geschehen soll, eröffnet eine Vielzahl von Suboptimierungen, die letztendlich zu einer neuen, optimierten Einstellung der unterschiedlichsten Parameter in den Energieerzeugungsanlagen führt. Doch Energie managen heißt nicht nur deren Erzeugung und Verbrauch zu steuern sondern in erster Linie auch in die Zukunft zu planen. Hier finden dann weitere wichtige Parameter wie die Außentemperaturentwicklung, die Papier- und Zellstoffproduktion in den nächsten Tagen, geplante Stillstände und vor allem die Preisentwicklung an den Energiebörsen Berücksichtigung.

Sparsamer, umweltschonender Einsatz von Energieträgern

Endergebnis ist, ungeachtet möglicher Störereignisse, ein Fahrplan der Energieerzeugungsanlagen unter dem Aspekt des sparsamsten Einsatzes von Energieträgern zu den niedrigsten Kosten. Letztendlich führen diese Bemühungen auch zu einem optimierten, niedrigen Schadstoffausstoß.

¹ Sappi Papier Holding GmbH, 8101 Gratkorn, Bruckerstrasse 21, Herber.Habersatter@sappi.com;

6.3.2 Aktuelle Herausforderungen für die Zementindustrie

Ingrid Seidl (Wietersdorfer & Peggauer Zementwerke GmbH)¹

Am 23. Jänner 2008 stellte die EU-Kommission ihren Richtlinienvorschlag zur Verbesserung und Neugestaltung des Emissionshandelssystems nach 2012 vor. Das vorgeschlagene Maßnahmenpaket soll die Entwicklung zu einer europäischen „Low-Carbon-Gesellschaft“ unterstützen. Die Kommission hofft, dass der Richtlinienvorschlag noch vor den EU-Parlamentswahlen 2009 durch das Parlament und den Rat verabschiedet wird.

Die wesentlichen Punkte des Vorschlages lauten:

- EU-weites Cap statt Nationale Allokationspläne (mit jährlich linearer Abnahme)
- Einheitliche EU-weite Zuteilungsregeln auf Basis Benchmark
- Periodendauer 8 statt 5 Jahre – „banking“ erlaubt
- Erweiterung des Systems um neue Sektoren und Einbeziehung neuer Gase
- Erhöhung des Schwellenwertes für Kleinanlagen
- Stufenweiser Abbau der Gratisallokation - Vollauktion für alle Sektoren ab 2020
- Ausgestaltung der Auktionierung
- Begrenzte Nutzung von Emissionsgutschriften aus JI/CDM-Projekten

Einzelne der genannten Maßnahmen werden im Laufe des Vortrages herausgezogen und vor dem Hintergrund der Situation der Zementindustrie hinsichtlich ihrer Auswirkungen beurteilt.

Das Augenmerk liegt dabei vor allem auf

- dem technischen CO₂-Reduktionspotenzial
- den Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit

Abschließend werden aus den Ergebnissen jene Erfordernisse abgeleitet, deren Einhaltung notwendig sind, um die Existenz der Basisindustrie in Europa weiterhin zu ermöglichen.

¹ Ingrid Seidl (Wietersdorfer & Peggauer Zementwerke GmbH)

6.3.3 Energieeffizienzsteigerung in Unternehmen der stahlverarbeitenden Industrie durch Abwärmenutzung im Niedertemperaturbereich

Christina Krenn, Johannes Fresner, Erich Meixner (Stenum GmbH und voestalpine Austria Draht GmbH)¹

In der österreichischen stahlverarbeitenden Industrie werden jährlich ca. 32.239.489 GJ Öl, 46.675.484 GJ Erdgas und 0,93 GJ Strom (vgl. Statistik Austria, Investitions- und Bilanzstatistik 2006, Erstellt am 23.05.2007) eingesetzt, wobei ein Teil der eingesetzten Energie in Form von Abwärme bisher ungenutzt in die Umgebung abgegeben wird. Betrachtet man die fünf Prioritätsstufen zur Nutzung von Abfallenergien, sind energieintensive Unternehmen, wie z.B. die stahlverarbeitende Industrie, mehrheitlich am Schritt vier, der internen Energienutzung angelangt. Die Energieeffizienzsteigerung in energieintensiven Unternehmen kann somit erreicht werden, indem Unternehmen die gesamten Abwärmeströme identifizieren und Konzepte zur Nutzung der Abwärmeströme entwickeln, mit dem Ziel den Primärenergieeinsatz zu reduzieren.

In Unternehmen der stahlverarbeitenden Industrie entsteht die Abwärme im Verlauf des Produktionsprozesses. Die im Strangguss erzeugten Knüppel werden in Drehherdöfen oder Hubbalkenöfen erhitzt und weiterverarbeitet. Weitere im Verlauf des Fertigungsprozesses eingesetzte Ofentypen sind Patentieröfen, Härteöfen, Trockenöfen und Glühöfen zur Erstellung des gewünschten Gefüges. Diese Öfen verfügen über eine rekuperative als auch regenerative Vorwärmung der Verbrennungsluft, trotzdem entweicht das Ofenabgas noch bei einer Temperatur von ca. 300 °C ungenutzt in die Umgebung. Im Verlauf des Produktionsprozesses wird den Walzprodukten die noch enthaltene Wärme über Luftkühlung (Kühlbetten) oder durch Wasserkühlung (Quenchkühlung) entzogen.

Die Identifikation von Wärmesenken und die Einbindung in die unternehmensinterne Energieversorgung erfordert meist eine komplexe Betrachtung der Prozesse. Dazu sind aus derzeitiger Sicht folgende Schritte notwendig:

- Schaffung einer Datenbasis in Form von Messungen
- Prozess- und Energieanalyse (Pinch-Analyse, Sankydiagramme)
- Simulation von Möglichkeiten der Nutzung der Wärmeenergie aus Abwärmeströmen
- Risikoanalyse der identifizierten Möglichkeiten (Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse - FMEA)
- Wirtschaftlichkeitsberechnung (Statische und dynamische Amortisationszeit, interner Zinssatz, Barwertmethode)

Zur Nutzung des Energieinhaltes des Ofenabgases sind der Einsatz von ORC-Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie und der Einsatz von Abhitzekeesseln zur Wärmeauskoppelung denkbar. Eine weitere Wärmequelle stellen die Kühlwasserkreisläufe dar. In diesem Zusammenhang ist es denkbar wärmere Teilströme zu separieren und beispielsweise mit Absorptionswärmepumpen auf ein nutzbares Niveau zu bringen um diese Energie in Nebenprozessen verwenden zu können.

Vorstudien in drei österreichischen stahlverarbeitenden Unternehmen haben gezeigt, dass theoretisch ca. 5 % des Eigenstroms aus Abwärme erzeugt und ca. 10 % des Primärenergieeinsatzes vermieden werden können. In diesen stahlverarbeitenden Unternehmen ist demnach ein enormes Potenzial zur Ausnutzung von Abwärmeströmen zu sehen.

Aus Sicht der Unternehmen ist für den Einsatz neuer Technologien ein ganzheitliches Konzept notwendig, welches den unternehmensspezifischen Rahmenbedingungen entspricht, kein Risiko für die Produktqualität darstellt, eine optimale Energieausnutzung zum Ziel hat und die Amortisationszeiten für getätigte Investitionen berücksichtigt.

¹ voestalpine Austria Draht GmbH, Bahnhofstraße 2, 8600 Bruck, Tel.: 03862/893-262, Fax: 03862/893-402, erich.meixner@voestalpine.com, www.voestalpine.com/austriadraht
STENUM GmbH, Geidorfgürtel 21, 8010 Graz, Tel.: 0316/367156-0, c.krenn@stenum.at, www.stenum.at

6.3.4 Analyse von technologischen Optionen zur Reduktion von energiebedingten Treibhausgasemissionen in Österreich

Andreas Müller (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)¹

Basierend auf einem Baselineszenario für Österreich, welches die Entwicklung der Energienachfrage bis 2020 prognostiziert (WIFO Energieprognose 2005), werden die bereits im Baselineszenario implizierten Maßnahmenpakete und die damit verbundenen Kosten analysiert. Darüber hinaus werden technologische Optionen zur Reduktion der nationalen Treibhausgasemissionen und deren Kostenimplikationen für den Zeitraum Post-Kyoto (2020) und eine Extrapolation auf 2050 analysiert. Im Rahmen des Projektes Reclip:tom in Kooperation mit dem Austrian Research Center und der BOKU Wien wurden konsistente Potential- und Kostenkurven durch alle Treibhausgas-Emittentengruppen ermittelt. In der vorliegenden Arbeit werden die Ergebnisse des von unserer Arbeitsgruppe (EEG) analysierten Bereiche: Energieversorgung, Verkehr sowie Haushalte, Tertiärer Sektor und stromspezifische Querschnittstechnologien in der Industrie abgehandelt.

Methodik

- Im ersten Arbeitsschritt werden bestehende nationale und internationale Studien (u.a. WIFO und Primes) untereinander verglichen. Unter Berücksichtigung der historischen Entwicklung von Bevölkerung, Wertschöpfung, Energie- und Emissionsintensitäten werden die bereits im Baselineszenario integrierten Reduktionsmaßnahmen analysiert. Ausgehend von den mit Top-down Modellen prognostizierten Entwicklungen werden die dazu notwendigen Bottom-up Maßnahmen bestimmt.
- In einem darauf aufbauenden Schritt werden zusätzliche technologische Reduktionspotentiale und deren Implikationen bestimmt. Insbesondere wird ein Schwerpunkt auf die zusätzlichen Kosten, die durch diese weiteren Reduktionspotentiale entstehen, gelegt. Dabei werden sowohl Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung als auch zur Reduktion der Emissionsintensität aber auch mögliche End-of-pipe Technologien wie geologische CO₂-Speicherung herangezogen. Soziologische Maßnahmen, die eine wesentliche Änderung der Energiedienstleistung implizieren, werden nicht berücksichtigt.
- Im Bereich der Strom- und Fernwärmeversorgung wird unter Berücksichtigung des bestehenden Kraftwerksparks, publizierten Sterbelinien, den verfügbaren Technologien und Brennstoffen die mögliche zukünftige Erzeugungsstruktur sowie nationale Potentiale der Kohlenstoffsequestrierung bestimmt. Die daraus resultierenden Treibhausgasemissionen werden bilanziert.
- Im Transportsektor wird neben Effizienzsteigerungen insbesondere ein Focus auf die Emissionsreduktionspotentiale durch biogene Treibstoffe und Erdgasfahrzeuge gelegt. Weiters wird auf die Auswirkungen einer forcierten Nutzung von öffentlichen Nahverkehrsmitteln, vor allem im innerstädtischen Bereich, eingegangen.
- Die nationale Energienachfrage zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung wird mit dem Bottom-up Modell ERNSTL abgebildet und analysiert.
- Im Bereich der Industrie werden die technischen Stromeinsparungspotentiale für die Bereiche motorische Anwendungen, Industrieöfen und Beleuchtung analysiert und aufgezeigt.

Ergebnisse

Eine klassifizierte Betrachtung der Verbraucherseite zeigt die wesentlichen Verursacher von energiebedingten Treibhausgasemissionen auf. Besonders auffällig sind Straßenverkehr und Ein- bzw. Zweifamilienhäuser, welche überproportional zu erbrachten Dienstleistung Emissionen verursachen. Im Energiebereitstellungssektor werden 50% aller Emissionen durch fossile thermische Kraftwerke, weitere 25% durch fossile thermische KWK-Anlagen verursacht. Die restlichen 25% können im Wesentlichen zu gleichen Anteilen fossilen Fernheizwerken, Kokereien und Raffinerien zugeschrieben werden.

¹ Energy Economics Group (EEG) Technische Universität Wien Gusshausstr. 25-29/373-2, 1040 Wien Tel. +43-1-58801-37362 Email: mueller@eeg.tuwien.ac.at Website: <http://www.eeg.tuwien.ac.at>

Das aus dem Baseline abgeleitete „Frozen Technology“ Referenz Szenario zeigt, das bereits im Baseline Szenario wesentliche Emissionsreduktionsmaßnahmen integriert sind. Ohne Änderungen des bestehenden Systems käme es insbesondere nach 2020 zu einem signifikanten Anstieg der Emissionen, da bei einem ungebremsen Anstieg des Energiebedarfes Erneuerbare Energieträger innerhalb der kommenden 15-20 Jahre die technischen Potentialgrenzen erreicht hätten. Trotz der im Baselineszenario integrierten Maßnahmenpaketen steigen die Emissionen in diesem Szenario aber weiterhin an, vorwiegend bedingt durch steigenden Wohlstand und erreichen nach 2030 ihr Maximum.

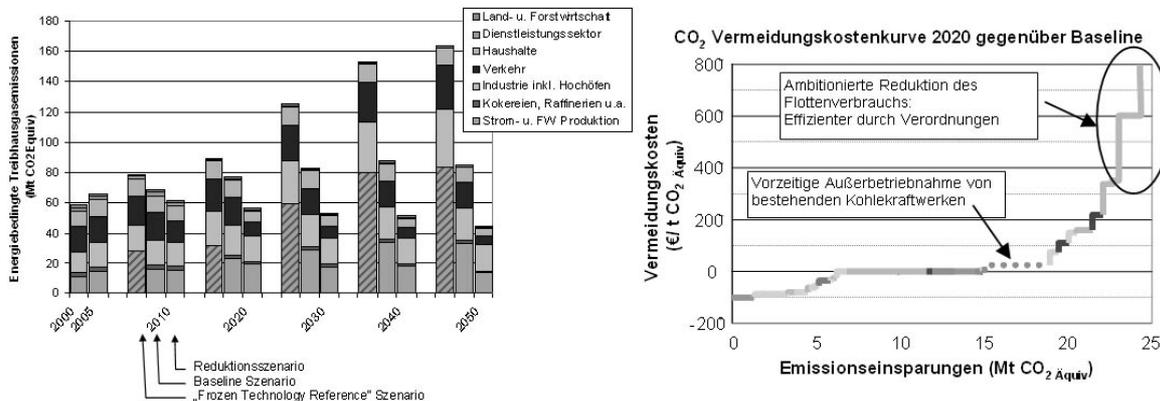


Abbildung 1: Nationale energiebedingte Treibhausgasemissionen in den Szenarien: Frozen Technology Referenzszenario, Baselineszenario und dem Reduktionsszenario (links) und die korrespondierende Vermeidungskostenkurve für 2020.

Die im Projekt erhobenen Emissionsvermeidungspotentiale reduzieren die Emissionen gegenüber dem Baselineszenario um 20-25 Mt auf 55 Mt CO₂ Äquiv, wobei ein wesentlicher Anteil im Bereich der Kosteneffizienz liegt. Das realisierbaren Einsparpotential in 2020 durch thermische Gebäudesanierung beträgt etwa 4 Mt CO₂ weitere 1,4 Mt lassen sich durch Änderung der Heizenergieträger einsparen. Das erhobene Einsparpotential im Verkehrsbereich beläuft sich auf 8,2 Mt. 6 Mt könnten durch verbrauchsärmere Fahrzeuge eingespart werden, wie jedoch aus Abbildung 1 ersichtlich wird, lassen sich diese nur zum Teil durch technische Maßnahmen kostengünstig erschließen. Um das Potential vollständig ausschöpfen zu können sind daher speziell in diesem Bereich ordnungspolitische Maßnahmen effizienter. Die Einsparpotentiale durch effiziente stromspezifische Anwendungen belaufen sich auf 2,8 Mt, die Einsparpotentiale gegenüber dem Baselineszenario im Bereich der Strom- und Fernwärmeerzeugung betragen 2,7 Mt. Durch die vorzeitige Außerbetriebnahme von bestehenden Kohlekraftwerken (und deren Ersatz durch neue Gas-GuD) könnten in 2020 weitere 4 Mt einspart werden. Da diese Anlagen aber um 2025 ohnedies vom Netz geben würden hat diese Maßnahme keine langfristigen Auswirkungen. Das Einsparpotential durch einen Energieträgerwechsel in Industrie beläuft sich auf etwa 0,7 Mt, ist aber nur zu relativ hohen Vermeidungskosten von etwa 200 €/t CO₂ realisierbar.

6.3.5 Umsetzung des Motor Challenge Programms in Österreich

Claus Weberstorfer (Sattler Energie Consulting GmbH)¹

1. Motivation und zentrale Fragestellung

Dieser Beitrag befasst sich mit der Pilotphase zur flächendeckenden Einführung des Motor Challenge Programms in Österreich, dass in das klima:aktiv Programm energieeffiziente Betriebe integriert wurde. In diesem Programm sollen Industriebetriebe bei der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen im Bereich motorgetriebene Systeme unterstützt werden.

Ziel der Pilotphase war es, Erfahrungen auf dem Gebiet von Energieaudits für Industriebetriebe in den Technologiebereichen Druckluft, Ventilatoren, Pumpen und Antriebe zu sammeln. Zentrale Fragestellungen in diesem Zusammenhang waren:

- Kann geförderte Beratungsleistung einen wesentlichen Beitrag zur Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie im Bereich Motorsysteme liefern?
- Welcher Zeitraum, welcher Finanzierungsumfang erscheint für die Durchführung einer Ist-Analyse in diesem Bereich sinnvoll?
- Gibt es auch in Österreichischen Betrieben Einsparpotenzial bei Motorsystemen und kann es als bedeutend eingestuft werden?
- Welche konkreten technischen Maßnahmen sind sinnvoll, um in diesem Bereich Energie zu sparen?

Beispiele für Einsparmaßnahmen

Druckluft

- Änderung oder Verbesserung der Steuerung
- Ersatz des Kompressors mit neueren oder besser angepassten Maschinen
- Schließen von Leckagen
- Optimierung des Druckniveaus

Lüfter

- Auswahl der richtigen Art und Größe des Motors
- Installation einer Steuerung
- Optimierung der Betriebszeiten

Pumpen

- Verwendung von Frequenzumformern
- Ersatz von überdimensionierten Pumpen

Antriebe

- Energieeffiziente Motoren
- Korrekte Auswahl der Motorleistung
- Einsatz von Getrieben mit hoher Effizienz

Tabelle 1: Beispiele für Einsparmaßnahmen, Quelle: Motor Challenge Technical Modules, Brussels 2003

2. Methodische Vorgangsweise

Diese Initiative konzentrierte sich auf die motorgetriebenen Systeme wie Pumpen, Ventilatoren und Druckluft, die für rund 70% des Stromverbrauchs in der Industrie verantwortlich sind. Zur Erhebung der Einsparpotentiale und Vorbereitung der Umsetzung der Einsparmaßnahmen wurde folgende Vorgangsweise gewählt:

- Durchführung von 10 geförderten Energieaudits, Analyse der Anlagen (Druckluft, Pumpen, Ventilatoren usw.)
- Erstellung eines Aktionsplan gemäß den technischen Modulen des Motor Challenge Programms als klar definiertes Beratungsziel
- Unterstützung bei der Finanzierung bzw. Förderabwicklung der resultierenden Aktivitäten

¹ sattler energie consulting GmbH, Marktplatz 4, 4810 Gmunden,
Tel.: ++43 7612 73799, E-Mail: claus.weberstorfer@energie-consulting.at

3. Ergebnisse

Der gesamte Stromverbrauch von acht Unternehmen kann bei Umsetzung des empfohlenen Aktionsplans zwischen 6 und 15 %, im Durchschnitt um 12% gesenkt werden. Für ein Unternehmen wurde nur das Druckluftsystem analysiert und ein spezifisches Einsparpotenzial von über 20% gefunden. In Abbildung 1 ist das Einsparpotenzial abhängig vom Stromverbrauch aufgetragen. Klar erkennbar ist, dass die erhobenen relativen Einsparpotenziale in kleineren Betrieben größer sind. Ein Grund dafür kann allerdings auch in der beschränkten Zeit zur Analyse des Betriebes liegen.

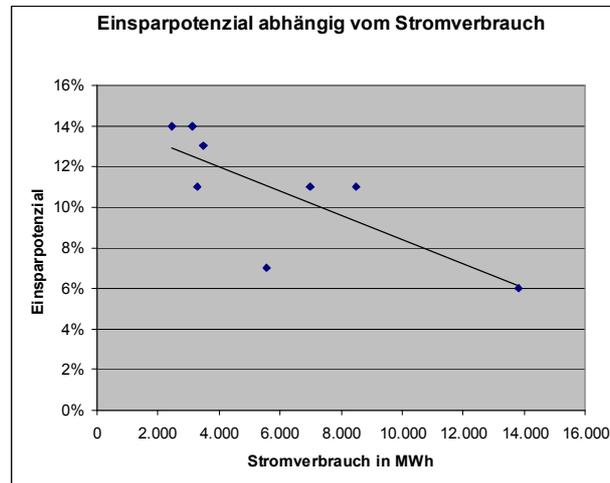


Abbildung 1: Einsparpotenzial abhängig vom Stromverbrauch in 8 Betrieben

Im Rahmen der Energieaudits, durchgeführt durch die sattler energie consulting GmbH, wurden eine Vielzahl von Maßnahmen erhoben und teilweise bereits umgesetzt. Vor allem der Bereich Druckluft kristallisierte sich als das Topthema heraus, das sämtliche teilnehmenden Industriebetriebe betrifft. Zu den Maßnahmen im Druckluftbereich gehören die Vermeidung von Leckagen, die Reduzierung der Leerlaufverluste, das Absenken des Druckniveaus und eine übergeordnete Steuerung.

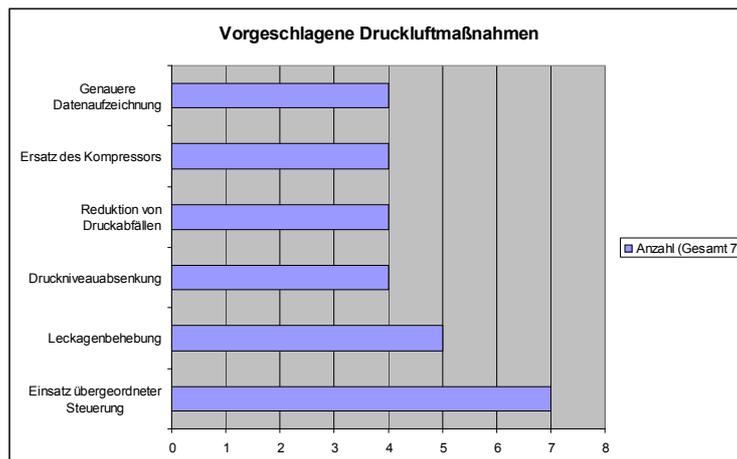


Abbildung 2: häufigste Maßnahmenempfehlung im Bereich Druckluft (aus 7 Betrieben)

4. Schlussfolgerungen

Aus der Umsetzung der Pilotphase des Motor Challenge Programms, insbesondere der Durchführung von 10 Energieaudits im Bereich motorgetriebene Systeme können folgende Erfahrungen gewonnen werden:

- Das Interesse der Industrie an spezifischen Beratungsangeboten ist gegeben, die Konzentration auf nur wenige getrennte Teilbereiche wie Druckluft oder Ventilatorensysteme erscheint sinnvoll.
- Geförderte Beratungsleistung bewährte sich als ein mögliches Instrument, das Einsparpotenzial aufzuzeigen und weiteren Hemmnissen zur Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie zu begegnen.
- Ein Beratungsumfang von mindestens 5 Tagen und eine Förderung im Umfang von 60% stellte sich als geeignet heraus.
- In vielen Industriebetrieben besteht ein hohes Einsparpotenzial bei elektrischen Antrieben, insbesondere Druckluftanlagen. Trotz der Teilnahme von sehr unterschiedlichen Betrieben aus verschiedenen Branchen konnte eine Reihe von ähnlichen Effizienzmaßnahmen empfohlen werden.

5. Literaturverzeichnis

Europäische Kommission: Das Europäische Motor Challenge Programm, Technische Module, Brüssel, 2003

<http://www.energyagency.at/projekte/motor.htm>, <http://energyefficiency.jrc.cec.eu.int/motorchallenge/>

6.4 ENERGIEEFFIZIENZ HAUSHALTE (Session E4)

6.4.1 Effiziente Energienutzung in Privathaushalten als Beitrag zum Klimaschutz

Norbert Breitschopf (Linz Energieservice GmbH)¹

Mit der Vertragsunterzeichnung im Frühjahr 2007 hat die LINZ AG ein Projekt gestartet, das für Aufsehen sorgt: Höchste Energieeffizienz mittels modernstem Energiemanagement und Home-Automation wird hier erstmals für Privatkunden möglich gemacht. Mit dem Spatenstich erfolgte auch die Umstellung der Häuser der ehemaligen Chemie-Siedlung in Steyregg von Heizöl auf Erdgas. Das Gesamtkonzept wurde auf Basis mehrerer untersuchter Varianten von den Energieexperten der LINZ AG entwickelt.

Führend bei innovativen Energielösungen

Der Energiepark Plesching ist richtungsweisend und führt in vier Stufen zu höchster Energieeffizienz: In der ersten Stufe stellt die LINZ AG im Auftrag der Objekteigentümer der Chemiesiedlung in Plesching die bestehende Öl-Heizanlage auf eine dezentrale Wärmeversorgungsanlage mit modernster Gas-Brennwerttechnologie um. Die LINZ AG nimmt ihre Rolle als führendes kommunales Infrastrukturunternehmen für effiziente Energielösungen wahr und übernimmt umfassende Dienstleistungen: von der Ausführungsplanung und Errichtung der Wärmeversorgungsanlage über die Errichtung der Wärmezentralen, das Verlegen aller Leitungen bis zum Betrieb der Anlage mit Bereitschaftsdienst rund um die Uhr. Die neue Heizanlage entspricht den aktuellsten Umwelt- und Technikstandards und trägt damit zu einer deutlichen Verbesserung der Luftqualität bei. Der Wirkungsgrad wird um rund 20 Prozent erhöht, die Emissionen deutlich gesenkt und der CO₂-Ausstoß nachhaltig reduziert.

Verantwortungsbewusst und energieeffizient

In der zweiten Effizienz-Stufe kommt intelligentes Energiemanagement ins Spiel, das für Privatkunden europaweit erstmalig zur Verfügung steht: Dazu gehören Fernabfrage, Fernsteuerung, Fernauswertung und Fernverrechnung von Verbrauchsdaten. Damit ist eine weitere Reduktion des Energiebedarfes um 7 % pro Wohnobjekt zu erwarten.

In der dritten Effizienz-Stufe wird im Rahmen einer Home Automation ein zentrales Energie-, Sicherheits- und Technikmanagement installiert, das eine weitere Senkung des Energiebedarfes um 9 % für jedes ausgestattete Haus bringt. Über das zentrale Energiemanagement werden Heizungsanlage, Rollläden und Raumbelüftung steuerbar, das Sicherheitsmanagement bedient die Objekt-Alarmanlage, überwacht mittels Webcam und steuert auch die Anwesenheitssimulation.

Im Rahmen des zentralen Technikmanagements kann die Gartenbewässerung, elektrische Dachfenster, Lichtkuppeln als auch die Schwimmbadtechnik gesteuert werden. Durch den Einsatz dieser hochmodernen Technologien bekommen die Bewohner der 121 Wohneinheiten der 30 Jahre alten Siedlung nicht nur eine neue Heizform, sondern auch die Möglichkeit, umweltbewusst und energieeffizient zu leben.

Eine intelligente und kosteneffiziente Steuerung der öffentlichen Straßenbeleuchtung und der dazugehörigen Wegebeleuchtung stellt den vierten Effizienzbereich dar. Dabei gelangen modernste Steuerungs- und Regelungseinheiten auf Powerlinebasis zum Einsatz. Neuesten Lichtsensoren, effizienten Beleuchtungskörper und intelligente Lichtdimmer garantieren Energieeinsparungen ohne Komfort- und Sicherheitsverlust für die Bevölkerung.

Die zukunftsweisende Powerline-Technologie der LINZ AG ermöglicht im Energiepark Plesching allen Kunden eine individuelle, kosteneffiziente Steuerung und Kontrolle ihrer Objekte ohne Komfortverlust. Damit kann im Sinne unserer Umwelt nachhaltig Energie eingespart und Kosten reduziert werden.

¹ Linz Energieservice GmbH, LINZ AG / Energiepark Plesching, n.breitschopf@linzag.at

Zahlen und Fakten

Energiepark Plesching

Alleine mit der Umstellung von Heizöl auf Erdgas reduziert sich Schwefeldioxid und Feinstaub um 100 %, Stickstoffoxide um 70 %, Kohlendioxid um 41 % und Kohlenmonoxid um 36 %. Der Energiebedarf der Häuser sinkt bei entsprechender Wärmesanierung um 46 %, was insgesamt 390 Tonnen weniger CO₂-Emissionen im Jahr ausmacht. Mit dem Nutzen des Intelligenten Energiemanagements verspricht der Energiepark Plesching noch größeres Potenzial an Einsparungen: Minus 58 % bei der gesamten Energie, minus 2,6 Mio. Kilowattstunden jährlich an Energiebedarf, minus 550 Tonnen CO₂-Emissionen pro Jahr.

6.4.2 Potential of reducing the Electricity Demand in Private Sector

Sara Ghaemi*, Günther Brauner (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)¹

Abstract

During the last decades the amount of electricity demand increased continuously. The major driver is the residential sector with a bout 30% of the total energy consumption. In this paper the electricity consumption of household appliance in Austria is investigated and potential for reduction of demand by substitution of old equipment by new technology and reduction of the number of appliances which is used has been studied.

Fig.1 shows the penetration rate of the white goods in Austria for the last 10 years. It is shows that the ownership of microwaves increased from 57% to 75%, dishwasher increased from 50% to 72% and also the rate of the other appliance such as private wash machine, electrical stove, compact freezer-Refrigerator, freezers increased.

But the ownership of gas stove, refrigerator and general washing machine decreased.

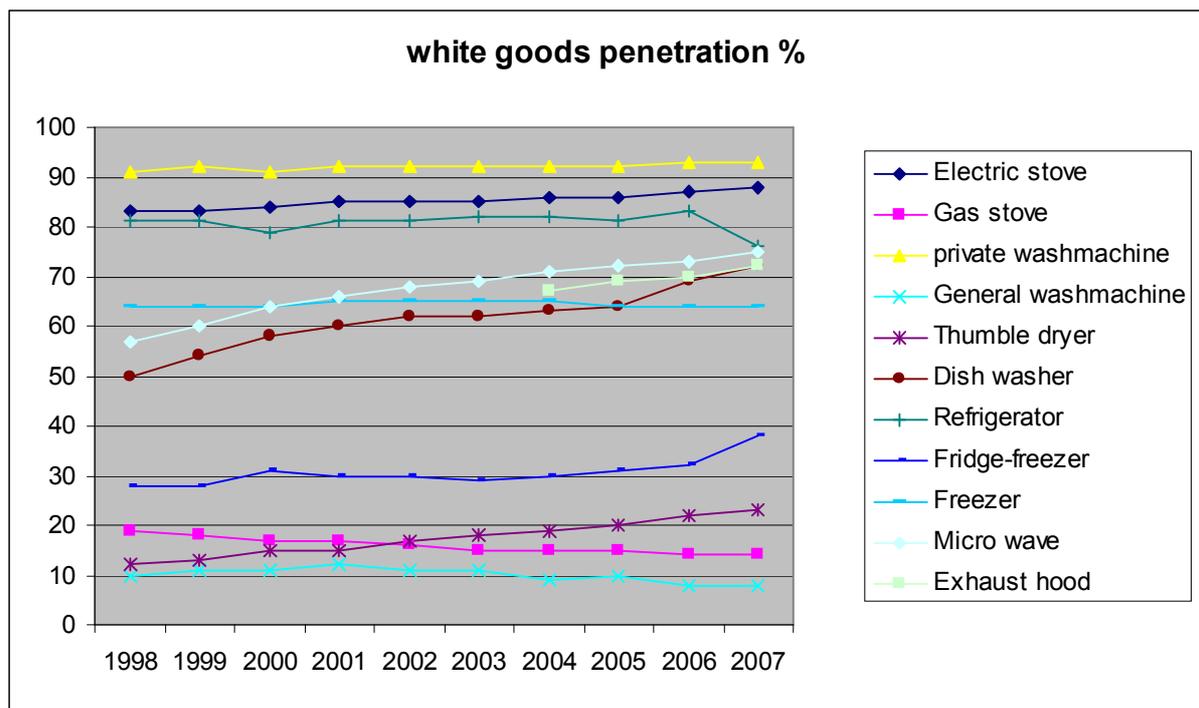


Fig.1: Penetration rate of white goods in Austria

In the last 40 years there was the big progress in the efficiency of electrical appliances. Today the typical consumption of high efficient appliances is only about 25 - 30 % compared to 1970.

A Questionnaire was used to evaluate the fitting of households with appliances. The result is that some types of appliances over saturated e.g. three refrigerators, 6 television sets and also very old equipment is still in used. The high number of appliances results in high operational and standby energy demand.

Based on questionnaire a simulation was performed to evaluate the potential of reduction of demand.

¹ TUWien , Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft Gusshaustrasse 25/373, A 1040 Wien ghaemi@ea.tuwien.ac.at Tel: 01-58801-37313

In this study the consumers were categorized to four groups. The potential of energy saving was evaluated according to reduction of number and replacement of old appliances. Also the standby power consumption shown in fig.2 was considered.

The result of the study shows that big potential in the households can be drawn from the households in the future.

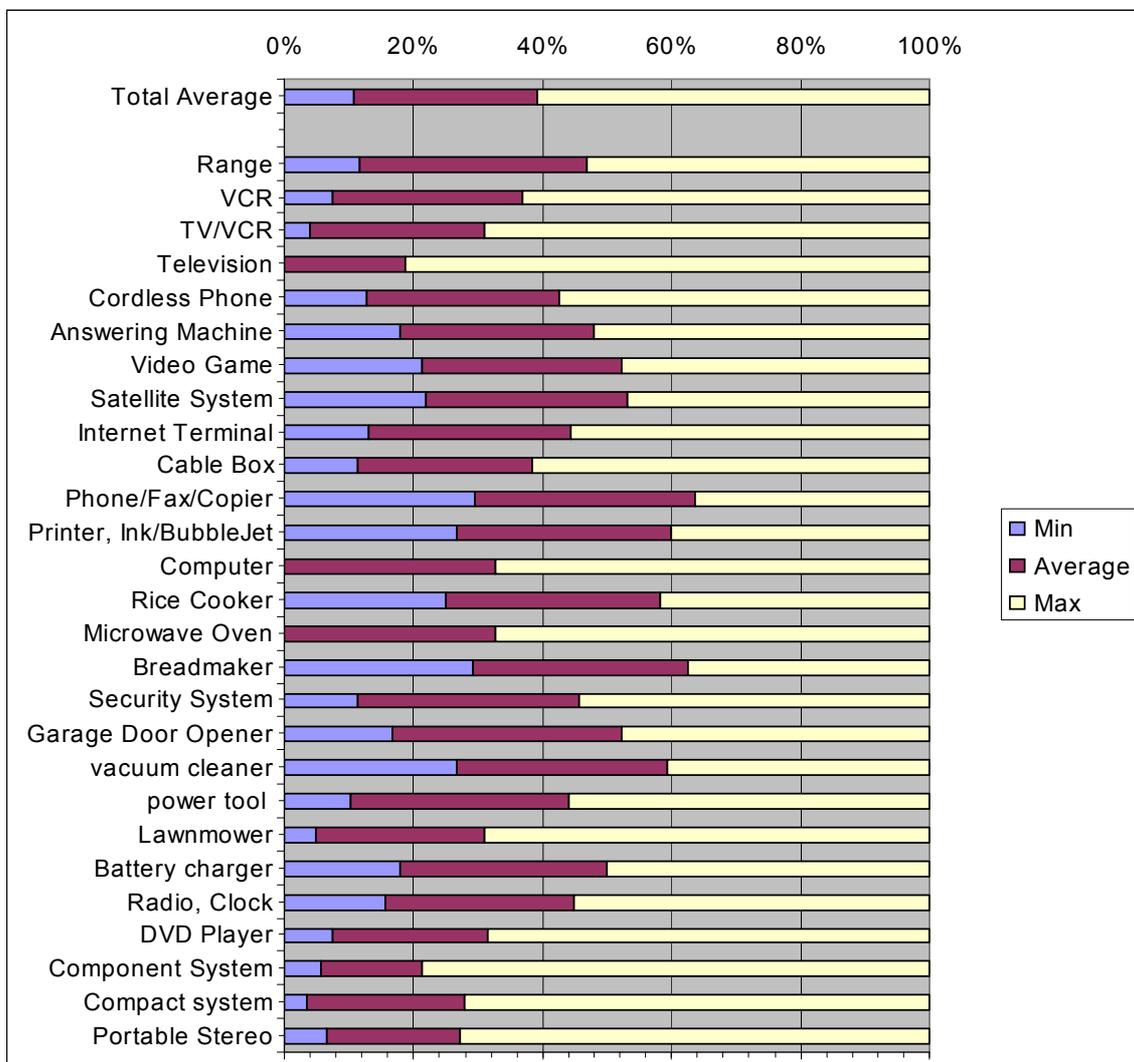


Fig.2: standby energy consumption of electrical appliances

6.4.3 Vorzeitiger Gerätetausch im Haushalt – Energetisch und ökonomisch sinnvoll?

Daniel Asch*, Reinhard Haas, Thomas Faber (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)¹

Motivation:

In einem nachhaltigen Energiesystem ist der Einsatz von effizienten Technologien in allen Wirtschaftssektoren unerlässlich. Begründet durch den veralteten – ineffizienten – Gerätebestand in Österreichs Haushalten existiert im Haushaltssektor ein beträchtliches unerschlossenes Energieeinsparungspotential. Um dieses teilweise zu mobilisieren, werden als eine Maßnahme Gerätetauschaktionen im Haushaltssektor diskutiert. Die Idee ist, dass mit finanziellen Zuschüssen die Investitionsentscheidung der Konsumenten zu Gunsten neuer (effizienter) Geräte beeinflusst wird, so dass es zu einem frühzeitigen Austausch der Geräte und einem direkten Eingriff in die Alterstruktur des Gerätebestandes kommt.

In dieser Arbeit wird durch einen dynamischen Modellansatz die langfristige Sinnhaftigkeit – hinsichtlich Stromeinsparung und Wirtschaftlichkeit – frühzeitiger Gerätetauschaktionen im Haushaltssektor, am Beispiel von Kühlschränken, analysiert.

Fragestellung:

Führt ein Austauschprogramm – von alten (ineffizienten) durch neue (effiziente) Geräte – in Österreichs Haushalten nicht nur kurz sondern auch langfristig zu Stromeinsparungen?

Methode:

Für diese Analyse wird ein diskretes dynamisches Bestandsmodell verwendet. Dieses Modell simuliert den Energieverbrauch einer bestimmten Technologie und dessen Entwicklung auf Jahresbasis unter Berücksichtigung der Lebensdauer und der daraus resultierenden natürlichen Austauschraten sowie den jährlichen Neuinstallationen. Die spezifische Energieverbrauchsentwicklung der einzelnen Technologien (Effizienzentwicklung) wird als streng monoton fallende Funktion zu Grunde gelegt. Dabei wird zwischen der durchschnittlich-effizienten und der best-effizienten Technologie differenziert und Rebound-Effekte – in Bezug auf den kurz und langfristigen Servicebedarf - berücksichtigt.

Ergebnisse:

Abbildung 1 verdeutlicht die Auswirkung eines Gerätetauschprogramms auf den Stromverbrauch. Es ist ein deutlicher Rückgang des Stromverbrauchs ersichtlich. Der damit einher gehende Eingriff in die Altersstruktur des Gerätebestandes kann jedoch langfristig sogar wiederum einen größeren Stromverbrauch – im Vergleich zum BAU-Szenario – nach sich ziehen. Da nach Ablauf der Lebensdauer aller zum Zeitpunkt t_0 getauschten Geräte zum Zeitpunkt $(t_0 + \text{Lebensdauer})$ wieder in den Bestand eingegliedert werden, sind langfristige Stromeinsparungen a priori nicht garantiert.

¹ Technische Universität Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
1040 Wien, Gußhausstraße 25, Tel.: +43-1-55801-37370, Fax.: +43-1-58801-37397
Email.: asch@eeg.tuwien.ac.at

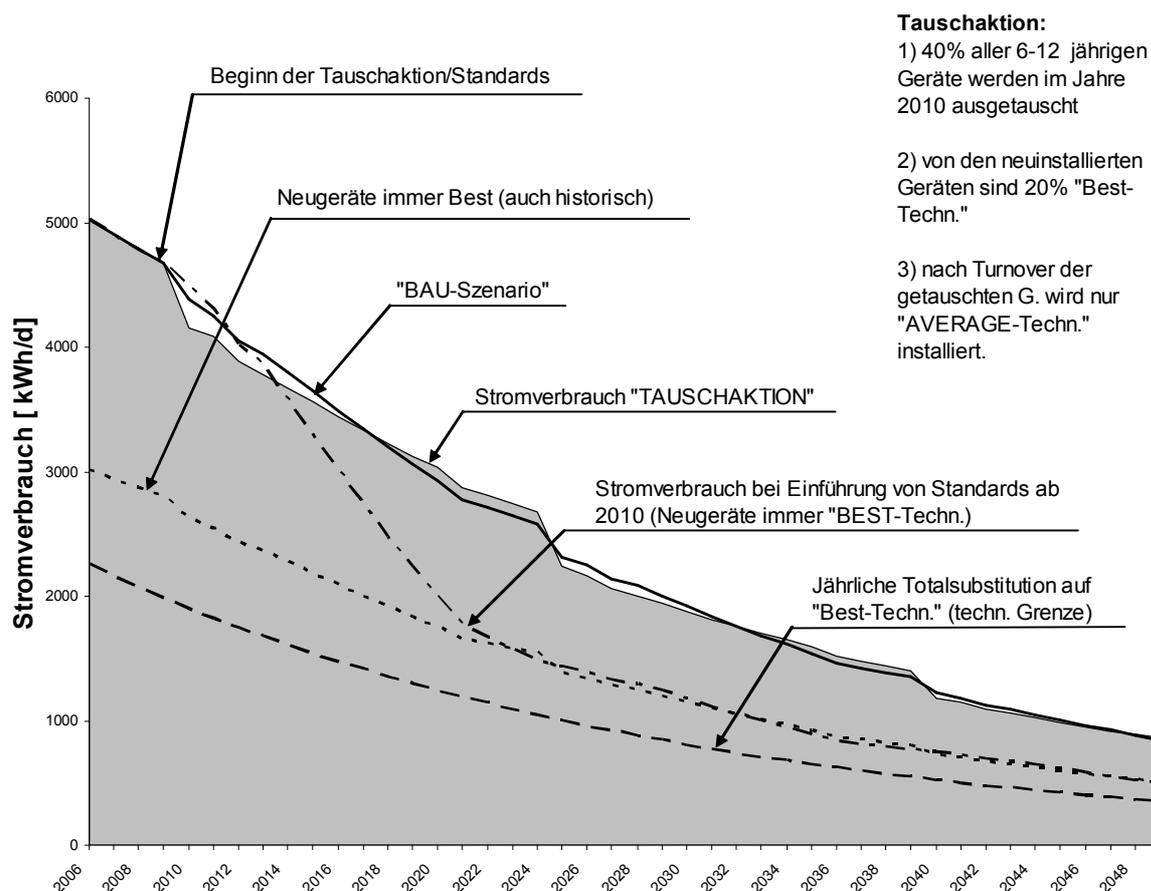


Abbildung 1: Kumulierter Stromverbrauch der Kühlschränke in Österreich. Szenarienvergleich zwischen „BAU“ vs. Austauschprogramm (gestartet 2010) und „BAU“ vs. Standards (ab 2010).

Schlussfolgerungen:

Durch die hohe Lebensdauer der Geräte führen frühzeitige Gerätetauschaktionen – begleitet durch den Eingriff in die Altersstruktur des Bestandes – nur zur kurzfristigen Stromeinsparungen. Vorgegebene Gerätestandards hingegen mobilisieren langfristig die existierenden Einsparpotentiale.

Referenz:

Hyung Chul Kim et al., „Optimal household refrigerator replacement policy for life cycle energy, greenhouse gas emissions, and cost“, Energy Policy 34 (2310-2323), 2006
 Paolo Bertoldi, Bogdan Atanasiu, „Electricity Consumption and Efficiency Trends in the Enlarged European Union“, European Commission, 2006

6.4.4 Integration of Demand Side Measures into Energy Supply Contracting Models

Jan W. Bleyl, Daniel Schinnerl (Grazer Energie Agentur GmbH)¹

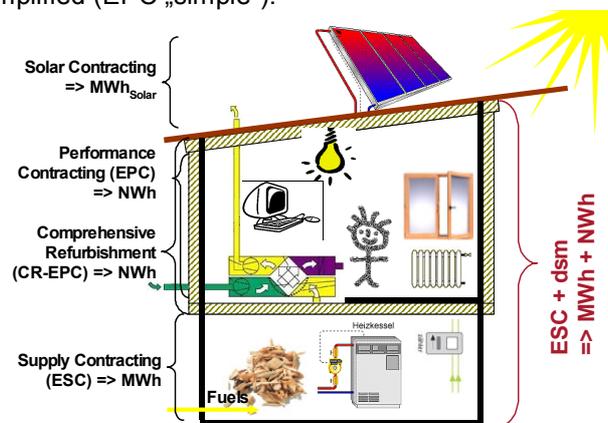
Abstract

Energy Performance Contracting (EPC) projects - if implemented properly - have successfully delivered guaranteed savings since they were first established in Europe around 1995. Nevertheless, success is essentially limited to the public sector and spread very unevenly throughout Europe. Besides requiring dedicated and persevering project developers, the EPC model itself imposes obstacles from a methodological point of view, especially if the cost baseline is difficult to determine or if frequent adjustments to the baseline are necessary due to changes in utilization of the building, the business or a production process.

The latter problems are not encountered with the Energy Supply Contracting (ESC) model, because no baseline is needed to measure guaranteed savings. Further on, the ESC model is also common in other end use sectors such as industry or housing. The problem is that ESC measures are typically limited to the energy supply side not covering demand reductions in the building or the production process itself.

Based on this experience, the focus of this paper is on possible advancements of the ESC model with the objective of integrating demand side measures and energy saving incentives into the ESC model. The paper proposes 5 concepts labelled as:

1. Cost-oriented energy prices,
2. Supply-Contracting + simple EE-measures (ESC+EE „light“),
3. Supply-Contracting + comprehensive EE-measures (ESC+EE),
4. Supply-Contracting with shared savings (ESC+Shared Savings) and
5. Performance-Ct simplified (EPC „simple“).



What different Energy-Contracting models deliver (Bleyl 2007)

An important issue is the discussion of possible quality assurance instruments and performance verification methods for the EE-measures implemented as a substitute for the savings guarantee in EPC contracts.

To conclude, we will report on existing and possible future applications of the new ESC+EE models and present a first expert evaluation of the concepts proposed.

Acknowledgement: Work for this paper is carried out in the framework of Task XVI „Competitive Energy Services“ run by the IEA (International Energy Agency) Demand Side Management Implementing Agreement (<http://dsm.iea.org/>). It is also based on the project “Energy Services for Industry and Commerce” funded by Austrian Research Ministry BMVIT

¹ DDI Jan W. Bleyl, Graz Energy Agency Ltd, Kaiserfeldgasse 13, 8010 Graz, Austria, Mobile +43 650 7992820, Fax +43 316 8118489, bleyl@grazer-ea.at

DI (FH) Daniel Schinnerl, Graz Energy Agency Ltd, Kaiserfeldgasse 13, 8010 Graz, Austria, Schinnerl@grazer-ea.at

6.4.5 Auswirkungen von dynamischen Haushaltsstromtarifen auf Basis stochastischer Haushaltslastprofile

Gunnar Bärwaldt*, Michael Kurrat (TU Braunschweig / Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen)¹

Einleitung

Ressourcenschonung, Effizienzsteigerung und Nachhaltigkeit sind einige der Schlagworte, mit denen derzeit die Fortentwicklung der internationalen Energiewirtschaft beschrieben wird. Auf der Suche nach Möglichkeiten der globalen Klimaveränderung Herr zu werden, wird eine Vielzahl innovativer Ideen entwickelt und diskutiert. Effizienzsteigerung in der Kraftwerkseinsatzplanung kann unter anderem dadurch erreicht werden, dass Energieerzeuger den Verbrauch elektrischer Energie gut vorhersagen können. Ideal wäre ein Verbrauchsprofil, das nur wenige Schwankungen aufweist.

Dieser Beitrag widmet sich dem Ansatz eines indirekten demand-side-management bei Haushaltskunden, wobei insbesondere die Auswirkungen von veränderlichen Strompreisen auf die Energienachfrage untersucht werden. Kernelement dieser Untersuchung ist ein Simulationsprogramm, das eine Abbildung einzelner Haushaltslastprofile ermöglicht.

Aktuelle Verfahren zur Verbrauchsprognose

Aus Sicht eines Energiehändlers ergibt sich nach der Liberalisierung des Strommarktes folgende Situation: Der Händler fasst in seinem Bilanzkreis alle Einspeise- und Entnahmestellen zusammen und hat stets für eine ausgeglichene Bilanz Sorge zu tragen. Ihm obliegt die Verantwortung darüber, den Gesamtverbrauch aller Kunden innerhalb des Bilanzkreises zu prognostizieren und die notwendige Strommenge zur Deckung des Bedarfs zu beschaffen. Darüber hinaus muss der Übertragungsnetzbetreiber vorab die Prognosedaten über die zu erwartende Netzbelastung vom Händler erhalten, um das eigene Netzmanagement entsprechend vorzubereiten.

Im Bereich des Großkundengeschäfts ist eine Prognose der Energie- und Leistungsnachfrage unkritisch, da hier eine direkte Messung von Lastverläufen in ¼-Stundenintervallen durch die hohe Leistungsentnahme gerechtfertigt wird. Für Kleinkunden ist ein solches Vorgehen jedoch derzeit zu kostenintensiv. An die Stelle gemessener Lastkurven treten in diesem Fall synthetische Lastprofile, in denen das typische Verbrauchsverhalten von Gruppen gleichartiger Kleinverbraucher in normierter Form abgelegt ist. Von zentraler Bedeutung sind in diesem Zusammenhang die synthetischen Lastprofile des Verbandes der Energiewirtschaft, die so genannten VDEW-Standardlastprofile.

Der Anwendungsbereich synthetischer Lastprofile erstreckt sich jedoch ausnahmslos auf Gruppen aus einigen Tausend gleichartigen Verbrauchern. Für Prognosefälle, in denen die geforderte Gruppengröße unterschritten wird, liefern synthetische Lastprofile nur unzureichende Ergebnisse. Alternativ wird in der aktuellen Forschung der Versuch unternommen das Verhalten einzelner Stromkunden über probabilistische Ansätze zu modellieren. Für die auf diese Weise generierten Lastprofile gelten keine Einschränkungen in Bezug auf die Darstellung auch kleinerer Verbrauchergruppen. Zudem kann nur auf Basis dieser Haushalts-individuellen Lastprofile die Veränderung des Verbrauchsverhaltens in Abhängigkeit des Strompreises untersucht werden.

Schritte zum individuellen Haushaltslastprofil

Die Generierung von individuellen Haushaltslastprofilen erfolgt nach folgenden Schritten:

1. Nicht jeder Haushalt verfügt über den gleichen **Gerätemix**. Es ist in der Simulation zu berücksichtigen, dass jeder Haushalt andere elektrische Verbraucher nutzt. Grundlage für die Zusammensetzung der Geräte eines einzelnen Haushaltes sind die Erhebungen des statistischen Bundesamtes in Deutschland bezüglich der Verbreitung elektrischer Geräte in Haushalten, die in Bezug zur gesamten Haushaltszahl gesetzt werden.
2. Die **Einsatzparameter** der Geräte sind Haushalts-individuell. Neben der elektrischen Leistung, die ein gerät im Betrieb aufnimmt und der Berücksichtigung eines Teillastverhaltens

¹ Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen, Schleinitzstr. 23, 38106 Braunschweig, Germany, Tel.: 0531/391-7739, E-Mail: g.baerwaldt@tu-bs.de, www.htee.tu-bs.de

ist der tatsächliche Einsatzzeitraum ein wichtiger Einsatzparameter. Hierfür werden zunächst mögliche Betriebszeiträume für jeden Verbraucher sowie eine minimale und maximale Benutzungszeit definiert. Zufällig erfolgt dann nach einer bedingten Wahrscheinlichkeit ein Einschalten der einzelnen Geräte zu diskreten Zeitintervallen.

3. Eine Aggregation der zeitabhängigen Betriebsverläufe aller betrachteten Geräte eines Haushaltes resultiert in dem individuellen Lastprofil für einen Haushalt. Eine Aggregation mehrerer Hundert individueller Lastprofile weist eine Annäherung an das VDEW-Lastprofil auf und belegt zusammen mit gemessenen Lastverläufen eines 2-Personenhaushaltes die Plausibilität des gewählten Ansatzes.

Auswirkungen von Preisveränderungen

Auf Basis dieser Ausgangssimulation wird analysiert, wie sich eine Veränderung des normalen Haushaltsstrompreises auf das Verbrauchsverhalten der einzelnen Haushalte auswirkt. Zentrale Größe für diesen Effekt ist die Preisreaktivität von Haushaltsstromkunden. Die Auswirkungen folgender Preismodifikationen werden untersucht:

1. Klassischer über den Tag gleich bleibender Strompreis als Referenz
2. Zwei-Stufen-Tarif mit Hochtarif und Niedertarif wobei die Preisstufen über das Jahr konstant bleiben
3. Vier-Stufen-Tarif, bei dem der Strompreis alle sechs Stunden wechselt und sich dabei an dem sich täglich ändernden Spot-Marktpreis der Strombörse orientiert.

Bei allen Veränderungen wird unterstellt, dass der Verbraucher Kenntnis über das aktuelle Preisniveau hat. Als Ergebnis kann gezeigt werden, dass die Auswirkungen von individuellen Preisstrukturen als gering anzunehmen sind. Eine deutliche Veränderung des Lastverlaufs kann vermutlich nicht durch eine individuelle Preisgestaltung erreicht werden, wenngleich ein veränderter Tarif verursachungsgerechter die Erzeugungskosten widerspiegelt.

Zusammenfassung

Ein individuelles Haushaltslastprofil kann mit Hilfe der erarbeiteten Software erstellt werden. Ein Vergleich mit einem gemessenen Haushaltslastprofil bestätigt den gewählten Ansatz in gleicher Weise wie der Vergleich des aggregierten Lastprofils aus mehreren einzelnen individuellen Lastprofilen mit dem VDEW-Lastprofil.

Eine Veränderung des Verbrauchsverhaltens von Haushalten auf eine Preisveränderung konnte nachgewiesen werden, wenngleich der Umfang der Änderung minimal ist und nur einen geringen technischen Vorteil erwarten lässt.

Das erarbeitete Softwarewerkzeug ist gut geeignet, die Reaktion der Haushaltsenergienachfrage auf eine Preisveränderung abzubilden.

6.5 ENERGIEEFFIZIENTE BETRIEBE (Session E5)

6.5.1 Material- und Energieeinsparung von der Lackchemie bis zur Lackiertechnologie

Thomas Brock (Hochschule Niederrhein / Fachbereich Chemie)¹

Der anteilmäßig größte Entwicklungsaufwand bei Lacken und Farben - auch bei den Anlagenherstellern - fällt seit Jahren beim Bestreben an, mit umweltfreundlicheren, v.a. lösemittelreduzierten Materialien den Technologiestand der konventionellen lösemittel-basierenden zu erreichen oder möglichst noch zu übertreffen.

In der Anfangsphase oft mit dem Nimbus „minderer Qualität“ behaftet, stehen bereits viele moderne Lack-Alternativen und Lackierverfahren qualitativ gleichwertig neben den herkömmlichen. Sie übertreffen diese teilweise sogar hinsichtlich spezieller Eigenschaften und auch in wirtschaftlicher Hinsicht (Lackierkosten, Nutzungsgrad, Abfallentsorgung etc.). Im Beitrag werden die wesentlichen Wege zur Verringerung des Lösemittelleinsatzes kurz beschrieben. Besonders interessante Ansätze gibt es über die niederenergetische UV-Strahlungshärtung, die Pulverlackierung oder die besonders energiearme Wasserlacktrocknung mittels trockener, kalter Luft. Elektrostatische Spritzpistolen reduzieren den Materialverbrauch sowie Abfälle und deren Entsorgung. Teilweise konnte man auch schon die Anzahl der aufgetragenen Schichten reduzieren, dank neu entwickelter Lackkomponenten. Hier werden chemische und Wärmeenergie-Einsparungen realisiert.

„Lackchemie“ ist so inzwischen viel komplexer und vielfältiger geworden, ebenso wie das weite Spektrum von Applikationsverfahren mit immer neuen HighTech-Lösungen.

Was wird konkret in naher Zukunft realisiert?

- Die Wasserlacktechnik wird sich dank weiterer Rezepturverbesserungen und neuer Lackrohstoffe weiter durchsetzen.
- Die Verschiebung zu weniger Schichten mit weniger Einbrennvorgängen wird verstärkt.
- Pulver- und strahlenhärtende Lacke, beide praktisch lösemittelfrei, werden zusätzliche Anwendungsbereiche finden.
- Lackabfälle und deren Entsorgung werden noch weiter reduziert.
- Erhebliche Mengen an Ressourcen werden sich durch weit längere Haltbarkeiten und smarte Oberflächen der Beschichtungen und der lackierten Objekte einsparen lassen: Z.B. mittels schmutzabweisender, teilweise selbstreinigender, zudem dünnerer Schichten.
- Speziell in der Holzlackierung ist eine wesentlich längere Schutzwirkung von Beschichtungen abzusehen. Die bisherigen relativ kurzen Renovierungsintervalle werden sich mehr als verdoppeln lassen. Die Einsparung an Material und Energie wird hier enorm sein.

Lackierprozesse mit einem hohen Niveau an Anlagentechnik und Prozessautomatisierung kommen schon heute mit weit geringerem Lösemittelleinsatz aus, oft sogar ohne jede Emission, sowie mit reduziertem Energieverbrauch, ermöglicht durch neuartige chemische Vernetzungsreaktionen. Das Potential ist aber bei weitem noch nicht erschöpft. Zahlreiche Anforderungen – hinsichtlich Qualität, Wirtschaftlichkeit und Ressourcenschonung – benötigen weiter enormen FuE-Aufwand, auch hinsichtlich der Chance, auf dem Gebiet der Lackchemie weiterhin weltweit führend zu bleiben.

¹ Hochschule Niederrhein - University of Applied Sciences Fachbereich Chemie - Lacktechnologie

Adlerstrasse 32 , D - 47798 Krefeld

Tel.: +49-2151-822-4095 / Fax: +49-02151-822-4098 / Mobil-Tel. +49-171-871 49 55

thomas.brock@hs-niederrhein.de Priv. Tel. 02233-78831 / Fax 02233-700979 /

brock-huerth@t-online.de

6.5.2 Klima:Aktiv – Energieeffiziente Betriebe

Peter Sattler, Martin Sampl, Karin Fuchsberger (Sattler Energie Consulting GmbH)¹

1. Motivation und zentrale Fragestellung

Obwohl in Österreich seit mehr als 10 Jahren Förderschienen für Energieeffizienzmaßnahmen bestehen und faktisch in allen Bundesländern Länderprogramme die Aufgabe haben, die Themen Energieeffizienz und Erneuerbare Energieträger in Gewerbe und Industrie voranzutreiben, sind die Ergebnisse insgesamt gesehen eher gering.

In vielen Ländern sind es gerade ein paar Beratungen, die über diese Programme abgewickelt werden, während in anderen Ländern jährlich einige 100 Beratungen zum Thema abgewickelt werden. Parallel dazu existiert auf der Bundesebene eine Investitions-Förderschiene, welche Energie-Effizienz-Investitionen mit 30% nicht rückzahlbarem Zuschuss fördert. Diese Schiene wird von den Betrieben nur unzureichend genutzt.

Die zentrale Fragestellung daraus lautet mit welchen Maßnahmen es möglich ist, die österreichischen klimapolitischen Ziele umzusetzen und zu stärken.

2. Das Konzept von klima:aktiv

Das Lebensministerium hat im Jahr 2004 das klima:aktiv Programm als aktivem Beitrag zum Klimaschutz beschlossen. klima:aktiv Programme sind mehrjährige und umfassende „Sammlungen“ von aufeinander abgestimmten Aktionen in einem Themenfeld mit dem Ziel, klimaschonende Produkte und Dienstleistungen schneller marktfähig zu machen. klima:aktiv entwickelt themen- und zielgruppenorientierte Programme zu den Schwerpunkten Bauen, Mobilität, Unternehmen, Stromsparen und erneuerbare Energieträger.

Die klima:aktiv Ziele

- Den Energieverbrauch senken und die CO₂-neutrale Energienutzung forcieren
- Verbesserung der Startchancen und Erhöhung der Marktanteile klimaschonender Produkte und Dienstleistungen
- Stärkung des Wirtschaftsstandorts Österreich:
zukunftsfähig und innovativ
- Aktivierung und Vernetzung der wichtigen Akteure

3. Umsetzung des Projektes in der Praxis

Ziel der umfangreichen Vorarbeiten war, den zukünftig in den Programmen teilnehmenden Betrieben ein möglichst attraktives und maßgeschneidertes Angebot unterbreiten zu können um in der Folge die vorgegebenen Ziele an tatsächlich realisierten Einsparungen in der Größenordnung von 60 GWh/a. zu erreichen.

Die Qualität der Beratungen, die im Rahmen der Initiative durchgeführt werden, ist entscheidend für den Erfolg des Programms. Aus diesem Grund ist ein umfassendes Beratungskonzept mit wirkungsvollen Instrumenten entwickelt worden. Die Berater sind darauf spezialisiert, in den Betrieben diejenigen Systeme zu finden, bei denen die höchsten Energieverbrauchsreduzierungen mit möglichst minimalem technischen, organisatorischen und finanziellen Aufwand umgesetzt werden können. Dabei steht die Unterstützung bei der Umsetzung von Maßnahmen im Vordergrund.

k:a Protocols

Ziel der k:a PROTOOLS ist, den Multiplikatoren, den Beratern und den potentiellen Projektteilnehmern für die kritischsten Phasen auf dem Weg vom Erstkontakt bis zur tatsächlichen Einsparung Werkzeuge zur Verfügung zu stellen, die diesen Weg ein wenig einfacher gestalten und für alle Seiten zu befriedigenden Ergebnissen führen.

¹ sattler energie consulting, marktplatz 4, 4810 gmunden
Tel. ++43-7612-73799, Fax. ++43-7612-73799-50, E-mail: office@energie-consulting.at

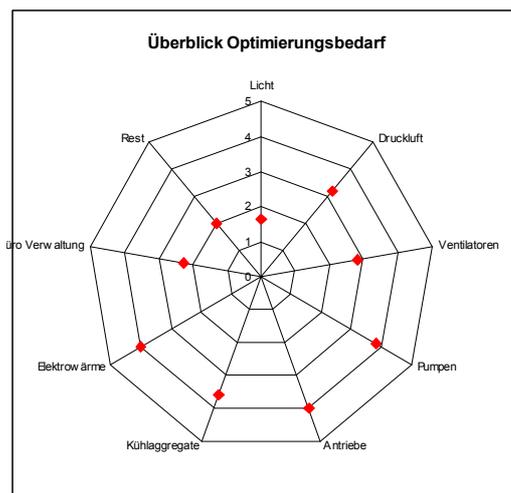


Abb. 1: Überblick vor und nach Maßnahmen

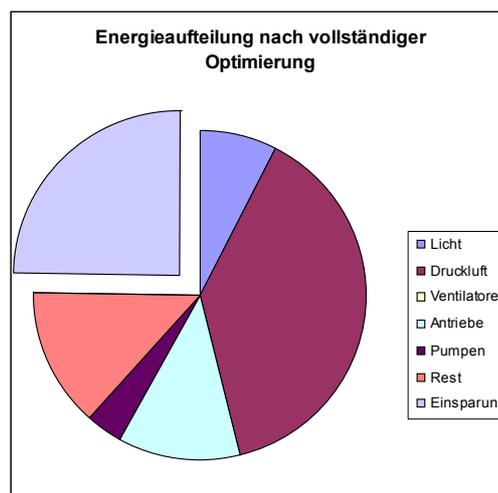


Abb. 2: Energieaufteilung nach Optimierung

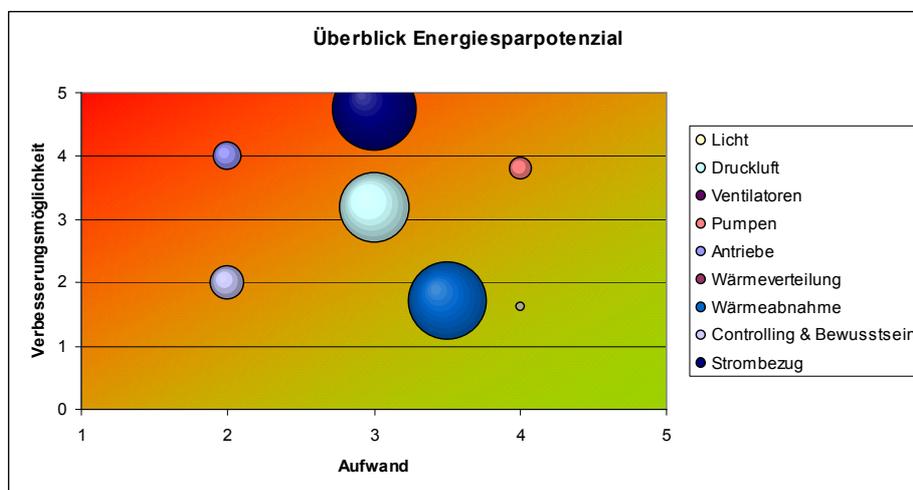


Abb. 3: Darstellung Potentiale und Aufwand zur Realisierung der Potentiale

4. Schlussfolgerungen

Zur Motivation und tatsächlichen Umsetzung auf breiter Basis müssen zusätzliche Geldmittel zur Verfügung gestellt werden oder auf höherer politischer Ebene entsprechende Vereinbarungen erstellt werden.

Es ist, um entsprechende Erfolge zu erzielen, erforderlich, die Berater in den Länderprogrammen weiter fortzubilden und zu qualifizieren, da die Erfahrungen in produzierenden Betrieben relativ gering ist.

Aus unserer Sicht ist eine permanente Betreuung auch der Länderverantwortlichen und nicht nur der Berater erforderlich, um diese auf Kurs zu halten und mit ihnen gemeinsam eine für beide Seiten erfolgreiche Kooperation gestalten.

Zusammengefasst kann gesagt werden, dass k:a eeb sicherlich ein sehr guter Ansatz ist, energieeffiziente Betriebe zu betreuen und Maßnahmen zur CO₂-Einsparung zu realisieren. Bis jetzt ist es allerdings hinter den Möglichkeiten zurück geblieben. Dies liegt weniger an den technischen sondern vielmehr an den organisatorischen wie auch den menschlichen Randbedingungen, d.h. nicht an den Hard- sondern an den Soft-Facts, denen in Zukunft von den Projektverantwortlichen ein größeres Augenmerk zu schenken ist.

Literaturverzeichnis

Klima aktiv homepage, www.klimaaktiv.at, Austria 2005

http://www.energyagency.at/projekte/motor_partner.htm, Austria 2006

Sattler Energie Consulting; consulting reports MCP, WV 422 (Development of ProTools) and WV 542 (Training of Consultants in Austria), Gmunden/Wien, 2006

6.5.3 Effiziente Energienutzung als Ressourcenschonung

**Andreas Urschitz, Erich Prem, Jörg Malzon-Jessen, Timothy Maloney
(Infineon Technologies Austria AG und eutema Technology Management
GmbH)¹**

Die Prognosen für den weltweiten Energieverbrauch, die zu Beginn des Jahrtausends für die kommenden 30 Jahre erstellt wurden, fordern bewusstes und verantwortungsvolles Handeln aller Staaten, Unternehmen und Menschen dieser Welt.

Der weltweite Gesamtbedarf an elektrischer Energie soll demnach bis zum Jahr 2030 um mehr als 100 Prozent auf ca. 30 Millionen Gigawattstunden anwachsen. Daher gilt es, in Zukunft Energie effizienter zu nutzen. Technologien und Produkte von Infineon Technologies helfen, dieses wichtige Ziel zu erreichen.

Infineon Technologies engagiert sich nicht nur in der eigenen Produktion für einen verantwortungsbewussten Umgang mit natürlichen Ressourcen, das Unternehmen forscht stetig an der effizienteren Nutzung der Energieströme in den produzierten Halbleitern. Die Einsatzgebiete von Infineon-Chips sind vielfältig und reichen von der Elektronik in Automobilen über den Einsatz in Mobiltelefonen bis hin zur Steuerung von Industrieanlagen. Im Beitrag werden konkrete Beispiele zu folgenden Themen aufgeführt:

Die Rolle elektrischer Energie und Elektronik; Halbleiter-Technologie als Schlüssel zur Energieeffizienz, Hybridfahrzeuge, Beleuchtung, drehzahlgeregelte Motoren, Erneuerbare Energiesysteme, Stromversorgungen sowie ein Ausblick auf innovative Technologien der nächsten Generation.

Infineon Technologies wird auch in Zukunft in diese Technologien investieren, um einer der wichtigsten Herausforderungen von heute – dem steigenden Energiebedarf – erfolgreich zu begegnen.

¹ Infineon Technologies AG, Am Campeon 1-12, D-85579 Neubiberg, 0049 2902 764 2000, 0049 2902 764 72000, joerg.malzon-jessen@infineon.com, www.infineon.com

Timothy Maloney, Infineon Technologies North America Corp., 4505 Emperor Blvd, Suite 310, 27703 Durham, NC, USA, 001 919 998 5331, 001 919 941 6257, timothy.maloney@infineon.com, www.infineon.com

Eutema Technologie Management GmbH, Dr.-Karl-Lueger-Ring 10, A-1010 Wien, 0043 1 52453 16, 0043 1 52453 96, office@eutema.com, www.eutema.com

6.5.4 The EU Energy Strategy Plan: Scope of Electricity Efficiency Improvement in Switzerland

Boris Krey (University of Zurich / Sozioeconomic Institute)¹

(1) Overview

In early 2007 the European Union proposed three ambitious goals: by 2020 greenhouse gas emissions in the EU should be reduced by 20 percent, compared to 1990 levels. In addition, the share of renewable energy technologies should be 20 percent, while energy efficiency is to be improved by 20 percent. Focusing on electricity generating technologies, Switzerland already surpassed two of these goals, since 95 percent of its electricity is generated by Nuclear, Hydro Storage, and Run of River, none of which emit any greenhouse gases. Moreover, nearly 60 percent of Swiss electricity is generated using renewable energy technologies. This leaves the issue of electricity efficiency open. Switzerland foresees an electricity supply gap amounting to 20 percent by 2020, assuming a slow demand increase of 15 percent over 2000 (Gantner, 2000). As the government wishes to avoid an increased dependence on power imports, the options left are to generate more nuclear electricity and/or introduce gas-fired and/or new renewable technologies. In this study, Markowitz portfolio theory is applied to determine efficient frontiers of electricity generation technologies in terms of expected return and risk. By adopting a user view ("return" defined as kWh/CHF), efficient technology mixes in 2035 will be compared with the actual portfolio as of 2000. The gap between the two indicates the scope of efficiency improvement.

(2) Methods

Several econometric techniques are applied and compared to estimate a stable covariance matrix. OLS is discarded because White's test for homoscedasticity and Breusch-Godfrey's test for serial correlation cannot reject the existence of heteroscedasticity and autocorrelation. The likely explanation is correlated shocks in generation costs per kWh (the inverse of expected returns). For that reason, seemingly unrelated regression estimation (SURE) and random effects regression (RER) are applied to filter out the systematic components of the covariance matrix. Shannon-Wiener and Herfindahl-Hirschman indices are calculated to see the trade-off between efficiency and security of supply.

(3) Results

Risk-averse power portfolio holders in 2035 would gain from adopting a feasible technology mix containing 20 percent Run of river, 28 percent Gas, 13 percent Storage hydro, 9 percent Nuclear, and 5 percent of Solar, Smallhydro, Wind, Biomass, Incineration, and Biogas, respectively. These results are robust and do not change much regardless of whether SURE or RER are adopted. In addition, this portfolio mix improves expected return by more than 12 percent, while keeping risk more than 90 percent lower than in 2000. Shannon-Wiener and Herfindahl-Hirschman indices indicate that this mix is both secure and well diversified.

(4) Conclusions

Exploiting new renewables such as Incineration, Smallhydro and Wind, which are characterized by high expected returns and low risk, cause expected returns to increase, while reducing volatility to lower levels than in 2000. In addition the efficient mix results in a secure supply of electricity. However, a share of 28 percent Gas, which moves users closer to the efficient frontier, entails additional CO₂ emissions. Switzerland has allocated its Kyoto emission reductions strongly in favour of transport fuels at the expense of electricity generation (IEA, 2007). This commitment now may turn out to be a stumbling block for the attainment of a future power mix that is both efficient and secure.

¹ Socioeconomic Institute, University of Zurich Hottingerstrasse 10 CH-8032 Zurich
E-mail: boris.krey@soi.uzh.ch Phone: +41 (0)44 634 06 08 <http://www.soi.uzh.ch/staff/BK.html>

References

- Awerbuch, S. (2006). "Portfolio-Based Electricity Generation Planning: Policy Implications for Renewables and Energy Security." *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 11: 693-710, Springer.
- Awerbuch, S. and M. Berger (2003). "Energy Security and Diversity in the EU: A Mean-Variance Portfolio Approach." IEA Report Number EET/2003/03, Paris: February <http://library.iaea.org/dbtw-wpd/textbase/papers/2003/port.pdf>.
- Fabozzi, F., F. Gupta, and H. Markowitz (2002). "The legacy of Modern Portfolio Theory." *Journal of Investing*, Fall 2002, 7-22.
- Gantner, U., Jakob, M., and S. Hirschberg (2000). "Perspektiven der zukünftigen Energieversorgung in der Schweiz unter Berücksichtigung von nachfrageorientierten Massnahmen." (Perspectives on the Future Provision of Energy in Switzerland, with Special Emphasis on Demand-Side-Management). Draft, Paul Scherrer Institute, Switzerland.
- Hirschberg, S. and M. Jakob (1999). "Cost Structure of the Swiss Electricity Generation Under Consideration of External Costs." SAE Seminar, Tagungsband, 11 June 1999, Bern.
- Humphreys, H. and K. McClain (1998). "Reducing the Impacts of Energy Price Volatility Through Dynamic Portfolio Selection." *The Energy Journal*, Vol. 19, No. 3: 107-131.
- IEA (2007). Press release (7)23: http://www.iaea.org/Textbase/press/pressdetail.asp?PRESS_REL_ID=241
- Krey, B. and P. Zweifel (2006). "Efficient Electricity Portfolios for Switzerland and the United States." Submitted to *The Energy Journal*.
- Markowitz, H. (1952). "Portfolio Selection." *Journal of Finance* 7: 77-91.
- Roques, F., W. Nuttall, D. Newberry, R. de Neufville, and S. Connors (2006), "Nuclear Power: A Hedge against Uncertain Gas and Carbon Prices?" *The Energy Journal*, Vol. 27, No. 4: 1-23.

6.5.5 ÖKOPROFIT – Energieeffizienz als Beitrag zur Umweltqualität

Christoph Holzner (Cleaner Production Center Austria)¹

What is ECOPROFIT?

ECOPROFIT – the ecological project for integrated environmental technology was first implemented in Graz in 1991 and has since developed into one of the most successful and internationally acclaimed programmes in the field of preventive environmental protection. ECOPROFIT was even recommended to SMEs as a best practice environmental management system by the European Union. ECOPROFIT is a collaborative project strengthening businesses which was developed in and for Graz. However, ECOPROFIT's transferability to other cities and regions with consideration of the respective local preconditions has already been proved in numerous projects. In all these cases, the project's main aim remained to support sustainable economic development within a city or region.

The target is to reduce consumption of energy and input materials, to avoid waste and emissions and by doing so to gain financial benefits for the participating companies and to improve the environmental situation of the region.

A successful implementation of ECOPROFIT depends on expert-knowledge, improved technology and a change of attitudes. Consequently, ECOPROFIT does not only focus on the application of strategies as reducing energy consumption and production of waste and emissions but takes all operational levels into account: technology, resources, processes, emissions, products, employees and business partners. Therefore, the establishment of an environmental team to raise awareness for conscious resource handling and preventive environmental protection among employees is considered as important for a successful project as the definition of an environmental policy by the business management. Developing innovative and creative solutions for approaching ecological problems is the core challenge for ECOPROFIT.

Important factors for the success of ECOPROFIT are its specific way of co-operation among local authorities, companies and consultants, which work together in commonly designed training programmes, and the establishment of a network connecting all participating companies. This intensive co-operation allows for an effective flow of information and considerable synergies. Exactly this networking aspect with different components (meetings, data base, communication platform, social events, follow up activities, ...) enhances the exchange of experiences and contributes a lot the success of this programme.

The ECOPROFIT Programme

The ECOPROFIT programme, which lasts for approximately one year, aims at transferring the acquired knowledge to the participating companies. In this phase, the ECOPROFIT project managers from the local authorities are responsible for the overall project management, while the ECOPROFIT consultants organise workshops and support the implementation on the corporate level.

The transfer of ECOPROFIT know-how to the companies is accomplished in a series of workshops. In altogether 10 interbranch workshops, company representatives are trained on all issues relevant to ECOPROFIT. The advantages of this workshop-series are as follows: it provides for an active exchange of experience; in addition, it offers an opportunity for getting to know problems many companies from various branches are confronted with and allows for the collective development of innovative solutions to these problems during the feedback sessions; moreover, it guarantees an interesting and practical treatment of relevant issues and provides employees of the participating companies with useful information on various aspects of integrated environmental protection such as energy-, water-, and material flow management, production- and process-analysis, waste management.

Especially the energy part of this programme becomes more and more important. Raising energy costs are the driving factor for companies to focus on their energy-efficiency. A big variety of measures has been implemented within several ECOPROFIT project in different companies and countries. Starting at the point of re-negotiations of the contracts with the energy supplier and ending at technical improvements such as heat recovery, insulation of buildings and use of renewable energies.

But also the other issues are presented and elaborated with the help of manuals and worksheets, thereby establishing an exemplary learning model which is supposed to offer helpful guidance for implementation in the companies.

The workshop-series is accompanied by individual consultation of companies carried out by certified ECOPROFIT consultants. Based on the issues discussed in the workshops, the companies are regularly analysed for potential improvements. The results of these analyses are then used to collaboratively define tangible measures to be taken. In the course of this individual consultation, businesses receive the following services:

- a detailed business analysis
- identification of improvement potential
- formulation of tangible measures
- support for the solution-oriented implementation of measures
- support for the documentation of measures and results

ECOROFIT is acclaimed for its solution-oriented approach. Therefore, the programme explicitly focuses on the implementation of both short- and long-term measures. Those measures that can easily be realized are immediately implemented within the project runtime and hence become part of the company's environmental certification. Long-term measures on the other hand are included in the company's environmental programme, given an expected date of completion, and implemented throughout the following year or years. The implemented measures help to reach the goals of the programme. A decline in consumption of energy and resources and the reduction of waste contributes to increase the company's eco-efficiency. Cost savings and an improvement of the environment are the economic and ecological effects while at the same time the acquired know-how remains within the company due to the combination of workshops and individual consultation.

At the end of the programme and after the positive evaluation of the company by a commission, the awarding of an ECOPROFIT certificate marks the successful conclusion of the project.

Thus ECOPROFIT is the realisation of a sustainable economic system.

6.5.6 Energieeffizienzmaßnahmen in Betrieben – Warum werden große Potentiale in vielen Unternehmen nicht genutzt?

Christoph Malzer*, Johannes Fresner (Stenum GmbH)¹

In vielen Unternehmen gibt es große Potentiale Energie einzusparen. Warum werden diese Potentiale nicht erkannt und genutzt? In der Vergangenheit waren die Energiekosten, außer in besonders energieintensiven Branchen, kein Faktor, dem besonderes Augenmerk geschenkt wurde. Aber auch heute, in einer Zeit mit stark gestiegenen und weiter steigenden Energiekosten, gibt es weiterhin in kaum einem Unternehmen „Energieverantwortliche.“

Unsere Aufgabe als Unternehmensberatung für Umweltfragen ist es, Unternehmen dabei zu unterstützen Energiesparpotentiale zu finden und zu nutzen. Oft analysieren wir gemeinsam mit einzelnen engagierten Mitarbeitern wie deren Anlagen eigentlich funktionieren. Oft laufen Lüftungsanlagen, Heizungen, Kompressoren etc. auch am Wochenende und in der Nacht, wenn nicht produziert wird. Diese Einstellungen sind dann oftmals vom Monteur bei der Installation vorgenommen und seit dem nie mehr kontrolliert worden. Solange die Anlagen dann bestimmungsgemäß ihre Hauptfunktion erfüllen, hinterfragt im Regelfall niemand die Wirkungsweise und die Effizienz.. Das Problem ist: „keiner ist zuständig, solange alles funktioniert!“

Die Werkzeuge um Energiesparpotentiale zu finden und geeignete Einsparmaßnahmen aufzuzeigen sind in erster Linie Datenaufzeichnungsgeräte für Strom, Temperatur, Luftfeuchtigkeit, Leitwert von Prozessbädern usw. Mit diesen Hilfsmitteln kann festgestellt werden, welche Anlagen wann gelaufen sind. Durch solche Messmethoden können sehr einfach bisher verborgene „Energiefresser“ gefunden werden. In vielen Fällen sind dies nicht die Anlagen, die man zunächst aufgrund ihrer Anschlußleistung für große Verbraucher hält: Auch Kleinvieh macht bei entsprechend langer Laufzeit sehr viel Mist!

Anhand einiger Beispiele aus der Praxis werden Ansatzpunkte für einfache Energiesparmaßnahmen diskutiert:

- In einigen analysierten Bürogebäuden liefen die Lüftungsanlagen für die WCs bis Mitternacht, obwohl die Mehrheit der Mitarbeiter bereits vor 18 Uhr das Gebäude verlässt.
- In einigen Produktionshallen liefen Lüftungen (und in der Heizperiode auch die Heizung) auch am Wochenende mit voller Leistung.
- Bei Lebensmittelbetrieben verbrauchte eine Vielzahl von kleinen Kältemaschinen in der Größenordnung von 1 - 2 kW im Jahresvergleich wesentlich mehr Strom als die ebenfalls installierten großen mit nahezu 10 bis 100-facher Leistung.
- In einem Metallbetrieb sind Kühltürme vor einer Produktionshalle platziert um Prozesswärme abzuführen. In der selben Halle sind Gasbrenner mit annähernd gleicher Leistung wie die Kühltürme zur Beheizung montiert. .

Für diese Beispiele werden die vorgeschlagenen und die umgesetzten Energiesparmaßnahmen quantifiziert und dem gesamten Energieeinsatz gegenübergestellt.

¹ Christoph MALZER, Bakk. rer. nat., STENUM GmbH, Geidorfgürtel 21, 8010 Graz, 0316 367156, malzer@stenum.at, <http://www.stenum.at>
Dr. Johannes FRESNER, STENUM GmbH, Geidorfgürtel 21, 8010 Graz, 0316 367156, fresner@stenum.at, <http://www.stenum.at>

7 STREAM F: GEBÄUDE UND MOBILITÄT

7.1 MOBILITÄT(Session F1)

7.1.1 Szenarien der Marktdurchdringung alternativer Antriebe und Kraftstoffe für den motorisierten Individualverkehr bis 2050

Maximilian Kloess*, Amela Ajanovic, Reinhard Haas (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)¹

Motivation/Fragestellung

Der Anstieg des Energieverbrauchs durch den KFZ-Verkehr und die damit verbundenen wirtschaftlichen, ökologischen und politischen Probleme bilden die zentrale Motivation für diesen Beitrag. Alternative Antriebe und Kraftstoffe werden heute als geeigneter Ansatz gesehen, um diese Problematik zu entschärfen.

Dieser Beitrag basiert auf den Untersuchungen, die im Rahmen des Projektes ALTANKRA durchgeführt wurden. Dabei wurden die Perspektiven der wichtigsten alternativen Antriebe und Kraftstoffe anhand einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsanalyse bis 2050 unter verschiedenen ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen untersucht. Die zentrale Fragestellung lautet daher unter welchen Rahmenbedingungen alternative Antriebe und Kraftstoffe in welchem Umfang in Österreich bis 2050 Verbreitung finden.

Methode

Die Szenarien für die Marktdurchdringung der verschiedenen Kraftstoffe und Antriebe basieren auf einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsanalyse. Dabei wurde angenommen, dass die Verbreitung von Antrieben und Kraftstoffe auf rein wirtschaftlichen Kriterien basiert.

Zur Analyse der 28 ausgewählten Kraftstoff-Antriebskombinationen wurde ein Computermodell entwickelt. Hier wurden die Gesamtkosten für jede Option dynamisch für den Zeitraum 2010-2050 ermittelt und gegenübergestellt. Dabei wurden neben Kraftstoff- und Investitionskosten auch jene Kosten berücksichtigt, die sich aus den politischen Rahmenbedingungen (z.B. Steuern) ergeben.

Um die unterschiedlichen Antriebssysteme vergleichbar zu machen wurde ein Referenzfahrzeug definiert, das über einheitliche Gewichts- und Leistungsdaten verfügt. Die technologische Entwicklung der einzelnen Antriebe für den Analysezeitraum 2010-2050 hat einen wesentlichen Einfluss auf die Effizienz und die Investitionskosten der Fahrzeuge. Um die Entwicklung der Investitionskosten darzustellen werden ökonomische Lerneffekten berücksichtigt (vgl. z.B. Ajanovic et al, 2007). Die Daten für die technologische Entwicklung hinsichtlich der Effizienz der Antriebe wurden von AVL List (Projektpartner ALTANKRA) bezogen.

Das Modell lieferte dabei Szenarien für die Entwicklung des Fahrzeugbestandes in Hinblick auf die verschiedenen Antriebssysteme. Daraus konnte der Bedarf an den jeweiligen Kraftstoffoptionen errechnet werden. Analog wurde anhand der Treibhausgasbilanzen die gesamte THG-Emission des Sektors dynamisch errechnet. Die Verwendeten Treibhausgasbilanzen wurden von Joanneum Research (Projektpartner ALTANKRA) mittels Life-Cycle-Analyse ermittelt (vgl. Jungmeier et al., 2006) Im Computermodell lassen sich sämtliche Rahmenbedingungen variieren. Dadurch können Szenarien wechselnder ökonomischer und ökologischer Rahmenbedingungen simuliert werden. Im Projekt ALTANKRA wurden vier Hauptszenarien entwickelt und deren Ergebnisse im Detail untersucht.

¹ TU Wien Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Gusshausstraße 25-29/373-2, +43 (0)1 58801 37371, +43 (0)1 5880137397, kloess@eeg.tuwien.ac.at, <http://eeg.tuwien.ac.at>
TU Wien Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Gusshausstraße 25-29/373-2, +43 (0)1 58801 37364, +43 (0)1 5880137397, ajanovic@eeg.tuwien.ac.at, <http://eeg.tuwien.ac.at>
TU Wien Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Gusshausstraße 25-29/373-2, +43 (0)1 58801 37352, +43 (0)1 5880137397, haas@eeg.tuwien.ac.at, <http://eeg.tuwien.ac.at>

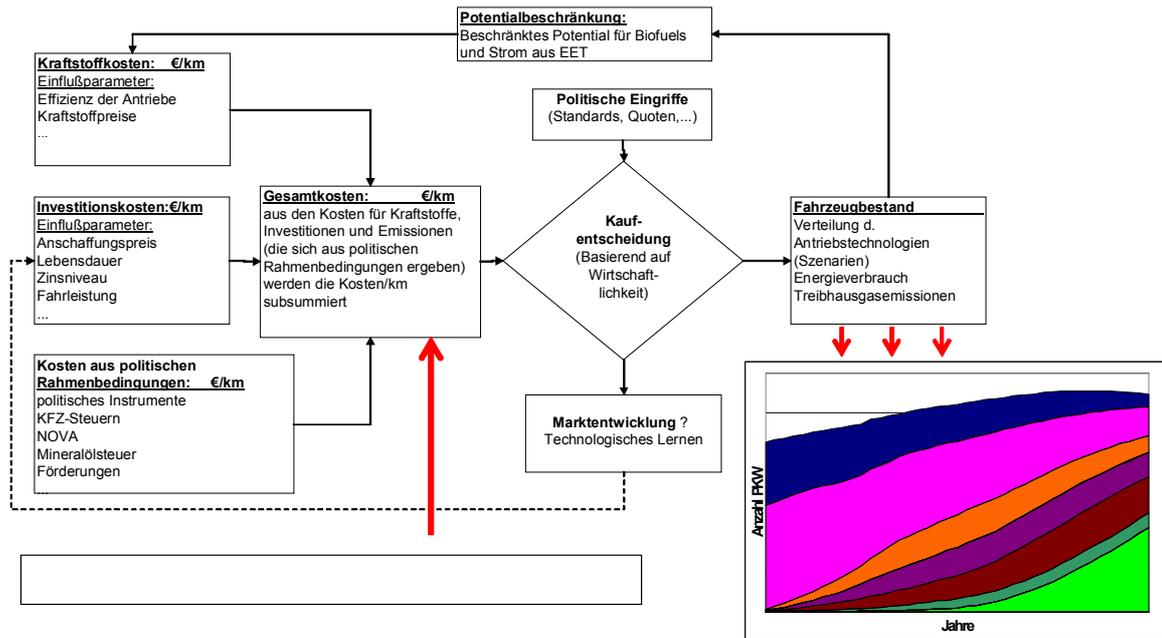


Abbildung 1: Schematische Darstellung der im Modell angewandten Methodik

Ergebnisse

Vorläufige Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass es mittel bis langfristig zu verstärktem Einsatz strombasierter Antriebe (Hybride, E-Fahrzeuge) kommt. Kraftstoffseitig zeigt sich eine kontinuierliche Verlagerung des Kraftstoff-Mix in Richtung Erdgas und erneuerbarer Energieträger. Der Anteil von Benzin und Diesel bleibt mittelfristig jedoch dominant. Langfristig gewinnt Strom als Endenergieträger für den Sektor an Bedeutung.

Die Ergebnisse verdeutlichen auch den starken Einfluss politischer Rahmenbedingungen auf die Verbreitung von Antrieben und Kraftstoffen.

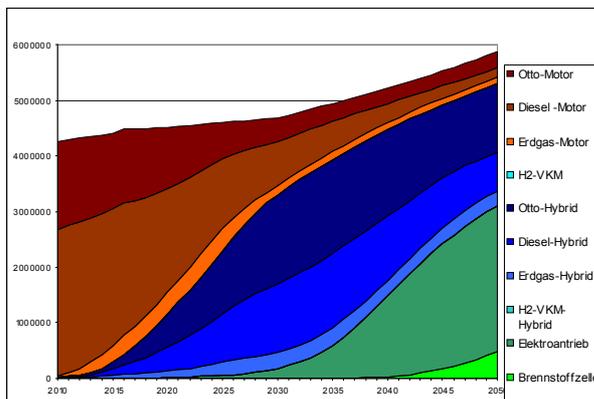


Abbildung 2: Verteilung der Antriebstechnologien

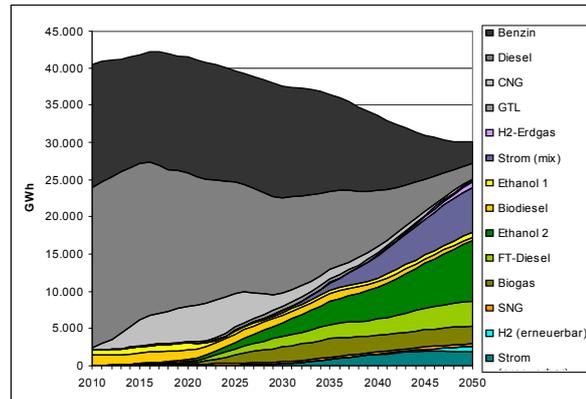


Abbildung 3: Verteilung der Endenergieträger

Literatur

A. Ajanovic, M. Kloess, R. Haas: Dynamische Wirtschaftlichkeitsanalyse alternativer Antriebe und Kraftstoffe für PKW bis 2050, Wien 2008

G. Jungmeier, A. Ajanovic: „Wasserstoff aus erneuerbarer Energie in Österreich – Ein Energieträger der Zukunft?“, Graz, 2006

G. Jungmeier, S. Hausberger, L. Canella: „Treibhausgasemissionen und Kosten von Transportsystemen“

Ajanovic, A., Haas R.: „Costs and Potential of Biofuels in the Transport Sector“, 15th European Biomass Conference & Exhibition, Proceedings of the International Conference, Berlin, Germany, 7-11 May 2007

7.1.2 Dynamische Wirtschaftlichkeitsanalyse alternativer Antriebssysteme und Kraftstoffe für PKW bis 2050

Amela Ajanovic, Maximilian Kloess, Reinhard Haas¹, Kurt Könighofer², Jürgen Rechberger³ (TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und Joanneum Research und AVL List GmbH)

Motivation und zentrale Fragestellung

Im Rahmen des Projekts „Szenarien der (volks) wirtschaftlichen Machbarkeit alternativer Antriebssysteme und Kraftstoffe im Bereich des individuellen Verkehrs bis 2050“ wurde die zukünftige Bedeutung von alternativen Antriebssystemen und Kraftstoffen aus technischer, ökonomischer und ökologischer Sicht analysiert.⁴ In diesem Beitrag werden die wichtigsten Ergebnisse der, in dieser Studie durchgeführten dynamischen Wirtschaftlichkeitsanalyse dargestellt.

Die Motivation für dieses Forschungsvorhaben sind die Probleme, die mit dem steigenden Energiebedarf für individuelle motorisierte Mobilität einhergehen:

- wachsender Verbrauch von fossilen Energieträgern;
- steigende Treibhausgasemissionen;
- zunehmende Importabhängigkeit vor allem von politisch instabilen Ländern;
- geringe Transportwirkungsgrade der Fahrzeuge.

Als Lösungsansatz werden derzeit alternative Antriebssysteme und Kraftstoffe (AAK) weltweit diskutiert und gefördert.

Die zentrale Zielsetzung dieses Projekts ist es, zu analysieren, ob und unter welchen Randbedingungen in welchem Ausmaß und wann die AAK in Österreich in Zukunft ökonomisch von Bedeutung sein können.

Methodische Vorgangsweise

In diesem Projekt wird eine dynamische Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt um herauszufinden, welche AAK langfristig, bis 2050, in Österreich unter verschiedenen gesamtwirtschaftlichen (vor allem Entwicklung des Ölpreises und der Kosten der Treibhausgasemissionen) und technischen Entwicklungen machbar sind. Darauf aufbauend werden verschiedene Szenarien entwickelt, siehe Kloess et al, 2008.

Ergebnisse

Der Zugang zur Ableitung von Lösungsansätzen ist grundsätzlich ein energiewirtschaftlicher. Der methodische Ansatz zur Analyse besteht im Prinzip aus einem dynamischen Gesamtkostenvergleich der AAK untereinander sowie mit den konventionellen fossilen Kraftstoffen (Benzin und Diesel) und Technologien, wobei gegenseitige Wechselwirkungen und Einflussfaktoren berücksichtigt werden.

In Abbildung 1a sind als Beispiel einige Entwicklungen der Gesamttransportkosten für verschiedene Antriebssysteme und Kraftstoffe für den Zeitraum 2010-2050 dargestellt. Den größten Einfluss auf die Gesamttransportkosten haben die Investitionskosten der Fahrzeuge. Brennstoffzellen-Fahrzeuge haben derzeit die höchsten Investitionskosten, die mit einer steigenden Marktdurchdringungs- und Lernrate, deutlich sinken könnten, siehe Abbildung 1b. Jedenfalls, steigender Ölpreis macht alternativen Antriebssystemen auf dem Markt mehr konkurrenzfähig.

¹ Energy Economics Group, Technische Universität Wien Gußhausstraße 27-29/373-2, A-1040 Wien, Austria. Telefon: +431/58801-37364, Fax: +431/58801-37397 e-mail: ajanovic@eeg.tuwien.ac.at

² Joanneum Research Institut für Energieforschung Elisabethstrasse 5, 8010 Graz, Austria e-mail: kurt.könighofer@joanneum.at

³ AVL List GmbH Hans-List-Platz 1, A-8020 Graz, Austria e-mail: juergen.rechberger@avl.com

⁴ Das Projekt wird im Rahmen des Programm A3 - Austrian Advanced Automotive mit zwei Projektpartnern aus Graz, AVL und Joanneum Research, durchgeführt.

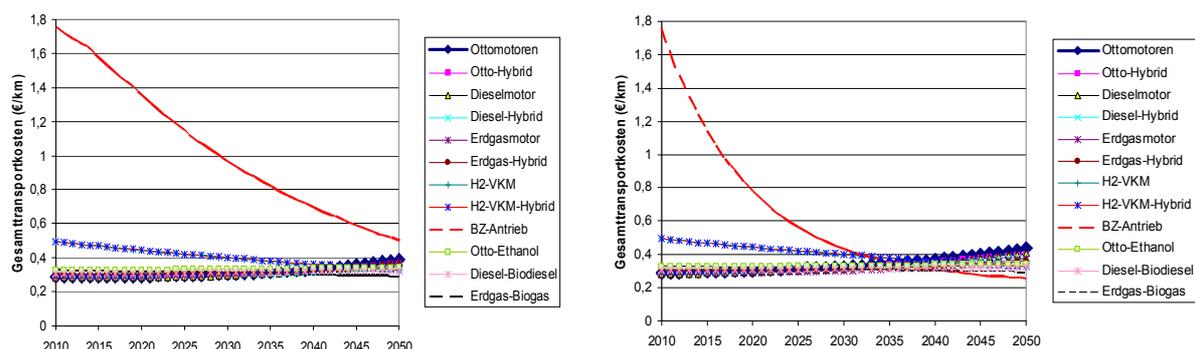


Abb.1a und 1b.: Entwicklung der Gesamttransportkosten der verschiedenen Antriebssysteme bis 2050 (vorläufige Ergebnisse)

Die wichtigsten Ergebnisse dieser Analyse stellen dar, welche AAK unter welchen ökonomischen und politischen Randbedingungen in welchem Ausmaß wann in den Markt eindringen. Weiters werden Technologiebewertungen hinsichtlich erforderlicher Infrastrukturveränderungen, Robustheit des Markteintritts sowie der Relevanz verschiedener Technologien erstellt. Schließlich werden daraus Empfehlungen für die künftige Prioritätensetzung der Technologie-Forschung und Entwicklung im Bereich nachhaltiger Verkehrssysteme in Österreich abgeleitet.

Literatur:

- A. Ajanovic, Haas R.: „Costs and Potential of Biofuels in the Transport Sector“, 15th European Biomass Conference & Exhibition, Proceedings of the International Conference, Berlin, Germany, 7-11 May 2007
- G. Jungmeier, K.Könighofer, A. Ajanovic, R.Haas : „Wasserstoff aus erneuerbarer Energie in Österreich – Ein Energieträger der Zukunft?“, Graz, 2006
- G. Jungmeier, S. Hausberger, L. Canella: „Treibhausgasemissionen und Kosten von Transportsystemen“
- EU-JRC, EUCAR, CONCAWE: “Well-to-wheel analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context”, 2006
- M. Kloess M., A. Ajanovic , R. Haas :” Szenarien der Marktdurchdringung alternativer Antriebe und Kraftstoffe für den motorisierten Individualverkehr bis 2050”, 2008

7.1.3 Elektrische Mobilität – Effizienzsteigerung sowie Herausforderungen für Netze und Energiebereitstellung

Christoph Leitinger*, Günther Brauner
(TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)¹

1. Motivation und zentrale Fragestellung

Die Frage der Versorgung mit fossilen Energieträgern ist seit Jahren in Diskussion, in letzter Zeit aber weiter zunehmend von Bedeutung. Zum einen stieg der Erdölpreis im vergangenen Jahr 2007 drastisch an und verfehlte nur knapp die 100-\$-Marke. Der wirtschaftliche Einsatz fossiler Energien in sämtlichen Anwendungsfeldern zu annähernd gleichen Rahmenbedingungen wie bisher scheint deshalb ungewiss.

Zum anderen werden politisch fundamentale Klimamaßnahmen gefordert und beschlossen, sei es am G8-Frühjahrgipfel 2007 oder das bestehende Kyoto-Protokoll, das mit Anfang des Jahres 2008 von der Vorbereitungsphase auf die Verpflichtungsperiode, den Beobachtungszeitraum 2008–2012 mit bindenden Emissionswerten, übergeht. Bekanntermaßen weichen die Reduktionsziele Österreichs von den tatsächlichen CO₂-Emissionen deutlich ab. Analysen zeigen, dass in sämtlichen Bereichen des Energieeinsatzes derzeit das Ziel verfehlt wird. Am deutlichsten tritt aber im Verkehrsbereich die Abweichung zu Tage. Bezogen auf 1990 haben sich in diesem Sektor die Treibhausgasemissionen annähernd verdoppelt, wie Abbildung 5 verdeutlicht.

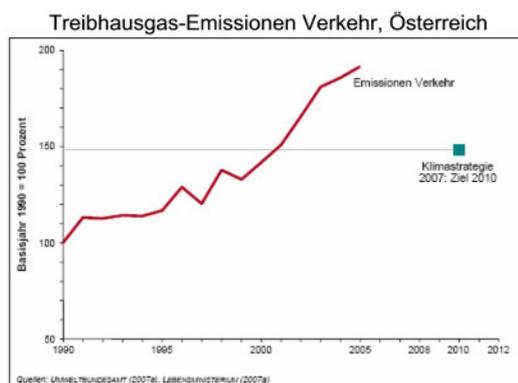


Abbildung 5: Treibhausgas-Emissionen des Verkehrs in Österreich

Dies gibt größten Anlass im Mobilitätsbereich aktiv zu werden und Wege für eine nachhaltige Energieversorgung zu entwickeln. Am Fahrzeugsektor selbst kommt es antriebstechnisch zunehmend zu einer Elektrifizierung des Antriebs, welcher sich durch deutlich höhere Effizienzen im Vergleich zum konventionellen Verbrennungsmotor auszeichnet. Beim Elektroantrieb entstehen keine Emissionen, wobei die Bereitstellung der elektrischen Energie in eine Emissionsbilanz einbezogen werden muss und eine Gesamtbetrachtung von der Quelle bis zum Endverbrauch erforderlich ist.

Von zentraler Bedeutung sind umfassende Überlegungen und Analysen für die Bereitstellung der erforderlichen elektrischen Energie, die im Sinne der Nachhaltigkeit effizient und umweltfreundlich zu erzeugen ist. Weiters gilt es zu klären, ob das neue zusätzliche Anwendungsfeld „Verkehr“ mit bestehenden Netzinfrastrukturen ein Auslangen finden kann oder Anpassungen erforderlich werden.

Methodische Vorgehensweise:

Anhand unterschiedlicher, alternativer Fahrzeugkonzepte wie

- reinelektrische Fahrzeuge (BEV - Battery Electric Vehicles)
- Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge
- Hybridfahrzeuge im Allgemeinen

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, Gußhausstraße 25 / 373-1, 1040 Wien, Österreich; Tel.: +43 1 58801 37335; E-Mail: leitinger@ea.tuwien.ac.at; www.ea.tuwien.ac.at/ea

ergeben sich verschiedene Anforderungen an die Energieversorgung. Als Grundlage dienen internationale Fahrzeugentwicklungen am heutigen Stand mit Perspektiven zukünftiger Verbesserungspotentiale. Mittels der Backcasting-Methode werden Szenarien erarbeitet, die technische Aussagen über erforderliche Erzeugungskapazitäten und Infrastrukturen für bestimmte Anteile alternativer Fahrzeuge am Verkehrssektor ergeben.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen:

- Elektrische Fahrzeuge sind bereits ausgereift und stehen unmittelbar vor dem Markteintritt. Mitentscheidend dafür sind Weiterentwicklungen von mobilen Speichersystemen, vor allem im Bereich von Batterien mit Nanotechnologie. Lithium-Ionen-Batterien eröffnen ein weites Feld an energiereichen und leistungsstarken Speichern. Bis zu einer Kostenreduktion werden tendenziell kleinere Speicher einen Einsatz finden und somit kürzere Reichweiten (für Nahverkehr) aufweisen, siehe Abbildung 6.

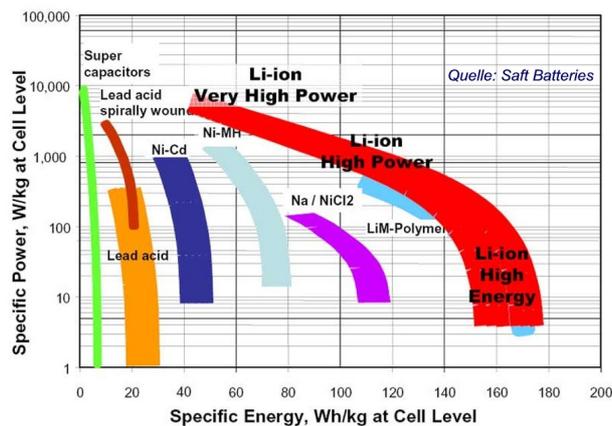


Abbildung 6: Energie- und Leistungsdichten von Batteriespeichern

- Plug-In-Hybridfahrzeuge verwenden prinzipiell einen kleineren elektrischen Speicher und betreiben auf längeren Strecken zusätzlich einen konventionellen Motor, der im optimalen Betriebspunkt läuft und den elektrischen Speicher speist. Somit bleibt der Antrieb rein elektrisch und es werden hohe Effizienzen erreicht.
- Der Energiebedarf bei elektrischen Fahrzeugen liegt deutlich niedriger als bei konventionellen Fahrzeugen. Die höhere Effizienz des Antriebs, nahezu kein Verbrauch in Standzeiten sowie die Rekuperation beim Bremsvorgang ergeben in Summe günstigeres Verhalten.
- Die Frage der Leistungsbilanz in Echtzeit ist von besonderer Bedeutung. Die Nachladung der Fahrzeugbatterien kann entweder mit bestehender Infrastruktur entsprechend langsam durchgeführt werden oder mit entscheidend verstärkter Anspeisung in speziellen Schnell-Ladeverfahren. Es ergeben sich neue Lastprofile mit bislang unbekanntem Gleichzeitigkeiten der zusätzlichen Lasten, wodurch eine umfassende Analyse hier in naher Zukunft ansetzen wird und die Herausforderungen lokalisieren soll.
- Für eine weit reichende Einführung elektrischer Mobilität sind entsprechende Rahmenbedingungen zu entwickeln, einerseits um Anreize für Investitionen zu schaffen, andererseits um eine Vereinheitlichung und Standardisierung unterschiedlicher Konzepte zu erarbeiten.

Elektrische Mobilität ermöglicht bedeutende Verbesserungen der Effizienz. Viele Probleme der frühen elektrischen Fahrzeuge sind heute gelöst. Es gilt die elektrische Mobilität neu zu definieren und unter den neuen Rahmenbedingungen (Ressourcenknappheit fossiler Treibstoffe, Umwelt- und Klimaschutz, verbesserte technische Möglichkeiten) zu beleuchten. Die nachhaltige Bereitstellung der Energie nimmt dabei eine wesentliche Rolle ein.

Insgesamt sei darauf hingewiesen, dass in der Elektromobilität nur eine Teillösung der gesamten Verkehrsproblematik gefunden werden kann. Gerade der erwartete zukünftige Zuwachs lässt sich nicht ausschließlich mit technischen Alternativen und Verbesserungen kompensieren, sondern bedarf auch ergänzender Maßnahmen der Verkehrslenkung sowie die Einbeziehung sämtlicher Externalitäten, die eine kostenwahre Bewertung der individuellen Mobilität zulässt und somit wiederum das Verkehrsverhalten beeinflusst.

7.1.4 Zentrum für Biotreibstoffe aus Holz in der Steiermark – Machbarkeitsstudie

**Angelika Lingitz, Gerfried Jungmeier, Josef Spitzer, Hermann Hofbauer
(Joanneum Research und TU Wien / Inst. f. Verfahrenstechnik,
Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften)¹**

Inhalt

Der Einsatz von neuen Treibstoffen, die nachhaltig erzeugt und genutzt werden, ist ein wesentlicher Beitrag, die Treibhausgas-Emissionen des Transportsektors zu reduzieren. Biotreibstoffe, die heute bereits kommerziell hergestellt werden, stehen mit ihren ölhältigen, stärkehaltigen, sowie zuckerhaltigen Rohstoffen oft in Konkurrenz zum Nahrungs- und Futtermittelmarkt, weshalb lignozellulose Rohstoffe (z.B. Holz), als attraktive neue Rohstoffe betrachtet werden. Da Holz in der Steiermark, neben landwirtschaftlichen Pflanzen für Biogas und Biodiesel, der bedeutendste nachwachsende Rohstoff ist, wurden in einer Machbarkeitsstudie mögliche Anlagenvarianten für ein Zentrum für Biotreibstoffe aus Holz entwickelt. Diese Anlagenvarianten wurden nach technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekten bewertet. In diesen Anlagenvarianten wird neben Biotreibstoff auch Strom und/oder Fernwärme bereitgestellt.

Methodik

Es wurden Biotreibstoffe aus dem Rohstoff Holz untersucht, für die die bestehende Tankstelleninfrastruktur für Benzin, Diesel und Ergas genutzt werden kann und für die bereits Pilot- oder Demonstrationsanlagen international realisiert sind. Dies sind Bioethanol und synthetische Biotreibstoffe, wie Fischer Tropsch (FT)-Biotreibstoff und synthetisches Erdgas (SNG, Synthetic Natural Gas). Die Erzeugung von Bioethanol erfolgt über die Hydrolyse, mit dem Aufbrechen der Holzstrukturen und der Umwandlung der Zellulose und Hemizellulose in Zucker, und der anschließenden Fermentation zu Bioethanol. Das dabei anfallende Lignin, das nicht zu Bioethanol umgesetzt werden kann, kann zur Erzeugung von Strom, der Prozesswärme oder als Brennstoff (z.B. Pellets) genutzt werden. Die Erzeugung von synthetischen Biotreibstoffen erfolgt über die Vergasung des Holzes. Das gewonnene Synthesegas wird entweder mittels Fischer-Tropsch Synthese an Metallkatalysatoren oder Methanierung zum Biotreibstoff umgesetzt. Die gekoppelte Erzeugung von Biotreibstoff, Strom und Wärme ist dabei besonders für kleine Anlagen aufgrund der hohen Energieeffizienz zweckmäßig. Neben den Treibstoff-bezogenen Betrachtungen wurde auch untersucht, unter welchen Voraussetzungen ein Zentrum für Biotreibstoffe aus Holz in der Steiermark errichtet und betrieben werden kann. Für die synthetischen Biotreibstoffe wurden 6 Anlagenvarianten für eine Demonstrationsanlage entwickelt. Der Stand der Technik für Holz-Bioethanol ist für die Realisierung einer Demonstrationsanlage noch nicht ausreichend, daher wurden 10 mögliche Anlagenkonzepte erarbeitet.

Ergebnisse

Zur Realisierung eines Biotreibstoffzentrums für Holz in der Steiermark würde sich die Errichtung einer Demonstrationsanlage mit der Vergasung zu synthetischen Biotreibstoffen am besten eignen. Am Standort eines Biomasse-Heizwerkes könnte eine Fischer-Tropsch-Demonstrationsanlage nach dem an der Technischen Universität Wien entworfenen Verfahren (Vergasung mit Dampf in einem Wirbelschicht-Reaktor) errichtet werden. Neben der Erzeugung von FT-Biotreibstoff und der Deckung des Fernwärmebedarfes würde auch Strom erzeugt. Die Investitionskosten für eine FT-Demonstrationsanlage mit einer Kapazität von 3.000 t FT-Biotreibstoff pro Jahr und einer Fernwärmeleistung von 6 MW liegen bei etwa 17 Mio. €. Es würden etwa 2 MW Strom mittels ORC (Organic Rankine Cycle) und Gasmotor erzeugt. Durch den Einsatz des FT-Treibstoffes, Strom und Wärme ist eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen um etwa 90% (16.000 t CO₂-Äq./a)

¹ JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, Elisabethstrasse 5, 8010 Graz, Österreich; Technische Universität Wien*, Getreidemark 9/166, 1060 Wien, Österreich; e-mail: angelika.lingitz@joanneum.at

gegenüber dem Referenzsystem (Wärme aus Hackgut, Strom aus Erdgas Gas- und Dampfkraftwerk, Benzin- und Diesel-PKW) möglich. Die Erzeugung von SNG als Treibstoff könnte nach einer Verbesserung des Tankstellennetzes für Erdgas und dem Ausbau der CNG-Fahrzeugflotte zunehmend an Bedeutung gewinnen. Für die Erzeugung von Holz-Bioethanol ist noch weiterer F&E-Bedarf notwendig. Die Nutzung von Lignin zur Erzeugung von Strom und Wärme ist für die Ökonomie und Energie-Effizienz wesentlich. Als nächster Schritt wird das Design einer Demonstrationsanlage für Holz-Bioethanol empfohlen, wozu unter anderem die Bildung eines internationalen Konsortiums mit Partnern aus Forschung und Industrie Voraussetzung wäre.

7.1.5 Energieeinsparung im Verkehr – Der perspektivische Beitrag des Car-Sharing in Deutschland

Georg Wilke (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH)¹

Energieeinsparung im Verkehr – Der perspektivische Beitrag des Car-Sharing in Deutschland

Car-Sharing ist in Deutschland Ende der 1980er Jahre als Produkt der autokritischen Ökologiebewegung entstanden. Ziel war es, einen Beitrag zur Entkoppelung von Mobilität und Automobilität zu leisten. Zum Kern des Ursprungskonzepts gehörte die Vorstellung, dass Car-Sharing-Nutzer ihr Auto verkaufen und ihre Basismobilität mit den Verkehrsmitteln des Umweltverbundes abwickeln; die Autonutzung sollte die Ausnahme darstellen. Diese Gruppe der „Abschaffer“ sorgte für die positive Ökobilanz des Car-Sharing, indem sie die negativen Beiträge der bereits zuvor autolosen Nutzer und derjenigen Nutzer, die Car-Sharing zusätzlich zum eigenen Auto nutzen, mehr als ausglich. Aufgrund seiner positiven ökologischen Effekte und der wachsenden Nutzerzahlen ist Car-Sharing seit einiger Zeit ein Element von Energiespar- und Klimastrategien im Verkehr.

Etwa Mitte der 1990er Jahre entwickelte eine Anzahl insbesondere der größeren Anbieter Bestrebungen, Car-Sharing in größerem Maßstab am Verkehrsmarkt zu etablieren. Gestützt wurden diese Bestrebungen durch Untersuchungen, die Marktpotenziale in Millionenhöhe sahen. Damit begann der Wandel des Car-Sharing vom zivilgesellschaftlichen Selbsthilfeprojekt mit einer Verankerung in den lokalen Szenen zur marktförmigen Mobilitätsdienstleistung. Trotz größerer Wachstumsraten ist allerdings bislang der „Durchbruch“ ausgeblieben.

In neuerer Zeit lassen sich in der Car-Sharing-Diskussion idealtypisch drei Entwicklungspfade unterscheiden:

- Ein „Traditionspfad“, dessen Vertreter der Ursprungsphilosophie des Car-Sharing verpflichtet sind und auf eine bewusste Selbstbegrenzung bei der Markterschließung setzen, um zu gewährleisten, dass die Ökobilanz von Car-Sharing weiterhin positiv bleibt.
- Ein „Modernisierungspfad“, bei dem unterstellt wird, dass das Car-Sharing inzwischen einen Modernisierungsprozess durchlaufen hat, der sowohl die Angebots- als auch die Nachfrageseite umfasst. Dem Markteintritt der Deutschen Bahn mit dem DB-Car-Sharing wird in diesem Zusammenhang eine entscheidende Rolle zugeschrieben. Die Kunden werden vorwiegend als „Mobilitätsoptimierer“ betrachtet, die ihre Basismobilität durch die Nutzung von Car-Sharing abrunden, wobei eine Zunahme des Anteils autoorientierter Nutzer gesehen wird. Größere ökologische Effekte werden mit Car-Sharing nicht verbunden. Die ökologische Hauptwirkung besteht nach diesen Vorstellungen in der Stabilisierung der Mobilitätsmuster der Nutzer, die ökologischer sind als die durchschnittlichen Mobilitätsmuster in der Bevölkerung.
- Ein „Transformationspfad“, der eine signifikante qualitative Veränderung des Car-Sharing-Angebotes im Sinne einer Flexibilisierung beinhaltet und auf eine breite Diffusion von Car-Sharing am Verkehrsmarkt zielt.

Eine Marktdiffusion im Sinne des „Transformationspfades“ ist in dem 2007 abgeschlossenen mehrjährigen Forschungsvorhaben „Zukunft des Car-Sharing in Deutschland“, auf das der Beitrag Bezug nimmt, untersucht worden. Die empirische Basis bildeten im Bereich Car-Sharing für Privatkunden (ein weiterer Forschungsschwerpunkt war das Car-Sharing für Geschäftskunden) eine

¹ Koordinator und Projektleiter Mobilität und Verkehr Forschungsgruppe Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH Döppersberg 19 42103 Wuppertal Tel.: 049 202/24 92 – 211 Fax: - 263 E-Mail: georg.wilke@wupperinst.org
Link zur Homepage: www.wupperinst.de

Befragung von rund 500 heutigen Car-Sharing-Kunden ausgewählter Anbieter und eine repräsentative Befragung von rund 1.500 Nicht-Kunden in deutschen Großstädten. Zeithorizont der Untersuchungen war 2020.

In den Erhebungen wurden die Reaktionen der Befragten auf zwei Angebotsszenarien ermittelt, in denen innovative Angebotelemente, die seit einiger Zeit in der Diskussion (und in Einzelfällen partiell verwirklicht) sind, kombiniert werden:

- Ein „Basisszenario“, das die Optionen der Spontannutzung und der Nutzung ohne festen Rückgabezeitpunkt sowie eine vollständige Kostenvariabilisierung beinhaltet, und
- ein „erweitertes Szenario“, das dem Modell des „Call a bike“ ähnelt. Neben den Optionen des Basisszenarios enthält es die Möglichkeit der Einwegnutzung; außerdem ist ein Teil der Car-Sharing-Flotte (standardisierte Kleinwagen) nicht mehr an Stationen, sondern im Straßenraum geparkt.

Ausgangshypothesen der Untersuchungen waren 1., dass die Transformation von Car-Sharing die Voraussetzung (und Folge) einer breiten Marktdiffusion ist, und 2. sich mit der Marktdiffusion durch die Gewinnung neuer Nutzerkreise mit anderen Nutzungsmustern auch die ökologischen Effekte (Leitindikator CO₂) verändern. Neben dieser systemischen Orientierung ist für den Ansatz die Verwendung eines milieuthoretisch basierten Erklärungsmodells spezifisch. Sowohl auf der Gesamtmodellebene als auch auf der Ebene von Milieumodellen wurden umfangreiche statistische Analysen durchgeführt.

Zu den Hauptergebnissen der Untersuchungen zählt, dass bei Beschreiten des Transformationspfades eine Vergrößerung der Potenziale wahrscheinlich ist. Aufgrund der Nutzungsmuster der neuen Kundenkreise nehmen im Vergleich zu den heutigen Car-Sharing-Kunden die ökologischen Effekte relativ ab, allerdings erhöht sich durch die größere Kundenzahl der erzielbare absolute Gesamteffekt.

In dem Beitrag werden

- nach einer kurzen Einführung in die Grundproblematik
- heutige und potenzielle Nutzer von Car-Sharing im Hinblick auf ausgewählte Merkmale und ihre Mobilitätsmuster verglichen,
- die Bedingungskonfigurationen (aus Alltagsanforderungen, strukturellen Bedingungen, soziokulturellen Dispositionen sowie heutigen Mobilitätspraktiken) für das Interesse an einem flexibilisierten Car-Sharing in den Grundzügen skizziert,
- die Ergebnisse der Potenzialschätzungen für ein flexibilisiertes Car-Sharing und
- der Verkehrs- und Ökobilanzierung vorgestellt sowie
- eine Einschätzung der wahrscheinlichen weiteren Entwicklung des Car-Sharing in Deutschland vorgenommen.

7.1.6 Steigerung der Energieeffizienz im Verkehrsbereich durch Berücksichtigung der symbolischen Dimension der Mobilität

Ludwig Piskernik, Heinz Stigler, Christoph Gutschi (TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Der Gestaltung der Energiepolitik und -wirtschaft kommt eine Schlüsselrolle zu um die zukünftigen Herausforderungen von der Europäischen Union (EU) (z.B. Importabhängigkeit, Klimawandel) zu managen. Im Aktionsplan für Energieeffizienz, der im Jahre 2006 von der EU verabschiedet wurde, wird unter anderem auch die Rolle des Menschen hervorgehoben, um die Energieeffizienz zu erhöhen. In Europa werden gegenwärtig schätzungsweise 20 % der verbrauchten Energie verschwendet. Neben der Senkung des Energieverbrauchs im Gebäudebereich (vor allem Raumwärme und Warmwasser) kommt dem Energieverbrauch im Sektor Verkehr eine hohe Bedeutung zu. Betrachtet man die Veränderung der Treibhausgasemissionen seit dem Jahr 1990 so zeigt sich für den Verkehrsbereich eine Verdoppelung bis zum Jahr 2005. In industriell geprägten Gesellschaften ist eine hohe individuelle Mobilität ein aus den Grundgesetzen ableitbares Recht. Freiheit im Güter- und Warenverkehr gehört zu einem der Grundwerte der EU. Auch der freie Personenverkehr innerhalb der EU gehört zu diesen Grundwerten. In der Energiewirtschaft und -politik versucht man durch entsprechende Raumordnungskonzepte und Entwicklungspläne die Verkehrswege zu optimieren. Auch durch eine Beimischung von Biotreibstoffen wird versucht, dem steigenden CO₂-Ausstoß des Verkehrs zu begegnen. Dies ist allerdings nicht unumstritten, da auch Lebensmittel (z.B. Weizen, Mais) für Mobilitätszwecke eingesetzt werden. Weiters wird die Automobilindustrie dazu angehalten, entsprechende Grenzwerte für Treibhausgasemissionen in der Produktion neuer Pkws zu berücksichtigen. In diesem Aufsatz werden die Dimensionen der Mobilität aus psychologischer Perspektive erarbeitet. Ergänzt werden diese Betrachtungen durch eine empirische Untersuchung zum Thema symbolische Dimension der Mobilität.

Symbolische Dimensionen der Mobilität

Die Mobilität ist mehr als die reine Fortbewegung im physikalischen Raum. Um das Mobilitätsverhalten wirklich zu verstehen, bedarf es eines Verständnisses der symbolischen Dimensionen, welche mit diesem Verhalten angesprochen werden. Das individuelle Mobilitätsverhalten besitzt eine soziale Orientierungsfunktion, die sich kulturell vermittelter Symbole bedient. In der Verkehrsforschung zeigte sich, dass der Personenverkehr nicht nur durch die strukturellen Rahmenbedingungen der Siedlungs-, Wirtschafts- und Verkehrsinfrastruktur, sondern auch durch personenbezogene Faktoren beeinflusst wird. Die Nutzung des Automobils auf Kurzstrecken wird durch die Freude am Autofahren gefördert. Symbolische Dimensionen wie „Autonomie“, „Status“, „Erlebnisorientiertheit“ und „Privatheit“ beeinflussen die Wahl des Verkehrsmittels.

Empirische Erhebung zur symbolischen Dimension der Mobilität

Zur Abschätzung von Einflussfaktoren der gewohnheitsmäßigen Autonutzung wurde eine empirische Umfrage an 89 Personen durchgeführt. Neben den symbolischen Dimensionen der Mobilität wurden Mobilitätsgewohnheiten, Kaufkriterien für einen Autokauf als auch eine emotionale Bewertung von unterschiedlichen Fortbewegungsmitteln erhoben.

Ergebnisse der Umfrage

Die Ergebnisse dieser Umfrage zeigen, dass die regelmäßige Autonutzung vor allem durch die Dimensionen „Autonomie“ und „Erlebnisorientierung“ beeinflusst wird (vgl. Abbildung 1). Jene Personen, die angeben regelmäßig mit dem Auto zu fahren legen einen höheren Wert auf Autonomie ($F(2,85) = 21,8$; $p = 0,00$) und weisen eine höhere Erlebnisorientierung auf ($F(2,86) = 11,4$; $p = 0,00$) als Personen die nicht regelmäßig mit dem Auto fahren oder kein Auto besitzen.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 8010 Graz, Inffeldgasse 18, Tel: 0316 873 7900, Fax: 0316 873 7910, E-mail: ludwig.piskernik@tugraz.at, <http://www.iee.tugraz.at>

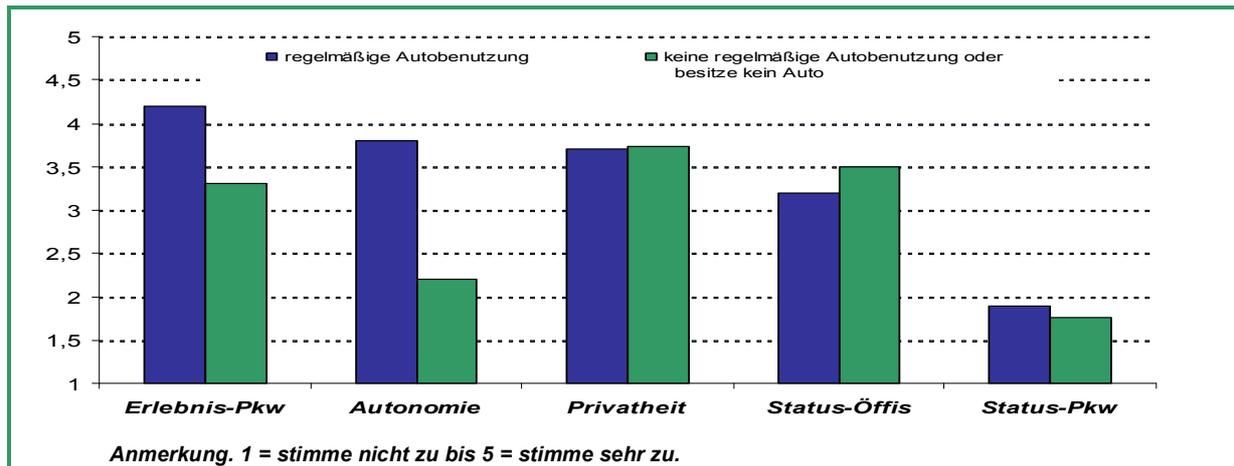


Abbildung 1: Determinanten der regelmäßigen Autonutzung.

Für Personen mit einem hohen Maß an Autonomie waren die Kaufkriterien „Anerkennung im privaten Umfeld“, „hohe Motorleistung“ und „hohes Ansehen der Marke“ wichtiger als für Personen mit niedrigem Autonomiebedürfnis. Für Personen mit einer hohen Erlebnisorientierung waren die Kaufkriterien „Bequemlichkeit“, „Zuverlässigkeit“ und „hohe Motorleistung“ wichtiger als für Personen mit weniger Erlebnisorientierung. Für Personen, welche in der Nutzung der öffentlichen Verkehrsmittel einen Status sehen, waren die Kaufkriterien „hohe Umweltfreundlichkeit“ und „niedriger Kaufpreis“ wichtiger und die „Bequemlichkeit“ weniger wichtige Kriterien als für jene Personen die in der Nutzung der öffentlichen Verkehrsmittel kein Statussymbol sehen. Bezüglich der emotionalen Bewertung der Fahrzeuge wird ein Pkw der Marke Audi als „schnell“ und „stark“ und eher „angenehm“ bewertet, das Rad wird als „angenehm“, „langsam“ und „schwach“, ein Pkw der Marke Smart wird als „langsam“ und „schwach“ und die Straßenbahn als eher „angenehm“, „langsam“ und „stark“ bewertet.

Diskussion und Schlussfolgerungen

Zur Beeinflussung der Mobilität gibt es unterschiedliche Ansätze. Wie die Ergebnisse der Umfrage zeigen, sind neben äußeren Rahmenbedingungen (Transportinfrastruktur, Siedlungspolitik) auch menschliche Faktoren von entscheidender Bedeutung, wenn es um die Wahl des Fortbewegungsmittel geht. Vor allem die symbolischen Dimensionen „Autonomie“ und „Erlebnisorientiertheit“ beeinflussen die gewohnheitsmäßige Nutzung des Autos. Weiters zeigt sich, dass jene Personen, die im Auto kein Statussymbol sehen, häufiger das Fahrrad oder auch die Straßenbahn benutzen. Wie diese Umfrageergebnisse nahe legen, liegen der Mobilitätswahl zutiefst menschliche Motive und Bedürfnisse zugrunde. Untermuert werden diese Umfrageergebnisse durch die emotionale Bewertung von unterschiedlichen Fortbewegungsmitteln. Daher wird beispielsweise die Forderung nach der Verwendung von 3-Liter-Autos wenig Erfolg haben, wenn diese eher mit Attributen wie „schwach“ und „passiv“ verbunden werden. Ebenso werden laut Umfrage die öffentlichen Verkehrsmittel für nur sehr wenige Strecken genutzt. Dieses Verkehrsmittel wird unter anderem auch mit dem Attribut „langsam“ bewertet. Eine Änderung des Mobilitätsverhaltens kann kurzfristige nur über Lenkungsmaßnahmen, langfristig aber auch über entsprechende Bildungsarbeit mit jungen Menschen erfolgen. Wichtig scheint vor allem, dass bei der Gestaltung und Forcierung alternativer Fortbewegungsmittel die symbolischen Dimensionen der Mobilität berücksichtigt werden.

7.2 GEBÄUDE (1)(Session F2)

7.2.1 Abwärmenutzung für Wiener Fernkälte

Eberhard Reil (Fernwärme Wien GmbH)¹

In Europas Städten und damit auch in Wien steigt der Bedarf an Gebäudeklimatisierung stetig an. Prognosen gehen von Zuwachsraten von mindestens 3% pro Jahr aus. Derzeit wird der Kältebedarf zu einem wesentlichen Anteil mit Strom als Energiequelle gedeckt. Die Kompressionskältemaschinen zur Kälteerzeugung sind dabei sehr effizient.

Auf der anderen Seite sind in Wien noch Abwärmequellen vorhanden, die vor allem mit Inbetriebnahme der neuen Biomasse Kraftwärmekopplung, der MVA Pfaffenau und der Geothermie im Sommer in der Fernwärme aus derzeitiger Sicht nicht vollständig genutzt werden können. Um diese Abwärme doch einer Nutzung zuführen zu können, beschäftigt sich Fernwärme Wien seit zwei Jahren sehr intensiv mit dem Thema Fernkälte. Die Anwendung von Abwärme für Absorptionskältemaschinen wirkt sich auch positiv auf die Umweltsituation aus.

Der erste Schritt für Fernwärme Wien war die Zusammenarbeit mit Paris und Stockholm, die bereits Erfahrung auf diesem Gebiet haben, um das Potential zu ergründen und die optimale Konzeption für Wien herauszufinden. Eine erste Markterhebung gemeinsam mit Capital Cooling hat ein für die Fernkälte erschließbares Potential von 240MW an verschiedenen Standorten in der Stadt ergeben. Bezüglich der Konzeption hat sich eine Kombination aus Absorptions- und Kompressionskältemaschinen in Zusammenhang mit einem Kältespeicher als sinnvoll herausgestellt. Ein Konzept, dass in der Kältezentrale Spittelau derzeit konkret umgesetzt wird.

Gerade der Kältespeicher stellt einen wichtigen Baustein dar, sorgt er doch für eine optimale Auslastung der vorhandenen Aggregate und stellt eine wichtige Grundlage für den wirtschaftlichen Erfolg dar. Die Kältezentrale in der Spittelau kann im Endausbau rund 50 MW aufweisen und in der Umgebung befindliche Kunden wie das Allgemeine Krankenhaus, Bürokomplexe und eine Universität mit Kaltwasser über Fernkälteleitungen versorgen.

Der Vorteil von Fernkälteanlagen liegt in dem geringeren vorzuhaltenden Leistungsbedarf durch Gleichzeitigkeiten gegenüber lauter kleinen dezentralen Versorgungseinheiten. Durch die Größe der Kältezentrale wird auch die Nutzung von Kältespeichern ermöglicht. Beide Effekte gemeinsam führen dazu, dass insgesamt weniger Rückkühlleistung notwendig wird. Insgesamt werden dadurch aber auch Investitionskosten gespart, die Investitionen für Fernkälte Leitungen möglich machen. Investitionen die nicht vernachlässigbar sind, da durch die geringere Spreizung bei der Kälteversorgung die Leitungsdimensionen rasch groß werden.

Um mit der Fernkälte daher konkurrenzfähig zu sein sind einige Voraussetzungen notwendig. Eine der wichtigsten Fragen ist die der Rückkühlung – sind natürliche Quellen wie Flüsse, Seen oder das Meer vorhanden, stellt das einen großen Vorteil gegenüber der dezentralen Kälteanlage dar und kann darüber hinaus oft auch als Free Cooling Quelle genutzt werden. Unabdingbar sind günstige Energiequellen für die Absorptionskältemaschinen um den Effizienzvorteil der Kompressionskältemaschinen wettmachen zu können. Die Nutzung von Großwärme- und Kältespeichern kann ebenfalls einen wichtigen Beitrag leisten, dass sie die hohe Auslastung der Aggregate ermöglichen und damit die spezifischen Investitionskosten senken.

Beim Vergleich auf Kundenebene leistet besonders der freiwerdende Platz durch Wegfall von Kältemaschinen und Rückkühlanlagen und die Erhaltung der architektonischen Freiheit wertvolle Überzeugungsarbeit. Aber auch die geringeren Wartungs- und Instandhaltungskosten, sowie die Risikoauslagerung an den Fernkälte Betreiber sind gute Verkaufsargumente.

Trotzdem gibt es noch einigen Forschungsbedarf um zum Beispiel Möglichkeiten zu günstigen Leitungsverlegungen zu finden, das optimale Speichermedium zu ermitteln oder auch den Absorptionsprozess zu optimieren.

Fernwärme Wien hat sich zur Fernkälte bekannt und die Resonanz am Markt gibt uns Recht.

7.2.2 Trends in der Kältetechnik

Richard Krottil (Fachhochschulstudiengänge Burgenland Ges.m.b.H.)¹

Kurzfassung

Mit der Umsetzung der neuen EU-Richtlinie „Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden“, in der das ambitionierte Ziel gesetzt wurde die Energieeffizienz von Gebäuden zu verbessern um den Klimaschutzzielen der EU und ihrer Mitgliedsstaaten näher zu kommen, stehen wir vor neuen Herausforderungen in der Energietechnik.

Um dieses Ziel zu erreichen bedarf es des Einsatzes von neuen Technologien, welche mit möglichst hoher Effizienz aus energetischer, ökonomischer und ökologischer Sicht ein Gebäude mit der notwendigen Energie versorgen. Eine dieser Energieformen stellt die Kühlenergie dar, die in Zukunft immer mehr an Bedeutung gewinnen wird (Abbildung 1).

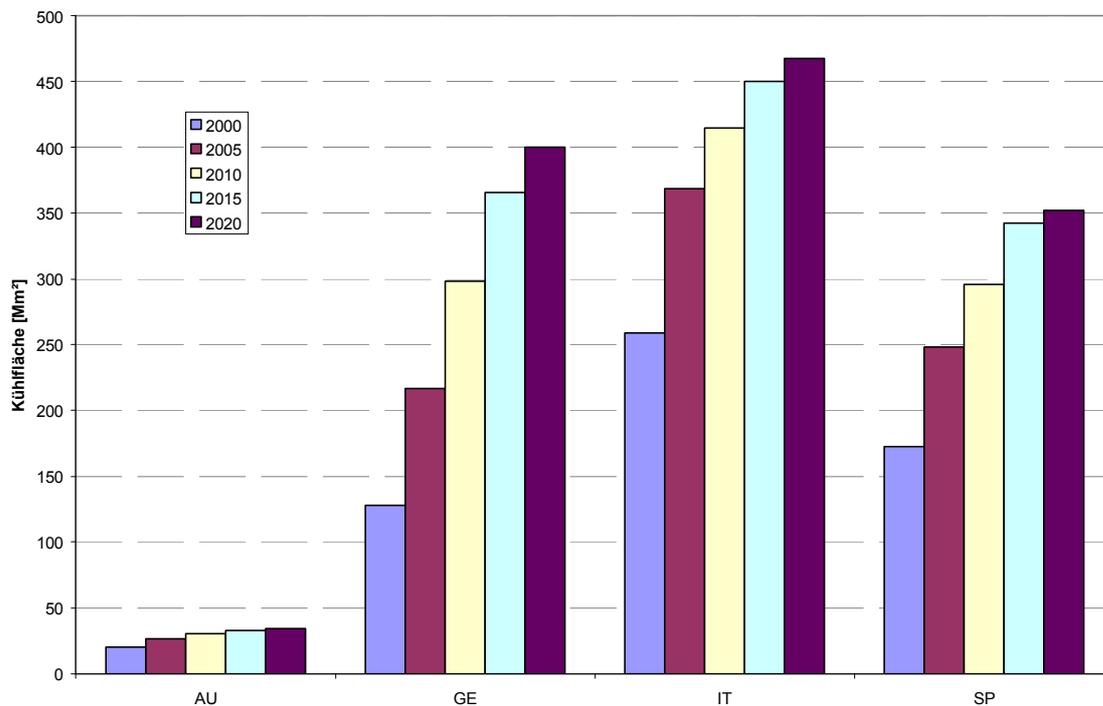


Abbildung 7: **Prognostizierte Kühlflächen von vier ausgewählten EU-Ländern bis zum Jahr 2020**
(Adnot, 2003, S. 15)

Für die Bereitstellung der Kühlenergie stehen unterschiedliche Verfahren zur Verfügung. Neben der konventionellen Kältebereitstellung durch Kompressionsprozesse, die mit der hochwertigen Energieform Strom betrieben werden, gibt es die Alternative der thermisch betriebenen Sorptionsanlagen, wo an Stelle der mechanischen Verdichtung des Kältemittels eine "thermische Verdichtung" des Stoffpaares Kälte-/Lösungsmittel tritt. Dabei werden natürliche Kältemittel eingesetzt, die ein hohes Substitutionspotential von Treibhausgasen besitzen. Die Sorptionstechnologie wird somit einem modernen energie- und umweltpolitischen Denken gerecht.

Die Sorptionstechnik bedient sich der minderwertigen Antriebsenergie Wärme, die entweder direkt, den gas- oder ölbefeuerten Sorptionsanlagen, oder indirekt, über einen Dampf- oder Heißwasserkreislauf, dem Sorptionsprozess zugeführt werden. Bei den heißwasserbetriebenen Anlagen kann die Antriebswärme von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (Fernheizkraftwerken FHKW, Blockheizkraftwerken BHKW), Solarwärme und Geothermie sowie von Abwärme aus technologischen Prozessen

¹Fachhochschul-Studiengänge Burgenland Ges.m.b.H., Studienzentrum Pinkafeld, Steinamangerstraße 21, A-7423 Pinkafeld, Tel.: +43(0)3357 45370-1122, Fax: +43(0)3357 45370-1011, richard.krottil@fh-burgenland.at, www.fh-burgenland.at

stammen. Vor allem in Verbindung mit einem Kraft-Wärme-Kopplungsprozess kommt es zu einer Steigerung des Primärenergienutzungsgrades. Zudem bietet es sich an, auf Grund der zeitlichen Kohärenz von Kühlbedarf und solarem Angebot, Solarwärme in den Sommermonaten für den Antrieb von Sorptionsanlagen zu nutzen (Solar Cooling).

Im vorliegenden Beitrag werden die Möglichkeiten der unterschiedlichen Kältebereitungsverfahren aufgezeigt und hinsichtlich ihrer energetischen, ökonomischen und ökologischen Effizienz beurteilt. Außerdem soll der Markt bezüglich der Verfügbarkeit von Kältebereitungsanlagen durchleuchtet und die Vor- und Nachteile der einzelnen Technologien dargestellt werden. An Hand von innovativen Kühlkonzepten werden die Möglichkeiten der Einbindung unterschiedlicher Kältebereitungsverfahren aufgezeigt (Abbildung 2).

Welches Kühlverfahren effizient eingesetzt werden kann, hängt vor allem von den dort vorherrschenden bauphysikalischen, technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab.

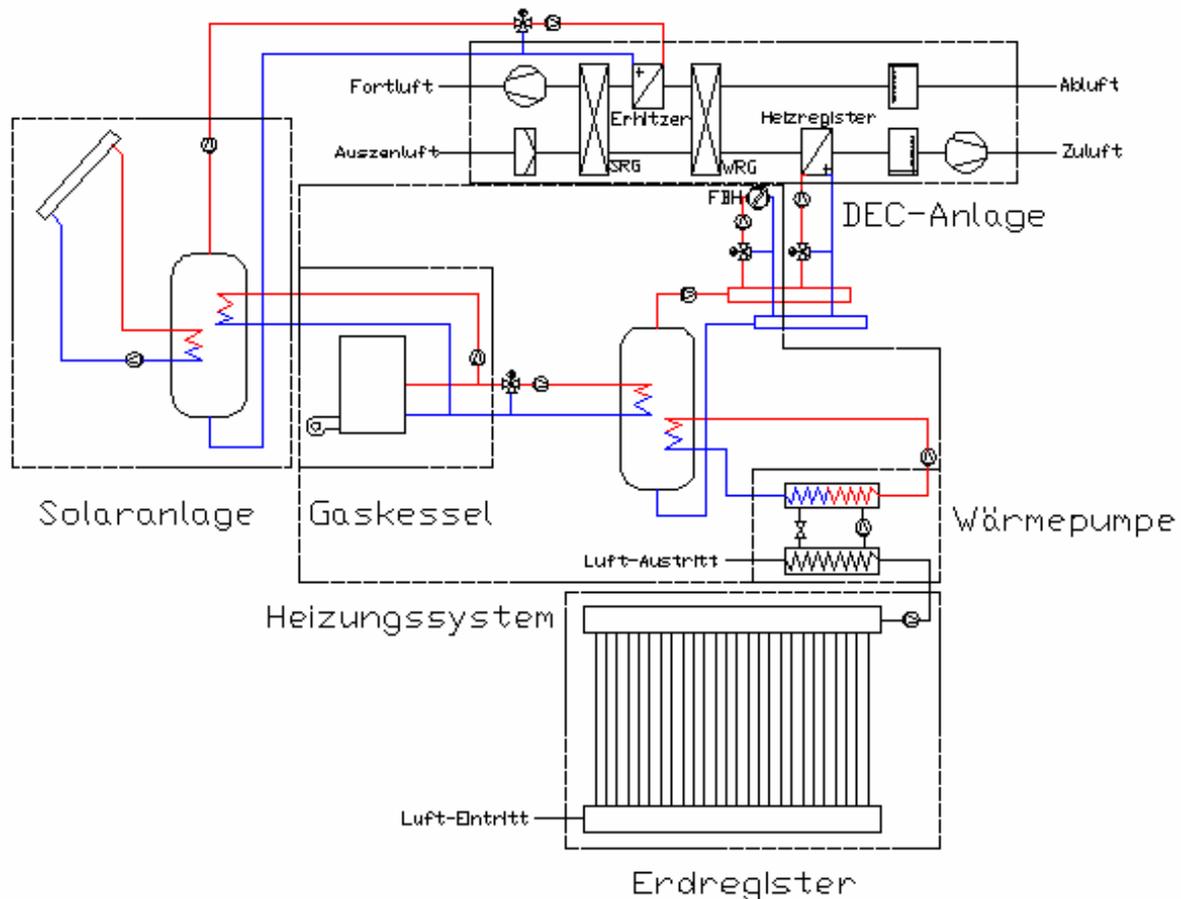


Abbildung 8: Einbindung einer DEC-Anlage (Desiccant Evaporative Cooling – Anlage) (Krotil, 2006)

Literatur:

Adnot, J., 2003: Energy Efficiency and Certification of Central Air Conditioners (EECCAC), Final Report, April 2003, Volume 1

Krotil, R., 2006: Intelligente Klimakälteerzeugung aus Wärme, Posterpräsentation, WORLD SUSTAINABLE ENERGY DAYS 2006 RENEWABLE HEATING & COOLING, März 2006, Wels

7.2.3 Innovative Erdwärmesonden für Neubau und Sanierung

Armin Amann (AMASOND Vertriebs GmbH)¹

Die Entwicklung neuartiger Erdwärmesondensysteme hatte zum Ziel, Produkte und Komponenten auf den Markt zu bringen, die sich durch hohen Wärmegegewinn, einfache Montage, Flexibilität in der Anwendung und besondere Wirtschaftlichkeit auszeichnen.

Dieses Ziel konnte durch das modulare Systemdesign, durch die Wahl einer begrenzten Verbautiefe, durch Anwendung der Wellrohrtechnik und durch ein geringes Investitionserfordernis in die Baustellen-Gerätschaft erreicht werden.

Unter begrenzter Verbautiefe wird eine Tiefe bis in den Bereich von vierzig Meter verstanden.

Das modulare Sondensystem beruht auf einem koaxialen Rohrsystem, dessen äußeres Rohr mit einer speziellen Kontur gewellt ist. Die Wellung des Außenrohres verbessert den Wärmeübergang und unterstützt die turbulente Durchströmung im Sondeninneren.

Das gewellte Außenrohr als modulares Grundelement ist als Teil der Erdwärmesonde, als Verbindungsleitung zwischen den Sonden, als Verbindungsleitung zum Gebäude und als Flächenabsorber sehr vielseitig einsetzbar.

Zum modularen System zählen auch Komponenten, die der Nutzung von Restwärme aus Solaranlagen und häuslicher / gewerblicher Abwärme sowie der direkten Raumkühlung dienen. Basis für einen hohen Qualitätsstandard des Systems sind die industriell gefertigten Systemkomponenten.

Der kompakte Aufbau der Wellrohr-Koaxialsonde erfordert einen wesentlich kleineren Lochdurchmesser zum Einbringen in die Erde als dies bei herkömmlichen Sonden der Fall ist. Bei den gewählten Verbautiefen können je nach Bodenbeschaffenheit das Vibrorammverfahren, das Bohrverdrängungsverfahren oder ein Bohrverfahren angewandt werden. Zusätzliche Investitionen in Maschinen und Geräte liegen auch für kleinere Bauunternehmen, die Systempartner werden wollen, im tragbaren Rahmen.

Ein Bagger der 8-t-Klasse wird mit einer Lafette ausgerüstet, die den Vibrohammer, den Bohrkopf oder eine Kombination aus beiden aufnimmt. Diese kleinen, wendigen Baugeräte sind leicht zu transportieren und können sehr vielseitig eingesetzt werden. Somit können Gärten, Wege, Vorplätze, Rasenflächen ohne nennenswerte Beeinträchtigung zum Verbau von Sonden herangezogen werden. Auch bei beengten Platzverhältnissen und in verbautem Gebiet ist kleines wendiges Gerät ein besonderer Vorteil.

Der gezielt gesteuerte Energieeintrag in den Solekreislauf aus bisher nicht genutzten Wärmepotentialen erhöht die Effizienz einer Wärmepumpenanlage.

Vergleichsweise niedrige Investitionskosten und vergleichsweise niedrige Betriebskosten begründen die erhöhte Wirtschaftlichkeit einer solchen Anschaffung.

¹ AMASOND Produktion GmbH & Co KG, Steinebach 18, AT-6850 Dornbirn, E-Mail: info@amasond.com

7.2.4 Erdwärmenutzung mittels CO₂-Sonden

Gerald Lutz (Ochsner Wärmepumpen GmbH)¹

Für die energetische Nutzung von Erdwärme zur Raumwärme- und Warmwassergestehung, sowie zur Klimatisierung von Gebäuden existieren verschiedenste Varianten [1]:

- Die Vorwärmung der Außenluft mittels Schotterkoffer
- Die Nutzung der Wärmequelle Grundwasser
- Direktverdampfung/Erdwärmeregister
- Glykol- und Wasser-Erdwärmesonden
- Pumpenlose Erdwärmesonden

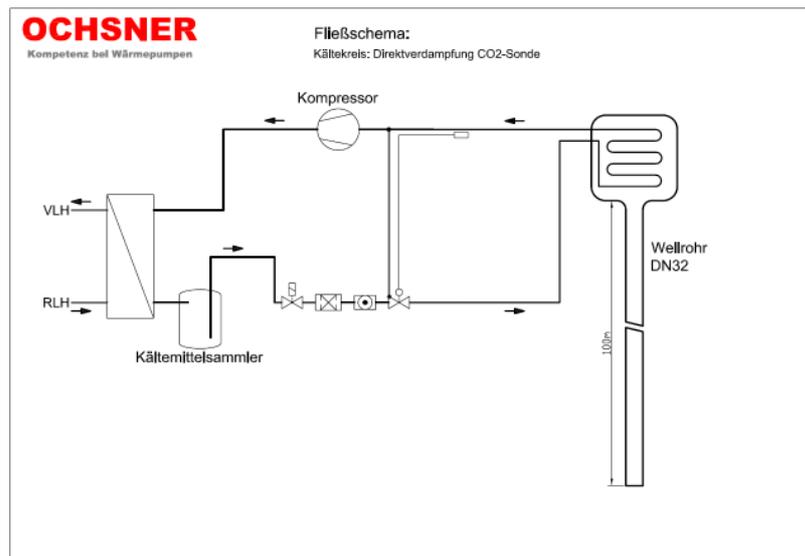
Eine der interessantesten Technologien stellt jedoch jene der CO₂-Sonde dar. Sie besteht aus einem mit CO₂ als Wärmeträger gefüllten Edelstahl-Wellrohr (alternativ sind auch andere Materialien im Einsatz). Nach dem Prinzip einer „Heat- Pipe“ rinnt flüssiges CO₂ auf der Innenseite des Wellrohrs herab, verdampft und nimmt dabei Wärme aus dem umgebenden Erdreich auf. (Patent Prof. H. Kruse, FKW Hannover) [2]. Das dampfförmige CO₂ gibt nun seinerseits die Wärme über einen obenliegenden Wärmetauscher an das Kältemittel der Wärmepumpe ab.

Die technologische Entwicklung ist in der effizienten Nutzung von CO₂ durch Wärmepumpen zu sehen. Kohlendioxid kann sowohl als Kältemittel im Kältekreis als auch als Wärmeträger eingesetzt werden. CO₂ als Kältemittel ist problematisch zu bewerten – es verfügt über eine niedrige, kritische Temperatur von 31,1°C und über einen hohen kritischen Druck von 73,8 bar. Da die Wärmeübergabe an den Wärmeträger (Heizungssystem) demnach im überkritischen Bereich erfolgt, ist es schwierig dieses Kältemittel bei Heizungswärmepumpen effizient einzusetzen. Einerseits sind hierfür Kondensationstemperaturen von mehr als 35°C notwendig, andererseits ändert sich der Dampfdruck mit etwa 1bar/K. Dies bedeutet, dass bei Heizungsvorlauftemperaturen von mehr als 30°C mit Drücken von mehr als 100 bar zu rechnen ist [3]. CO₂ stellt jedoch einen idealen Wärmeträger dar. Das Gas ist ungiftig und sein Gefährdungspotenzial in Bezug auf die Treibhausgasproblematik im Vergleich zu anderen Kältemitteln vernachlässigbar. Da CO₂ als Wärmeträger nicht wassergefährdend ist, besteht außerdem der Vorteil, dass für den Einsatz dieses Gases eine wasserrechtliche Genehmigungspflicht entfällt und damit CO₂-Sonden problemlos in Wasserschutzgebieten einsetzbar sind. Weiters bieten CO₂-Sonden den Vorteil, dass **Umwälzpumpen**, welche bei herkömmlichen Sonden benötigt werden – bei dieser Anwendung **überflüssig sind** - damit können **höhere Jahresarbeitszahlen** erzielt werden. Der Nutzer spart neben den Kosten der Umwälzpumpe auch den Strom für den Antrieb der Pumpe. So ist bspw. für den Betrieb einer Erdwärmesondenanlage mit Glykol/Wasserfüllung eine Pumpenantriebsleistung von ungefähr 200 Watt erforderlich. Kann die Umwälzpumpe vermieden werden, ergibt sich für die Beheizung eines Einfamilienhauses eine elektrische Leistungseinsparung von 360kWh und damit eine Erhöhung der Jahresarbeitszahl um 15 – 20 % gegenüber konventionellen Sole-Sonden. [4] Neben der Einsparung der Stromkosten ist auch die Reduktion der CO₂-Emissionen über den reduzierten Stromverbrauch als Vorteil zu sehen. [5]

Aus diesen Gründen wurde von der Fa. Ochsner Wärmepumpen GmbH in Zusammenarbeit mit unabhängigen Forschungsinstitutionen eine neuartige CO₂-Sonde entwickelt. Die Nutzung der Erdwärme erfolgt dabei über eine CO₂-Sonde in Kombination mit einem System zur Direktverdampfung. Dabei zirkuliert das Arbeitsmittel der Wärmepumpe als Wärmeträgermedium im Kühkopf der CO₂-Sonde und kommt dort zum Verdampfen. Durch diese direkte Verdampfung ergeben sich höchste Leistungsziffern und größte Betriebssicherheit, da Umwälzpumpen nicht benötigt werden.

¹ OCHSNER Wärmepumpen GmbH, Ochsner-Straße 1 A-3350 Haag,

Abb. 1: Kältekreis einer Direktverdampfungswärmepumpe gekoppelt mit einer CO₂-Sonde.
Ochsner Wärmepumpen GmbH



Als Beispiel für die Realisierung einer CO₂-Wärmesonde kann ein in Freistadt gelegenes Haus genannt werden. Freistadt gehört zur Region Mühlviertel, die im nördlichen Teil Österreichs gelegen ist. Die Temperaturen können in dieser Gegend sehr tiefe Minusgrade erreichen, weshalb an die Bauweise, die Dämmung und die Heizanlage von Wohngebäuden hohe Ansprüche gestellt werden. Das in Niedrigenergiebauweise errichtete Haus verfügt über eine beheizte Fläche von 160 m², der Wärmebedarf beträgt 33W/m². Als Heizanlage wurde eine Ochsner Direktverdampfungswärmepumpe Golf GMDW 7 mit einer Heizleistung von 7,8 kW (E4/W35) installiert. Die Direktverdampfungswärmepumpe hat eine Wärmeleistung von 7,8 kW. Sie deckt den Raumheiz-Wärmebedarf des Hauses in monovalenter Betriebsweise und ist heizungsseitig mit einem Fußboden bzw. Wandheizungssystem gekoppelt. Die maximale Vorlauftemperatur beträgt 35°C. Zur Warmwasserbereitung kommt eine separate Wärmepumpe zum Einsatz.

Auf der Wärmequellenseite ist die Direktverdampfungswärmepumpe mit dem Wärmeübertrager der CO₂-Wärmesonde verbunden. Da CO₂-Wärmesonden in eine Tiefe von etwa 100 Metern reichen, betragen die Umgebungstemperaturen bereits ca. 15°, der entstehende Druck liegt bei ungefähr 50 bar. Aus diesem Grund, und weil CO₂ durch herkömmliche PE-Rohre diffundiert, wurde für die CO₂-Sonden ein druckfestes, flexibles Edelstahl-Rippenrohr verwendet. Das Edelstahl-Rippenrohr hat außerdem gegenüber anderen CO₂-Tiefensonden den Vorteil, dass der CO₂-Film wesentlich besser und vor allem weiter nach unten, entlang der Sondenwand laufen kann als bei Glatrohr-Sonden. Bei diesen verdampft das CO₂ häufig bevor es die volle Sondentiefe erreicht hat und es kann die Tiefe bzw. Oberfläche des Rohres nicht vollständig genutzt werden.

Der Durchmesser der heute verwendeten Rohre beträgt im Allgemeinen zwischen 40 und 60,3 mm. Dieser Durchmesser ermöglicht bei Längen von etwa 100 m eine optimale Wärmeaufnahme, welche bei etwa 50W/m liegt. Damit entsprechen die Werte in etwa herkömmlichen Erdsonden, welche jedoch insgesamt eine geringere Effizienz als CO₂-Sonden aufweisen.

Seit Oktober 2006 wird die Effizienz der Anlage regelmäßig vom Arsenal Research Center (Wien) gemessen. Die Messergebnisse der Heizperiode 2006/2007 bestätigen die gute Energieeffizienz und Umweltfreundlichkeit dieses Wärmepumpenheizsystems. Die gemessene Jahresarbeitszahl (SPF) betrug in diesem Zeitraum 4,1. Das heißt, dass pro Einheit elektrischer Antriebsenergie 4,1 Einheiten Heizwärme bereitgestellt und demzufolge über drei Einheiten Umgebungswärme genutzt werden.

Literatur:

- [1] M. Ehrbar, A. Peterlunger: *Pumpenlose Erdwärmesonde*: Schlussbericht Potenzialabschätzung, Machbarkeitsstudie energetisch und wirtschaftlich, Interstaatliche Hochschule für Technik Buchs, (o.J.) Buchs, S.8f.
- [2] FKW Forschungszentrum für Kältetechnik und Wärmepumpen GmbH: Entwicklung eines CO₂-Wärmerohres für Erdreich-Wärmequellen, Hannover
- [3] H. Huber: Die CO₂ Sonde zur Nutzung der Erdwärme mit Wärmepumpenanlagen
- [4] K. Ochsner: Wärmepumpen in der Heizungstechnik: Praxishandbuch für Installateure und Planer, (2007) Heidelberg. S. 131.

7.2.5 Auswirkungen des Klimawandels auf Heiz- und Kühlenergiebedarf in Österreich – Erste empirische Ergebnisse

Christoph Töglhofer*, Franz Prettenthaler, Andreas Gobiet, Clemens Habsburg-Lothringen, Andreas Türk, Heimo Truhetz (KF Uni Graz / Wegener Center)¹

In diesem Beitrag werden für Österreich die regionalen Auswirkungen des Klimawandels auf den Heiz- und Kühlenergiebedarf diskutiert. Österreich ist als alpines Land besonders stark von den Auswirkungen der globalen Erwärmung betroffen. Es wird erwartet, dass der zukünftige Temperaturanstieg etwa doppelt so stark ausfällt wie im globalen Mittel. Neue Ansätze der regionalen Klimamodellierung machen es möglich, Aussagen über die zu erwartende Änderung in bislang unerreichter räumlicher Auflösung (20x20 Kilometer) zu treffen und mit Daten zum regionalen Gebäudebestand und dessen spezifischem Heizenergiebedarf zu kombinieren.

Als Ausgangsbasis dienen die klimatologischen Einflussgrößen Heiz- und Kühlgradtage, welche aus einem regionalen Klimaszenario für den Alpenraum (Loibl et al. 2007) österreichweit ermittelt wurden. Diese werden sowohl für die Basisperiode 1981-1990 als auch für die Zielperiode 2041-2050 dargestellt und erlauben in weiterer Folge detaillierte Aussagen über die räumliche und zeitliche Verteilung der errechneten Veränderung. Insbesondere ist es möglich den Einfluss des in Österreich dominierenden Klimafaktors Seehöhe näher zu analysieren, sowie zu zeigen, in welchem Ausmaß ein Anstieg der Kühlgradtage durch die Abnahme der Heizgradtage kompensiert wird. Die Ergebnisse des Szenarios zeigen ausgehend von einer durchschnittlichen Temperaturänderung im Alpenraum um +1,8 °C im Winter je nach Region eine Abnahme der Heizgradtage um 15 bis 23 Prozent. Für die Sommermonate wird bei einer Temperaturänderung um +2,3 °C eine Zunahme der Kühlgradtage um durchschnittlich 130 Prozent ausgewiesen, wobei deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Regionen bestehen. Insgesamt zeigt sich sowohl für die Heiz- als auch die Kühlgradtage eine Höhenverschiebung um etwa 300 Höhenmeter, d. h. Bedingungen wie sie in der Basisperiode typischerweise auf 200 Meter Seehöhe vorherrschen, sind in der Zielperiode auf 500 Meter Seehöhe zu erwarten (Abbildung 1).

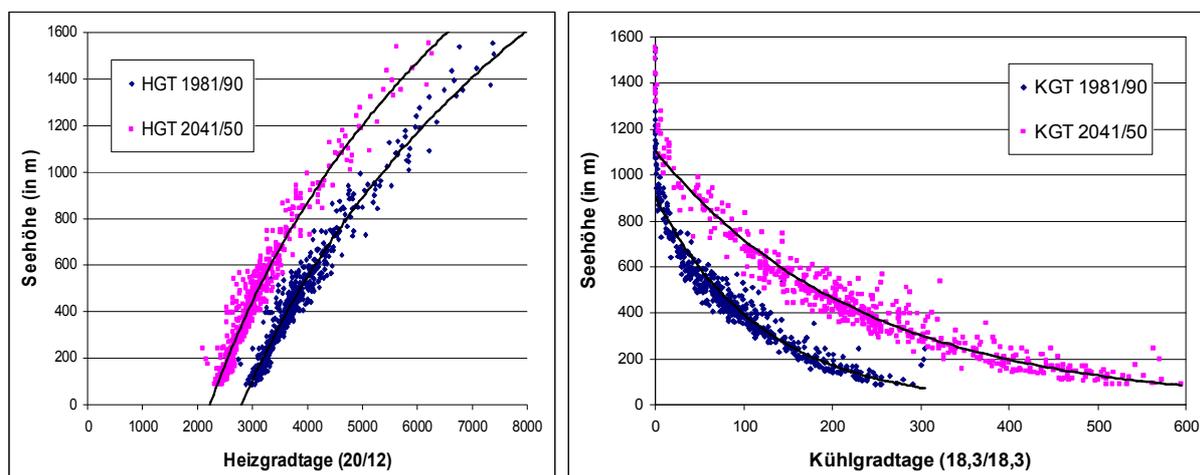


Abbildung 1: Höhenabhängigkeit der Heiz- und Kühlgradtage in Österreich

¹ Wegener Zentrum für Klima und Globalen Wandel, Universität Graz, Leechgasse 25, 8010 Graz, +43 316 380-8446, Fax: -9830, christoph.toegelhofer@uni-graz.at, www.wegcenter.at
 JOANNEUM RESEARCH, Institut für Technologie- und Regionalpolitik, Elisabethstraße 20, 8010 Graz, +43 316 876-1455, Fax: -91455, franz.prettenthaler@joanneum.at, www.joanneum.at/rtg
 Wegener Zentrum/IGAM, Universität Graz, +43 316 380-8448, andreas.gobiet@uni-graz.at
 JOANNEUM RESEARCH, +43 316 876-1456, clemens.habsburg-lothringen@joanneum.at
 Wegener Zentrum/IGAM, Universität Graz, +43 316 380-8442, heimo.truhetz@uni-graz.at
 Wegener Zentrum, +43 316 380-8447, andreas.tuerk@uni-graz.at

Eine Verschneidung der klimatologischen Daten mit Rasterdaten der Statistik Austria zum österreichischen Gebäudebestand ermöglicht eine erste Abschätzung des Einflusses des Klimawandels auf den zukünftigen Nutz- und Endenergiebedarf für Raumheizung in Österreich. Die Basis für diese Verschneidung stellen Raumheizungskennzahlen (Jungmeier et al., 1996) nach Baualter, Gebäudetyp und Heizsystem dar, wodurch Unterschiede zwischen einzelnen Regionen bezüglich Gebäudestruktur und klimatischen Bedingungen spezifiziert werden können (vgl. Abbildung 2). In diesem Zusammenhang werden Lösungsansätze diskutiert, wie die vorerst getroffenen Prämissen eines bei allen Gebäudetypen bestehenden linearen Zusammenhangs zwischen den Heizgradtagen und dem tatsächlichen Energiebedarf sowie eines konstanten Gebäudebestands weiterentwickelt werden können.

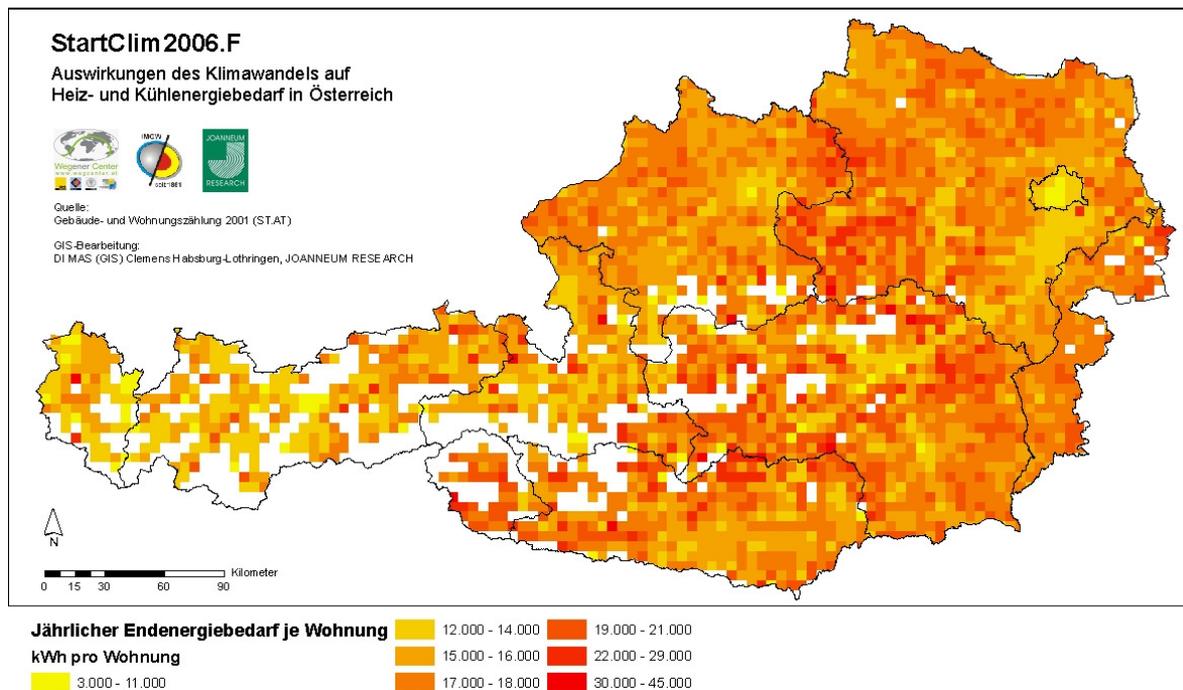


Abbildung 2: Jährlicher Endenergiebedarf für Raumwärme je Wohnung (Datenbasis: Jungmeier et al. 1996, Gebäude- und Wohnungszählung 2001 der Statistik Austria, VERACLIM)

In weiterer Folge werden die Ergebnisse einer ersten empirischen Analyse vorgestellt, die für Niederösterreich die Einflüsse der Tagesmitteltemperatur auf die Elektrizitätsaufbringung in den Sommermonaten 2005 bis 2007 zeigt. In Zusammenarbeit mit dem Energieversorgungsunternehmen EVN wurde ein bestehendes multiples lineares Regressionsmodell um den Parameter Kühlgradtage erweitert. Für die meisten Tagesstunden konnte hierbei ein signifikant positiver Einfluss dieser Größe auf die Elektrizitätslast festgestellt werden, wobei der Effekt in den späten Nachmittagsstunden am stärksten ausgeprägt ist.

Zum Abschluss wird am Beispiel von Niederösterreich ein Ansatz vorgestellt, wie eine weitere Verknüpfung der Ergebnisse mit nicht-klimatischen Einflussfaktoren erfolgen kann, um so Änderungen des zukünftigen Heiz- und Kühlenergiebedarfs sowie dessen ökonomische Auswirkungen besser quantifizierbar zu machen. Die Ergebnisse weisen darauf hin, dass sich höhere Temperaturen zwar insgesamt günstig auf den Gesamtenergiebedarf auswirken, dieser aber trotz deutlicher klimatischer Einflüsse überwiegend von zukünftigen technischen und sozio-ökonomischen Entwicklungen bestimmt werden wird.

7.2.6 Wohngebäude und Klimaschutz – CO₂-Minderungspotenziale in Deutschland bis 2030 und wirtschaftliche Bewertung

**Patrick Hansen, Manfred Kleemann, Peter Markewitz
(Forschungszentrum Jülich GmbH / Institut für Energieforschung)¹**

Motivation und Fragestellung

Der temperaturbereinigte Endenergieverbrauch im Wohngebäudesektor der EU-25 stellt mit mehr als 25 % nahezu den größten Anteil am gesamten Energieverbrauch aller Endsektoren. Fast 80 % des Endenergieverbrauchanteils in diesem Sektor kann auf die Erzeugung von Raumwärme (ca. 70 %) und Warmwasser (ca. 10 %) zurückgeführt werden. Rund 30 % der CO₂ – Emissionen in der Europäischen Union werden durch den Wohngebäudesektor verursacht. Die jährlichen Zubauraten neuer und somit effizienterer Gebäude tragen nur langsam zur Verminderung des Endenergieverbrauchs bei. Deutliche Emissionsreduktionen und Effizienzsteigerungen, die zum Erreichen der europäischen und nationalen Klimagas-minderungsziele notwendig sind, können vor allem durch energetische Sanierungen im existierenden Gebäudebestand erzielt werden.

Welcher CO₂-Minderungsbeitrag bis zum Jahr 2030 erwartet werden kann, wurde für den Wohngebäudesektor in Deutschland analysiert. Im Fokus der Darstellung steht eine modellgestützte Berechnung, die als Grundlage zur Evaluierung der technischen Einzelmaßnahmen dient. Zur Herleitung der CO₂-Minderungspotenziale werden unter der Berücksichtigung der Rahmenbedingungen Szenarien definiert. Die von der Regierung beschlossenen und eingeleiteten Maßnahmen des Zeitraums 2000 bis 2006 werden durch ein Mit-Maßnahmen-Szenario abgebildet, das die heute eingeleitete Minderungspolitik fortschreibt. Die Wirkung von darüber hinaus gehenden Klimaschutzaktivitäten werden im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario dargestellt. Mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen wird der Einfluss von wichtigen Parametern auf die Emissionen erörtert. Ergänzend hierzu wird eine wirtschaftliche Bewertung von Einzelmaßnahmen nach dem Gesamtkostenansatz vorgenommen. Im Mittelpunkt stehen hierbei die Energieeinsparverordnung und das Förderprogramm für die Gebäudesanierung.

Berechnungsansatz nach dem IKARUS - Raumwärmemodell

Die modellgestützte Berechnung des künftigen Energieverbrauchs erfolgt mit Hilfe des IKARUS - Raumwärmemodells. Damit wird die zeitabhängige Entwicklung des anhand von Gebäudetypen erfassten Bestands in Jahresschritten gerechnet. Bestandsentwicklungen, Heizungsstrukturen, Wärmeschutzmaßnahmen für Neubauten und Sanierungsmaßnahmen für Altbauten werden, je nach Szenario, in ihrer zeitlichen Abfolge vorgegeben. Daraus berechnet das Modell die zeitliche Gesamtentwicklung der szenarioabhängigen Energie- und CO₂ – Einsparungen (Top-Down-Ansatz).

Die Einsparungen der direkt quantifizierbaren Maßnahmen werden jeweils aus charakteristischen Daten berechnet (Bottom-Up-Ansatz). Die Einsparungen der nicht direkt quantifizierbaren Maßnahmen werden aus der Differenz von Gesamteinsparung minus Einsparungen aller „harten“ Einzelmaßnahmen berechnet.

Wirtschaftliche Bewertung von Einzelmaßnahmen

Die Kostenanalysen für die Einzelmaßnahmen werden mit dem Gesamtkosten-Ansatz durchgeführt. Als Gesamtkosten einer Modernisierung, die als Grundlage für die Investitionen dienen, wird die Summe der sogenannten „Sowiesokosten“ und der energetischen Zusatzkosten bezeichnet. Als weitere Kostengruppen werden die eingesparten Energiekosten, die Programmkosten sowie die Nettokosten definiert. Aus diesen Kostengruppen werden die Nettokostenbelastungen aus der Sicht

¹ Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Energieforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEF-STE), D-52425 Jülich, Tel.:+49-(0)-2461-61-3322, Fax:+49-(0)-2461-61-2540, p.hansen@fz-juelich.de, m.kleemann@fz-juelich.de, p.markewitz@fz-juelich.de, www.fz-juelich.de/ste

des Entscheiders und somit die Minderungskosten pro Tonne CO₂ unter Annahme einer Energieträgerpreisentwicklung ermittelt.

Fazit

Die Modellierung der Maßnahmenwirkungen führt in Bezug auf das Jahr 1990 im Mit-Maßnahmen-Szenario zu einer Reduktion der CO₂ – Emissionen bis 2020 von 14 Mio. t und 15 %. Bis 2030 können die Emissionen um weitere 8 Mio. t und in Bezug auf 1990 um 22 % verringert werden. Folglich reichen die derzeitigen Maßnahmen im Wohngebäudesektor für ein Minderungsziel von mindestens 20 % bis 2020 nicht aus. Wird die neue Systemtechnik durch den Einsatz hocheffizienter Brennwertkessel und erneuerbarer Energien in Wohngebäuden gesteigert und die Potenzialausnutzung der energetischen Sanierungen im Altbau verbessert, so können die Emissionen im Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario gegenüber 1990 um 27 % bis 2020 und um 44 % bis 2030 gesenkt werden. Von entscheidender Bedeutung ist die Verbesserung der derzeitigen Sanierungseffizienz. Diese Verbesserungen sind mit erhöhten finanziellen Anreizen wie beispielsweise der Abschreibung von Sanierungen in Abhängigkeit der Bedarfsminderungen im Energieausweis und erheblichen Fort- und Weiterbildungsmaßnahmen verbunden.

Durch eine Umsetzung der verschärften Energieeinsparverordnung nach dem Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario können im deutschen Wohngebäudesektor bis 2020 Emissionseinsparungen von rund 40 Mio. tCO₂ erzielt werden. Im Rahmen des Förderprogramms zur CO₂ – Gebäudesanierung können durch die Fortschreibung bis 2020 die Emissionen um nahezu 13 Mio. tCO₂ gesenkt werden. Bei der wirtschaftlichen Bewertung der Maßnahmenwirkungen für diese Einzelmaßnahmen können durch die Investitionen in energetische Gebäudesanierungen im Jahr 2020 Nettokostenentlastungen von mehr als 50 € pro Tonne CO₂ erreicht werden.

7.3 GEBÄUDE (2)(Session F3)

7.3.1 Erneuerbare Wärme 2030

**Peter Biermayr, Andreas Müller*, Wolfgang Kranzl
(TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)¹**

Der vorliegende Beitrag untersucht die Entwicklung des Sektors Wärme und Kälte des österreichischen Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2030. Dieser Sektor umfasst momentan ca. 51% des österreichischen Gesamt-Endenergieverbrauchs und wird zum größten Teil, nämlich zu ca. 79% (ohne Berücksichtigung der Wasserkraft im Strommix) auf Basis fossiler Energieträger bereitgestellt. Der Sektor Wärme und Kälte wird im Weiteren in die vier Bereiche Raumwärme und Warmwasser, Klimatisierung, Dampferzeugung und Prozesswärme, sowie Industrieöfen gegliedert. Der Sektor Raumwärme und Warmwasser stellt dabei mit einem Anteil von ca. 63% den bedeutendsten Bereich dar.

Ziel der Arbeit ist es, die zukünftige Rolle der erneuerbaren Energie und der Energieeffizienz in den genannten Bereichen bis zum Jahr 2030 festzustellen. In drei Szenarien wird der Einfluss unterschiedlicher Rahmenbedingungen diskutiert und Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen sowie auf unterschiedliche volkswirtschaftliche Faktoren werden dokumentiert.

Der methodische Zugang besteht im Bereich Raumwärme und Warmwasser aus der disaggregierten Abbildung des gesamten österreichischen Gebäudebestandes auf einem umfassenden Computermodell. Auf Basis dieses Modells erfolgen Szenarienrechnungen, wobei die Szenarien den möglichen Entwicklungsraum entscheidender Parameter bis 2030 überspannen. Die weiteren Bereiche werden auf aggregiertem Niveau in einem top-down Ansatz analysiert, wobei jeweils ein plausibles Entwicklungsszenario entwickelt wird. Abschließend werden die unterschiedlichen Bereiche zu Gesamtszenarien für den Bereich Wärme und Kälte zusammengeführt.

Die Datenbasis der Untersuchung ist im Bereich aggregierter Daten in Hinblick auf Gebäude und nationalem Energieverbrauch durch unterschiedliche Publikationen der Statistik Austria gegeben, im Bereich disaggregierte Daten werden Datenbanken der Autoren herangezogen, wobei der Abgleich aller verwendeten Modelle mittels nationaler Statistiken erfolgt.

Die Ergebnisse der Studie zeigen im Sektor Wärme und Kälte bis zum Jahr 2030 ein starkes Entwicklungspotenzial, sowohl für die Diffusion erneuerbarer Energieträger, als auch für die Steigerung der Energieeffizienz. Die größten Effekte sind dabei im Bereich Raumwärme und Warmwasserbereitung zu erwarten, wobei in allen untersuchten Szenarien der Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2030 durch die Steigerung der Energieeffizienz um etwa 29% reduziert werden kann und gleichzeitig der Anteil erneuerbarer Energie im Bereich Raumwärme und Warmwasserbereitung von 34% auf fast 80% gesteigert werden kann. Die CO₂-Emissionen können bis zum Jahr 2020 im gesamten Sektor Wärme und Kälte im Vergleich zum Jahr 2005 um 9,9 bis 12,5 Mio. Tonnen und bis 2030 um 17,5 bis 20,6 Mio. Tonnen gesenkt werden. Zu den genannten Auswirkungen kommen umfangreiche positive volkswirtschaftliche Effekte im Bereich zukunftsfähiger Arbeitsplätze und eine hohe nationale aber auch regionale Wertschöpfung hinzu.

Die dargestellten Szenarien zeigen ein positives Zukunftsbild einer möglichen Entwicklung des Sektors Wärme und Kälte in Österreich. Die Steigerung der Energieeffizienz und die verstärkte Diffusion erneuerbarer Energie stärken die heimische Volkswirtschaft, sichern die nationale Versorgung im Wärmebereich ab und ermöglichen eine deutliche Reduktion der CO₂-Emissionen. Aufgrund der in Österreich verfügbaren Ressourcen an erneuerbarer Energie, den in vielen Bereichen von österreichischen Firmen produzierten Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie und dem

¹ Dr. Peter Biermayr Energy Economics Group Vienna University of Technology Gusshausstr. 25-29/373-2 1040 Wien
Tel.: 01-58801-37358 Fax: 01-58801-37397 e-mail: biermayr@eeg.tuwien.ac.at
web: www.eeg.tuwien.ac.at

bereits verfügbaren österreichischen Know-how in diesem Bereich kann der volkswirtschaftliche Stellenwert des Wärmesektors in Österreich als ausgesprochen hoch bewertet werden.

Mit dem Sektor Wärme und Kälte kann das Ziel der österreichischen Bundesregierung, bis zum Jahr 2020 einen Anteil von 45% Erneuerbare im nationalen Gesamtenergieverbrauch zu etablieren, zu 38,6% (Basisszenario) bis 43,5% (beschleunigtes Szenario) erreicht werden.

Der im Wärmebereich in Österreich bereits vorhandene Anteil erneuerbarer Energie ist für den weiteren Ausbau des erneuerbaren Anteils von großer Bedeutung. Angesichts der etablierten erneuerbaren Anteile müssen Diffusionsprobleme und lange Zeitkonstanten früher Diffusionsvorgänge von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie im Wärmebereich nicht mehr erwartet werden. Es geht vielmehr darum, die vorhandene Marktdiffusion auszubauen und neue Anwendungsbereiche im Hochtemperaturbereich und bei der Klimatisierung zu adressieren.

Die genannten positiven Effekte sind im vollen Umfang jedoch nur zu erwarten, wenn mittels ambitionierter Energiepolitik gesteckte Effizienzziele eingefordert werden und die Diffusion erneuerbarer Energieträger durch eine klare Prioritätensetzung in Hinblick auf deren Nutzung forciert wird. Ein über die im Betrachtungszeitraum bis 2030 dargestellten Ausmaße hinausgehender Anteil an erneuerbarer Energie im Sektor Wärme und Kälte ist durchaus vorstellbar, wenn Systeminnovationen neue technologische Möglichkeiten und Einsatzbereiche für die Anwendung erneuerbarer Energie eröffnen. Hierbei ist dem Bereich der strategischen Forschung und technologischen Entwicklung ein hoher Stellenwert beizumessen.

7.3.2 Die Solar – Wärmepumpe

Nikolaus Popovic (Steirische Gas-Wärme GmbH)¹

Funktion

Dynamisches Duo Zeolith und Sonnenenergie

Bei der Solar-Wärmepumpe kommt eine völlig neue Heiztechnologie zur Anwendung. Anders als bei herkömmlichen elektrischen Wärmepumpen handelt es sich beim neuen Gerätetyp um eine erdgasbetriebene Adsorptions-Wärmepumpe, die mit einem thermischen Verdichter arbeitet und zusätzlich auch Solarenergie für Heizung und Warmwasserbereitung verwendet. Der Prototyp nutzt dabei die Eigenschaften des keramischen Werkstoffs Zeolith, eine Aluminium-Silizium-Verbindung, die ungiftig und nicht brennbar ist. Zwei baugleiche Zeolith-Module sind gleichzeitig in Betrieb, als Kältemittel wird Wasser eingesetzt.

Die Funktionsweise einer Wärmepumpe beruht grundsätzlich auf einem thermodynamischen Kreislaufprozess, bei dem der Umgebung Wärme entzogen wird. Diese Wärme wird auf ein höheres Temperaturniveau angehoben und anschließend für Heizzwecke verwendet. Bei den zukunftsweisenden erdgasbetriebenen Wärmepumpen unterscheidet man zwischen zwei Technologien: der Adsorptions- und der Absorptions-Wärmepumpe. Während bei der Absorptionstechnik ein Absorber eingesetzt wird, bilden bei der neuen Adsorptions-Wärmepumpe zwei baugleiche Module (Zeolith-Module) das technologische Herzstück. Die Nutzwärme entsteht dadurch, dass Zeolith als Adsorptionsmittel in einem Vakuumbehälter mit Wasser befeuchtet wird und sich hierbei erhitzt (exotherme Reaktion in der Adsorptionsphase). Zeolith kann in seinen Poren große Mengen Wasser unter Wärmeabgabe aufnehmen und beim Erhitzen das gespeicherte Wasser abgeben. In der folgenden Desorptionsphase wird der feuchte Zeolith mit Hilfe eines Gas-Brennwertgeräts auf 130°C erhitzt und wieder getrocknet. Das Wasser verdampft und kondensiert, die Kondensationswärme wird ebenfalls im Heizkreislauf genutzt. Der trockene Zeolith wird abgekühlt und der Prozess beginnt wieder von vorn.

Gelungene Kombination mit einer Solaranlage

Eine weitere Besonderheit der Solar-Wärmepumpe ist die effiziente Nutzung der Sonnenenergie für Heizung und Warmwasser. Entscheidender Vorteil dabei: Im Gegensatz zur herkömmlichen teilsolaren Heizung müssen hier keine großvolumigen Pufferspeicher installiert werden, der entsprechend hohe Solaranteil wird direkt über den Adsorptionsprozess eingespeist. Ermöglicht wird das durch den Einsatz zweier Zeolith-Module und das abwechselnde Be- und Entfeuchten des Systems. Durch diesen Kreislauf kann die Sonnenenergie optimal genutzt werden. Um diese kostenlose Wärme „einzufangen“, setzt diese Wärmepumpe auf einen innovativen Kollektoren-Mix: Solarkollektor und Luftkollektor werden mit der Solar-Wärmepumpe intelligent verbunden. Diese Kombination garantiert maximale Leistungsausbeute, auch wenn die Sonne einmal nicht scheint. Wird im Sommer und in der Übergangszeit keine Heizung benötigt, lässt sich diese innovative Technologie über Sonnenkollektoren auch als reine Solaranlage für die Brauchwasserbereitung betreiben.

Die neue erdgasbetriebene Solar-Wärmepumpentechnik bringt nicht nur für die Wohnraumbeheizung, sondern auch für die Warmwassererwärmung im Ein- und Zweifamilienhaus eine große Kostenersparnis. Das System erreicht einen sehr hohen Jahresnutzungsgrad von rund 130 Prozent. Im Vergleich zu einem Gas-Brennwertgerät kann man mit einer Erdgas-Solar-Wärmepumpe in einem modernen Einfamilienhaus bis zu 30 Prozent an Primärenergie einsparen. Gas-Adsorptions-Wärmepumpen lassen sich zudem durch ihre kompakten Abmessungen leicht in bestehende Heizungsanlagen einbinden.

¹ Steirische Gas-Wärme GmbH, Gaslaternenweg 4, 8041 Graz, Tel.: +43 (316) 9000-58820, Fax: +43 (316) 9000-28000, nikolaus.popovic@e-steiermark.com, www.e-steiermark.com

Umweltschonende Technologie: Kohlendioxid-Ausstoß wird gesenkt

Mit der neuen Erdgas-Solar-Wärmepumpe kann man über Sonnenkollektoren und ein Luftregister Wärme aus der Umgebung gewinnen und in das Heizsystem einspeisen. Der Einsatz von Umgebungsenergie und die Nutzung von Erdgas für den Betrieb der Wärmepumpe selbst senken deutlich den Ausstoß von Kohlendioxid (CO₂) und wirken dem Treibhauseffekt entgegen. Damit leistet diese Technik nicht zuletzt einen wertvollen Beitrag zum Umweltschutz.

7.3.3 Multifunctional Plug & Play Facade (MPPF) K-Projekt (COMET Programm)

**Wolfgang Streicher, Mario J. Müller (TU Graz / Institut für Wärmetechnik
und Hans Höllwart-Forschungszentrum für integrales Bauwesen AG)¹**

Viele größere Gebäude werden heute in Stahlskelettstruktur mit anschließender Beplankung durch vorgefertigte Fassadenelemente pro Rastermaß und Stockwerk gebaut. Fallweise werden auch größere Fassadenelemente verwendet. Diese Elemente beinhalten normalerweise nur Fenster und Wärmedämmung (fallweise auch Verschattungssysteme) und sind für die Erfordernisse der Bauphysik (Akustik, Brandschutz, Feuchtetransport, Belichtung) ausgelegt.

Im Projekt MULTIFUNCTIONAL PLUG & PLAY FACADE (MPPF), welches im Rahmen des österreichischen COMET Programms bewilligt wurde, sollen diese Fassadenelemente modulförmig um die Funktionen Haustechnik (innovative Verschattungssysteme, Heizung-, Lüftung-, Klimatechnik, Elektro- und IT-Installationen (BUS System), Beleuchtung und EMV-Verträglichkeit) erweitert werden. Zudem sollen möglichst nachhaltige Werkstoffe zum Einsatz kommen.

Mit solchen Fassadentypen sind Innenraumstrukturen flexibel veränderbar, durch den hohen Vorfertigungsgrad halten sich die zusätzlichen Investitionskosten für die Fassade in Grenzen und die Mehrkosten der Fassade können leicht durch den verringerten Innenausbau und die Einsparung an Geschoßhöhe (Wegfall von abgehängten Decken) wettgemacht werden.

Im Altbau ermöglichen multifunktionelle Fassaden die Sanierung der Gebäude von „außen“ ohne dass die Benutzer das Haus verlassen müssen. Die Fassade hat eine hohe Wärmedämmung und Fenster können an den gleichen Positionen wie in der alte Fassadenstruktur bleiben. Die Speichermassen der alten Fassade stehen dem Gebäude innen zur Dämpfung von Temperaturschwankungen und besonders der sommerlichen Überwärmung zur Verfügung. Die Wohnfläche bleibt gleich. Hiermit stellt eine solche Fassadenentwicklung eine interessante technische Lösung für die Erhöhung der Sanierungsquote im primären Geschosswohnbau dar.

Das Ziel des K-Projektes „Multifunctional Plug&Play Facade“ ist die Entwicklung einer Technologieplattform für eine intelligente, multifunktionelle Fassade in Modulbauweise mit einem möglichst hohen Vorfertigungsgrad für den Neubau von größeren Gebäuden sowie die Renovierung von bestehenden Objekten. Wesentliche Charakteristika für diese Technologieplattform für Fassaden sind:

- alle für die Fassade relevanten Technologien, Produkte und Anwendungen sollen in sich vereint werden (d.h. neben modernsten Profil-, Glas-, Plattensystemen und hochwertiger Wärmedämmung ist auch die Beschattung, die natürliche Lichtlenkung, die Heizungs-, Klima- und Lüftungstechnik, die Energieerzeugung durch Solarthermie und Photovoltaik sowie die Steuer- und Regelungstechnik bzw. Automatisierungstechnik integriert)
- es sollen optimale Energieregelergebnisse erzielt werden, die den neusten europäischen Richtlinien entsprechen und somit die Umsetzung von Umweltschutzmaßnahmen im Gebäudebereich unterstützen sowie ein optimales Wohlbefinden für den Nutzer garantieren (bezüglich Temperatur, Tageslicht- und Frischluftzufuhr, Luftfeuchtigkeit, etc.)
- die Produkte sollen in einer industriellen Umgebung (vor-) gefertigt werden können und somit auch für den Export geeignet sein

¹ TU Graz, Institut für Wärmetechnik Tel: +43-316-873-7306, Fax: +43-316-873-7305,
E-Mail: w.streicher@tugraz.at ,Homepage: www.iwt.tugraz.at

Hans Höllwart - Forschungszentrum für integrales Bauwesen AG / Stallhofen Tel: +43-3142-23711-29
Fax: +43-3142-23711-29, E-Mail: mj.mueller@fibag.at, Homepage: <http://www.fibag.at/>

Um das Projektziel zu erreichen ist es notwendig prinzipiell neue Varianten von Fassadensystemen zu entwickeln, diese zu simulieren und zu evaluieren. Im Besonderen steht die Weiterentwicklung von Einzeltechnologien und -produkten im Bereich Solarthermie, Photovoltaik, HVAC und Steuer- und Regelungstechnik für den optimalen Fassadeneinsatz im Vordergrund. Parallel dazu erfolgt die grundlegende Entwicklung eines Gesamtkonzepts für ein integriertes Modulsystem, das als Plug&Play-Anwendung für Neubauten und Renovierungsvorhaben geeignet ist. Der wissenschaftliche und technische Anspruch zur Entwicklung der geplanten Technologieplattform ist als sehr hoch einzustufen, da viele Herausforderungen wie z.B. der Feuchtetransport, relevante Wirkungsgrade, Verschaltung etc. zu lösen sind.

Dieses Thema hat auf Grund der bereits erwähnten Umweltschutz- bzw. Gesetzesentwicklungen auf europäischer wie nationaler Ebene höchste Priorität. Die Chancen für eine erfolgreiche wirtschaftliche Umsetzung der Forschungs- und Entwicklungsergebnisse sind als äußerst hoch zu bewerten.

Das Konsortium setzt sich aus unterschiedlichen, für das Thema relevanten, wissenschaftlichen Partnern sowie Unternehmenspartnern zusammen. Gemessen an den Projektkosten werden 1/3 der Leistungen seitens der wissenschaftlichen Partner abgedeckt, 2/3 seitens der Unternehmenspartner. Auf wissenschaftlicher Seite sind 4 Partner in das Projekt integriert (TU Graz, Arsenal Research, TU Wien, HEI), auf Unternehmensseite finden sich 10 Partner verschiedenster Größenordnungen, d.h. vom Gründer bis zum internationalen Konzern. Dieses breite Konsortium ist für das vorliegende Thema unabdingbar, weil verschiedenste Anwendungen und Technologien auf einer Technologieplattform zusammengeführt werden sollen. Alle oben erwähnten zu integrierenden Technologien und Produkte sind durch Partner abgedeckt.

Der Hauptstandort des Projektes befindet sich in der Steiermark, im Hans Höllwart - Forschungszentrum für integrales Bauwesen AG (kurz FIBAG) in Stallhofen sowie an der TU Graz (Institut für Wärmetechnik), die Konsortialführerschaft obliegt ebenso der FIBAG.

Für die an sich nicht sehr innovative Bauindustrie bietet das Projekt die einzigartige Gelegenheit, die Innovationsrate signifikant zu steigern sowie F&E strategisch zu verfolgen. Das Projekt soll als Leuchtturmprojekt für die gesamte Bauindustrie dienen.

7.3.4 Neue Möglichkeiten für Wohnungslüftung bei Sanierung und beengten Platzverhältnissen

Eberhard Paul (Paul Wärmerückgewinnungs GmbH)¹

Fragestellung

Welche Geräteplatzierung in Wohnungen und kleinen Häusern – insbesondere bei der Sanierung?

Methode

Als Aufstellungsort für Wärmerückgewinnungsgeräte wird häufig der Haustechnikraum gewählt. In Wohnungen oder kleineren Häusern fehlt jedoch häufig dieser Haustechnikraum oder er ist zu klein für die Aufstellung des Lüftungsgerätes. Das gleiche Problem stellt sich oft bei der Gebäudesanierung: Wohin mit dem Gerät?

Inhalte

Gerätevarianten und mögliche Freiräume: Für die Geräteplatzierung bieten sich in solchen Fällen Freiräume an, die oft ungenutzt sind: die Zwischendecke (abgehangene Decke), Integration in senkrechte Wände, der Bereich über Hängeschrank in Küche und Bad, über der Badewanne, Einbau im Sanitärschacht.

Ergebnisse

1. Einbau in Zwischendecken
Beim Geräteeinbau unter die Decke ist durch das Einziehen einer abgehangenen Decke auf die Einhaltung der lichten Raumhöhe von 2,40 m (siehe Landesbauordnung) zu achten. Die Führung der Rohre bzw. Flachkanäle zu den Räumen kann in der abgehangenen Decke erfolgen. Diese Variante ist bei einer Plattenbausanierung in Ungarn realisiert worden.
2. Integration in senkrechten Wänden
Bei der Geräteintegration ist in zwei Einbauvarianten zu unterscheiden: Einbau in Außenwänden und Einbau in Zwischenwänden.
3. Einbau über Hängeschrank, Spiegelschrank und Badewanne
Über den Hängeschränken ist oft noch genügend Platz, um ein schmales Wärmerückgewinnungsgerät (WRG) unterzubringen. Durch eine Verblendung im Möbeldekor kann das Gerät unsichtbar und schallgedämmt untergebracht werden.
4. Gerät über Badewanne oder im Badezimmerschrank
5. Einbau im Sanitärschacht
Diese Version ist bei der Plattenbausanierung in Erfurt in über 300 Wohnungen realisiert worden. In den meisten Fällen ist der Zugang über eine Montagetür vom Flur aus möglich. Im mehrgeschossigen Wohnbau ist auf den Einbau des Brandschutzschotts oder der Brandschutzklappen zu achten.
6. Dezentrale Raumlüftung
7. Insellösung
Bei der „Insellösung“ wird die Zuluft in einen Nachbarraum geblasen. Dort ergibt sich ein Überdruck. In einem anderen Nachbarraum (Küche, Bad) wird Abluft abgezogen, dort entsteht ein Unterdruck. Durch Druckdifferenz strömt die Luft durch verschiedene Räume. Eine gute Querspülung der Räume ist möglich. Es werden nur kurze Leitungen von 1 bis 2 m benötigt.
8. Querlüftung
Lüftung über mehrere dezentrale Wärmerückgewinnungsgeräte mit bewusst eingestellter Disbalance.

¹ Dipl.-Ing. Eberhard Paul, Geschäftsführer
Paul Wärmerückgewinnung GmbH, Vettermannstr. 1-5, 08132 Mülsen, Deutschland
Tel. +49 (0)37601 / 390-0, Fax +49 (0)37601 / 25845
E-Mail: info@paul-lueftung.de, Internet: www.paul-lueftung.net

SchlussfolgerungenIntelligente Geräteabmaße ermöglichen Geräte-Einsatz

Insbesondere für die Sanierung sind flache, schmale/schlanke Geräte erforderlich, um die Platzierung in Nischen oder anderen Freiräumen zu ermöglichen. Spezielle Gerätetypen und neue Lüftungsmöglichkeiten mit kleinen dezentralen Geräten (für Inzellüftung und Querlüftung) eröffnen neue Einsatzmöglichkeiten bei der Gebäudesanierung mit Komfortlüftung.

7.3.5 Dezentrale Energiespeicherung im System Gebäude & Mobilität

Paul Schweizer, Vinzenz V. Härri
(Hochschule Luzern / Technik & Architektur)¹

Dezentrale Energiespeicherung / dezentrale Energieerzeugungsanlagen

Erneuerbare Energien sind in neuester Zeit sehr populär. Vor allem Windkraft und Solarenergie sind sehr stark am Wachsen. Dazu tragen auch die ehrgeizigen Ziele der EU vom März 2007 bei, 20% des Gesamtenergieverbrauchs bis 2020 durch erneuerbare Energien zu decken.

Dezentrale Energieerzeugungsanlagen sind für die Energieversorger schwieriger zu beherrschen, da die Energieerzeugung sehr starken Schwankungen unterworfen ist.

Für Energieversorger ist es interessant, grosse Leistungsschwankungen sowohl durch dezentrale „Kraftwerke“ (z.B. Fotovoltaik-Anlagen oder Windkraftanlagen) aber auch durch Verbraucher puffern zu können. Dezentrale Speicher, die vom Energieversorger gesteuert werden können, können zur Spitzenglättung benutzt werden.

In letzter Zeit kommen Plug-In Hybride aber auch reine Elektromobile wieder mehr in Diskussion, sei es von Seiten der Energieversorger (vor allem in USA und Japan) aber auch der Autoindustrie (z.B. Toyota 1/X, Honda CR-Z, GM E-Flex, Mitsubishi i-MiEV, VW up!).

Im Bereich der Treibstoffe ist die Erreichung der Ziele zur CO₂ Reduktion sehr viel schwieriger als im Bereich der Brennstoffe. Plug-In Hybride (PHEV), sowie auch Elektromobile, sind eine Möglichkeit, die CO₂ Emissionen aus dem Mobilitätsbereich zu reduzieren. Besonders mit dem schweizerischen Strommix, der praktisch CO₂ neutral ist, ist die Wirkung beim Ersatz von fossilen Treibstoffen durch Elektrizität besonders gross.

Plug-In Hybrid „Blue Angel“

Der „Blue Angel“, ein Leichtbau-Fahrzeug, wird zum Plug-In Hybrid umgebaut. Verschiedene (Batterie-) Speicher werden für typische Tageszyklen simuliert. Interaktion zwischen stationärem Gebäudespeicher und mobilem Speicher in Plug-In Hybrid oder Elektromobil werden untersucht. Optimales Speichermanagement im Verbund mit PV- und Windenergieanlagen werden simuliert und optimiert. Der bestgeeignete Speicher wird im „Blue Angel“ eingebaut und getestet. Der „Blue Angel“-Energiespeicher kann für die Rückspeisung ins Netz benutzt werden. Dazu wird eine geeignete Leittechnik eingesetzt, die es dem Energieversorger ermöglichen, dezentral vorhandene Energiespeicher optimal zu bewirtschaften.

Im Zusammenhang von dezentraler Energieerzeugung und dezentraler Energiespeicherung in Wohngebäuden ist in jüngster Zeit ein neuer Begriff geprägt worden, nämlich V2G (vehicle to grid), wo explizit die Forderung der Nutzung des Fahrzeugenergiespeichers im Wohnbereich gemeint ist. Dies sowohl, um für den Energieversorger Möglichkeiten zur Verbesserung der Netzstabilität zu geben, aber auch, um bei Netzausfällen Wohnhäuser im Inselbetrieb zu versorgen. Ausserdem gibt es bereits Studien, vor allem aus USA, in denen die V2G Technik als Zusatzgeschäft für Energieversorger dargestellt wird. Der Nutzen aus diesem Geschäft kann natürlich auch an die Gebäudebesitzer bzw. Fahrzeugbetreiber weitergegeben werden. Pro Fahrzeug kann der Nutzen bis \$ 1'000 pro Jahr betragen.

Im Artikel wird das aktuelle Projekt vorgestellt und die Bedeutung für die Energieeffizienz, vor allem im Mobilitätsbereich, erläutert. Ebenso sollen die Möglichkeiten für das Erreichen einer guten Netzstabilität in Gebieten mit hoher Dichte von dezentralen, alternativen Energieerzeugungsanlagen aufgezeigt werden.

Es werden erste Erkenntnisse über die optimale Auslegung des Speichers des „Blue Angel“ vorgestellt. Verschiedene Möglichkeiten zur Speicherintegration ins Fahrzeug, sowie erste Konzepte zur optimalen Speicherbewirtschaftung werden erläutert.

¹ ETH, Hochschule Luzern, Technik und Architektur, Kompetenzzentrum Effiziente Energiesysteme, T direkt +41 41 349 3312, Fax +41 41 3493 960, paul.schweizer@hslu.ch, www.hslu.ch/t-forschung_entwicklung_iiee

Professor, Leiter Kompetenzzentrum IIEE, Hochschule Luzern, Technik und Architektur, Kompetenzzentrum Effiziente Energiesysteme, T direkt +41 41 349 3313, Fax +41 41 3493 960, vinzenz.haerri@hslu.ch, www.hslu.ch/t-forschung_entwicklung_iiee

7.3.6 „Power Tower“ die neue Konzernzentrale der Energie AG Oberösterreich

Heinrich Wilk (EnergieAG Oberösterreich)¹

Im August 2008 wird die neue Konzernzentrale der Energie AG in der Böhmerwaldstrasse eröffnet. Mit dem modernen und energieeffizienten Gebäude vereint die Energie AG erstmals alle Konzernunternehmen unter einem Dach und setzt einen städtebaulichen Akzent im Linzer Bahnhofsviertel. Der Entwurf stammt vom Architektenduo Weber + Hofer AG, Zürich und von Kaufmann&Partner, Linz. Durch das spezielle Design erhält die Fassade ein unverwechselbares äußeres Erscheinungsbild.

Das Gebäude wird aus einem Flachbau mit 2 Ebenen und einem 18-stöckigen Hochhaus bestehen. Der Flachbau ist für Allgemeinnutzung, wie Veranstaltungssaal, Besprechungs- und Schulungsräume sowie Küche und Speisesaal vorgesehen. Das Bürohochhaus erreicht eine Höhe von 73 m. Der Neubau wird auf 22.000 m² Platz für mehr als 600 Mitarbeiter bieten. Die Dachflächen werden begrünt ausgeführt. Die zweigeschossige Tiefgarage hat Platz für 248 Fahrzeuge.

Vom Beginn an war es ein klares Ziel der Energie AG mit ihrer neuen Konzernzentrale ein Vorzeigeprojekt zu verwirklichen. Die grundlegenden Leitmotive dafür waren:

- Bürogebäude mit Vision
- Kommunikatives Bürokonzept
- Hohe Nutzerqualität und Funktionalität
- Optimale Arbeitsplatzqualität
- Tageslichtorientierte Arbeitsplätze
- Anpassungsfähige Raumstrukturen
- Niedrige Investitionskosten und Betriebskosten
- Optimale Nutzung erneuerbarer Energie

Mit dem derzeit im Bau befindlichen Power Tower, der neuen Konzernzentrale in Linz, läutet die Energie AG Oberösterreich ein neues Zeitalter in Sachen Energieeffizienz von Büro-Großbauten ein. Der Power Tower wird das weltweit erste Bürohochhaus sein, das mit Passivhauscharakter errichtet wird. Die neue Konzernzentrale wird Ressourcen schonend auf den Einsatz von fossilen Energieträgern für Heizung und Kühlung verzichten können. Energie wird aus der Erde und dem Grundwasser gewonnen bzw. mit einem 640 m² großen Sonnenkraftwerk an der Fassade erzeugt. Damit setzt die Energie AG einen bisher beispiellosen Meilenstein bei der Umsetzung ihrer Energieeffizienz- und Nachhaltigkeitsphilosophie .



Bild 1: Ansicht Power Tower

¹ Dipl.-Ing. Heinrich Wilk Energie AG Oberösterreich, Heinrich.Wilk@energieag.at.

7.4 ENERGIEKONZEPTE (Session F4)

7.4.1 Energie auf Dauer sichern

Reinhold Christian (Forum Wissenschaft & Umwelt und Umwelt Management Austria)¹

Herausforderungen

Die große Herausforderung einer zukunftsfähigen Energiewirtschaft besteht in steigendem Verbrauch, schwindenden Ressourcen fossiler und der Begrenztheit erneuerbarer Energieträger.

Ungeachtet der Begrenzungen unserer Lebenswelt und der Erschöpfbarkeit der Ressourcen wird die bisherige Entwicklung in Szenarien fast immer als Trend fortgeschrieben. Dies führt häufig zur Prognose von exorbitanten Verbrauchssteigerungen oder von (trotz Ausbaus) sinkenden Anteilen erneuerbarer Energieträger. Zwar werden bestimmte Annahmen über Rahmenbedingungen und wichtige Parameter (wie z.B. den Preis von Rohöl) variiert, Zukunftsbilder aber letztlich durch vergleichsweise geringfügig modifizierte Fortschreibung des Ist-Zustandes und gegenwärtiger Trends entwickelt.

Unbegrenztes Wachstum ist aber im begrenzten System „Erde“ auf Dauer nicht möglich. Fossile Energieträger – ebenso wie atomare Brennstoffe – gehen langfristig zur Neige, verschärfen aber bis dahin den Klimawandel und beeinträchtigen mit ihren Umweltbelastungen unsere Lebensbedingungen.

Aber auch gravierende wirtschaftliche Probleme, ein Zusammenbruch des bisherigen Systems, dramatische Preissteigerungen und damit enorme soziale Probleme sind zu befürchten, wenn bisherige Strategien weiterverfolgt werden.

Die Hoffnung auf „Technologiesprünge“ – neue Technologien, die alle diese Probleme verhindern oder zumindest wesentlich lindern sollen – sind angesichts des großen Handlungs- und Zeitdrucks unrealistisch. Andererseits bestehen viele technische Optionen und sonstige Chancen, das Problem bei konzentrierter Aktion und energischem Handeln einigermaßen zu beherrschen.

Ziele einer zukunftsfähigen Energiewirtschaft

Als Grundlage für die Konzeption einer langfristig nachhaltigen und zukunftsfähigen Energiewirtschaft und Energiepolitik sind Szenarien zu entwickeln mit langfristigen Zeithorizonten, welche die Dauer von Vorstands- oder Legislaturperioden deutlich überschreiten, mit Berücksichtigung bzw. Entwicklung von Strategien und Fragestellungen: Wie viel und welche Energie wird einem Land wie Österreich langfristig zur Verfügung stehen? Welche Energiedienstleistungen können damit geboten werden? Welche Veränderungen unseres Wirtschafts- und Lebensstils sind daher notwendig? Wie kann der Weg in eine zukunftsfähige (Energie-)Wirtschaft, der weitgehende Strukturänderungen erfordert, ohne allzu abrupte Änderungen und dramatische Folgen beschritten werden? Welche kompensatorischen Effekte gibt es? Welche politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen sind erforderlich?

Eine Lösung des Energieproblems wird daher in einer Kombination aus Energie- und Rohstoffeffizienz, erneuerbaren Energieträgern und Verhaltensänderungen gesehen.

Absehbar ist die Notwendigkeit tiefgreifender strategischer Neupositionierungen.

Um diese Energiewende einzuleiten, sind weitreichende Veränderungen der Rahmenbedingungen (ordnungsrechtlich, finanziell, Information und Qualifikation) nötig. Eine Verankerung derartiger übergeordneter Instrumente wie z.B. die ökologisch-soziale Steuerreform ebenso wie ein jeweils spezifischer Policy-Mix zur Umsetzung einzelner Maßnahmen wird empfohlen.

Im Beitrag werden aktuelle technische Optionen, bestehende Hemmnisse und beispielhaft einzelne Modelle zur Überwindung dieser Hemmnisse entwickelt.

¹ Dr. Reinhold Christian (Präsident Forum Wissenschaft & Umwelt, Geschäftsführer Umwelt Management Austria) Umwelt Management Austria Hammer Purgstallgasse 8/4 1020 Wien
Tel. 01 216 41 20 Fax. 01 216 41 20 20 uma2@utanet.at www.uma.or.at

7.4.2 Langfristige Energieszenarien und Auswirkungen auf Österreich

Markus Gilbert Bliem, Klaus Weyerstraß, Wolfgang Polasek (Institut für Höhere Studien Kärnten und Institut für Höhere Studien Wien)¹

Zusammenfassung

In diesem Beitrag wird auf Basis der jährlich veröffentlichten Energieprognosen der Internationalen Energieagentur (IEA), der US-amerikanischen Energy Information Administration (EIA) und der OPEC eine vergleichende Analyse der Energieszenarien durchgeführt. Zunächst wird auf die Entwicklung des weltweiten Primärenergieverbrauches bzw. der Erdölnachfrage eingegangen. Basierend auf den Verbrauchsszenarien werden die zu erwartenden Kosten der Erdölförderung sowie die zukünftig notwendigen Förderkapazitäten diskutiert. Abschließend werden die Konsequenzen, die sich aus einem zu erwartenden langfristigen Anstieg der Energieimportkosten für Österreich ergeben, diskutiert.

Die Energieszenarien gehen langfristig von einem starken Anstieg der weltweiten Nachfrage nach Primärenergieträgern aus, wobei rund zwei Drittel des Energienachfragewachstums auf Entwicklungsländer (China, Indien und Newly Industrializing Countries) zurückgehen wird. Die Energieversorgung wird auch in den nächsten 30 Jahren primär auf fossile Energieträger aufbauen. Etwa 83 % des zusätzlichen Primärenergiebedarfs wird aus Kohle, Öl und Gas gedeckt. Der Anteil der Kernenergie wird nach Prognosen der IEA bis 2030 sinken (von 6,4 % auf 5,0 %). Hingegen wird im Bereich der erneuerbaren Energieträger (Photovoltaik, Windenergie, Biomasse, Wasserkraft) eine deutliche Zunahme erwartet. Absolut betrachtet werden diese Energieträger aber auch in den nächsten Jahrzehnten nur einen marginalen Teil des Energiebedarfs decken können.

Die derzeit bekannten und gesicherten Erdölreserven sind ausreichend, um den Energieverbrauchsanstieg bis 2030 zu decken. Jedoch sind in den kommenden Jahren beträchtliche Investitionen in die weltweiten Förder- und Raffineriekapazitäten notwendig. Steigende Explorationskosten und der Abbau früher bestehender Überkapazitäten in der Förderung von Erdöl werden zu einem langfristigen Anstieg des Rohölpreises führen. Die Frage, wann bei der Förderung von Erdöl die Produktionsspitze ('peak oil') erreicht sein wird, ist in der Wissenschaft umstritten. Auch wenn Aussagen zum Erreichen der weltweiten Produktionsspitze aufgrund des technischen Fortschritts grundsätzlich mit Vorsicht zu bewerten sind, kann mit Sicherheit davon ausgegangen werden, dass in vielen wichtigen OECD-Erdölförderländern die Ölfördermengen in den nächsten Jahren schrittweise zurückgehen werden. Der prognostizierte Rückgang der Förderkapazitäten in den OECD-Ländern kann, bei gleichzeitig starker Zunahme der Nachfrage, nur durch eine kontinuierliche Ausweitung der Produktion im Nahen Osten und in Lateinamerika, insbesondere in Venezuela und Brasilien, sowie in Afrika kompensiert werden. Die größten Ölreserven und zugleich auch die billigsten Förderregionen befinden sich im Nahen Osten. Durch die Ausweitung der Förderkapazitäten in den OPEC-Ländern wird deren Anteil an der weltweiten Förderung von derzeit rund 40 % auf über 50 % ansteigen. Die OPEC-Länder erhalten damit wieder eine Marktmacht, wie dies in den 1970er Jahren der Fall war. In welcher Weise diese Marktmacht künftig genutzt wird, um die Weltmarktpreise für Erdöl zu beeinflussen, bleibt abzuwarten. Tatsache ist jedoch, dass sich die größten Ölreserven vor allem in Krisenregionen der Erde befinden und daher für die künftige Entwicklung der Ölpreise geopolitische Entwicklungen in diesen Gebieten zunehmend von Bedeutung sein werden.

¹ Mag. Markus Gilbert Bliem (Korrespondenzautor) Institut für Höhere Studien Kärnten, Domgasse 3, 9020 Klagenfurt Tel. +43 463 592 150-18, Fax +43 463 592 150-23 bliem@carinthia.ihs.ac.at, www.carinthia.ihs.ac.at

Dr. Klaus Weyerstraß Institut für Höhere Studien Kärnten und Institut für Höhere Studien Wien, Stumpergasse 56, 1060 Wien Tel. +43 1 59991-233, Fax +43 1 59991-555 klaus.weyerstrass@ihs.ac.at, www.ihs.ac.at

Prof. Dr. Wolfgang Polasek Institut für Höhere Studien Stumpergasse 56, 1060 Wien Tel. +43 1 59991-155, Fax +43 1 59991-163 polasek@ihs.ac.at, www.ihs.ac.at

Die IEA geht davon aus, dass bis 2030 insgesamt rund 17 Billionen US-Dollar in den Energiesektor investiert werden müssen. Der weltweite Gesamtinvestitionsbedarf alleine für den Erdölsektor wird mit rund 4,3 Billionen Dollar beziffert. Mehr als drei Viertel des Investitionsbedarfs im Bereich Erdöl und über 60 % im Bereich Erdgas wird für ‚upstream‘-Projekte notwendig sein, das bedeutet vor allem die Erschließung und Förderung neuer Gas- und Ölfelder. Auch diese hohen erforderlichen Investitionen sprechen dafür, dass der Ölpreis in Zukunft nicht substanzial unter das aktuelle Niveau von gut 90 US-Dollar pro Barrel fallen, sondern tendenziell weiter steigen wird.

Der internationale Trend eines stark steigenden Energiebedarfs ist auch in Österreich beobachtbar. Laut der von Statistik Austria veröffentlichten Energiebilanz nahm der energetische Bruttoinlandsverbrauchs (BIV) in Österreich im Zeitraum 1995 bis 2005 jährlich um 2,6 % zu. Mit einem Anteil von 41,9 % ist Erdöl nach wie vor der wichtigste Energieträger in Österreich. Mit deutlichem Abstand folgen Erdgas (24,2 %), erneuerbare Energieträger (21,4 %) und Kohle (11,8 %). Der Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoinlandsverbrauch ist im Vergleich der Jahre 1995 und 2005 - trotz massiver Förderungen – aufgrund des starken Verbrauchsanstiegs zurückgegangen.

Da Österreich nur über geringe fossile Ressourcen verfügt, muss der steigende Energieverbrauch zunehmend durch Importe gedeckt werden. Die Abhängigkeit Österreichs von Energie- und Energieträgerimporten hat daher in den letzten Jahren zugenommen. Die zu erwartende langfristige Steigerung der Erdölpreise hat somit weitreichende Auswirkungen auf die österreichische Volkswirtschaft. Die steigenden Ölpreise führen zu einer deutlichen Verschlechterung der Terms of trade, d.h. des Verhältnisses von Ausfuhr- zu Einfuhrpreisen. Bei einem ungebremten Wachstum des mengenmäßigen Ölverbrauchs ist damit ein massiver Kaufkraftabfluss in die Erdöl exportierenden Länder verbunden. Für die Öl verbrauchenden Unternehmen in Österreich verringert sich damit der Spielraum für die Finanzierung von Investitionen, und die privaten Haushalte sind als Folge des steigenden Preisniveaus mit einem Rückgang des verfügbaren Realeinkommens konfrontiert. Wenn sie darauf nicht mit einer Reduktion der Sparquote reagieren, werden sie den Konsum mit negativen Konsequenzen für das Wachstum der österreichischen Wirtschaft einschränken. Alternativ besteht die Gefahr, dass die Gewerkschaften bei den Tarifverhandlungen eine Kompensation für die steigenden Energiepreise fordern. In den 1970er und 1980er Jahren setzte diese Entwicklung eine Preis-Lohn-Spirale in Gang. Die Folgen waren ein Einbruch des Wirtschaftswachstums und eine steigende Arbeitslosigkeit. Seit den 1970er Jahren hat sich die Wirtschaftsstruktur Österreichs zwar geändert und die Ölintensität ist deutlich gesunken, doch die negativen Auswirkungen eines Ölpreisanstieges sind auch heute noch vorhanden. Laut Außenhandelsstatistik hat der Wert der Einfuhren von Erdöl und Erdölprodukten sowie Erdgas nach Österreich seit dem Jahr 2000 deutlich zugenommen. In Relation zum Bruttoinlandsprodukt stiegen die Importe von rund 1,2 % im Jahr 2000 auf rund 3,2 % im Jahr 2005.

Angesichts dieser Rahmenbedingungen steht die (Wirtschafts)politik vor der Herausforderung, den Kaufkraftabfluss in Höhe von mehr als 3 % des Bruttoinlandsprodukts in Zukunft zu reduzieren oder zu kompensieren. Eine Reduktion der Ölimporte erfordert verstärkte Energiesparmaßnahmen und den vermehrten Einsatz regenerativer, heimischer Energiequellen. Eine zumindest teilweise Kompensation für die Ausgaben für Ölimporte kann durch das sog. ‚Recycling‘ der Öleinnahmen der Ölexportländer erreicht werden. Die Erdölförderländer nutzen die steigenden Einnahmen nicht nur für den Erwerb von Staatsanleihen, sondern auch für die Finanzierung realer Investitionen. Durch eine Stärkung der Exportbasis in Investitionsgüterindustrien kann Österreich in Zukunft stärker von dieser Kapitalgüternachfrage der Ölförderländer profitieren und auf diese Weise einer Passivierung der Handelsbilanz entgegenwirken.

7.4.3 Die Ökoregion Kaindorf auf dem Weg zur CO₂-Neutralität

Joachim Ninaus (Verein Ökoregion Kaindorf)¹

Die sechs Gemeinden Dienersdorf, Ebersdorf, Hartl, Hofkirchen, Kaindorf und Tiefenbach haben sich zur Ökoregion Kaindorf zusammengeschlossen und wollen gemeinsam einen neuen, ökologischen und nachhaltigen Weg beschreiten. Die Ökoregion Kaindorf will in möglichst kurzer Zeit eine Vorzeige-Region werden, die eine ökologische Kreislaufwirtschaft betreibt und sich weitgehendst mit erneuerbaren Energie versorgt. Innerhalb von vier Jahren soll der CO₂ Ausstoß halbiert werden. Innerhalb von acht Jahren wird eine CO₂ Reduktion von 80% angestrebt. In weiterer Folge will die Region durch Humusaufbau und weitere Reduktionsmaßnahmen völlig CO₂-neutral werden. Außerdem soll gezeigt werden, dass sich Ökologie und Wirtschaftlichkeit nicht ausschließen.

Das Projekt wird derart konzipiert, dass das Grundschemata auf andere Gemeinden bzw. Regionen übertragbar ist. In diesen Prozess wird die Bevölkerung aktiv integriert werden.

In derzeit acht Arbeitsgruppen werden zu den Themenbereichen Heizen/Strom, Mobilität, Wohnbau/Sanierung, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft, Energiesparen, Kaufverhalten/Bewusstseinsbildung sowie Förderung/Finanzierung Pläne konzipiert. Diese dienen vornehmlich dem Ziel, die CO₂-Neutralität zu erreichen. Dabei werden insbesondere auch Projekte zur Effizienzsteigerung des Energiesystems und des Energiesparens berücksichtigt.

Die finanziellen Mittel werden ausschließlich für das Vorwärtskommen des Projektes im Sinne der Ziele eingesetzt und verantwortungsvoll nur vom gesamten Vorstand freigegeben. Bei allen Vorhaben stehen Ökologie und Nachhaltigkeit im Vordergrund.

Dieses Projekt ist überparteilich und nicht abhängig von öffentlichen Zuwendungen, sondern von den Ideen und der Bereitschaft der Bevölkerung sich für den Klimaschutz einzusetzen. Unser Motto lautet: „Nur wer etwas tut, kann etwas verändern!“

¹ 8224 Kaindorf 15, Tel.: 03334 / 31 426 www.oekregion-kaindorf.at Geschäftsführer: Mag. Joachim Ninaus joachim.ninaus@oekregion-kaindorf.at, Tel.: 0664/22 32 169

7.4.4 „Murecker Energiekreislauf“ - effizienter Klimaschutz, Sicherheit und Beschäftigung

Karl Totter (SEEG reg. GenmbH.)¹

Die SEEG, die Nahwärme Mureck und die Ökostrom Mureck - betreiben in Mureck/Austria eine Biodieselanlage, ein Biomasseheizwerk und eine Biogas-Ökostromanlage zur Versorgung unserer Region mit erneuerbarer Energie.

Rapsverarbeitung im Kreislaufprinzip „Vom Acker in den Tank“

Etwa 500 Landwirte der Region sind Mitglieder der SEEG. Sie bauen Raps an und liefern ihn an die SEEG. Die SEEG produziert daraus Biodiesel. Jeder Landwirt erhält den aus seinem Raps produzierten Biodiesel und Rapskuchen zur Verwendung zurück. Der Rapskuchen dient als Proteinfutter.

Altspeiseölverarbeitung im Kreislaufprinzip „Von der Pfanne in den Tank“

Als weltweit erstes einziges Unternehmen erzeugt die SEEG - seit 1994 - Biodiesel aus Altspeiseöl. Gemeinden und Gastronomiebetriebe sind Mitglieder der Genossenschaft. Die SEEG sammelt das Altspeiseöl und verarbeitet es zu Biodiesel, welcher von den Gemeinden und den Verkehrsbetrieben verwendet wird.

Wärmeerzeugung für die Stadt Mureck „Vom Wald ins Wohnzimmer“

Die Nahwärme Mureck GmbH betreibt ein Biomasse-Heizwerk. Die Versorgung erfolgt durch zwei 2-MW-Biomasse-Heizkessel, die Abwärme von der Stromerzeugung und ein Biogasspitzenlastkessel. Es sind 250 Objekte an dieses Netz angeschlossen wobei die Gesamtanschlussleistung ca. 7 MW beträgt, das sind ca. 85% des Gesamtwärmebedarfes in Mureck. Der Nahwärmeanschluss schont nicht nur die Umwelt, sondern erspart einen Haushalt gegenüber einer Ölheizung 800,-€/Jahr.

Biogas „Vollversorgung der Region Mureck mit Strom, Wärme und Kraftstoff“

Zur Absicherung des Strombedarfes errichtete die Ökostrom Mureck GmbH eine Biogas-Ökostromanlage mit einer elektrischen Leistung von 8.000 MWh pro Jahr und einer ebenso großen Wärmeleistung. Eine Reinigungsanlage wird 2008 installiert, sodass das Gas auch für den mobilen Bereich als Kraftstoff verwendet werden kann. Als Energieträger werden Wirtschaftsdünger und nachwachsende Rohstoffe, sowie die Nebenprodukte der Biodieselerzeugung verwendet.

Durch diese Energieerzeugung mit Rohstoffen aus der Region werden folgende Vorteile erreicht: Umweltschonung 45.000 to CO₂-Einsparung pro Jahr, Sicherheit, Komfort, Wertschöpfung, Lebensqualität;

Die neue Herausforderung für die Bioenergie Mureck



Am 21. September 2007 haben 8 steirische Grenzgemeinden und 6 slowenische Grenzgemeinden eine zukunftsweisende Vereinbarung mit folgenden Zielen unterzeichnet:

¹ SEEG Reg.Gen.m.b.H., Bioenergiestraße 3, A-8480 Mureck, Tel. 03472/3577, Fax: 03472/3910
 Josef Reiter-Haas, Obmann, Mobil: 0664/8550385, e-mail: josef.reiter-haas@aon.at
 ÖkR Karl Totter, Seniormanager, Mobil: 0664/4207935, e-mail: seeg.mureck@aon.at

- Im Projektgebiet, das ca. 1.000 km² umfasst, sollen mit den Rohstoffen aus dieser Region neben der Lebensmittel- und Futtermittelerzeugung auch die Energie (Kraftstoff, Strom und Wärme) zu 100 % selbst erzeugt werden. Hierbei wird auch die Direktnutzung der Sonne notwendig sein.
- Die exakte Planung des Rohstoffpotenzials in der „steirischen mur drau bio energie region“ ist hierfür die erste und wichtigste Maßnahme.
Eine Verbesserung der Wertschöpfung durch stoffliche und energetische Nutzung muss durch Effizienzsteigerung der Biomasserohstoffe und Optimierung der Bioenergie-Anlagen erreicht werden.
- Priorität des Projektes hat die Kraftstofferzeugung mit erneuerbaren Rohstoffen aus der Region in dezentralen Anlagen und die Verwendung des Kraftstoffes in der Region.
Flüssigkraftstofferzeugung durch neue Technologien der Ganzpflanzennutzung sollen den Kraftstofftrag pro ha von derzeit ca. 1.500 auf über 5.000 Liter erhöhen. Gasförmige Kraftstoffe sollen durch die Aufbereitung von Biogas für den Fahrzeugbetrieb bereitgestellt werden.
Strom aus Kraftstoff aus Photovoltaikanlagen ist ebenfalls geplant. Hierzu ist es notwendig, dass die Fahrzeugindustrie die Entwicklung der neuen Antriebssysteme vorantreibt.
- Regionalentwicklung hat im Projektgebiet auch eine wichtige Bedeutung. Eine nachhaltige Landwirtschaft mit den regionalen Kreisläufen wird die Lebensqualität verbessern sowie auch die Wirtschaft und den Tourismus beleben.
- Um das Bewusstsein für die Zielerreichung zu schaffen, soll in Mureck ein internationales Informations- und Ausbildungszentrum für erneuerbare Energien und Industrierohstoffe errichtet werden. In dieser Ausbildungsstätte soll Interessenten (Pflichtschulen, höheren Schulen, Lehrerfortbildung) erneuerbare Energie- u. Industrierohstoffherzeugung verstehbar, erlebbar, fühlbar u. bewusst gemacht werden.

Als Projektpartner sind neben den steirischen und slowenischen Gemeinden auch die Universitäten, Interessensvertretungen und Firmen mit eingebunden.



Der Murecker-Energie-Kreislauf ist ein zukunftssträchtiges und nachhaltiges Energiekonzept. Eine Nachahmung ist aus ökologischer, ökonomischer und gesellschaftspolitischer Sicht notwendig. Die SEEG wurde 2001 mit dem 1. Preis, den World Energy Globe und 2006 mit dem Europäischen Solarpreis ausgezeichnet.

Durch diese Aktivitäten ist die Stadt Mureck „die innovativste Gemeinde Österreichs 2007“.

7.4.5 Erneuerbare und Industrie – ein Widerspruch? Möglichkeiten und Barrieren der Einbindung regenerativer Energietechnologien in Regionen mit hohem Industrieanteil am Beispiel Bruck an der Mur / Kapfenberg

**A. Kraußler^{*1}, M. Tragner², M. Theißing, M. Schloffer*, D. Schuster^{*3},
I. Theißing-Brauhart⁴ (FH JOANNEUM Gesellschaft mbH /
Infrastrukturwirtschaft und Technisches Büro Theißing-Brauhart)**

Auf Grund des wesentlich geringeren Energiebedarfs entwickeln sich energiewirtschaftliche Demonstrationsregionen auf Basis erneuerbarer Energieträger hauptsächlich in industrieschwachen Regionen. In Bezug auf eine Industrieregion ergeben sich daher folgende Fragestellungen:

- Welche Bedingungen sind günstig, um eine Industrieregion mit regenerativen Energieträgern zu versorgen, beziehungsweise bis zu welchem Grad ist dies möglich?
- Gibt es (mittelfristig) Grenzen, die eine ganzheitliche Substitution fossiler Energieträger durch regenerative Rohstoffe ausschließen?

Anhand dieser Fragestellungen wurden Erfolgsfaktoren und Barrieren für eine längerfristige Umstellung eines Systems im Sinne einer nachhaltigen Energieversorgung am Beispiel der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg ermittelt. Dabei wurde der Bedarf verschiedener Endenergieformen, und deren Bereitstellung durch Primärenergieträger erhoben. Dieser Energieeinsatz wurde in weiterer Folge der regional verfügbaren, regenerativen Primärenergie (Windkraft, Wasserkraft, Solarthermie, Photovoltaik, Abfall, Biomasse sowie Umgebungswärme) gegenübergestellt.

Für die Beurteilung der verschiedenen Nutzungswege bzw. eines möglichen Energienutzungsmixes wurden entsprechende Kennzahlen herangezogen bzw. entwickelt.

Unter Berücksichtigung der Kennzahlen wurden Schlussfolgerungen über einen sinnvollen Einsatz erneuerbarer Energieträger in Regionen mit hohem Industrieanteil und Energiebedarf abgeleitet.

Aufgrund gegenseitiger Beeinflussung der einzelnen Potenziale, können nicht die gesamten regional vorhandenen, regenerativen Ressourcen in das Energiesystem der Industrieregion integriert werden. Für energieintensive Regionen kann es sinnvoll sein die Systemgrenzen bezüglich des Einzugsgebietes regenerativer Energieträger auszuweiten, und eine koordinierte und zentrale Planung in Absprache mit angrenzenden Regionen durchzuführen, da die Region nicht aus sich heraus in der Lage ist, ihren Energiebedarf zu decken. Zumindest aus technischer Sicht wäre es auch durchaus möglich, erneuerbare Energieträger aus angrenzenden Regionen zur Erhöhung des regenerativen Energieanteils in der Industrieregion einzusetzen. Dies würde aber auch bedeuten, dass Regionen, in welchen der Energiebedarf mit regional verfügbaren Erneuerbaren gedeckt werden kann, zu Plus-Energieeregionen werden müssten, um auch für energieintensive Industrieregionen die benötigten Energiemengen auf Basis Erneuerbarer bereitstellen zu können.

Eine mögliche Barriere, speziell für Investitionen von Industriebetrieben in die regionale Energiebereitstellung, stellt die nicht eindeutig geregelte Definition des Eigenbedarfs bei der Gewährung von Einspeisetarifen für Ökostromanlagen dar. Da die Stromgestehungskosten der

¹ Fachhochschule JOANNEUM Kapfenberg, Studiengang Infrastrukturwirtschaft / Urban Technologies, Junior Researcher (Nachwuchsauteoren), Werk-VI-St. 46, A-8605 Kapfenberg

² Fachhochschule JOANNEUM Kapfenberg, Studiengang Infrastrukturwirtschaft / Urban Technologies, www.fh-joanneum.at,

³ Senior Researcher, Werk-VI-Str. 46, A-8605 Kapfenberg, +43 3862 33600 8300, Fax 8801, manfred.tragner@fh-joanneum.at

⁴ Technisches Büro Theißing-Brauhart, Oeverseegasse 31a, A-8010 Graz, +43 316 812994, theissing@sime.com

Ökostromanlagen zumeist deutlich über den von Industriebetrieben zu bezahlenden Strompreisen liegen, besteht ohne der Gewährung eines entsprechenden Kostenersatzes über Einspeisetarife für die Industriebetriebe kein Anreiz zur Integration von Ökostromanlagen in das betriebliche Energiesystem.

Zusätzlich werden für mögliche Investitionen der Industrie meist Amortisationszeiten von maximal 5 Jahren zur Bewertung herangezogen. Effiziente Technologien auf Basis von erneuerbaren Energien haben Amortisationszeiten, die länger sind, und kommen deshalb in der Industrie nicht zum Einsatz.

Eine Verwendung industrieller Abwärme zur Abdeckung eines lokalen Wärmebedarfs muss anhand von Detailanalysen geklärt werden. Derzeit fehlen aber jegliche Bewertungsansätze für die Integration von industrieller Abwärme in (öffentliche) Fernwärmenetze. Grundsätzlich wäre in diesem Zusammenhang auch die Bewertung der Integration schwankender Energiebereitstellung durch andere Erneuerbare möglich.

Im Zusammenhang mit der Nutzbarkeit der Energieträger ist auch zu berücksichtigen, dass es vor allem bei den Produktionsprozessen in der Industrie Nutzenergieformen gibt, die auf spezielle Weise aus bestimmten Endenergieträgern bereitgestellt werden müssen.

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Investitionssicherheit, die bei der Entscheidung für regionale Energiebereitstellung wesentlich durch die Netzanschlusskosten beeinflusst wird. Einzelne Projekte können durch geringe Veränderungen in den Netzanschlusskosten unrentabel werden. Ein einschränkender Faktor bei der Integration von regional vorhandenen, regenerativen Energieträgern in die Mittel- und Niederspannungsstromnetze ist aus technischer Sicht die fehlende Auslegung dieser Netze auf die Energieeinspeisung.

Ein grundsätzliches Problem für die Integration regional vorhandener, erneuerbarer Energieträger in das bestehende Energiesystem zeigen die unterschiedlichen Bewertungsmethoden der Abdeckung des Energiebedarfs. Der im gegenständlichen Projekt definierte Bedarfsdeckungsgrad verfolgt im Gegensatz zum gängigen Versorgungsgrad einen unterschiedlichen Ansatz zur Bewertung der Energiebedarfsdeckung.

Die Ergebnisse zeigen, dass es nicht möglich ist, mit den vorhandenen Potenzialen an erneuerbaren Energieträgern den Endenergiebedarf der Region zu decken. Um den Anteil erneuerbarer Energieträger zu erhöhen, wäre beispielsweise eine Verringerung des Endenergiebedarfs mittels Effizienzsteigerungsmaßnahmen notwendig.

Das Projekt wurde im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ – einer Kooperation des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie mit der Forschungsförderungsgesellschaft – durchgeführt.