

## **Stromversorgung des 21. Jahrhunderts**

---



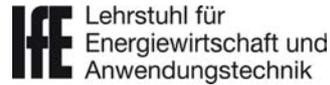
# Fachtagung

## Stromversorgung des 21. Jahrhunderts



**vom 29. bis 30. April 2009  
in der Residenz, München**

## Organisation und wissenschaftliche Begleitung



Mit freundlicher Unterstützung von



### Impressum

Tagungsband zur Fachtagung  
„Stromversorgung des 21. Jahrhunderts“

Vom 29. bis 30. April 2009  
in der Residenz, München

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE)  
Prof. Dr.-Ing. U. Wagner (Herausgeber)

### Kontakt

Am Blütenanger 71  
80995 München

Tel.: +49 (0) 89 158121 0  
Fax: +49 (0) 89 158121 10

E-Mail: [info@ffe.de](mailto:info@ffe.de)  
Internet: [www.ffe.de](http://www.ffe.de)

### Wissenschaftlicher Leiter

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

### Geschäftsführer

Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

### Projektmanager

Dipl.-Phys. R. Corradini

### Satz und Layout

Dipl.-Ing. R. Podhajsky

### Vertrieb

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München

2. überarbeitete Auflage

© 2009 Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München

Das Werk einschließlich aller Abbildungen ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwendung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen, die Bearbeitung für Ton- und Bildträger sowie für Film und Fernsehen und die Einspeicherung und Bearbeitung in elektronischen Systemen.

ISBN: 978-3-941802-00-1 (pdf-Datei)  
978-3-941802-01-8 (Print)

ISSN: 0172-6463 (Print)

### Titelbild

© iStockphoto.com/AccesscodeHFM/cotesebastian/himbeertoni/JLGutierrez/magann/MSLightBox/tankbmb

## Inhalt

Grußwort.....	1
Grußwort.....	3
Die Rolle der Energie in der zukünftigen Gesellschaft .....	5
Effizienzsteigerung durch Stromanwendung .....	11
Elektromobilität und Energiewirtschaft – Zukunftsperspektiven für Energieversorger.....	25
Better Place – Vermarktungsmodell für Elektromobilität .....	29
Elektrische Heizsysteme – Techniken, Effizienz und Potenziale .....	37
Energieeinsparung durch Smart-Metering?.....	41
Entwicklung des Strombedarfs in Deutschland bis 2050.....	47
Energieversorgungskonzepte im Zeichen des IEKP .....	63
Zukunft der fossilen Brennstoffe in der Stromerzeugung .....	75
Zukunft der Kernenergie in Europa .....	81
Kraft-Wärme-Kopplung für Fern- und Nahwärme.....	99
Mikro-KWK und virtuelle Kraftwerke.....	119
Regenerative Energien – neue Anforderungen an Transport & Speicherung .....	137
Mögliche Entwicklung des Kraftwerkparks bis 2040.....	139
Strom und Stromwirtschaft – Wie kann das Image verbessert werden? .....	155
Energie- und Klimapolitik-Beratung – Erfahrungen und Erwartungen? .....	163





**Prof. Dr. Dr. h. c. mult. Heinrich Nöth**

**Altpräsident der Bayerischen Akademie der Wissenschaften, München**

### **Verehrte Damen und Herren,**

herzlich begrüße ich Sie als Altpräsident der Bayerischen Akademie der Wissenschaften auch im Namen von Herrn Professor Willoweit, der leider eine andere Verpflichtung wahrnehmen muss. Ich freue mich, dass ich den Vorstandsvorsitzenden der Forschungsstelle für Energiewirtschaft, Herrn Dipl.-Ing. Wolf Hatje, willkommen heißen kann, desgleichen die Leiter Ihrer Tagung, die Herren Professor Dr.-Ing. Ulrich Wagner und Professor Dr.-Ing. Wolfgang Mauch. Ihnen, meine Damen und Herren, stehen spannende Vorträge bevor, die sich mit Zukunftsszenarien zur Energieversorgung in unserem Jahrhundert beschäftigen. Sie werden also mit Überlegungen und Visionen konfrontiert werden, wie eines der großen Probleme unserer Gesellschaft voraussichtlich zu lösen sein wird.

Das Feuer war die erste kontrollierbare Energiequelle etwa zur Zeit der Neandertaler. Dies bildete die erste Stufe zur Verbesserung der Lebensqualität. Energiebedarf und Lebensumstände haben sich seither dramatisch verändert. Die Energiemenge, die heute erforderlich ist, um die gewachsenen Ansprüche der Gesellschaft zu befriedigen, wird sicher weiter zunehmen, da die Bevölkerung rapide zunimmt. Die Suche nach alternativen Energiequellen wurde noch nie so intensiv betrieben wie in den vergangenen Dezennien.

Den ersten und zweiten Hauptsatz der Thermodynamik kann man aber nicht entthronen. Also gilt es, die Energie verbrauchenden Geräte – von der Waschmaschine angefangen bis hin zum Flugzeug, salopp gesagt – hinsichtlich des Energieverbrauchs durch Einsatz neuer Materialien oder besserer Konstruktionen zu optimieren. Der Energiebedarf in den Entwicklungsländern ist derzeit z. T. noch gering, jedenfalls verglichen mit Europa und den USA, steigt aber in China und Indien, um nur zwei Länder zu erwähnen, rasant an.

Die Frage stellt sich natürlich, wie man die Stromversorgung im 21. Jahrhundert sicherstellen kann. Und dies heißt natürlich auch, welche Energiequellen man dafür neu erschließen kann.

Und es ärgert mich, dass die Formulierung „erneuerbare Energie“ nicht nur von Politikern, sondern leider auch von Naturwissenschaftlern so unkritisch gebraucht wird. Hier wird dem Bürger vorgegaukelt, dass Energie erneuerbar sei, was natürlich dem 1. Hauptsatz der Thermodynamik widerspricht. „Alternativ“ wäre der korrekte Ausdruck.

Ihre Festsitzung wird sicher interessante Aspekte zur Stromversorgung in der Zukunft aufzeigen. Wie heißt es doch so schön: „Probleme sind da, um gelöst zu werden.“ Ich hoffe, Sie finden darauf eine Antwort.

Ich wünsche Ihnen einen interessanten Ausblick in die Zukunft, gratuliere Ihnen zum 60. Jubiläum Ihrer Forschungsstelle, der ich noch viele Jahre fruchtbarer Arbeit wünsche.

München, den 29. April 2009

Prof. Dr. Dr. h. c. mult. Heinrich Nöth





**Dipl.-Ing. Wolf Hatje**

**Mitglied des Vorstands der E.ON Mitte AG, Kassel**

**Mitglied des Vorstands der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.**

### **Meine sehr verehrten Damen, meine Herren,**

im Namen der Mitglieder der Forschungsstelle für Energiewirtschaft und ihres Vorstands darf ich Sie ganz herzlich zu unserer traditionellen und in diesem Jahr einer ganz besonderen Fachtagung begrüßen. „Ganz besondere Fachtagung“ deshalb, weil die Forschungsstelle in diesem Jahr 60 Jahre alt wird. Die Anregung zur Gründung der „Gesellschaft für Praktische Energiekunde“, abgekürzt „GfpE“ ging von Prof. Herbert F. Mueller aus, der am 29. März 1949 die satzungsgemäßen Aufgaben erstmals formulierte.

Die Gründer, Prof. Mueller und Dr. Meysenburg sowie die drei Gründungsunternehmen RWE AG, Ruhrgas AG und STEAG AG, gingen von dem Gedanken aus, eine gemeinnützige Organisation zu schaffen, die sich mit den im Vergleich zur Energieerzeugung damals wenig betrachteten Fragen der Energieanwendung befassen und eine energieträgerneutrale „praktische Energiekunde“ durch Forschung, Lehre und Aufklärung fördern sollte. Sitz der GFPE und ihrer Forschungsstelle für Energiewirtschaft an der Technischen Hochschule war Karlsruhe.

Ein Zitat aus der Gründungsrede verdeutlicht die Weitsicht der Gründer:

"Der hoch qualifizierten technischen Ausbildung an unseren Hochschulen steht ein Mangel an energiewirtschaftlicher Ausbildung gegenüber. Dieser Nachteil macht sich in der Praxis sehr stark bemerkbar und kostet laufend Lehrgeld. Wir stehen vor einer starken energiewirtschaftlichen Entwicklung, deren Ausmaß und Wege wir nicht kennen. Umso wichtiger ist es, die Gesetze zu erkennen, denen sie folgen wird".

Zur Lösung der ihr gestellten Aufgaben richtete die GfpE 1952 die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) ein, der von der Technischen Hochschule Karlsruhe am 25.03.1954 der Name "Forschungsstelle für Energiewirtschaft an der Technischen Hochschule Karlsruhe" zugesprochen wurde. Professor Mueller war seit Gründung der Gesellschaft bis zu seiner Pensionierung im Jahre 1966 ihr Geschäftsführer.

Die FfE hat sich frühzeitig Themenkreisen angenommen, die nicht an Aktualität verloren haben. Von Anfang an wurde eine ganzheitliche Sicht angestrebt bei Energiekosten von Produkten, bei der Bilanzierung von einzelnen Anlagen, Betrieben und Regionen, bei der Ermittlung von kumuliertem Energieaufwand. Einzelne Techniken wurden besonders eingehend behandelt, beispielsweise die „regenerative Energienutzung“ bereits seit 1956.

Zum 30.06.1969 verlegten die GFPE und die FfE ihren Sitz nach München, da der wissenschaftliche Leiter der Forschungsstelle, Prof. Dr.-Ing. Helmut Schaefer, von der TU München auf den Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, dem heutigen Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik berufen worden war.

In ihrer langjährigen Geschichte hat die FfE mittlerweile über 200 wissenschaftliche Mitarbeiter nachuniversitär beschäftigt, auch ich war von 1983 bis 1986 einer von ihnen. Ich war – wenn ich der Statistik glauben darf – der 113. wissenschaftliche Mitarbeiter der Forschungsstelle für Energiewirtschaft.

Die Geschäftsleitung wurde nach Prof. Mueller, von Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E.h. Helmut Schaefer, den viele von Ihnen noch gekannt haben, übernommen. Prof. Schaefer hatte bis 1967 die Geschäftsführung und von 1969 bis 1995 die wissenschaftliche Leitung.

Zwischen 1967 und 1987 war Dipl.-Ing. Karl Friedrich Ebersbach Geschäftsführer. Ihm folgten von 1987 bis 1994 Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner (heute wissenschaftlicher Leiter der FfE) und seit 1995 Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Mauch.

Bereits seit 1977 veranstaltet die Forschungsstelle alle zwei Jahre eine Tagung, die in der deutschen Energiewirtschaft zu einem Begriff geworden ist und regelmäßig hochrangige Vertreter aus Energieversorgung und Wirtschaft vereint. Ab dem Jahr 2005 wurde aus der „Schliersee-Tagung“ die „FfE-Fachtagung“, weil der Veranstaltungsort von Schliersee in die Räume der Bayerischen Akademie der Wissenschaften der Residenz in München wechselte. An dieser Stelle herzlichen Dank an Prof. Dr. Willoweit, dem Präsidenten der Bayerischen Akademie der Wissenschaften.

Junge Mitarbeiter der Forschungsstelle für Energiewirtschaft und des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik erhalten im Kreis führender Persönlichkeiten aus der Energiewirtschaft die Gelegenheit Ergebnisse ihrer Forschungsarbeit darzustellen.

Mit dieser Tagung wird die satzungsgemäße Aufgabe der FfE e. V. in mehrfacher Hinsicht erfüllt. Zum einen informiert sie über aktuelle Fragen der Energiewirtschaft, zum anderen fördert sie den wissenschaftlichen Nachwuchs und schlägt eine Brücke zwischen den verschiedenen Disziplinen, die im System einer vernetzten Energiewirtschaft tätig sind.

Der Titel dieser 17. FfE-Tagung lautet „Stromversorgung des 21. Jahrhunderts“.

Die Stromversorgung des 21. Jahrhunderts wird von einer Vielzahl technischer, demographischer, ökonomischer und politischer Rahmenbedingungen bestimmt. Erhebliche Einflüsse ergeben sich zum einen durch nationale politische Rahmenbedingungen wie dem Integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP), dem Erneuerbaren Energie Gesetz (EEG), dem KWK-Gesetz oder der Vereinbarung zum Kernenergieausstieg. Diese nationalen Vorgaben werden durch internationale Übereinkommen flankiert – von der europäischen Effizienz-Richtlinie bis zum Kyoto-Protokoll.

Effizienzsteigerung führte in den vergangenen Jahren zum Rückgang des Primärenergieverbrauchs, allerdings auch zu einer Zunahme des Stromverbrauchs durch vermehrten Einsatz von Regelungs- und Informationstechnik. Neue innovative Techniken sowie die Einführung von Elektrofahrzeugen in großen Stückzahlen werden diesen Trend noch verstärken. Umso wichtiger ist es, dass die zukünftige Stromerzeugung CO<sub>2</sub>-ärmer und Ressourcen schonend passiert.

In den nächsten 20 Jahren stehen ca. 40 GW<sub>el</sub> zur Erneuerung an, es gibt erhebliche Widerstände und Weigerungen, die kurzfristig beseitigt werden müssen, um die viel zitierte „Stromlücke“ zu vermeiden.

Ich hoffe und wünsche, dass mit dieser Tagung wichtige Impulse für alle gegeben werden, die sich mit den heutigen und zukünftigen Techniken in der sich verändernden Energiewirtschaft auseinandersetzen. Die Tagungsleitung hat wieder einmal fachkundige Referenten mit hochinteressanten Vorträgen gefunden. Wir danken bereits vorab für das Engagement aller. Danken möchte ich aber auch den Mitarbeitern der Forschungsstelle für Energiewirtschaft und des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik für die Organisation und die Beiträge zu dieser Tagung.

Nun wünsche ich uns allen einen guten Verlauf mit interessanten Gesprächen und lebhafter Diskussion zu den einzelnen Fachvorträgen. Sie sind herzlich eingeladen die Diskussion und die Gespräche am Rande dieser Tagung heute Abend fortzuführen.

München, den 29. April 2009

Dipl.-Ing. Wolf Hatje



**Matthias Horx**

**Zukunftsinstitut GmbH, Frankfurt/Wien**

## **Die Rolle der Energie in der zukünftigen Gesellschaft**

Leider ist kein Textbeitrag verfügbar.

Eine pdf-Datei der Folien finden Sie im geschützten Download-Bereich unter:  
[www.ffe.de/fachtagung-2009](http://www.ffe.de/fachtagung-2009)



# Innovative Stromanwendung



## Moderation

**Dipl.-Ing. Wolf Hatje**

**Mitglied des Vorstands der E.ON Mitte AG, Kassel  
Mitglied des Vorstands der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.**







## Effizienzsteigerung durch Stromanwendung

**Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner**

**Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, TU München  
wissenschaftlicher Leiter d. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.**

### Abstract

Der Beitrag befasst sich zunächst mit der grundlegenden Frage nach der Definition von „Effizienz“ und den Kriterien eines „Effizienzvergleichs“. Am Beispiel eines batterie- und eines dieselpetriebenen Pkw werden der jeweilige Nutz-, End- und Primärenergieverbrauch sowie der Kumulierte Energieaufwand (KEA, einschließlich Herstellung der Fahrzeuge und der Ersatzkomponenten) verglichen. Es wird deutlich gemacht, wie unterschiedlich diese Vergleiche je nach gewähltem Bilanzraum ausfallen.

Anschließend wird eine am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik entwickelte Methodik zur sachgemäßen Zuordnung elektrischer Energie aus der allgemeinen Stromversorgung zu bestimmten Anwendungen erläutert. Diese Methode zeigt im gewählten Anwendungsfall Elektromobilität deutlich andere Ergebnisse als eine einfache Betrachtung über den allgemeinen Strommix. Die Ergebnisse hängen wiederum sehr stark davon ab, ob eine Deckelung der CO<sub>2</sub>-Emissionen über Zertifikate trotz insgesamt höherem Stromverbrauch erfolgt oder ob eine Zunahme der CO<sub>2</sub>-Emissionen zugelassen wird. Abschließend erfolgt ein Vergleich der ermittelten Verbrauchswerte für Elektrofahrzeuge und elektrische Wärmepumpen mit den jeweiligen Konkurrenztechniken.

## 1 Einführung

Es gibt sicher breiten Konsens darüber, dass eine Steigerung der Energieeffizienz auf allen Gebieten möglich und erforderlich ist, um die politisch ambitionierten Ziele zur Energieeinsparung und CO<sub>2</sub>-Minderung zu erreichen. Erhebliche Unterschiede gibt es jedoch beim Verständnis über den Begriff „Energieeffizienz“ und die Methoden für sachgerechte Effizienzbestimmung und -vergleich. Im Falle von Stromanwendung kann zudem die anzusetzende Qualität von elektrischer Energie je nach Wahl der räumlichen und zeitlichen Bilanzgrenzen stark differieren.

Der folgende Beitrag befasst sich grundlegend mit der Frage, was „Effizienzsteigerung“ in der Energiewirtschaft bedeutet und welche vielfältigen Interpretationsmöglichkeiten allein bei der Beschreibung der Qualität von „Strom“ gegeben sind. Anhand der Beispiele Elektromobilität und Wärmepumpe werden die Kriterien zur Effizienzermittlung aufgezeigt und ein exemplarischer energiewirtschaftlicher Vergleich mit konkurrierenden Anwendungen durchgeführt und diskutiert.

## 2 Wie misst man Effizienz?

### Kriterien

Der Begriff Effizienz ist vom lateinischen „efficere - zustande bringen“ abgeleitet. Er beschreibt das Verhältnis von Nutzen zu dem Aufwand, mit dem der Nutzen erzielt wird. Eine Effizienzsteigerung wird also dann erreicht, wenn bei gleichem Aufwand ein höherer Nutzen oder der gleiche Nutzen mit

geringerem Aufwand erzielt wird. Die energetische Effizienz kann in Form von stationären Wirkungsgraden, integralen Nutzungsgraden oder durch den auf eine Energiedienstleistung bezogenen Energieverbrauch quantifiziert werden. In der Energietechnik spielen z. B. folgende Kriterien für die Effizienzbewertung eine Rolle:

- Nutzenergie, Endenergie, Primärenergie und Kumulierter Energieaufwand für Herstellung, Betrieb und Entsorgung von Anlagen und Geräten
- Ressourceneffizienz, d. h. Verbrauch bestimmter Primärenergieträger oder auch Rohstoffe zur Herstellung von Energietechnologien bezogen auf die jeweiligen globalen Reserven (z. B. seltene Erden für Energiesparlampen). Auch die mögliche Konkurrenz der energetischen Nutzung von Biomasse zu deren Einsatz als Nahrungsmittel oder für stoffliche Zwecke ist zu beachten.
- lokale und globale Emissionen von Schadstoffen und Treibhausgasen
- Kosten der Energiedienstleistung
- Flächenverbrauch z. B. für Solar- und Windkraftanlagen, Biomasseanbau etc.

Die o. g. Kriterien sind technologiebezogen idealerweise auf globaler Ebene und im Rahmen einer langfristigen Betrachtung zu ermitteln; hierzu gehört insbesondere die Erfassung der gesamten Vorketten und des Kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die Herstellung, den Betrieb und die spätere Entsorgung von Anlagen und Geräten.

### Beispiel

Die Bestimmung und Bedeutung von Energieeffizienz soll am Beispiel des spezifischen Energieverbrauchs eines Diesel-Pkw und eines batteriebetriebenen Fahrzeuges dargestellt werden.

Der Nutzenergiebedarf eines Pkw wird durch die fahrzeugmechanischen Größen Masse, Luftwiderstands- und Rollwiderstandsbeiwert sowie die typische Einsatzweise bestimmt. Hinzu kommt der Energieaufwand für viele zusätzliche (zunehmend elektrisch erzeugte) Dienstleistungen im Fahrzeug wie Servoantriebe, Automatisierung, Informationstechnik oder nicht zuletzt der Heiz- und Kühlbedarf. Abbildung 1 zeigt beispielhaft die mechanische Nutzleistung allein zur Überwindung des Roll- und des Luftwiderstandes eines Pkw für verschiedene Auslegungen, hinzu kommt natürlich die im Regelfall deutlich höhere Leistungsreserve für die Beschleunigung des Fahrzeugs oder die Überwindung von Steigungen. Der mechanische Nutzenergiebedarf kann durch zukünftige Entwicklungen weiter gesenkt werden, aber nie zu Null werden. Der zusätzliche (meist elektrische) Energiebedarf für Sicherheit, Komfort und Informationstechnik wird eher weiter steigen.

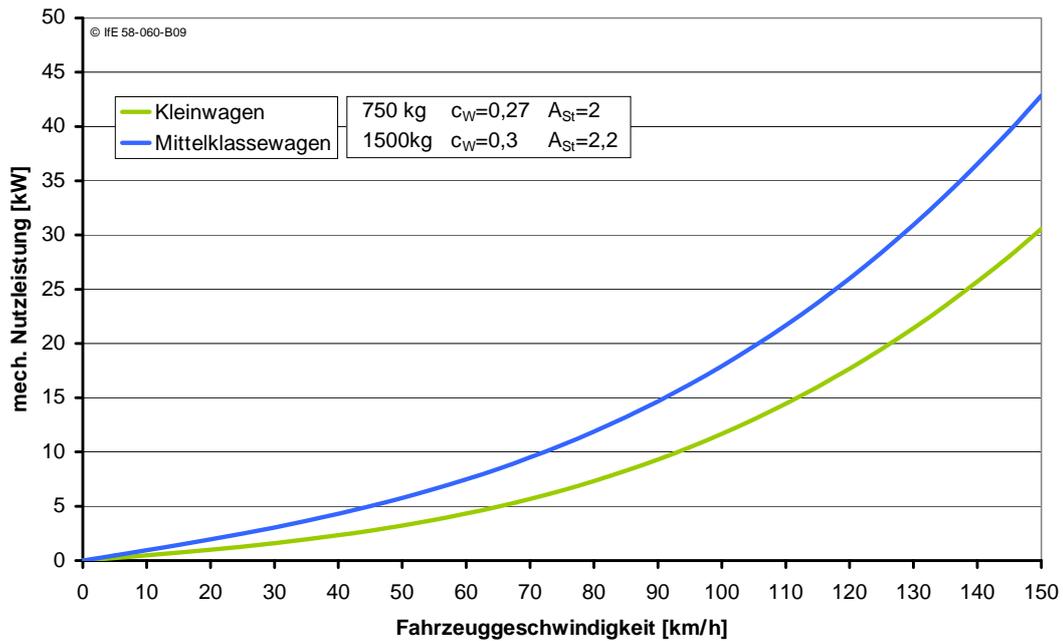


Abbildung 1: Mechanische Nutzleistung abhängig von der konstanten Fahrzeuggeschwindigkeit

Abbildung 2 zeigt den spezifischen Endenergieverbrauch in Abhängigkeit vom Antriebsnutzungsgrad. Zugrunde gelegt wird ein Kleinwagen-Pkw mit einem durchschnittlichen mechanischen Nutzenergieverbrauch an der Schnittstelle Reifen/Rad von ca. 11 kWh/100 km. Darauf addieren sich die vom Antriebsnutzungsgrad abhängigen Verluste; in der Summe ergibt sich der Endenergieverbrauch. Im Falle eines Elektrostraßenfahrzeuges mit einem Antriebsnutzungsgrad von 75 % (Motor, Leistungselektronik und Batterie) liegt der spezifische Endenergieverbrauch bei 15 kWh/100 km; bei einem Diesel-Pkw mit 23 % Fahrzeugnutzungsgrad ergibt sich ein spezifischer Verbrauch von knapp 50 kWh/100 km, was einem Dieseläquivalent von 5 l/100 km im ECE-Prüfzyklus entspricht. Bei einem idealen Antriebsnutzungsgrad von 100 % wären Endenergie- und Nutzenergiebedarf identisch.

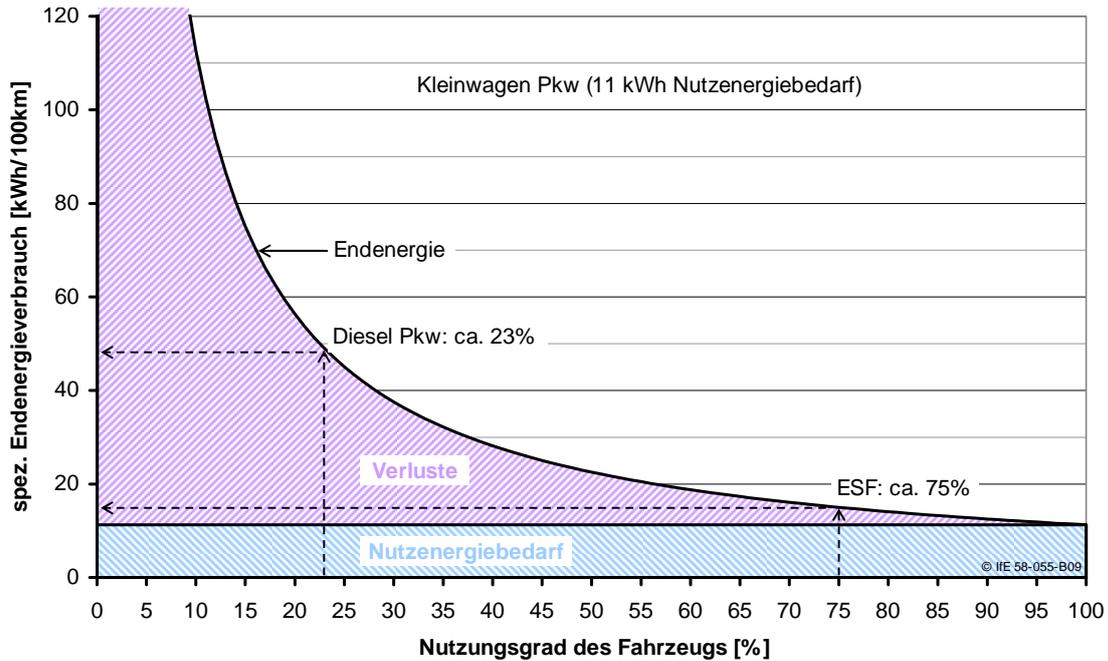


Abbildung 2: Streckenbezogener Endenergieverbrauch eines Pkw, abhängig vom Antriebsnutzungsgrad

Im nächsten Schritt wird der spezifische Primärenergieverbrauch abhängig vom Bereitstellungsnutzungsgrad der Endenergie (Diesel bzw. elektrische Energie) ermittelt. Dies ist in Abbildung 3 oben dargestellt: Für ein Elektrostraßenfahrzeug (ESF) mit 75 % Fahrzeugnutzungsgrad ergibt sich der oben ermittelte Endenergiebedarf von 15 kWh/100 km. Darauf addieren sich die über den Bereitstellungsnutzungsgrad der Endenergie erfassten Verluste im Kraftwerkspark und den Übertragungsnetzen. Der spezifische Primärenergiebedarf eines ESF ergibt sich bei Annahme eines Gesamtnutzungsgrades der Strombereitstellung bis zum Fahrzeug von 35 % zu rd. 43 kWh/100 km.

Abbildung 3 unten zeigt die entsprechende Darstellung für ein Dieselfahrzeug mit 23 % Nutzungsgrad und einem Bereitstellungsnutzungsgrad der Endenergie. Bei angenommenen Verlusten in Raffinerien und Verteilung im Tankstellennetz von 88 % ergibt sich ein spezifischer Primärenergiebedarf von rd. 55 kWh/100 km.

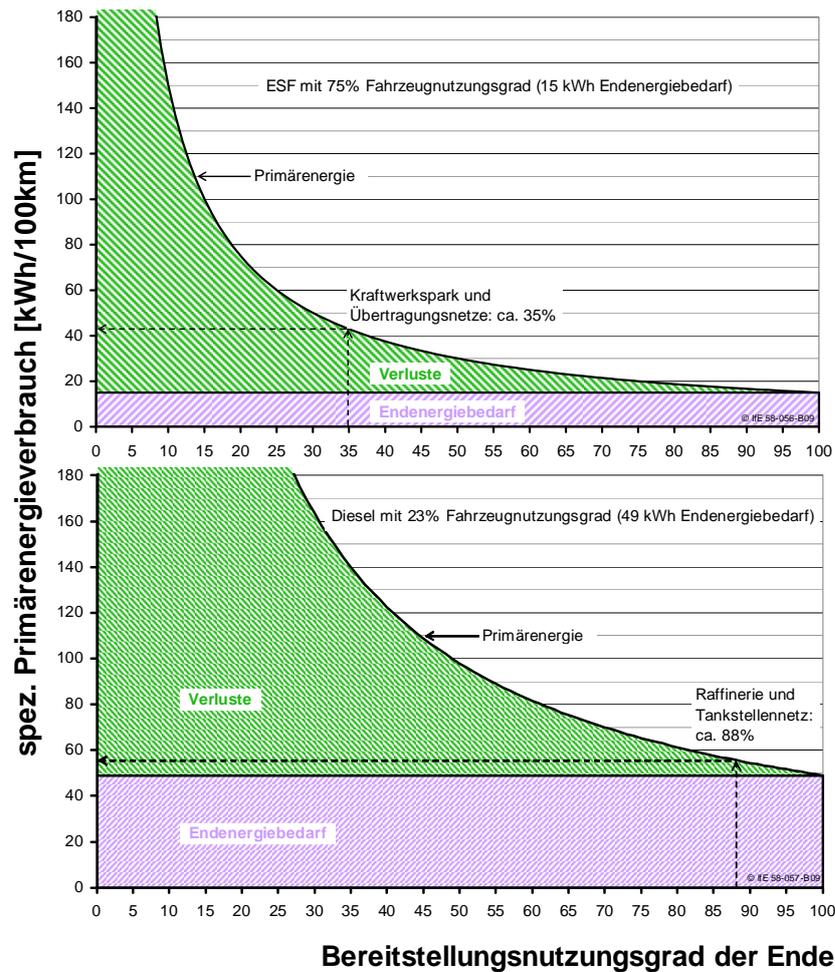


Abbildung 3: Streckenbezogener Primärenergieverbrauch eines Pkw, abhängig vom Bereitstellungsgrad der jeweiligen Endenergie

Im Falle eines idealen Umwandlungssystems mit 100 % Nutzungsgrad wären Primärenergie- und Endenergiebedarf identisch.

In Abbildung 4 wird zum o. g. Primärenergieverbrauch für den Betrieb zusätzlich der kumulierte Energieaufwand für die Herstellung der Fahrzeuge berücksichtigt. Er liegt für Diesel-Pkw bei rd. 100 GJ, bei Elektrostraßenfahrzeugen unter Berücksichtigung eines Batterieaustausches während der Fahrzeugnutzung bei ca. 180 GJ. Der kumulierte Primärenergieaufwand steigt beim ESF somit auf rd. 85 kWh/100 km (obere Graphik). Den Vergleichswert für das betrachtete Dieselfahrzeug zeigt die untere Graphik, er liegt bei ca. 79 kWh/100 km.

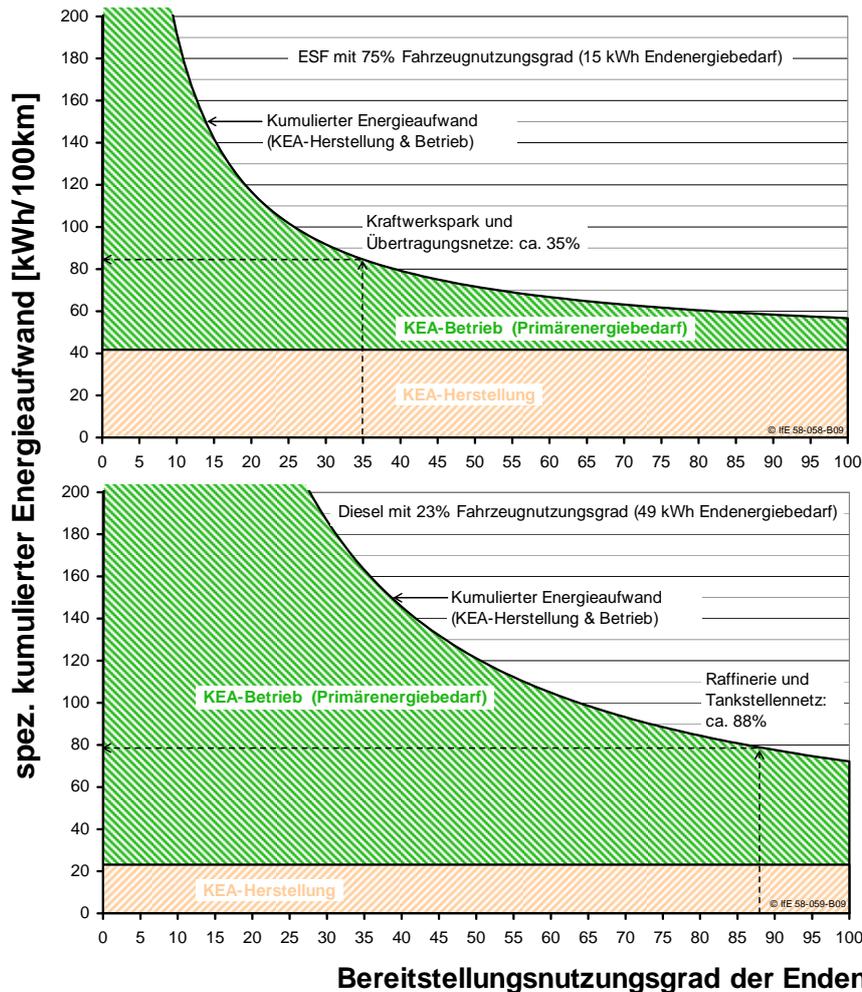


Abbildung 4: Streckenbezogener KEA von Pkw, abhängig vom Bereitstellungsgrad der jeweiligen Endenergie

### 3 Wie bewertet man Effizienz?

Nutzungsgrade und spezifischer Energieverbrauch sind zunächst nur absolute Zahlenwerte, die ohne einen Vergleich mit Referenz- oder Zielwerten wenig aussagen. Eine Bewertung ist erst durch eine Relativierung mit Vergleichswerten möglich, wie z. B. einem Durchschnittswert, dem Bestwert nach modernstem Stand der Technik oder auch dem theoretisch überhaupt erreichbaren Wert. Im Falle des Dieselpkw beispielsweise liegt der theoretische Grenzwert des Carnot-Wirkungsgrades für dieses Antriebsprinzip bei ca. 55 %; das Elektrofahrzeug kann zumindest theoretisch 100 % erreichen.

Die oben gezeigten Darstellungen machen zudem deutlich, dass sich für die Effizienzbewertung je nach Kriterium und Bilanzraum durchaus unterschiedliche Aussagen ergeben. Auf Ebene der Nutzenergie ergeben sich nur geringe Unterschiede, im Falle der Endenergie liegt das ESF deutlich günstiger, nach dem Schritt zur Primärenergie werden die Differenzen wieder geringer. Bei der ganzheitlichen KEA-Betrachtung ergeben sich keine wesentlichen Unterschiede des physikalischen Energiebedarfs pro Fahrkilometer. Die Betrachtung der rein physikalischen Energiemengen alleine ist jedoch nicht zielführend: Die Qualitäten der aufgewendeten Primärenergie spielen ebenfalls eine große Rolle. So macht es einen wesentlichen Unterschied, ob der Primärenergieverbrauch eines Fahrzeugs vor allem auf Mineralölprodukten basiert, oder sich dieselbe Menge an Primärenergie aus einem breiten Mix aus Kohle, Kernenergie und regenerativen Energien zusammensetzt. Dies ist

energiepolitisch (Versorgungssicherheit), wegen unterschiedlicher Umweltauswirkungen (Schadstoff- und Treibhausgasemissionen) und aus Nachhaltigkeitsgründen (Ressourcenschonung) wichtig.

#### 4 Welcher Strom für welche Anwendung?

Die räumliche und zeitliche Zuordnung von elektrischer Energie zu einer bestimmten Anwendung hängt von vielen Faktoren ab. Ganz offensichtlich wird dies bei einem Vergleich der Stromerzeugungsstrukturen verschiedener Staaten, wie in Abbildung 5 verdeutlicht. Während der Anteil CO<sub>2</sub>-armer Stromerzeugung in Deutschland bei knapp 40 % liegt, beträgt er in Österreich ca. 65 % und in der Schweiz sogar 95 %.

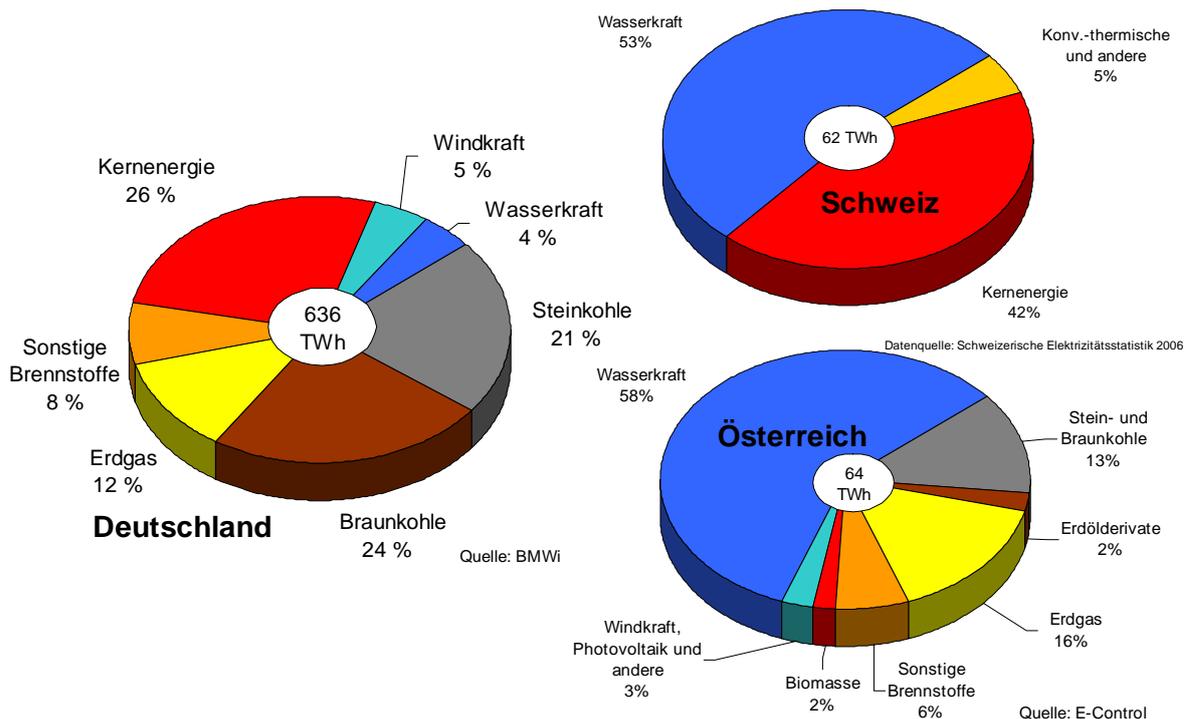


Abbildung 5: Struktur der Stromerzeugung in Deutschland, Österreich und Schweiz 2006

Über diese grundlegenden Strukturunterschiede hinaus wird die Zuordnung des Primärenergieeinsatzes für die Stromerzeugung zu speziellen Anwendungen sehr unterschiedlich und manchmal willkürlich gehandhabt. Im einfachsten Fall wird der Mittelwert aller an der jährlichen Stromerzeugung beteiligten Primärenergieträger angesetzt. Eine andere häufig praktizierte Variante ist die Zuweisung ausgewählter Primärenergieträger in der Stromerzeugung, z. B. ausschließlich Strom aus Kohlekraftwerken oder aus erneuerbaren Energien bzw. die Definition eines „Spezialmixes“ für bestimmte Anwendungen.

Ein einfacher ursächlicher Zusammenhang zwischen z. B. Elektromobilität und regenerativer Stromerzeugung lässt sich in den meisten Fällen jedoch nicht herstellen. Eine verursachergerechte Zuweisung von Energieeinsatz und Emissionen zum Ladestrom muss sicherstellen, dass dieser Einsatz ohne die entsprechende Lastanforderung nicht stattgefunden hätte. Dies soll im Folgenden am Beispiel ESF dargestellt werden.

Welche Kraftwerkstypen und Brennstoffe den Ladestrom liefern, kann nur durch eine vergleichende Simulation der Stromerzeugung mit und ohne ESF ermittelt werden. Dazu wird ein Modell verwendet, welches den Kraftwerkseinsatz kostenminimal und unter Berücksichtigung technischer Restriktionen während eines bestimmten Zeitraums simuliert. Auf diese Weise kann die Differenz des Brennstoffeinsatzes und der Emissionen zwischen den beiden Simulationen direkt den innerhalb des

Simulationszeitraums gefahrenen Kilometern der Elektrofahrzeuge zugewiesen werden. Diese direkte Zuweisung ist jedoch nur dann möglich, wenn bei der vergleichenden Simulation derselbe Kraftwerkspark zugrunde gelegt wird; dies ist bei der Betrachtung eines kürzeren Zeitraums, wie z. B. eines Jahres gegeben.

Da die Integration von ESF jedoch einen Einfluss auf die Zusammensetzung des Kraftwerksparks haben wird, ist bei einer Betrachtung der langfristigen Auswirkungen ein differenziertes Vorgehen notwendig.

Im Falle einer zentral gesteuerten Ladung von Elektrofahrzeugen ist selbst bei vielen Millionen Stückzahlen keine zusätzliche Kraftwerkskapazität zu installieren, die notwendigen zusätzlichen Strommengen können durch bessere Ausnutzung der bestehenden Kraftwerke erzeugt werden (ca. 2,5 TWh pro Million Fahrzeuge). Längerfristig hat die Integration von Elektrostraßenfahrzeugen einen Einfluss auf die Erneuerung und Zusammensetzung des Kraftwerksparks. Durch die höhere erzielbare Ausnutzungsdauer werden Grundlastkraftwerke wirtschaftlicher, sodass von diesen eine größere Leistung installiert wird als ohne ESF.

Um den Brennstoffeinsatz und die Emissionen des Ladestroms verursachergerecht zuweisen zu können, ist daher zwischen den Auswirkungen eines veränderten Kraftwerksbestandes und denen eines veränderten Kraftwerkseinsatzes zu unterscheiden.

In einem Referenzszenario werden sowohl der Einsatz als auch der Zubau neuer Kraftwerke ohne den Einfluss von ESF simuliert. Um auch längerfristige Effekte erkennen zu können, muss hier ein ausreichend langer Betrachtungshorizont, z. B. bis zum Jahr 2040 gewählt werden. In einer weiteren Simulation wird die Lastanforderung um den Ladestrom für die angenommene Bestandsentwicklung an ESF erhöht, während alle anderen Rahmenbedingungen unverändert gelassen werden. Daher können alle Veränderungen direkt auf den Einfluss elektrischer Straßenfahrzeuge zurückgeführt werden.

Allerdings erfolgen diese Veränderungen nicht kontinuierlich, wie es der Fall wäre, wenn kein Einfluss auf den Kraftwerkszubau unterstellt würde. Durch die bessere Wirtschaftlichkeit von Grund- und einigen Mittellastkraftwerken wird hiervon eine größere Leistung installiert. Daher kann es vorkommen, dass bereits zu Beginn des Simulationszeitraums andere Kraftwerke installiert werden, obwohl der Einfluss von ESF erst in den späteren Jahren deutlich wird.

In diesem Fall würde eine Zuweisung der Differenz des Brennstoffeinsatzes in dem betrachteten Jahr zum Ladestrom unter Umständen zu unplausiblen Ergebnissen führen. Wenn sich die Zusammensetzung des Kraftwerksparks aufgrund des Vorhandenseins von Elektrofahrzeugen ändert, dann ändert sich der Kraftwerkseinsatz selbst ohne jegliche erhöhte Lastanforderung. Diese Veränderung muss auf den gesamten Einfluss der ESF während des Betrachtungszeitraums zurückgeführt werden, z. B. in Form von Stromkosten oder CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kilometer Fahrleistung. Dazu kommt die Veränderung des jährlichen Kraftwerkseinsatzes, welche auf die Elektrofahrzeugladung im jeweiligen Jahr zurückzuführen ist. Diese beiden unterschiedlichen Einflüsse werden, wie in Abbildung 6 dargestellt, addiert. Sowohl der Primärenergieeinsatz und die daraus resultierenden Emissionen als auch die anfallenden Kosten lassen sich auf diese Weise bilanzieren.

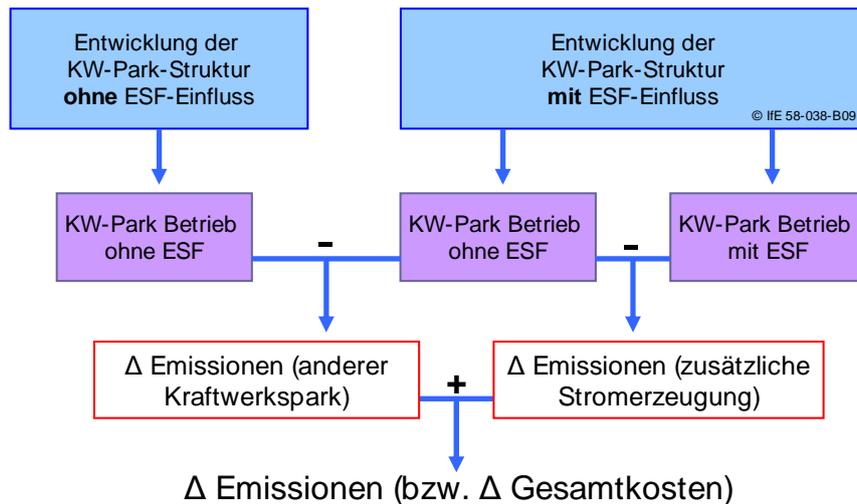


Abbildung 6: Methodik zur Zuwachsbetrachtung für eine zusätzliche Stromanwendung

Die Rolle der Erneuerbaren Energien ist differenziert zu betrachten: Der staatlich geförderte Ausbau und die bevorzugte Einspeisung der Erneuerbaren Energien in Deutschland finden zunächst unbeeinflusst von der ESF-Einführung statt. Ohne Übertragungsengpässe auf Höchstspannungsebene gäbe es auch zukünftig selten Zeitpunkte, in der die Leistungsbereitstellung aus Erneuerbaren die Verbraucherlast übertrifft. In Starkwindphasen wird es dennoch vorkommen, dass die Stromerzeugung der Windkraftanlagen zusammen mit den anderen Erneuerbaren Energien die nachgefragte Last übersteigt. Nur in diesen Fällen kann durch eine gesteuerte Erhöhung der Verbraucherlast ein größerer Anteil an Erneuerbaren Energien genutzt werden und direkt als Ladestrom ausgewiesen werden.

Nach dieser Methodik wurde über ein am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik entwickeltes Simulationsprogramm die Struktur der zusätzlichen Stromerzeugung für ESF in Deutschland ermittelt. Vorausgesetzt wurde bei diesem Szenario eine Bestandsentwicklung von 1 Mio. ESF im Jahr 2018 und 18 Mio. im Jahr 2040, sowie eine Deckelung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, d. h. der Mehrverbrauch darf keine zusätzlichen Emissionen verursachen. Dies ist nur durch entsprechenden Mehreinsatz CO<sub>2</sub>-armer Energieträger bzw. schnellerem (und damit teurerem) Zubau von CO<sub>2</sub>-armen Stromerzeugungstechniken erreichbar. Der linke Teil von Abbildung 7 zeigt den Strommix im Jahre 2040, wie er sich unter den angenommenen Rahmenbedingungen (Energiepreise, CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise, Stromnachfrage, CCS-Verfügbarkeit etc.) ohne ESF entwickeln würde. Die mittlere Säule veranschaulicht den zukünftigen Strommix mit ESF, wobei sich selbst bei dieser Stückzahl keine wesentlichen Veränderungen insgesamt ergeben würden. Erkennbar wird die Struktur des ESF-Ladestroms im rechten Bildteil.

Der Anteil der CO<sub>2</sub>-intensiven Energieträger Braun- und Steinkohle geht zugunsten des emissionsärmeren Erdgases zurück. Sobald in Zukunft Kohlekraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung (CCS) zur Verfügung stehen, wird auch deren Anteil steigen. Eine verursachergerechte Zuordnung des Ladestrommixes weist daher bei den emissionsintensiven Energieträgern negative Anteile auf, so dass die Summe der spezifischen Emissionen Null ergibt.

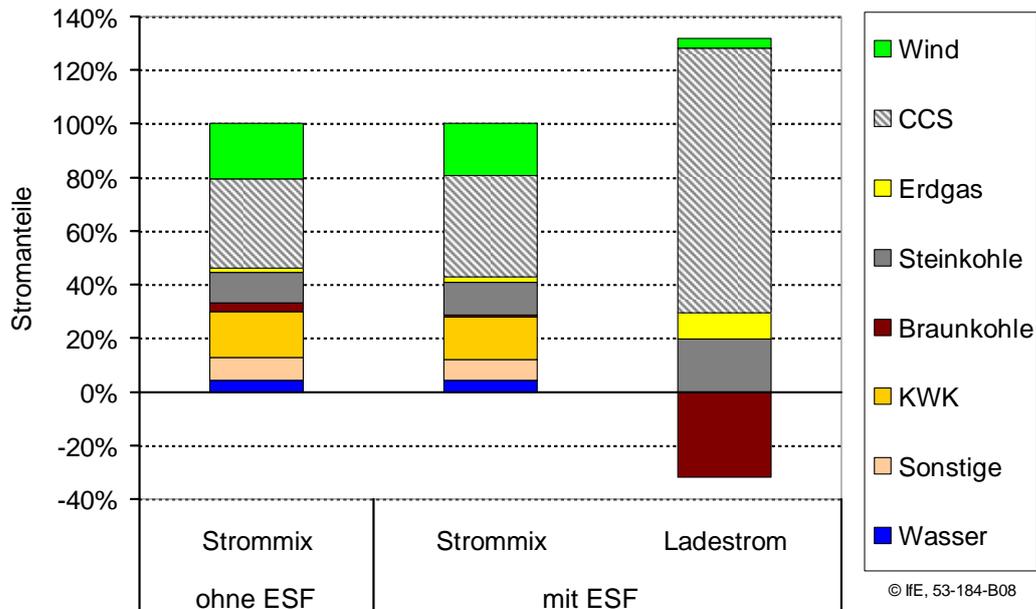


Abbildung 7: Struktur des Ladestroms für Elektrofahrzeuge bei CO<sub>2</sub>-freier Integration

Ein weiterer Freiheitsgrad bei der Zuordnung von Stromerzeugung zu bestimmten Anwendungen sei nur kurz angesprochen: es handelt sich um das Labelling von Ökostrom aus regenerativen Energieträgern, der dann natürlich nicht über das EEG vermarktet werden darf (im Regelfall wird Ökostrom heute aus dem europäischen Ausland ohne vergleichbare EEG-Regelung bezogen). Ein echter Umweltnutzen wird hierbei jedoch nur dann erreicht, wenn über den Ökostrom ein zeitnahe Zubau regenerativer Stromerzeugungsanlagen finanziert wird. Anderenfalls handelt es sich lediglich um eine Umetikettierung von regenerativem Strom, auf Kosten des allgemeinen Strommixes.

## 5 Effizienzvergleich

Im Folgenden werden Effizienzvergleiche von innovativen Pkw-Antrieben bzw. elektrischen Wärmepumpen mit den jeweils konkurrierenden Technologien durchgeführt.

Ein Effizienzvergleich verschiedener Antriebsarten von Pkw ist in Abbildung 8 gezeigt. Er umfasst die Varianten Diesel-, Erdgas-, Brennstoffzellen- und Batteriebetriebene Fahrzeuge, abhängig vom Bereitstellungs-Nutzungsgrad der Endenergieträger Strom bzw. Wasserstoff; die Nutzungsgrade für Diesel- und Erdgas-Bereitstellung wurden konstant angesetzt. Man erkennt, dass schon beim heutigen durchschnittlichen Stromerzeugungs-Nutzungsgrad von 37 % für Deutschland das ESF primärenergetisch mit dem Dieselfahrzeug gleichzieht. Bei weiterer Steigerung der Effizienz im Kraftwerkssektor wird das ESF nicht nur die höchste Effizienz aufweisen, sondern – wie oben bereits erläutert – auch eine völlig andere, breitere Primärenergieträgerstruktur nutzen. Im Falle von PEM-Brennstoffzellen ist ein Nutzungsgrad der Wasserstoff-Bereitstellung von mindestens 63 % zu fordern (heutiger Stand der Technik sind 58 %), um eine günstigere Primärenergiebilanz als Erdgasfahrzeuge zu erreichen. Natürlich sind auch hier die unterschiedlichen Qualitäten zu beachten, bei überwiegendem Einsatz regenerativer Energie lassen sich noch deutlich höhere Effizienzen und entsprechende Verdrängungseffekte konventioneller Energieträger erreichen.

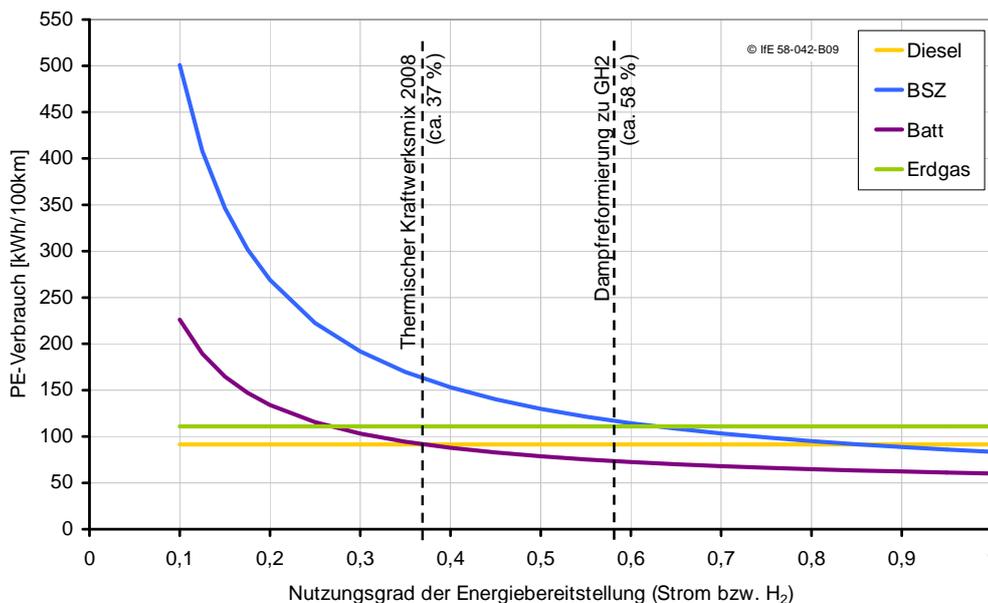


Abbildung 8: Primärenergieverbrauch eines Pkw im Vergleich (incl. KEA für Herstellung)

Als ein weiteres Beispiel soll im Folgenden ein Vergleich von elektrisch betriebenen Wärmepumpen mit anderen Heizsystemen in einer anderen Darstellungsweise gezeigt werden. Abbildung 9 verdeutlicht die Verhältnisse für das Bilanzjahr 2008. Auch hier findet nicht nur eine Reduktion des Einsatzes konventioneller Energieträger statt, sondern auch eine aus energiepolitischer Sicht wichtige Umschichtung auf Energieträger, die ansonsten nicht in diesem wichtigen Anwendungssektor zum Tragen kämen. Schon bei einer Jahresarbeitszahl (JAZ) von 3,0, wie sie auch von modernen Luft-Wärmepumpen problemlos erreicht wird, resultiert eine Einsparung von rund 30 % gegenüber dem Gas-Brennwertkessel (Gas BW). Erdreich-Wärmepumpen in Verbindung mit einem Niedertemperatur-Heizsystem können auch JAZ um 4,5 erreichen, mit Einsparungen von deutlich über 50 %.

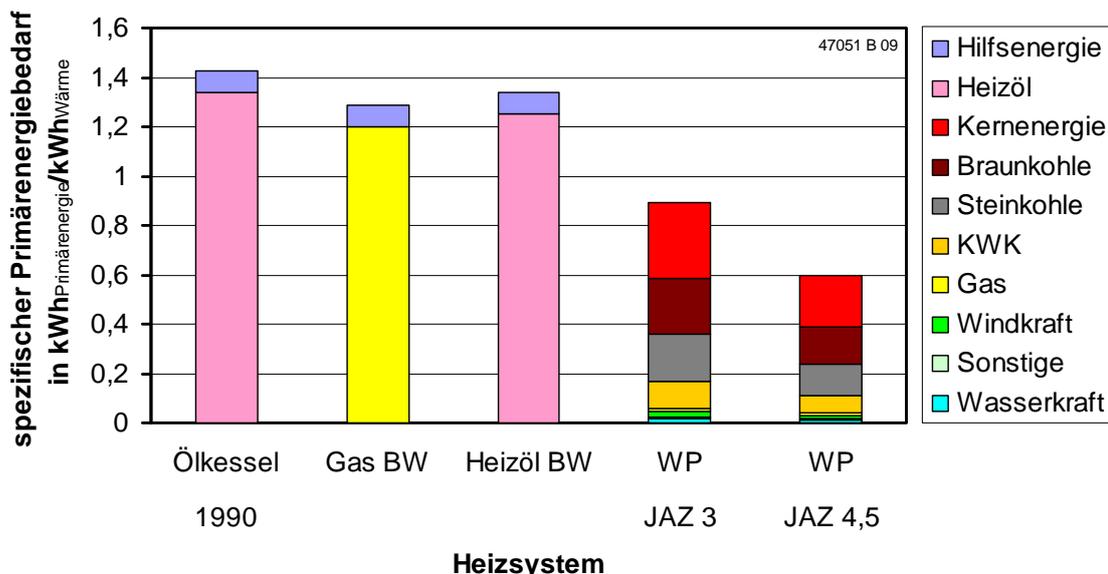


Abbildung 9: Primärenergiebedarf von Heizungssystemen im Vergleich 2008

Die Situation nach einem möglichen Ausstieg aus der Kernenergie und einem deutlichen Strukturwandel der Stromerzeugung zeigt Abbildung 10 für das Jahr 2030: hier fallen die

Effizienzsteigerungen noch höher aus; die weggefallene Kernenergie wurde durch höhere Anteile an Wind- und KWK-Strom sowie Wirkungsgradsteigerungen der restlichen Kraftwerke substituiert.

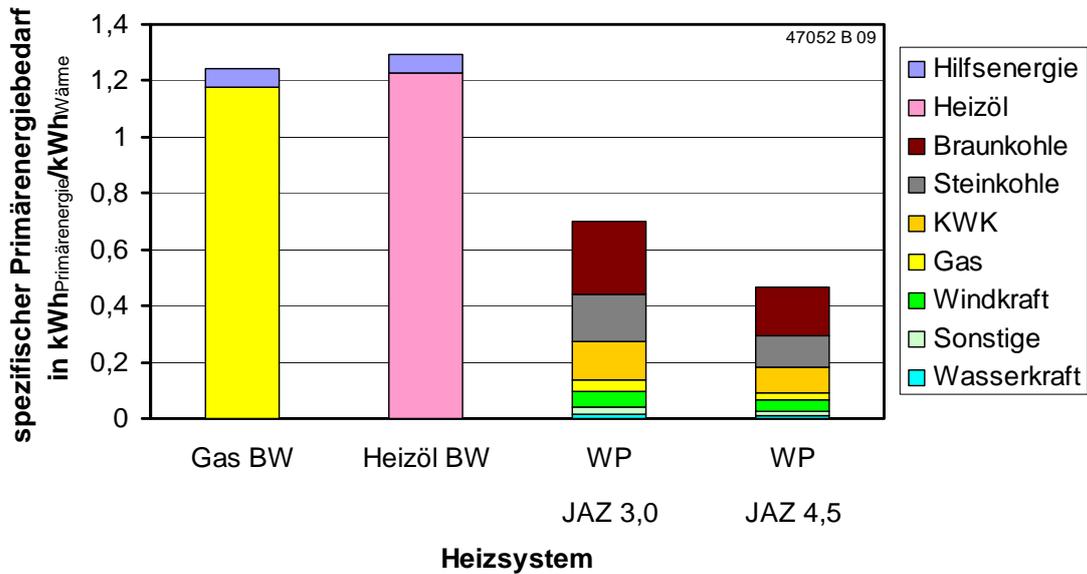


Abbildung 10: Primärenergiebedarf von Heizungssystemen im Vergleich 2030

## 6 Fazit

Aus den oben dargestellten Fakten und Zusammenhängen lassen sich folgende zusammenfassende Aussagen treffen:

- Die Effizienz der Stromanwendung wird durch kontinuierliche Verbesserungen in der Strombereitstellung immer höher, ohne Zutun der Betreiber. Es ist grundsätzlich einfacher, die Effizienz vergleichsweise weniger großer Systeme wie Kraftwerke zu verbessern und zu überwachen als die von Millionen Einzelanlagen. Zudem weisen manche Stromanwendungen technologiebedingt höhere Nutzungsgrade als konkurrierende Techniken auf – wie die gezeigten Beispiele Wärmepumpe und Elektrofahrzeug deutlich gemacht haben – und sie besitzen noch weitere Verbesserungspotenziale.
- Die Stromanwendung ist vor Ort emissionsfrei, das mindert die Immissionen insbesondere in den besonders belasteten Ballungsräumen. Die wirksame Reinigung von Abgasen oder die Abtrennung von CO<sub>2</sub> ist nur in großen zentralen Anlagen technisch und wirtschaftlich möglich.
- Die Bedeutung von Strom wird in Zukunft weiter zunehmen, weil er einen wichtigen Beitrag zur energiepolitisch unverzichtbaren Diversifizierung des Primärenergieträgermixes leistet.

In der Energiepolitik wird häufig das Thema Energieeinsparung auf Stromverbrauchsreduzierung reduziert. Die gezeigten Beispiele verdeutlichen, dass zum einen die Primärenergieeffizienz von Stromanwendungen besser sein kann und zum anderen, dass die Struktur der Stromerzeugung diversifizierter ist als bei konkurrierenden Anwendungen. Beide Argumente sind in der Politik noch nicht überall angekommen.

Ganz allgemein ist in diesem Zusammenhang zu fordern, dass es Aufgabe der Politik ist, ein klar definiertes Ziel vorzugeben. Heute bestehen viele parallele, nicht abgestimmte Ziele nebeneinander, die wahlweise weniger Primärenergie, Endenergie, CO<sub>2</sub>, Kernenergie oder mehr regenerative Energien fordern. Diese Ziele stehen teilweise im Widerspruch und lassen sich unmöglich alle gleichzeitig erfüllen. Erforderlich ist daher die Definition nur einer Zielgröße; von Förderungen bzw. Verboten einzelner Technologien sollte die Politik absehen und den Weg zur Zielerreichung dem

Markt überlassen. Eine Festlegung auf einzelne Technologien schon heute widerspricht zudem dem Nachhaltigkeitsprinzip, da es möglichen technischen Fortschritt und Erkenntniszugewinn der nächsten Jahrzehnte nicht in Erwägung zieht.

## 7 Literaturverzeichnis

Blank, T.: *Elektrostraßenfahrzeuge – Elektrizitätswirtschaftliche Einbindung von Elektrostraßenfahrzeugen*. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), München 2007

Held, A.; Heilek, C.: *Energiewirtschaftliche Bewertung der Wärmepumpe in der Gebäudeheizung*. IfE-Projektstudie im Auftrag des BWP (Veröffentlichung vorgesehen), April 2009

Roth, H., Kuhn, P.: *Technik- und Kostenszenarien der Strombereitstellung in Deutschland bis 2040*. IfE-Schriftenreihe Heft 55, Herrsching 2008

Roth, H.; Gohla-Neudecker, B.: *Netzintegration von Elektrostraßenfahrzeugen – Ausblick auf mögliche Entwicklungen in der Stromerzeugung*. VDI-Berichte 2058, VDI-Verlag, Düsseldorf 2009

Roth, H.; Kuhn, P.; Held, A.: *Ganzheitliche Analyse der Strombereitstellung in Deutschland mit Technik- und Kostenmodellierung*. Abschlussbericht: KW21 – Kraftwerke des 21. Jahrhunderts, Band 1, München Stuttgart 2009

Wagner, U: *Batterie- und brennstoffzellenbetriebene Straßenfahrzeuge – Partner oder Konkurrenten*. VDI-Berichte 2058, VDI-Verlag, Düsseldorf 2009





## Elektromobilität und Energiewirtschaft – Zukunftsperspektiven für Energieversorger

**Dr.-Ing. Jörg Kruhl**

**Leiter Technische Grundsatzfragen, Neue Technologien  
E.ON Energie AG, München**

**Mitglied des Vorstands d. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.**

### Abstract

Elektromobilität wird sich in den kommenden 10-20 Jahren im Markt etablieren. Die Durchdringung ist wesentlich von der Leistungsfähigkeit und den Kosten der Batterie abhängig. Einschränkungen im Praxisalltag wird es insbesondere im Segment der Zweitwagen und Stadtfahrzeuge nicht geben. Für die Energiewirtschaft können die dezentralen Speicher einen wesentlichen Beitrag zur Systemintegration erneuerbarer Energien leisten. Dies erfordert intelligente Ladetechnologie, bei der Synergien zwischen Smart Metern der Energieversorger und „On-Board“ Technologien im Fahrzeug genutzt werden müssen. In den derzeit beginnenden Feldversuchen werden entscheidende Weichen für zukünftige technische Lösungen und Standards gestellt.

### Elektrofahrzeuge – fester Bestandteil zukünftiger Mobilitätskonzepte

Elektromobilität ist ein Trend, der sich unaufhaltsam weiter entwickeln wird. Ökologische Faktoren (Klimawandel, Immissionen in Städten, Knappheit fossiler Energieträger etc.), ökonomische Faktoren (Ölpreisentwicklung, CO<sub>2</sub>-Besteuerung etc.) sowie politische Treiber (Unabhängigkeit vom Öl, Einsatz erneuerbarer Energien etc.) sprechen weltweit für eine zunehmende Elektrifizierung der individuellen Mobilität. Welche Rolle dabei die rasant wachsenden Entwicklungsländer oder auch die Industrieländer spielen werden, ist heute nicht vorhersagbar. In jedem Fall wird der Energieversorgung in den Bereichen Erzeugung, Verteilung und Energiemanagement des Systems eine entscheidende Rolle zukommen.

### CO<sub>2</sub> Reduktion durch Elektromobilität

Elektromobilität ist deshalb eine bestechende Technologie, weil sie eine neue Dimension der Reduktion von CO<sub>2</sub> Emissionen in Fahrzeugen ermöglicht. Während „konventionelle“ Maßnahmen wie Motoroptimierung und Reduktion des Roll- und Luftwiderstands zunehmend größere Anstrengungen erfordern um Erfolge zu erzielen, ermöglicht die Elektrifizierung des Antriebs eine neue Dimension: Den Vorstoß in die Nutzung anderer Primärenergieträger, die weitgehend CO<sub>2</sub>-frei erzeugt werden können, durch erneuerbare Energie, Kraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung oder auch Kernenergie.

Bereits heute emittiert ein Elektrofahrzeug, aus dem in Deutschland vorhandenen Energiemix aufgeladen wird, weniger als 100 gCO<sub>2</sub>/km, was quasi „über Nacht“ in der Fahrzeugmittelklasse einer Reduktion um ein Drittel gegenüber dem durchschnittlichen Flottenverbrauch entspricht. Die weitere Reduktion der strombedingten CO<sub>2</sub> Emissionen ermöglicht eine darüber hinaus gehende Verringerung. Beispielsweise emittiert ein aus dem E.ON Energie-Mix beladenes Fahrzeug (Verbrauch: 20 kWh/100 km) 84 gCO<sub>2</sub>/km. Durch den Abschluss von Ökotarifen, z. B. auf der Basis von Wasserkraft kann durch den Kunden ebenso wie für den sonstigen Stromverbrauch ein klares Signal in Richtung „noch nachhaltigerer“ Mobilität gesetzt werden. E.ON Energie wird bereits für die

Fahrzeuge in den Pilotversuchen bereits heute Strom aus Wasserkraft anbieten. Dass die Diskussion um den Beitrag zum Klimaschutz eine nationale Debatte ist, zeigt ein Vergleich mit dem europäischen Umland. Während in Polen aus dem heutigen Mix keine Reduktion erreicht werden kann (bevorstehende Erneuerung des Kraftwerksparks), liegen die Emissionen in Frankreich bedingt durch den Einsatz von Kernenergie bei lediglich rd. 8 gCO<sub>2</sub>/km.

### **Einfluss auf die Energiewirtschaft**

Die These einer immensen Absatzsteigerung der Energieversorger durch Elektromobilität wird zumeist überschätzt. Die Effizienz von Elektrofahrzeugen führt zu einer vergleichsweise geringen Energiemenge, um die jährliche Fahrstrecke zurückzulegen. So beträgt der Jahresverbrauch einer typischen Zweitwagenutzung etwa 2.500 kWh und liegt damit unter dem Jahresverbrauch für sonstige Stromwendungen eines Mehrpersonenhaushalts. Im Fall einer moderaten Marktdurchdringung von rd. 1 Mio. Fahrzeugen in Deutschland würde sich (unter Berücksichtigung der Anteile geschäftlicher Nutzung) ein aggregierter Mehrbedarf von rd. 3 TWh jährlich ergeben. Selbst eine vergleichsweise hohe Marktdurchdringung von 20 % elektrifizierten PKW würde einen Mehrverbrauch von weniger als 30 TWh im Jahr verursachen und den Strombedarf um etwa 5 % steigern.

Gesamtenergiewirtschaftlich ist der Mehrabsatz also nicht revolutionär, für den Kunden ist der Umstieg von Benzin oder Diesel allerdings ein wesentlicher Schritt. Dies sollte in der Kundenbeziehung vom Energieversorger berücksichtigt werden. Beispielsweise versorgt E.ON Energie in Zentraleuropa mehr als 15 Millionen Kunden mit Energie. Unterstellt man, dass in jedem Haushalt auch ein mindestens ein Fahrzeug vorhanden ist, dann besteht bereits heute eine vertragliche Beziehung zu mehr als 15 Mio. Fahrzeugbesitzern. Dies gilt es zu nutzen.

### **Laststeuerung und dezentrale mobiler Speicher – Vehicle-To-Grid Technologie**

Die Herausforderung – und gleichzeitig die Chance – der Elektromobilität liegen im Lastmanagement des Energieversorgungssystems. Eine Studie von E.ON Energie und der Forschungsstelle für Energiewirtschaft zeigt, dass bereits bei einem Marktanteil von weniger als 20 % PKW und einer ungesteuerten Aufladung durch den Nutzer zusätzliche Nachfragespitzen am Vormittag und am späten Nachmittag von 5.000 bis 10.000 MW auftreten werden. (Sofortiges Wiederaufladen nach Fahrtende unterstellt.) Somit ist die Steuerung des Ladevorgangs eine wesentliche Aufgabe des Systembetreibers und die erste Stufe einer „intelligenten“ Anbindung der Fahrzeuge ans Netz, der so genannten Vehicle-to-Grid (V2G) Technologie. In einigen Jahren ist davon auszugehen, dass sich zwei Entwicklungstrends ergänzen und energiewirtschaftlich genutzt werden können: Einerseits der Ausbau nicht disponibler erneuerbarer Energien, die ungleichmäßig zur Energienachfrage auftreten und andererseits die Verbreitung Millionenfacher dezentraler Stromspeicher in Fahrzeugen. Die Tatsache, dass Autos etwa 23 Stunden am Tag nicht bewegt werden und häufig im Anschlussbereich des Stromnetzes stehen, ermöglicht die Nutzung für Zwecke der Systemintegration fluktuierender Einspeisung. So können Netzengpässe ebenso verhindert werden wie das Verwerfen von Erzeugung aus Erneuerbaren Energien infolge geringer Nachfrage. Bereits heute sehen Länder mit erheblichen Anteilen aus nicht disponiblen Energiequellen (z. B. Windenergie in Dänemark) hierin eine Möglichkeit, die Systemintegration zu steigern. Darüber hinaus sind Modelle denkbar, in denen aus Fahrzeugen am Netz Reserveleistung bereitgestellt wird. Der Vorteil dieser Reservekapazität liegt darin, dass die Leistung nur mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit abgerufen wird und der Batteriespeicher nahezu nicht verschlissen wird. Anders ist dies bei der ebenso denkbaren Nutzung von Batterien zum „Energiehandel“ auf Basis des Spotmarktpreises. Ein Aufladen der Batterie in Niedrigpreiszeiten und eine Rückspeisung in Zeiten hoher Strompreise bedingt durch Erzeugungsknappheit beansprucht die Batterie erheblich. V2G Konzepte werden langfristig ein Bestandteil der Elektromobilität sein. Eigene Untersuchungen sowie Quellen Dritter zeigen aber gleichzeitig, dass der jährliche Deckungsbeitrag der Batterienutzung für Reservezwecke und die Spotmarktoptimierung insgesamt bei wenigen 100 € liegen. Hiervon ist dann auch die Technologie zur Steuerung und Abrechnung zu finanzieren. Mit dem zukünftigen Einsatz von Smart Metern wird diesem Feld der Wertschöpfungskette eine hochinteressante Rolle zukommen. Daher ist bereits heute bei der Konzeption von Smart Metern die zukünftige Funktionalität zu berücksichtigen, bei gleichzeitigem Streben nach möglich preisgünstigster Herstellung und Installation. E.ON Energie

entwickelt im vom BMU geförderten Flottenversuch mit Volkswagen und weiteren Partnern neben langfristigen Netzanforderungen und energiewirtschaftlichen Szenarien auch die Schnittstelle zwischen Stromnetz und Fahrzeug. Bereits im Pilotprojekt mit BMW werden Ansätze dieser Entwicklungen erprobt.

### **Batterie als Schlüsselement der mittelfristigen Entwicklung**

Schlüsselement für den Markteintritt von Elektrofahrzeugen ist die Batterie. Dies hat vor allem zwei Gründe: Die Lithium-Ionen Technologie, die für den Einsatz im Fahrzeug favorisiert wird, ist noch nicht unter Bedingungen im Fahrzeugeinsatz erprobt worden und erfordert zudem eine Kostenreduktion um etwa 70 bis 80 % gegenüber dem heutigen Niveau. Der Einsatz von Batterien in Hybridfahrzeugen wie dem Toyota Prius, einem Pionier der Neuzeit der Elektromobilität, lässt vermuten, dass die Batterietechnik bereits verfügbar ist. Jedoch ist die Anforderung in einem Hybridfahrzeug, indem die Batterie nur unterstützend wirkt, völlig anders. Hier sind sehr geringe Energieinhalte gefordert, dafür aber hohe Leistungen. Diese Anforderungen können sehr zuverlässig durch Ni-MH Batterien abgedeckt werden, sind aber technologisch übertragbar auf Li-Ionen Technologie. Ein wesentliches Ziel aller Pilotprojekte ist daher die Erprobung der zukünftigen Batterietechnik im Praxiseinsatz unter Alltagsbelastung bei Kälte und Hitze. Für die Energiewirtschaft ist die Beobachtung der Batterieentwicklung aus mehreren Gründen interessant. Zum einen wird sie entscheidend sein für einen möglichen Durchbruch der Elektromobilität. Darüber hinaus sind die Leistungsfähigkeit und das Alterungsverhalten aber auch wesentlich für V2G Anwendungen oder sogar den Einsatz über die mobile Anwendung hinaus.

Entgegen der allgemeinen Auffassung stellt die Batteriekapazität und damit begrenzte Reichweite für 90 % der zurückgelegten Wegstrecke keine tatsächliche Einschränkung dar. Die durchschnittliche tägliche Distanz über alle PKW liegt im Mittel bei 30 km. Distanzen von 100 bis 150 km mit einer Batterieladung sind bereits heute mit vertretbarem Gewicht und Volumen der Batterie darstellbar. Die Herausforderung liegt eher in der Überwindung der psychologischen Barriere. Hier sind langfristig auch veränderte Mobilitätskonzepte denkbar, in denen 90 % der Strecke mit dem Elektromobil zurückgelegt werden und in Einzelfällen längerer Distanzen dann Fahrzeuge (z. B. Diesel) mit größerer Reichweite – und ggf. größerem Nutzvolumen – gemietet werden. Die kommenden Jahre werden Aufschluss über die Akzeptanz von Elektromobilen geben.





**Dipl.-Wirtsch.-Inf. Rolf Schumann**

**Country Engagement Principal für Better Place in Deutschland**

## Better Place –

# Vermarktungsmodell für Elektromobilität

## Abstract

Technische Weiterentwicklungen, automobiler Absatzkrise und hohe Betriebskosten führen derzeit zur Ablösung des auf dem Verbrennungsmotor basierenden Mobilitätskonzeptes. In welchem Maße die deutsche Wirtschaft und Gesellschaft von der Transformation profitieren, hängt davon ab, wie schnell in Deutschland eine Infrastruktur für Elektrofahrzeuge errichtet wird. Neben der überlegenen ökonomischen und ökologischen Bilanz bedeuten Nachtladung und vehicle to grid-Funktion ideale Ergänzungen für den Ausbau der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien. Der Aufbau einer herstellernerutralen, landesweiten Infrastruktur für Elektrofahrzeuge mit Ladesäulen und Batterie-Wechselstationen für den individuellen elektrischen Massenverkehr ist durch die intelligente Kombination erprobter Techniken bereits jetzt möglich und sollte unverzüglich angegangen werden.

## 1 Einleitung

Kohlendioxid und Feinstaub, hohe Mobilitätskosten und industrieller Innovationsbedarf: Die Gründe für den Umstieg auf die vollelektrische Mobilität sind zahlreich. Ein zentraler Treiber für die Elektrifizierung des Autos sind jedoch die langfristig unaufhaltsam steigenden Kosten für Benzin und Diesel. Bereits im Juli 2008 hat der Preis für Superbenzin an deutschen Tankstellen zeitweise die Marke von 1,50 Euro je Liter überschritten, und auch wenn der Ölpreis wegen der drohenden Rezession gerade wieder gesunken ist, so wäre es ein Fehlschluss, hierin auch nur mittelfristig eine Umkehr des historischen Trends zu sehen, der seit 1991 zu einer Verdoppelung des realen Preises von Superbenzin geführt hat.

## 2 Ein neues Konzept

In der Vergangenheit wurden verschiedene Lösungen für die Abkehr vom erdölbasierten Mobilitätskonzept vorgeschlagen – mit unterschiedlichem Erfolg. Die Nutzung von Bioethanol in klassischen Verbrennungsmotoren sowie der langfristige Umstieg auf wasserstoffbetriebene Brennstoffzellenfahrzeuge (parallel oder seriell) gehören zu den bekanntesten Konzepten. Diese sind jedoch in vieler Hinsicht dem batteriegetriebenen Elektrofahrzeug unterlegen.

Batteriefahrzeuge verfügen seit der Marktreife der sicheren und leistungsfähigen neuesten Generation der Lithium-Ionen-Batterie – dem Lithium-Eisen-Phosphat-Akkumulator – im Jahr 2005 über einen entscheidenden Vorteil: Mit Einführung dieser Batterie liegen die Betriebskosten pro Kilometer für ein Elektroauto erheblich unter denen eines Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor. Denn die Gesamtkosten der Mobilität (total cost of operating) für ein Auto mit Verbrennungsmotor betragen derzeit 0,38 Euro pro gefahrenen Kilometer. Die Kosten für ein Elektrofahrzeug mit gleichen Fahreigenschaften liegen dagegen mit der neuesten Generation der Lithium-Ionen-Batterie schon beim derzeitigen Stand der Entwicklung (Januar 2009) auf etwa dem halbem Niveau, die Bau- und Unterhaltskosten für ein

flächendeckendes, deutsches Netz zur Energieversorgung dieser Autos eingerechnet. Aufgrund der langfristigen Ölpreissteigerung, technischer Fortschritte und erheblicher Skalenerträge bei der anstehenden massenhaften Produktion der Batterien wird dieser Preisvorsprung des Elektrofahrzeugs in Zukunft zudem immer deutlicher werden.

Am deutlichsten bewähren sich reine Elektrofahrzeuge bei der Umweltbilanz. So weist ein Elektroauto mit Batterie gegenüber einem gleich dimensionierten Benzin- oder Dieselauto schon bei Nutzung des derzeitigen durchschnittlichen deutschen „grauen“ Strommixes – über die ganze Produktionskette gerechnet (well to wheel) – eine überlegene CO<sub>2</sub>-Bilanz auf. Zum zweiten bietet der Elektromotor bei Einkauf von Strom aus regenerativen Quellen die einzige Chance auf die Reduktion der CO<sub>2</sub> Emission auf null – eine Zahl, die auch mit der effizientesten Technologie von Verbrennungsfahrzeugen in Zukunft niemals erreicht werden kann. Zum dritten können Anbieter von Elektromobilität unvergleichlich höhere Preise für grünen Strom zahlen, da ihr Vergleichswert vom Rohölpreis und nicht über die Entstehungskosten konventionellen Stroms definiert wird. Das bedeutet einen starken Anreiz zum Zubau zusätzlicher grüner Stromkapazitäten, die ansonsten nicht kosteneffizient wären.

Ein weiterer Punkt ist der Effekt des „virtuellen Zubaus“ beim Strom aus erneuerbaren Energien: Durch die mögliche zeitliche Flexibilität bei der Stromabnahme (nächtliches Aufladen mit Windstrom) können Elektroautos Produktionsspitzen bei den erneuerbaren Energien auffangen, die ohne Elektromobilität schlicht verloren gingen oder sogar zu einem negativen Preis verkauft werden müssen. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix lässt sich so ohne den Zubau von Kapazitäten steigern. Durch die Rückspeisefunktion (vehicle to grid), die bei Vorhandensein größerer Mengen von Elektrofahrzeugen rentabel wird, wird der „virtuelle Zubau“ sogar noch verstärkt werden.

### 3 So funktioniert Better Place

Auf Basis vorhandener Technologien baut Better Place derzeit in verschiedenen Ländern eine flächendeckende Infrastruktur für den Betrieb von Elektrofahrzeugen auf. Das Unternehmen wurde im Oktober 2007 von Shai Agassi gegründet und ist mit Hilfe von Risikokapital finanziert. Als Betreiber einer modernen Infrastruktur für Elektrofahrzeuge leistet Better Place einen signifikanten Beitrag, die weltweite Abhängigkeit vom Erdöl zu reduzieren. Aus technologischer Sicht kombiniert Better Place fünf Elemente zu einer innovativen Mobilitätslösung: Elektrofahrzeuge, Batterien, Ladestationen, Batteriewechselstationen und erneuerbare Energien.

Um die Energieversorgung optimal zu steuern, wird ein engmaschiges Netz von Lade- und Wechselstationen benötigt sowie eine intelligente Software, die den Ladeprozess steuert. Better Place plant den Aufbau von Ladestationen auf privaten und öffentlichen Parkplätzen, vor Geschäften und Restaurants sowie in Gewerbegebieten. Gesteuert wird der Ladeprozess über die im Auto vorhandene Software. Wer längere Strecken mit seinem Elektrofahrzeug zurücklegen möchte, kann an einer Wechselstation die leere Batterie durch eine voll aufgeladene ersetzen. Der gesamte Vorgang läuft komplett automatisch ab und wird weniger Zeit beanspruchen als den Benzintank eines Fahrzeugs zu füllen: Ähnlich wie in einer Waschanlage fährt das Auto in die Wechselstation und erhält eine aufgeladene Batterie. Mit Hilfe der Wechselstationen erhält ein Autofahrer aber auch mehr Sicherheit und Flexibilität, falls er einmal vergessen hat die Batterie zu laden oder eine ungeplante Fahrt unternehmen möchte. Ein weiterer Vorteil ist, dass die Batterie optional im Besitz von Better Place bleibt. Für den Autofahrer bedeutet dies geringere Anschaffungskosten und weniger Risiko. Darüber hinaus unterstützt Better Place natürlich auch Fahrzeuge mit einer fest eingebauten Batterie.

Im Januar 2008 verkündete Better Place sein erstes Kooperationsprojekt mit Israel. In rascher Folge hat das Unternehmen daraufhin Vereinbarungen mit Dänemark, Australien, den US-Bundesstaaten Kalifornien und Hawaii sowie der kanadischen Provinz Ontario getroffen. In all diesen Regionen arbeitet Better Place derzeit am Aufbau der ersten standardisierten Netzwerke für Elektrofahrzeuge. Bereits 2011 wird in Israel eine engmaschige, flächendeckende Infrastruktur errichtet sein – die ersten Ladestationen wurden bereits installiert. In Deutschland führt das Unternehmen intensive Gespräche mit Energieversorgern, Politikern und Autoherstellern.

## 4 Empfehlung für eine Infrastruktur

Die deutsche Wirtschaft verfügt wie keine zweite über die Ressourcen und das Ingenieurspotenzial, um den Wandel hin zur Elektromobilität umzusetzen und bei der Produktion von Elektroautos und Batterien einen weltweiten Spitzenplatz einzunehmen. Positive Effekte vom technischen Wandel können sich auch viele angrenzende Industrien erhoffen, vor allem die Branche für erneuerbare Energien, deren Anteil am Strommix dadurch maßgeblich steigen wird, sowie Technologieunternehmen und Batteriehersteller.

## 5 Erneuerbare Energiequellen

Zur Nutzung des beträchtlichen Umweltpotenzials muss eine Infrastruktur für die Elektromobilität mit erneuerbarer Elektrizität betrieben werden und über eine Funktion zur Wiedereinspeisung von Strom aus den Fahrzeugen in das Netz verfügen. Letztere erlaubt es, das beträchtliche Speicherpotenzial von Fahrzeugbatterien – durchschnittlich sind PKWs etwa 22 Stunden pro Tag geparkt – zu nutzen, um durch Rückeinspeisung ins Netz die Leistungsschwankungen gerade der erneuerbaren Energien auszugleichen. So kann beispielsweise der nachts getankte, reichlich vorhandene Windstrom zu Hauptlastzeiten tagsüber wieder eingespeist werden, was den Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix ohne Zubau erhöht. Der effektive Kohlendioxid-Ausstoß eines Elektrofahrzeugs, das mit Windstrom geladen wurde, liegt bei Ausnutzung der beschriebenen Umwelteffekte bei 2,8 Gramm/100km, verglichen mit Durchschnittsemissionen von 170 Gramm/100km beim durchschnittlichen Benzin- oder Dieselfahrzeug. Da mit der begrüßenswerten Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am Strommix die Netzschwankungen zunehmend an Stellenwert gewinnen werden, wird die Schaffung von dezentralen Ausgleichsspeichern (Regelleistung) zunehmend als Bedingung für den weiteren Ausbau dieser Energieform gesehen.

## 6 Fazit

Um das mineralölbasierte Mobilitätskonzept erfolgreich abzulösen, ist eine landesweite Elektro-Infrastruktur notwendig, die über das hinausgeht, was derzeit an Citycar-Konzepten angeboten wird. Politiker haben bereits erste Initiativen auf den Weg gebracht: Im Februar brachte Bündnis 90/Die Grünen einen Antrag zu einer umfassenden Förderstrategie für Elektrofahrzeuge in den Bundestag ein. Darüber hinaus verlangen die Verbraucher nach vollwertigen Fahrzeugen, die in ihren Ausstattungsmerkmalen mit heutigen vier- bis fünfsitzigen Limousinen vergleichbar sind: Ab dem Jahr 2011 produzieren Renault und Nissan für den israelischen und dänischen Markt entsprechende Automodelle in Großserie. Wie hoch das Marktpotenzial ist, verdeutlicht die Aussage des Automobilexperten Ferdinand Dudenhöffer, Professor an der Universität Duisburg-Essen: „Schon im Jahr 2015 werden Autos mit Elektro- und Hybridantrieb sowie mit extrem spritsparenden Benzinmotoren den Markt dominieren.“ Entsprechend attraktiv ist es auch für Energieproduzenten, frühzeitig in den Markt für Elektrofahrzeuge zu investieren.



battery exchange  
stations

Abbildung 1: An vollautomatischen Wechselstationen werden Autofahrer künftig ihre leere Batterien gegen aufgeladene Batterien tauschen können.



Abbildung 2: Der Renault Megane ist der erste Prototyp eines Elektrofahrzeugs, das mit der Better Place Infrastruktur arbeitet.



Abbildung 3: Im November 2008 startete Better Place in Kalifornien: Die Regierung unter Gouverneur Arnold Schwarzenegger sowie die Bürgermeister der Großstädte San Francisco, San Jose und Oakland wollen die Bay Area zur Schlüsselregion für Elektrofahrzeuge in den USA machen.

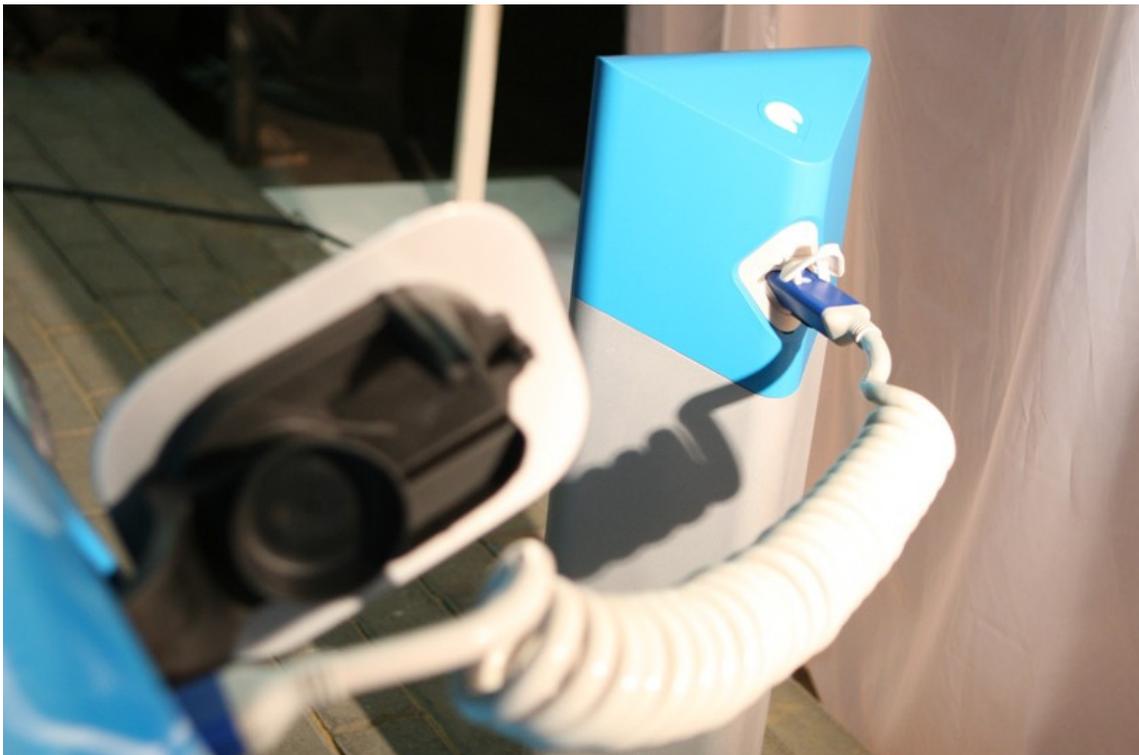


Abbildung 4: Der Geschäftsführer von Better Place in Israel, Moshe Kaplinsky, enthüllte im Dezember 2008 in Tel Aviv, Israel die ersten betriebsfähigen Parkplätze mit Stromanbindung sowie das Design der Ladestationen, die in allen Kooperationsländern zum Einsatz kommen werden.

## Moderation

**Dipl.-Phys. Karl Otto Abt**

**Vorstandsvorsitzender der FfE e. V. von 2005 bis 2009  
ehem. Mitglied des Vorstands der Stadtwerke Düsseldorf**







**Paul Waning**

**Mitglied des Vorstands d. Lechwerke AG, Augsburg**

**Vorstandsvorsitzender d. Bundesverband Wärmepumpe e. V., Berlin**

**Mitglied des Vorstands d. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.**

## **Elektrische Heizsysteme – Techniken, Effizienz und Potenziale**

### **Abstract**

Elektrische Heizsysteme stehen heute vor allem beim BMU und beim Umwelt-Bundesamt in der Kritik. Die ENEC2009 verlangt bei größeren Wohnanlagen eine Außerbetriebnahme der Speicherheizungen ab 2020. Wer dafür bezahlt, ist in der Verordnung nicht geregelt. Allerdings wird die Maßnahme damit begründet, dass Speicherheizungen mit Strom betrieben würden. Dieser sei mit einem Primärenergiefaktor von 2,7 erzeugt. Die bei der Stromerzeugung entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen seien außerdem viel zu hoch. Dabei denken unsere Politiker einseitig und kurzfristig. Während Strom zum Heizen anscheinend viel zu umweltschädlich ist, propagieren dieselben Politiker das Ende unserer fossilen Brennstoffvorräte und fordern die Neuentwicklung von Elektrofahrzeugen. Deutschland müsse auf dem Automobilsektor seine herausragende Stellung durch den baldigen Einstieg in diese Technologie bewahren.

Mittelfristig gedacht muss die gesamte Energieversorgung im 21. Jahrhundert durchdacht werden. Wie ein Getriebe kann auch die Energieversorgung nur dann wirtschaftlich und zuverlässig funktionieren, wenn alle Zahnräder einwandfrei ineinander greifen. Einige Überlegungen hierzu möchte ich Ihnen präsentieren:

### **1 Strom kann kaum gespeichert werden**

Im vergangenen Jahrhundert wurden aufwändig Pumpspeicherwerke gebaut. Das Walchenseekraftwerk dürfte eines der bekanntesten davon sein. Diese hatten eine Vergleichmäßigung der Stromabgabe aus Grundlastkraftwerken zum Ziel. Weil der Stromabsatz im Lauf des Tages und darüber hinaus auch jahreszeitlich bedingt sehr stark schwankt, braucht es Abnehmer, die diese Schwankungen ausgleichen können. Großkunden oder Speicherheizungskunden, deren Strombezug in Zeiten hoher Last begrenzt werden konnte, haben zur hohen Versorgungssicherheit und zu einer günstigen Strompreisgestaltung für alle Kunden ebenso beigetragen, wie die vorgenannten Pumpspeicherkraftwerke. Allerdings haben auch die Pumpensysteme einen Wirkungsgrad kleiner 75 %.

### **2 Erneuerbare Energien bei der Stromerzeugung wachsen rasch**

Das Erneuerbare Energien Gesetz fördert den Einsatz von Erneuerbaren Energien durch finanzielle Anreize oder eine kostendeckende Vergütung. Während die Wasserkraft in Deutschland kaum noch ausgebaut werden kann, boomen Windkraftanlagen, Biomasse- oder Photovoltaikanlagen. Mehr als 15 % der deutschen Bruttostromerzeugung kamen aus Erneuerbaren Energien. Die Windkrafterzeugung hatte bei den dabei erzeugten 95 Milliarden Kilowattstunden einen Anteil von 40 %. Frei nach Wilhelm Busch: „Dabei steht manchmal die Mühle still, weil der Wind nicht wehen will.“ Auch die Technik der Photovoltaik hat bezüglich der Verfügbarkeit ihre Tücken.

Im Klartext bedeutet dies, dass Speicher im Stromnetz unbedingt notwendig sind. Strom wird heute an der Börse gehandelt. Angebot und Nachfrage bestimmen den Preis. Ohne Speichermöglichkeit wäre Strom aus Erneuerbaren Energien an einigen Tagen des Jahres fast nichts wert.

### 3 Smart Metering – aber wie

Es gibt in Deutschland wohl kaum Netzbetreiber, die sich nicht schon mit dem Thema der Laststeuerung beim Stromverbrauch auseinandergesetzt hätten. Gerade im Haushalt gibt es die früher bekannten Kochspitzen kaum noch. Und auch der Montag als Washtag ist in Zeiten der Emanzipation nicht mehr vorhanden. Heute wird die Waschmaschine eingeschaltet, wenn es notwendig ist. Bei kinderreichen Familien sind das mehrere Füllungen pro Tag. Natürlich können Waschmaschinen oder Trockner automatisch starten. Befüllt oder entladen müssen sie dennoch per Hand. Oder wollen Sie ihren PC zu Zeiten hohen Verbrauchs vom Netz nehmen, weil der Strom dann zu teuer ist? Was kosten eigentlich die „Energiesparrechner und Steuergeräte“ in Millionen von Haushalten an Energie?

Smart Metering macht Sinn – aber nur dort, wo auch eine nennenswerte abschaltbare Last vorhanden ist. Beispielsweise bei Speicherheizungen, bei Gewerbe und Industrie oder mit Einschränkungen beim Laden von Elektrofahrzeugen.

### 4 Gebäude benötigen immer weniger Heizenergie

Während noch nicht energetisch sanierte Häuser aus den 60-iger und 70-iger Jahren des vergangenen Jahrhunderts noch einen spezifischen Heizenergiebedarf von mehr als 290 kWh/m<sup>2</sup>\*a aufweisen, haben wir in den letzten 30 Jahren bei Neubauten große Fortschritte gemacht. Werden die Vorschriften der ENEC2009 für Neubauten angewandt, dann sind nur noch etwa 40 kWh/m<sup>2</sup>\*a notwendig – ein Siebtel der 1977 benötigten Heizenergie. Leider hat sich die Zahl der Baugenehmigungen für neue Wohnungen seit 1994 von 713.000 Wohnungen auf 174.600 Wohnungen in 2008 dramatisch reduziert. Deswegen kommt der energetischen Sanierung von bestehenden Gebäuden eine steigende Bedeutung zu.

Speicherheizungssysteme hatten und haben heute in einem vernetzten Energiesystem durchaus Bedeutung. Vielleicht waren die Häuser im Wirtschaftswunder-Deutschland noch nicht so weit. Speicherheizungen waren gegenüber den Einzelofenheizungen auf Kohle- oder Heizölbasis mit einem riesigen Komfortgewinn verbunden. Kein Geruch, kein Schmutz, kein Nachfüllen von Brennstoff – automatische Regelung, Einzelraumregelung, wenig Platzbedarf und günstige Investition waren die Vorteile.

Und so sparsam waren die ersten Zentralheizungen aus der damaligen Zeit auch nicht. Hohe Kesselleistungen, schlechte Kesselwirkungsgrade, hohe Vorlauftemperaturen und damit hohe Abgasverluste, schlecht gedämmte Heizrohre, großzügig dimensionierte mit Strom betriebene Umwälzpumpen machten auch diese Anlagen zumindest bis hin zu den Ölkrisen zu Energieverschwendern.

Heute werden energiesparende Brennwertkessel eingesetzt. Diese nutzen den im Abgas vorhandenen Wasserdampf als zusätzliche Energiequelle. Leider ist dies bei Heizsystemen mit Vorlauftemperaturen größer 50 Grad nur bedingt möglich. Deswegen muss beim Einsatz moderner Heizsysteme gleich welcher Art grundsätzlich auf eine möglichst niedrige Vorlauftemperatur geachtet werden.

Gute Wasser führende Flächenheizungssysteme – Fußbodenheizung, Deckenheizung oder Betonkernaktivierung – in Verbindung mit einer hervorragenden Wärmedämmung und Dichtigkeit des Gebäudes eignen sich somit hervorragend als Voraussetzung für eine Energie speichernde und wirtschaftliche Beheizung des Gebäudes. Wie früher der Schamottekern in der Speicherheizung sorgen heute Betonstrich und Bodenaufbau für den Energiespeicher. Bedingt durch diese

Speichergröße kann man den Speicher mit wesentlich niedrigen Temperaturen anfahren – heute zunehmend mit Umweltenergie.

Die Wärmepumpe ist also der legitime Nachfolger der Speicherheizung. Allerdings heizt dieses System umweltfreundlicher als viele andere Heizsysteme. Die Wärmepumpe wurde am 18. Dezember 2008 von der Europäischen Union als Erneuerbare Energie anerkannt, weil sie in einem erheblichen Umfang Energie aus Sonne, Erde, Wasser oder Luft nutzt. Die Energieeffizienz der Wärmepumpe wird über die Definition der Arbeitszahl ermittelt. Diese ergibt sich aus dem Verhältnis der abgegebenen Heizenergie zur aufgenommenen elektrischen Antriebsenergie für Kompressor, Regelung und Hilfsantriebe. Bei einer durchschnittlichen Arbeitszahl von 4, werden bei Einsatz von 4.000 Kilowattstunden Strom 16.000 Kilowattstunden Wärme erzeugt.

Nun hat ja Strom mitunter den Ruf einer schlechten Brennstoffverwertung und hoher CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Erzeugung. Allerdings ist Strom eine Sekundärenergie, mit der Fähigkeit, seinen Primärenergiefaktor und CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Abhängigkeit vom ständig steigenden Kraftwerkswirkungsgrad und vom Energiemix der eingesetzten Energieträger zu verbessern. So wurde der „amtliche“ Primärenergiefaktor erst im vergangenen Jahr von 3,0 auf 2,7 herabgesetzt. In der ENEV2009 soll ein Faktor von 2,6 herangezogen werden. Dank des Zuwachses an Erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung lagen die CO<sub>2</sub>-Emissionen beim deutschen Strommix laut Umweltbundesamt 2006 bei 596 g/kWh Strom. In der Zwischenzeit dürfte man bei etwa 560 g/kWh angekommen sein.

Ein Einfamilienhaus mit einem Heizenergiebedarf von 16.000 kWh/Jahr benötigt

1. bei Einsatz von Heizöl sind etwa 1.740 l Heizöl und 240 kWh Strom für Brenner und Regelung notwendig. Der Primärenergiebedarf beträgt 19.928 kWh. 5,4 Tonnen CO<sub>2</sub> werden emittiert.
2. bei Einsatz von Erdgas sind etwa 18.900 kWh Erdgas und 240 kWh Strom für Brenner und Regelung notwendig. Der Primärenergiebedarf beträgt 21.785 kWh. 4,7 Tonnen CO<sub>2</sub> werden emittiert.
3. bei Einsatz einer Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 4 sind etwa 4.000 kWh Strom für Kompressor, Hilfsantriebe und Regelung notwendig. Der Primärenergiebedarf beträgt 10.400 kWh. 2,2 Tonnen CO<sub>2</sub> werden emittiert. Zudem erfolgen diese CO<sub>2</sub>-Emissionen weitab von der Stadt am Kraftwerksstandort.

Der Bundesverband Erneuerbarer Energien hatte am 28. Januar 2009 zu einem Neujahrsempfang eingeladen. Den Gästen – darunter Kanzlerin Angela Merkel – wurde eine Studie präsentiert, wonach der Anteil der Erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung bis 2020 auf etwa 47 % ansteigen soll. Was bedeutet das für unsere elektrischen Heizsysteme?

Ohne Berücksichtigung von Wirkungsgradverbesserungen beim Kraftwerkspark aus fossilen Brennstoffen würden alleine durch die Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien bei der Stromerzeugung der Primärenergiefaktor auf etwa 1,67 und die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf etwa 359 g/kWh sinken.

Für unser mit einer Wärmepumpe beheiztes Einfamilienhaus ergibt sich dann mit 6.680 kWh ein Primärenergiebedarf, der um 2/3 unter dem des ölbeheizten Gebäudes liegt. Die CO<sub>2</sub>-Belastung liegt sogar 74 % darunter.

Schon heute hat ein Installateur im Neubau manchmal Schwierigkeiten, die Anforderungen der Energieeinsparverordnung 2009 einzuhalten. So müssen häufig Solarthermieelemente als Unterstützung der Kesselanlage zur Reduzierung des Primärenergiebedarfs eingebaut werden.

Noch nicht angesprochen wurde das Thema Kühlung. Was heute im Bürogebäude schon fast Standard ist, hält im Wohnbau erst nach und nach Einzug. Eine passive Kühlung durch die Nutzung von Grundwasser erspart gegenüber der üblichen Kältemaschine 95 % der Betriebskosten. Ist diese besonders effiziente Art der Kältenutzung nicht möglich, können Wärmepumpen auch reversibel betrieben werden und arbeiten dann wie Kältemaschinen.

Auch die richtige Lüftung im Haus nach ENEV 2009 mit äußerst guter Wärmedämmung und Dichtheit muss an dieser Stelle angesprochen werden: Eine Zwangsbelüftung der Wohnräume mit

Vorerwärmung der Zuluft durch ein im Erdreich verlegten Ansaugrohrs, Kreuzwärmetauscher und Kleinwärmepumpe können beim Haus mit sehr geringem Heizenergiebedarf schon als komplette Heizung ausreichend sein.

Strom wird wohl in jedem Haushalt auch künftig notwendig sein. Die Frage stellt sich schon eher, ob sich andere leitungsgebundene Energieträger bei ständig sinkendem Energieabsatz noch rechnen. Bau, Betrieb und Unterhalt von Gasleitungen kosten jede Menge Geld und auch Energie. Bei nur noch 30 kWh/m<sup>2</sup>\*a wird so mancher Versorger auf die Verlegung von Gasleitungen verzichten.

In Deutschland ist der Absatz von Wärmepumpen zur Raumheizung in den letzten 4 Jahren von etwa 18.000 Anlagen auf 62.000 Anlagen gestiegen. Etwa 10 % der im vergangenen Jahr verkauften Heizungsanlagen war eine Wärmepumpe. Im Netzgebiet der Lechwerke wurde sogar jeder 3. Neubau im vergangenen Jahr mit einer Wärmepumpe ausgestattet.

Neue Potenziale für den Einsatz elektrischer Heizsysteme ergeben sich auch durch Neuentwicklungen: Auf der ISH in Frankfurt feierte kürzlich eine zweistufige Luft/Wasser-Wärmepumpe Premiere, welche eine Vorlauftemperatur von 80 Grad erreicht und damit hervorragend für Altbauten ohne sonstige Sanierungsmaßnahmen geeignet sein wird. Optimaler ist es sicherlich, ein Altbauprojekt vor dem Einbau eines neuen Heizungssystems energetisch zu sanieren. Damit verbunden sinken Heiz- und Primärenergiebedarf oft gewaltig. Dann ist der Einbau einer Wärmepumpe mit Vorlauftemperaturen zwischen 30 und 65 Grad auch ohne eine Umrüstung auf ein Flächenheizungssystem möglich. Die Wärmepumpe hat somit das Potenzial nahezu alle bisherigen Heizsysteme im Bereich von energetisch sanierten Wohngebäuden zu ersetzen. Bei einer Heizleistung von weniger als 2 kW je Wohnung – das ist die Anschlussleistung eines Haarföns oder eines Bügeleisens – und einer Wärmepumpen-Anschlussleistung von etwa 600 Watt wären wohl kaum aufwändige Netzausbaumaßnahmen erforderlich.

Die auf uns zukommende Verknappung der fossilen Brennstoffe bei gleichzeitig nach der Wirtschaftskrise weiter steigendem weltweiten Energiebedarf, die zunehmende Umweltfreundlichkeit von Strom durch einen steigenden Anteil von Erneuerbaren Energien und gute Verbesserungen des Wirkungsgrads bei neuen Kraftwerken sowie eine starke Reduzierung des erforderlichen Heizenergiebedarfs durch erhöhte Anforderungen an Wärmedämmung und Dichtheit von Gebäuden werden wohl eine weitere Ausbreitung der Wärmepumpe verstärken. Durch die wachsende Umweltfreundlichkeit von Strom sind selbst Luft-Wasser-Wärmepumpen mit eingebauter elektrischer Zusatzheizung für wenige kalte Tage des Jahres effizienter und umweltfreundlicher als viele andere heute gebräuchliche Heizsysteme.

## Energieeinsparung durch Smart-Metering?



**Dr.-Ing. Roland Hofer**

**Expert Energieeffizienz, E.ON Bayern AG, Regensburg**

### **Abstract**

E.ON Bayern führt in Bad Staffelstein sowie flächendeckend im ganzen Netzgebiet einen groß angelegten Pilotversuch mit insgesamt 10.000 intelligenten Strom- und 1.000 intelligenten Gaszählern durch.

E.ON Bayern hat dabei von Anfang an auf eine offene Systemarchitektur und die Einbindung des Smart-Meterings in die Produktivsysteme für Kundenbetreuung und Abrechnung gesetzt und so die Basis für eine Massentauglichkeit gelegt. Dazu gehört, dass Zähler mehrerer Hersteller verwendet werden.

Ein Webportal und ein von E.ON Bayern entwickeltes Inhome-Display sorgen für Verbrauchstransparenz, die zu Verhaltensänderungen des Kunden und so zu den gewünschten Effekten einer Energieeinsparung und Lastverlagerung führen sollen.

Die Herausforderung für die Zukunft wird es sein, eine standardisierte technische Basis für das Smart-Metering zu legen, die die heutigen proprietären Systeme kurzfristig ablösen wird.

### **1 Das 10.000 Smart-Meter-Programm von E.ON Bayern**

Seit Beginn der Stromversorgung hat sich vieles verändert, nur der Stromzähler unterscheidet sich kaum von den Exemplaren aus der Pionierzeit der Elektrifizierung.

Die Politik hat erkannt, dass verbesserte Verbrauchstransparenz das Bewusstsein der Kunden für ihren Energieverbrauch und die damit verbundenen Kosten schärfen kann und so zu einer Verhaltensänderung beiträgt. Sie stellt daher ab dem Jahr 2010 unter anderem bei Neuinstallationen höhere Ansprüche an die verwendete Zähltechnik. Auch der Verpflichtung, auf Kundenwunsch eine quartalsweise oder monatliche Rechnung zu stellen, kann man mit den herkömmlichen Ferraris-Zählern auf Dauer nicht nachkommen.

Aus diesen Gründen führen derzeit nahezu alle Strom- und Gasversorger mehr oder weniger umfangreiche Pilotversuche zum Thema Smart-Metering durch. Dabei soll die für einen routinemäßigen Rollout benötigte Technik erprobt werden. Neben dieser technischen Zielsetzung stehen aber zunehmend auch die Gestaltung vertrieblicher Produkte, die auf der Technik aufsetzen sowie Imageerwägungen im Fokus.

## 2 Das 10.000 Smart-Meter-Programm von E.ON Bayern

### 2.1 Eingesetzte Zähler

Im 10.000 Smart-Meter-Programm von E.ON Bayern werden 9.000 Haushalts- und Gewerbekunden mit intelligenten Stromzählern ausgestattet, hinzu kommen weitere 1.000 Kunden, bei denen Strom- und Gaszähler parallel erprobt werden.

Dabei wird etwa die Hälfte räumlich konzentriert in Bad Staffelstein (Abbildung 1) eingesetzt, die andere Hälfte verteilt über das gesamte Netzgebiet von E.ON Bayern.



Abbildung 1: Bad Staffelstein

Auf diese Weise sammeln wir Erfahrungen mit unterschiedlicher Kommunikationstechnik:

- In städtischen Gebieten – von der Kleinstadt bis hin zu Ballungsgebieten – kann die Powerline-Technik (PLC) eingesetzt werden. Hierbei überträgt der Zähler die Informationen über die Stromleitungen bis zu einem Datenkonzentrator, der in der nächsten Trafostation sitzt. Da jeder Zähler die Datenströme der benachbarten Geräte empfängt, verstärkt und weiterleitet, kann diese Technik nur dort eingesetzt werden, wo eine gewisse Mindestdichte an Zählern erreicht werden kann. Der Einsatz ist also überall dort nicht möglich, wo entweder nur geringe Besiedlungsdichte herrscht oder wo im Zuge eines punktuellen Rollouts nur einzelne Zähler umgerüstet werden sollen. Ein weiterer erheblicher Nachteil der PLC-Technik ist die hohe Zeitverzögerung beim Ansteuern der Zähler. Es kann durchaus einige Stunden dauern, bis der Zähler die angeforderten Daten geliefert oder einen an ihn gesendeten Befehl ausgeführt hat.
- In ländlichen Räumen bietet sich dagegen die von Mobiltelefonen bekannte GPRS-Technik an. Wegen der funktechnisch ungünstigen Anordnung der Zähler im Keller ist aber in vielen Fällen eine zusätzliche Außenantenne mit entsprechendem Montageaufwand erforderlich. Hinzu kommen nicht unerhebliche Kommunikationskosten.
- Die Nutzung kundeneigener Kommunikationstechnik, insbesondere von DSL oder ISDN-Anschlüssen, wird derzeit nicht forciert, da hier die Übertragung von abrechnungsrelevanten Daten davon abhängig ist, dass der Kunde seine eigenen Systeme tatsächlich betriebsbereit hält. Künftig werden aber auch solche Kommunikationskanäle hinzukommen müssen, weil bestimmte Kunden weder mit PLC noch mit GPRS erreichbar sind.

E.ON Bayern hat von Anfang an auf ein offenes System gesetzt, das heißt, dass das System Zähler unterschiedlicher Hersteller nutzen kann. Im Moment handelt es sich dabei um integrierte Smart-Meter von Echelon und Iskra. Bei Kunden, die auch einen Gaszähler erhalten, wird in beiden Fällen ein Gaszähler von Flonidan eingesetzt (siehe Abbildung 2).

Die Installation der integrierten Smart-Meter ist künftig nur dann sinnvoll, wenn der Kunde weiterreichende Informationsangebote nutzen will, für die er bereit ist, ein zusätzliches Entgelt zu entrichten. In allen anderen Fällen wird künftig wohl eher auf eine modulare Bauweise zurückgegriffen.

Anders als beim integrierten Smart-Meter wird die eigentliche Zählfunktion von einem Basismodul ohne Kommunikationstechnik erledigt, das elektronisch arbeitet, fest installiert ist und den Mindestanforderungen an neue Zähleinrichtungen erfüllt.

Das Zusatzmodul wird dann mit geringem Installationsaufwand auf den Zähler aufgesetzt und erfüllt zusätzliche, individuelle Anforderungen des Kunden, z. B. Übertragung der Daten zur Abrechnung und Visualisierung, Steuerung von Verbrauchern, Anschließen von Displays.



Abbildung 2: Stromzähler Echelon, Stromzähler Iskra, Gaszähler Flonidan (von links)

Auf diese Weise wird die langlebige Basismesstechnik von den intelligenten Kommunikations- und Steuerungsfunktionen getrennt, bei denen auf Grund des schnellen technischen Fortschritts mit kürzeren Nutzungsdauern zu rechnen ist.

## 2.2 Systemarchitektur

Das Grundschaema des Smart-Meter-Systems zeigt Abbildung 3. Herzstück des Systems ist die Leitstelle, im Falle des 10.000 Smart-Meter-Programms von E.ON handelt es sich dabei um ein Produkt von ITF-Fröschl, das unabhängig von Zählerherstellern entwickelt wurde und daher konsequent einen offenen Ansatz verfolgt.

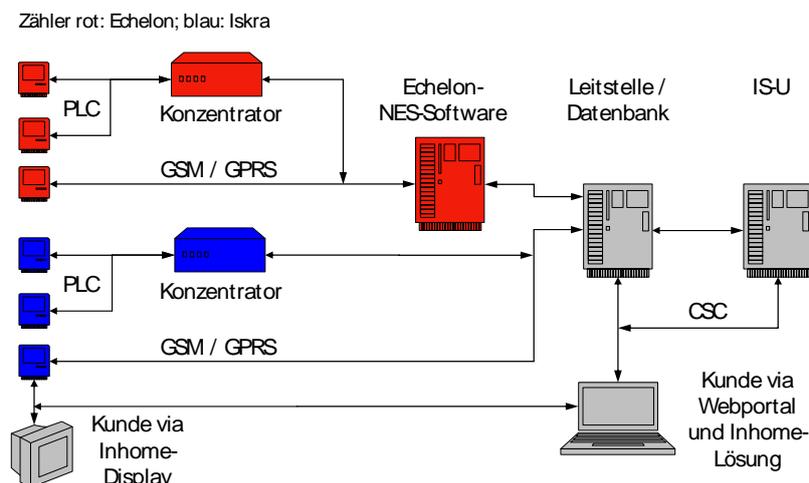


Abbildung 3: Aufbau des Smart-Meter-Systems

Die Leitstelle kommuniziert über PLC oder GPRS/GSM mit den Zählern, führt Steuerfunktionen aus, holt die Messdaten und legt diese in einer Datenbank ab. Im Falle der Echelon-Technologie wird zusätzlich die NES-Software von Echelon zur Steuerung des Systems benötigt, während für die anderen Zähler Gerätetreiber der Leitstelle für die Ansteuerung ausreichen.

Der Kunde kann via Internet auf seine Messdaten zugreifen, ergänzt werden diese um Stammdaten und die aktuellen Tarifinformationen, die das Abrechnungssystem SAP IS-U über die SAP-eigene Customer-Selfcare-Software (CSC) zur Verfügung stellt. Das CSC übernimmt auch die Kundenauthentifizierung bei der Anmeldung an das System.

Das Abrechnungssystem IS-U greift ebenfalls auf die Datenbank der Leitstelle zu. Es holt von dort die abrechnungsrelevanten Daten, also Zählerstände zum Abrechnungstichtag, bei Nutzerwechseln oder bei Preisänderungen ab und nutzt diese für die Durchführung aller Abrechnungsvorgänge.

Darüber hinaus führt die Leitstelle alle Fernbedienungsvorgänge durch, im Wesentlichen die Fernparametrierung und die Änderung von Schaltzeittabellen für die Tarifumschaltung.

Grundsätzlich ist es auch möglich, über die Leitstelle Zähler von Kunden mit Zahlungsrückstand fernbedient abzuschalten. Diese Option wird während des Pilotversuchs aber nicht genutzt.

### 2.3 Webportal

Das von E.ON Bayern vorgestellte Webportal (Abbildung 4) zeigt dem Kunden seine Verbrauchsdaten auf Viertelstundenbasis für Strom und auf Stundenbasis für Gas an. Die Navigation in Jahres-, Monats-, Wochen- und Tagesdarstellungen geschieht bequem über einen Kalender oder durch Anklicken von Balken in der Graphik.

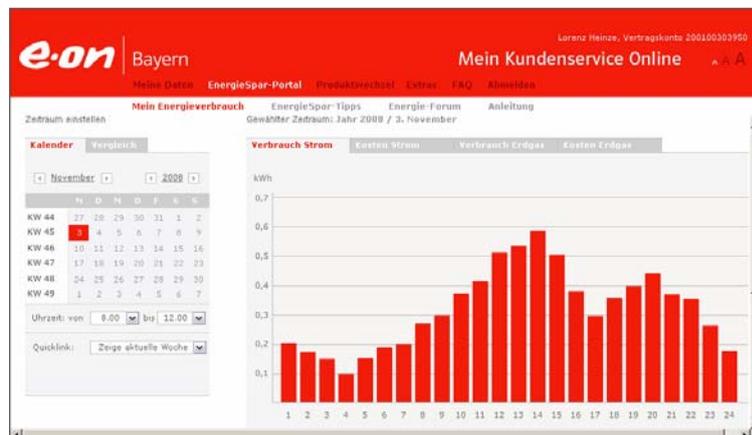


Abbildung 4: Bildschirmdarstellung des Webportals

In den gleichen zeitlichen Auflösungen werden auch die angefallenen Strom- und Gaskosten angezeigt, und zwar für alle bei E.ON Bayern verfügbaren Tarifmodelle für das Segment der Haushalts- und Gewerbekunden. Es bildet auch Zeitzonentarife sowie unterjährige Produkt- und Preisänderungen korrekt ab.

Das Webportal ist voll integriert in das vorhandene Service-Portal von E.ON Bayern, so dass der Kunde für alle Vorgänge nur eine Anmeldung benötigt und Wechselwirkungen zwischen dem neuen Smart-Meter-Portal und klassischen Servicefunktionen, z. B. Anpassungen Abschlagszahlungen auf Basis des tatsächlichen Verbrauchs, problemlos möglich sind.

### 2.4 Inhome-Lösungen

Das eigentliche Smart-Meter-System ist nicht in der Lage, Echtzeitdaten zu Verbrauch und Leistung zur Verfügung zu stellen. Bis eine Anforderung das komplette System durchlaufen hat, vergehen bei GPRS-Kommunikation einige Minuten, bei PLC können das im Extremfall einige Stunden sein. Deshalb werden die Daten routinemäßig einmal täglich abgerufen und dem Kunden stehen immer die Werte bis Mitternacht des Vortages zur Verfügung.

Die von E.ON Bayern entwickelte Inhome-Lösung greift dagegen direkt auf den Zähler zu und liefert aktuelle Daten. Es gibt zwei Gerätevarianten:

- Die Inhome-PC-Lösung: hier werden die Zählerdaten per Funk auf den Computer des Kunden übertragen und mit spezieller, in der Funktionalität an das Webportal angelehnter Software angezeigt.
- Das Inhome-Display: dieses Gerät verwendet die gleiche Funktechnik wie die PC-Lösung und kann mit dieser parallel betrieben werden. Es zeigt Verbrauchs- und Kosteninformationen an und ist insbesondere für Kunden interessant, die keinen PC benutzen.

### 3 Kundennutzen – Energieeinsparung?

Der Einsatz neuer Zähler hat zunächst noch keinen positiven Effekt auf die Energieeffizienz. Der ergibt sich erst durch (Abbildung 5):

- die Verbesserung der Verbrauchstransparenz,
- die Lastverlagerung durch variable Tarife sowie
- die Einführung spezieller Energieeffizienzprodukte.

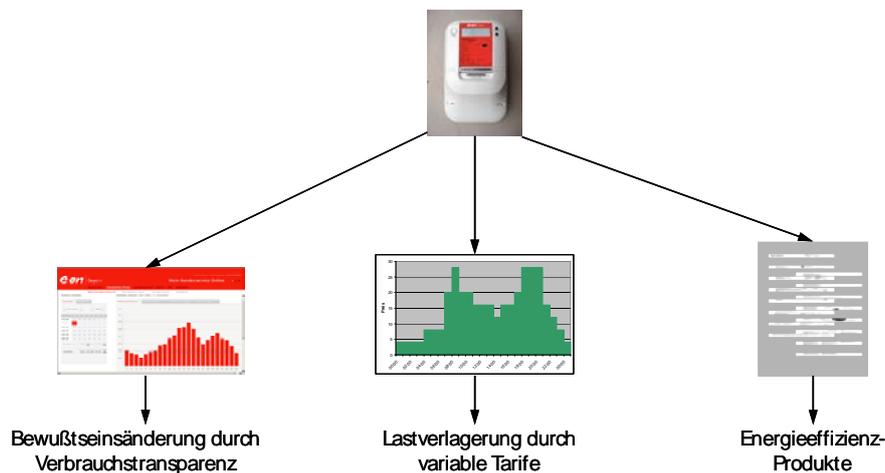


Abbildung 5: Ansatzpunkte für die Verbesserung der Energieeffizienz durch Smart-Metering

Der Hauptnutzen für den Kunden liegt in der deutlich verbesserten Verbrauchstransparenz. Es gibt anders als beim Ferraris-Zähler ein zeitnahe Feedback zwischen dem Verhalten, dem Energieverbrauch und den angefallenen Kosten. Selbst wenn der Kunde das Angebot der monatlichen oder quartalsweisen Abrechnung nicht in Anspruch nimmt, hat er mit dem Smart-Meter-System volle Kostentransparenz, heruntergebrochen auf frei gewählte Zeitintervalle. Zusatzauswertungen, z. B. die Anzeige von Durchschnittswerten, Maxima und Minima innerhalb des gewählten Intervalls erleichtern die Nutzung der Daten.

Hier ist es auch wichtig, dass alle Kostendarstellungen nicht nur informativen Charakter haben, sondern in Abrechnungsqualität durchgeführt werden, und das nicht nur für einzelne Smart-Meter-Tarife sondern für das komplette Produktspektrum.

Es darf aber nicht übersehen werden, dass das System nur Basisinformationen für die Energieeinsparung liefert. So erfährt der Kunde welchen Verbrauch Standby-Geräte in der Nacht verursachen oder er kann unterschiedliche Tage miteinander vergleichen. Eine Energieeinsparung wird aber nur dann erreicht, wenn er aktiv sein Verhalten ändert, also die verfügbaren Informationen auch nutzt.

Ein weiterer Aspekt ist die im Zusammenhang mit Smart-Metering viel zitierte Lastgangverlagerung. Eine Vergleichmäßigung von Verbrauch und damit Erzeugung kann die Kosten reduzieren und als Vorteil an die Kunden weitergegeben werden.

Hierzu sind zeit- und lastvariable Tarife, die den Anreiz zur Verlagerung entweder zu starren Zeiten oder situationsabhängig geben, nötig. Die Umsetzung zeitvariabler Tarife, im einfachsten Fall analog zum heutigen Doppeltarif, ist mit Smart-Metern problemlos möglich. Dynamische lastvariable Tarife können dagegen aufgrund eichrechtlicher Probleme derzeit nicht umgesetzt werden, weil hierfür die gespeicherten Viertelstundenwerte zur Abrechnung herangezogen werden müssten

Es darf aber bei der Diskussion nicht übersehen werden, dass die Verlagerungspotentiale speziell im Haushalt gering sind. Sie betreffen im Wesentlichen Waschen und Spülen, bei der Einführung einer Gerätesteuerung könnten bedingt auch noch Kühl- und Gefriergeräte herangezogen werden.

Die Lastverlagerung dürfte daher erst dann wirklich attraktiv werden, wenn zusätzliche Verbraucher mit zeitlicher Flexibilität hinzukommen, insbesondere Elektroautos, bei denen die Speicherbatterie angebotsabhängig geladen werden kann.

Denkbar sind künftig aber auch spezielle Energieeffizienzprodukte, bei denen man den Verbraucher bei seinen Bemühung Energie zu sparen nicht alleine lässt, sondern ihn durch Beratungsleistungen unterstützt, ein laufendes Monitoring seines Verbrauch durchführt und mit seinen eigenen Einsparzielen abgleicht. Das System aus Smart-Meter und einem speziell ausgeprägten Webportal stellt die Datenbasis hierfür zur Verfügung.

## 4 Fazit

Smart-Metering stellt den Einstieg in eine neue Dimension der Energieeffizienz dar. Die für Deutschland genannten Potentiale von 5 % sind durchaus realistisch.

Ihre volle Wirksamkeit werden diese Systeme aber erst entfalten, wenn auch die Möglichkeit der Laststeuerung gegeben ist. Diese noch weiterreichenden Anforderungen an die Technik können aber nur dann kostengünstig umgesetzt werden, wenn eine Standardisierung der Basisfunktionen erfolgt und wenn von der Politik ein flächendeckender Rollout initiiert wird.

Der Wettbewerb findet dann nicht zwischen verschiedenen Zählertechniken statt, was wegen der hohen Wechselkosten schnell zum Wettbewerbshindernis werden würde, sondern zwischen den Ideen für neue innovative Produkte, die auf einer einheitlichen technischen Basis aufsetzen.



## Entwicklung des Strombedarfs in Deutschland bis 2050

**Dipl.-Ing. Michael Beer**

**Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.**

### Abstract

Der Endenergieverbrauch hat in den letzten Jahren leicht abgenommen, während der Stromverbrauch absolut gestiegen ist. Ein Großteil des Stromes wird für die Bereitstellung von mechanischer Energie und Prozesswärme eingesetzt. Einige Energiedienstleistungen, besonders im Bereich der Information und Kommunikation, sind nur durch Strom realisierbar.

Der Bedarf an Nutzenergie ist von den Bedürfnissen der Menschen sowie dem zu deren Befriedigung verfügbaren Budget abhängig. Alle sozioökonomischen Rahmenbedingungen für Szenariorechnungen lassen sich darauf zurückführen. Zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen ist Strom vor allem geeignet, weil er einfach und komfortabel handhabbar ist.

Im Projekt „Energiezukunft 2050“ wurden in drei aufeinander aufbauenden Szenarien der Energiebedarf und dessen Deckung in Deutschland bis 2050 bestimmt. Gegenüber der Referenzentwicklung wurde in Szenario 2 die Verwendung effizienterer Technologien untersucht. In Szenario 3 wird zudem von einem höheren Umweltbewusstsein der Bevölkerung ausgegangen.

Der Trend eines steigenden Strombedarfs setzt sich in allen drei Szenarien fort. Dadurch wird der Einsatz hocheffizienter Anwendungen, insbesondere im Verkehr, möglich. Für die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromverwendung ist die Art der Stromerzeugung entscheidend.

## 1 Endenergieverbrauch in Deutschland

### 1.1 Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Deutschland

Betrachtet man die Entwicklung des Endenergieeinsatzes in Deutschland von 1990 bis 2007 in Abbildung 1, erkennt man, dass nach der Phase der Wiedervereinigung der Energieverbrauch in den letzten 10 Jahren um etwa 10 % gesunken ist.

Der Steinkohleverbrauch ist, bedingt durch den Einsatz in der Industrie, nahezu konstant geblieben, der Braunkohleeinsatz jedoch auf ein Zehntel gesunken. Der Heizöl- wie auch der Kraftstoffeinsatz ist seit Ende der 1990er Jahre rückläufig. Die Wärmebereitstellung durch Fernwärme – seit Jahren nahezu konstant – wurde zum Teil durch Erdgas und sonstige Energieträger - wie Holzpellets, Solarthermie oder Wärmepumpen, abgelöst. Gegenüber dem Trend des gesamten Endenergieverbrauchs ist der Stromverbrauch jährlich um etwa 1 % angestiegen.

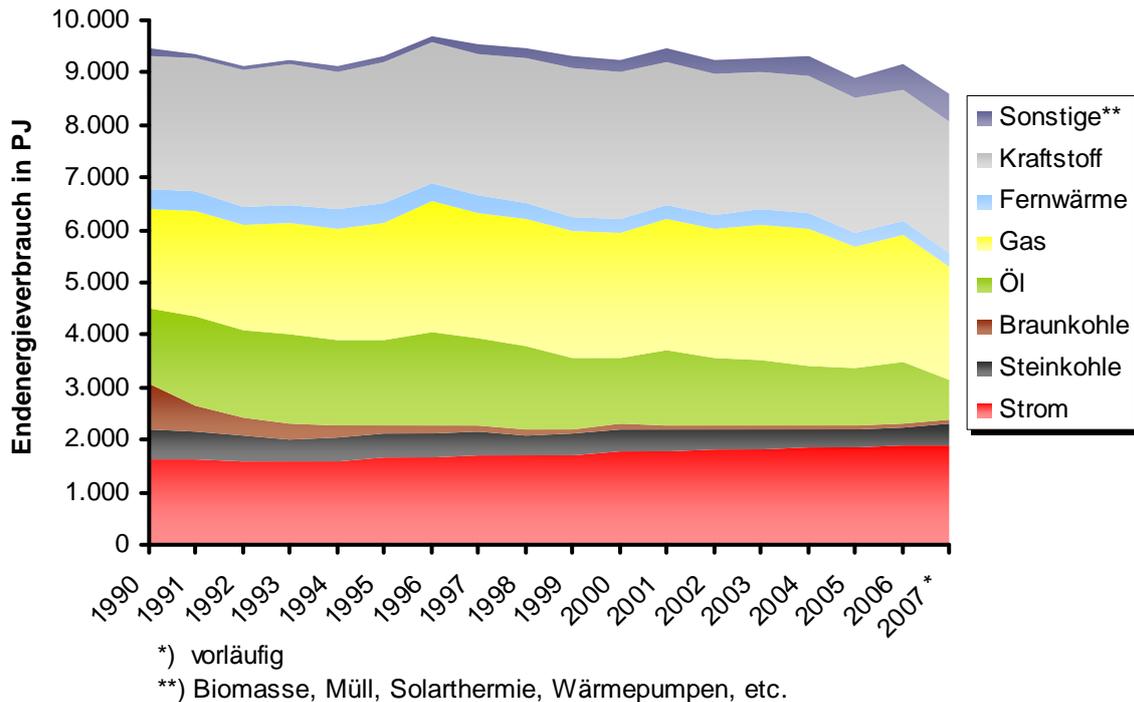


Abbildung 1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Deutschland /AGEB-01 08/

## 1.2 Aufteilung des Endenergieverbrauchs auf Anwendungsarten

Endenergie wird für unterschiedliche Zwecke verwendet. Abbildung 2 zeigt, wie sich der Endenergieverbrauch auf die einzelnen Anwendungsarten (außen) sowie die vier Anwendungssektoren (innen) aufteilt. Die Anwendungsarten entsprechen letztlich der Nutzenergie.

Diese ist per Definition die Energie, welche beim Verbraucher nach der letzten Umwandlung für den jeweiligen Zweck zur Verfügung steht. Darüber hinaus ist sie die technische Form der Energie, welche der Verbraucher letztlich benötigt, also z. B. Wärme, mechanische Energie, elektromagnetische Strahlung (z. B. in Form von sichtbarem Licht), Nutz-Elektrizität (z. B. für Galvanik und Elektrolyse) oder elektromagnetische Strahlung. Die Nutzenergie kann im Gegensatz zur Endenergie und deren Verwendungszweck oftmals nicht ohne weiteres angegeben werden.

Mit 30 % des gesamten Endenergieverbrauchs nimmt die Bereitstellung mechanischer Energie im Verkehr den weitaus größten Teil ein. Allerdings werden etwa zwei Drittel der Endenergie für die Wärmeerzeugung zu Heizzwecken, für warmes Wasser und thermische Prozesse verwendet. Für die Prozesswärmebereitstellung in der Industrie, dem zweitgrößten Energieverbraucher, wird etwas weniger als ein Fünftel der Energie benötigt. Die Haushalte als drittgrößter Energieverbraucher setzen die meiste Energie zur Raumwärmebereitstellung ein.

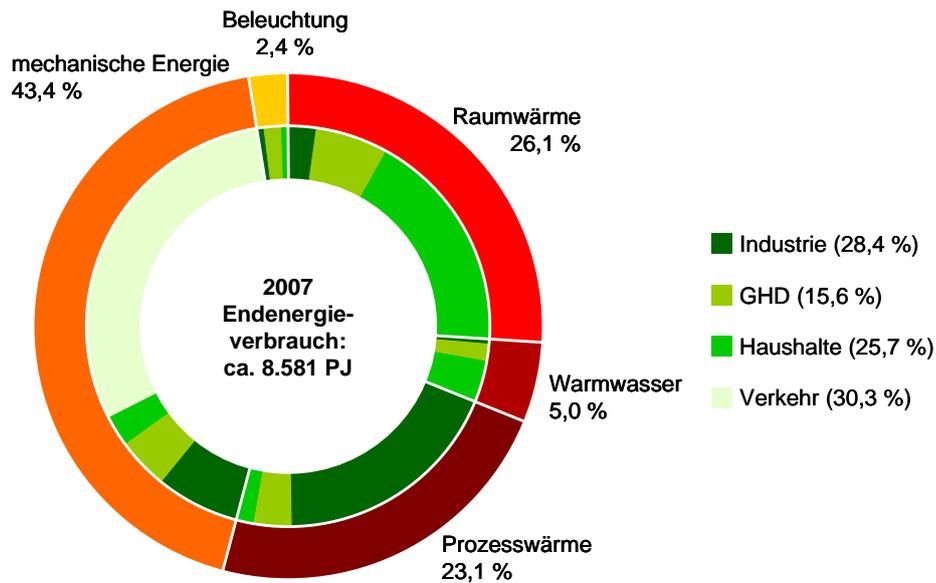


Abbildung 2: Aufteilung des Endenergieverbrauchs auf die Anwendungsarten und Sektoren /BMWI-01 09/

### 1.3 Einsatz von Strom in Deutschland

Beim Einsatz von Strom in Deutschland gestaltet sich die Aufteilung auf die Anwendungsarten im Vergleich zur Endenergiebilanz durchaus unterschiedlich. Zwar entfällt auch beim Strom knapp die Hälfte des Verbrauchs auf die Bereitstellung von mechanischer Energie, wie in Abbildung 3 ersichtlich. Andere Anwendungen, wie die Erzeugung von Raumwärme oder Warmwasser, werden jedoch mit ca. 12 % des Stromverbrauchs deutlich seltener durch Strom gedeckt. Der Anteil der Prozesswärmebereitstellung aus Strom in der Industrie hat in den letzten Jahren zugenommen und liegt bei etwa 59 TWh. Gründe für den Wechsel vom Brennstoffeinsatz hin zur Stromverwendung sind in der einfacheren Prozessführung zu sehen /FFE-13 07/. So können beispielsweise Bauteile gezielter erwärmt, moderne Technologien wie Laser eingesetzt oder die Automatisierung vorangetrieben werden.

Einige Anwendungen sind ohne Stromeinsatz heute kaum bzw. nicht mehr vorstellbar. Der Bereich der Information und Kommunikation, der auch die Computertechnologien und die modernen HiFi-Anwendungen in steigendem Maße umfasst, kann nicht mit anderen Energieträgern realisiert werden. Ebenso ist die Nutzung von nicht-elektrischer Beleuchtung, wie Gaslaternen, Kerzen und Kienspan, heute fast nicht mehr denkbar.

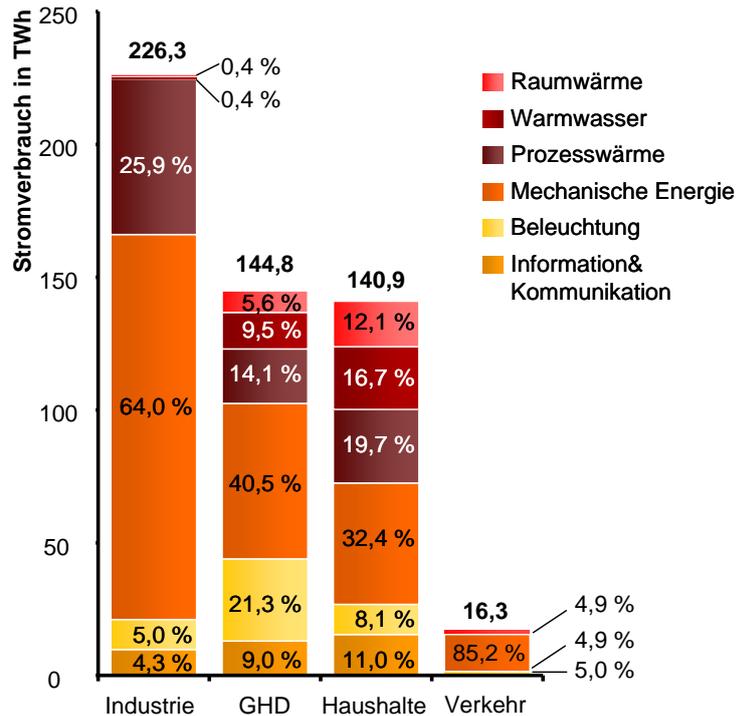


Abbildung 3: Stromverbrauch nach Sektor und Anwendungsart /BDEW-04 08/

## 2 Einflussfaktoren auf den Strombedarf

### 2.1 Bedarfsdeterminanten als Basis der Fortschreibung

Für Aussagen über die Entwicklung des Strombedarfs in Deutschland müssen zunächst die Einflussfaktoren auf den Energiebedarf allgemein bekannt sein. Hierbei fällt auf, dass die Begriffe „Bedarf“ und „Verbrauch“ oft synonym gebraucht werden, obwohl sie eigentlich an unterschiedlichen Ebenen ansetzen. Der Energie-„Bedarf“ ist gegenüber dem konkret messbaren „Verbrauch“ ein abstrakter Begriff und charakterisiert eine Nachfrage nach Energiedienstleistungen.

Die Ebene der Energiedienstleistungen kann ein Hilfsmittel bei der Ermittlung der Nutzenergie sein. Sie gibt den Nutzen an, der aus einer Energieanwendung gezogen wird. Eine Energiedienstleistung kommt durch das Zusammenwirken von Endenergieeinsatz, Umwandlungstechnik und Nutzerverhalten zustande. Der Wunsch nach einer Energiedienstleistung ist Ursache und auslösendes Moment des Energiebedarfs, wie Beleuchten von Flächen und Räumen, Bewegen und Transportieren, Erwärmen und Kühlen von Stoffen und Gütern, physikalische und chemische Stoffumwandlung, Umformen und vielem anderem mehr. /VDEW-01 97/

Aus dem Bedarf an Energiedienstleistungen resultiert daher letztendlich der Energieverbrauch. Menschen fragen nicht originär Energie nach. Sie setzen vielmehr Technologien ein, um ihre Bedürfnisse zu befriedigen.

Die verschiedenen Stufen der menschlichen Bedürfnisse wurden von Abraham Maslow 1943 hierarchisch in der in Abbildung 4 dargestellten Bedürfnispyramide angeordnet.

Die Bedürfnisse der niedrigsten Stufe - die so genannten Grund- oder Existenzbedürfnisse - müssen zunächst befriedigt sein, ehe die Motivation ansteigt, um die Bedürfnisse einer höheren Stufe zu befriedigen. In jeder Ebene können technische Hilfsmittel eingesetzt werden, um die Bedürfnisse zu

erfüllen. Diese wiederum bedingen meist einen Energieeinsatz und stellen Nutzenergie bereit, die als Dienstleistung den empfundenen Mangel beseitigt.

Somit generieren letztlich die Bedürfnisse der Menschen einen Bedarf an Energie. Die zeitliche Änderung dieses Bedarfs kann durch Determinanten beschrieben werden, welche wiederum die Basis einer Fortschreibung des Energieverbrauchs bilden.

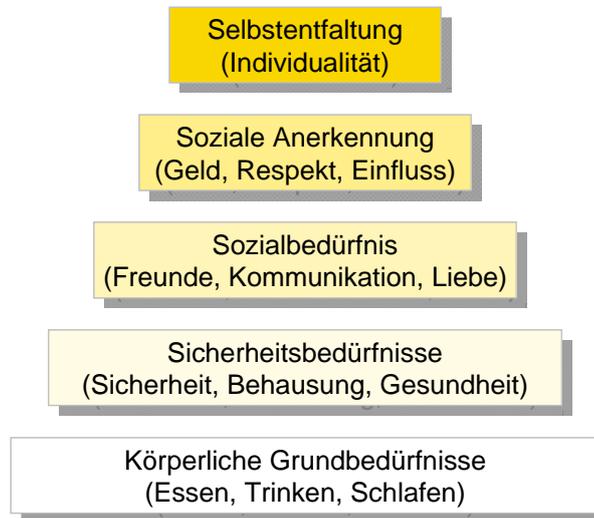


Abbildung 4: Bedürfnispyramide nach Maslow

Zur Befriedigung der Bedürfnisse steht in der Regel nicht unendlich viel Zeit- und Geldbudget zur Verfügung, so dass ein Kompromiss zwischen der Höhe der nachgefragten Energiedienstleistungen und der zu deren Deckung eingesetzten Technologien gefunden werden muss.

Wie in Abbildung 5 gezeigt, lässt sich die Änderung der Stromnachfrage im Grunde auf zwei Parameter reduzieren, die durch das Bedürfnis eines Menschen sowie dessen verfügbares Budget beeinflusst sind. Durch den Bedarf an Energiedienstleistungen, wie auch durch die Änderung der Technikstruktur, kann sich die absolute Höhe der Stromnachfrage ändern. Durch einen Wandel der eingesetzten Technologien kann zusätzlich die relative Zusammensetzung des zur Bedarfsdeckung eingesetzten Energieträgermixes variiert werden.

So wird beispielsweise beim Austausch eines Gasherdes durch einen Elektroherd der Stromverbrauch steigen. Beim Ersatz eines konventionellen Elektroherdes durch einen effizienten Induktionsofen wird der Stromverbrauch sinken. Die Entwicklung des Stromverbrauchs ist nun nicht ausschließlich von wirtschaftlichen Überlegungen abhängig, wie sich aus diesem Beispiel erahnen lässt. Eine Vielzahl an unterschiedlichen Wünschen bestimmt, welcher Herdtyp gekauft wird.

Aussagen über die Summe aller Menschen, Bevölkerungsanzahl und Altersstruktur, lassen sich mit der Wissenschaft der Demographie treffen. Das verfügbare Budget aller Menschen ergibt die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Die in Abbildung 5 grau dargestellten Begriffe sind Beispiele für konkrete Einflussparameter, die sich jedoch alle auf die Bedürfnisse und das zur Verfügung stehende Budget zurückführen lassen. Arbeitsmarkt und Produktionsindizes stehen in Wechselwirkung mit den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Gesetze und politische Verordnungen entstehen durch das Bedürfnis nach Sicherheit und Ordnung.

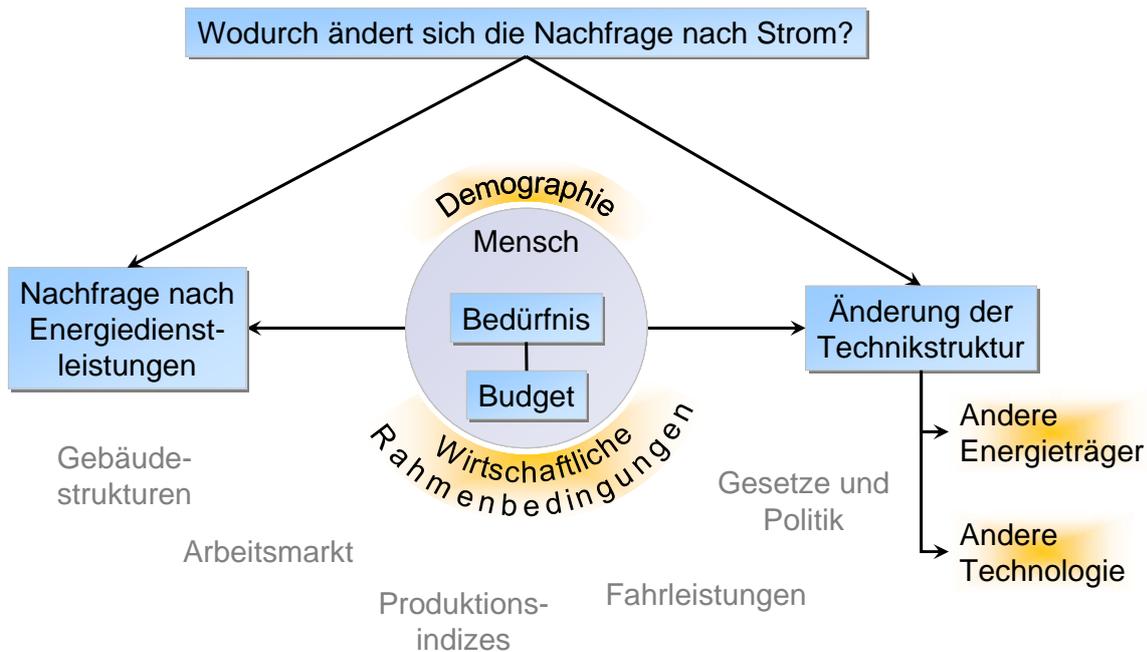


Abbildung 5: Einflussfaktoren auf den Strombedarf

## 2.2 Eigenschaften von Strom

Wieso hat nun gerade der Stromverbrauch in den letzten Jahren stetig zugenommen? Wie bereits in Kapitel 1.3 beschrieben, sind einige Anwendungen besonders im IT-Bereich ohne Strom nicht realisierbar. Aber auch sonst ist Strom ein sehr universeller Energieträger, der in alle Energiearten umwandelbar ist – er ist 100 % Exergie.

Die Umwandlung von Strom in Nutzenergie ist in vielen Fällen effizienter als die Verwendung anderer Technologien und Energieträger. Elektromotoren können beispielsweise Wirkungsgrade bis 98,2 % erreichen /ETG-02 08/, während auch zukünftige PKW-Dieselmotoren lediglich 26 % Wirkungsgrad erzielen können /FFE-17 03/.

Am Einsatzort setzt Strom keine Schadstoffe und geringere Lärmemissionen frei als andere Energieträger. Das ist unter anderem der Grund dafür, dass in London Elektrostraßenfahrzeuge von der City-Maut befreit sind. Jedoch profitieren andere Anwendungen ebenso von dieser Emissionsfreiheit. Kochen mit Scheitholz sorgt für einigen Charme in Berghütten – in Wohnungen sind die damit verbundenen Feinstaubemissionen allerdings unerwünscht. Abgesehen davon ist der Komfortgewinn durch den Einsatz von Strom wohl der Hauptgrund für seinen steigenden Einsatz. Strom ist überall leicht verfügb- und handhabbar.

Als Sekundärenergieträger muss Strom zunächst durch Kraftwerke bereitgestellt werden. Ein Vorteil dabei ist die breite Palette der Primärenergieträger, aus denen er gewonnen werden kann. Die Art der Stromerzeugung und der eingesetzte Energieträgermix bestimmen letztendlich durch deren CO<sub>2</sub>-Emissionen die Umweltbelastung oder -verträglichkeit des Stromverbrauchs.

### 3 Das Projekt „Energiezukunft 2050“

#### 3.1 Methodische Vorgehensweise

An der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. wurden im Projekt „Energiezukunft 2050“ die Entwicklung des Energieverbrauchs und dessen Deckung bis zum Jahr 2050 in drei Szenarien untersucht.

Wie in Abbildung 6 dargestellt, wurde für die Anwenderseite ausgehend von der Endenergiebilanz eine Analyse der Endenergieanwendungsbilanz differenziert nach den Anwendungsarten in den einzelnen Sektoren durchgeführt. Daran anschließend wurde der Technikbestand zur Bereitstellung der Nutzenergie bzw. der Energiedienstleistungen in den jeweiligen Sektoren analysiert. Vom Gesichtspunkt des heutigen und des prognostizierten Standes der Technik wurden mögliche langfristige Trends betrachtet, die eine Abschätzung über die Entwicklung der Bedarfsdeterminanten und der Technik ermöglichen.

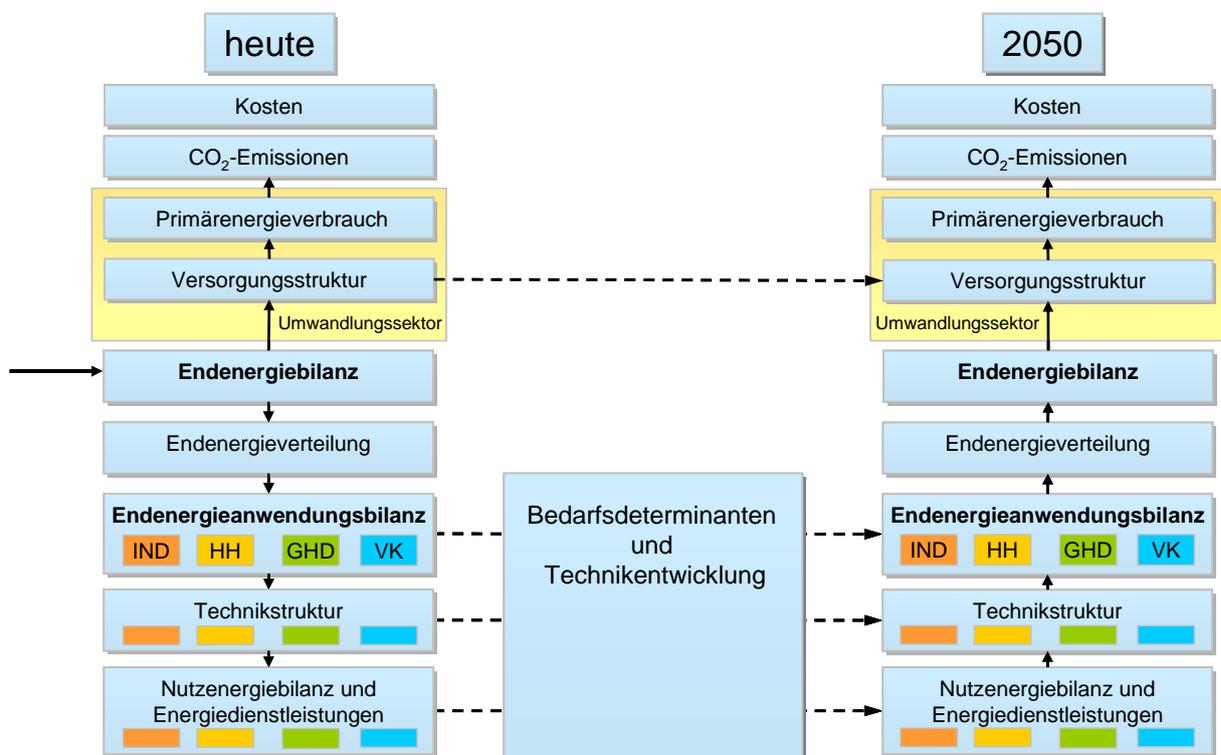


Abbildung 6: Methodische Vorgehensweise im Projekt „Energiezukunft 2050“

Aus dieser Entwicklung des Energiebedarfs wurde wiederum auf den zukünftigen Endenergieverbrauch zurückgerechnet. Dieser bildet die Basis für die Fortschreibung der Versorgungsstruktur aus der letztlich der Primärenergieverbrauch und die CO<sub>2</sub>-Emissionen bestimmt werden können.

#### 3.2 Beschreibung der Szenarien

Im Projekt „Energiezukunft 2050“ wurde in drei aufeinander aufbauenden Szenarien die Entwicklung des Energiebedarfs und –verbrauchs untersucht. Als unterste Ebene der Fortschreibung wurden folgende Bedarfsdeterminanten verwendet:

- Bevölkerungsentwicklung und –struktur
- Beschäftigtenanzahl in Gewerbe-Handel-Dienstleistung
- Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes und der Produktionsindizes

- Anzahl und Struktur der Wohngebäude
- Verkehrsleistungen für Personen- und Güterverkehr

Dominierend für die zukünftige Entwicklung des gesamten Wirtschaftssystems und der Energiewirtschaft im Besonderen ist die demografische Entwicklung. Bis 2050 wird die Wohnbevölkerung um 10 % abnehmen. Zugleich wird sich der Anteil der über 65-Jährigen von etwa 17 % auf ca. 32 % nahezu verdoppeln /STBA-01 06/. Die Arbeitsproduktivität – das Bruttoinlandsprodukt je Beschäftigtem – nimmt nach /IFO-01 09/ um etwa 1,6 % jährlich zu. Dennoch wird das gesamte BIP-Wachstum bis 2050 aufgrund des Bevölkerungsrückganges sinken. Die übrigen Randbedingungen sind stark an diese zwei Trends gekoppelt.

Im Folgenden sind die drei Szenarien stichpunktartig beschrieben.

### **Szenario 1: Referenzentwicklung**

Die Nachfrage nach Energiedienstleistungen nimmt gemäß den Entwicklungen in der Vergangenheit weiter zu. Durch den Wunsch nach stetiger Verbesserung der eigenen Situation steigen auch die Komfortansprüche weiter an. Dies äußert sich im Bereich der Energieverwendung beispielsweise durch vermehrten Einsatz von Effektbeleuchtung, Wellness-Anwendungen im Haushalt oder den Trend zu mehr Unterhaltungselektronik.

### **Szenario 2: Erhöhte Technikeffizienz**

In Szenario 2 - „Erhöhte Technikeffizienz“ wird ein gegenüber Szenario 1 unverändertes Verbraucherverhalten unterstellt. Die zugrundeliegenden Bedarfsdeterminanten, wie beheizte Flächen, Verkehrsleistungen oder Produktionsindizes, werden demzufolge nicht verändert. Jedoch wird bei Neuanschaffung oder Ersatz von Anlagen die beste verfügbare Technik im Sinne der Energieeffizienz eingesetzt.

### **Szenario 3: Positive Entwicklung**

In Szenario 3 - „Positive Entwicklung“ wird gegenüber den vorangegangenen Szenarien zusätzlich zur Technikeffizienz, wie in Szenario 2, auch noch eine Verhaltensänderung der Bevölkerung unterstellt. Die bewusster und sparsamere Nutzung von Energie führt, ggf. unter Tolerierung von geringen Komforteinbußen, zu einer Reduktion des Bedarfs. Beispielsweise könnte eine Absenkung der Raumtemperatur, die je Grad etwa 6 % Energieeinsparung bedeutet, durch wärmere Kleidung erreicht werden. Insgesamt stellen sich durch die Sensibilisierung der Bevölkerung Änderungen auf gesellschaftlicher Ebene ein, die sich senkend auf den Energiebedarf auswirken (z. B. HomeOffice oder Onlinehandel).

## **3.3 Ergebnisse des Projektes**

In Abbildung 7 sind die Ergebnisse der Szenarienrechnung für die Entwicklung des Stromeinsatzes bis 2050 dargestellt.

In Szenario 1 steigt demnach der Stromverbrauch von etwas über 515 TWh in 2005 um 20 % auf etwa 625 TWh an. Hauptverursacher ist der steigende Strombedarf in der Industrie und im Verkehr, der den effizienz- und demografisch bedingten Verbrauchsrückgang in Haushalten und GHD überkompensiert.

Aufgrund der in Szenario 2 erreichbaren Effizienzsteigerungen pendelt sich der Stromverbrauch auf einen nahezu konstanten Wert ein. Auch in diesem Szenario steigt der Strombedarf in der Industrie an, wenn auch nicht so stark, wie im Referenzszenario. Durch einen höheren Anteil von Elektrostraßenfahrzeugen im Verkehr wird auch der Stromeinsatz im Verkehr zunehmen. Demgegenüber können in GHD Einsparungen von 36 %, in Haushalten sogar 40 % durch den Einsatz effizienterer Technologien erreicht werden.

Durch Verhaltensänderungen, wie in Szenario 3 angenommen, kann gegenüber einer Effizienzsteigerung nur noch eine leichte Reduzierung des Stromeinsatzes um etwa 4 % bis 2050 gegenüber dem Jahr 2005 bewirkt werden.

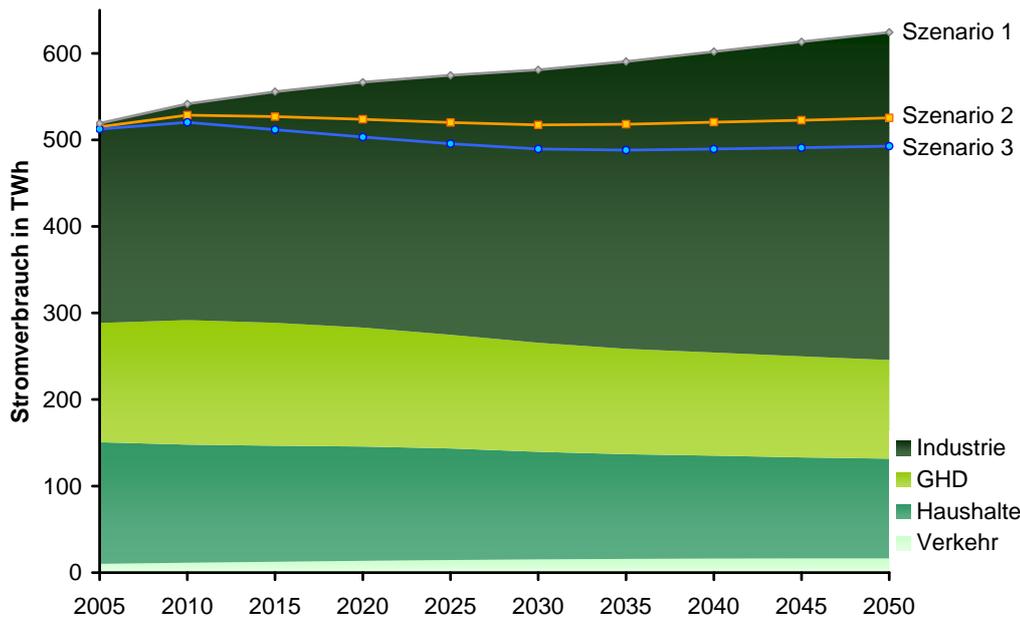


Abbildung 7: Entwicklung des Stromverbrauchs in den Szenarien

Relativ zum gesamten Endenergieverbrauch, der in allen drei Szenarien abnimmt, steigt die Bedeutung von Strom als universeller Energieträger in den Anwendungssektoren in Zukunft weiter an.

Abbildung 8 zeigt die relativen und absoluten Unterschiede des Stromverbrauchs für das Jahr 2050 in Szenario 1 und Szenario 3. Durch Einsatz effizienter Technologien und Verhaltensänderung liegt der Stromverbrauch im Szenario „Positive Entwicklung“ um mehr als ein Fünftel unter dem der Referenzentwicklung.

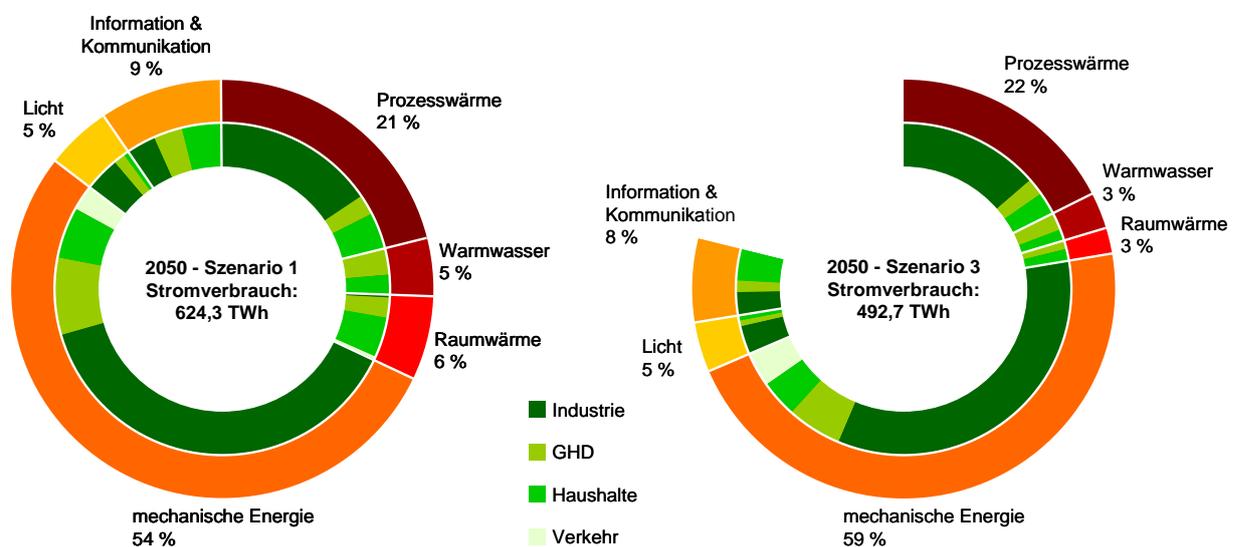


Abbildung 8: Vergleich von Szenario „Referenz“ und Szenario „Positive Entwicklung“

Besonders bei der Wärmebereitstellung können 30 % Strom eingespart werden, da durch Dämmmaßnahmen eine starke Reduktion des Energiebedarfs erreicht werden kann. Die Einsparungen im Industriesektor sind weniger auf Verhaltensänderung zurückzuführen, als auf eine Ausweitung des Automatisierungsgrades und dem damit möglichen Energie(spar-)management.

Im Bereich der Information und Kommunikation kann der Strombedarf durch effiziente Technologien sowie der Reduzierung von Standby-Verlusten und weiterer Maßnahmen um 30 % gegenüber der Referenzentwicklung gesenkt werden. Der Trend zu „Green IT“, etwa der Virtualisierung von Serveranwendungen (mehrere softwarebasierte „virtuelle“ Server auf einer Hardware), bietet hierfür mannigfaltige Möglichkeiten.

Im gesamten Endenergieverbrauch profitiert der Verkehr am meisten von einer Verhaltensänderung und dem Rückgang der Fahrleistungen. Durch den steigenden Einsatz von Elektrostraßenfahrzeugen und die Substitution von Mineralölderivaten nimmt aber der Stromverbrauch in diesem Sektor bei einem energieeffizienten Entwicklungspfad gegenüber der Referenz zu.

#### 4 Fazit und Schlussfolgerungen

Strom ist für viele Anwendungen der ideale Energieträger, da sich seine Anwendung sehr unkompliziert und komfortabel gestaltet. Um Voraussagen für eine zukünftige Entwicklung des Strombedarfs treffen zu können, müssen unter Umständen viele Einflussfaktoren und komplexe Zusammenhänge berücksichtigt werden. Alle Parameter lassen sich aus demografischen und ökonomischen Veränderungen ableiten und insbesondere mit Verhaltensänderungen begründen.

In Zukunft wird die Bedeutung von Strom für moderne Energieanwendungen weiter ansteigen. Vor allem Computertechnologien und Elektromobilität können an Einfluss gewinnen.

Die Verwendung von Strom konkurrierte früher einerseits gegen andere Technologien und Energieträger, z. B. der Ersatz von Gasbeleuchtung (4,8 lm/W) durch Glühlampen (15 lm/W). Andererseits kann auch innerhalb der Stromanwendung eine Konkurrenz und Effizienzverbesserung entstehen, etwa durch den Einsatz von Energiesparlampen (70 lm/W).

Energiesparendes Verhalten und effiziente Technologien können den Trend zu mehr Stromverbrauch reduzieren. Über die Umweltverträglichkeit entscheidet neben der Konkurrenztechnologie in der Anwendung insbesondere der Energieträgermix der Strombereitstellung.

#### 5 Literaturverzeichnis

- AGEB-01 08 *Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2007*. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., 2008
- BDEW-04 08 *Endenergieverbrauch in Deutschland 2007* in: Energie-Info. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2008
- BMWi-01 09 *Zahlen und Fakten - Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2009
- ETG-02 08 Kleimaier, M.; Hofmann, W.; de la Haye, R.; Drubel, O.; Doppelbauer, M.; Baake, E.; Mertens, A.; Mutschler, P.; Oswald, B.; Petri, E.; Pyc, I.; Raphael, T.; Ponick, B.; Schröppel, W.: *Effizienz- und Einsparpotentiale elektrischer Energie in Deutschland - Perspektive bis 2025 und Handlungsbedarf - Kurzfassung*. Frankfurt am Main: Energietechnische Gesellschaft im VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (ETG), 2008
- FFE-13 07 Beer, M.; Gobmaier, T.; Hauptmann, F.; Mauch, W.; Podhajsky, R.; Steck, M.; von Roon, S.: *Ganzheitliche dynamische Bewertung der KWK mit Brennstoffzellentechnologie - Forschungsvorhaben im Forschungsverbund EduaR&D*. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE), 2007
- FFE-17 03 Corradini, R.; Krimmer, A.: *Systemvergleich alternativer Antriebstechnologien*. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE), 2003
- IFO-01 09 Karl, H.-D.: *Energiezukunft 2050 – Sozioökonomische Rahmenbedingungen*.

München: Institut für Wirtschaftsforschung (ifo), 2009

STBA-01 06 *Bevölkerung Deutschlands bis 2050 - 11. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung*. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2006

VDEW-01 97 *Begriffe der Versorgungswirtschaft – Teil D Energie, Heft 1 (Energiewirtschaftliche Grundbegriffe)*. Frankfurt, VWEW - VDEW Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V., 1997



# Zukunftsfähige Strombereitstellung



## Moderation

**Dr.-Ing. Werner Brinker**

**Vorsitzender des Vorstands der EWE AG, Oldenburg  
Mitglied des Vorstands d. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.**







## Energieversorgungskonzepte im Zeichen des IEKP

**Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Mauch**

**Honorarprofessor am  
Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, TU München**

**Geschäftsführer der**

**- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.**

**- Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH**

### Abstract

Trotz aller Debatten um den Kernenergieausstieg oder die angemessene Höhe der Förderung der Erneuerbaren Energien herrscht Einigkeit darüber, dass unsere zukünftige Energieversorgung stärker dem Klima- und Ressourcenschutz Rechnung tragen muss. Die Politik hat mit dem IEKP ein großes Gesetzespaket auf den Weg gebracht, welches unbeschadet der berechtigten oder unberechtigten Kritik mit Leben gefüllt werden muss. Die wesentlichen Beiträge sollen Wind, Photovoltaik, Biomasse aber auch Wasserkraft leisten. Diese Techniken sind vorhanden, ausgereift und warten lediglich auf ihren Einsatz. Sie haben ein hohes CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial und können durch entsprechende EEG-Vergütungen auch wirtschaftlich umgesetzt werden.

Die Ergebnisse einer ganzheitlichen Bilanzierung zeigen, dass im Vergleich der regenerativen Energien onshore-Windkraft und Strohverstromung den geringsten Ressourcenbedarf und die niedrigsten CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweisen. Durch die fehlende Förderung ist die Strohverstromung jedoch nicht wirtschaftlich. Gegenüber konventionellen Techniken weisen umweltfreundliche Energieerzeugungstechnologien verhältnismäßig hohe Gestehungskosten auf. Dabei wird durch eine politische Flankierung und entsprechende Vergütung eine Heranführung der innovativen Technologien an den Rand der Wirtschaftlichkeit erreicht. Je nach Rahmenbedingung und gegebenenfalls zusätzlichen Erlösen aus den vermiedenen Strom- und Wärmebezügen lassen sich viele Einsatzfälle wirtschaftlich darstellen.

### 1 Einleitung

Ressourcen-, Umwelt- und Klimaschutz stehen derzeit in noch nie da gewesener Weise im Zentrum der öffentlichen und politischen Wahrnehmung. Sie ist allenfalls vergleichbar mit der Situation während der ersten Ölpreiskrise im Jahr 1973. Die Herausforderungen sind enorm: Schließlich gilt es, weltweit die Zunahme des Energieverbrauchs durch die wachsende Weltbevölkerung zu begrenzen. Ohne nennenswerte Einschränkungen an Energiedienstleistungen lässt sich dies nur durch erhebliche Effizienzsteigerung mittels neuer Technologien sowie durch den flächendeckenden Einsatz Erneuerbarer Energien erreichen.

Die „Hoffnung“ auf baldige Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren Energien begründet sich neben Kostensenkungen durch Technologieentwicklung und höhere Stückzahlen auf stark steigende Energiepreise bzw. der Ressourcenverknappung. Jedoch sollte man mit diesem Argument behutsam umgehen, schließlich sind viele dramatische Prognosen der letzten Jahrzehnte zur Energieverknappung und Preissteigerung nicht eingetreten.

Entscheidend ist, keine der heute verfügbaren Techniken generell auszuschließen; vielmehr ist zu untersuchen, ob bzw. welche Verbesserungschancen bestehen und welche Art der Förderung – von der Grundlagenforschung bis zur Breitenförderung – benötigt wird.

Wichtige Eckpunkte des Integrierten Energie- und Klimaprogramms /IEKP-01 07/ sind:

- Strom: Ausbau des Anteils der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 30 % bis zum Jahr 2020 (EEG)
- Kraft-Wärme-Kopplung: Verdopplung des Anteils der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung bis 2020 auf 25 % (KWK-Gesetz)
- Gebäudesanierung: Steigerung der Anforderungen an Energieeffizienz von neuen und sanierten Gebäuden ab 2009 um 30 % (EnEV)
- Wärme: Anteil Erneuerbarer Energien an der Wärmeerzeugung soll bis 2020 auf 14 % steigen (EEWärmeG)

Insgesamt sind diese Ziele sehr hochgesteckt, einige Kohärenzfragen zwischen Energieträgern und Technologien werden nicht beachtet (z. B. der Widerspruch zwischen Ausbau der KWK und gleichzeitiger wärmetechnischer Sanierung, die auch für KWK eine Reduzierung des Potenzials bedeutet). Auch wenn in den vergangenen 15 Jahren eine Versechsfachung der regenerativen Stromerzeugung möglich war, lässt sich dieser Trend nicht beliebig fortschreiben. In Deutschland stößt man zunehmend an Grenzen der elektrizitätswirtschaftlichen Integration in das allgemeine Netz (aus Gründen der Reserveleistungsbereitstellung und der Transportierbarkeit).

Die Entwicklung der Stromerzeugung gemäß IEKP in Deutschland ist in Abbildung 1 dargestellt. Ersichtlich sind dort der Kernenergieausstieg sowie die geforderte Zunahme der Regenerativen auf 30 %. Da KWK-Strom mit verschiedenen Energieträgern erzeugt werden kann, ist er hier nicht ablesbar.

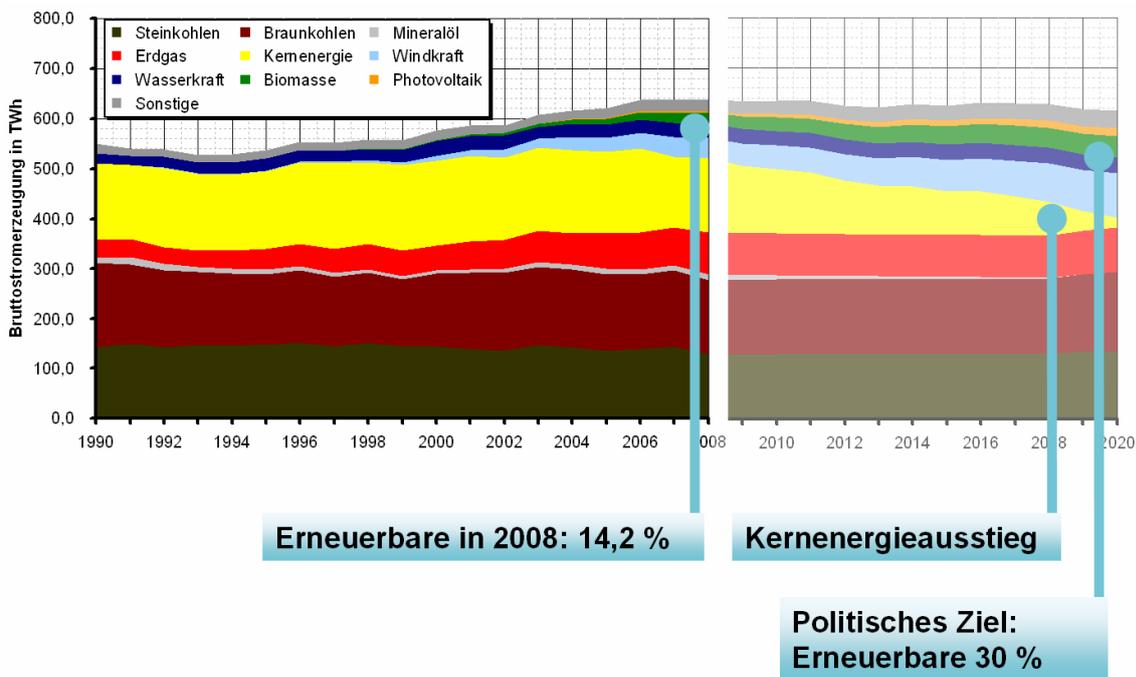


Abbildung 1: Stromerzeugung in Deutschland /BMWI-01 09/, /DLR-01 08/

Erneuerbare Energien haben in der breiten Bevölkerung ein überaus positives Image. Sie werden verbunden mit der Erwartung, unbegrenzt mit kostenloser Energie versorgt zu werden. Dies stimmt nur bedingt: schließlich ist die Bereitstellung der Technologien meist deutlich aufwändiger als konventionelle Lösungen. Um das positive Image der Erneuerbaren Energien konstruktiv zu nutzen und nicht aufs Spiel zu setzen, ist es wichtig, diese kontrolliert und mit System einzuführen. Anderenfalls riskiert man (wie im Falle der Wärmepumpe in den siebziger Jahren), dass unausgereifte oder noch zu teure Technologie auf den Markt kommt und den potentiellen Nutzer auf Dauer verprellt.

Zur Technikentwicklung und Markteinführung Erneuerbarer Energien trägt in Deutschland das EEG-Gesetz /EEG-01 08/ ganz wesentlich bei. Es schafft einen Markt für vergleichsweise teure Techniken

zur Stromerzeugung; durch die Orientierung der Förderhöhe an den jeweiligen Gesteungskosten – und nicht am Marktpreis – führt dieses Instrument zu einer speziellen Technologieförderung. Eine möglichst kosteneffiziente Emissionsminimierung ist hier nicht wichtig. Die bemerkenswerte Entwicklung der Erneuerbaren Energie in der Stromerzeugung zeigt Abbildung 2.

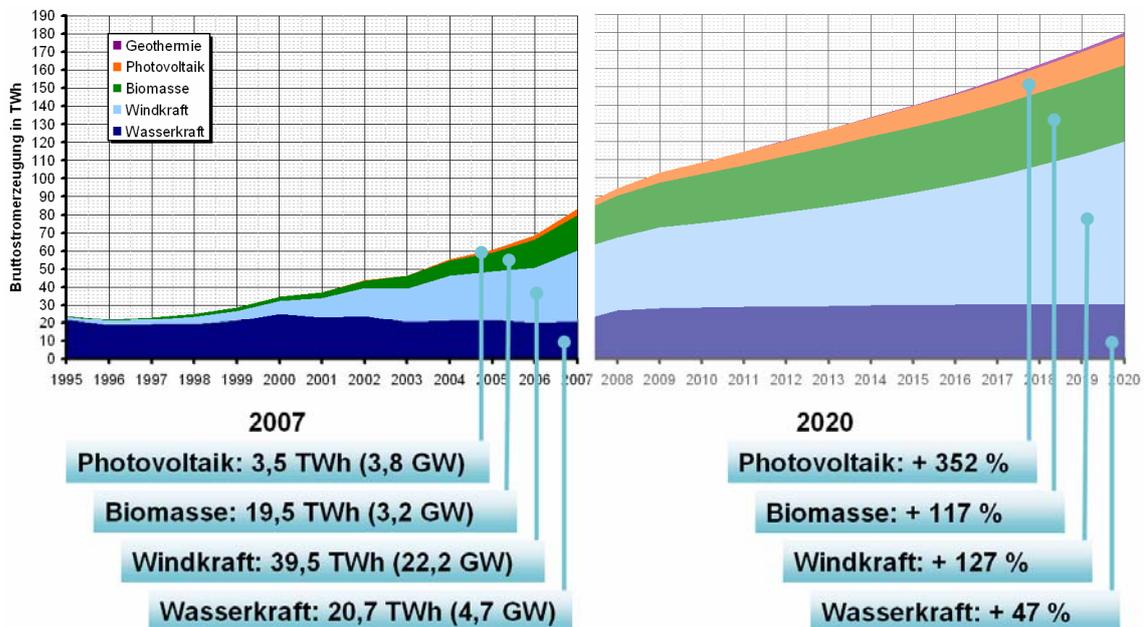


Abbildung 2: Leistung für Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien /BMWI-01 09/, /DLR-01 08/

Es liegen noch große Herausforderungen vor uns, die Fragen um Ressourcenschonung und Klimaschutz unter diesen höchst komplexen technischen und politischen Rahmenbedingungen und Vernetzungen zu lösen. Immerhin soll Wasserkraft einen Zuwachs von ca. 50 % erhalten, Windkraft und Biomasse mehr als verdoppelt und Photovoltaik mehr als verdreifacht werden.

## 2 Biomasse

Der Anteil von Biomasse an der Bruttostromerzeugung in Deutschland belief sich 2008 auf ca. 3,6 % /BMWI-01 09/. Dieser soll durch unterschiedliche Maßnahmen des IEKP bis 2020 deutlich erhöht werden. Abbildung 2 zeigt ein ambitioniertes Szenario, in dem der Biomasseanteil bis 2020 mehr als verdoppelt wird (+117 %). Die Herausforderung besteht darin, die in der Region verfügbaren Rohstoffe mit technisch ausgereiften und wirtschaftlichen Technologien zu verbinden. Das größte Risiko für den Energieerzeuger stellt dabei die Rohstoffpreisentwicklung dar, zumal diese nicht allein vom Energiemarkt abhängt, sondern auch durch den Nahrungsmittelmarkt beeinflusst wird.

Das nationale Biogaspotenzial wird auf 40 TWh<sub>Br</sub> geschätzt /FFE 07/. Eine Obergrenze des nationalen Waldholzpotenzials liegt bei ca. 100 TWh<sub>Br</sub> /MANTAU-01 04/.

Die Technologie zur effektiven und vielfältigen Nutzung von Biomasse ist verfügbar. Sofern die Produktionsstätte der Biomasse und der Ort des energetischen Einsatzes nicht zu weit auseinander liegen, kann aufgrund ihrer CO<sub>2</sub>-Neutralität mit einem erheblichen CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial gerechnet werden. Im Folgenden werden exemplarisch zwei Stromerzeugungspfade betrachtet, die Biomasse als Brennstoff einsetzen.

### Biogasverstromung

Die Biogasverstromung in Deutschland erfährt seit der Verabschiedung des EEG und im Besonderen seit der 1. Novelle des EEG im Jahr 2004 einen sehr starken Anstieg wie Abbildung 3 verdeutlicht. Im

Zeitraum von 2004 bis 2007 nahm die Zahl der Biogasanlagen um 75 % zu. Die spezifischen Investitionskosten sind leistungsabhängig und sinken bei einer Zunahme der Leistung. Die Stromgestehungskosten belaufen sich auf ca. 17 ct/kWh<sub>el</sub> /IFE-01 04/, die Vergütung liegt bei 19 ct/kWh /EEG-01 08/. Die Biogasverstromung ist besonders in Verbindung mit KWK ökologisch sinnvoll. Zudem wird der wirtschaftliche Ertrag durch einen vorhandenen Wärmeabnehmer erheblich vergrößert.

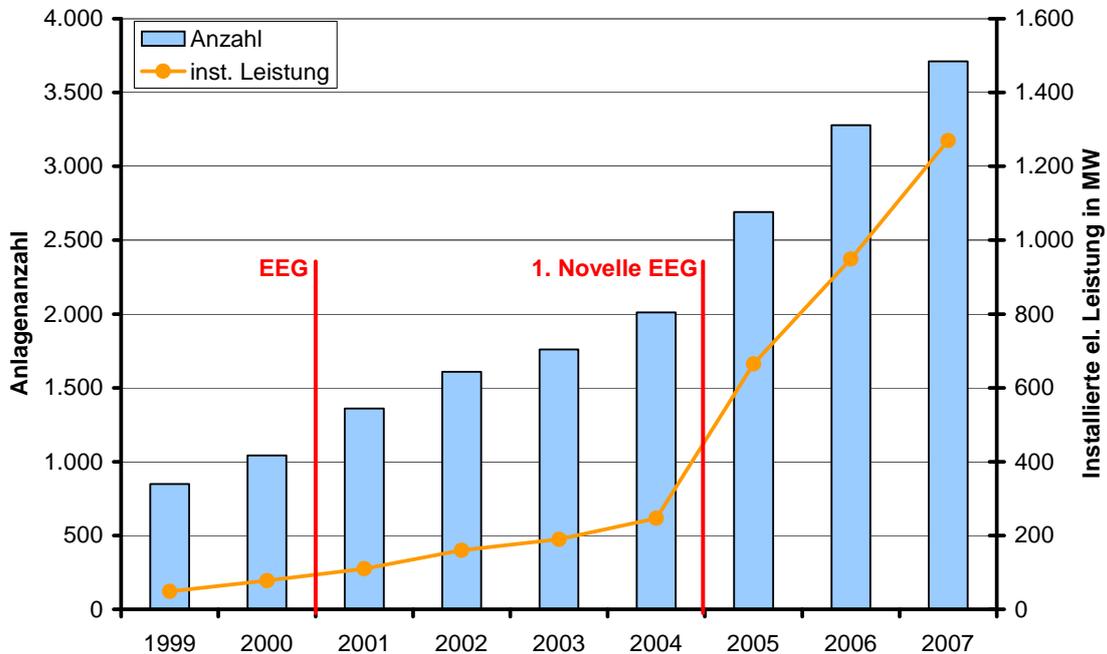


Abbildung 3: Anzahl Biogasanlagen und installierte Leistung /FNR-01 08/

### Biomasseheizkraftwerk

Die thermische und elektrische Holznutzung erfolgt durch kommerzielle Anlagen und Hausbrand. Insgesamt errechnet sich ein Wert von rund 64 TWh /MANTAU 01 04/.

Biomasse kann in Form von Hackschnitzeln in Heizkraftwerken genutzt werden, wie dies beispielsweise im HKW Pfaffenhofen geschieht (Tabelle 1).

Tabelle 1: Technische Daten des Hackschnitzel-Heizkraftwerkes Pfaffenhofen /VDI 04/

		elektrisch	thermisch
Nennleistung	MW	6,1	22
Volllaststunden	h/a	6.560	4.660
Nutzungsgrad	%	19,5	50,1
Jahresproduktionsmenge	MWh <sub>el</sub> bzw. GJ <sub>th</sub>	40 · 103	369 · 103
Eigenbedarf	%	10	

Für die Herstellung von Hackschnitzeln kommt neben Industrierestholz Wald- und Pflegeholz zum Einsatz, das nicht sägefähig ist und auch nicht in der Papierindustrie verwendet werden kann. Wobei gerade das bisher in der Papierindustrie eingesetzte Schwachholz erhebliche Preissteigerungen erfuhr. Die Vor- und Nachteile der Holznutzung sind in Tabelle 2 gegenüber gestellt.

Tabelle 2: Vor- und Nachteile der Biomasse Holz als Energieträger /FFE-06 06/

<b>Holz</b>	
<b>Energieträgerspezifische Risiken</b>	
<b>Pro</b>	<b>Kontra</b>
Geringe Mengenschwankungen durch Witterungseinflüsse	Konkurrenz mit anderer stofflicher Verwertung (Möbel, Bauholz, Papier, ..)
Geringer Pflegeaufwand	Konkurrenz mit anderer energetischer Verwertung (Vergasung, Pelleterzeugung, Brennholz)
Kostengünstiges Sturm-, oder Käferholz	Hindernisse bei der Erschliessung
Asche kann als Mineraldünger verwendet werden	Schwankende Brennstoffqualität (Feuchte)
Großes Potenzial vorhanden	Feinstaubemissionen höher als bei konventionellen Energieträger (außer Kohle)
Ganzjährige Verfügbarkeit	Logistik muss geplant werden, vor allem bei großen Anlagen
NaWaRo - Bonus	
<b>Sonstige Risiken</b>	
<b>Pro</b>	<b>Kontra</b>
Regionale Wertschöpfung bei lokalem Bezug	Maximale Anlagengröße durch die Verfügbarkeit der eingesetzten Biomasse bestimmt

### 3 Windenergie

Die Möglichkeiten zur Nutzung von Windenergie sind einerseits das Ausschöpfen des ländlichen Potenzials und andererseits die Beteiligung an Offshore-Windparks. Windkraftanlagen stellen technisch ausgereifte Möglichkeiten zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen dar. Ein Nachteil der Windenergie ist die zeitliche Schwankung der Energiebereitstellung. Die von vielen Menschen empfundene Beeinträchtigung des Landschaftsbilds und die Lärmbelästigung sind weitere Nachteile. Für die Windkraft sprechen die geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen und die vergleichsweise geringen Stromgestehungskosten.

Derzeit sind in Deutschland Windanlagen mit einer Leistung von 22,2 GW und einem jährlichen Ertrag von 39,5 TWh onshore installiert /BMU-02 08/. Auf Grund der langjährigen Förderungen nach dem EEG sind auf dem Festland bereits viele Anlagen installiert. Offshore ist zurzeit noch keine Anlage in Betrieb. Aktuelle Prognosen geben für Windenergieanlagen im Jahr 2020 eine Erzeugung von ca. 90 TWh /DLR-01 08/ an.

Entgegen vieler Behauptungen besteht im Binnenland durchaus noch erhebliches Windkraftpotenzial. Dies sei an einem Beispiel erläutert. Die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH hat für eine Region in Deutschland (Märkischen Kreis) die installierten Anlagen, die zusätzlich ausgewiesenen Flächen sowie das technische Potenzial erhoben. Die in dieser Region installierte Leistung beträgt 34,8 MW mit einem durchschnittlichen jährlichen Ertrag von 48,7 GWh. Das regionale Ausbaupotenzial für Windkraftanlagen im Märkischen Kreis beträgt auf bereits ausgewiesenen Flächen 22,8 MW mit einem jährlichen Ertrag von 32 GWh. Dieses Potenzial ergibt sich aus den Flächennutzungsplänen in den einzelnen Verwaltungsgebieten. Es stellt die untere Grenze des möglichen Ausbaus dar.

Das theoretische Ausbaupotenzial ist weit größer und beträgt zusätzlich 860 MW (430 Standorte). Grundlage dafür ist eine topografische Analyse der Region. Als mögliche Standorte für Windkraftanlagen werden exponierte Höhenlagen betrachtet, die genügend Abstand zu bereits bestehender Bebauung aufweisen und sich nicht in Naturschutzgebieten befinden. Der ermittelte Wert stellt somit eine Obergrenze dar.

Die Standorte sind in untenstehender Karte (Abbildung 4) in Farbkreisen angegeben, wobei ein Punkt in der Karte einem Durchmesser von 400 m entspricht.

Dieses Beispiel zeigt, dass auch onshore noch ein erhebliches Potenzial besteht. In Bayern wurde andiskutiert, dass in den Staatsforsten noch viele hundert Anlagen gebaut werden sollten. Die Antwort sollte lauten: ja aber bitte mit maximaler Ökoeffizienz. D. h. nicht eine Vielzahl von kleinen Anlagen sollten gebaut werden sondern wenige aber dafür mit maximaler technisch sinnvoller Leistung.

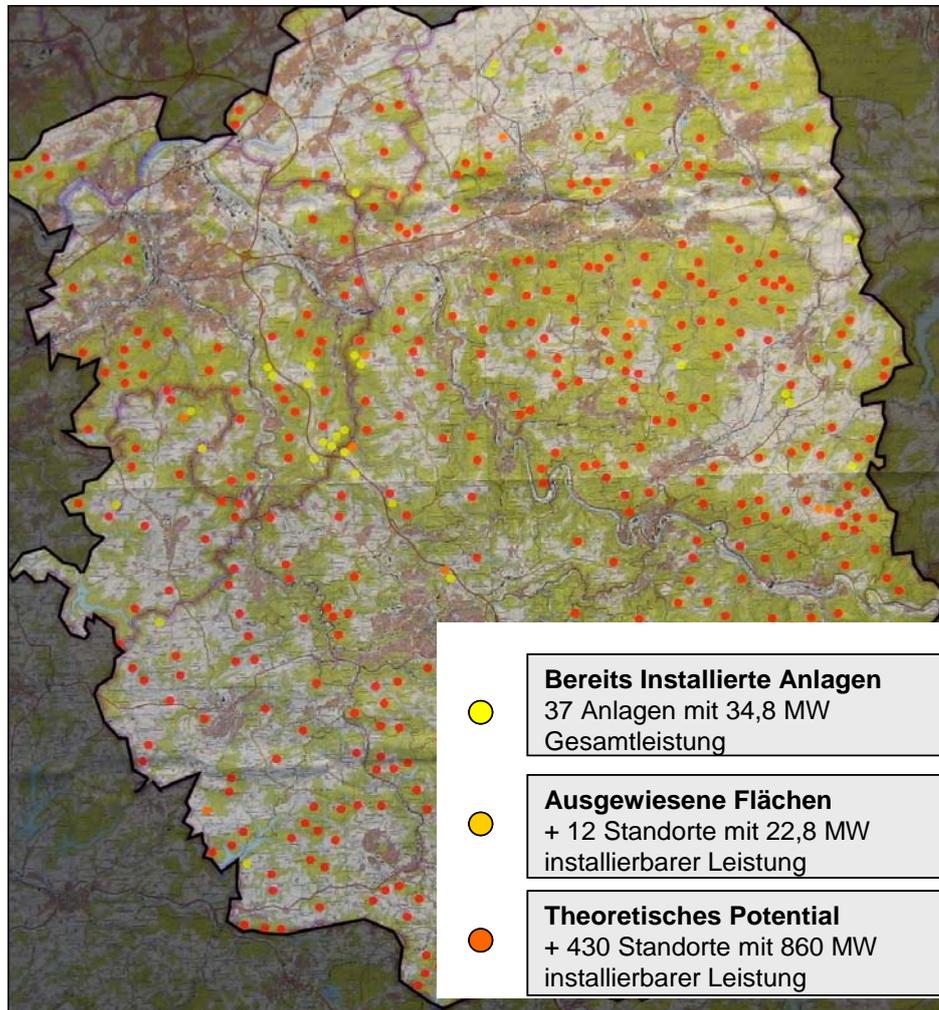


Abbildung 4: Standorte für Windkraftanlagen im Märkischen Kreis (plus Stadtgemeinde Breckerfeld, Hagen, Herde und Schwerte) /FFE-13 08/

## 4 Photovoltaik

Aufgrund der Förderung durch das EEG verzeichnete die Photovoltaik in den letzten Jahren in Deutschland einen starken Aufschwung. Die derzeit in Deutschland installierte Gesamtleistung beträgt 3,8 GW mit einem jährlichen Ertrag von 3,5 TWh und einer mittleren Auslastung von 920 h/a /BMU-02 08/. Für Deutschland sieht die Prognose für das Jahr 2020 eine Steigerung der installierten Leistung auf 14,6 GW bei einem Ertrag von 15,8 TWh vor /DLR-01 08/.

Die Investitionskosten für Photovoltaik liegen zurzeit bei ca. 4.000 - 4.500 €/kW für Anlagen von etwa 10 - 100 kW. Diese Kosten schließen Modulkosten, Kosten für Wechselrichter, Befestigung, Verkabelung und Montage ein. Strom aus Photovoltaik weist derzeit, bei einer Kapitalverzinsung von 6 %/a, Gestehungskosten von ca. 40 ct/kWh auf. Die Vergütung nach dem EEG liegt zwischen 32 und 43 ct/kWh, je nach Anlagengröße und Aufstellungsart. Die Förderung für Neuanlagen ist über die Förderdauer von 20 Kalenderjahren konstant. In Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahrs nehmen die

Förderungen jährlich um 7 - 11 % ab. Die jährliche Degression richtet sich nach der Aufstellungsart, der installierten Leistung sowie nach dem bundesweiten, jährlichen Zubau /EEG-01 08/. Wenn wie befürchtet die Preise auf Grund der Wirtschaftskrise einbrechen und auch nachhaltig niedrig bleiben, könnten die politischen Vorgaben auch frühzeitig erreicht werden.

## 5 Kraftwärmekopplung

Das IEKP sieht vor, den KWK-Anteil an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland bis 2020 auf 25 % zu verdoppeln /IEKP-01 07/. Das würde eine Erhöhung der Stromproduktion um ca. 60 TWh<sub>el</sub> auf 120 TWh<sub>el</sub> und eine damit verbundene Steigerung der aus KWK generierten Wärmemenge um 120 TWh<sub>th</sub> auf 240 TWh<sub>th</sub> bedeuten. Um dieses ambitionierte Ziel zu erreichen, hat die Bundesregierung eine Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes /KWKG-01 08/ verabschiedet. Dieses Gesetz stellt die Grundlage für die Einspeisevergütung des KWK-Stroms und die Fördermöglichkeiten in den drei KWK-Bereichen Fernwärme, Nahwärme und Mikro-KWK dar.

Im Jahr 2004 waren auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland 12.000 KWK-Anlagen in Betrieb. Davon wurden 8.500 dem Bereich Mikro-KWK zugeordnet, der Rest entfiel auf Fern- und Nahwärme. Ende 2004 betrug die gesamte erzeugte elektrische Energie 61 TWh bei einer gleichzeitigen Abgabe von 126 TWh Wärme /BKWK 05/.

Das KWK-Wärmepotenzial kann entsprechend der Versorgungsstruktur in die Bereiche Fernwärme, Nahwärme und hausintegrierte KWK unterteilt werden.

### Fernwärmepotenzial

Um das Fernwärmepotenzial in Städten zu ermitteln, wird im ersten Schritt der Gebäudebestand analysiert. Als Basis dienen behördliche Informationen zum Gebäudebestand die Aufteilung der Gebäude auf die einzelnen Siedlungstypen (Abbildung 5) und Baualtersklassen.



Abbildung 5: Für Fernwärme geeignete Siedlungstypen am Beispiel Hagen

Nach dieser Betrachtung kann jedem Gebäude ein typischer spezifischer Wärmeverbrauch zugeordnet werden. Eine ähnliche Methodik wird für den Bereich Gewerbe-Handel-Dienstleistung (GHD) angewandt.

### Nahwärmepotenzial

Für Städte mit einer Einwohnerzahl bis ca. 30.000 eignen sich durch die Nähe zu ländlichen Gebieten mit hohem Biomasseaufkommen Biomasse-BHKW im Leistungsbereich bis ca. 5 MW<sub>el</sub> für die Wärme- und Stromversorgung. Beispiele, in denen ein Nahwärmenetz mit einem Hackschnitzel- oder Altholz-BHKW bereits betrieben werden, sind Ilmenau (5 MW<sub>el</sub>, ca. 26.500 EW) und Traunreut (5 MW<sub>el</sub>, ca. 22.000 EW) /FFE-13 08/.

### Mikro-KWK Potenzial

Eine weitere Möglichkeit die Ziele des IEKP zu erfüllen, besteht im Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen. Der Betrieb dieser Anlage ist aus technischer Sicht in jedem Gebäude möglich, aber unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht immer sinnvoll. Erst ab einer Größe von mehr als sieben Wohneinheiten ist eine ausreichend hohe Auslastung der Mikro-KWK Anlage gewährleistet, sodass sie sich auch rechnet /FFE-12 07/.

### Energienutzungsplan

Um Energieerzeugungs-Systeme unter ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten bestmöglich integrieren zu können, muss die Bedarfsstruktur bestimmt werden. Hierzu ist ein Energienutzungsplan (Energiekonzept) zu entwickeln, welcher den Ist-Zustand des Wärme- und Stromverbrauches in dem betrachteten Gebiet widerspiegelt. Folgende Punkte sind für eine genaue Darstellung des Ist-Zustandes notwendig:

- Analyse vorhandener Verbrauchsdaten von öffentlichen Liegenschaften
- Erhebung von Verbrauchsdaten privater Wohngebäude über Bürgerbefragungen
- Analyse vorhandener Daten aus Geo-Informations-Datenbanken
- Erhebung der Verbräuche von ortsansässigen Industrieunternehmen
- Analyse der vorhandenen Energieerzeugung durch Datenlieferung von Energielieferanten (Wärme- und Strombereitstellung)

Die Kombination der erhobenen Daten führt im Anschluss zur Darstellung des Ist-Zustandes der Energieversorgung. Der aktuelle Zustand verändert sich jedoch in Zukunft durch Sanierungsmaßnahmen, Effizienzsteigerungen und den Einsatz erneuerbarer Energien. Dieser Umstand muss bereits bei der Planung der Systeme berücksichtigt werden. Eine optimale Abstimmung der einzelnen Energieerzeugungsanlagen aufeinander ist daher unumgänglich. Eine nachhaltige Versorgung kann durch den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in Verbindung mit Nahwärmenetzen und regenerativen Energieträgern (Geothermie, Solarthermie, Photovoltaik, Windenergie, Biomasse) realisiert werden. Auf Basis der gewonnen Ergebnisse werden nun Maßnahmen-Vorschläge zur zukünftigen Energieversorgung erarbeitet, welche die Grundlage für den endgültigen Energienutzungsplan bilden.

Für den Entwurf von Energiekonzepten oder die wissenschaftliche Begleitung von entsprechenden Vorhaben bietet die Forschungsstelle gerne ihre Dienste an.

## 6 Ökonomischer und ökologischer Vergleich

Es existiert eine breite Palette von Klima und Ressourcen schonenden Energieerzeugungstechniken. In Abbildung 6 sind die Umweltparameter für Stromerzeugungstechniken dargestellt. Es wurden der Kumulierte Energieaufwand und die Kumulierten Emissionen dargestellt. Beispielhaft sei die Erhebung der Aufwendungen für die Holzbereitstellung erörtert. Anbaumaßnahmen und Bestandspflege sind ursächlich dem Nutzholz zuzuordnen, d. h. in die Bilanzierung der Hackschnitzelerzeugung aus Schwachholz gehen diese nicht mit ein. Energieaufwendungen fallen somit nur bei der Ernte, der Zerkleinerung und dem Transport an. Diese Aufwendungen werden primärenergetisch und mit den Energieträger spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen bewertet.

Ersichtlich ist, dass alle Techniken zur Nutzung regenerativer Energien im Vergleich zum deutschen Strommix, der in der Grafik nur verkürzt dargestellt werden kann, sehr geringe CO<sub>2</sub>-Emissionen und Primärenergieaufwendungen aufweisen.

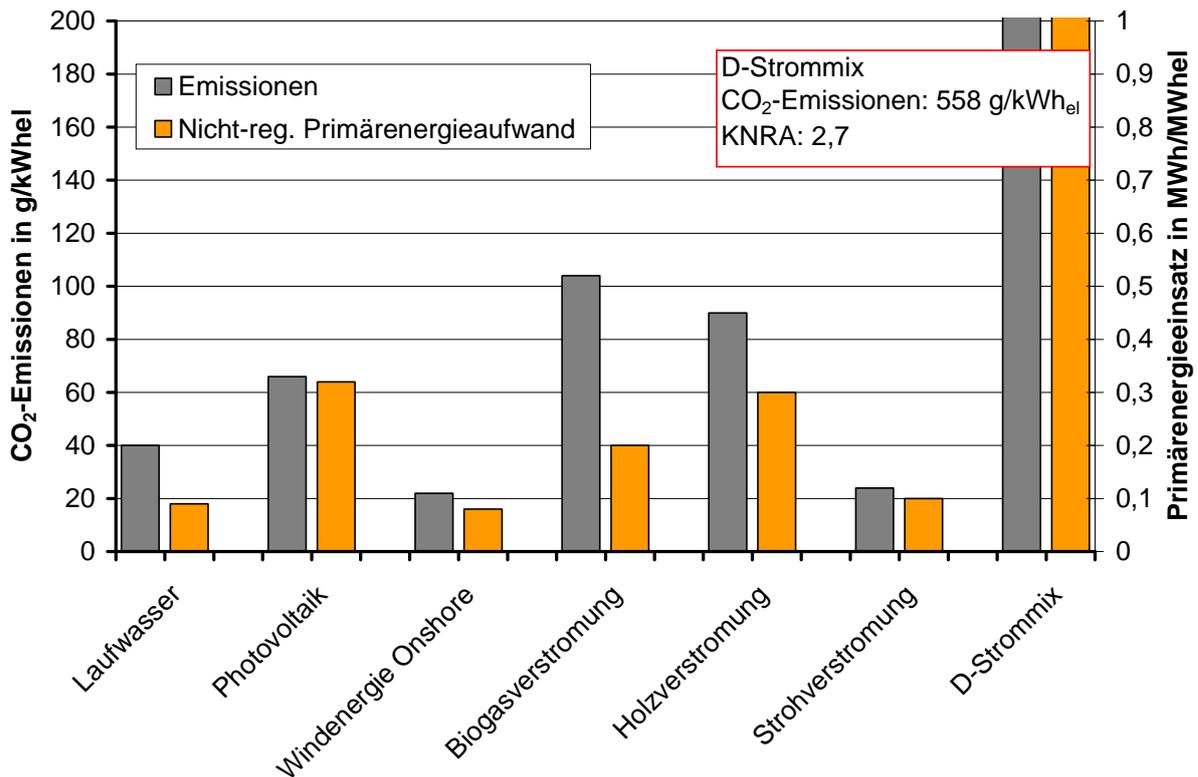


Abbildung 6: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen und des nicht regenerativen Primärenergieaufwands von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien

Windkraft onshore und Strohverstromung weisen den geringsten Ressourcenbedarf und die geringsten CO<sub>2</sub>-Emissionen auf, wobei die Strohverstromung nicht gefördert wird und sich deshalb auch wirtschaftlich nicht rechnet.

Ähnlich positiv stellt sich das Bild der gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung dar, das nur im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme sinnvoll dargestellt werden kann. Gegenüber den Referenztechniken Gasbrennwerttherme und deutscher Strommix erzielen alle dargestellten KWK-Techniken (mit Ausnahme des Steinkohle Heizkraftwerks) erhebliche CO<sub>2</sub>- und Primärenergieeinsparungen (vgl. Abbildung 7).

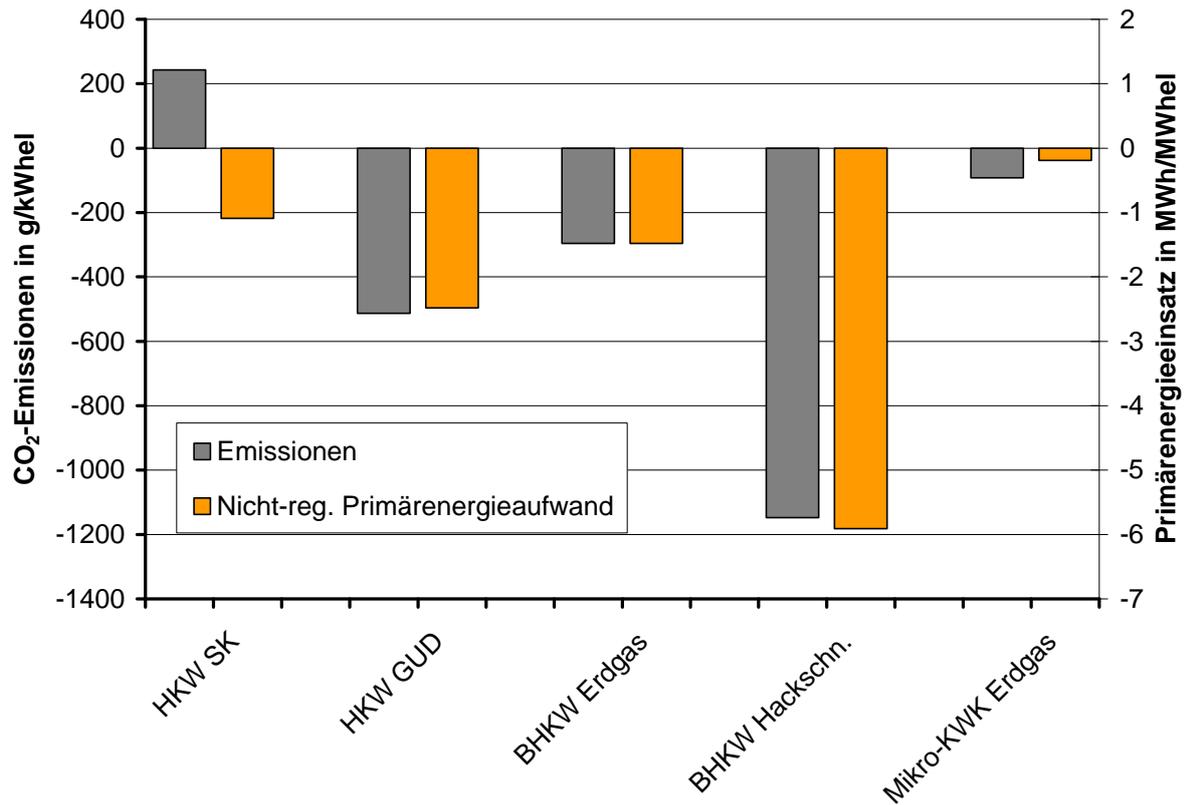


Abbildung 7: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen und des nicht regenerativen Primärenergieaufwands von einzelnen KWK-Technologien im Vergleich zu einer getrennten Erzeugung (D-Strommix, Gasbrennwerttherme)

Der Nachteil der umweltfreundlichen Energieerzeugungstechnologien sind die verhältnismäßig hohen Gestehungskosten. Die Stromgestehungskosten eines Steinkohlekraftwerks betragen im Vergleich ca. 4 ct/kWh /IFE-01 04/. Durch eine politische Flankierung und entsprechende Vergütung wird eine Heranführung dieser innovativen Technologien an den Rand der Wirtschaftlichkeit erreicht. Je nach Rahmenbedingung und ggf. zusätzlichen Erlösen aus den vermiedenen Strom- und Wärmebezug lassen sich Einsatzfälle wirtschaftlich darstellen (Abbildung 8).

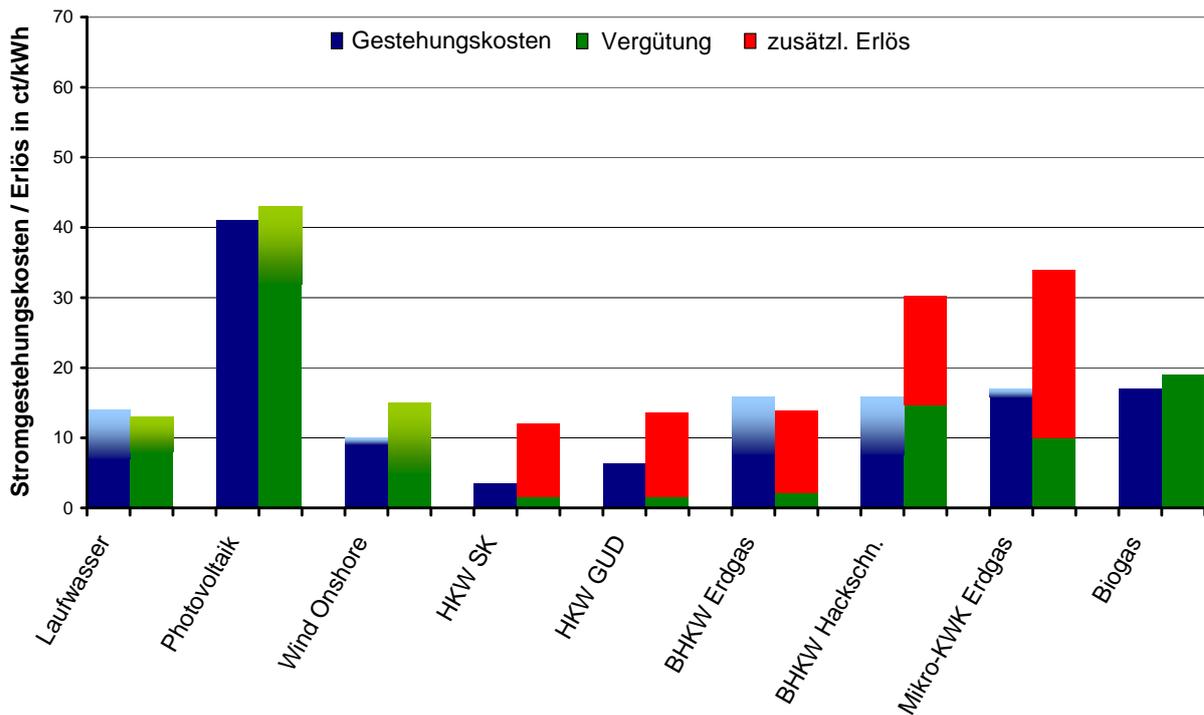


Abbildung 8: Vergleich der Wirtschaftlichkeit einzelner Erneuerbarer Energie- und KWK-Technologien

## 7 Fazit

Erneuerbare Energien können durch EEG-Vergütung die Wirtschaftlichkeit erreichen. Vor allem seien dabei Wind, Photovoltaik, Biomasse aber auch Wasserkraft genannt. Das IEKP muss aus Umweltschutzgründen und zur Ressourcenschonung umgesetzt werden. Aufgerufen sind in diesem Sinne alle aktuellen oder zukünftigen Betreiber oder Wegbereiter von umweltfreundlichen Erzeugungsanlagen, die in Privathäusern, Firmen, Gemeinden oder Städten eingesetzt werden. Außer bei offshore-Kraftwerken regt sich jedoch allerorten Widerstand gegen den Einsatz von Erneuerbaren Energien. Die Mentalität „Klimaschutz ja, aber nicht hier“ ist wenig hilfreich und zeugt von Kurzsicht und Verantwortungslosigkeit.

## 8 Literaturverzeichnis

- BKWK 05 *Fakten zur Kraftwärmekopplung (KWK)*, Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e. V., Berlin, 2005
- BMU-02 08 *Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung - Internet-Update*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2008
- BMWi-01 09 *Zahlen und Fakten – Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2009
- DEWI 08 Molly, J. P.: *Status der Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2007*. Deutsches Windenergie-Institut GmbH (DEWI), Wilhelmshaven, 2008
- DLR-01 08 Nitsch, Dr. Joachim: *Leitstudie 2008 – Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele*

- Deutschlands und Europas*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2008
- EEG-01 08 *Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften - EEG 2009*. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2008
- FFE 04 Briem, S. et al.: *Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken*, IER Universität Stuttgart, DLR Stuttgart, LEE Ruhr-Universität Bochum, FfE, München, VDI-Gesellschaft Energietechnik - Förderkennzeichen: 0327281, Düsseldorf, 2004
- FFE-06 06 Mauch, Wolfgang Prof. Dr.-Ing.; Höpler, Klaus; Götz, Marion; Richter, Stefan: *Biomassennutzung in Bayern – Potenziale und Techniken für die Stromerzeugung*. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2006
- FFE-12 07 Arndt, U.; von Roon, S.; Kraus, D.; Mauch, W.; Mühlbacher, H.; Geiger, B.; Tzscheutschler, P.: *Innovative KWK-Systeme zur Hausenergieversorgung- Messtechnische Untersuchungen, Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, Systemvergleich und Optimierung*. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2007
- FFE 07 *Energiezukunft Deutschland, Lotsenprojekt: Sammlung aller Berichte*. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München, 2007
- FFE-13 08 Steck, Michael; Fieger, Christian; Gruber, Anna; Köll, Lorenz; Staudacher, Thomas: *Nachhaltigkeitsstudie für die SEWAG – Analyse der Energieversorgung der SEWAG, heutiger Stand und nachhaltige Erzeugungsoptionen*. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2008
- FNR-01 08 *Biogas Basisdaten – Stand: Oktober 2008*. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2008
- IEKP-01 07 *Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung – IEKP*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2007
- IFE-01 04 Geiger, Dr.-Ing. B.; Hardi, Dr.-Ing. M.; Brückl, O.; Roth, H.; Tzscheutschler, P.: *CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen*. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2004
- KWKG-01 08 *Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG)*. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2008
- MANTAU-01 04 Mantau, Prof. Dr. Udo; Weimar, Holger; Sörgel, Christian: *Holzrohstoffbilanz Deutschland, Bestandsaufnahme 2002*. Hamburg: Universität Hamburg, Zentrum Holzwirtschaft, 2004
- ROT 05 Roth et al.: *Windenergiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen konventioneller Kraftwerke*, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik Technische Universität München, München, 2004
- VDI 04 VDI-Gesellschaft Energietechnik: *Lebenszyklusanalyse ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken*, IER Stuttgart, DLR Stuttgart, LEE Ruhr-Universität Bochum, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Düsseldorf, 2004



**Dr.-Ing. Manfred Kehr**

**Leiter Kraftwerksplanung und -genehmigung, RWE Power AG, Essen  
Mitglied des Vorstands d. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.**

## **Zukunft der fossilen Brennstoffe in der Stromerzeugung**

### **Abstract**

Die Kraftwerksbetreiber stehen vor der Herausforderung, unter gewachsenen Anforderungen für Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Klimaschutz ihren Kraftwerkspark umfangreich zu erneuern. RWE Power trägt durch den Einsatz weltweiter Spitzentechnologie erheblich zur Effizienzsteigerung und damit zur Ressourcenschonung bei. Mit der Umsetzung der aktuellen fossil gefeuerten Kraftwerksprojekte wird ein wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz und zur Versorgungssicherheit in Europa geleistet.

Parallel dazu beteiligt sich RWE Power an der Weiterentwicklung der Kraftwerkstechnik. Mit der Weiterentwicklung von Techniken zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung sowie der Planung und Realisierung des ersten großtechnischen CO<sub>2</sub>-armen Kohlekraftwerks der Welt stellt sich RWE Power der Klimavorsorge und stärkt die Technologieführerschaft Deutschlands auf diesem Gebiet.

All diese Anstrengungen können jedoch nur unternehmerisch verantwortet werden, wenn die notwendigen Investitionsentscheidungen durch verlässliche politische und gesellschaftliche Rahmenbedingungen unterlegt werden. Die jüngsten Beschlüsse zur Vollauktionierung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate ab 2013 benachteiligen insbesondere den Neubau von Kohlekraftwerksprojekten in Deutschland. Hier ist die Politik aufgerufen für faire Wettbewerbsbedingungen zu sorgen. RWE plädiert bei der Neuanlagenförderung für eine Regelung, die einerseits ambitioniert ist und hohe Wirkungsgrade vorgibt, andererseits keine Technik und keinen Investor ausgeklammert.

### **1 Kraftwerkspark und Stromnachfrage in Deutschland**

Der europäische Kraftwerkspark muss aufgrund seiner Altersstruktur in den nächsten beiden Dekaden umfangreich erneuert werden. In ihrer Studie „Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020“ untersucht die Deutsche Netzagentur die zukünftige Entwicklung der Kapazitäten zur Stromerzeugung. Sie bezieht dabei den von der Bundesregierung angestrebten Ausbau erneuerbarer Energien ebenso ein wie den Ausbau der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung. Trotz der daraus resultierenden zusätzlichen Kapazitäten – so das Ergebnis der Analyse – werden die bereits im Bau befindlichen bzw. sehr wahrscheinlichen Neubauprojekte konventioneller Kohle- und Gaskraftwerke mit einer gesicherten Leistung von zusammen rund 15.000 MW nicht ausreichen, um bei konstanter Stromnachfrage eine Kapazitätslücke in Deutschland zu vermeiden. Erste Engpässe drohen bereits ab 2012. Für 2020 wird je nach Szenario ein Fehlbetrag zwischen 11.700 und 21.000 MW prognostiziert.

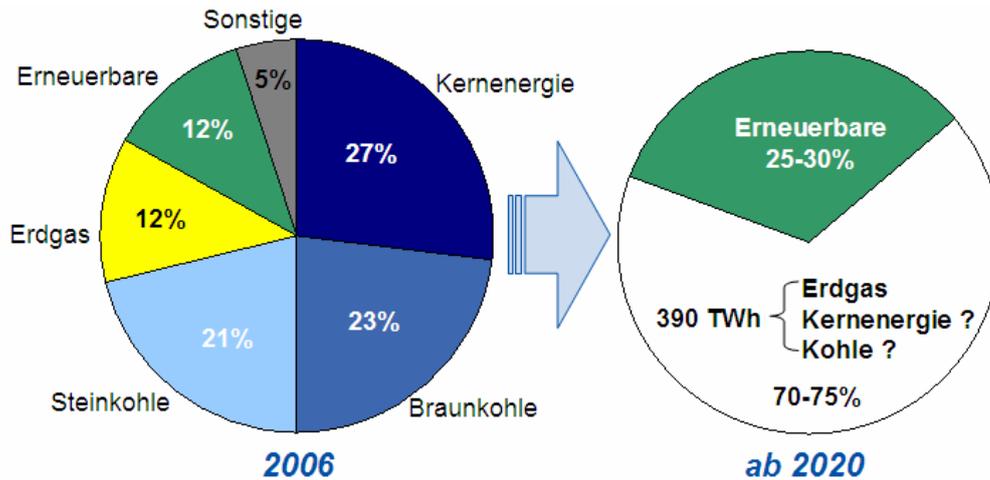


Abbildung 1: Wandel der Stromerzeugung in Deutschland

Neben der drohenden Erzeugungslücke steht die Energiewirtschaft vor der Frage, wie das zukünftige Erzeugungsportfolio in Deutschland aussehen wird. Die politische Festlegung der Bundesregierung dazu sieht vor, dass im Jahr 2020 25 bis 30 Prozent des in Deutschland benötigten Stroms aus erneuerbaren Quellen stammen, im Jahr 2030 kann der Anteil auf knapp die Hälfte steigen. Dies bedeutet aber auch, dass im Jahr 2020 noch circa 70 Prozent und im Jahr 2030 etwa die Hälfte des nachgefragten Stroms in fossil befeuerten Kraftwerken und Kernkraftwerken erzeugt werden.

Auf Deutschland bezogen ist daher die klimafreundliche Nutzung des heimischen Energieträgers Kohle von besonderer Bedeutung, um so einen wertvollen Beitrag zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit, Klimaschutz und günstiger Grundlastversorgung zuverlässig zu leisten und die Ausfallquoten der Stromversorgung bei den heutigen, niedrigen Werten zu halten.

## 2 Ansatz zur Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in Europa

Auf europäischer Ebene prognostiziert die FORRES 2020 Studie für die EU27 einen Anstieg der Stromerzeugung aufgrund des Nachholbedarfs der 12 „neuen EU-Länder“ von ca. 3.300 TWh im Jahre 2005 auf ca. 4.000 TWh im Jahre 2020 voraus. Das ist ein signifikanter Anstieg von 700 TWh, wobei potentielle Verbrauchseinsparungen und Effizienzsteigerungen in der Prognose bereits enthalten sind. Wie politisch gewünscht, soll unter gleich bleibenden Erzeugungskapazitäten der Kernkraft und der fossilen Stromerzeugung der prognostizierte Anstieg von 700 TWh durch den Zuwachs an regenerativer Erzeugung kompensiert werden.

Verteilt auf den Zeitraum von 15 Jahren sind umgerechnet fast 15.000 MW pro Jahr zu installieren. Diese Neubauleistung wurde jedoch noch nicht erreicht. In den Jahren 2006 und 2007 wurde im Schnitt nur ein Drittel, etwa 5.000 MW, neu installiert. Dies zeigt eindrucksvoll die große Herausforderung, vor der die Branche steht.

Bei der Kernkraft ist für den Zeitraum 2005 bis 2020 von einer altersbedingten Außerbetriebnahme ohne den deutschen Atomausstieg, von knapp 10.000 MW auszugehen. Um dies zu kompensieren, müssten im Schnitt bis 2020 pro Jahr knapp 670 MW neu installiert werden. Mit der einzigen Inbetriebnahme des Blockes 2 des rumänischen Kernkraftwerks Cernavoda in den letzten 2 Jahren, und damit nur der Hälfte des erforderlichen Zubaus, lässt sich auch hier schnell das Fazit ziehen, dass es eine große Herausforderung darstellt, die Erzeugung aus Kernenergie in der EU27 konstant zu halten. Steigt Deutschland allerdings - wie im Atomgesetz festgelegt - im gleichen Zeitraum aus der Nutzung der Kernenergie aus, fehlen weitere 20.000 MW an CO<sub>2</sub>-freier Erzeugung. Um diese Lücke auszugleichen, wäre dann im Schnitt zusätzlich der Zubau von einem Reaktor mit einer Leistung von 1.600 MW pro Jahr erforderlich.

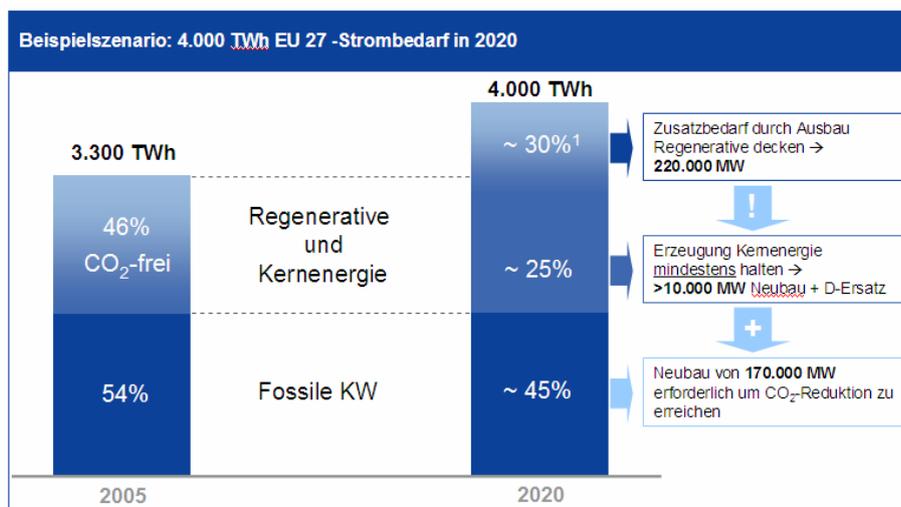


Abbildung 2: Notwendiger Neubau fossil gefeuerter Kraftwerke

Selbst wenn die Ziele bei den Regenerativen und der Kernenergie erreicht werden, bedeutet es im nächsten Schritt, dass das gesamte Ziel der Einsparung von 21 Prozent der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Bereich der fossilen Kraftwerke zu realisieren ist. Dazu muss innerhalb des europäischen fossilen Kraftwerksparks jedes zweite fossil gefeuerte Kraftwerk durch eine entsprechende Neuanlage mit einem Wirkungsgrad auf dem aktuellen Stand der Technik bis zum Jahre 2020 ersetzt werden. Dies führt zu einem Neubaubedarf von insgesamt 170.000 MW fossil gefeuerter Kraftwerke in der EU27 bis 2020.

### 3 Weltweiter Stellenwert des Energieträgers Kohle

Klimapolitisch sind somit hocheffiziente Kohlekraftwerke nötig, weil global betrachtet eine drastische Reduzierung oder auch ein Ausstieg aus der Kohlenutzung aus Versorgungsgründen nicht machbar ist. Ohne dass die Welt einen Energiepfad in Richtung auf die saubere Kohlenutzung einschlägt, ist eine Trendwende bei den immer noch drastisch ansteigenden CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht denkbar. Die Kohle-Verstromung ist die größte einzelne Quelle von CO<sub>2</sub>. Die Schwellenländer, allen voran China und Indien, werden auf voraussehbare Zeit ihre Kohleverstromung weiter ausbauen, weil sie über große Kohlevorkommen verfügen und die Weltkohlereserven nicht in der gleichen Weise politischen Krisen unterliegen wie Gas und Öl. Ihre Stromerzeugung wird weiter mit hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen einhergehen. Die Entwicklung wirtschaftlich verträglicher CCS Technologien ist die Voraussetzung die CO<sub>2</sub>-Emissionen in die Atmosphäre zu begrenzen, damit das Ziel einer Begrenzung der Temperaturerhöhung auf 2 °C weiterhin erreichbar ist.

Die Internationale Energieagentur geht davon aus, dass bis 2030 der globale Energiebedarf im Business-as-Usual-Szenario gegenüber heute nochmals um 50 Prozent steigen wird. Der Energiebedarf in China und Indien steigt demnach bis 2030 um 3,2 Prozent bzw. 3,6 Prozent jährlich. Damit haben diese beiden Länder einen Anteil von knapp der Hälfte am globalen Anstieg der Energienachfrage. Die Kohlenutzung in China und Indien beträgt demzufolge im Jahr 2030 etwa 3.000 Mio. t Öläquivalent pro Jahr. Gleichzeitig geht das Referenzszenario davon aus, dass der Einsatz von Kohle in der Stromerzeugung bis 2030 in den USA und in Europa insgesamt etwa gleich bleibt (USA: Anstieg von 50 Prozent auf 53 Prozent, Europa: Reduktion von 28 Prozent auf 25 Prozent). Im Ergebnis würden die CO<sub>2</sub>-Emissionen global um etwa 50 Prozent ansteigen. Dies illustriert, die technische Herausforderung die von der CCS-Technologie, als ein wesentliches Handlungsfeld zur Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes erwartet wird.

## 4 Clean-Coal Strategie von RWE Power

Wie erläutert, muss der verstärkte Einsatz der Kohle mit den ambitionierten Klimaschutzziele in Einklang gebracht werden. Die CO<sub>2</sub>-Vermeidung ist eine große technologische Herausforderung: Die Kraftwerkstechnik muss neue Wege suchen, um mit Clean-Coal-Technologien eine zukunftsfähige und somit nachhaltige Energieversorgung zu sichern.

Die Clean-Coal-Strategie von RWE Power umfasst drei Entwicklungs- und Zeithorizonte, um die ehrgeizigen Klimaschutzziele zu erreichen.

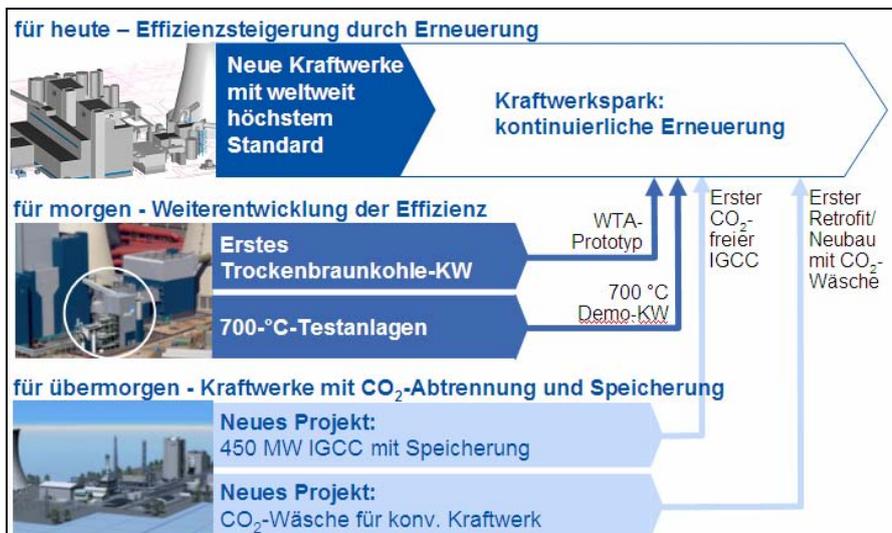


Abbildung 3: Innovationslinien für optimale Effizienzsteigerung und CO<sub>2</sub>-Reduktion

Die Projekte des ersten Horizonts umfassen die gegenwärtige Erneuerung des RWE-Power-Kraftwerksparcs durch Bau und Einsatz moderner, hocheffizienter und damit klimafreundlicherer Braunkohle- und Steinkohlenblöcke. Beispiele dafür sind das erste Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (BoA), das 2003 in Niederaußem seinen kommerziellen Betrieb aufgenommen hat und dessen Folgeprojekt BoA 2&3 mit einem maximalen Wirkungsgrad von über 43 Prozent, das jetzt in Neurath im Bau ist. Alle drei Blöcke zusammen stoßen bei gleicher Stromerzeugung bis zu 9 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr weniger aus als alte Braunkohlenkraftwerke.

Der zweite Zeithorizont erstreckt sich bis etwa 2015 und zielt auf eine noch bessere Ausnutzung des Brennstoffs Kohle. Diesem Zweck dienen zum Beispiel die Braunkohlenvortrocknung in WTA-Anlagen und die so genannte 700-Grad-Kraftwerkstechnik. Dabei geht es um die Realisierung höherer Prozessparameter mit höherer Dampftemperatur (bis 700 Grad Celsius) und höheren Dampfdrücken (bis 350 bar). Das erfordert vor allem die Entwicklung und den Einsatz neuer Werkstoffe. Sowohl Trockenbraunkohlenkraftwerke als auch die 700-Grad-Kraftwerkstechnik ermöglichen künftigen Kohlekraftwerken den Sprung über die 50-Prozent-Wirkungsgradschwelle und damit zu noch niedrigeren CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Der dritte Horizont ist auf den Zeitraum von 2015 bis 2020 ausgerichtet und zielt auf die großtechnische Erprobung der CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung ab. Parallel zum CO<sub>2</sub>-Wäsche-Projekt im Innovationszentrum Kohle in Niederaußem hat RWE Power ein Leuchtturmprojekt am Standort Goldenberg in Nordrhein-Westfalen gestartet - das so genannte IGCC-CCS-Projekt. Die Abkürzung steht für Integrated Gasification Combined Cycle with Carbon Capture and Storage und bedeutet: Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung sowie CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung. Dort ist die CO<sub>2</sub>-Abtrennung nicht nachgeschaltet, sondern zentraler Bestandteil des Gesamtprozesses. Bei der Kohlenvergasung wird nach einem weiteren Zwischenschritt ein Gemisch aus Wasserstoff und Kohlendioxid hergestellt. Das CO<sub>2</sub> kann hieraus leicht abgetrennt werden, um es anschließend zu komprimieren und über eine Pipeline zu einem Speicher zu transportieren. Zur

Stromerzeugung wird der verbleibende Wasserstoff in einer Gasturbine verbrannt. Mit der Abwärme wird im nachgeschalteten Kraftwerksprozess eine Dampfturbine angetrieben. Alternativ zur Stromerzeugung kann der Wasserstoff mit weiteren Umwandlungsverfahren zur Herstellung von zum Beispiel synthetischem Erdgas oder Motorkraftstoffen wie Diesel und Erdöl eingesetzt werden.

Mit dem Bau und Betrieb des IGCC-CCS-Demonstrationskraftwerks wird RWE Power also über die Stromerzeugung hinaus flexibel auf neue Marktchancen reagieren können. Denn mit der gezielten Umwandlung von Braunkohle in Gas kann die IGCC-Technologie eine interessante Option sein, sollte es Engpässe bei der Ölversorgung geben.

Des Weiteren arbeitet RWE an Lösungen, die bestehenden oder im Bau befindlichen Kraftwerke klimafreundlich nachzurüsten: Die Entwicklung der so genannten CO<sub>2</sub>-Rauchgaswäsche für konventionelle Kraftwerke bietet die Perspektive, Anlagen nachträglich mit einer CO<sub>2</sub>-Abtrennung auszustatten. Dabei wird das CO<sub>2</sub>-haltige Rauchgas aus dem Kraftwerk durch eine Absorptionsflüssigkeit geleitet, die das CO<sub>2</sub> aufnimmt. Anschließend wird das CO<sub>2</sub> von der Waschflüssigkeit getrennt und kann der Speicherung zugeführt werden. Bei der CO<sub>2</sub>-Rauchgaswäsche verfolgt RWE mehrere Technologien parallel, um die für den Einsatz in Kohlekraftwerken optimale Lösung Ende des nächsten Jahrzehnts zur Verfügung zu haben. Hierbei entwickeln wir zusammen mit Partnern an unterschiedlichen Standorten und unter unterschiedlichen Gegebenheiten verschiedene Verfahren.

Die aus der chemischen und petrochemischen Industrie bekannten aminbasierten Waschverfahren werden wir zusammen mit den Kooperationspartnern BASF und Linde für die Rauchgase von Braunkohlenkraftwerken weiterentwickeln. Eine Pilotanlage wird bereits 2009 im Braunkohlenkraftwerk Niederaußem in Betrieb gehen. Darin sollen verschiedene Waschflüssigkeiten von BASF mit dem Ziel erprobt werden, den Energieverbrauch zu minimieren und damit den Wirkungsgradverlust des Gesamtkraftwerks zu senken.

## 5 Notwendige Rahmenbedingungen

Voraussetzung für eine endgültige Investitionsentscheidung für CCS Kraftwerke ist die Vorlage aller erforderlichen Genehmigungen. Um das Kraftwerk mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung fristgerecht ans Netz bringen zu können, ist es daher erforderlich, in der ersten Jahreshälfte 2009 insbesondere Klarheit über die rechtlichen Rahmenbedingungen für die CO<sub>2</sub>-Speicherung auf nationaler und europäischer Ebene zu besitzen. Mit der Veröffentlichung des Entwurfs einer CCS-Richtlinie hat die EU-Kommission den ersten Schritt gemacht. Auch die Bundesregierung hat die Fachministerien beauftragt, einen entsprechenden CCS-Rechtsrahmen auf nationaler Ebene zu erstellen. Wir gehen davon aus, dass bis Ende der laufenden Legislaturperiode die entsprechenden Gesetze und Verordnungen in Kraft sein werden. Dabei setzen wir auf die Unterstützung von Politik und Behörden, um den ehrgeizigen Zeitplan realisieren zu können.



## Zukunft der Kernenergie in Europa



**Dr. Michael Micklinghoff**

**Senior Vice President**

**Leiter Neubauentwicklung/Projekte**

**E.ON Kernkraft, Hannover**

### **Abstract**

Der zunehmende Strombedarf weltweit und die abgehenden Kraftwerkskapazitäten speziell in Europa erfordern die Errichtung neuer Erzeugungskapazitäten. In den meisten Ländern Europas besteht Einigkeit darüber, dass die Kernenergie neben der konventionellen Stromerzeugung sowie den erneuerbaren Energien einen bedeutenden Platz im Energiemix haben wird. Wesentliche Gründe hierfür sind die Nachhaltigkeitskriterien, wie Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit. Die Prognosen für Europa sehen 30 - 40 Neubauprojekte für Kernkraftwerke, die bis 2030 in Betrieb genommen werden sollen. Die europäische Union hat in ihren Langfriststrategien die Rolle der Kernenergie akzeptiert.

E.ON als ein weltweit führender Energieversorger hat das ehrgeizige Ziel, die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen im Kraftwerkspark zu halbieren. Neben dem Einsatz hocheffizienter Kohletechnologien und der signifikanten Steigerung effizienter erneuerbarer Energien ist dies nur durch den Einsatz von Kernenergie möglich. Sofern die Rahmenbedingungen dieses zulassen, ist E.ON bereit, in Kernenergie zu investieren. Zzt. ist E.ON an Neubauprojekten in Großbritannien und Finnland engagiert, weitere Länder werden untersucht.

## Inhalt

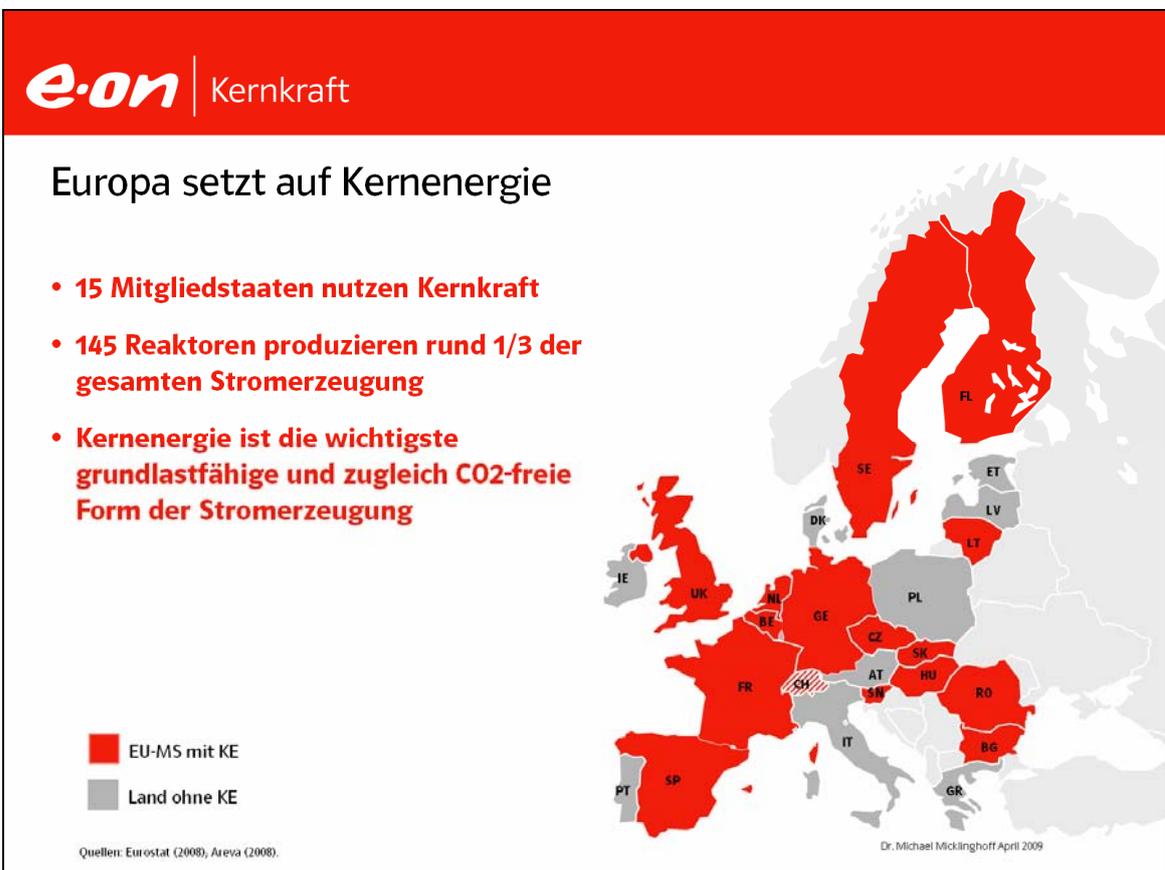
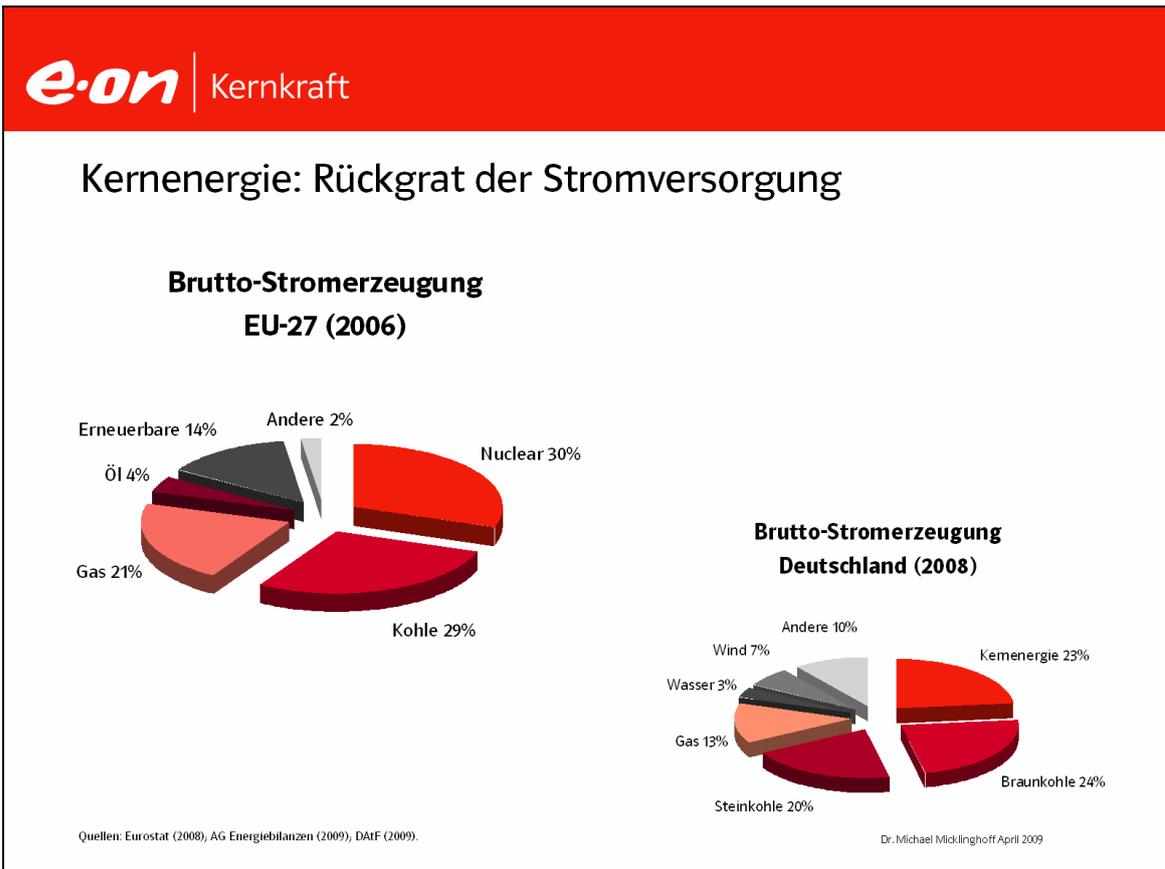
1. Ausgangslage und Herausforderungen
2. Nachhaltigkeit und Kernenergie
3. Europa und Neubauaktivitäten
4. E.ON und Kernenergie

Dr. Michael Micklinghoff/April 2009

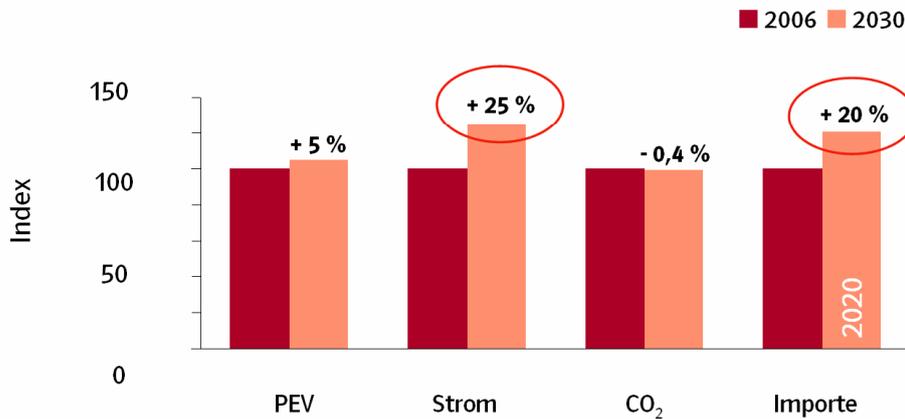
## Inhalt

1. Ausgangslage und Herausforderungen
2. Nachhaltigkeit und Kernenergie
3. Europa und Neubauaktivitäten
4. E.ON und Kernenergie

Dr. Michael Micklinghoff/April 2009



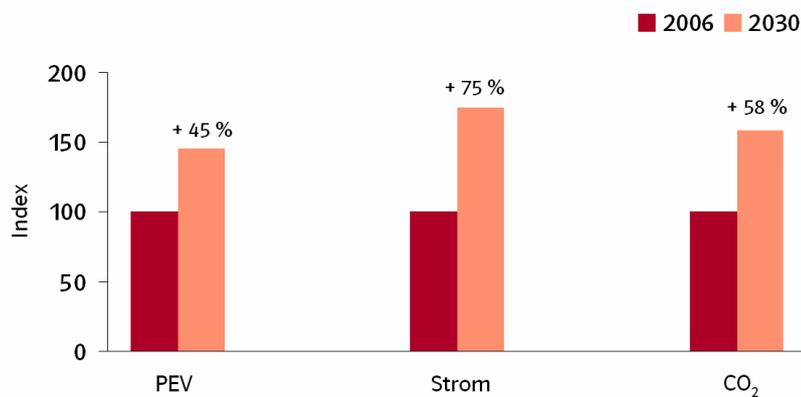
## Wachsende Herausforderungen an nachhaltige Energieversorgung in der Europäischen Union ...



Quellen: IEA (2008), EU-Commission (2008).

Dr. Michael Micklinghoff April 2009

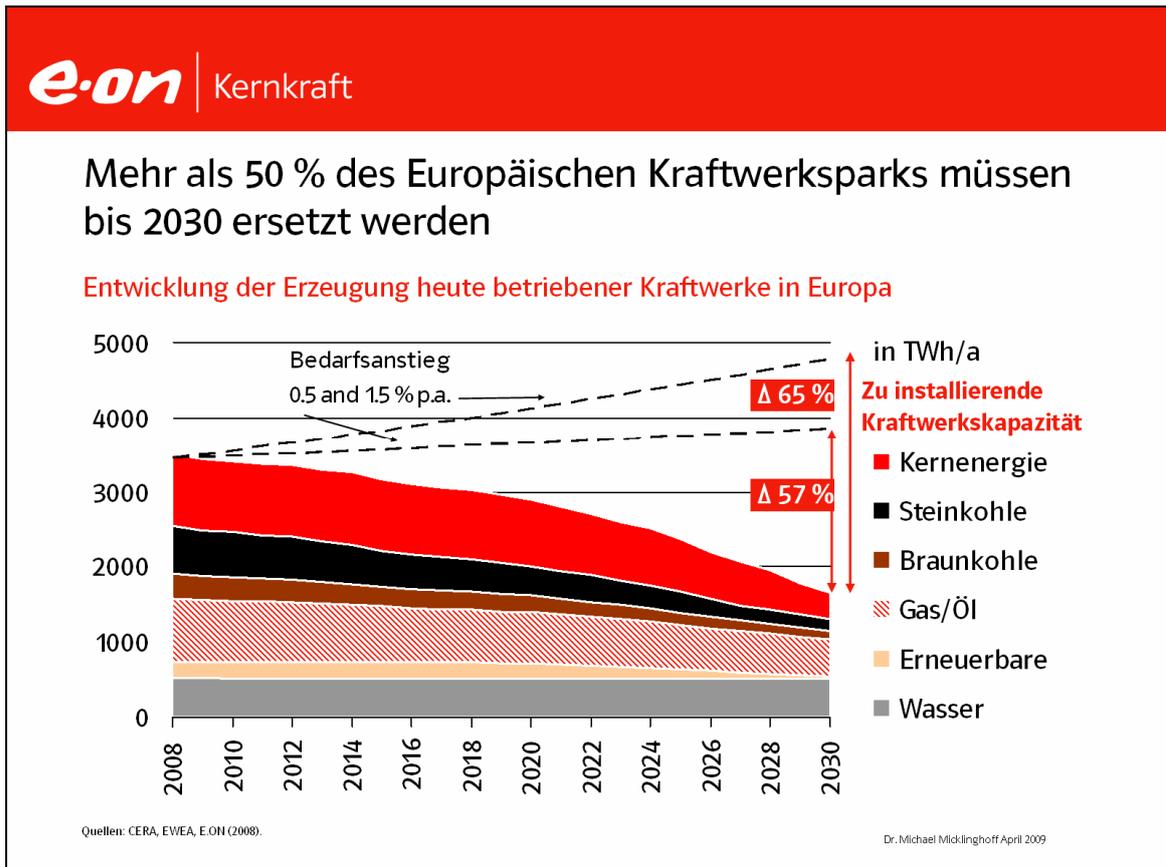
## ... und weltweit noch deutlich stärker



Hintergrund: Weltbevölkerung steigt von 6,5 Mrd. (2006) auf ca. 8,2 Mrd. (2030)

Quellen: IEA (2008), UN (2008).

Dr. Michael Micklinghoff April 2009



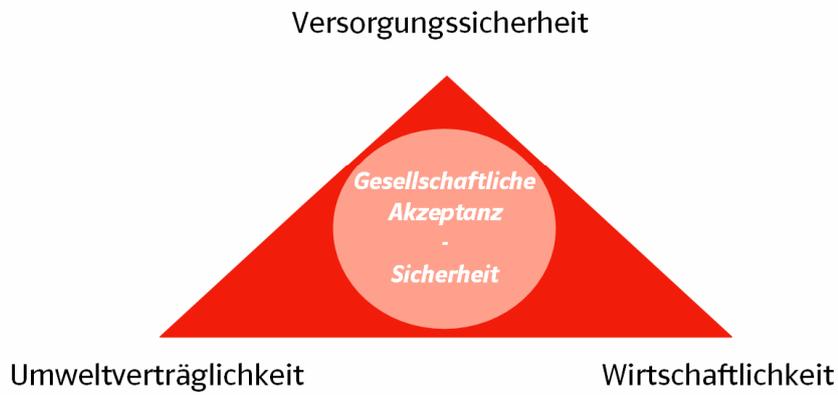
**e-on | Kernkraft**

### Inhalt

1. Ausgangslage und Herausforderungen
2. Nachhaltigkeit und Kernenergie
3. Europa und Neubauaktivitäten
4. E.ON und Kernenergie

Dr. Michael Micklinghoff April 2009

## Strategische Ziele einer nachhaltigen Energiepolitik



Kernenergie wird allen Anforderungen an eine nachhaltige Energieerzeugung gerecht

Dr. Michael Micklinghoff April 2009

## Versorgungssicherheit dank Uran

**Vorkommen:**  
geographisch verteilt + politisch stabile Förderländer

**Reichweite:**  
mindestens 250 Jahre



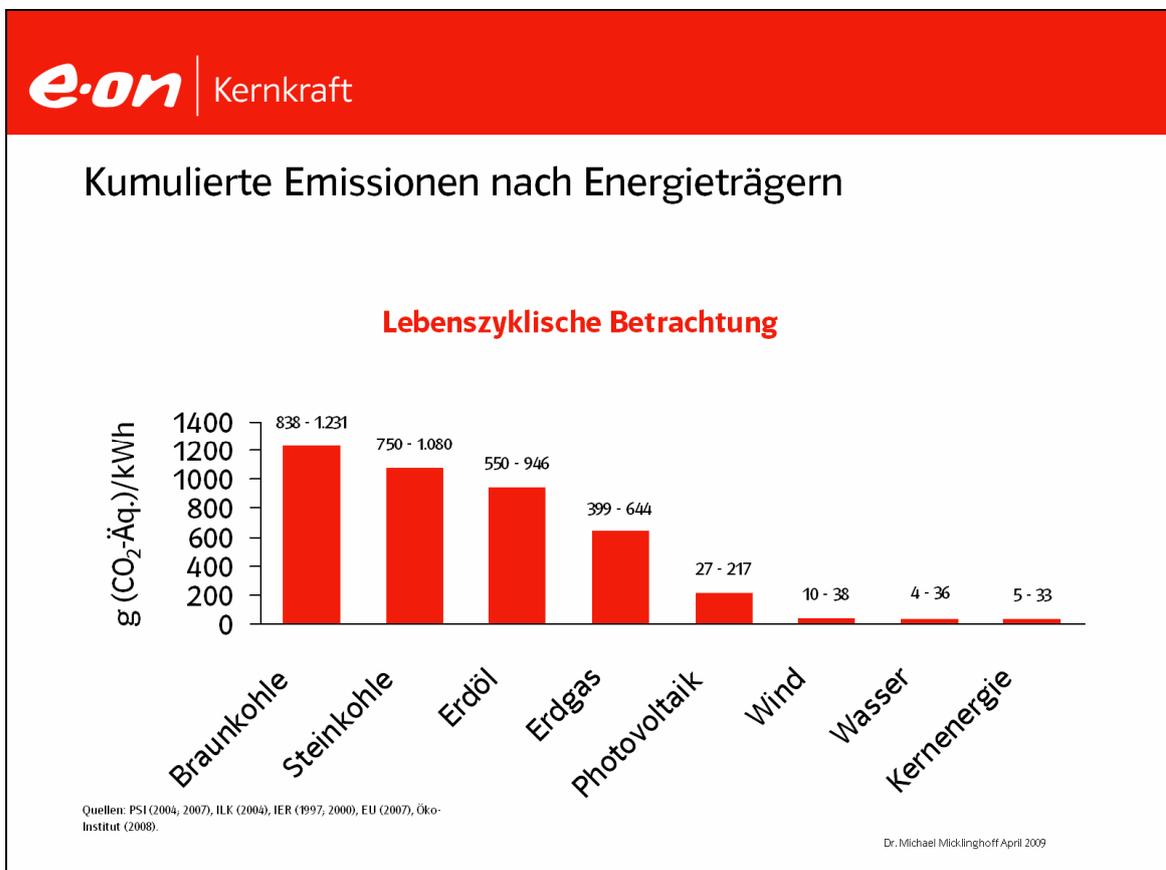
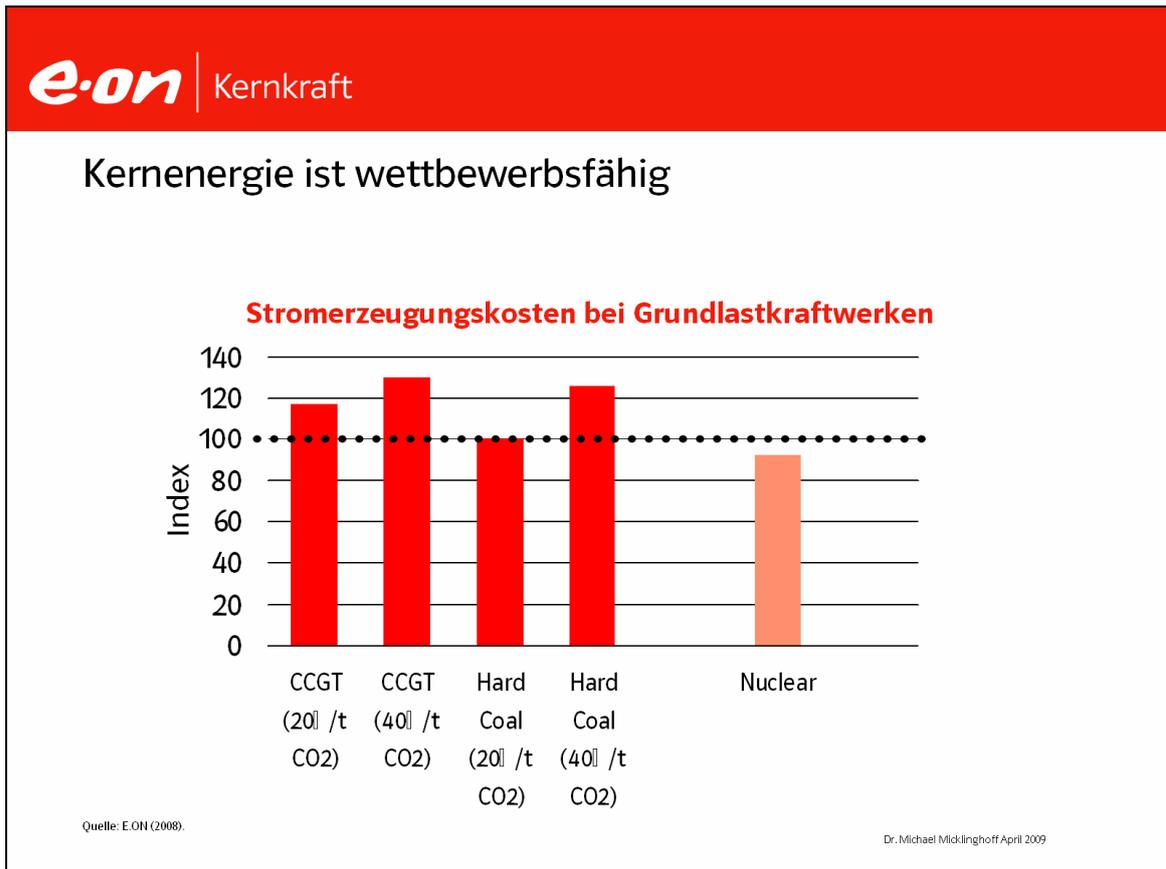
**Geringer Kostenanteil:**  
Natururan nur 3 - 5 %

**Verwendung:**  
keine konkurrierende Nutzung

**Energiedichte:**  
leichter Transport/Lagerung

Quelle: DAtF (2006).

Dr. Michael Micklinghoff April 2009



## Zu einem verantwortungsvollen Betrieb gehört auch die Endlagerung

**Technisch ist die Endlagerung radioaktiver Abfälle in tiefen geologischen Formationen gelöst, es fehlt jedoch zumeist der politische Wille:**

- *"...the technology is available and could be put into practice quickly. (...) Unfortunately, Member States have so far failed to use this technology by lack of political decision."*

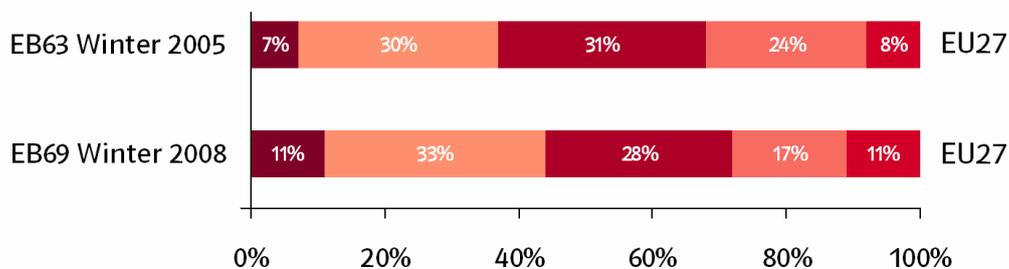
Andris Piebalgs, Member of the European Commission, responsible for Energy, Brussels, 28th February 2005

Dr. Michael Micklinghoff April 2009

## Akzeptanz der Kernenergie in der EU-Bevölkerung

QB2 Wie ist Ihre Haltung zu Energie, die in Kernkraftwerken erzeugt wird: Sind Sie voll und ganz dafür, eher dafür, eher dagegen oder voll und ganz dagegen? (% EU)

■ Voll und ganz dafür ■ Eher dafür ■ Eher dagegen ■ Voll und ganz dagegen ■ Weiß nicht



Quelle: Special Eurobarometer 297 (2008)

Dr. Michael Micklinghoff April 2009

**e-on** | Kernkraft

## Inhalt

1. Ausgangslage und Herausforderungen
2. Nachhaltigkeit und Kernenergie
3. Europa und Neubauaktivitäten
4. E.ON und Kernenergie

Dr. Michael Micklinghoff April 2009

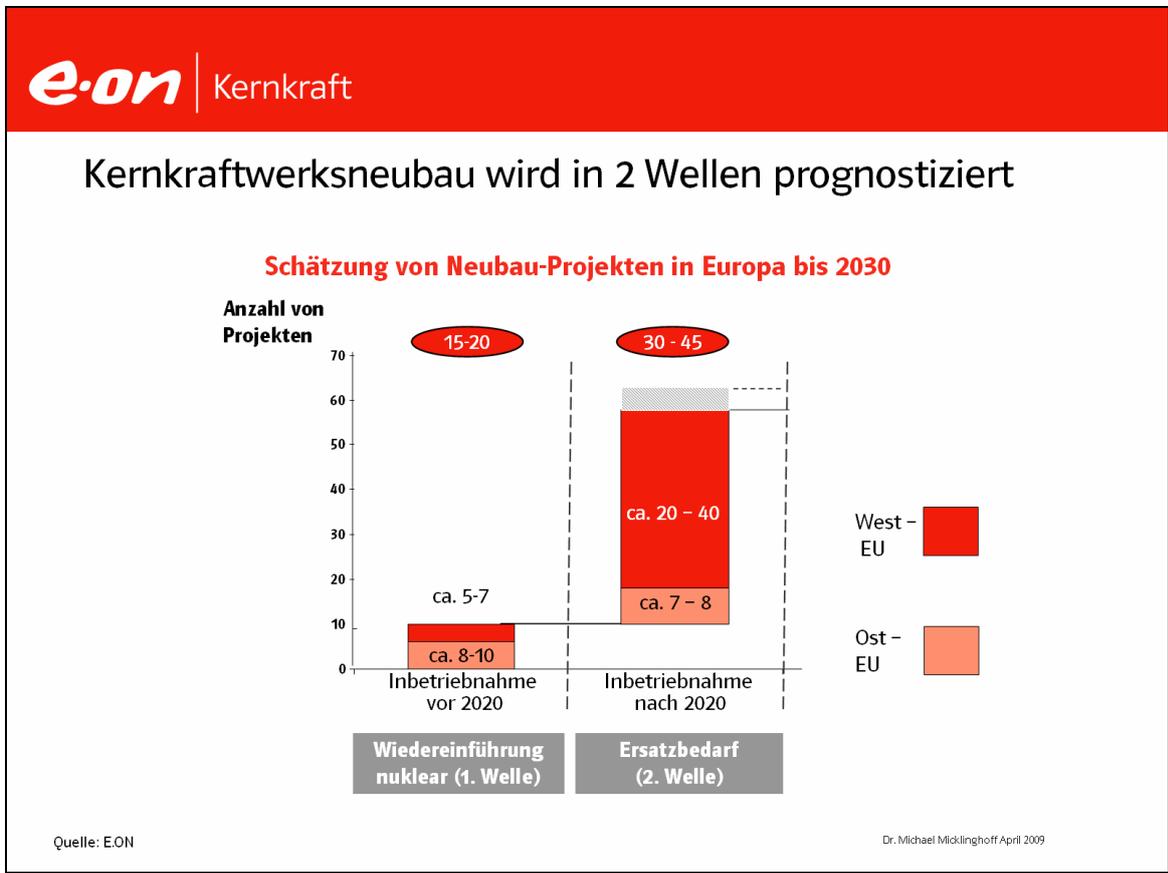
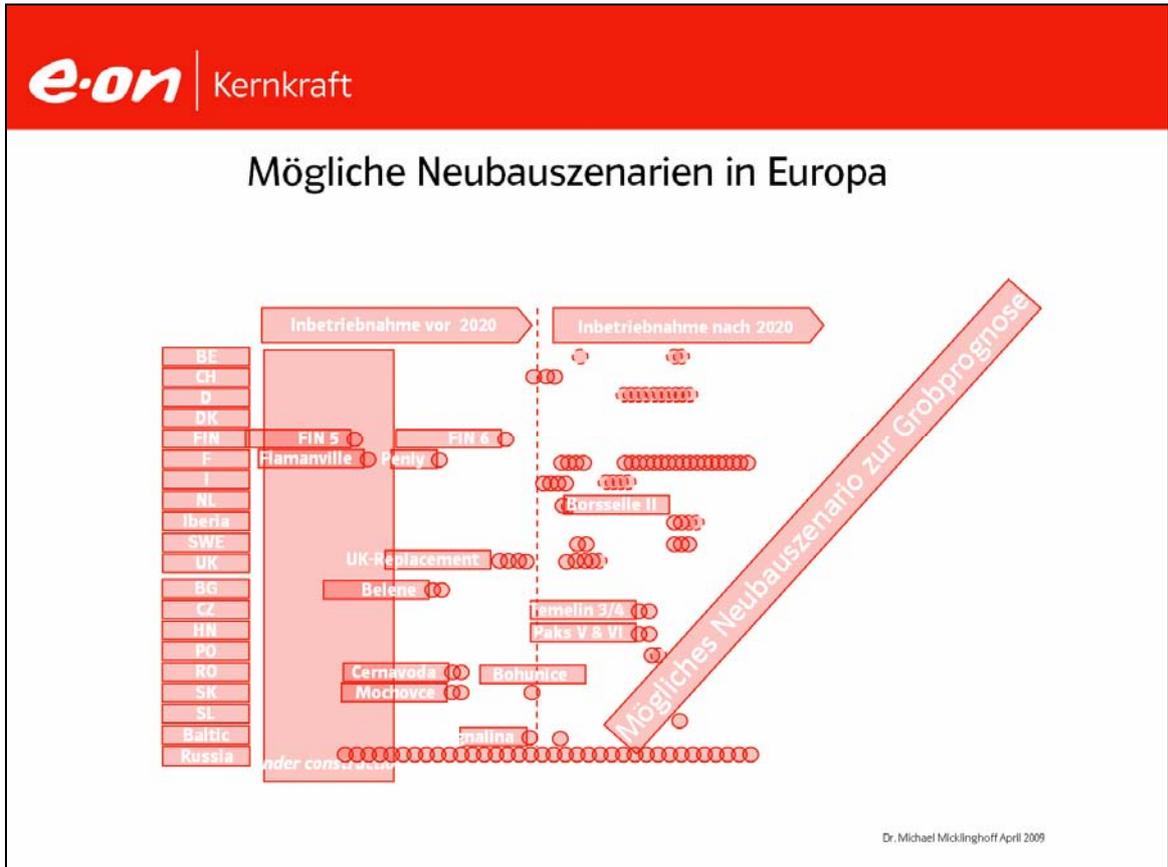
**e-on** | Kernkraft

## Kernenergie auch künftig wichtiger Bestandteil im Energiemix

The map displays the following nuclear energy developments across Europe:

- UK:** KKW-Ersatzprogramm
- NL:** KKW geplant
- SE:** Neubauverbot aufgehoben
- FIN:** EPR im Bau, FIN 6 geplant
- LT:** Pläne für 1-2 Blöcke in Ignalina
- PL:** Pläne für 1-2 KKW
- CZ:** 2 KKW geplant
- SK:** Fertigstellung Mochovce 3/4, Pläne für Neubau Bohunice
- RO:** Neubau Cernavoda 3/4
- BG:** Neubau Belene 1/2
- TR:** Neubaudiskussion
- CH:** EPR im Bau, 2. Block geplant, 3. angekündigt
- I:** 3 KKW beantragt
- Central Europe (CZ, SK, PL, H, SLO, A, D):** Neubau Diskussionen
- France (F):** Vorbereitung KKW-Neubauprogramm

Quellen: EKK, atw (2009). Dr. Michael Micklinghoff April 2009



**e-on | Kernkraft**

## Ähnliche Entwicklung in den USA

**außerdem**

- Kanada
- Asien
- VAE
- ...

River Bend ESBWR - 1 Unit  
 Grand Gulf ESBWR - 1 Unit  
 Callaway EPR - 1 Unit  
 Fermi ESBWR - 1 Unit  
 Nine Mile Point EPR - 1 Unit  
 Bell Bend EPR - 1 Unit  
 Calvert Cliffs EPR - 1 Unit  
 North Anna ESBWR - 1 Unit  
 Harris AP1000 - 2 Units  
 William Lee AP1000 - 2 Units  
 Turkey Point AP1000 - 2 Units  
 Levy County AP1000 - 2 Units  
 V.C. Summer AP1000 - 2 Units  
 South Texas ABWR - 2 Units  
 Victoria County ESBWR - 2 Units  
 Comanche Peak USAPWR - 2 Units  
 Amarillo EPR - 2 Units  
 Bellefonte AP1000 - 2 Units  
 Vogtle AP1000 - 2 Units  
 Blue Castle Design/Units - TBA  
 Hammitt EPR - 1 Unit

● ABWR    ■ AP1000    ● EPR    ▲ ESBWR    ◆ USAPWR    ▽ Design/Units - TBA

Dr. Michael Micklinghoff April 2009

**e-on | Kernkraft**

## EU-Sicht: PINC & Second Strategic Energy Review

**Projektion**

- Anlagenalter im Durchschnitt **23 Jahre**
- **44 GWe** „vom Netz“ bis 2020

oder

**33 %** der in der EU installierten Netto-Kapazität<sup>1</sup>



**Jose Manuel Barroso**  
 „Kernenergie kann einen wichtigen Beitrag zum Kampf gegen den Klimawandel leisten, da sie in der Europäischen Union für zwei Drittel der CO<sub>2</sub>-freien Stromerzeugung steht.“

**Heute 2/3 der CO<sub>2</sub>-freien Stromproduktion aus Kernenergie**

→ **Positive Auswirkung von PINC = E.ON unterstützt diese Sicht:**  
 Investitionen zum Erhalt der Kernenergie im Energiemix erforderlich, zur Bekämpfung des Klimawandels und zur Verringerung der Importabhängigkeit

Quellen: SER II/PINC (2008).  
 Dr. Michael Micklinghoff April 2009

## Inhalt

1. Ausgangslage und Herausforderungen
2. Nachhaltigkeit und Kernenergie
3. Europa und Neubauaktivitäten
4. E.ON und Kernenergie

Dr. Michael Micklinghoff April 2009

## E.ON weltweit größtes private Strom- und Gasunternehmen

### E.ON in Zahlen 2008



**Umsatz** **86,753 Mrd. EUR**

**Adjusted EBIT** **9,878 Mrd. EUR**

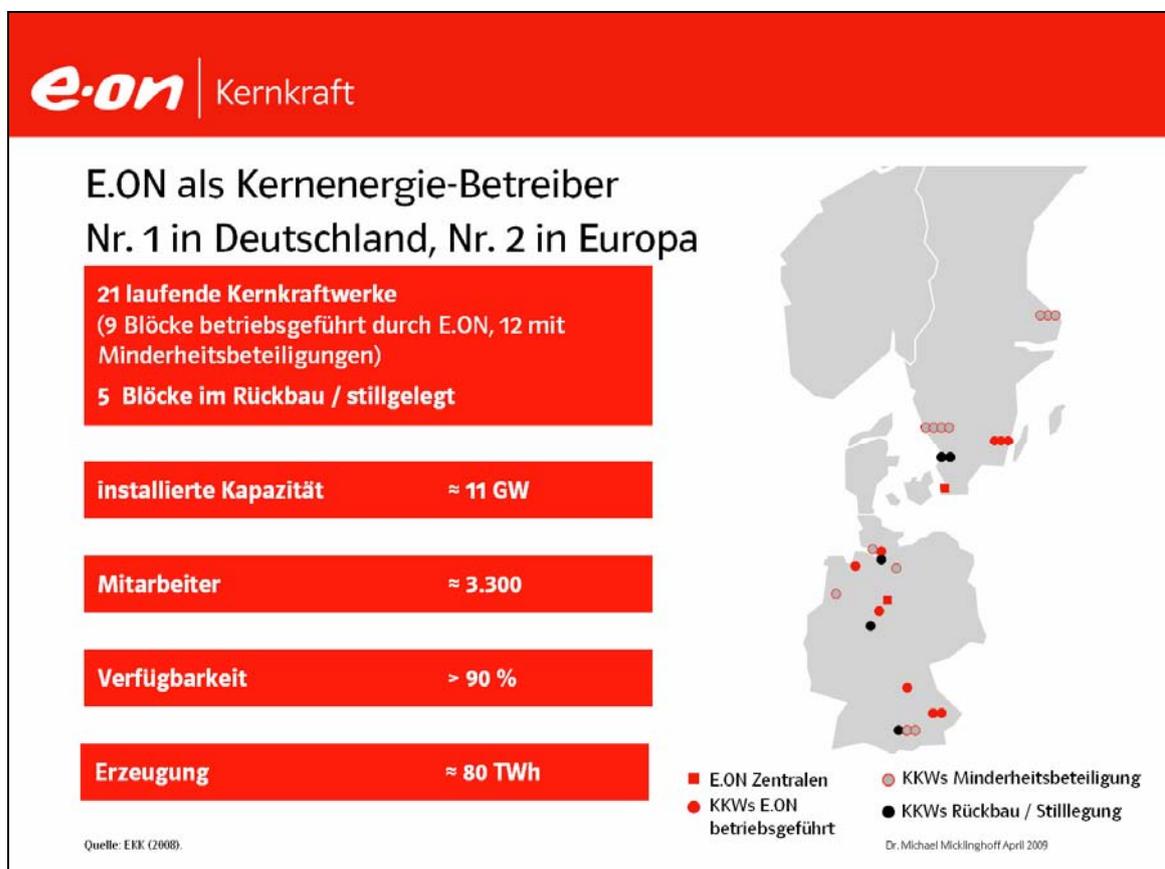
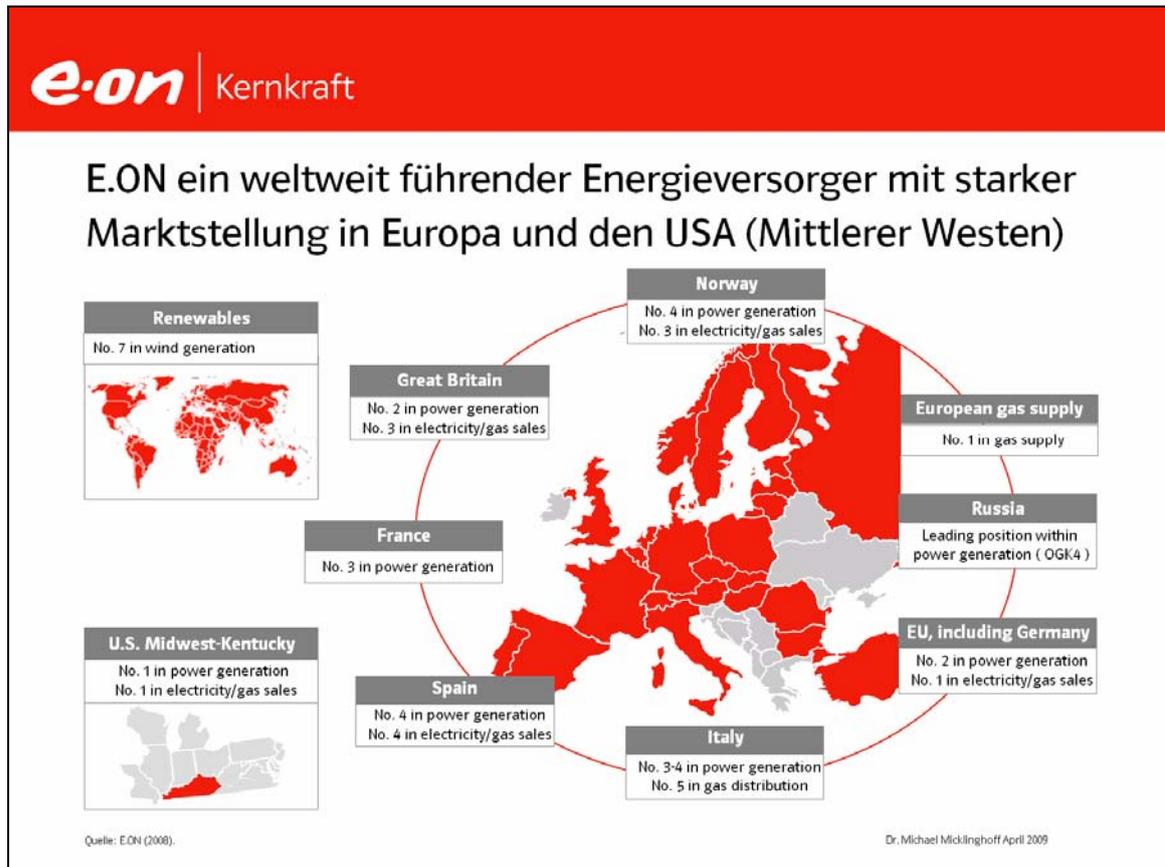
**Stromabsatz** **614,6 Mrd. kWh**

**Gasabsatz** **1.224,0 Mrd. kWh**

**Mitarbeiter** **93.538**

Quelle: E.ON | 2008

Dr. Michael Micklinghoff April 2009



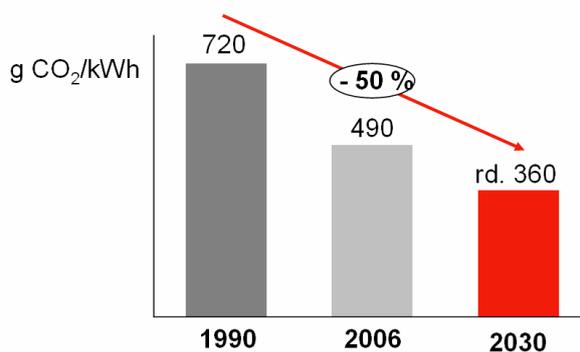
E.ON Kernkraft als nukleares „Center of Competence“ für die E.ON Gruppe beteiligt sich als europäisches Unternehmen zunehmend an der internationalen Entwicklung



Quelle: EBC (2008).

Dr. Michael Micklinghoff April 2009

E.ON mit ehrgeiziger Strategie zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Kraftwerkspark



- Low Carbon: GuD und hoch effiziente Kohletechnologie (inkl. CCS)
- Signifikante Anteilssteigerung effizienter Erneuerbarer Energien
- Sicherer Weiterbetrieb von Kernkraftwerken und Neubau

Quelle: EEA (2008).

Dr. Michael Micklinghoff April 2009

**e-on** | Kernkraft

E.ON ist bereit, in Kernenergie zu investieren, sofern Rahmenbedingungen gegeben sind

*Fokus auf aktuelle Aktivitäten:*

**UK**

- E.ON/RWE-Joint Venture
- Trilaterale Zusammenarbeit von E.ON/AREVA/Siemens
- Benennung von Standorten in 2009

**Finnland**

- Fennovoima: Strategische Kooperation mit finnischen Industrieunternehmen
- Antrag auf Grundsatzentscheidung bei der Regierung gestellt

**Andere Länder**



Quelle: EEX (2009).

**e-on** | Kernkraft

Weltweit hat sich der Markt der Reaktorlieferanten weitgehend konsolidiert

Im Rahmen eines offenen Auswahlprozesses hat E.ON eine Vorauswahl getroffen



**ABWR (BWR)**  
Toshiba/Westinghouse

**EPR (PWR)**  
AREVA

**AP1000 (PWR)**  
Westinghouse

**SWR1000 (BWR)**  
KERENA  
AREVA

**AES92 (PWR)**  
Atomstroyexport

Dr. Michael Micklinghoff April 2009

## Durch den weltweiten Boom werden Engpässe im Wesentlichen durch drei Hauptfaktoren bestimmt

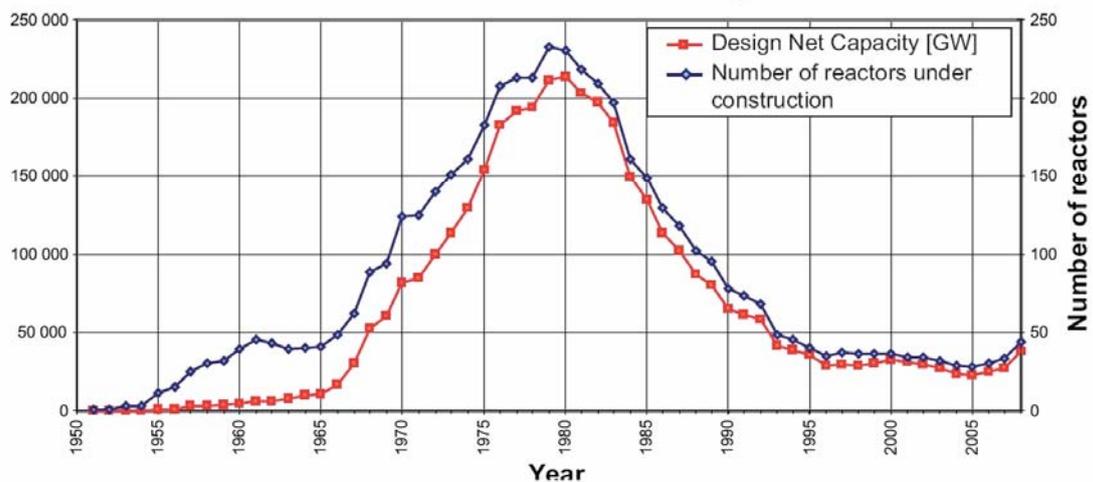
- Long-Lead Items
  - Großkomponenten (inkl. Schmiedestücke)
  - Turbinen-/Generatorenteile
- Qualifizierte Zulieferer
- Erfahrenes und qualifiziertes Personal in ausreichender Zahl



Bilder: [www.jsv.co.jp](http://www.jsv.co.jp)

Dr. Michael Micklinghoff April 2009

## Erfahrungen zum schnellen Aufbau einer hohen Neubauintensität liegen vor



Quelle: IAEA. (2009)

Dr. Michael Micklinghoff April 2009

## Fazit:

- Die weltweite Renaissance der Kernenergie ist Realität
- Weltweit wird die Rolle der Kernenergie im Erzeugungsmix der Zukunft neben der konventionellen Technik und der Erneuerbaren Energie zunehmend anerkannt
  - Grund 1: Bedarf  
wachsener Strombedarf, abgehende Kapazitäten
  - Grund 2: Nachhaltigkeit  
Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Klimafreundlichkeit
- Langfristige Energiestrategien und Energiepolitik akzeptieren die Rolle der Kernenergie (EU)
- Wo die Rahmenbedingungen gegeben sind, wird E.ON in Kernenergie investieren

Dr. Michael Micklinghoff April 2009





## Kraft-Wärme-Kopplung für Fern- und Nahwärme

Dipl.-Ing. Stephan Schwarz

Geschäftsführer Versorgung und Technik der Stadtwerke München  
Mitglied des Vorstands d. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.



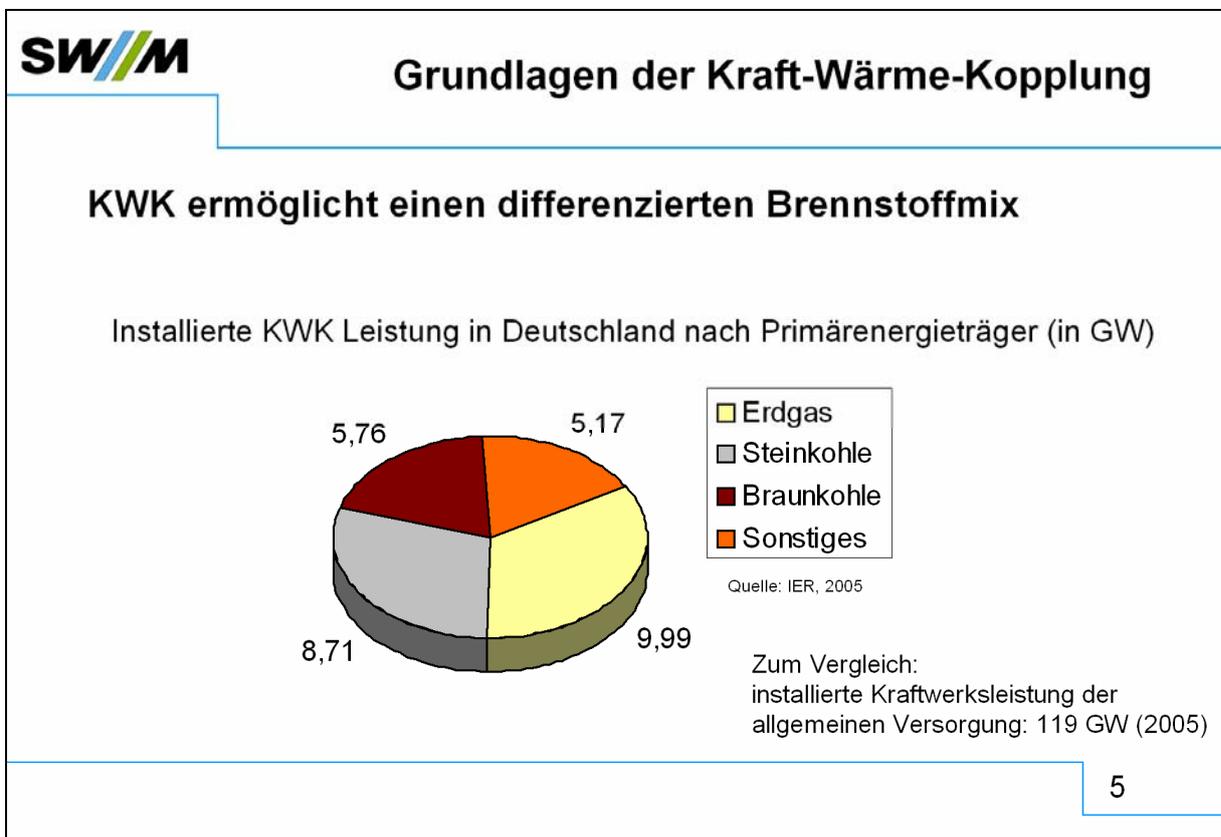
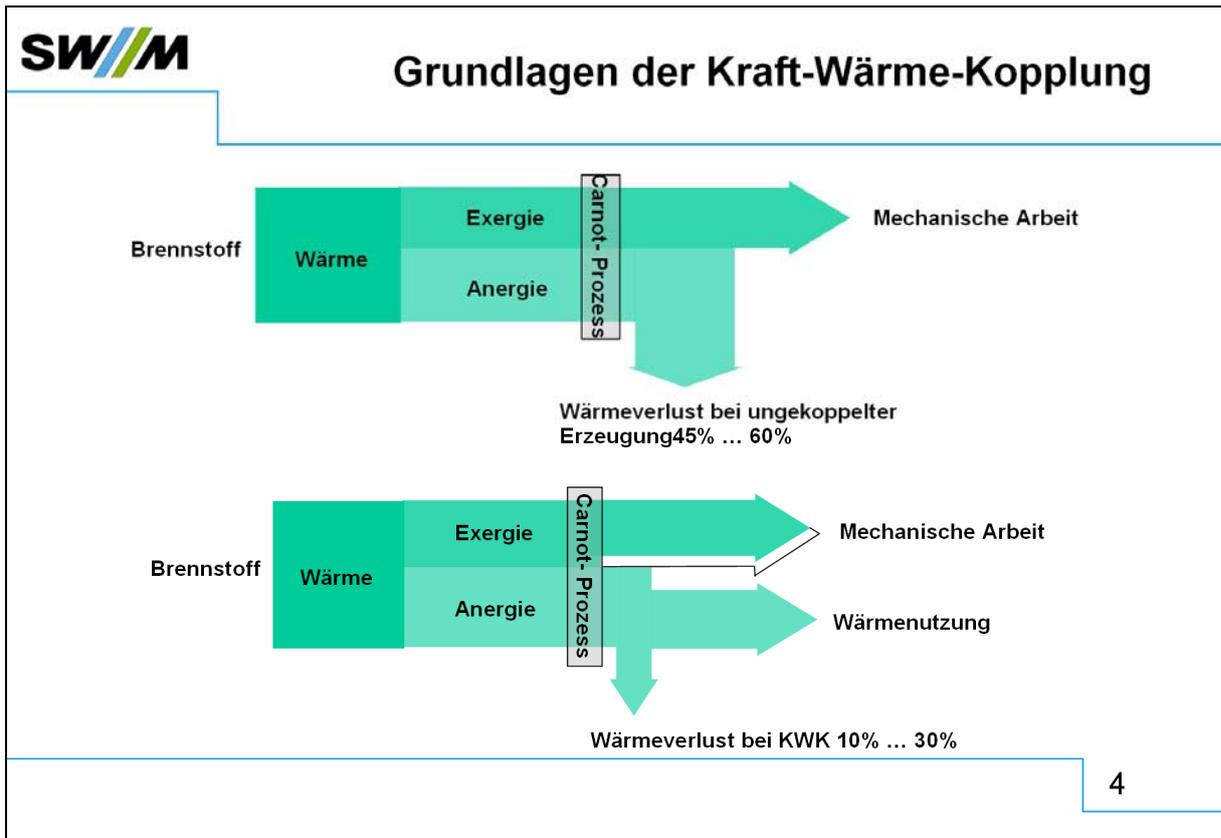
### Kraft-Wärme-Kopplung für Fern- und Nahwärme

Stephan Schwarz, Stadtwerke München GmbH  
Fachtagung Stromversorgung des 21. Jahrhunderts

München, 29.-30. April 2009

- Grundlagen und Rahmenbedingungen der Kraft-Wärme-Kopplung
- Wärmenetze für KWK und Erneuerbare Wärme
- Vermarktungsmöglichkeiten für KWK-Anlagen

## Grundlagen und Rahmenbedingungen der Kraft-Wärme-Kopplung



## Ziele der Politik bis 2020

- Verdopplung des Anteils von Strom aus KWK bis 2020 auf etwa 25 %
- Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgasen um 40%
- Steigerung der Erneuerbaren Energien im Wärmesektor auf 14%
- Verdopplung der Energieproduktivität
- Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf 30%

6

## Rahmenbedingungen der Kraft-Wärme-Kopplung

- Weiterführung der KWK-Umlage auf dem bekannten Niveau
- Förderung des Neubaus und der Modernisierung von KWK-Anlagen ohne Leistungsbegrenzung
- Förderung von nur hocheffizienter KWK
- Förderung des zur Eigenversorgung bereitgestellten KWK-Stroms
- Förderung von Wärmenetzinvestitionen bei Inbetriebnahme
- Hohe Kosten für den Leitungsbau, insbesondere in Ballungsräumen

7



## Grundlagen der Kraft-Wärme-Kopplung

Ziel in Deutschland: Verdoppelung der KWK Stromerzeugung

Stromerzeugung in Kondensation

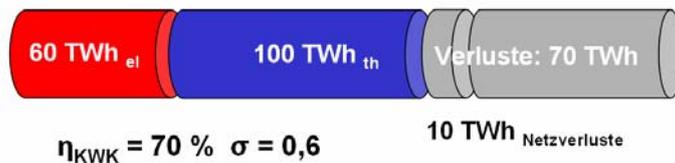


Wärmeerzeugung



PE<sub>getr.</sub> 270 TWh

KWK als Alternative: gekoppelte Erzeugung



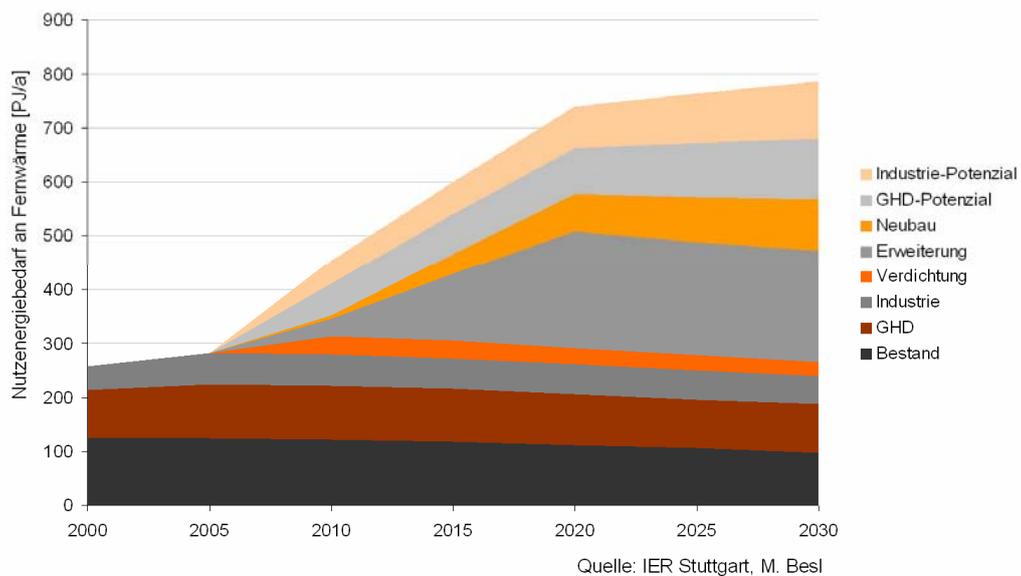
PE<sub>gek.</sub> 230 TWh

Primärenergieeinsparung  
 40 TWh, 15 % von PE<sub>getr.</sub>

8



## Potenziale der Kraft-Wärme-Kopplung

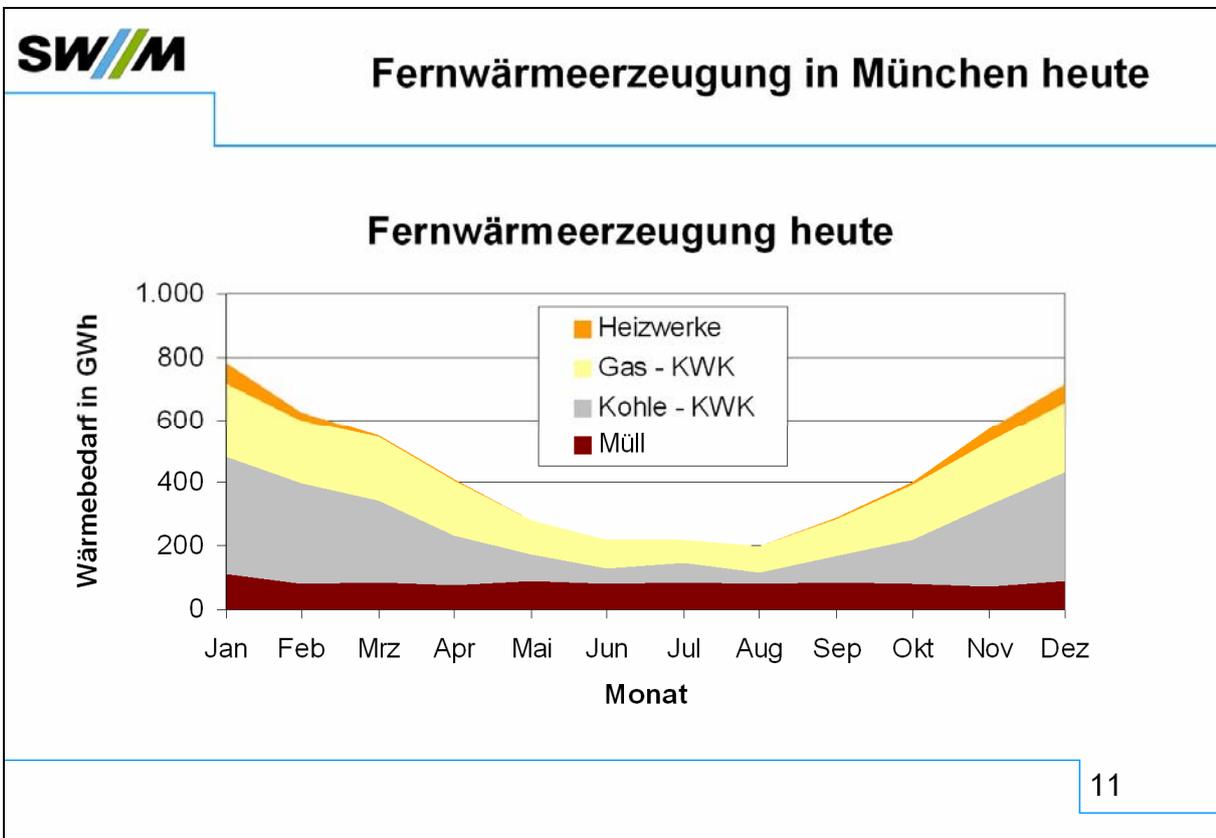


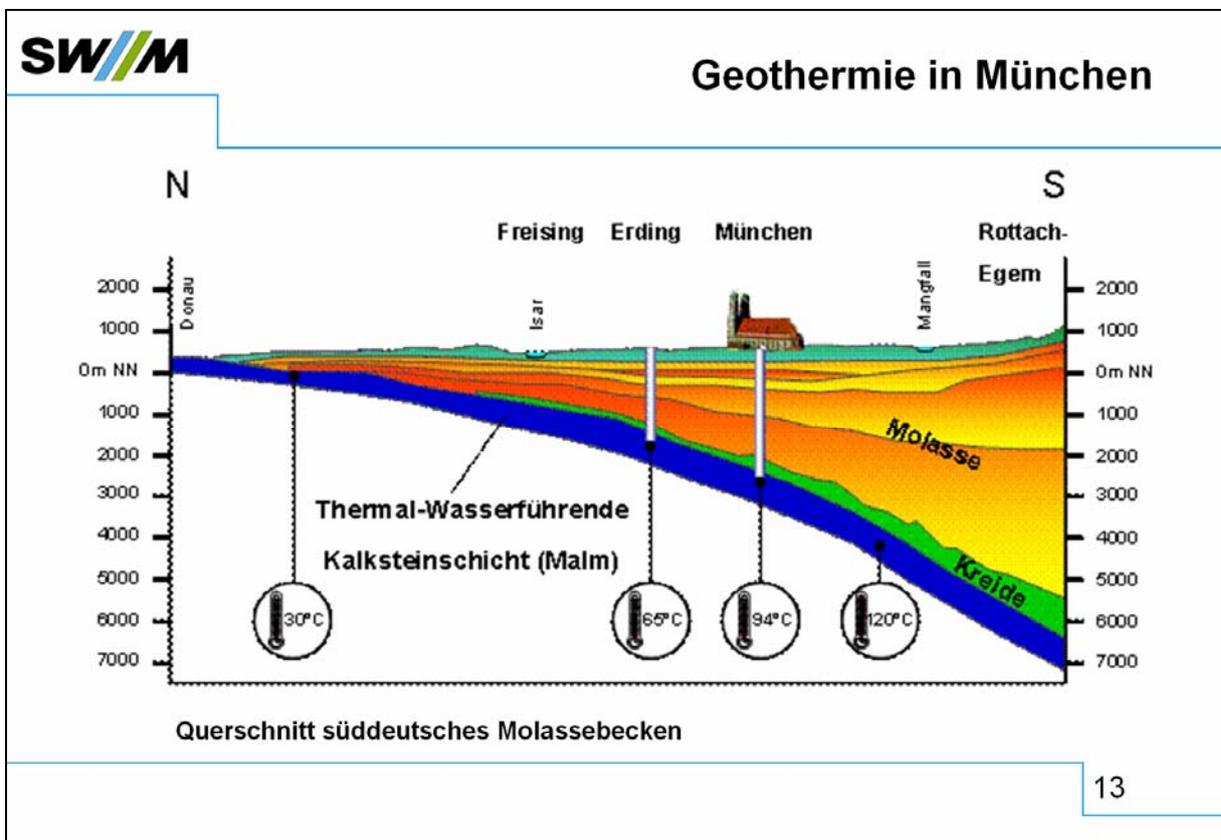
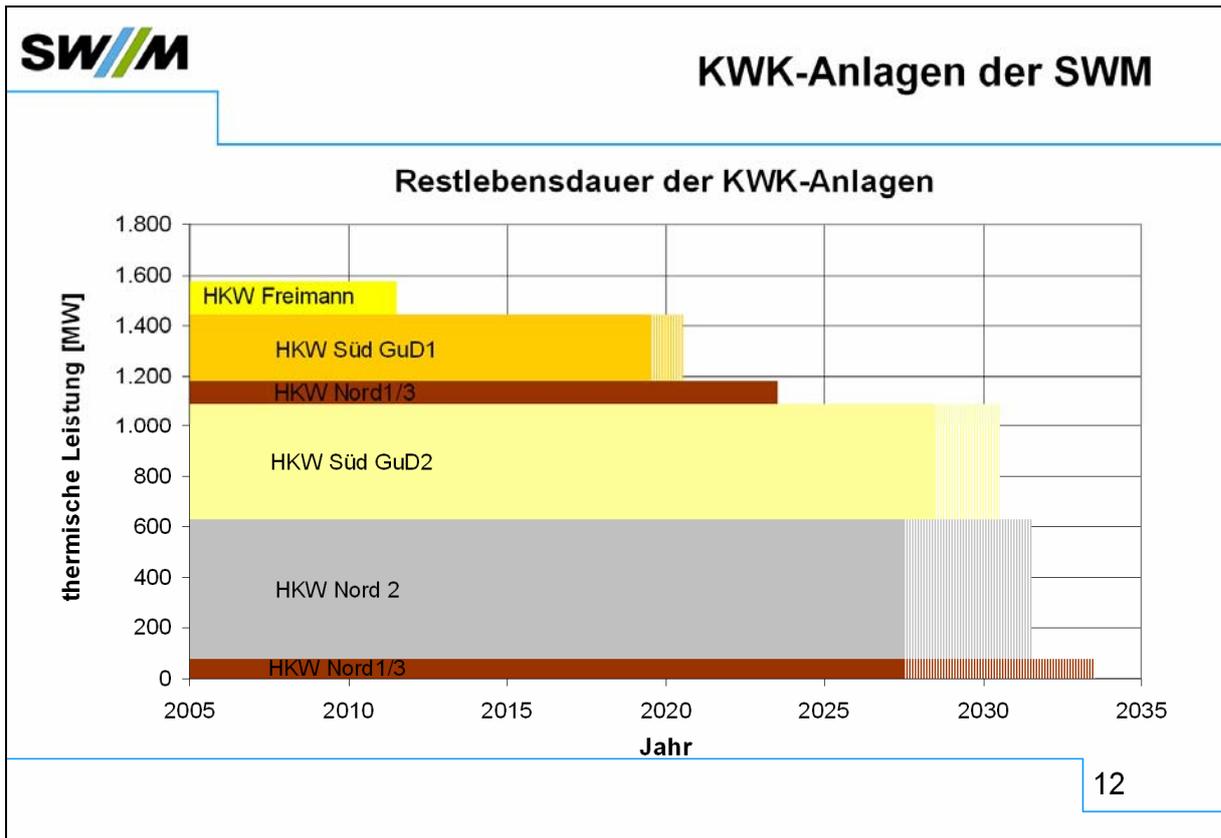
9

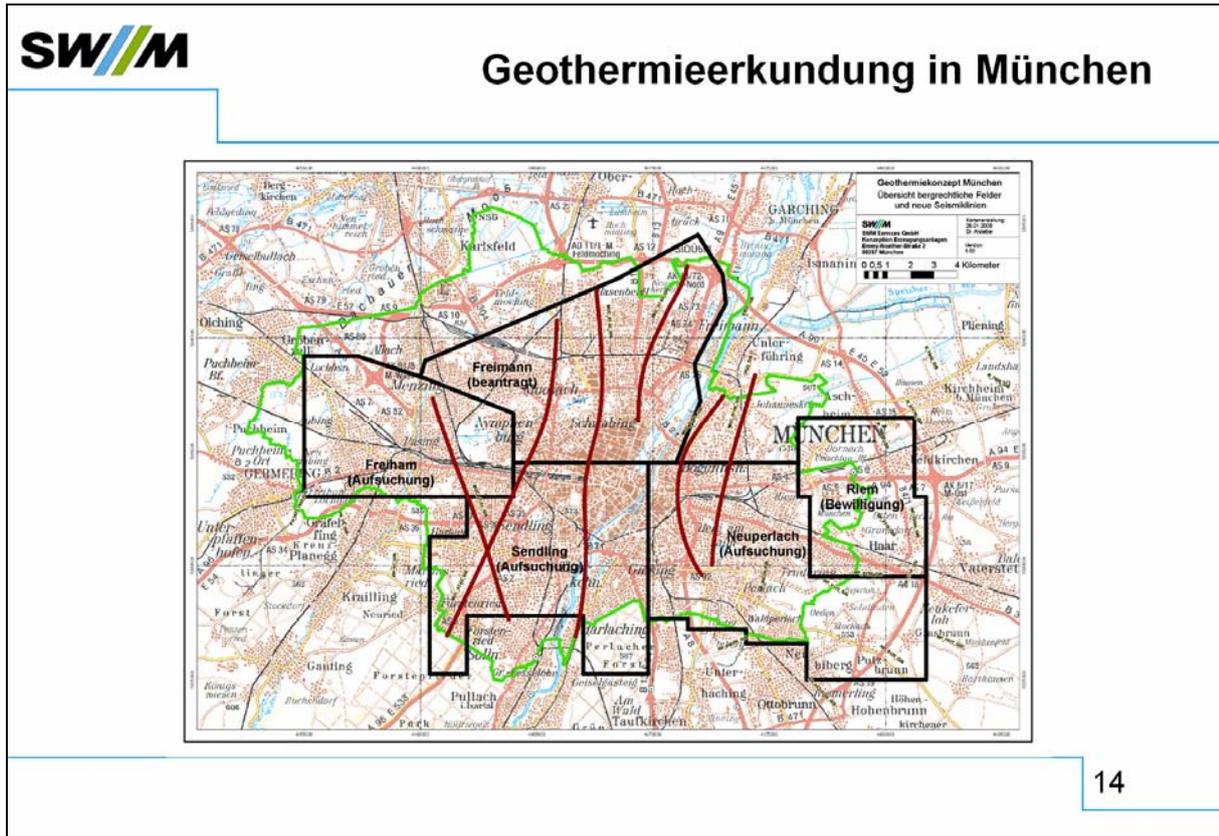
**SW/M**

Wärmenetze für KWK und EE-Wärme

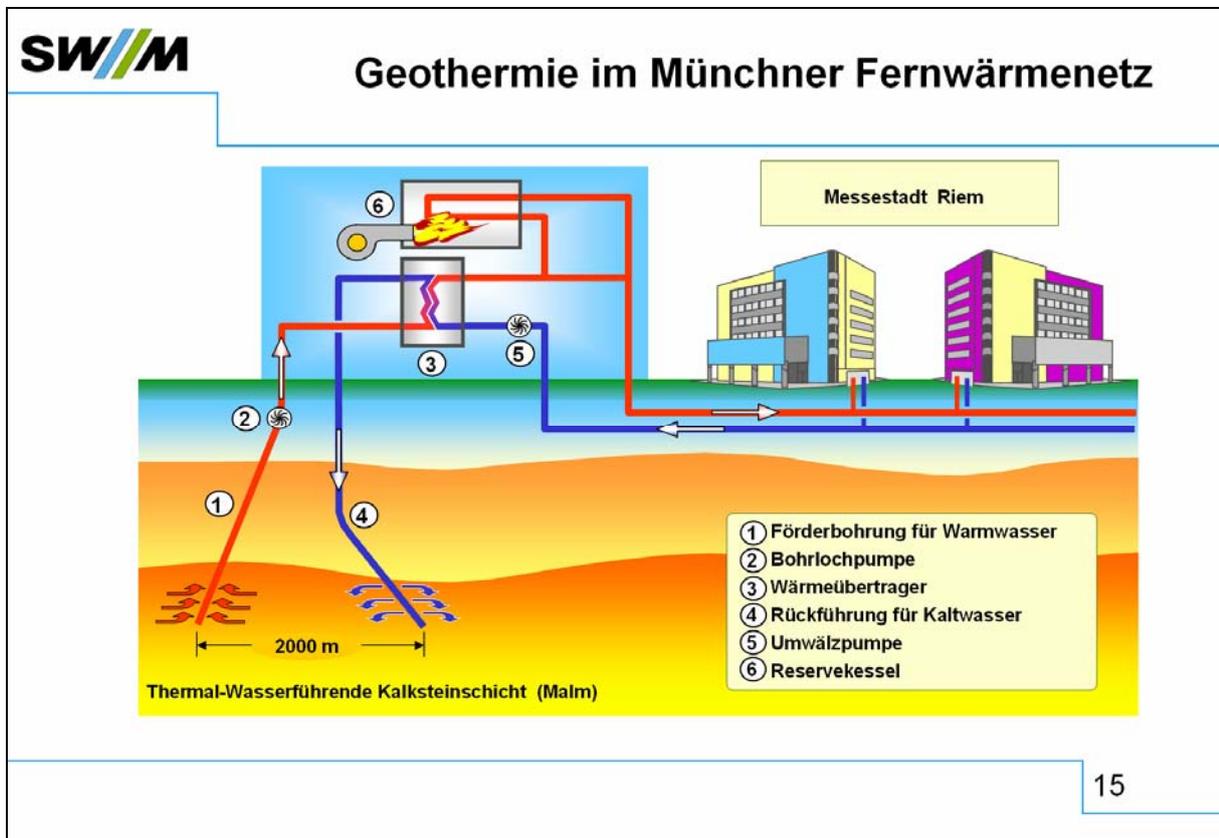
10



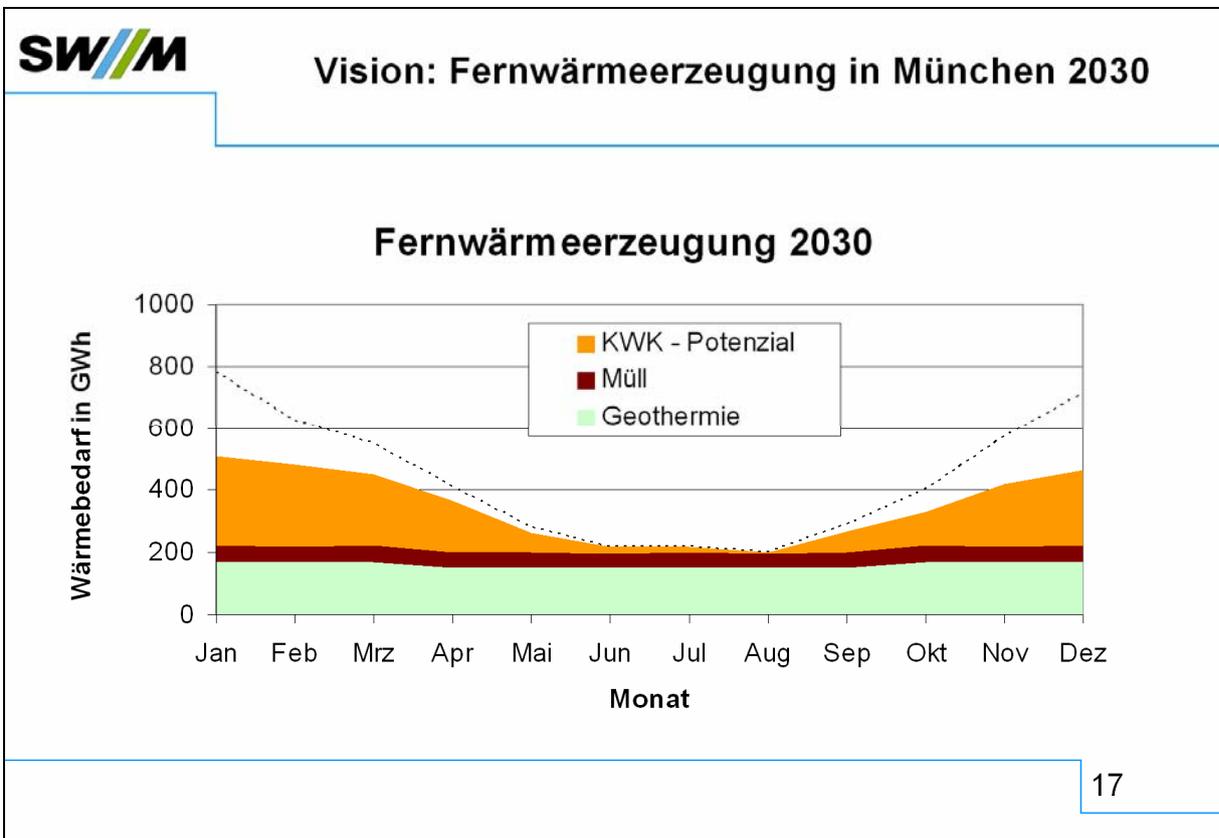
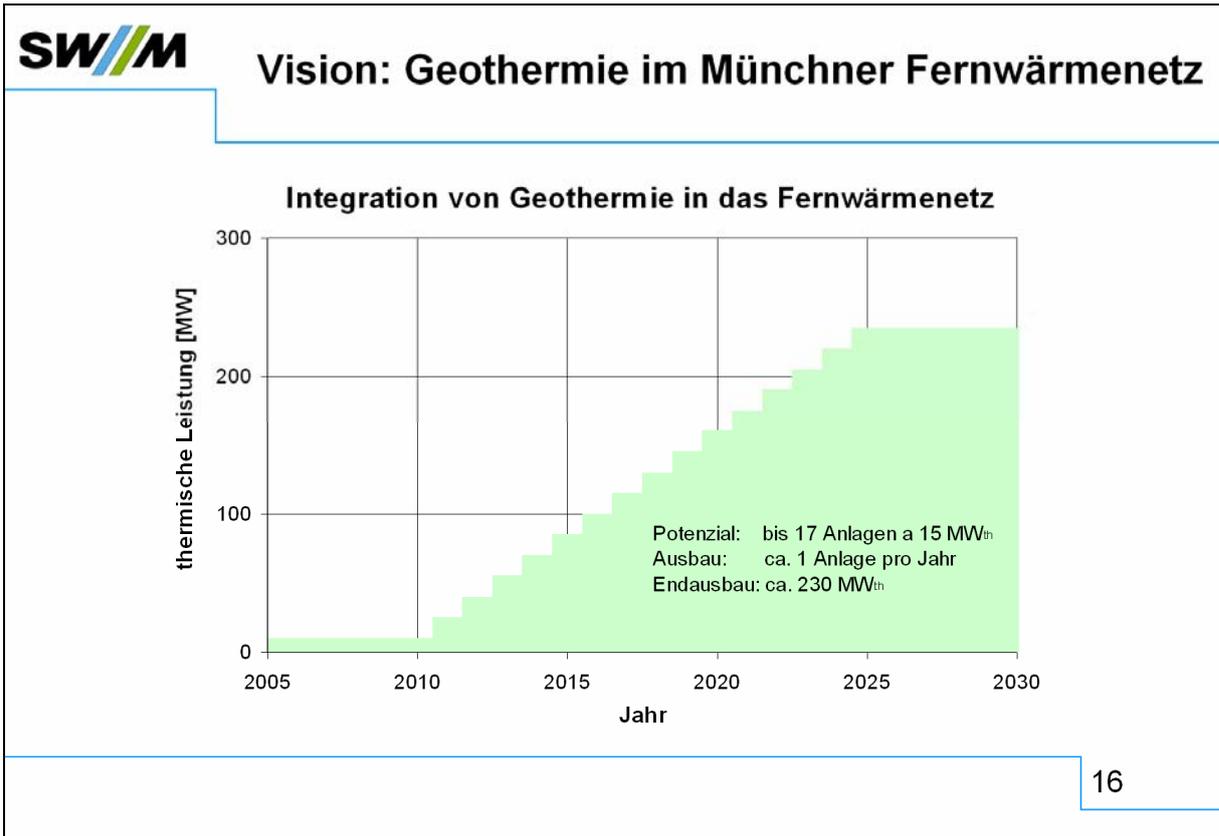


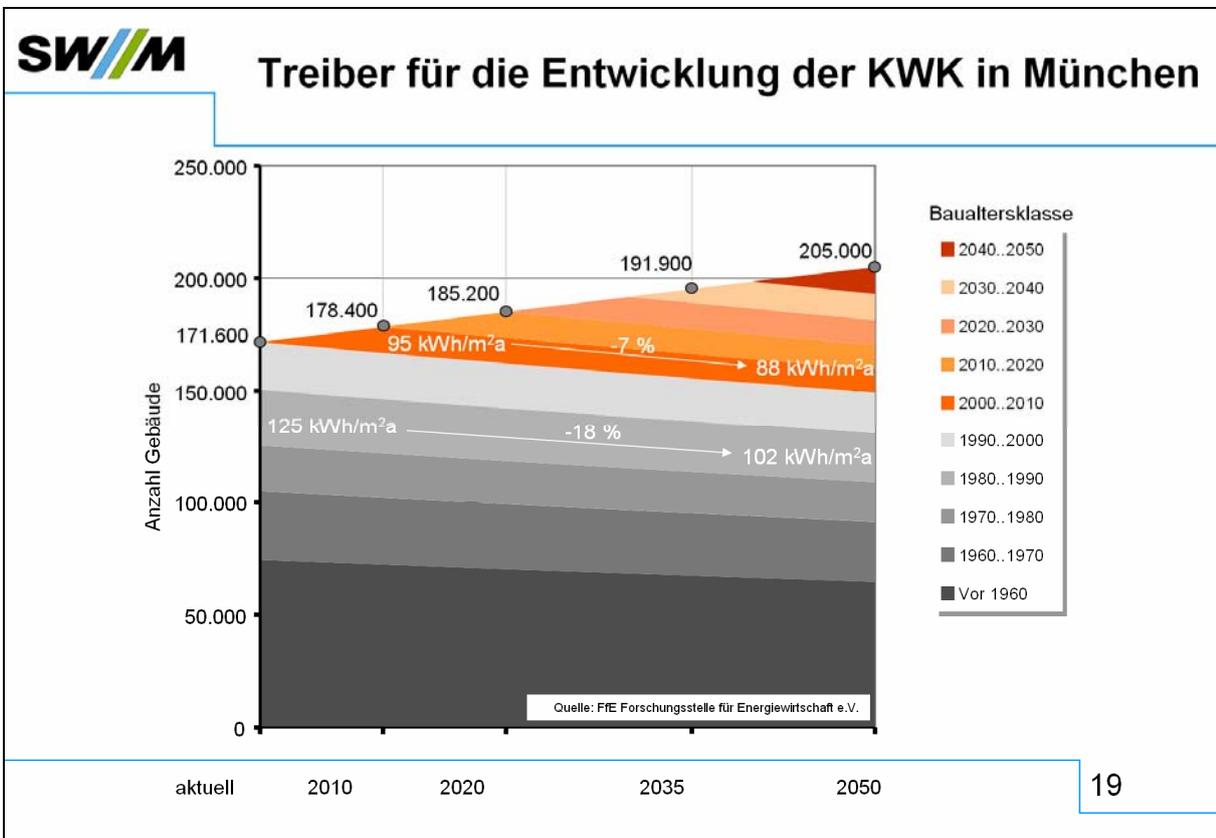
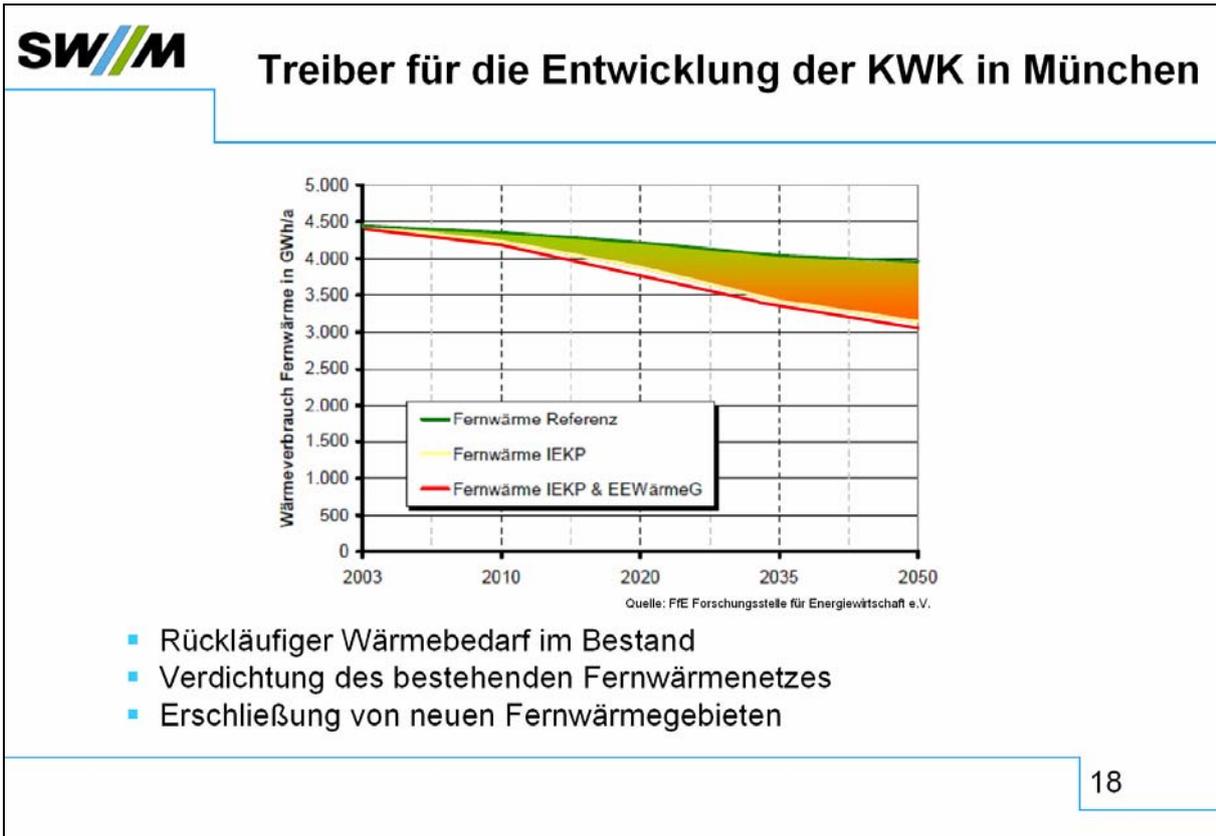


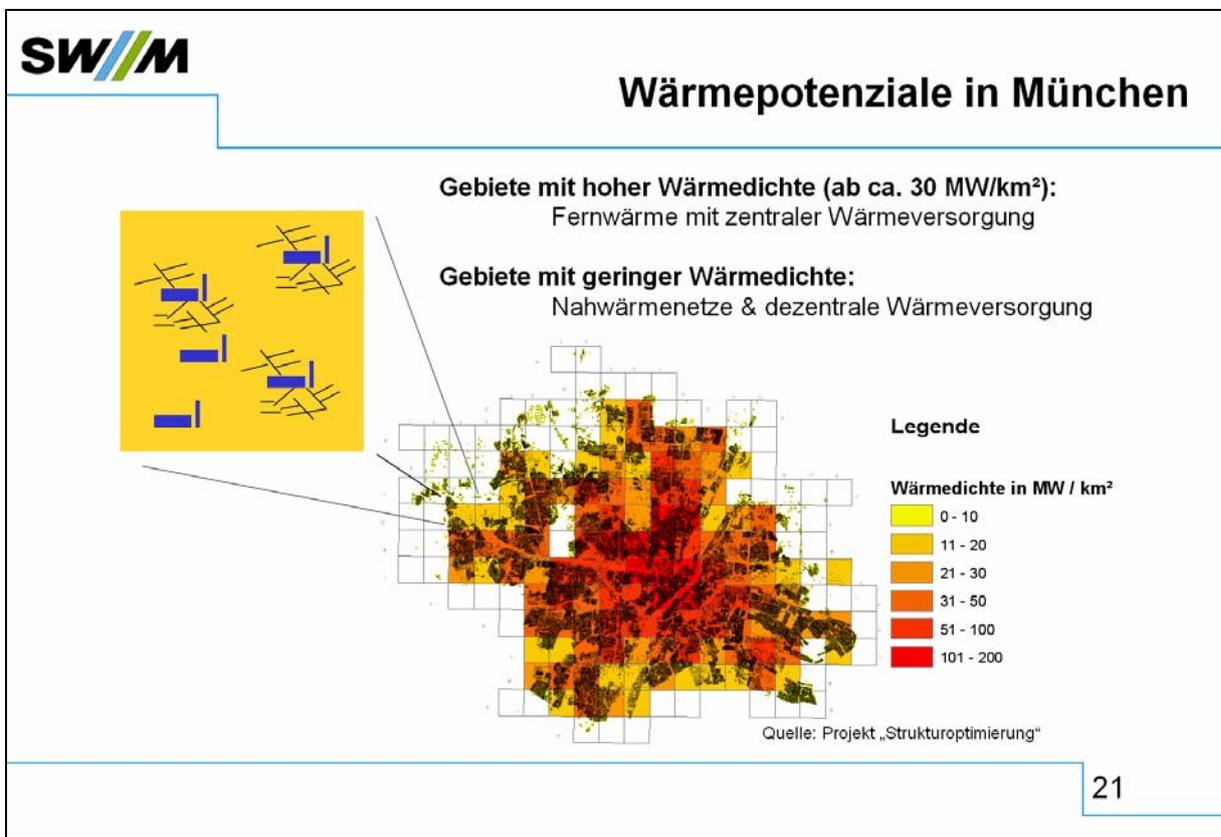
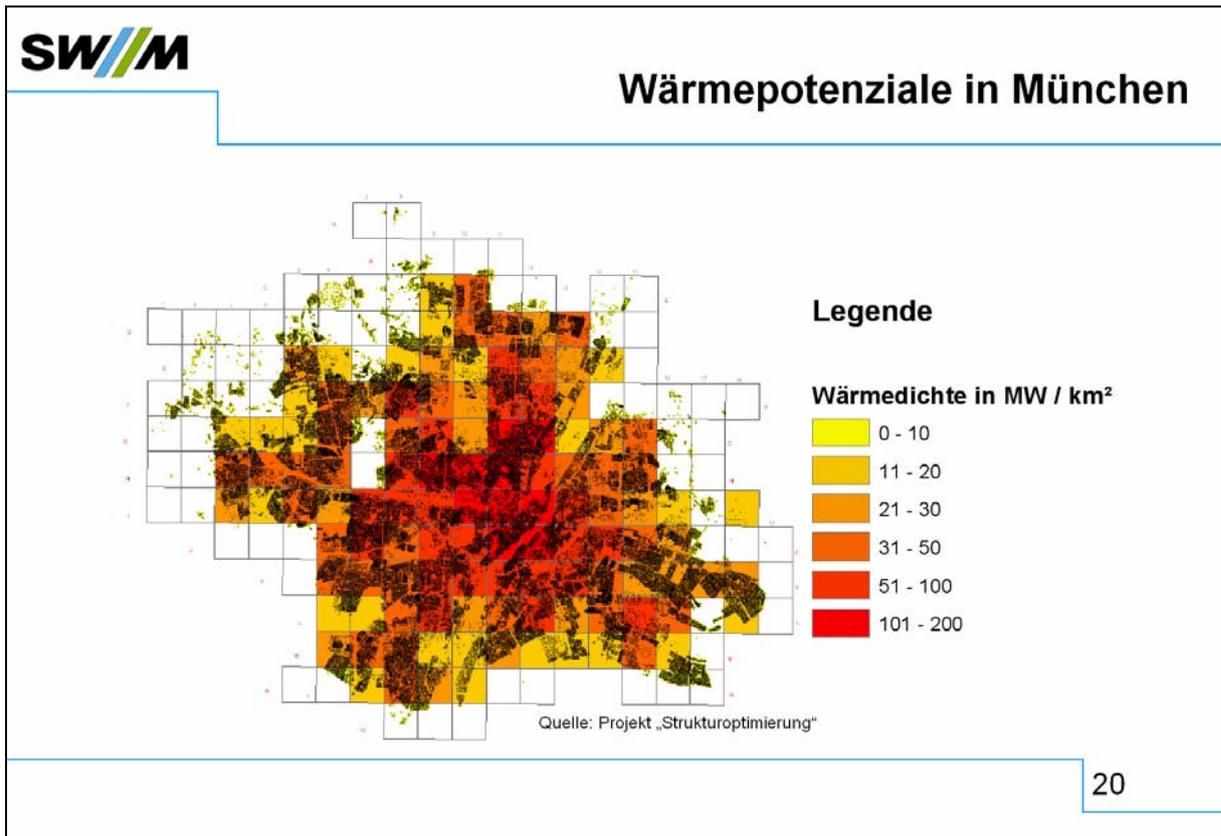
14



15







**SW/M** **Ausbaustrategie des Wärmenetzes in München**

**Fernwärmeausbaustrategie**

1. Verdichtung
2. Ausbau in angrenzende Gebiete
3. Ausbau in entfernte Gebiete

Initialisierung der Fernwärmeversorgung durch Inselnetze entlang möglicher Entwicklungspfade (1- 4)

22

**SW/M** **Ausbaustrategie des Wärmenetzes in München**

bestehende FW Trasse

geplante FW Trasse

Neuerschließung mit Umzug der lokalen Erzeugung zu neuen Wärmeinseln

**Variante „Transportnetz“**

- Vorziehen der Investition einer starken Verbundleitung
- lokale Erzeugung wird durch Anschluss an die Fernwärme ersetzt

**Variante „Sekundärnetz“**

Übergabestation (hydraulische Entkopplung) ersetzt lokale Erzeugung

23

## Ausbaustrategie des Wärmenetzes in München



Alle Werte sind Anschlusswerte

24

## Wärmenetze für KWK und EE-Wärme - Fazit

- Wärmenetze ermöglichen eine effiziente Wärmeversorgung über Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbare Wärme
- Die Wärmeversorgung mittels Wärmenetze kann ein weites Spektrum an Bedarfsstrukturen abdecken.
- Die Wärmedichte ist dabei ein wesentliches Kriterium für die Art der Erschließung des Wärmebedarfs.
- Die Potenziale der KWK und Erneuerbarer Wärme können durch eine angepasste Ausbaustrategie der Wärmenetze gehoben werden.

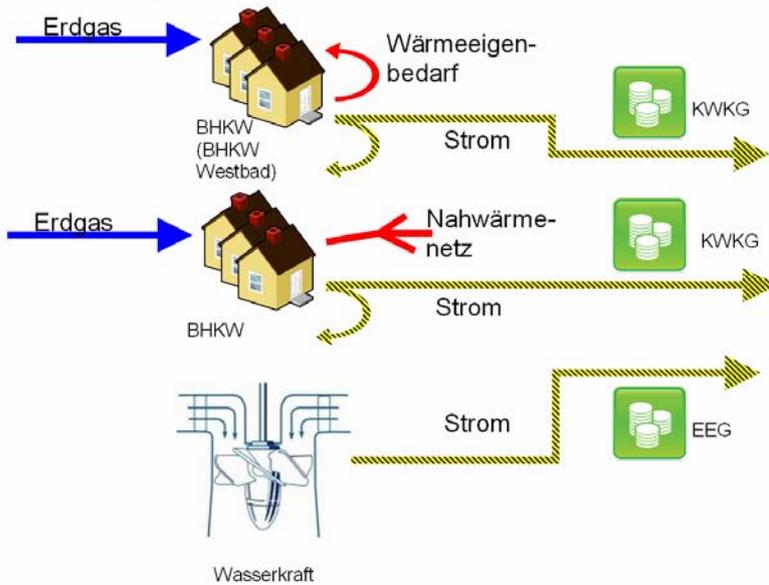
25



## Produkte und Märkte für KWK-Anlagen



## Vermarktungsmöglichkeiten dezentraler Anlagen



**SW/M**

## Vermarktungsmöglichkeiten virtueller Kraftwerke

**Verbund (Virtuelles Kraftwerk)**

- Erdgas → BHKW (BHKW Westbad)
- Erdgas → BHKW
- Wärmeeigenbedarf
- Nahwärme-netz
- Wasserkraft

Strom outputs to:

- KWKG
- EEG
- EEX
- Minutenreserve
- Sekundärleistung
- Bilanzkreismanagement

Quelle: FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

28

**SW/M**

## Vermarktungsmöglichkeiten: Regelenergie

	Primärregelung	Sekundärregelung	Minutenreserve
<b>Aktivierungsgeschwindigkeit</b>	< 30 Sek.	< 5 Min.	< 15 Min.
<b>Ausschreibungszeitraum</b>	monatlich	monatlich	täglich
<b>Produkte</b>	1 Produkt	2 Produkte Haupt- und Nebenzeit	6 Produkte jeweils 4h – Zeitscheiben
<b>Richtung</b>	positiv und negativ	positiv und/oder negativ	positiv und/oder negativ
<b>Vergütung</b>	Leistung	Leistung + Arbeit (AP*: großen Anteil an der Vergütung)	Leistung + Arbeit (AP*: nur sehr geringen Anteil an der Vergütung)

\*) AP = Arbeitspreis

29

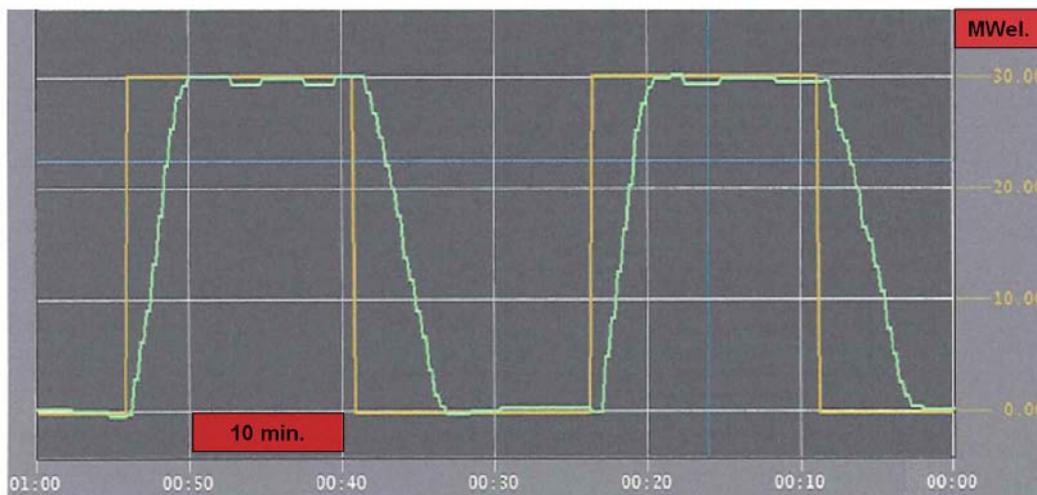
## Vermarktungsmöglichkeiten: Regelenergie

	Bilanzkreismanagement	Sekundärregelung	Minutenreserve	EEX Day-Ahead	EEX Intraday
Vertragspartner	Bilanzkreisverantwortlicher	ÜNB	ÜNB	EEX	EEX
Technische Anforderungen	gering	sehr hoch	hoch	mittel	mittel
Abrufhäufigkeit	eigene Entscheidung	pos. 42,86 % neg. 56,88 %	pos. 1,45 % neg. 0,38 %	100%	100%
Kontraktgröße	unbeschränkt	10 MW (Poolbildung erlaubt)	15 MW (Poolbildung erlaubt)	0,1 MW	0,1 MW
Bereitstellung neg. Leistung / Arbeit	ja	ja	ja	nein	nein
Vorlaufzeit	kurzfristig	monatlich	täglich	> 12 h	>75 min
Intervalldauer	eigene Entscheidung	HT: 8 – 20 Uhr NT: 0 – 8 und 20 - 24 Uhr (inkl. Sa, So und Feiertage)	4h – Blöcke	1 Stunde	1 Stunde

30

## Vermarktungsmöglichkeiten: Regelenergie

Beispiel SWM: Antwortkurve für Sekundärregelung 0-30 MW in weniger als 5 min.



31

## Zusammenfassung

32

## Zusammenfassung

- Wärmenetze bilden die Grundlage für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Wärmeerzeugung
- Die Potenziale der KWK und Erneuerbarer Wärme können durch eine angepasste Ausbaustrategie der Wärmenetze und durch die Erschließung neuer Vermarktungswege gehoben werden.
- KWK bildet einen wichtigen Beitrag zu einer zukunftsfähigen Strombereitstellung.

33



## Moderation

**Dr.-Ing. Dominik Godde**

**Technischer Geschäftsführer, E.ON Wasserkraft GmbH, Landshut  
Mitglied des Vorstands d. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.**







**Dipl. Wi.-Ing. Serafin von Roon**

**Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.**

## Mikro-KWK und virtuelle Kraftwerke

### Abstract

Der Beitrag stellt aktuelle Modelle von Mikro-KWK-Anlagen vor. Auf die politischen Rahmenbedingungen IEKP, Novellierung des KWKG, Impulsprogramm Mini-KWK und EnEV sowie deren Bedeutung für Mikro-KWK-Anlagen wird eingegangen. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse des Projektes "Innovative KWK" und mögliche Ursachen für den geringen Marktanteil von Mikro-KWK-Anlagen werden diskutiert. Die Ergebnisse von FfE-Studien zu der energiewirtschaftlichen Bewertung von Mikro-KWK-Anlagen hinsichtlich CO<sub>2</sub>- und Primärenergiebilanz, Netzurückwirkungen und Zuverlässigkeit werden präsentiert. Abgeschlossen wird die Betrachtung der Mikro-KWK-Anlagen mit einer STEP-Analyse, d. h. einer Gegenüberstellung der sozio-kulturellen, technischen, wirtschaftlichen und politischen Treiber und Hemmnisse.

Das Betriebskonzept des virtuellen Kraftwerks und der hieraus resultierenden Vermarktungsalternativen sind Inhalt des zweiten Abschnitts. Die Auswirkungen der Vernetzung auf die CO<sub>2</sub>- und Primärenergiebilanz werden anhand von FfE-Studienergebnissen vorgestellt. Die Ergebnisse des Projektes KW21-E2, in dem der Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen zur Minutenreservebereitstellung untersucht wurde, werden präsentiert. Es wird die in der Novellierung des EEG ermöglichte Direktvermarktung als möglicher Treiber für virtuelle Kraftwerke diskutiert. Den Abschluss der Ausführungen über die virtuellen Kraftwerke bildet ebenfalls eine STEP-Analyse.

## 1 Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung

### 1.1 Ist-Analyse

#### Definition

Der Begriff der Mikro-KWK ist nicht eindeutig definiert. In der Literatur gibt es unterschiedliche Aussagen zur Größe bzw. Leistung von Mikro-KWK-Anlagen. Die Abgrenzung nach der elektrischen Nennleistung erscheint sinnvoll. Der Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung legt die Obergrenze für Mikro-KWK-Anlagen bei einer elektrischen Leistung von 15 kW<sub>el</sub> fest /BKWK-01 05/. Eine andere Definition liefert die KWK-Richtlinie 2004/8/EG, Artikel 3, des Europäischen Parlaments und des Europäischen Rates. Dort bezeichnet der Ausdruck „KWK-Kleinstanlage“ eine KWK-Anlage mit einer Höchstkapazität von weniger als 50 kW<sub>el</sub> /EURL-01 04/.

#### Techniken und Hersteller

Eine Vielzahl von Herstellern bietet Mikro-KWK-Anlagen an. Wichtigste Unterscheidungsmerkmale sind die eingesetzte Technologie, die elektrische und thermische Leistung sowie deren Verhältnis (Stromkennzahl), die Möglichkeit der Modulation, der verwendete Brennstoff und der technische Entwicklungsstand. Als Technologien kommen Verbrennungsmotoren, Stirling-Motoren, Dampfmotoren, Brennstoffzellen und Mikrogasturbinen zum Einsatz. Technisch erprobt und die am weitesten

verbreiten KWK-Anlagen basieren auf einen Verbrennungsmotor. Die meisten Mikro-KWK-Anlagen werden mit Erdgas betrieben. Die Tabelle 1 und die Tabelle 2 geben eine Übersicht über ausgewählte Mikro-KWK-Anlagen.

Tabelle 1: Ausgewählte Mikro-KWK-Anlagen mit Verbrennungs- oder Dampfmotor

Hersteller	SenerTec GmbH	Honda	PowerPlus Technologies GmbH	OTAG AG
				
Gerätebezeichnung	Dachs	Ecowill	Ecopower	lion-Powerblock
Technik	Otto- und Dieselmotor	Ottomotor	Gasmotor	Freikolben Dampf-Kraft-Maschine
Elektrische Leistung	5,5 kW	1,0 kW	1,3 – 4,7 kW	0,2 – 2,2 kW
Thermische Leistung	10,3 – 12,5 kW	3,3 kW	4,0 – 12,5 kW	2,5 – 16 kW

Tabelle 2: Ausgewählte Mikro-KWK-Anlagen mit Stirlingmotor oder Brennstoffzelle

Hersteller	WHISPER TECH	Sunmachine	BAXI INNOTECH	Vaillant GmbH
				
Gerätebezeichnung	WhisperGen	Sunmachine Pellet	Gamma 1.0	BZH
Technik	Stirlingmotor	Stirlingmotor	Brennstoffzelle von Ballard	Brennstoffzelle
Elektrische Leistung	1,0 kW	3,0 kW	1,0 kW	4,6 kW
Thermische Leistung	7 – 14 kW	10,5 kW	1,7 kW	7 kW

Die Anlagen mit den höchsten Stückzahlen sind der Dachs von Senertec mit etwa 20.000 verkauften Einheiten und die Anlage von Honda, die in Japan über 50.000 Mal im Einsatz ist. Die weiteren KWK-Anlagen in Tabelle 1 und Tabelle 2 stehen erst am Anfang ihrer Markteinführung.

### Normative Rahmenbedingungen

Im Integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP) der Bundesregierung wurde der Kraft-Wärme-Kopplung eine besondere Bedeutung beigemessen. Ziel der Bundesregierung ist es, den Anteil der KWK-Stromerzeugung bis 2020 auf etwa 25 % zu verdoppeln /IEKP-01 07/. Als eine Maßnahme zur Erreichung dieses Ziels wurde das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) novelliert /KWKG-01 08/.

Das KWKG regelt die Abnahme und die Vergütung von Strom aus KWK-Anlagen, der in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Netzbetreiber sind verpflichtet, zuschlagsberechtigte KWK-

Anlagen an ihr Netz anzuschließen und den in diesen Anlagen erzeugten KWK-Strom abzunehmen. Die Vergütung eingespeisten KWK-Stroms besteht aus zwei Komponenten. Dabei handelt es sich um die variable Einspeisevergütung, die zwischen dem Betreiber der KWK-Anlage und dem Netzbetreiber vereinbart wird, und die gesetzlich vorgeschriebene Zuschlagszahlung nach dem KWKG. Kommt eine Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber über die Einspeisevergütung nicht zustande, wird diese zusammengesetzt aus der Stromvergütung (üblicher Preis) zuzüglich des nach den anerkannten Regeln der Technik berechneten Teiles der Netznutzungsentgelte, der durch die dezentrale Einspeisung durch diese KWK-Anlage vermieden wird. Als üblicher Preis gilt der an der Leipziger Strombörse EEX erzielte durchschnittliche Baseload-Preis des jeweils vorangegangenen Quartals. Der mittlere Baseload-Preis der Jahre 2007 und 2008 betrug 5,1 ct/kWh. Die Spannweite der Quartalspreise war mit 3 bis 7 ct/kWh relativ groß. Bei der Kompensationszahlung erhält der Stromeinspeiser ein Entgelt, welches den eingesparten Netznutzungsentgelten in den jeweils vorgelagerten Netzebenen entspricht. Der KWK-Zuschlag nach dem KWKG beträgt für Anlagen mit einer elektrischen Leistung kleiner 50 kW 5,11 ct/kWh<sub>el</sub> für 10 Jahre. In der Novellierung des KWKG wurde zum 1.1.2009 neu eingeführt, dass der KWK-Zuschlag auch für selbst verbrauchten Strom gewährt wird.

Die Bundesregierung hat insbesondere die Förderung von Mikro-KWK-Anlagen durch ein Impulsprogramm ausgeweitet. Seit dem 1. September 2008 werden im Rahmen des „Impulsprogramm Mini-KWK-Anlagen“ des Bundesministeriums für Umwelt besonders hohe Investitionszuschüsse für KWK-Anlagen kleiner 50 kW<sub>el</sub> gewährt. Bei einer 10 kW Anlage beträgt der Zuschuss beispielsweise 8.750 €/BMU-06 08/.

Des Weiteren ist Strom aus Mikro-KWK-Anlagen nach §9 Stromsteuergesetz (StromStG) von der Stromsteuer befreit /STROMSTG-01 06/ und der Brennstoffeinsatz ist nach §53 Energiesteuergesetz (EnergieStG) steuerlich begünstigt /ENSTG-01 06/. Falls die KWK-Anlage mit Biomasse (einschließlich Biogas, Deponiegas und Klärgas) betrieben wird, wird für die Stromerzeugung ein zusätzlicher Bonus nach §27 Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) vergütet /EEG-01 08/. Der Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen kann den Aufwand zur Einhaltung der Energieeinsparverordnung (EnEV) beim Neubau deutlich verringern /ENEV-01 07/.

### **Wirtschaftliche Bedeutung im Wärmeerzeugungsmarkt**

Mikro-KWK-Anlagen konkurrieren mit anderen Wärmeerzeugungstechnologien für die Gebäudeenergieversorgung. Hierbei müssen sich die KWK-Anlagen vor allem gegen die konventionellen Heizungs-systeme mit etwa 600.000 verkauften Anlagen in Deutschland pro Jahr behaupten. Abbildung 1 zeigt die im Projekt Innovative KWK /FFE-12 07/ ermittelten spezifischen Jahreskosten von vier KWK-Systemen im Vergleich zu einer Versorgung mit einem Erdgas-Kessel für ein 10-Mehrfamilienhaus (MFH 10) bzw. ein 20-Mehrfamilienhaus (MFH 20).

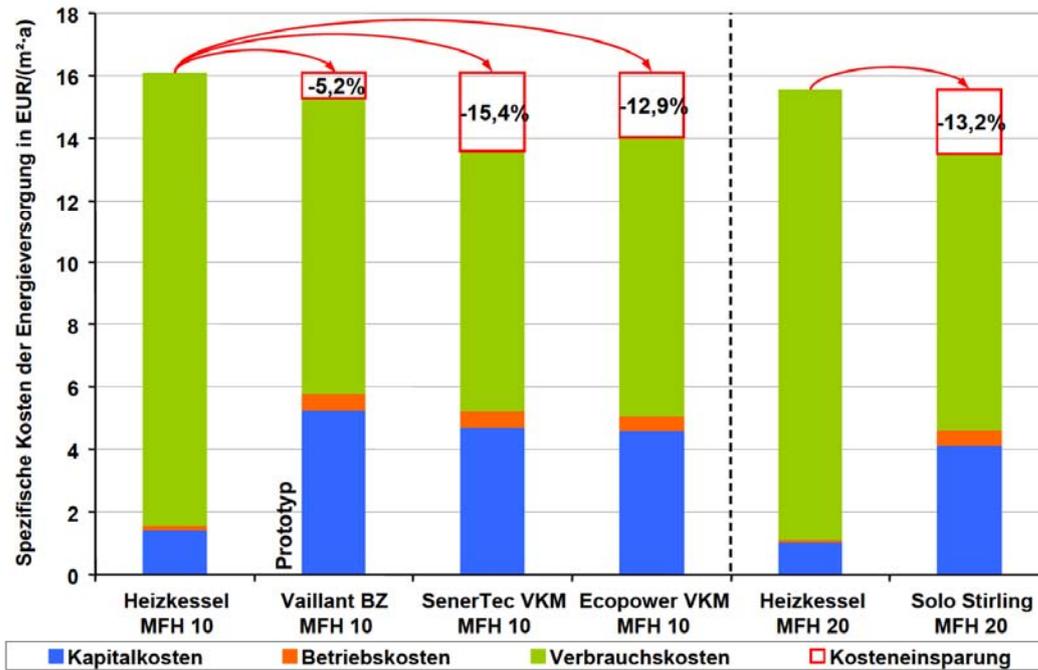


Abbildung 1: Spezifische Jahreskosten der Energieversorgung der Referenz- und KWK-Varianten (Betreiber-Modell) /FFE-12 07/

Bei der in Abbildung 1 gezeigten Wirtschaftlichkeitsanalyse wurde das Betreiber-Modell zugrunde gelegt. Hierbei tritt das Gebäude mit allen Nutzern in der Gesamtheit als ein einziger Tarifikunde auf. So ist gewährleistet, dass der größtmögliche Anteil des KWK-Stroms im Gebäude selbst genutzt und damit der Fremdbezug minimiert wird. Bei dieser Betrachtung galt weder die Novellierung des KWKG, d. h. für den selbst genutzten Strom wurde kein KWK-Zuschlag vergütet, noch wurden die Investitionskosten um die Zuschüsse des Impulsprogramms reduziert. Die gesetzlichen Neuregelungen würde die spezifischen Jahreskosten der Energieversorgung mit den KWK-Anlagen verringern. Die Ergebnisse zeigen, dass die spezifischen Jahreskosten mit KWK-Anlagen unter den Kosten einer Wärmeversorgung mit einem Heizkessel liegen. Ein wesentlicher Grund für den noch geringen Anteil von Mikro-KWK-Anlagen im Vergleich zu konventionellen Kesseln sind die vergleichsweise hohen Kapitalkosten. Die Aufschlüsselung der Kapitalkosten zeigt Abbildung 2.

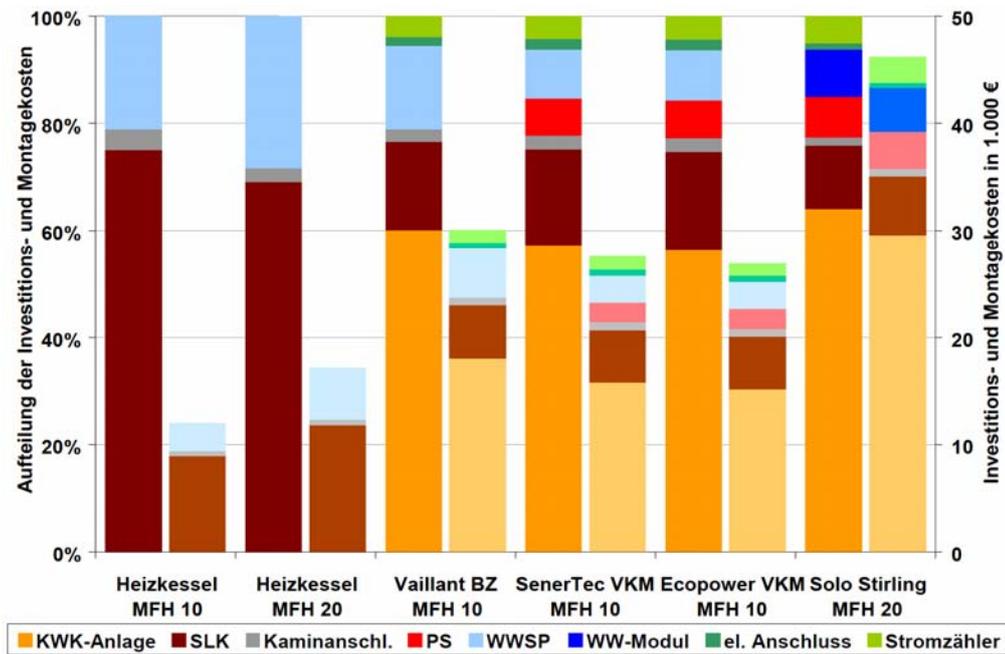


Abbildung 2: Prozentuale Aufteilung (Primärachse) und absolute Werte (Sekundärachse) der Investitions- und Montagekosten der Referenz- und KWK-Varianten /FFE-12 07/

Wie in Abbildung 2 zu erkennen ist, muss bei einem 10-Mehrfamilienhaus mehr als doppelt soviel für ein KWK-System als für einen konventionellen Heizkessel investiert werden. In Deutschland sind trotz der staatlichen Förderung von Mikro-KWK-Anlagen die Verkaufszahlen bisher im Vergleich zu den konventionellen Kesseln sehr gering. Abbildung 3 zeigt die Verkaufszahlen des Herstellers Senertec.

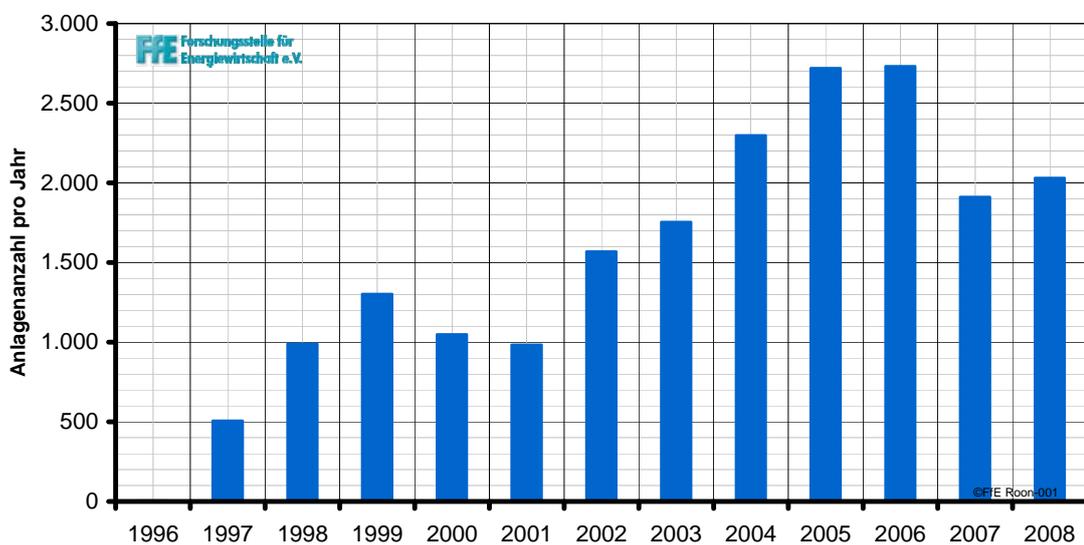


Abbildung 3: Jährliche Verkaufszahlen der KWK-Anlage Dachs eigene Darstellung nach /SEN-0/

Das KWK-Modul Dachs der Firma Senertec ist die meist verkaufte Mikro-KWK-Anlage in Deutschland. Die jährlichen Verkaufszahlen von etwa 2.000 Anlagen (vgl. Abbildung 3) im Vergleich zu etwa 600.000 verkauften Kesseln zeigen die bisher untergeordnete energiewirtschaftliche Bedeutung von Mikro-KWK-Anlagen.

## 1.2 Energiewirtschaftliche Bewertung dezentraler KWK

### CO<sub>2</sub>- und Primärenergieeinsparungen

Beim Prozess der Kraft-Wärme-Kopplung wird die bei der Stromerzeugung entstehende Abwärme genutzt. Die Energieflussbilder der gekoppelten und ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung sind in Abbildung 4 dargestellt.

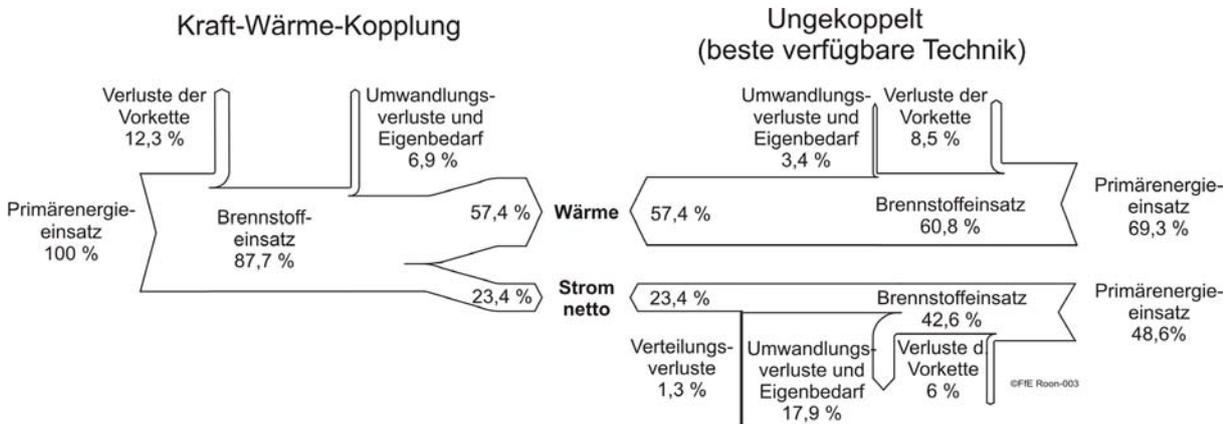


Abbildung 4: Vergleich der gekoppelten und getrennten Erzeugung von Strom und Wärme eigene Darstellung nach /FFE-12 07/

Die in Abbildung 4 dargestellten Beispiele zeigen, dass bei der ungekoppelten Erzeugung für die gleiche Menge Strom und Wärme 17,9 % mehr Primärenergieeinsatz als bei der gekoppelten Erzeugung benötigt wird. Für den dargestellten Vergleich wurden für die gekoppelte Erzeugung die im Projekt innovative KWK /FFE-12 07/ ermittelten Jahresnutzungsgrade für die Senertec Dachs Anlage angesetzt. Der Vergleich mit der ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung ist geeignet, um den Prozess der KWK zu bewerten. Die Schwierigkeit dieser Methodik besteht darin, dass einer KWK-Erzeugung, deren Anlagenart, Nutzungsgrade und Brennstoffart bekannt sind, ein hypothetisches System ungekoppelter Erzeugung gegenübergestellt wird. Für das Referenzsystem besteht bei der Auswahl der Erzeugungsanlagen eine Vielzahl von Alternativen. Die Spannweite der Literaturwerte zur CO<sub>2</sub>-Einsparungen ist daher groß, wie anhand verschiedener angewendeter Referenzsysteme in /FFE-21 05/ diskutiert wurde. Bei dem in Abbildung 4 dargestellten Referenzsystemen wurde die beste verfügbare Technik bestehend aus einem GuD-Kraftwerk für die Stromversorgung und einem Gas-Brennwertkessel für die Wärmeerzeugung.

Mit dem Vergleich der KWK-Erzeugung mit Referenzsystemen der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme lassen sich ebenfalls die CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch Kraft-Wärme-Kopplung bestimmen. Hierbei müssen in der Berechnung die spezifischen Emissionen der Brennstoffe berücksichtigt werden. Abbildung 5 zeigt die im Projekt "Innovative KWK" ermittelten CO<sub>2</sub>-Einsparungen.

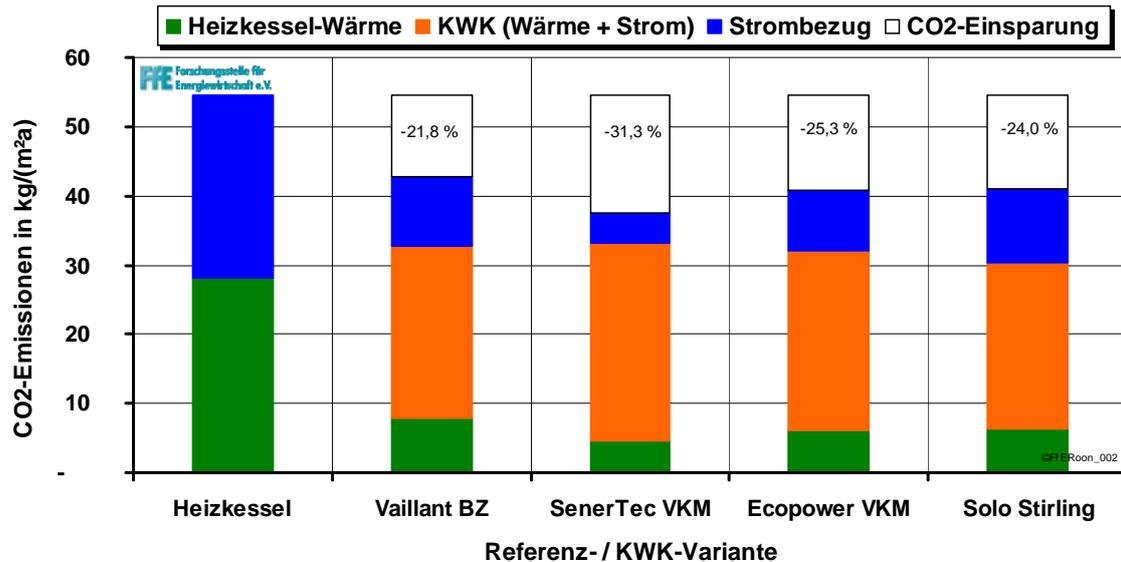


Abbildung 5: CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Strom- und Wärmebereitstellung mit ausgewählten Mikro-KWK-Anlagen eigene Darstellung nach /FFE-12 07/

Wie in Abbildung 5 zu erkennen ist, werden bei allen untersuchten KWK-Systemen im Vergleich zu einer Gebäudenenergieversorgung mit einem Heizkessel zwischen 22 % und 31 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden. Als Referenzsysteme der ungekoppelten Erzeugung wurden der Bestand an Heizkesseln und der deutschlandweite Strommix angesetzt.

### Netzurückwirkungen dezentraler KWK

An der Forschungsstelle für Energiewirtschaft wurde die Studie „Energiewirtschaftliche Bewertung dezentraler KWK-Systeme für die Hausenergieversorgung in der Reihe „Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft“ erstellt /WIBA-01 04/. Diese Studie untersuchte am realen Beispiel einer Neubau-Siedlung im Netzgebiet der Lechwerke AG (LEW) verschiedene Aspekte dezentraler Energieversorgung. Im Mittelpunkt standen dabei Brennstoffzellenanlagen (BZA) kleinster Leistungen zur gebäudebasierten Hausenergieversorgung sowie größere motorische Blockheizkraftwerke (BHKW) zur Nahwärmeversorgung. Mit einer Netzsimulation konnten folgende Ergebnisse hinsichtlich der Auswirkungen dezentraler Erzeugung auf das Niederspannungsnetz gewonnen werden:

- Der Einsatz dezentraler Erzeugungssysteme kann zu einer Reduktion der Netzbelastung um etwa die Hälfte und zu einem Rückgang der von dem Versorgungsgebiet bezogenen Energie um etwa zwei Drittel führen.
- Die Spannungshaltung im Netz wird durch die dezentrale Erzeugung verbessert, da der Spannungsabfall auf den Leitungen verringert wird. Theoretisch wären somit größere Stromkreislängen oder geringere Kabelquerschnitte möglich. In der Praxis dürfte dies zumindest derzeit aus Standardisierungsgründen nur zu geringen Kosteneinsparungen führen.
- Die auftretenden Spannungserhöhungen liegen im tolerierbaren Bereich. Bei weiterem Zubau von Brennstoffzellen oder dem Einsatz von Brennstoffzellen mit größerer elektrischer Leistung ist ein negativer Effekt für die Kunden zu erwarten.
- Wegen des geringeren Leistungsbedarfs wäre der Einsatz eines kleineren Ortsnetztrafos mit damit verbundenen geringeren Anschaffungskosten denkbar. Der Transformator müsste jedoch weiterhin so dimensioniert werden, dass er im Falle eines Ausfalls der Brennstoffzellen die dann auftretende Belastung ohne negative Auswirkungen auf seine Lebensdauer bewältigen kann.
- Wegen der Rückspeisung von Energie in das Mittelspannungsnetz ist das Schutzkonzept in der Ortsnetzstation entsprechend anzupassen. Ebenso muss sichergestellt werden, dass auf keinen mittelspannungsseitigen Kurzschluss gespeist wird.

### Zuverlässigkeit der Stromversorgung

An der FfE wurden die Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit der Stromversorgung bei zunehmender dezentraler Erzeugung untersucht /FFE-05 08/. Hierfür wurde die Rekursiv-Formel nach /BIL-01 84/ angewendet, um das Zuverlässigkeitsniveau eines Kraftwerkspark zu berechnen.

Für einen hypothetischen Kraftwerkspark wurden schrittweise Großkraftwerke durch kleine Kraftwerke ersetzt, so dass die installierte Leistung des Kraftwerksparks konstant blieb. Für diese Varianten wurde jeweils das Zuverlässigkeitsniveau berechnet. Das Zuverlässigkeitsniveau war definiert als die Wahrscheinlichkeit, dass maximal 10 % der installierten Leistung ausfallen. Diese Rechnungen wurden für verschiedene Verfügbarkeiten der kleinen Kraftwerke durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 6 zusammengefasst.

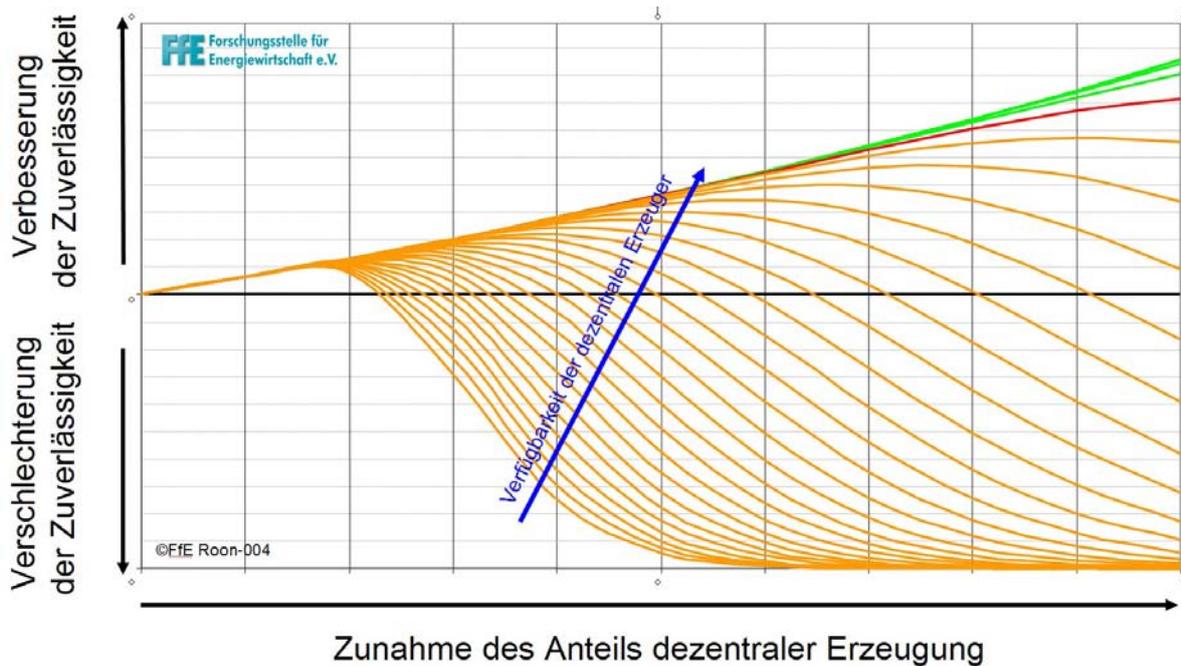


Abbildung 6: Auswirkungen zunehmender dezentraler Erzeugung auf die Zuverlässigkeit der Stromversorgung /FFE-05 08/

Wie Abbildung 6 zeigt, steigt zunächst das Zuverlässigkeitsniveau bei zunehmender Dezentralisierung an. Falls die Verfügbarkeit der dezentralen Anlagen gleich (rote Linie) oder größer (grüne Linien) als die Verfügbarkeit der zentralen Anlagen ist, steigt das Zuverlässigkeitsniveau mit zunehmender Dezentralisierung. Ist die Verfügbarkeit der dezentralen Anlagen kleiner als die der zentralen Anlagen, steigt zunächst das Zuverlässigkeitsniveau mit zunehmender dezentraler Erzeugung an und fällt dann wieder ab.

Dieses Rechenbeispiel zeigt, dass das Zuverlässigkeitsniveau eines Kraftwerksparks durch zunehmende dezentrale Erzeugung erhöht werden kann. Falls die Verfügbarkeit der dezentralen Anlagen jedoch geringer als die Verfügbarkeit der zentralen Anlagen ist, existiert ein optimaler Anteil an dezentralen Anlagen. Ein darüber hinaus gehender Grad an Dezentralität senkt das Zuverlässigkeitsniveau.

Nach /HE-01 03/ beträgt die so genannte "nicht disponible Arbeitsnichtverfügbarkeit" von BHKW in Deutschland 1,6 %. Die "nicht disponible Arbeitsnichtverfügbarkeit" von Kohlekraftwerken und Kernkraftwerken liegt nach /VGB-01 05/ je nach Anlagentyp zwischen 1,9 % und 6,0 %. Auf Basis dieser Verfügbarkeiten ergäbe sich mit zunehmender Dezentralität eine höhere Zuverlässigkeit des Kraftwerksparks.

### 1.3 Treiber und Hemmnisse für Mikro-KWK

#### 1.3.1 Treiber

##### **Politisch**

Das politische Umfeld fördert den Kauf und den Betrieb von Mikro-KWK-Anlagen. Da das integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung mit der Verdopplung der KWK bis 2020 ein ambitioniertes Ziel verfolgt, ist auch in den nächsten Jahren mit einer Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung zu rechnen. Die seit 1.1.2009 geltende Novellierung des KWK hat durch die zusätzlichen Erlöse durch die Gewährung des KWK-Zuschlags auch für selbst genutzten KWK-Strom die Betriebskosten von Mikro-KWK-Anlagen weiter vermindert. Das Impulsprogramm senkt zudem die Investitionskosten deutlich. Darüber hinaus fördert die EnEV Kraft-Wärme-Kopplung durch geringere Anforderungen an die baulichen Maßnahmen zur Verbrauchsminderung falls Kraft-Wärme-Kopplung zur Hausenergieversorgung eingesetzt wird. Der Heizwärmebedarf wird durch die Verschärfungen in der EnEV im Gebäudebestand abnehmen. Dies führt zu einer Vergleichmäßigung des Wärmebedarfs und ermöglicht - vorausgesetzt einer angepassten Dimensionierung der Anlagenleistung, eine hohe Auslastung von Mikro-KWK-Anlagen.

##### **Wirtschaftlich**

Neben den politischen Maßnahmen, die die Wirtschaftlichkeit von Mikro-KWK-Anlagen gegenüber konventionellen Wärmeerzeugern verbessern, ist insbesondere mit sinkenden Investitionskosten bei KWK-Anlagen durch Lernkurveneffekte zu rechnen, sobald diese Technik ihr Nischendasein verlässt.

##### **Sozio-kulturell**

Aufgrund der seit der Veröffentlichung des 4. Assessment Reports des IPCC anhaltenden öffentlichen Diskussion des anthropogenen Klimawandels besteht bei vielen Bürgern der Wunsch die persönliche CO<sub>2</sub>-Bilanz zu verringern. Der Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen bietet eine technische Möglichkeit, die CO<sub>2</sub>-Bilanz ohne Verhaltensänderung zu verbessern.

##### **Technologisch**

Mikro-KWK-Anlagen werden auf Basis verschiedener Technologien angeboten. Technologische Durchbrüche im Bereich einer dieser Technologien könnten das technische und wirtschaftliche Potenzial von Mikro-KWK-Anlagen somit kurzfristig erhöhen. Insbesondere die innovativen Technologien, wie z. B. die Brennstoffzelle lassen kleinere Nennleistungen, verbesserte Modulation und hohe Stromkennzahlen erwarten.

#### 1.3.2 Hemmnisse

##### **Politisch**

Der sinkende Heizwärmebedarf aufgrund der EnEV kann wie oben ausgeführt einerseits durch die Vergleichmäßigung des Wärmebedarfs ein Vorteil für Mikro-KWK-Anlagen sein, andererseits kann der Wärmebedarf so weit zurück gehen, dass die höheren Investitionskosten für eine Mikro-KWK-Anlage nicht durch den Einsparungen im Betrieb amortisiert werden. Die im Rahmen des IEKP beschlossenen Förderungen von Wärmenetzen unterstützen den Einsatz von KWK in Kombination mit Nahwärmenetzen, die in direkter Konkurrenz zur Mikro-KWK stehen. Der politisch forcierte Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbare Energien - z. B. wird im Leitszenario im Auftrag des BMU /DLR-01 08/ in 2050 80 % des Stromverbrauchs aus Erneuerbare Energien gedeckt - vermindert zunehmend die CO<sub>2</sub>-Emissionen und den nicht regenerativen Primärenergieverbrauch der ungekoppelten Stromerzeugung. Der Vorteil der Kraft-Wärme-Kopplung im Vergleich zu den Referenzsystemen nimmt somit ab.

##### **Wirtschaftlich**

Die Verkaufszahlen von Mikro-KWK-Anlagen sind trotz der geringeren Jahreskosten der Energieversorgung im Vergleich zu konventionellen Kesseln vernachlässigbar. Eine Ursache könnten die

deutlich höheren Investitionskosten sein. Bei Neubauten könnte somit die nicht ausreichende Liquidität der Grund für die Entscheidung zu Gunsten der konventionellen Wärmebereitstellung sein.

### **Sozio-kulturell**

Im Vergleich zu anderen Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Einsparung, wie z. B. einer PV-Anlage oder eines Hybrid-Autos, ist der Einsatz einer Mikro-KWK-Anlage für das soziale Umfeld nicht sichtbar. Ein weiteres Hemmnis für die Investition in eine Mikro-KWK-Anlage besteht dann, wenn das Gebäude nicht vom Eigentümer bewohnt wird. Die höheren Investitionskosten muss zunächst der Vermieter tragen und die Einsparungen bei den Energiekosten kommen dem Mieter zu Gute (die so genannte "Vermieter-Mieter-Problematik").

### **Technologisch**

Die für Mikro-KWK-Anlagen eingesetzten innovativen Technologien, wie z. B. Brennstoffzelle, Dampf-motor oder Stirling-Motor, befinden sich noch in der Entwicklung. Potenzielle Käufer können somit nur begrenzt auf Erfahrungsberichte und Empfehlungen aus der Praxis zurückgreifen. Des Weiteren wird fortlaufend die Effizienz der ungekoppelten Referenztechnologien verbessert. Falls der Fokus auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen gerichtet ist und zukünftig die konventionelle Strombereitstellung mit CO<sub>2</sub>-Sequestrierung zum Standard wird, wäre eine Strom- und Wärmebereitstellung mit Großkraftwerken und Brennwertkesseln gegenüber Erdgas betriebener Mikro-KWK-Anlagen im Vorteil.

## **2 Virtuelle Kraftwerke**

### **2.1 Betriebskonzepte**

Das Konzept des virtuellen Kraftwerks sieht vor, dezentrale Erzeugungsanlagen informationstechnisch untereinander zu vernetzen und extern zu regeln, um weitere, über die verbrauchsnahe Versorgung hinausgehende energiewirtschaftliche Aufgaben übernehmen zu können. Diese Aufgaben definieren das jeweilige Betriebskonzept des virtuellen Kraftwerks /FFE-04 06/.

Aus wirtschaftlicher Sicht lassen sich grundsätzlich folgende Betriebskonzepte unterscheiden.

- Durch die Vernetzung können die Lastflüsse in einem Netzbereich optimiert werden, wodurch der zu zahlende Leistungspreis reduziert wird.
- Der Strom aus dezentralen Erzeugungsanlagen wird i. d. R. nach dem EEG oder KWKG eingespeist und vergütet. Das Konzept des virtuellen Kraftwerks ermöglicht weitere Vermarktungsmöglichkeiten wie z. B. über die Strombörse im Day-ahead- oder Intra-day-Handel.
- Die Bereitstellung von Reserve- und Regelleistung wie beispielsweise Minutenreserve und Sekundärregelleistung können ein weiteres Betriebskonzept sein. Hierbei ist insbesondere die Möglichkeit negative Leistung, d. h. im Falle eines Abrufs wird die Leistung der dezentralen Erzeugungsanlagen reduziert, zu vermarkten für Mikro-KWK-Anlagen interessant.

Darüber hinaus werden insbesondere in Forschungs- und Demonstrationsprojekten das Ziel der Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Einsparung verfolgt.

### **2.2 Energiewirtschaftliche Bewertung von virtuellen Kraftwerken**

#### **CO<sub>2</sub>- und Primärenergiebilanz**

In der Studie „Das virtuelle Brennstoffzellen-Kraftwerk“ /WIBA-01 02/ wurde an einem Beispielfall eine Siedlung aus insgesamt 80 Ein- und Mehrfamilienhäusern mit Brennstoffzellen versorgt. Hierbei wurde eine gebäudeoptimierte Fahrweise (BZ) mit einem zentral gesteuerten virtuellen Kraftwerk (BZ im VK) verglichen. Für die energiewirtschaftliche Bewertung wurden einerseits ein Referenzsystem „konventionelle Technik“ (KT-2000) aus konventionellen Wärmeerzeugern in Siedlungsgebäuden und dem Strommix Deutschlands im Jahr 2000 und andererseits ein Referenzsystem aus hocheffizienter

Erdgas-Brennwerttechnik und Stromerzeugung aus GuD-Kraftwerken (BWT-GuD) definiert. Den Vergleich der kumulierten Primärenergieaufwände der Nutzungsphasen zeigt Abbildung 7.

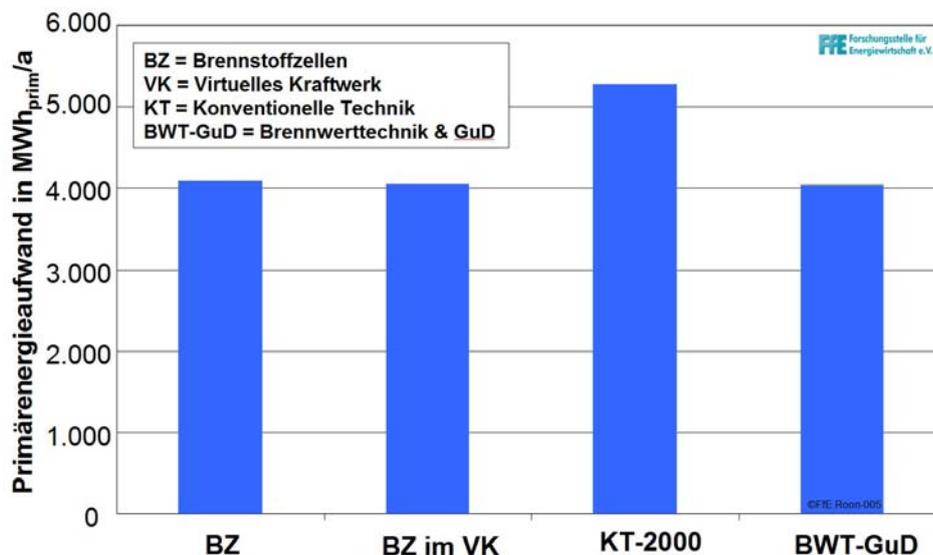


Abbildung 7: Primärenergieaufwand verschiedener Versorgungsvarianten im Vergleich /WIBA-01 02/

Der jährliche Primärenergieaufwand der konventionellen Siedlungsversorgung (KT-2000) stellt die energetisch schlechteste der vier betrachteten Versorgungsvarianten dar. Die Primärenergieeinsparung des „BZ im VK“ im Vergleich zur Variante KT-2000 beläuft sich auf 23 %. Der Primärenergieaufwand für Variante BWT-GuD ist nahezu identisch mit beiden Brennstoffzellenvarianten.

Die Vernetzung der Brennstoffzellen zu einem virtuellen Kraftwerk (Variante BZ im VK) verringert den Primärenergieeinsatz im Vergleich zur Variante „BZ“ nur geringfügig. Zwar ist der Erdgasbezug bei der Variante „BZ im VK“ höher als bei „BZ“, jedoch ist durch den höheren elektrischen Deckungsgrad des „BZ im VK“ der Bezug elektrischer Energie aus dem öffentlichen Netz um 13 % geringer, was insgesamt zu einer leichten Primärenergieeinsparung führt. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden durch die Vernetzung der Brennstoffzellen kaum gemindert.

In der Untersuchung hatte die Regelstrategie für die Variante BZ im VK nicht das Ziel einer Minimierung des Primärenergieverbrauchs oder der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die geringen Einsparungen, die der Vernetzung zuzurechnen sind, können durch folgende grundsätzlichen Betrachtungen zur Vernetzung von KWK-Anlagen erklärt werden:

- Die Optimierung der Fahrweise im unvernetzten Betrieb führt in der Regel zu einer hohen Auslastung, da eine Erhöhung der Vollbenutzungstunden die Wirtschaftlichkeit verbessert.
- Die externe Regelung kann somit lediglich zwei Effekte haben: Im ersten Fall wird die KWK-Auslastung verringert, wodurch sich aufgrund der hohen Effizienz der Kraft-Wärme-Kopplung die Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz im Vergleich zum unvernetzten Betrieb i. d. R. verschlechtert. Im zweiten Fall findet die KWK-Erzeugung zeitlich versetzt statt, was durch die thermischen Speicher in Grenzen ermöglicht wird. Bei statischen Referenzsystemen wird die CO<sub>2</sub>- und Primärenergiebilanz hierdurch kaum berührt.

### Bereitstellung von Minutenreserve

An der FfE wurde im Rahmen des Forschungsverbundes Kraftwerke des 21. Jahrhunderts das Teilprojekt E2: "Kleine KWK-Systeme im Kraftwerksverbund - Prüfstandsuntersuchungen und energiewirtschaftliche Bewertung der disponiblen Regelleistung" /FFE-12 08/ durchgeführt. Ziel des Projekts war die Bestimmung des technischen und wirtschaftlichen Potenzials messtechnisch untersuchter KWK-Systeme zur Regelleistungsbereitstellung unter den aktuellen Rahmenbedingungen.

Am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik an der TU München wurden vier KWK-Systeme unter realitätsnahen Bedingungen vermessen. Eine detaillierte Darstellung des Prüfstands sowie der messtechnischen Untersuchungen findet sich in /FFE-12 07/.

Die Messergebnisse dienen einerseits der Validierung einer Matlab-Simulink Simulation und andererseits der Identifikation von praktischen Hürden bei der Regelleistungsbereitstellung von heute verfügbaren KWK-Anlagen. Abbildung 8 vergleicht die gemessene elektrische Leistung eines Kalt- und Warmstarts eines motorischen KWK-Systems mit den geforderten Aktivierungszeiten für Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MR).

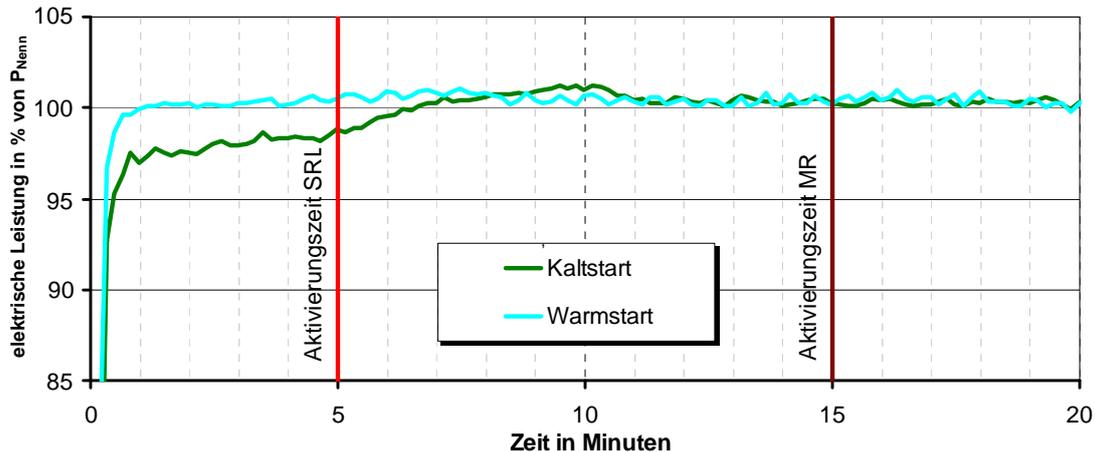


Abbildung 8: Startverhalten einer motorisch betriebenen KWK-Anlage und die geforderten Aktivierungszeiten für Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MR) /FFE-12 08/

Wie in Abbildung 8 zu erkennen ist, steht die elektrische Nennleistung ( $P_{Nenn}$ ) bei einem Warmstart nach ca. einer Minute zur Verfügung und die Anlage erfüllt in diesem Betriebszustand die geforderte Aktivierungsgeschwindigkeit sowohl für MR als auch für SRL. Bei einem Kaltstart wird die Nennleistung erst nach ca. sieben bis acht Minuten erreicht und es wird somit auch für diesen Fall die Bedingung des Marktes für MR erfüllt. Nach der für die SRL notwendigen Aktivierungszeit von fünf Minuten stehen etwa 97 % von  $P_{Nenn}$  zur Verfügung.

Es wurde eine zeitlich hoch aufgelöste Simulation der Regelleistungsbereitstellung für ein modulierendes und einem nicht modulierendes KWK-System entwickelt. Die Untersuchung wurde sowohl für Typtage als für ein ganzes Jahr durchgeführt.

Die Referenzbetrachtung mit der Senertec-Anlage in einem 10-Mehrfamilienhaus ergab, dass die technischen Anforderungen zur Bereitstellung von MR für den Typtag Winter in den drei Angebotsblöcken von 8:00 bis 20:00 Uhr und am Übergangstag von 08:00 bis 12:00 Uhr erfüllt werden. An Sommertagen kann keine Regelleistung bereitgestellt werden.

Es konnte gezeigt werden, dass die Bereitstellung negativer MR wirtschaftlicher als die Bereitstellung positiver MR ist. Dies liegt an den verminderten KWK-Laufzeiten im Falle einer Bereitstellung von positiver MR, da diese sehr selten abgerufen wird. In der Jahressimulation wurde daher für alle technisch machbaren Angebotsblöcke die Bereitstellung negativer Regelleistung hinterlegt.

Mit der Vermarktung der Nettoleistung von 5,25 kW der Senertec-Anlage lassen sich mit der Leistungsvorhaltung lediglich 5 € im Jahr 2007 zusätzlich erwirtschaften. Die hierdurch veränderte Fahrweise hat zusätzlich einen Nettoertrag von 0,66 € aufgrund der veränderten Erdgasverbräuche und Einspeisevergütungen zur Folge. Neben der Vergütung für die Leistungsvorhaltung musste die Vergütung für den Abruf der Regelleistung berücksichtigt werden. Im Netzgebiet von E.ON hatte der Abruf der MR mit 4,25 Stunden kaum Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit. Die Zahl der Start- und Stoppvorgänge blieb im Vergleich zu einer rein wärmegeführten Fahrweise durch die Vorhaltung der

MR nahezu konstant. Die potenziellen Erlöse der Regelleistungsbereitstellung waren im Vergleich zu den Betriebs- und Verbrauchskosten eines KWK-Systems sehr gering, da beispielsweise die Gasverbrauchskosten bei etwa 3.500 €/a lagen.

Es wurde eine Simulation, mit der Regelstrategie zur Ermittlung des Potenzials von Mikro-KWK-Anlagen konventionelle Regelleistungskraftwerke zu substituieren, durchgeführt. Es zeigte sich, dass durch ein virtuelles Kraftwerk mit 100 MW Mikro-KWK-Anlagenleistung Regelleistungskraftwerke mit etwa 14 MW eingespart werden können. Ein größerer Pufferspeicher kann das Substitutionspotenzial leicht erhöhen und die Start- und Stoppvorgänge reduzieren.

Es wurden die Veränderungen in den CO<sub>2</sub>- und Primärenergiebilanzen durch die Bereitstellung von Regelleistung untersucht. Wie oben ausgeführt, ist die wirtschaftlichste Variante der Regelleistungsbereitstellung die Vorhaltung negativer Leistung. Bei dieser Angebotsstrategie weichen die Laufzeiten der KWK-Anlagen von der rein wärmegeführten Fahrweise um weniger als 1 % ab. Da die Minutenreserve sehr selten abgerufen wird, hat die Regelleistungsbereitstellung keine nennenswerten Auswirkungen auf die CO<sub>2</sub>- und Primärenergiebilanz.

### Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen

Die Betreiber von Erneuerbaren-Energien(EE)-Anlagen speisen ihren Strom in das allgemeine Stromnetz ein. Sie sind weder für die Erstellung eines Fahrplans noch für die Stromvermarktung verantwortlich. Nach dem EEG muss der Netzbetreiber den Strom abnehmen und vergüten. Hierbei wird unabhängig vom Ort und Zeitpunkt der Einspeisung die gleiche Vergütung gewährt. Der Netzbetreiber gibt den EE-Strom als Leistungsband an alle Stromlieferanten weiter. Hierdurch ergibt sich für ihn die Aufgabe, die ungleichmäßige Einspeisung von EE-Strom durch Kauf und Verkauf in ein Band konstanter Leistung umzuwandeln. Dieser Prozess wird z. B. im Bereich der Windenergie als Windveredelung bezeichnet. Das wirtschaftliche Risiko einer ungenauen Prognose der Windenerzeugung trägt der Netzbetreiber. Die hierbei entstehenden Kosten werden an die Stromverbraucher weitergeben. Abbildung 9 zeigt die prognostizierte und tatsächliche Windeinspeisung einer ausgewählten Woche in der Regelzone von EnBW.

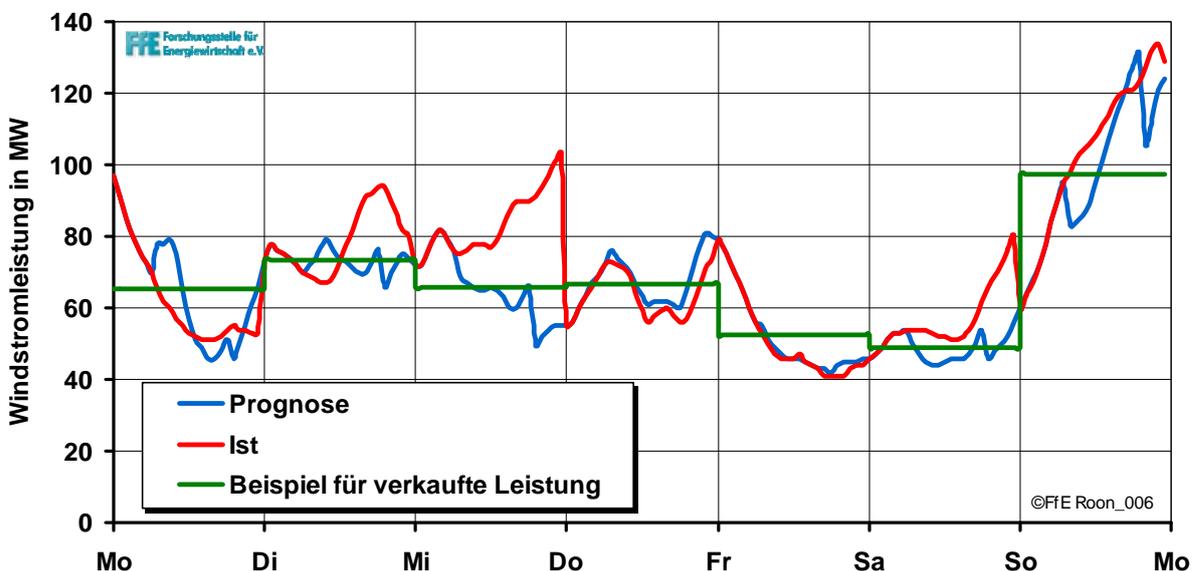


Abbildung 9: Prognostizierte und tatsächliche Windeinspeisung in der Regelzone von EnBW vom 19.03.2007 bis 25.03.2007

Das neue EEG ermöglicht nach §17 den Erneuerbaren-Energien-Anlagenbetreibern eine Direktvermarktung. Monatsweise kann entschieden werden, ob der Strom aus Erneuerbaren Energien eigenständig vermarktet wird. Der Gesetzgeber will hierbei nicht nur die Direktvermarktung ermöglichen, sondern darüber hinaus diese durch finanzielle Anreize fördern (vgl. §64 Abs. 1 Nr. 6a

EEG). Abbildung 9 macht deutlich, welche Aufgaben durch den Direktvermarkter von Windstrom erfüllt werden müssten:

- Zunächst müsste die Windstromerzeugung mindestens für den Zeitraum der angestrebten Vermarktung prognostiziert werden (blaue Linie).
- Die Windstromprognose muss unter Beachtung von Mindestleistungen in handelbare Produkte umgewandelt werden. In Abbildung 9 wurde beispielhaft ein Band konstanter Leistung für jeden Tag vermarktet. Hierfür können weitere Handelsaktivitäten notwendig sein.
- Die Überwachung der Ist-Einspeisung und ein Ausgleich der Abweichung von der prognostizierten Leistung müssen im Rahmen eines Bilanzkreismanagements erfolgen.

Diese Aufgaben ließen sich insbesondere durch die Vernetzung mit weiteren dezentralen Erzeugungsanlagen zu einem virtuellen Kraftwerk leichter erfüllen.

## 2.3 Treiber und Hemmnisse für virtuelle Kraftwerke

### 2.3.1 Treiber

#### Politisch

Das BMWi Förderprogramm E-Energy unterstützt sechs Modellregionen zur Umsetzung des Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) basierten Energiesystem der Zukunft. Inklusive Eigenmitteln stehen in Summe 140 Mio. € zur Verfügung. Hierbei sollen insbesondere Verfahren und Werkzeuge entwickelt werden, die auch für das Konzept des virtuellen Kraftwerks eingesetzt werden können. Die ermöglichte Direktvermarktung bis hin zur Gewährung von finanziellen Anreizen in der Novellierung des EEG verdeutlicht den politischen Willen für Vermarktungskonzepte von dezentraler Erzeugung. Wie oben ausgeführt, ließen sich die Anforderungen bei einer Direktvermarktung mit einem virtuellen Kraftwerk erfüllen. Des Weiteren sind die vereinfachten Zugangsregeln für die Regelleistungsmärkte zu nennen, die auch Unterstützung durch die Bundesnetzagentur erhalten haben.

#### Wirtschaftlich

Die Liberalisierung und das Unbundling haben dazu geführt, dass sich neue Märkte etabliert haben. Für die Betreiber von virtuellen Kraftwerken sind hierbei besonders die Märkte für Sekundärregelleistung und Minutenreserve interessant. Einerseits werden für ausgewählte Zeitfenster sehr hohe Preise für die Leistungsvorhaltung gezahlt und andererseits kann durch die Möglichkeit negative Leistung zu vermarkten die Angebotsstrategie der wärmegeführten Fahrweise der KWK-Anlagen angepasst werden. Die sinkenden Kosten für IKT sind eine wichtige Voraussetzung für die informationstechnische Vernetzung von Anlagen kleiner elektrischer Leistung. Ein Vorteil für die Anbindungskosten ist beispielsweise, dass sich ein Breitband-Internetanschluss in weiten Gebieten zum Standard entwickelt hat. Durch die informationstechnische Anbindung dezentraler Erzeugungsanlagen bietet sich die Möglichkeit zu weiteren Mehrwertdienstleistungen, wie z. B. der Fernauslese oder -wartung.

#### Sozio-kulturell

Für potenzielle Betreiber von virtuellen Kraftwerken ist es ein Vorteil, dass die Begriffe "dezentrale Erzeugung" und "virtuelles Kraftwerk" in der öffentlichen Wahrnehmung positiv besetzt sind. Dies sieht man beispielsweise daran, dass seit etwa zehn Jahre Pilot- und Demonstrationsprojekte mit entsprechend großer Außenwirkung unter diesen Schlagwörtern umgesetzt werden.

#### Technologisch

Die schnell wachsenden Erkenntnisse und frei verfügbaren Programme aus dem Bereich des Internets können bei der Vernetzung einer Vielzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen hilfreich sein. Des Weiteren ist der zunehmende Anteil dezentraler Erzeugung an der Stromversorgung eine grundlegende Voraussetzung für das Konzept des virtuellen Kraftwerks.

### 2.3.2 Hemmnisse

#### Politisch

Für die informationstechnische Anbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen bestehen keine Normen und es haben sich auch noch keine Standards etabliert.

#### Wirtschaftlich

Die Transaktionskosten sind im Vergleich zu den mit der vermarktbaren Leistung zu erzielenden Erlösen gering. Die Kosten, die durch die Übernahme des Fahrplanrisikos entstehen, müssen noch genau quantifiziert werden.

#### Sozio-kulturell

Bei Betreibern von dezentralen Erzeugungsanlagen - insbesondere wenn bei der Kaufentscheidung die Selbstversorgung eine Rolle gespielt hat - könnten Bedenken gegen eine externe Steuerung dieser Anlagen bestehen. Weiter Zurückhaltung könnte bei Betreibern von dezentralen Anlagen dadurch bestehen, dass die Projekte zu virtuellen Kraftwerken i. d. R. noch nicht das Pilot- und Demonstrationsstadium verlassen haben.

#### Technologisch

Die bislang im Markt eingesetzte Energiemanagementsoftware ist für größere Anlagen und geringere Stückzahlen konzipiert worden. In einem virtuellen Kraftwerk mit 50 MW elektrischer Leistung müssten beispielsweise 10.000 Anlagen des Typs Dachs zusammengefasst werden. Dies entspricht der Hälfte aller bisher verkauften Dachs-Anlagen. Die bisher geringe Anzahl von Mikro-KWK-Anlagen, die für ein virtuelles Kraftwerk zur Verfügung stehen würden, stellt ein weiteres Hemmnis dar.

## 3 Zusammenfassung und Fazit

Die hohe Effizienz von Mikro-KWK-Anlagen senkt im Vergleich zur ungekoppelten Bereitstellung von Strom- und Wärme den Primärenergieverbrauch und die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen tragen dazu bei, die Investitions- und Betriebskosten von Mikro-KWK-Anlagen so weit zu senken, dass die Jahreskosten für ein Mehrfamilienhaus unter denen einer Versorgung mit konventionellen Kesseln liegen. Hieraus kann die Forderung abgeleitet werden, dass mittelfristig die Kosten für Mikro-KWK-Anlagen für einen subventionsfreien und konkurrenzfähigen Einsatz erheblich gesenkt werden müssen.

Es gibt eine Vielzahl von Herstellern von Mikro-KWK-Anlagen, die auf verschiedene Technologien bei der Energiewandlung setzen. Dennoch beträgt der Marktanteil von Mikro-KWK-Anlagen im Markt für Wärmeerzeuger für Wohngebäude weniger als 1 %. Hemmend wirken hier die deutlich höheren Investitionskosten.

Neben der hohen Nutzungsgrade können als energiewirtschaftliche Vorteile von Mikro-KWK-Anlagen die bessere Spannungshaltung und die Reduktion der Lastspitze in einem Netzbereich mit Mikro-KWK-Anlagen sowie die Verbesserung der Zuverlässigkeit der Stromversorgung genannt werden.

Mikro-KWK-Anlagen lassen sich mit weiteren dezentralen Erzeugungsanlagen zu einem virtuellen Kraftwerk vernetzen. Hierdurch erschließen sich für Leistung und Strom der Mikro-KWK-Anlagen weitere Vermarktungsmöglichkeiten.

Es konnte gezeigt werden, dass mit heute am Markt verfügbaren Mikro-KWK-Anlagen unter den aktuell gelten Rahmenbedingungen, Minutenreserve angeboten werden kann. Die zusätzlichen Erlöse sind jedoch Vergleich zu den Einbindungskosten in ein virtuelles Kraftwerk zu gering.

Für die Umsetzung der politisch angestrebten Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen bietet das Konzept des virtuellen Kraftwerks eine Lösung.

Der vernetzte Betrieb verändert die CO<sub>2</sub>- und Primärenergiebilanz im Vergleich zum unvernetzten Betrieb nur geringfügig.

#### 4 Literaturverzeichnis

- BIL-01 84 Billinton, R., Allan, R.: *Reliability Evaluation of Power Systems*. London: Pitman Advanced Publishing Program, 1984
- BKWK-01 05 *Fakten zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)*. Berlin: Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e. V., 2005
- BMU-06 08 Rid, U.: *Richtlinie zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2008
- DLR-01 08 Nitsch, Dr. Joachim: *Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2008
- EEG-01 08 *Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften - EEG 2009*. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2008
- ENEV-01 07 *Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden - Energieeinsparverordnung – EnEV 2007*. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2007
- ENSTG-01 06 *Energiesteuergesetz (EnergieStG)*. Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2006
- EURL-01 04 *Richtlinie 2004/8/EG des europäischen Parlaments und des Rates über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG*. Brüssel: Das Europäische Parlament und der Rat der europäischen Union, 2004
- FFE-21 05 von Roon, S.: *Energiewirtschaftliche Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung* in: Tagungsband der Fachtagung am 27. bis 28. April 2005, München, "Technologie der Zukunft - Stand der Technik; Sicherheit der Energieversorgung". München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2005
- FFE-12 07 Arndt, U.; von Roon, S.; Kraus, D.; Mauch, W.; Mühlbacher, H.; Geiger B.; Tzscheutschler, P.: *Innovative KWK-Systeme zur Hausenergieversorgung - Messtechnische Untersuchungen, Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, Systemvergleich und Optimierung*. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2007
- FFE-04 06 von Roon, S.; Wagner, U.; Arndt, U.: *Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität?* in: BWK Bd. 58 (2006) Nr. 6. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2006
- FFE-05 08 von Roon, S., Steck, M.: *Zuverlässigkeit der Stromversorgung bei zunehmender dezentraler Erzeugung* - Posterbeitrag in: Künftiges Brennstoff- und Technologieportfolio in der Kraftwerkstechnik, 40. Kraftwerkstechnisches Kolloquium 2008. Dresden: Technische Universität Dresden, 2008
- FFE-12 08 von Roon, S.; Mauch, W.; Mezger, T.; Arndt, U.; Gobmaier, T.; Gruber, A.: *Kleine KWK-Systeme im Kraftwerksverbund - Prüfstandsuntersuchungen und energiewirtschaftliche Bewertung der disponiblen Regelleistung* - Teilprojekt E2 im Verbundforschungsvorhaben Kraftwerkwerke des 21. Jahrhunderts (KW21). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2008
- HE-01 03 Meixner, H.: *Klein-KWK in der dezentralen Energieerzeugung*. Wiesbaden: hessenEnergie GmbH, 2003
- IEKP-01 07 *Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung - IEKP*.

- Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2007
- KWKG-01 08 *Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG)*. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2008
- SEN-01 09 Schramm, F.: *Absatzentwicklung*, Email vom 09.01.2009. Schweinfurt: Senertec, 2009
- STROMSTG-01 06 *Stromsteuergesetz (StromStG)*. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2006
- VGB-01 05 Prost, S.; Meier, H.-J.: *Technisch-wissenschaftliche Berichte "Wärme- kraftwerke" - Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken 1995 - 2004*. Essen: VGB PowerTech e. V., 2005
- WIBA-01 02 Arndt, U.; Köhler, D.; Krammer, Th.; Mühlbacher, H.: *Das Virtuelle Brennstoffzellen-Kraftwerk - Technische und energetische Bewertung - Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft*, Teil 3. Herrsching: E&M Energie und Management, 2002
- WIBA-01 04 Arndt, U.; Duschl, A.; Köhler, D.; Schwaegerl, P.: *Energiewirtschaftliche Bewertung dezentraler KWK-Systeme für die Hausenergieversorgung - Perspektiven einer Wasserstoff- Energiewirtschaft - Teil 5*. Herrsching: E&M Energie und Management, 2004





## **Regenerative Energien – neue Anforderungen an Transport & Speicherung**

**Dr. Wolfram Münch**

**Bereichsleiter Forschung und Innovation**

**EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe**

**Mitglied des Vorstands d. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.**

Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Strombereitstellung soll nach den Zielen der Bundesregierung für 2020 auf mindestens 30 % ansteigen und danach kontinuierlich weiter erhöht werden (BMU). Eine Schlüsselrolle für die angestrebten Ausbauziele spielt die Windenergie. Die Stromerzeugung aus Wind wird gemäß der Leitstudie 2008 des Bundesumweltministeriums von knapp 40 TWh 2007 auf mehr als das Doppelte (knapp 90 TWh) 2020 bzw. über 140 TWh 2030 steigen.

Das Windausbauszenario der ersten dena-Netzstudie unterstellt bei der installierten Windleistung bis zum Jahr 2020 gegenüber 2007 mehr als eine Verdopplung von ca. 22. MW auf fast 50.000 MW. Im nächsten Jahrzehnt übersteigt die installierte Windleistung die Mindestlast in Deutschland. Nach der dena-Netzstudie sind bis 2020 im Höchstspannungsnetz etwa 2.700 km neue Leitungen erforderlich. Davon wird etwa ein Drittel auf bereits vorhandenen Trassen geführt werden können. Hinzukommen werden in zahlreichen Höchstspannungsanlagen neu zu errichtende Komponenten zur Laststeuerung und zur Blindleistungsbereitstellung.

Auch EnBW ist schon heute davon betroffen. Windbedingt gestiegene Transite erfordern überproportional mehr Blindleistungsbereitstellung, für die die bestehenden konventionellen Kraftwerke zukünftig nicht mehr ausreichen. Die Lage wird noch verschärfen, wenn diese nicht mehr am Netz sind. EnBW steht deshalb vor der Errichtung von Kondensatoranlagen im Übertragungsnetz. Seit 2007 regeln die vier deutschen Regelzonenbetreiber die deutsche Windenergieeinspeisung gemeinschaftlich aus (horizontaler Windausgleich). Das küstenferne EnBW Netzgebiet mit nur 1 % der installierten Windleistung in Deutschland regelt dabei 13,6 % der aktuellen Windeinspeisung aus. Der Regel-/Reserveleistungsbedarf selbst wird laut dena-Netzstudie auch anwachsen.

Norddeutsche Windstromeinspeisung führt zu großräumigen Lastflüssen in ganz Europa, zu Überläufen in europäische Nachbarnetze und zu Risiken für die Versorgungssicherheit.

Zur Beseitigung einer Störung oder einer Gefährdung der Versorgungssicherheit sieht § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes netz- oder marktbezogene Maßnahmen wie zum Beispiel Redispatch (§ 13.1 EnWG). Reichen diese Maßnahmen nicht aus, so müssen weitergehende Maßnahmen ergriffen werden, um die Gefährdung oder Störung der Systemsicherheit zu vermeiden oder zu beseitigen. Der Netzbetreiber ist dann berechtigt und verpflichtet Stromeinspeisungen (regenerativ und konventionell), Stromabnahmen (Lastabwurf) und Stromtransite anzupassen (§ 13.2 EnWG).

Mit dem geplanten Windenergieausbau wird die Systemführung des elektrischen Energiesystems eine europäische Frage, auch in küstenfernen Transportnetzen.

Um das erneuerbare Angebot besser mit der Nachfrage zusammen zu bringen – beide passen zeitlich und vielfach auch örtlich nicht zueinander - stehen neben dem Netzausbau auch verschiedene Speichertechnologien zur Verfügung. Oder gelingt es, über Smart-Grid-Ansätze, fluktuierende Einspeisung und Last so einander anzupassen, dass wir darauf verzichten können? Diese Frage ist in den nächsten Jahren im Rahmen von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben zu klären. Wichtig sind vor allem systemische Ansätze, die nicht allein die Technologien berücksichtigen, sondern ihre Relevanz in einem Gesamtsystem bewerten.





## Mögliche Entwicklung des Kraftwerksparks bis 2040

**Dr.-Ing. Hans Roth**

**Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, TU München**

### Abstract

Im Rahmen des Verbundforschungsvorhabens KW21 wurden unterschiedliche Szenarien der künftigen Stromversorgung in Deutschland betrachtet. Dabei wurde nicht nur die zu erzeugende Strommenge, sondern auch die zur Beibehaltung der Versorgungssicherheit notwendige installierte Leistung berücksichtigt. Die Ergebnisse zeigen, dass die installierte Leistung thermischer Kraftwerke trotz der Zunahme Erneuerbarer Energien und KWK in der Stromerzeugung gegenüber heute nahezu unverändert bleiben muss. Um den Kernenergieausstieg zu kompensieren und gleichzeitig die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken, ist zunächst eine deutliche Ausweitung der Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken notwendig. Sobald Kohlekraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung (CCS) zur Verfügung stehen, können diese in der Grundlast eingesetzt werden. Die Laufzeit der Kernkraftwerke hat einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit künftiger Kohlekraftwerke mit und ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung und den Energiemix in Deutschland.

### 1 Einleitung

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hat mit ihrer im März 2008 vorgelegten "Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020" [1] eine öffentlich geführte Debatte über die zukünftigen Entwicklungen in der Stromerzeugung losgetreten. Das dabei entstandene Schlagwort der „Stromlücke“ wurde und wird kontrovers diskutiert. Der wichtigste Aspekt hierbei ist, dass für die künftige Stromversorgung nicht nur die notwendige Strommenge sondern auch die notwendige Leistung vorzuhalten ist. Der vorliegende Beitrag zeigt einige grundlegende Ergebnisse des Forschungsprojekts Kraftwerke des 21. Jahrhunderts – KW21 [2] und skizziert die möglichen Tendenzen der Entwicklung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2040 unter Berücksichtigung von Emissionsminderungszielen und der Beibehaltung der Versorgungssicherheit. Die Frage nach einer möglichen Nutzung der Kernenergie und die Rolle zukünftiger Kraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung (CCS) stehen hierbei im Vordergrund.

### 2 Ausgangssituation

Bedingt durch den starken Anstieg des Strombedarfs in den 60er bis 80er Jahren (im Durchschnitt von 1965 bis 1985: 4,4 % pro Jahr) wurde ein Großteil der thermischen Kraftwerkskapazität in Deutschland zu Beginn der 1970er Jahre bis Mitte der 1980er Jahre errichtet. Abbildung 1 zeigt die Altersstruktur der thermischen Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2008. Die Alterstruktur zeigt, dass in den nächsten Jahren ein bedeutender Teil der installierten Kraftwerksleistung das Ende der üblichen Lebensdauer von 35 bis 45 Jahren erreicht. Aufgrund des geringeren Wirkungsgrads älterer Kraftwerke im Vergleich zu Neubauten ist mit dem Ersatz alter Kohlekraftwerke durch moderne Anlagen die Chance einer deutlichen CO<sub>2</sub>-Einsparung verbunden.

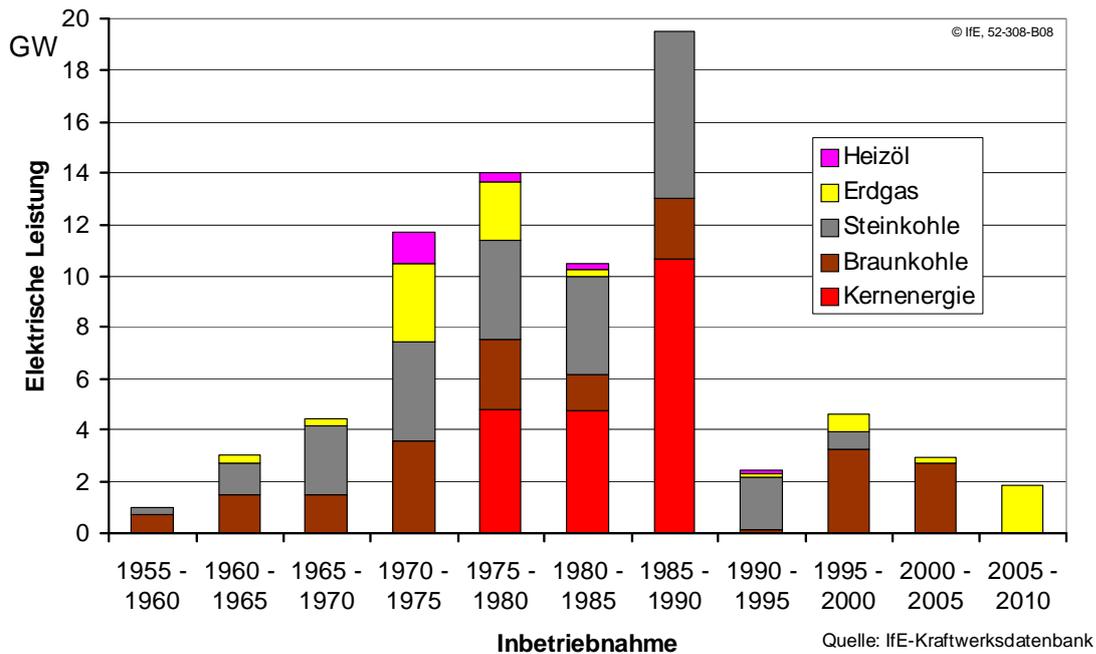


Abbildung 1: Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks (thermische Kraftwerke in Betrieb)

Auch in Zukunft wird der Neubau von thermischen Kraftwerken notwendig sein, wenngleich der Anteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien und aus der Kraft-Wärme-Kopplung zunimmt. Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung in Deutschland, wenn außer den bereits in Bau befindlichen Anlagen keine neuen thermischen Kraftwerke mehr errichtet werden. Die Lebensdauern der bereits bestehenden Kraftwerke sind auf übliche Größenordnungen festgelegt, bei den Kernkraftwerken ist der Ausstiegsbeschluss umgesetzt. Eine Zunahme an Leistung ist somit nur noch im Bereich der Erneuerbaren Energien, und hier besonders bei der Windenergie, und bei der KWK und der sonstigen Erzeugung auszumachen. Die Annahmen zur Entwicklung der Leistung aus Erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung entstanden im Rahmen des Projekts KW21 [2]. Aufgrund der geringen Verfügbarkeit der Windenergieanlagen kann dieser Kraftwerkspark alleine die anfallende Netzlast nicht decken.

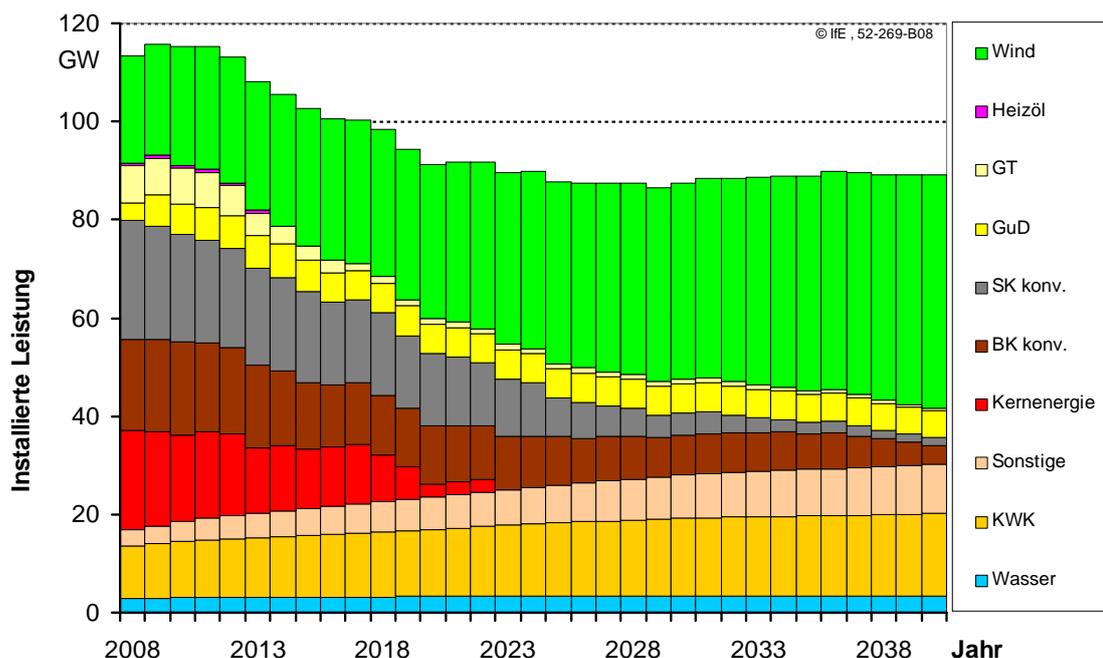
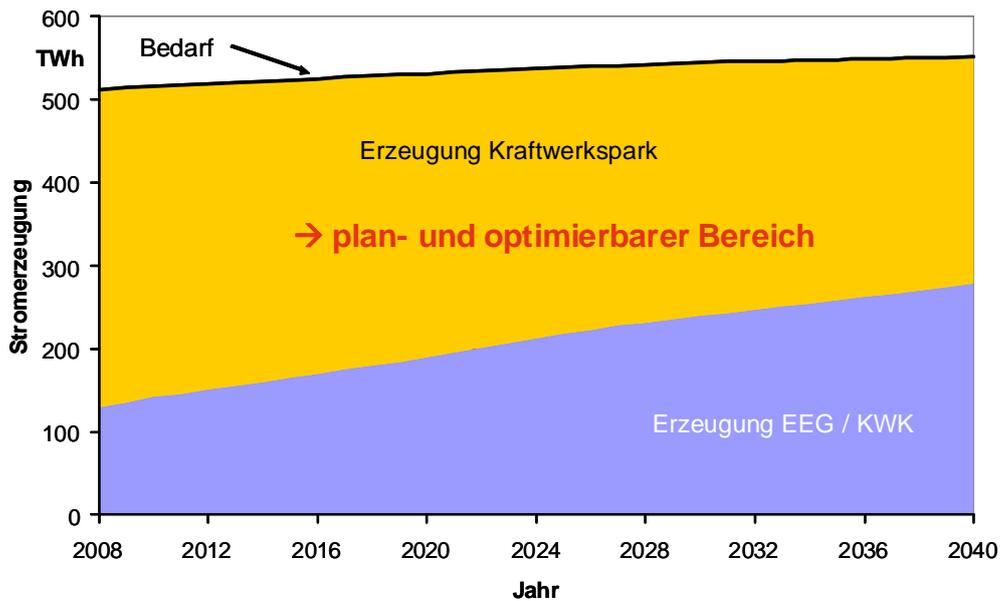


Abbildung 2: Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung ohne Neuinvestitionen in fossile Kraftwerke bis 2040

Aufgabe des hier verwendeten Modells „ifeon“ ist es, den Zubau thermischer Kraftwerksanlagen innerhalb eines Kraftwerksparks zu optimieren [3]. Das Optimierungskriterium ist die Minimierung der diskontierten Ausgaben für die Strombereitstellung im Betrachtungszeitraum. Im volkswirtschaftlichen Sinn ist ein Optimum erreicht, wenn der benötigte Strom kostenminimal produziert wird. Das Investitionskriterium für ein Unternehmen ist hingegen nicht die Minimierung der Kosten sondern die Maximierung des möglichen Gewinns durch diese Investition. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist ein Ziel des freien Wettbewerbsmarktes, eine möglichst effiziente Strombereitstellung zu gewährleisten. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht erfordert das Ziel der Gewinnmaximierung auch, das Produkt Strom in der gewünschten Qualität kostenminimal herzustellen. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen haben hierbei die Aufgabe, einen funktionierenden Markt zu ermöglichen.

### 3 Stromerzeugung und CO<sub>2</sub>-Emissionen

Für die Entwicklung des Nettostromverbrauchs in Deutschland wird von einem geringen Wachstum bis zum Jahr 2040 ausgegangen. Zwar könnte eine steigende Effizienz auf der Anwenderseite zu einem Rückgang des Strombedarfs führen, jedoch ist auch in Zukunft eine weiter fortschreitende Durchdringung verschiedenster Lebensbereiche mit elektrischen Geräten zu erwarten. Gleichzeitig steigt der Anteil an Strom aus Erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung von zurzeit ca. 25 % auf über 50 % im Jahr 2040 deutlich an, wie Abbildung 3 zeigt. Konventionelle thermische Kraftwerke, welche dem liberalisierten Markt zuzuordnen sind, decken den verbleibenden Anteil der Stromnachfrage.



© IFE, 53-164-B08

Abbildung 3: Strombedarf und Erzeugung in den Szenarienvarianten

Die zur Lastdeckung notwendige Stromerzeugung durch thermische Kraftwerke nimmt trotz des steigenden Strombedarfs gegenüber heute deutlich ab (Abbildung 4). Gleichzeitig sind thermische Erzeugungseinheiten weiterhin notwendig, da ein großer Teil der EEG-Stromerzeugung aus Windkraftanlagen kommen wird, deren Leistungsbereitstellung nicht längerfristig planbar ist und die somit auch in Zukunft aufgrund ihrer hohen Korrelation nur einen geringen Beitrag zur gesicherten Leistung liefern werden [4].

In den hier gezeigten Szenarien des künftigen Kraftwerksparks ist die jährliche Obergrenze der CO<sub>2</sub>-Emissionen vorgegeben. Diese darf im Optimierungsmodell nicht überschritten, sehr wohl aber unterschritten werden, falls dies wirtschaftlich günstig ist. Die Zertifikatspreise stellen sich entsprechend der erreichten CO<sub>2</sub>-Reduktion ein.

Die Obergrenze der jährlichen Emissionen orientiert sich an unterschiedlichen Absichtserklärungen. So fordert das Leitszenario 2006 des Bundesumweltministeriums [5] eine Reduktion der Emissionen der deutschen Volkswirtschaft auf 20 % des Werts von 1990 bis zum Jahr 2050. Gegenüber 1990 war bereits 2005 eine Reduktion um ca. 17 % erreicht [6]. Damit entspricht eine Erreichung oben genannter Ziele einer Reduktion der Emissionen bis 2040 auf 40 % des Werts von 2005. Welchen Anteil an der Gesamtreduktion jedoch die thermischen Kraftwerke zu tragen haben ist unklar und soll auch durch den Zertifikatehandel nicht vorgegeben werden.

Für das hier verwendete Modell ist aber eine Grenze allein für thermische Kraftwerke notwendig, da kein Handel mit anderen CO<sub>2</sub>-emittierenden Sektoren simuliert wird. Daher wird der angestrebte Reduktionspfad proportional auf die thermischen Kraftwerke übertragen. Die hier betrachteten Kraftwerke emittierten im Jahr 2005 ca. 220 Mio. t CO<sub>2</sub>, was durch die Simulation ermittelt wurde. Daher entspricht eine Reduktion bis zum Jahr 2040 auf 88 Mio. t pro Jahr genau 40 % des Werts von 2005.

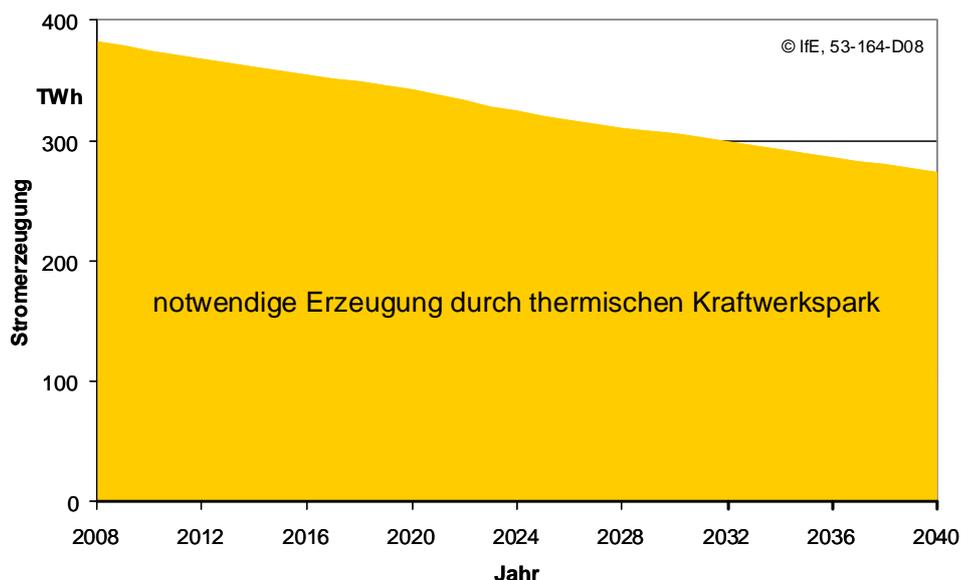


Abbildung 4: Notwendige Stromerzeugung der thermischen Kraftwerke bis zum Jahr 2040

## 4 Szenarien zur Nutzung der Kernenergie

Der derzeit gültige Beschluss zur Beendigung der Nutzung der Kernenergie sieht vor, dass die Regellaufzeit jedes Kernkraftwerks auf etwa 33 Jahre nach der Inbetriebnahme begrenzt ist. Aufgrund der Übertragungsmengen von älteren Kraftwerken auf neuere und die Aufteilung der Strommenge des Kraftwerks Mülheim-Kärlich ergeben sich zum Teil längere Laufzeiten. Im Rahmen der hier getroffenen Annahmen werden die letzten Kernkraftwerke Ende des Jahres 2022 vom Netz gehen (Szenario HM1). Da mit einer Verfügbarkeit von CCS-Kraftwerken erst ab dem Jahr 2020 gerechnet wird, ergibt sich ein Zeitraum von einigen Jahren, welcher mit Hilfe anderer Technologien überbrückt werden muss. Um die Auswirkungen des Ausstiegszeitplans auf Kraftwerksinvestitionen und die Stromerzeugung aufzuzeigen, wird sowohl ein Szenario mit einer Laufzeit von 40 Jahren (HM2) als auch ein solches mit einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (HM3) vorgestellt.

Zur besseren Übersichtlichkeit ist in allen nachfolgenden Diagrammen nur noch die installierte Leistung und Stromerzeugung der thermischen Kraftwerke aufgezeigt. Die installierte Leistung und Stromerzeugung der EEG- und KWK-Anlagen wird innerhalb der Szenarien nicht variiert und ist in Abbildung 2 und Abbildung 3 zu erkennen.

### 4.1 Szenario HM1: Kernenergieausstieg

Zunächst wird die Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung im Szenario HM1 aufgezeigt. Im Falle des Kernenergieausstiegs ist die Zunahme der installierten GuD-Leistung auffällig. Ab dem Jahr 2020 bis etwa 2035 werden fast ausschließlich CCS-Kraftwerke gebaut, zum größten Teil auf Braunkohlebasis (Abbildung 5). Die insgesamt installierte thermische Kraftwerksleistung nimmt trotz des Rückgangs der zu produzierenden Strommenge nicht ab sondern zwischenzeitlich sogar leicht zu.

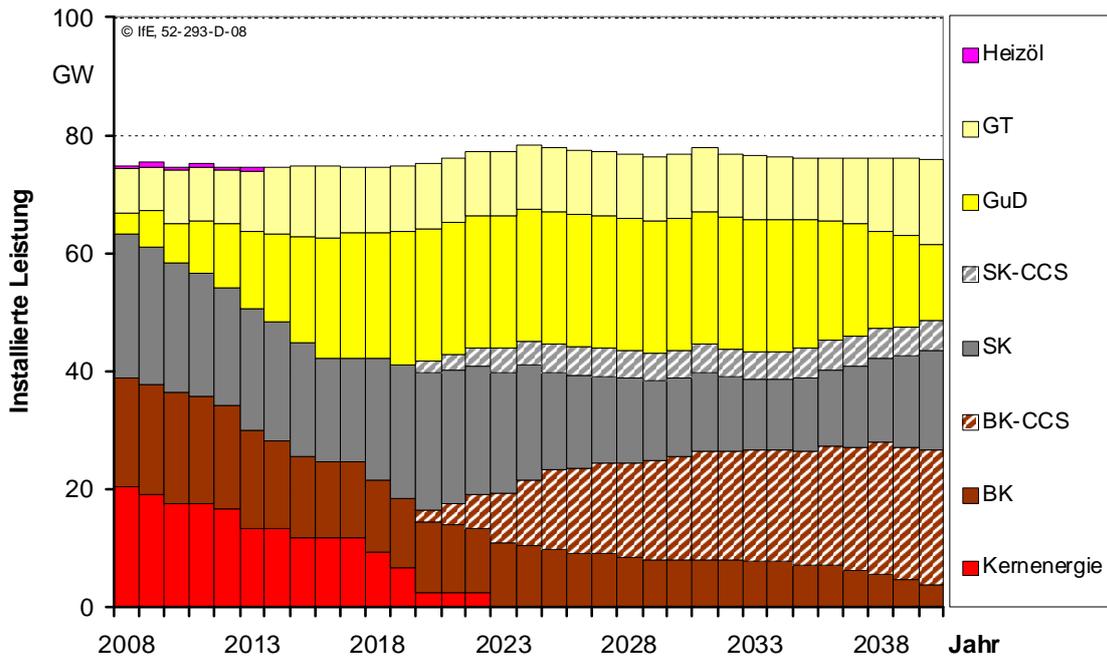


Abbildung 5: Installierte Leistung – Szenario HM1 (Kernenergieausstieg)

Besonders auffällig sind die Auswirkungen der CO<sub>2</sub>-Obergrenzen auf den Kraftwerkseinsatz, wie Abbildung 6 zeigt. Mit abnehmender Stromproduktion aus Kernkraftwerken nimmt der Anteil des Stroms aus GuD-Anlagen zu. Im Jahr 2020 erreicht dieser den Spitzenwert von fast 29 % der gesamten Stromproduktion. Danach geht er wieder deutlich zurück, da die CCS-Kraftwerke für den Grundlastbereich die wirtschaftlichere Alternative bieten. Da vor 2020 keine Kraftwerke mit CCS-Technologie zur Verfügung stehen und da bis zu diesem Zeitpunkt schon fast alle Kernkraftwerke vom Netz gegangen sind, ist die einzige Möglichkeit der Emissionseinsparung ein Wechsel der Stromproduktion von Kohlekraftwerken auf Erdgaskraftwerke mit ihren spezifisch niedrigeren Emissionen.

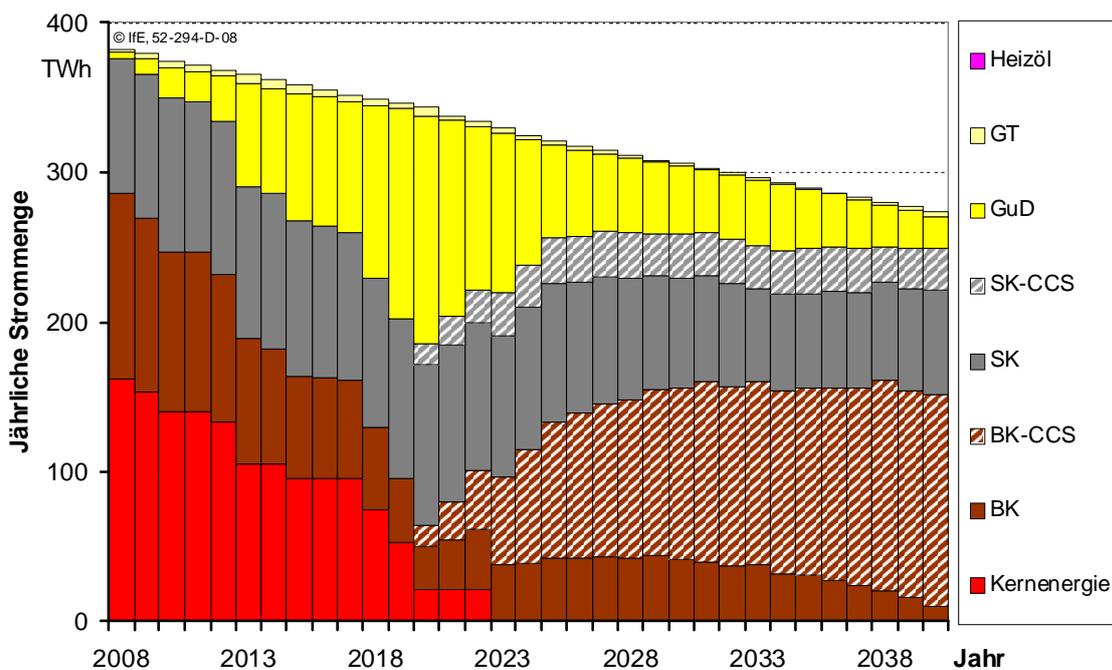


Abbildung 6: Erzeugte Strommenge – Szenario HM1 (Kernenergieausstieg)

#### 4.2 Szenario HM2 / HM3: 40 - 60 Jahre Kernenergielaufzeit

Bei der Betrachtung der Ergebnisse aus dem Szenario HM1 fällt auf, dass ein Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Jahren vor 2020 nur durch einen Brennstoffwechsel von Kohle auf Erdgas möglich ist, wenn am Kernenergieausstieg festgehalten wird. Es ergibt sich eine zeitliche Lücke zwischen dem Ausstieg aus der Kernenergie und der Verfügbarkeit von Kraftwerken mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung. In den hier untersuchten Szenarien wird gezeigt, welche Auswirkungen ein Weiterbetrieb der deutschen Kernkraftwerke bis zu ihrem ursprünglichen Planungswert von 40 Jahren, sowie eine Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre auf die Stromgestehungskosten und die CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten hätte, wenn gleichzeitig die maximal zu emittierende CO<sub>2</sub>-Menge begrenzt ist. Ein Neubau von Kernkraftwerken ist auch in diesen Szenarien nicht möglich.

Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der insgesamt installierten Leistung mit einer KKW-Laufzeit von 40 Jahren, Abbildung 8 diejenige bei einer Laufzeit von 60 Jahren. Die installierte Leistung von GuD-Anlagen nimmt bei 40 Jahren KKW Laufzeit stärker zu, als bei 60-jähriger Laufzeit. Dafür ist die Leistung von Gasturbinen im Szenario HM3 gegenüber dem Szenario HM2 erhöht. Beide stellen, wie in allen anderen Szenarien, im Wesentlichen ihre Leistung zur Beibehaltung der Versorgungssicherheit bereit.

Im Szenario HM2 ist der Kernenergieausstieg um 7 bis 8 Jahre gegenüber dem Ausstiegsbeschluss nach hinten verschoben. Daher sind Kraftwerkstechnologien mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung bereits verfügbar, wenn der größte Teil der deutschen Kernkraftwerke vom Netz geht. Ein nahezu CO<sub>2</sub>-freier Ersatz ist somit möglich. Im Szenario HM3 werden die Kernkraftwerke zusätzliche 20 Jahre betrieben.

Durch deren Weiterbetrieb ist es möglich, auch in Zukunft noch konventionelle Braunkohlekraftwerke zu nutzen. Die Inbetriebnahme von CCS-Kraftwerken findet erst ab dem Jahr 2035 statt, da in diesem Jahr das erste Kernkraftwerk die Lebensdauergrenze von 60 Jahren erreicht. Der Anteil der Steinkohlekraftwerke bleibt bei 40 Jahren KKW Laufzeit nahezu gleich, bei 60 Jahren nimmt er deutlich ab.

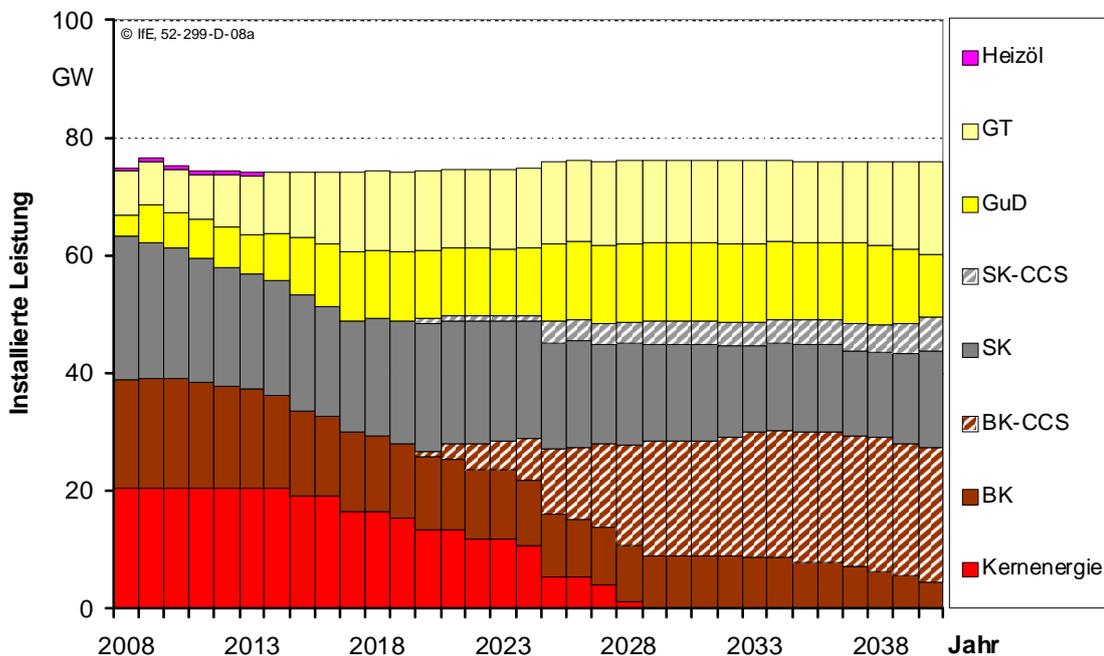


Abbildung 7: Installierte Leistung – Szenario HM2 (Kernenergielaufzeit 40 Jahre)

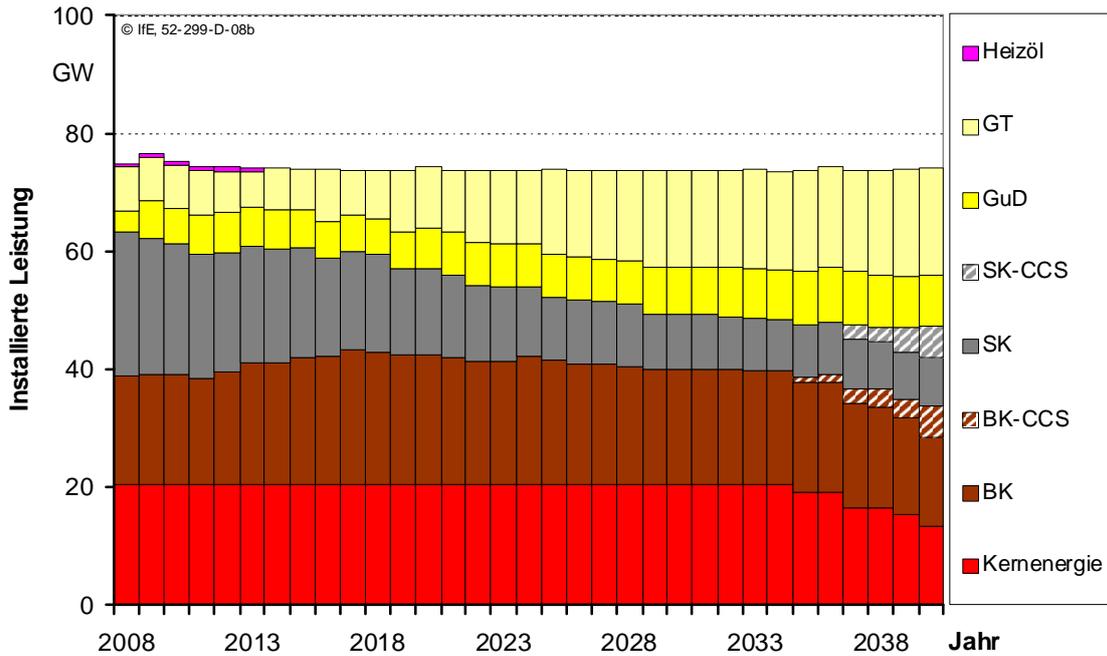


Abbildung 8: Installierte Leistung – Szenario HM3 (Kernenergielaufzeit 60 Jahre)

Ein ähnliches Bild liefert auch der Vergleich der jährlichen Strommengen in den beiden Szenarien (Abbildung 9 und Abbildung 10). Im Szenario HM2 wird die wegfallende Stromerzeugung aus Kernenergie zum größten Teil durch Braunkohle-CCS-Kraftwerke ersetzt.

Die Stromproduktion in GuD-Anlagen nimmt deutlich zu, jedoch in geringerem Maße als beim Szenario HM1 (Kapitel 4.1). Besonders auffällig ist im Szenario HM3, dass die Strommenge aus konventionellen Braunkohlekraftwerken zunächst bis 2017 ansteigt und danach wieder zurückgeht.

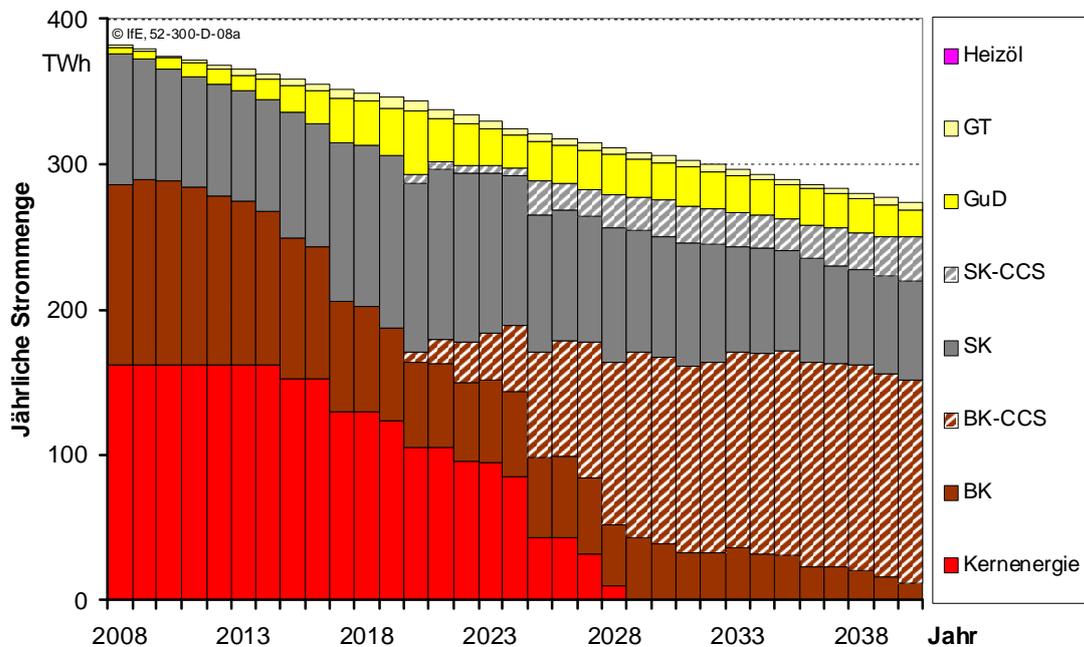


Abbildung 9: Erzeugte Strommenge – Szenario HM2 (Kernenergielaufzeit 40 Jahre)

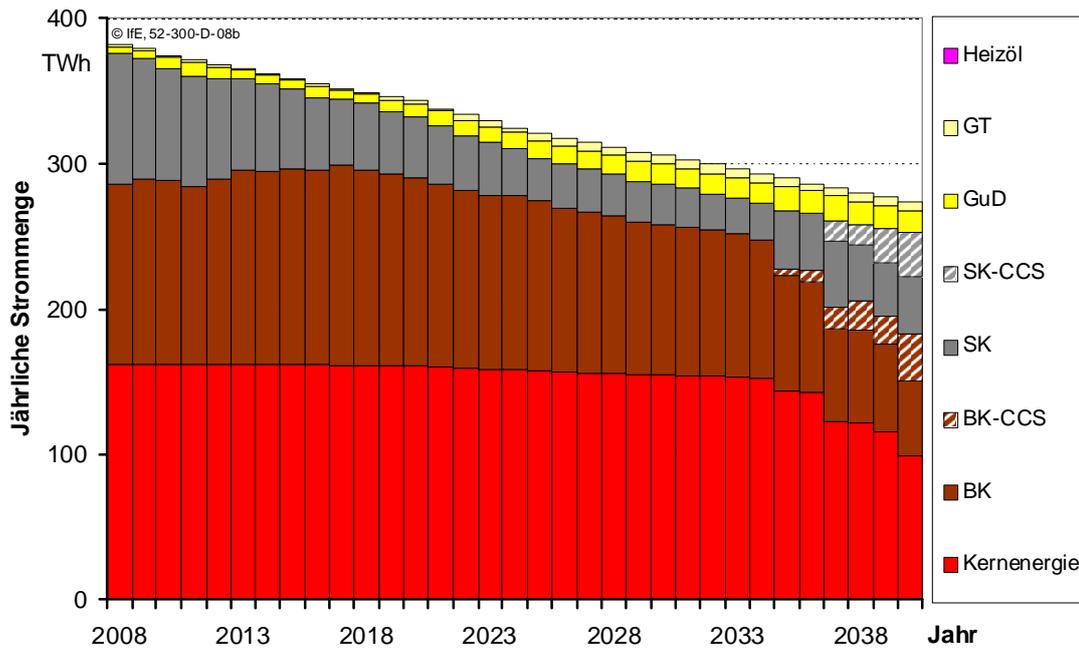


Abbildung 10: Erzeugte Strommenge – Szenario HM3 (Kernenergielaufzeit 60 Jahre)

Dies ist auf den zunehmenden Einfluss der Erneuerbaren Energien zurückzuführen, welcher immer häufiger dazu führt, dass Grundlastkraftwerke zurückgefahren werden müssen.

#### 4.3 Kraftwerksneubauten im Betrachtungszeitraum

Anhand der drei gezeigten Szenarien wird deutlich, dass die Restlaufzeit der Kernkraftwerke den größten Einfluss auf die künftige Entwicklung des Kraftwerksparks hat. Sowohl die technische Notwendigkeit als auch die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien wird wesentlich von den noch vorhandenen Kernkraftwerken beeinflusst. Bei einem Wegfall muss nicht nur die entgangene CO<sub>2</sub>-freie Strommenge ersetzt werden, sondern auch die Kraftwerksleistung. Der Zusammenhang zwischen der Wirtschaftlichkeit von CCS-Kraftwerken und der Kernenergielaufzeit wird in Abbildung 11 deutlich. Diese zeigt die Summe der im Betrachtungszeitraum neu gebauten Kraftwerksleistung in den drei Kernenergieszenarien. Zusätzlich ist zum Vergleich ein Szenario mit Kernenergieausstieg und ohne jegliche CO<sub>2</sub>-Beschränkung dargestellt (Szenario B). Insgesamt wird im Szenario HM1 (Kernenergieausstieg) eine deutlich höhere Kraftwerksleistung gebaut als in den anderen betrachteten Szenarien. Der Hauptgrund hierfür ist, dass die wegfallende Stromerzeugung und Kraftwerkskapazität der Kernenergie zunächst hauptsächlich durch GuD-Anlagen ersetzt wird. Die CO<sub>2</sub>-Einsparung ist jedoch mit Hilfe der CCS-Technologie kostengünstiger, so dass diese später in großem Umfang genutzt wird. Im Vergleich zu den anderen Szenarien werden also Überkapazitäten aufgebaut. Dies wird bei einer Betrachtung des Szenarios HM2 (40 Jahre Kernenergielaufzeit) deutlich. Die insgesamt installierte Leistung an CCS-Kraftwerken ist nahezu unverändert, wogegen durch den zeitlich nach hinten verschobenen Kernenergieausstieg weniger GuD-Kraftwerke gebaut werden. Im Szenario mit 60 Jahren Kernenergielaufzeit wird insgesamt nur eine geringe Anzahl an CCS- und GuD-Kraftwerken gebaut, dafür allerdings deutlich mehr Braunkohlekraftwerke ohne CCS. Hier ist festzuhalten, dass in diesem Szenario die meisten Kernkraftwerke noch nicht das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben. In allen Szenarien werden Gasturbinenkraftwerke zugebaut. Dies ist auf die Notwendigkeit der Vorhaltung gesicherter Leistung zurückzuführen. An dieser Stelle könnte ein verstärktes Demand-Side-Management wirtschaftliche Vorteile bringen.

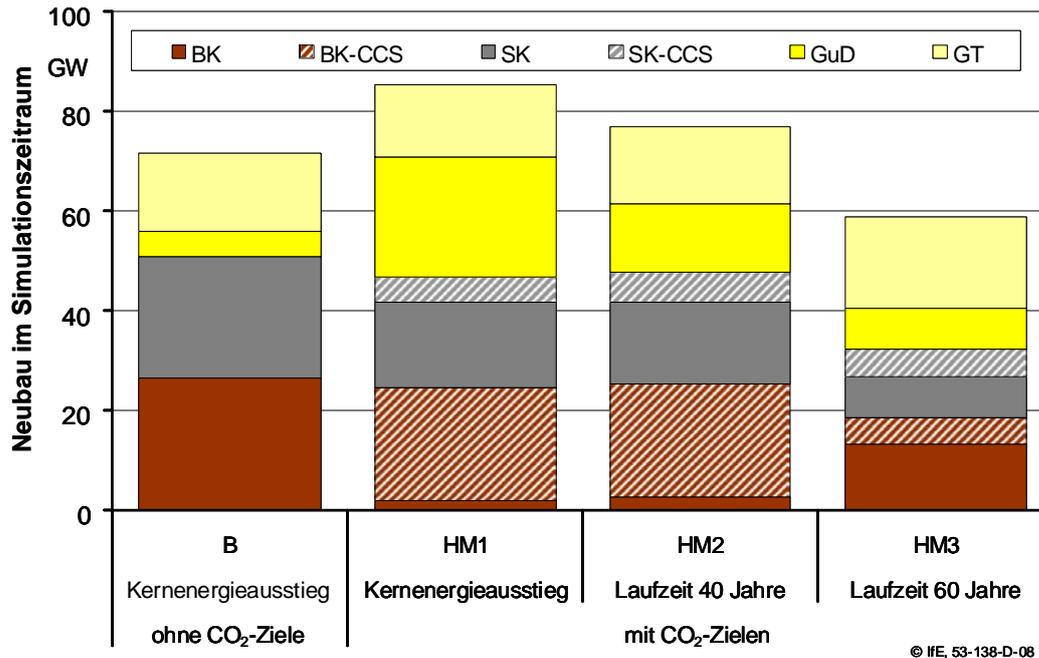


Abbildung 11: Vergleich der Kraftwerksneubauten bis 2040

## 5 Zusammenfassung

Die Möglichkeiten der Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks in den nächsten Jahrzehnten sind beschränkt. Heutige Weichenstellungen bestimmen die Randbedingungen der Stromerzeugung für einen langen Zeitraum.

Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung erlangen eine immer größere Rolle. Dies führt zu einer bedeutenden Einsparung an fossilen Energieträgern. Jedoch bleibt das Problem der Dargebotsabhängigkeit eines großen Teils der regenerativen Energieerzeugung. Damit die Versorgungszuverlässigkeit auf dem heutigen Niveau bleibt, sind nach wie vor thermische Kraftwerksanlagen notwendig. Neue konventionelle Kohlekraftwerke weisen deutlich verbesserte Wirkungsgrade auf, sodass mit einem Ersatz von Altanlagen eine CO<sub>2</sub>-Reduktion verbunden ist. Die nahezu CO<sub>2</sub>-freie Kernenergie kann jedoch mit Kohlekraftwerken nicht emissionsneutral ersetzt werden.

Der derzeitige Ausstiegsbeschluss aus der Nutzung der Kernenergie ist unter den angenommenen Rahmenbedingungen technisch umsetzbar. Es ist möglich, sowohl die Anforderungen an die Zuverlässigkeit als auch die Emissionsziele einzuhalten. Er führt jedoch zu einer deutlichen Steigerung der Importabhängigkeit durch die wachsende Erdgasverstromung. Eine Verringerung der Importabhängigkeit und gleichzeitige Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist unter den hier getroffenen Rahmenbedingungen nicht möglich.

Bei einer Nutzung der Kernkraftwerke über die ursprünglich vorgesehene Laufzeit von 40 Jahren fällt der Ausstieg aus der Kernenergie in einen Zeitraum in dem voraussichtlich die technologische Entwicklung die Nutzung von CCS-Kraftwerken ermöglicht.

Damit kann die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken nahezu CO<sub>2</sub>-neutral ersetzt werden. Auf diese Weise kann der verstärkte Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung begrenzt werden.

Eine Verlängerung der Kernkraftwerkslaufzeit auf 60 Jahre, wie sie zum Teil in anderen Ländern diskutiert und praktiziert wird, stellt eine Möglichkeit dar, die angestrebte Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen nahezu ohne zusätzlichen technischen Aufwand im Bereich der thermischen Kraftwerke

zu erreichen, obwohl auch hier die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken nicht ausgeweitet wird. In diesem Fall findet die CO<sub>2</sub>-Reduktion durch den Anstieg der Erneuerbaren Energien, der Kraft-Wärme-Kopplung und durch Wirkungsgradsteigerungen der konventionellen Kraftwerke statt. Aufgrund des hohen Anteils CO<sub>2</sub>-freier Stromerzeugung ist es in diesem Szenario möglich, weiterhin die kostengünstigste Braunkohle trotz ihrer hohen spezifischen Emissionen einzusetzen. Eine weitere Option wäre es, auch bei einer 60-jährigen Laufzeit der Kernkraftwerke die konventionelle Braunkohleverstromung zu reduzieren, um ambitioniertere CO<sub>2</sub>-Einsparziele zu erreichen.

Ein Weiterbetrieb der Kernkraftwerke darf jedoch nicht dazu führen, die Anstrengungen zur CO<sub>2</sub>-Einsparung zu vernachlässigen. Um den globalen Herausforderungen der Energieversorgung und des Klimawandels zu begegnen, müssen vor allem die Industrienationen im Bereich der Effizienzsteigerung bei der Energiewandlung und beim Energieverbrauch eine Vorreiterrolle einnehmen.

## 6 Literaturverzeichnis

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): *Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020*. Berlin, März 2008
- [2] Roth, H., Kuhn, P.: *Technik- und Kostenszenarien der Strombereitstellung in Deutschland bis 2040*. In: IfE-Schriftenreihe Heft 55, Herrsching 2008
- [3] Roth, H.: *Modellentwicklung zur Kraftwerksparkoptimierung mit Hilfe von Evolutionsstrategien*. In: IfE-Schriftenreihe Heft 57, Herrsching 2008
- [4] Brückl, O.: *Die Integration der Windenergie in die allgemeine Stromversorgung – Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit*. In: Tagungsband zur Fachtagung Technologie der Zukunft – Stand der Technik Sicherheit der Energieversorgung. FfE-Schriftenreihe Band 27, Herrsching 2005
- [5] Nitsch, J.: *Leitstudie 2007 Ausbaustrategie Erneuerbare Energien.*, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart 2007
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, *Energiedaten*, Stand: 24.02.2009, <http://www.bmwi.de>

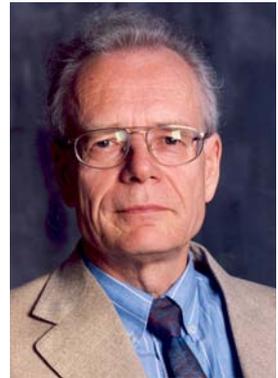


# Energie-, Klima- und Unternehmenspolitik



## Moderation

**Prof. Dr. Wolfgang Pfaffenberger**  
**Jacobs University Bremen**







## Strom und Stromwirtschaft – Wie kann das Image verbessert werden?

**Dipl.-Kfm. Dipl.-Betriebsw. Martin Czakainski**

**Chefredakteur und Herausgeber der Fachzeitschrift  
„et“ Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Essen**

### Abstract

Das Image des Stroms in der Anwendung ist relativ gut. Insbesondere die großen Stromversorger befinden sich hierzulande jedoch seit vielen Jahren in einem Image-Tal. Zwar werden Leistungsfähigkeit und Kundenfreundlichkeit anerkannt, vor allem, wenn es der eigene Stromversorger ist. Glaubwürdigkeit und Vertrauen der Strombranche insgesamt sind dagegen auf einem Tiefpunkt angelangt. Wesentliche Ursachen dieser Misere hierzulande sind neben eigenen Versäumnissen der Branche verschiedene landes- und branchenspezifische Einflussfaktoren. Sie sind auch die Hürden auf dem Weg zu einem Turnaround beim Image der Stromversorger. Mit einem erhöhten Investment in eine pro-aktive, dialog- und diskursorientierte Auseinandersetzung mit Kritikern, Kunden und Öffentlichkeit muss die Strombranche weiter um Akzeptanz ringen, um Vertrauen und Glaubwürdigkeit zurück zu gewinnen.

## 1 Image-Status der deutschen Stromversorger

### 1.1 Image, Reputation und Stromwirtschaft

Das Unternehmensimage spiegelt den Gesamteindruck eines Unternehmens auf die Öffentlichkeit wieder. Es gleicht einer Momentaufnahme, unterliegt permanenten Änderungen und ist daher volatil. Es kann neben der Bereitstellung von exzellenten marktfähigen Produkten und Dienstleistungen durch verschiedene Kommunikationsinstrumente z. B. in Form von Anzeigenkampagnen, Sponsoring etc. in einigen Branchen relativ schnell beeinflusst werden, zu denen die Strombranche allerdings nicht zählt. Das Image ist demnach ein Instrument, um über die kurzfristige Wertsteigerung potentielle Kunden anzusprechen.

Demgegenüber zielt Reputation darauf ab, den langfristigen Unternehmenswert nachhaltig zu steigern. Bis in die 1980er Jahre hatte Reputation in den Verkäufermärkten westlicher Industrienationen keinen hohen Stellenwert. Carl Shapiro wird der Verdienst zugesprochen, diese 1983 mit seinen Arbeiten, in denen er die Korrelation zwischen Qualität und Reputation untersuchte, in die moderne Literatur eingeführt zu haben. Demnach spielt Reputation insbesondere dann eine wichtige Rolle im Kaufprozess, wenn bei Produkten die Qualität nicht auf den ersten Blick erkennbar ist. Diese Tatsache hat für das Produkt bzw. die Dienstleistung Strom und damit für das Marketing der rund 950 deutschen Stromversorger erhebliche Bedeutung (1). Die folgenden Ausführungen beziehen sich insbesondere auf die großen deutschen Stromversorger.

### 1.2 Stromversorger im Image-Tal

Den letzten beiden Dekaden des vergangenen Jahrhunderts ist die Schwelle zuzuordnen, bis zu der die Stromkunden die von ihnen aus dem Netz entnommene elektrische Arbeit durchgehend teilnahmslos konsumiert haben. Ein ständig steigender Anteil der Stromkunden interessiert sich

seitdem zunehmend für die Frage, mit welchen Energieträgern, Umwandlungstechniken sowie an welchem Standort der Strom erzeugt und in jüngster Zeit auch, wie er transportiert wird (Freileitung oder Kabel). Die intensiven Debatten hierzulande um die Themen Kohleverstromung, Kernenergie und erneuerbare Energien belegen dies. Auch die Standortfrage erhält bei Stromimporten zunehmend Gewicht (Stichworte hierzu wären z. B.: „Schmutzige Stromimporte aus Nachbarländern, Tschernobyl-Strom“ etc.). Dennoch ist das Image des Stroms in der Anwendung relativ gut, denn als Produkt war er nie von der Forderung geprägt, mit der sich etwa die Mineralölwirtschaft auseinanderzusetzen hat („Weg vom Öl“).

Die Finanzmarktkrise hat dazu geführt, dass die Banken, insbesondere die Investmentbanken, beim Negativimage der lange führenden Energiebranche Anfang 2009 den ersten Rang abgelaufen haben (2). Dennoch ist der Trend für die Energiebranche (Strom- und Gasversorger, Mineralölindustrie) und speziell für die Stromversorger seit Jahren negativ. Dies zeigt der BDEW-Energiemonitor 2008, wonach sich nach einer vorübergehenden Verbesserung in 2007 der Abwärtstrend der letzten Jahre beim Image der Energiebranche kontinuierlich fortgesetzt hat. Während alle anderen 14 abgefragten Wirtschaftszweige wenigstens leicht im positiven Bereich gesehen werden, besetzt die Energiebranche alleine den Minusbereich. In 2008 musste sie von einer schlechten Ausgangsposition kommend weitere kräftige Imageverluste hinnehmen, denn 72 % aller Männer und 62 % aller Frauen vertraten die Meinung, dass sich das Erscheinungsbild der Stromversorger verschlechtert hat, vor allem bei zentralen Faktoren wie Glaubwürdigkeit und Vertrauen.

Einzig die Leistungsfähigkeit der Stromversorger ist weitgehend unumstritten. Dies bestätigen 79 % der Deutschen dem Versorger, der ihnen vor Ort den Strom liefert. Überwiegend positiv beschreiben zudem die Bundesbürger die Kundenfreundlichkeit ihres Stromversorgers und schreiben dem jeweiligen Unternehmen, ganz im Gegensatz zur gesamten Branche, ein gutes Ansehen in der Öffentlichkeit zu. Fragt man jedoch nach der Glaubwürdigkeit, dann vertrauen die Bürger in erster Linie den Verbraucher- und Umweltverbänden. Knapp zwei Drittel geben an, dass ihr Vertrauen in Information aus dieser Quelle (sehr) groß ist. Ebenfalls mehr als die Hälfte der Befragten vertraut Informationen von Umweltorganisationen sowie aus dem Familien- oder Bekanntenkreis (3). Für die Strombranche dürfte es nur ein schwacher Trost sein, dass die Banker hier in Sachen Glaubwürdigkeit in 2009 eine Spitzenposition beim Negativ-Image einnehmen.

Hauptkritikpunkte der Bürger waren bisher die Preiserhöhungen, die überwiegend dem Gewinnstreben und der „Gier der Unternehmen“ zugerechnet werden. In den Medien entwickelte sich die Energiebranche quasi zum Synonym für „Abzocke, Wegelagerei und Preistreiberei“, mit der Folge eines intensiven „EVU-bashing“. Nicht viel besser ist das Image der Stromversorger im Bereich Umwelt- und Klimaschutz. Über zwei Drittel der Deutschen sind der Meinung, dass die Stromversorger „wenig“ oder „fast nichts“ für den Klima- und Umweltschutz leisten. Symptomatisch hierfür sind die Informationslücken, die die Bürger bei den Ökostrom-Angeboten beklagen. So sind 37 % der Befragten nicht darüber informiert, ob ihr Stromversorger auch Ökostrom anbietet. Zudem glauben lediglich 28 % der Befragten, dass der angebotene Ökostrom ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt (4).

## 2 Allgemeine und branchenspezifische Einflussfaktoren

### 2.1 Grüne Bewegung, Wertewandel, Medien und die Rolle von Eliten

Vergleicht man die politischen und gesellschaftlichen Entwicklungen in Deutschland in den vergangenen Jahrzehnten mit denen anderer großer westlicher Industrieländer, so sind einige Unterschiede festzustellen. In keinem westlichen Industrieland gab es eine vergleichbar starke „grüne Bewegung“, die jetzt schon seit über 20 Jahren eine einflussreiche politische Kraft darstellt. Die Gegner und Kritiker der Energiebranche konnten sich daher in Deutschland wesentlich wirksamer Gehör verschaffen als z. B. in England oder Frankreich. Zudem hat Deutschland Ende der 1960er Jahre einen Wertewandel vollzogen, mit dem materialistische Werte wie stetige Wohlstandsmehrung von einer postmaterialistischen Grundhaltung abgelöst wurden. Dadurch haben Großtechniken wie

Kohlekraftwerke, Kernkraft, aber auch Freileitungen in der öffentlichen Akzeptanz einen schweren Stand erhalten. Absehbar ist, dass sich die Carbon Capture and Storage (CCS)-Technologie in diesem Umfeld nicht leichter tun wird.

Als dritter zentraler Einflussfaktor sind die Medien in Deutschland zu nennen. Im internationalen Vergleich ist der deutsche Mediensektor hinsichtlich der Intensität der Konkurrenz zwischen den Medienunternehmen und der Medienvielfalt führend. Der stark wettbewerbsorientierte deutsche Medienmarkt ist zudem mit mehreren konkurrierenden Medienstandorten regional differenziert. Dieser mediale Wettbewerb lässt selbst kleine Vorfälle schnell zu großen Konflikten werden (exemplarisch seien hier die Fälle Brunsbüttel und Krümmel erwähnt). „Auf diese Weise entstehen in Deutschland ungefähr 30–50 Skandale im Jahr – nicht einmal Italien bringt es auf eine derartige Skandaldichte“, so der Psychologe G. Mackenthun (5). Aufgrund dieser starken Pluralisierung geraten die Mediennutzer hierzulande in ein Dilemma, denn bei Problemfällen oder umstrittenen Fakten gibt es zu jeder Behauptung mehrere Gegenbehauptungen, die in der Presse nachzulesen sind. Die Folge ist nach O. Renn eine permanente Irritation der Öffentlichkeit (6).

Zu den Einflussfaktoren auf das Image der Stromversorger ist auch die Stellung der „wissenschaftlichen und moralischen Eliten“ zu zählen, die u. a. in der deutschen Geschichte und dem Wertewandel Ende der 1960er Jahre begründet ist. So wurden beispielsweise die Unfallfolgen von Tschernobyl in Frankreich erheblich differenzierter behandelt als in Deutschland. Hierzulande war die Bevölkerung stark verängstigt, in Frankreich kaum. Der Grund wird darin gesehen, dass es in Frankreich eine glaubwürdige technisch-wissenschaftliche Elite gibt, die die Menschen beruhigt hat, zudem Journalisten, die ihre Sichtweisen neutral vermittelt haben. In Deutschland dagegen hat der Zweifel an fachkundigen Sprechern mit dazu geführt, dass in Krisensituationen niemand da ist, dem die Mehrheit vertraut. Hinzu kommen bei den Bürgern Einstellungen, die vielfach zu einer Asymmetrie zwischen Nutzenshoffnung und Schadensaversion führen. Der Bürger ist eher bestrebt, Schaden abzuwenden, als Gewinn zu machen. Dementsprechend haben diejenigen, die warnend auftreten, immer größere Überzeugungskraft. Weitgehend durchgängig ist dabei folgende Einstellung: Je geringer der Lebensstandard eines Bürgers ist, desto höher ist auch seine Bereitschaft, Risiken in Kauf zu nehmen, um diese Situation zu verändern. Der Umkehrschluss lautet: „Je höher der Lebensstandard, desto intoleranter werden wir gegenüber neuen Risiken – so gering sie auch sein mögen“ (7).

In fast allen Industrieländern ist ein Erstarren der Zivilgesellschaften zu beobachten. Neben den klassischen politischen Akteuren agieren immer häufiger NGO's, die Autonomiebestrebungen in die regionale und lokale Ebene hineinragen. Gerade Deutschland hat ein besonders emanzipiertes Bürgertum, viele wollen mitreden. Hier offenbart sich eine gewisse Schizophrenie (8), die sich im Energiebereich insbesondere bei Kraftwerksprojekten und Stromnetzen niederschlägt. Eine sichere, störungsfreie Energieversorgung wird erwartet, die Fortleitung etwa des Windkraftstroms mit neuen Freileitungen aus Norddeutschland in Verbrauchszentren akzeptiert, aber eben nicht vor der eigenen Haustür. Dieselben Bürger leisten dann nach dem Motto „Not in my Backyard“ nicht nur Widerstand gegen neue Freileitungen, sondern auch Kohlekraftwerke, Windenergie und Projekte der solaren Stromerzeugung stoßen an manchen Standorten auf eine reflexartige Opposition in der Öffentlichkeit.

## 2.2 Branchenspezifische Einflussfaktoren

Weitere Einflussfaktoren sind der speziellen Situation der Stromversorger in Deutschland zuzuschreiben. So zählen zu den großen Hürden für eine pragmatische Beurteilung der Energiewirtschaft und ihres Handelns auch scheinbare Widersprüche im Erscheinungsbild der Stromversorger, die in der Wahrnehmung der Menschen nur schwer aufzulösen sind. Einerseits leisten die Stromversorger lokal, regional und gesamtwirtschaftlich direkt und indirekt erhebliche Wertschöpfungsbeiträge. Zudem stellen sie ein hohes Maß an Zuverlässigkeit und Qualität in der Stromversorgung bereit, die im internationalen Vergleich führend ist. Demgegenüber scheinen die Gewinne dieser Unternehmen vielen Bürgern als unrechtmäßig und moralisch anfechtbar, weil sie aus deren Sicht über unfaire, überhöhte Preise erzielt werden können. Die Stromversorger werden offenbar nach wie vor mehrheitlich als Unternehmen gesehen, die der Daseinsvorsorge verpflichtet sind und weniger als Wirtschaftsunternehmen, die im Wettbewerb stehen. Es bleibt abzuwarten, wie

der durch die Finanzmarktkrise ausgelöste Trend zu einer „Rückkehr des starken Staates“ mit (Teil-)Verstaatlichungen, Re-Regulierung und einer Renaissance der öffentlichen Institutionen diesen Faktor beeinflusst.

Die Bürger haben verinnerlicht, dass ein signifikanter Teil der CO<sub>2</sub>-Emissionen von den Stromversorgern freigesetzt wird. Auch angesichts der oben beschriebenen Hemmnisse kann die Branche derzeit kein stimmiges, in sich schlüssiges Konzept vorlegen, wie die Stromversorgung im Zeichen von Klimaschutz, Rohstoffengpässen und tendenzieller Teuerung in den kommenden Dekaden aussehen soll. Das gereicht der Branche zum Nachteil und bringt sie in die Defensive gegenüber den Kritikern etwa aus den Umwelt- und Verbraucherverbänden.

Die vier großen deutschen Stromversorger sind alle Betreiber von Kernkraft- und Kohlekraftwerken. Bei der Debatte um die Kernkraft ist zu beobachten, dass diese in Deutschland immer wieder populistisch aufgeladen und bewusst an Ängste und Emotionen appelliert wird. Zwar zeigen aktuelle Meinungsumfragen, dass mittlerweile auch die Deutschen, insbesondere die jüngere Generation, eine pragmatische Haltung gegenüber der Kernkraft entwickeln. Es ist jedoch fraglich, ob diese Tendenz für politisch robuste Mehrheiten pro Kernenergie reicht, die bei etwa zwei Drittel der Bevölkerung anzusetzen ist. Die Kohleverstromung wiederum gerät durch die Klimaschutzdebatte stark in die Defensive, die Ereignisse um die Kraftwerksprojekte in Ensdorf, Berlin und Hamburg seien hier exemplarisch genannt (9). Einen Ausweg aus diesem Dilemma der Kohleverstromung kann aus derzeitiger Sicht nur eine erfolgreiche CCS-Technologie bringen, für deren Akzeptanz in der Bevölkerung schon heute die Grundlage geschaffen werden muss.

### **3 Bausteine einer rationalen Kommunikation zur Verbesserung von Image und Reputation**

#### **3.1 Ziele und Zielerreichung**

Das Ziel der Stromversorger ist ein Turnaround beim Image, um aus dem derzeitigen Tal heraus zu kommen. Diese Wende ist Voraussetzung dafür, um auch die Reputation, also den langfristigen Unternehmenswert nachhaltig zu steigern. Es ist derzeit allerdings schwer vorstellbar, dass die Stromversorger einen vergleichbaren Image-Turnaround wie die Chemische Industrie erzielen kann, die seit einem Tiefpunkt im Jahr 1997 ihr Ansehen bis heute kontinuierlich verbessern konnte, denn der Imagewechsel zählt zu den anspruchsvollsten Herausforderungen einer Kommunikationsstrategie. Dazu sind die weiter oben aufgeführten allgemeinen und branchenspezifischen Einflussfaktoren im Strombereich zu gewichtig und kurzfristig zu wenig beeinflussbar. Realistischer dürfte ein Imageziel sein, das die Stromversorger im Vergleich zu anderen Branchen als „ungeliebte Kinder“ respektiert, ihre lokale und nationale Wertschöpfung anerkennt, ihrer technischen Innovationsfähigkeit Respekt entgegen bringt und somit in der Öffentlichkeit die Einsicht wächst, dass die Stromversorger ein Teil der Lösungen, nicht der Probleme sind. So können Glaubwürdigkeit und Vertrauen in die Zukunftsfähigkeit der Strombranche allmählich zurück gewonnen werden.

Die Schlüsselfaktoren für Wege aus dem Image- und Reputations-Tal liegen in einer erheblichen Intensivierung der Kommunikation mit den externen Stakeholders, insbesondere den Bürgern und Stromkunden sowie den sog. Meinungsbildnergruppen (Journalisten, Politiker, Wirtschaft, NGO's sowie Wissenschaft). Die jüngsten realen Entwicklungen in der Strombranche hin zu einem tatsächlichen Wettbewerb, die massiven Investitionen der Unternehmen in erneuerbare Energien und die Integration der Energieeffizienz als betriebs- und volkswirtschaftlich sinnvolles Element der Unternehmensführung bilden die Plattform für Wege aus dem Negativ-Image, wobei jedoch einige hohe Hürden zu überwinden sind. Dazu zählen bei einer Vielzahl von Einflussfaktoren vor allem eine erneute Teuerung auf den Rohstoffmärkten und daraus resultierende Strompreiserhöhungen sowie die Anforderungen der Klimaschutzpolitik. Weiterhin die ungewissen Folgen von evtl. Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke nach der Bundestagswahl im September 2009 und die damit verbundenen Reaktionen der Gegner einer derartigen Maßnahme. Und nicht zuletzt die

sehr anspruchsvolle Aufgabe, Bürgern und Politikern mit Blick auf die Zukunft der Kohleverstromung Kenntnis und Sinnhaftigkeit von CCS zu vermitteln und sie zu deren Akzeptanz zu bewegen.

### 3.2 Zielgruppen

Die Zielgruppen der Stromversorger lassen sich gliedern in Kunden, Staat und Gesellschaft sowie Gläubiger und Lieferanten (externe Stakeholder); weiterhin in Eigentümer, Mitarbeiter und Manager (interne Stakeholder). Entsprechend unterschiedlich ausgestaltet ist der Kommunikationsmix für die einzelnen Zielgruppen, wobei hier auf die besonders hohe Bedeutung von Medien, Multiplikatoren und Politiker verwiesen wird, auf die hier nicht vertieft eingegangen werden kann. Exemplarisch werden im Folgenden aktuelle Trends bei der Zielgruppe Jugendliche in Deutschland aufgezeigt und auf die daraus abzuleitende Kommunikationsstrategie für die junge Generation hingewiesen.

Die Jugend dürfte mittelfristig in einer weitgehend offenen Gesellschaft leben und „chipgeprägt“ sein. Internet, Chats und Blogg's schaffen eine Vielzahl täglicher Netzwerke für Beruf, Freizeit und soziales Engagement. Jugendliche investieren viel in Know-how und in die Ausstattung von Kommunikationstechniken und erlangen dadurch einen Vorsprung bei informationstechnischen Kenntnissen gegenüber älteren Generationen. Durch „Communities“ bilden sich bei der jungen Generation neue soziale Einheiten, die aufgrund ihrer Online-Abhängigkeit und ihres Freizeitverhaltens zu einer stärkeren Abgrenzung gegenüber Älteren führen. Das Engagement der Jugendlichen in starren, hierarchisch strukturierten politischen Parteien ist rückläufig, man wendet sich Projekten wie sozialem Engagement, Aktivitäten für „Weltverbesserungsideen“, Umweltschutz sowie Ausländerintegration zu. In diesen politischen Strukturen lässt sich leichter mitentscheiden und mehr bewegen, dementsprechend gewinnen NGO's und freie politische Gruppen an Attraktivität (10). Es ist offenkundig, dass die Zielgruppe junge Generation wegen ihrer Affinität zu modernen Kommunikationstechniken und aufgrund ihrer Einstellungen zu den politischen Parteien mit einem speziell ausgerichteten Kommunikationsmix angesprochen werden muss.

In diesem Zusammenhang sei auf ein Versäumnis der Strombranche hingewiesen, das nicht nur die junge Generation, sondern die gesamte Öffentlichkeit betrifft. Seit dem Beginn der Liberalisierung sind die früher von allen Stromversorgern gemeinsam getragenen Maßnahmen zur Information der Öffentlichkeit über technische und wirtschaftliche Zusammenhänge in der Energieversorgung erheblich reduziert worden. Übergreifende Kampagnen zur Technikakzeptanz, bundesweit einsetzbare Materialien für Schulen, Hochschulen und gesellschaftliche Gruppen sowie Einladungen zu Begegnungen mit der Technik vor Ort wurden nach 1998 branchenweit reduziert und mit deutlich geringeren Mitteln überwiegend von den einzelnen Unternehmen wahrgenommen. Materialien für Kindergärten und Schulen, wie sie jüngst wieder z. B. von Branchenverlagen, Stromversorgern und Universitäten aufgelegt worden sind, zeigen, dass man dieses Defizit mittlerweile erkannt hat (11).

Mit Blick auf die Lehrkräfte an der Schnittstelle Schule/ Hochschule haben z. B. die Lechwerke AG die früher regelmäßig durchgeführten „Hochschultage Energie“ wieder aufleben lassen, um Impulse für neue Kooperationen und Netzwerke zu geben und um den neuen, hohen Anforderungen an die Lehrkräfte durch Aus- und Fortbildung sowie der erforderlichen Stärkung des situativen Unterrichts gerecht zu werden. Aufgrund der Geschwindigkeit und der Komplexität der Entwicklungen in den Bereichen Energie, Umwelt und Klima kann das Lehrbuch allein die Lehrkräfte schon längst nicht mehr mit dem Stand der aktuellen Diskussion bedienen. Zudem führt die inhaltliche Bandbreite dazu, dass die tradierte Trennung der Fächer ein erhebliches Hindernis darstellt und bereichsübergreifende Ansätze erfordert (12).

### 3.3 Instrumente

Die Kommunikations-Instrumente dienen als Medien zur Gestaltung des Dialogs zwischen den Unternehmen und ihren Stakeholdern. Je nach Zielgruppe werden die geeigneten Instrumente zu einem Kommunikations-Mix gebündelt und über ein integriertes Kommunikationskonzept zu einem in sich geschlossenen und möglichst widerspruchsfreien System verknüpft. Die Bandbreite der Instrumente ist in den letzten Dekaden insbesondere durch die Variantenvielfalt bei audiovisuellen Medien und im Internet stark gewachsen. Dementsprechend „holen“ sich die Bürger ihr Bild vom

Management und von den Vorgängen in einem Unternehmen nicht mehr nur in ihrer Tageszeitung und im Fernsehen ab, denn die Mechanismen der Aneignung von Realitäten haben sich geändert und sind auch wegen des großen Informationsangebotes komplizierter geworden. Unter der Informationsflut leiden die Bürger eher, als dass sie die Vielfalt schätzen. Das Erlangen von Aufmerksamkeit ist daher in unserer Mediengesellschaft mittlerweile die knappste Ressource. Auf die Vielfalt der einzelnen Instrumente (13), ihre Besonderheiten sowie ihre Verknüpfung in der Kommunikationspolitik von Stromversorgern kann im Rahmen dieser kurzen Abhandlung nicht eingegangen werden.

Mit Blick auf die aktuelle Ausgangslage der Stromversorger ließen sich die Kommunikations-Instrumente z. B. auf folgenden drei Bereiche ausrichten (14). Zum Ersten auf das Ziel einer dialogorientierten Preiskommunikation mit zielgruppengerechten Informationen sowie Aufklärung über die Preisbildung in Wettbewerbsmärkten und die Ziele eines liberalisierten Energiemarktes. Zum zweiten in die von der Öffentlichkeit mehrheitlich als Bringschuld angesehenen Bereiche einer stärkeren Umweltorientierung mit hohen Prioritäten beim Klimaschutz, der erforderlichen Kompetenz bei der Entwicklung und dem Einsatz erneuerbarer Energien sowie der Erschließung von Effizienz- und Einsparmöglichkeiten. Ein dritter Bereich wären innovative Themen wie neue Stromprodukte mit einem guten Preis-/Leistungsverhältnis sowie erwartete technische Innovationen etwa bei der Elektromobilität, Kraftwerks- und CCS-Techniken, smart metering und smart grid. Gelingt es, derartige Kommunikationsziele umzusetzen, so dürften sie nicht unerhebliche Reputationstreiber für die Stromversorger sein. Struktur und Ausgestaltung werden aufgrund der unterschiedlichen Ausgangslagen der rund 950 Stromversorger naturgemäß mehr oder weniger stark differieren.

#### 4 Fazit

Das gute Image des Stroms dürfte aus heutiger Sicht gegenüber seinen konkurrierenden Energieträgern nicht gefährdet sein. Die Stromversorger haben gute Chancen, mittel- bis langfristig aus dem derzeitigen Image-Tal herauszukommen. Eine wichtige Voraussetzung ist dabei die erfolgte Umstrukturierung des Branchenverbandes BDEW, dem ein Großteil der strategischen Kommunikationsaufgaben zufällt. Äußerst hilfreich wären zudem die Bündelung der deutschen Energie- und Klimapolitik in einem Ministerium, um die Schwarzweiß-Diskussion um konventionelle und erneuerbare Energien zu beenden und die Bürger von einer permanenten Irritationsquelle zu befreien. Durch pro-aktive, dialog- und diskursorientierte Auseinandersetzung mit Kritikern, Kunden und Öffentlichkeit muss die Strombranche um Akzeptanz ringen, um Glaubwürdigkeit und Vertrauen zurück zu gewinnen. Das wird entsprechend ausgestattete Budgets und Geduld erfordern. Gemessen an den durch das schlechte Branchenimage entstandenen Kosten und Kundenverlusten dürften jedoch Investitionen in eine Kommunikationsoffensive ein lohnendes Investment sein.

#### 5 Literaturverzeichnis

- (1) Vgl. hierzu Shapiro, Carl: Premiums for High Quality Products as Returns on Reputations, in: The Quarterly Journal of Economics, 4/1983; Fombrun, Charles: Realizing Value from the Corporate Image, Boston 1996; Bauhofer, Bernhard: Reputation Management. Glaubwürdigkeit im Wettbewerb des 21. Jahrhunderts, Zürich 2004
- (2) Vgl. Evert, Hans: Banker haben in den Medien das mieseste Image aller Manager, in: Welt am Sonntag vom 28.12.2008, Seite 28
- (3) Vgl. BDEW-Energiemonitor 2008: Erneute Einbuße beim Image der Energieversorger, [www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE\\_Energiemonitor](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Energiemonitor); Sturbeck, Werner: In der Imagekrise, in: „et“ Energiewirtschaftliche Tagesfragen Nr. 3/2007, Seite 4
- (4) Vgl. BDEW-Energiemonitor, a. a. O.; Bucksteg Mathias: Achtung Hochspannung! Imageanalyse (2): Energie, in: prmagazin Nr. 11/2008, Seite 30 ff.; EU-Verbraucherbarometer: Verbraucher unzufrieden mit Energieversorger, in: EU-Nachrichten Nr. 4 vom 05.02.2009, Seite 4 f.

- (5) Mackenthun, Gerald: Streitpunkt Kernenergie: Wie wir darüber reden und was uns dabei bewegt, in: Deutsches Atomforum e. V., Jahresbericht 2007, Perspektive Kernenergie, Seite 30
- (6) Renn, Ortwin: Streitpunkt Kernenergie, a. a. O., Seite 30
- (7) Kepplinger, Hans Mathias: Streitpunkt Kernenergie a. a. O., Seite 32
- (8) Vgl. Mackenthun, Gerald, a.a.O. S. 33
- (9) Vgl. Accenture-Studie Kernkraft, April 2009, [www.accenture.de](http://www.accenture.de); Sweekhorst, Rolf: Akzeptanz kommt nicht von ungefähr, in: et 1/2/2008, S. 4; Czakainski, Martin: Plädoyer für mehr Toleranz in der Energiepolitik, in: Hille, Maren, Jochum, Gerhard (Hrsg.) Die Energie der Toleranz, Herrsching 2006, Seite 95 ff.
- (10) Vgl. Schöppner, Klaus-Peter: Politik für die junge Generation. Was die Jugend leistet – Was sie erwartet, in: trend Nr. 118, 1. Quartal 2009, Seite 18 ff; Meckel, Miriam: Aus Vielen das Eins gefunden – Wie Web 2.0 unsere Kommunikation verändert, in: APuZ aus Politik und Zeitgeschichte Nr. 39/2008, Seite 17 ff.
- (11) Beispielhaft für derartige Maßnahmen im Bereich Schule/Energie seien hier die Lernsequenzen des VWEW Energieverlages ([www.vwew.de](http://www.vwew.de)) und die Kampagnen „Schule der Zukunft – Bildung für Nachhaltigkeit“ der Ministerien für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz sowie für Schule und Weiterbildung des Landes NRW ([www.umwelt.nrw.de](http://www.umwelt.nrw.de)), weiterhin die Initiative der Universität Oldenburg mit der Aktion „Energie in die Schule! – Wissenschaft, Schule und Unternehmen ziehen an einem Strang“ ([www.uni-oldenburg.de/presse/mit/](http://www.uni-oldenburg.de/presse/mit/)) genannt.
- (12) Vgl. Butters, Ingo: Hochschultag Energie, Wie der Schultransfer des Zukunftsthemas Nummer 1 in die Schule gelingen kann, in: „et“ 9/2008, Seite 98 f.
- (13) Vgl. hierzu die grundlegenden Ausführungen bei Bruhn, Manfred: Kommunikationspolitik: Systematischer Einsatz der Kommunikation für Unternehmen, München 2007 und Herbst, Dieter: Praxishandbuch Unternehmenskommunikation: Professionelle Gestaltung. Kommunikation mit wichtigen Bezugsgruppen. Instrumente und spezielle Anwender, Berlin 2003; Stark, Georg: Kunden erwarten Versorgungsnormalität, in: et 10/2006, S. 24 f.
- (14) Ein stärker auf die Zeitachse ausgerichtetes Kommunikationskonzept schlägt Hogrefe vor. Vgl. hierzu Hogrefe, Jürgen: Geänderter politischer Rahmen und neues unternehmerisches Umfeld: Welche Schlussfolgerungen müssen die Kommunikatoren ziehen? Vortrag auf dem BDEW-Kommunikationstag in Berlin am 29./30.01.2009, Manuskript S. 3 ff.



## Energie- und Klimapolitik-Beratung – Erfahrungen und Erwartungen?



**Dipl.-Ing. Wolf Hatje**

**Mitglied des Vorstands der E.ON Mitte AG, Kassel**

**Mitglied des Vorstands der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.**



**Ministerialrat Dr. Knut Kübler**

**Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin**



**Dr. Felix Chr. Matthes**

**Research Coordinator Energy & Climate Policy, Öko-Institut e. V., Berlin**



**Ministerialrat Dr. Peter Schlechte**

**Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit, München**



**Dr.-Ing. Joachim Schneider**

**Vorstandsmitglied für Energietechnik, ABB AG, Mannheim**

**Vorsitzender des Fachverbandes Energietechnik des ZVEI**

**Mitglied des Vorstands der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.**

**Präsident des VDE**



**Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner**

**Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, TU München**

**wissenschaftlicher Leiter d. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.**