

Das Steinkohle-Kraftwerk Hamburg Moorburg und seine Alternativen

**im Auftrag des
Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e. V.**

Dr. Martin Pehnt, Bernd Franke, Hans Hertle,
Benedikt Kauertz, Philipp Otter
ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung gGmbH
Wilckensstr. 3, 69120 Heidelberg
Tel.: 06221 / 47 67-0, Fax: 06221 / 47 67-19
E-Mail: martin.pehnt@ifeu.de

Dr. Helmuth-M. Groscurth, Tobias Boßmann, Peter Kasten
arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik
Parkstr. 1a, 22605 Hamburg
Tel: 040 / 3708 4420
Internet: www.arrhenius.de
E-Mail: helmuth.groscurth@arrhenius.de

Fachliche und redaktionelle Begleitung Bund für Umwelt und Natur-
schutz Deutschland e. V.: Jonas Mey

Heidelberg, Hamburg, November 2007

Inhalt

Inhalt	2
1 Zusammenfassung.....	4
2 Einleitung	18
3 Umweltwirkungen eines Steinkohlekraftwerks	20
3.1 Klimaschonende Energiesysteme: der Rahmen	20
3.1.1 Globale und lokale Klimaschutzziele	20
3.1.2 Handlungsoptionen des Klimaschutzes im Stromsektor	22
3.2 Steinkohle-Kraftwerke und Klimaschutz	26
3.2.1 Ökobilanz eines Steinkohle-Kraftwerks am Beispiel Hamburg-Moorburg	27
3.2.2 Die externen Klimakosten	30
3.3 Sonstige ökologische Auswirkungen	30
3.4 Prüfung der Umweltwirkung von Bauverfahren im Genehmigungsverfahren	33
3.5 Kohlegewinnung.....	34
4 Das Steinkohlekraftwerk Hamburg-Moorburg im Energiemarkt	35
4.1 Neue und bestehende Kraftwerke: ein Exkurs in die Marktmechanismen im liberalisierten Strommarkt	35
4.1.1 Investitionen in neue Kraftwerke: Die Sicht des Investors	36
4.1.2 Bestehende Kraftwerke: Die Sicht des Betreibers	38
4.1.3 Bildung des Großhandelsstrompreises: die „Merit Order“	39
4.1.4 Der CO ₂ -Preiseffekt am Spotmarkt.....	41
4.2 Modellierung alternativer Konzepte für das Kraftwerk Moorburg mit dem Strommarktmodell <i>deeco-s</i>	43
4.3 Modellergebnisse	46
5 Es geht auch anders, national: ein ambitioniertes Klimaschutzszenario	52
6 Es geht auch anders, regional: Effizienz, Erneuerbare und Kraft-Wärme-Kopplung in Hamburg	59
6.1 Energieversorgung in Hamburg und Umgebung.....	59
6.2 Effizienz	60
6.2.1 Effizienz in privaten Haushalten	61
6.2.2 Effizienz im Gewerbe	62
6.2.3 Effizienz in der Industrie	63
6.2.4 Effizienzpotenziale insgesamt	64
6.2.5 Anschub- und Einsparkosten.....	65
6.3 Möglicher Beitrag erneuerbarer Energien im Jahr 2030	66
6.3.1 Photovoltaik	67
6.3.2 Biomasse-Potenzial	67

6.3.3	Geothermie-Potenzial.....	69
6.3.4	Wasserkraft.....	69
6.3.5	Windkraft an Land.....	69
6.3.6	Potenziale außerhalb der Metropolregion: Wind Offshore und Solarimport	70
6.3.7	Zusammenfassung.....	71
6.4	Potenziale der Kraft-Wärme-Kopplung	72
7	Zwölf Terawattstunden Elektrizität für Hamburg: Kohle, Effizienz, Erneuerbare oder KWK?.....	75
8	Schlussfolgerungen.....	77
9	Anhang.....	80
9.1	Daten und weitere Ergebnisse der Modellrechnungen	80
9.2	Dynamische Energie-, Emissions- und Kostenoptimierung mit <i>deeco</i> und <i>deeco-s83</i>	
9.3	Literatur.....	86

1 Zusammenfassung

In Hamburg-Moorburg plant der Energieversorger Vattenfall den Bau eines Steinkohle-Kraftwerks. Mit über 1600 Megawatt elektrischer Leistung würde es zu den größten Kraftwerken Deutschlands gehören. Was bedeutet ein Steinkohlekraftwerk von dieser Größe? Dieser Bericht untersucht die ökologische und ökonomische Tragfähigkeit der Planungen und beantwortet die Frage, ob das Kraftwerk mit einem nachhaltigen Energieszenario für Deutschland und für Hamburg kompatibel ist. Anhand von Ökobilanzen werden die Neubauplanungen für Moorburg klima- und umweltpolitisch eingeordnet. Außerdem wird erläutert, wie sich die Marktbedingungen für Kohlekraftwerke durch die Liberalisierung des Strommarktes und den steigenden Anteil an erneuerbaren Energien verändern.

Dieser Bericht zeigt:

- Das Kraftwerk ist wesentlich klimaschädlicher als viele andere Kraftwerke,
- es passt nicht in die zukünftigen Erzeugungsstrukturen eines auf Energieeffizienz und erneuerbaren Energien beruhenden Energiesystems,
- es ist insgesamt ökologisch und wirtschaftlich fragwürdig, und
- es gibt sinnvollere und – auch kostenseitig – tragfähige Alternativen.

Die Potenziale für erneuerbare Energien, Stromsparmaßnahmen und Kraft-Wärme-Kopplung in Hamburg reichen aus, um den gesamten Energiebedarf der Großstadt abzudecken, und die Kosten einer solchen Alternative sind betriebs- und gesamtwirtschaftlich gesehen günstiger.

Umweltwirkungen eines Steinkohlekraftwerks

Die Industrieländer müssen ihre Treibhausgasemissionen bis 2050 voraussichtlich um 80 Prozent reduzieren.

Die wissenschaftlichen Erkenntnisse über den vom Menschen verursachten Klimawandel verdichten sich. Das Ziel, den Temperaturanstieg auf maximal 2°C zu beschränken, ist die Leitschnur für die jüngsten energie- und klimapolitischen Beschlüsse der EU- und der G8-Staaten. Aus diesem Ziel lässt sich ableiten, dass die Industriestaaten ihren Ausstoß an Treibhausgasen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 % gegenüber den Emissionen im Jahr 1990 verringern müssen. Werden diese Ziele für den langfristigen Klimaschutz in Deutschland ernst genommen, so lassen sich auch für die einzelnen Sektoren der Volkswirtschaft Ziele für die zulässigen Emissionen in den einzelnen Jahren bestimmen. **Abbildung 1** zeigt dies für ein angenommenes Emissionsminderungsziel von „-80 %“ im Jahr 2050. In Ermangelung anderer Festlegungen wird unterstellt, dass das nationale Ziel gleichmäßig auf die verschiedenen Sektoren herunter gerechnet wird. Für den Bereich der Energiewirtschaft erhält man bei dieser Vorgehensweise ein Ziel von rund 85 Mio. t CO₂.

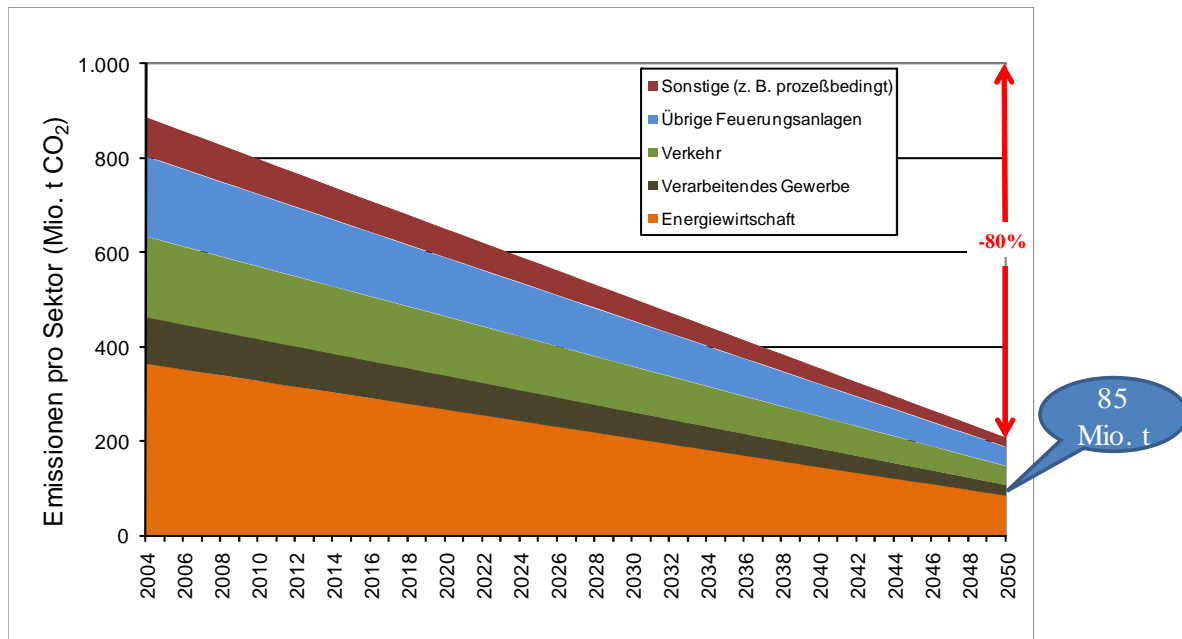


Abbildung 1: Gleichmäßige Aufteilung eines Emissionsminderungszieles von „- 80 %“ auf die Sektoren der deutschen Volkswirtschaft (eigene Darstellung)

Stromerzeugung in großen Steinkohle-Kondensationskraftwerken ist vergleichsweise ineffizient und verursacht signifikante Mengen an Treibhausgasen.

Im Jahr 2006 wurden 136 TWh Strom in Steinkohlekraftwerken erzeugt. Dazu wurden 329 TWh Steinkohle eingesetzt. Der mittlere elektrische Wirkungsgrad der Steinkohlekraftwerke betrug also 41 %. Hinzu kommt noch der Energieeigenbedarf der Kraftwerke, der den sogenannten Nettowirkungsgrad weiter reduziert.

In den meisten Kraftwerken wird ein Großteil der entstehenden Verlustwärme ohne weitere Nutzung in die Luft oder an das Wasser abgegeben. Das bedeutet: weit über die Hälfte der Kohleenergie geht verloren, ohne dass ein Nutzen daraus gezogen wird.

Die hohen Treibhausgas-Emissionen zeigen sich in der Ökobilanz (Abbildung 2), die zusätzlich alle vorgelagerten Effekte berücksichtigt. Während ein Kraftwerk vom Typ Moorburg auf Treibhausgas-Emissionen von zwischen 800 und 850 Gramm CO₂-Äquivalente pro erzeugter Kilowattstunde Strom kommt (je nach Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung), emittiert ein modernes Erdgas-Kraftwerk ein Drittel soviel. Selbst in einer optimierten Variante, in welcher der Fernwärmeanteil gegenüber der ursprünglich als realistisch erachteten Auskopplung von 250 MW knapp verdreifacht würde, fallen die Emissionen nicht wesentlich unter 800 g/kWh, weil das Kraftwerk dann immer noch nahezu 40 % der Brennstoffenergie ungenutzt an die Umgebung abgeben würde: Das Kraftwerk ist zu groß, als dass der überwiegende Anteil der Verlustwärme genutzt werden könnte.

Moorburg ist damit nicht das „klimafreundlichste Kraftwerk der Welt“, wie es in der Umweltverträglichkeitsuntersuchung heißt. **Vielmehr ist bereits das alte Kohlekraftwerk Wedel vergleichbar in der Treibhausgasbilanz**, weil es kleiner und dem Fernwärmenetz besser angepasst ist. Kraft-Wärme-Kopplung in Kohlekraftwerken mindert also die Treibhausgas-Emissionen eines Steinkohle-Kraftwerks, aber nicht ausreichend, um die Differenz zwischen den Brennstoffen Kohle und Gas zu überbrücken.

Die meisten erneuerbaren Energien hingegen haben nur vernachlässigbar geringe Treibhausgasemissionen.

Was ist Kraft-Wärme-Kopplung?

Bei der Kraft-Wärme-Kopplung nutzt man die Abwärme, die in den Kraftwerken während der Stromerzeugung unweigerlich entsteht, um Häuser zu heizen, Schwimmbäder zu erwärmen oder industrielle Prozesswärme bereitzustellen. Das heißt, man verwendet die in den Brennstoffen steckende Energie zur Elektrizitätsgewinnung und zum Erhitzen und Erwärmen. Damit spart man große Mengen Erdgas oder Heizöl ein und erreicht eine deutliche Minderung der Treibhausgasemissionen. Im Prinzip kann man jedes Kraftwerk in ein „Heiz-Kraftwerk“ umwandeln. Besonders geeignet sind dafür aber dezentrale, kleinere Kraftwerke. Denn dann muss die Wärme nicht so weit transportiert werden.

In Deutschland werden 14 % des Strombedarfs mit Kraft-Wärme-Kopplung gedeckt. Ein Großteil davon stammt aus großen Kraftwerken, die ihre Wärme an Fernwärmenetze abgeben, aus der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung und aus Dampfturbinenanlagen. Aber auch Blockheizkraftwerke – kompakte und kleinere Anlagen zur gleichzeitigen Strom- und Wärme-Versorgung – tragen dazu bei.

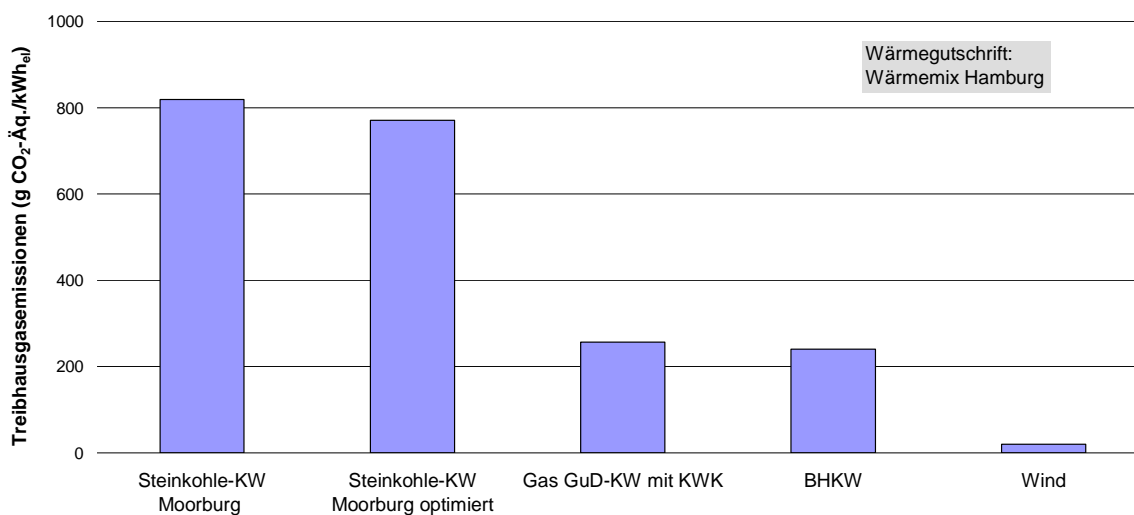


Abbildung 2: Treibhausgas-Emissionen entlang des Lebensweges ausgewählter Stromerzeugungspfade (KW: Kraftwerk; KWK: Kraft-Wärme-Kopplung; BHKW: Blockheizkraftwerk)

Dabei ist zu beachten: **Heute gebaute Kraftwerke haben eine technische Lebenserwartung von mindestens vier Jahrzehnten und zementieren für diese Zeit die Treibhausgas-Emissionen.** Sie gefährden damit die langfristigen Klimaschutzziele.

Die mit den Treibhausgasen verbundenen Schadenskosten sind immens.

Legt man gemäß eines Vorschlags des Bundesumweltministeriums Schadenskosten von 70 €/t CO₂ zu Grunde, würde Moorburg alleine für die direkten CO₂-Emissionen externe Kosten in Höhe von rd. 700 Millionen Euro jährlich verursachen. Die vielfach diskutierte CO₂-Abscheidung und -Endlagerung ist aus einer Reihe von Gründen, nicht zuletzt der mangelnden Wirtschaftlichkeit, für diese Kraftwerksgeneration keine Lösung. Eine Nachrüstung wäre – wenn überhaupt technisch machbar – mit erheblichen Mehraufwendungen verbunden und würde den Nutzungsgrad des Kraftwerks um 10 bis 15 Prozentpunkte senken.

Zahlreiche **weitere ökologische Gründe** sprechen gegen ein Steinkohlekraftwerk vom Typ Moorburg: Trotz aufwendiger Maßnahmen zur Luftreinhaltung emittieren Steinkohlekraftwerke hohe Frachten an **Luftschadstoffen**, beispielsweise Stickoxide und Schwermetalle. **Kohlekraftwerke greifen empfindlich in das Ökosystem Wasser ein**, z. B. durch die Entnahme und Erwärmung von großen Wassermengen zur Kühlung des Kraftwerks. Außerdem ist die Kohlegewinnung **in den Lieferländern mit Umweltwirkungen und sozialen Folgen** verbunden.

Das Steinkohlekraftwerk Hamburg-Moorburg im Energiemarkt

In den 1990er Jahren wurden die Rahmenbedingungen für die Stromwirtschaft in Deutschland und Europa grundlegend verändert. Bis dahin wurde Strom in Deutschland überwiegend von regionalen Monopolgesellschaften produziert. Die Preise, zu denen der Strom verkauft wurde, ergaben sich aus einer Mischkalkulation. Dabei wurden die Stromgestehungskosten unterschiedlicher Kraftwerkstypen zugrunde gelegt, aus denen dann ein Mittelwert gebildet wurde. Die Gestehungskosten der einzelnen Kraftwerke ergaben sich als Summe aller Kosten geteilt durch die produzierte Strommenge. Hinzu kam eine moderate Gewinnmarge.

Mit der sogenannten **Liberalisierung** der Strommärkte in Europa haben sich die Preisbildung und die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für Kraftwerke grundlegend verändert. Der Strom wird über eine Strombörse gehandelt, eine Preisgarantie gibt es nicht.

Eine gängige Methode zur Beantwortung der Frage, ob eine Investition vorteilhaft ist, ist der Vergleich von durchschnittlichen Produktionskosten (oder Stromgestehungskosten) mit den erzielten Erlösen. In die Stromgestehungskosten fließt zunächst die Investition ein. Typische Werte für ein Steinkohlekraftwerk lagen bisher zwischen 1.000 und 1.200 € pro Kilowatt (€/kW). In jüngster Zeit ist es durch die große Nachfrage, aber auch die stark gestiegenen Stahlpreise dem Vernehmen nach für neue Verträge zu Preissteigerungen von bis zu 40 % gekommen. Ein erdgasbefeuertes GuD-Kraftwerk kostete bislang 500 – 600 €/kW. Auch hier werden Preiserhöhungen von 25 % berichtet. Da diese Preiserhöhungen durchaus temporär sein können und auch für das Kraftwerk Moorburg nicht mehr relevant sind, weil die Verträge bereits abgeschlossen sind, werden sie in der Wirtschaftlichkeitsberechnung nicht berücksichtigt.

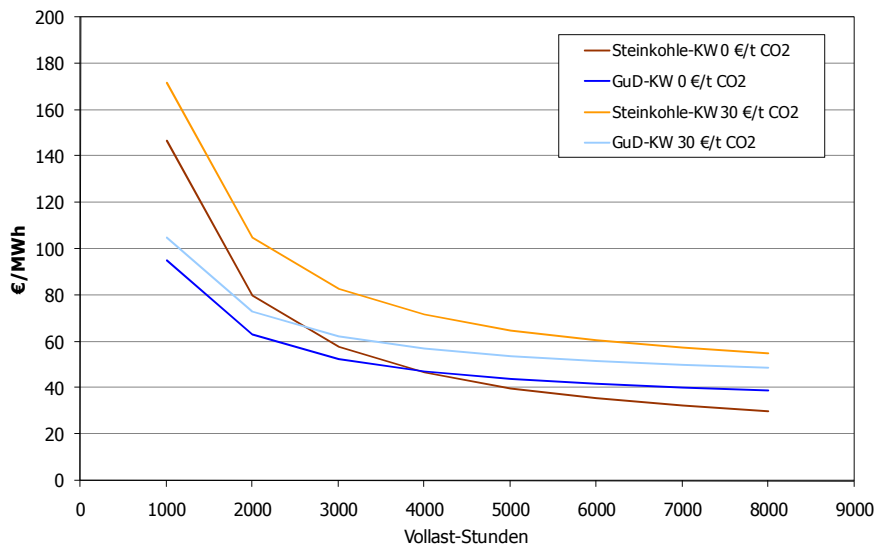


Abbildung 3: Beispielrechnung: Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von der Einsatzdauer der Kraftwerke. Annahmen siehe Langfassung.

Bei einer mittleren bis guten Auslastung (zum Beispiel 6000 Vollast-Stunden im Jahr) ist im Kostenvergleich vor allem entscheidend, welche Kosten für den Erwerb von CO₂-Zertifikaten berücksichtigt werden müssen (Abbildung 3). Setzt man den CO₂-Preis zu Null, haben die Kohlekraftwerke einen leichten Kostenvorteil. Bei einem Preis von 30 Euro pro Tonne CO₂ liegen die Stromgestehungskosten von Kohle deutlich über denen von Gas. Derzeit liegt der Preis der CO₂-Emissionsrechte für die 2. Verpflichtungsperiode (2008-2012) bei 22 €/t. Für die Zeit nach 2012 ist mit einer weiteren Verschärfung der Klimaschutzziele zu rechnen. Da die technisch einfach zu realisierenden und kostengünstigen Optionen zur Emissionsminderung bis dahin ausgeschöpft sein dürften, ist von einem weiteren Ansteigen der CO₂-Preise auszugehen.

Bei einer höheren Auslastung verschieben sich die Verhältnisse zugunsten des Kohlekraftwerkes, bei geringeren Volllaststunden zugunsten des Gaskraftwerkes. Je höher der CO₂-Preis, desto vorteilhafter das Gaskraftwerk.

Ist das Kraftwerk erst einmal gebaut, muss der Betreiber versuchen, es möglichst gut auszulasten.

Für den Betrieb eines Kraftwerkes sind die anfänglichen Investitionskosten nicht mehr relevant, da sie als Fixkosten unabhängig vom Einsatz des Kraftwerkes anfallen. Bei kurzfristiger Betrachtung wird der Betreiber daher immer versuchen, sein Kraftwerk einzusetzen, wenn er aus dem Stromverkauf mehr erlöst, als ihn der Betrieb des Kraftwerkes kostet. In erster Näherung war dies früher gegeben, wenn der Quotient aus Brennstoffkosten und Wirkungsgrad (d.h. die Grenzkosten der Erzeugung) kleiner war als der erzielte Strompreis.

Seit Einführung des EU-Emissionshandels kommt jedoch eine weitere Komponente hinzu: Treibhausgas-Emissionen haben inzwischen ihren Preis. Wird das Kraftwerk nicht betrieben, können die Emissionsrechte am CO₂-Markt veräußert werden, auch wenn sie kostenlos zugeteilt wurden. Wenn das Kraftwerk läuft, werden diese potentiellen Erlöse nicht realisiert und müssen als sog. **Opportunitätskosten** betrachtet werden. Der Betreiber wird sein

Kraftwerk daher nur dann betreiben, wenn er neben den Brennstoffkosten auch die vollen CO₂-Kosten erlässt.

Wie bildet sich der Großhandelsstrompreis: Die „Merit Order“

Jeder Kraftwerksbetreiber muss für jede Stunde des folgenden Tages ein Gebot abgeben, das sich zusammen setzt aus einem Preis und der Leistung, die zu diesem Preis geliefert werden kann. Der angebotene Preis bildet sich auf Basis der Brennstoff- und der CO₂-Kosten.

Der Betreiber wird in der Regel die maximale Leistung seines Kraftwerks zu dessen Grenzkosten anbieten. Die Börse sammelt alle Gebote und sortiert diese nach den Kosten in aufsteigender Reihenfolge. Daraus resultiert die sogenannte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke oder „Merit order“.

Abbildung 4 zeigt ein Beispiel einer solchen „Merit order“ für einen synthetischen, aber typischen Kraftwerkspark. Auf der linken Seite finden sich die Kraftwerke, die keine oder sehr geringe Grenzkosten aufweisen wie Wasserkraft, PV und Wind. Daran schließen sich die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an, die einen Teil ihrer Erträge aus dem Wärmeverkauf beziehen. Als nächstes kommen die Kernkraftwerke und dann die neuen und die älteren Kohlekraftwerke. Ganz rechts finden sich die Gaskraftwerke, die zwar geringe Investitionskosten, aber hohe Grenzkosten aufweisen.

Die Börse erteilt nun den Kraftwerken der Reihe nach, beginnend mit dem niedrigsten Gebot, einen Zuschlag, bis der prognostizierte Bedarf gedeckt ist. Das Gebot des letzten Kraftwerkes, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis, der dann für alle zustande gekommenen Lieferverträge bezahlt wird. Das heißt, die Kraftwerke werden nicht nach ihrem eigenen Gebot, sondern nach dem Gebot des Grenzkraftwerks bezahlt. Dabei handelt es sich nicht um eine Besonderheit des Strommarktes, sondern vielmehr um eine grundsätzliche Vorgehensweise auf Märkten mit vollständigem Wettbewerb.

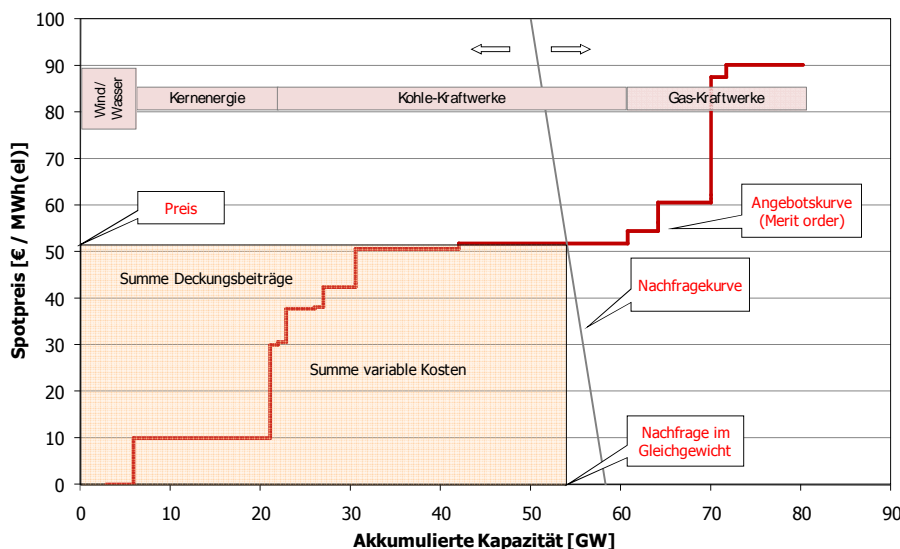


Abbildung 4: Preisbildungsmechanismus an der Strombörse

Der Strompreis ergibt sich als Schnittpunkt von Nachfrage- und Angebotskurve. In Zeiten niedriger Nachfrage ist das Grenzkraftwerk meist – wie in unserem Beispiel in Abbildung 4 – ein Kohlekraftwerk. Steigt die Nachfrage, so verschiebt sich die Nachfragekurve nach rechts. Sie schneidet die Angebotskurve dann bei höheren Preisen. Bei einer Nachfrage von etwa 70 GW wird das Grenzkraftwerk in unserem Beispiel ein Gaskraftwerk sein.

Der Strompreis im liberalisierten Markt ergibt sich nicht als Durchschnitt der Kosten aller Kraftwerke, sondern aus den Betriebskosten des letzten noch benötigten Kraftwerks zur Deckung der Nachfrage, dem sogenannten „Grenzkraftwerk“. Wenn alle Kraftwerke nicht nach ihren eigenen Kosten, sondern denen des Grenzkraftwerks bezahlt werden, dann stellt sich die Frage, was mit der Differenz geschieht. Ökonomen bezeichnen diese Differenz zwischen Erlös und Betriebskosten als **Deckungsbeitrag**. Diese Deckungsbeiträge decken u.a. die Fixkosten der Kraftwerke, die in die Preiskalkulation für die Börse bisher nicht eingegangen sind. In Abbildung 4 wird der Marktwert des erzeugten Stroms durch das hellrote Feld markiert. Die Angebotskurve teilt das Feld in die variablen Kosten unterhalb der Kurve und die Deckungsbeiträge darüber. Als Messlatte für die Wirtschaftlichkeit einer Investitionen in ein neues Kraftwerk gilt somit, dass die Deckungsbeiträge größer als die Fixkosten sein müssen.

Um die Wirtschaftlichkeit eines geplanten Kraftwerks analysieren zu können, reicht eine punktuelle Betrachtung nicht aus. Vielmehr muss berücksichtigt werden, wie das Kraftwerk in allen Stunden eines Jahres unter realistischen Bedingungen eingesetzt wird. Da wir hier ein neues Kraftwerk betrachten und sich die Zusammensetzung des Kraftwerksparks in den nächsten Jahren erheblich verändern wird, kann hierzu nicht auf Erfahrungswerte zurückgegriffen werden. Deshalb wird für die Analyse das **Strommarktmodell deeco-s** verwendet, mit dessen Hilfe sich das Verhalten des Kraftwerksparks, aber auch eines einzelnen Kraftwerks in diesem Park, nachbilden lassen. Für die Simulation des Strommarktes werden die Daten der beteiligten Kraftwerke, Schätzungen des Strombedarfs sowie Zeitreihen für die Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen wie Wind und Solarstrahlung vorgegeben. *deeco-s* ermittelt dann für jede Stunde eines Jahres die Kraftwerke, die notwendig sind, um den unterstellten Strombedarf zu decken und berechnet den daraus resultierenden Spotmarktpreis und die von jedem Kraftwerk erzeugte Strommenge. Aus diesen Ergebnissen lassen sich die Erlöse der Kraftwerke, die Stromgestehungskosten und die Deckungsbeiträge ermitteln.

Da es unmöglich ist, vorherzusagen, wie der Kraftwerkspark in 23 Jahren tatsächlich aussehen wird, wurden verschiedene Szenarien untersucht. Zwei Szenarien zur Entwicklung des nationalen Energiemix wurden mit zwei verschiedenen Preisszenarien durchgespielt. Unter den vier verschiedenen Rahmenbedingungen wurden nun jeweils vier Kraftwerksvarianten simuliert.

Die Modellierung mit dem Strommarkt-Modell zeigt (Abbildung 5):

Keine der untersuchten Steinkohle-basierten Varianten des Kraftwerks Moorburg kann ausreichend Deckungsbeiträge erwirtschaften, um die Investition zu refinanzieren, wenn das Emissionshandelssystem zielführend in Hinblick auf die Klimaschutzziele ausgestaltet wird. Dazu zählt vor allem die vollständige Versteigerung der Emissionsrechte ab 2013.

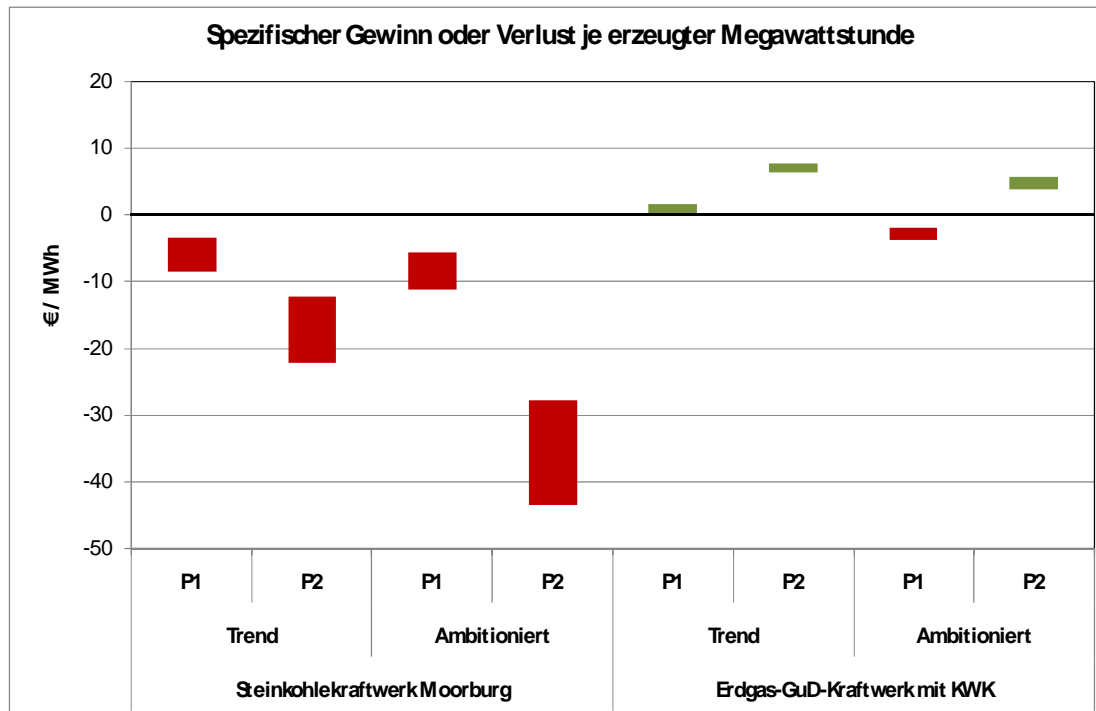


Abbildung 5 Gewinne und Verluste des Steinkohlekraftwerks und eines alternativen Erdgaskraftwerks in verschiedenen Energiepreis- und Energiemarktszenarien.

„Trend“: Keine Umstellung der Energiewirtschaft auf ein nachhaltiges Energiesystem. „Ambitioniert“: erhebliche Anstrengungen bei der Energieeffizienz, höherer Anteil erneuerbarer Energien. P1: moderate Preissteigerungen für die Brennstoffe und CO₂; P2: starke Preissteigerungen.

Warum wurde das Kraftwerk Moorburg dann geplant? Ein wichtiger Grund liegt sicher in der Tatsache, dass **die Investoren bis vor kurzem davon ausgegangen sind, dass sie nach 2012 einen großen Teil der benötigten Emissionsrechte umsonst erhalten werden.** Bereits geringere Anteile kostenloser Emissionsrechte würden die von Vattenfall geplante Moorburg-Variante für das Jahr 2015 im Szenario mit niedrigen Brennstoffpreisen und niedrige Kraftwerkskosten wirtschaftlich werden lassen. Werden 30 % der Emissionsrechte kostenlos zugeteilt, sind im Trend-Szenario mit niedrigen Brennstoffpreisen alle Steinkohle-Varianten im Jahr 2015 wirtschaftlich. **Dies zeigt, dass aus klimapolitischer Sicht die vollständige Versteigerung der Emissionsrechte im zukünftigen Emissionshandel ein wichtiges Strategieelement ist.**

Es geht auch anders: Nationales Szenario für eine nachhaltige Energiewirtschaft

Die vorausgehenden Betrachtungen haben gezeigt: Ein Zubau an Steinkohlekraftwerken in Deutschland ist ökologisch kritisch, wirtschaftlich fragwürdig, und er ist nicht kompatibel mit den deutschen Klimaschutzziele. Es stellt sich die Frage nach den Alternativen. Ist eine Gesamt-Energieversorgung in Deutschland möglich, die trotz eines Ausstiegs aus der Atomenergie und ohne die umstrittene CO₂-Entsorgung eine drastische Reduktion der CO₂-Emissionen auf ein Fünftel des Wertes von 1990 bis zur Mitte dieses Jahrhunderts realisiert? Diese Frage wurde in der Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien“ (DLR, IFEU, Wuppertal Institut 2004) analysiert – und bejaht. In verschiedenen Aktualisierungen wurden seitdem die Szenarioannahmen aktualisiert und insbesondere an

den stärker steigenden Ölpreis, aber auch die langsamere Effizienzentwicklung und die veränderten Bevölkerungsprognosen angepasst. Das Ergebnis dieser Studien ist das „**Leitszenario 2006**“, das in dieser Studie als Messlatte für eine nachhaltige Energieversorgung gewählt wurde.

Voraussetzung ist eine Energiestrategie, die auf **erneuerbare Energien**, höhere **Wirkungsgrade bei der Umwandlung** – also insbesondere **Kraft-Wärme-Kopplung** – und verbesserte **Energieeffizienz auf der Verbrauchsseite** setzt. Der Anteil erneuerbarer Stromproduktion im Leitszenario wächst von 12 % im Jahr 2006 auf 27 % im Jahr 2020 und 77 % im Jahr 2050. Durch Massenfertigung und Technologiefortschritt werden die Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energieanlagen weiter sinken, insbesondere bei den Technologien, die keine Brennstoffkosten aufweisen. Dies geht einher mit einer wesentlichen Strukturveränderung des Kraftwerksparks: Der Anteil dezentraler Kraftwerke in Kraft-Wärme-Kopplung nimmt in diesem Szenario deutlich zu. Steinkohle-Kondensationskraftwerke sind mit dieser zukünftigen flexiblen Kraftwerksstruktur nicht kompatibel. Regelbare und miteinander vernetzte erneuerbare Kraftwerke, Lastmanagement, flexible Gaskraftwerke, verbesserte Prognoseverfahren und Energiespeicher integrieren die fluktuierenden Energieträger.

Trotz der steigenden Bedeutung von Gaskraftwerken in einem von Effizienzsteigerung und erneuerbaren Energien geprägten Szenario **sinkt insgesamt der Gasverbrauch des Szenarios** auf die Hälfte des heutigen Wertes. Das Versorgungsrisiko wird gemildert.

Die Umsetzung des Leitszenarios würde in der Anfangszeit auf Grund der notwendigen Investitionen beispielsweise in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien zu Mehrkosten führen. Langfristig jedoch, wenn die fossilen Energiepreise ansteigen und zugleich die beschriebenen Kostensenkungen der erneuerbaren Energieanlagen weiter fortschreiten, erweist sich das Leitszenario auch unter Kostengesichtspunkten als vorteilhaft. Die Höhe und der Zeitpunkt dieses Effektes sind von den Annahmen der Preisentwicklungspfade abhängig. Nicht inbegriffen in dieser Kostenkalkulation sind die vermiedenen externen Kosten – Klimaschadenskosten, andere Umweltkosten, Gefährdung der Versorgungssicherheit etc.-, deren Berücksichtigung die Differenzkosten deutlich früher auf Null drücken würden.

Es geht auch anders: Effizienz, erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung in Hamburg

Die nationale Perspektive ist wichtig, um einen Gesamtüberblick über den langfristigen Verlauf der Energiestrukturen in Deutschland zu gewinnen. Gleichzeitig muss auch das lokale und regionale Potenzial an Effizienz und erneuerbaren Energien bewertet werden, um Handlungsoptionen vor Ort zu identifizieren.

Die Stadt Hamburg hat sich ein ambitioniertes kurzfristiges Ziel gesetzt. Mit einem ganzen Bündel an Maßnahmen in allen Sektoren sollen die CO₂-Emissionen um 2 Millionen t/a bis 2012 gegenüber dem Wert von 2007 gemindert werden. Dies entspricht einer Reduktion um 11 % innerhalb von vier Jahren. Der Bau des Kraftwerks Moorburg würde selbst bei einem Abschalten des alten Kraftwerks Hamburg-Wedel netto über 8 Millionen Tonnen zusätzliche CO₂-Emissionen pro Jahr bedeuten – viermal mehr, als Hamburg bis 2012 jährlich einsparen möchte. Er ist daher mit der Intention des Klimaschutzprogramms nur schwer zu vereinbaren.

Doch geht, was in Deutschland als „Leitszenario“ machbar ist, auch **in Hamburg**? Ein städtisches Gebiet ist bei der Erschließung erneuerbarer Energien begrenzt – es gibt nur wenige landwirtschaftliche und Forst-Flächen und begrenzte Möglichkeiten für Windenergie. Der hohe Anteil der Großindustrie am Hamburger Stromverbrauch (Abbildung 6) erschwert zudem eine Reduktion des Stromverbrauchs.

Mehr oder weniger alle nationalen Studien zeigen auf, dass die notwendigen Emissionsreduktionen nicht allein durch eine Umstellung der Energieversorgung bewerkstelligt werden können, sondern auch erhebliche Anstrengungen zur Reduktion des Endenergieverbrauchs erforderlich sind. Für die Stadt Hamburg wird daher in einem ersten Schritt untersucht, wie weit sich der momentane Stromverbrauch durch Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz bis zum Jahr 2030 reduzieren lässt. In einem zweiten Schritt werden die Potenziale für erneuerbare Energien analysiert. Hier wird die Perspektive auf die Metropolregion erweitert, da die ländlichen Regionen einen wichtigen Beitrag zur Versorgung leisten können. Da im Jahr 2030 auch Erdgas noch eine wichtige Rolle spielen wird, untersuchen wir im letzten Schritt, wie sich dieser Energieträger durch Kraft-Wärme-Kopplung in Hamburg möglichst effizient einsetzen lässt.

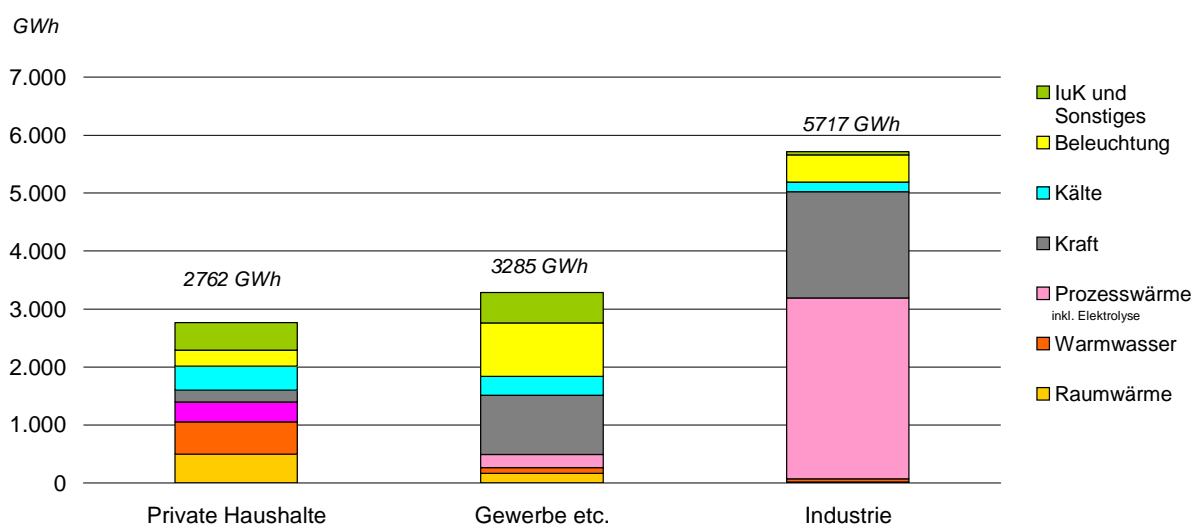


Abbildung 6: Endenergieverbrauch Strom in Hamburg im Jahr 2004 nach Anwendung und Sektoren (ohne Verkehr)

Effizienz

Zur Bestimmung des Stromsparpotenzials werden die Sektoren Private Haushalte, Gewerbe und Industrie getrennt untersucht. Es wird ermittelt, wie weit sich der Stromverbrauch durch ambitionierte Effizienzmaßnahmen verringern lässt. Dabei werden nur wirtschaftlich rentable Maßnahmen berücksichtigt. Bei der Marktdurchdringung von Effizienztechnologien gibt es aus verschiedenen Gründen ein Marktversagen. Viele Maßnahmen werden, obwohl sie schon für sich wirtschaftlich sind, erst mit zusätzlichen Anreizen und als Reaktion auf Motivations- und Informationsprogramme umgesetzt. Solche Programme kosten Geld. Diese so genannten „Transaktionskosten“ werden in die Kostenrechnung für eine nachhaltige Energieversorgung mit aufgenommen. In der Summe aller Sektoren ergeben sich bis 2030 Einsparpotenziale von 30 Prozent gegenüber der Trendentwicklung, bei der sich die Steigerung

des Nutzenergie-Strombedarfs und die Effizienzverbesserungen gegenseitig kompensieren (Abbildung 7). Die ermittelten Einsparpotenziale würden mit Kosteneinsparungen von 530 Mio. Euro in heutigen Preisen einhergehen. Die dafür anzusetzenden Transaktionskosten betragen in etwa 32 Mio. Euro.



Abbildung 7: Effizienzpotenziale Strom aller Sektoren in Hamburg nach Anwendung für die Trend- und die Effizienz-Entwicklung, bei der alle wirtschaftlichen Maßnahmen umgesetzt werden

Erneuerbare Energien in der Metropolregion

Der Beitrag erneuerbarer Energien am hamburgischen Primärenergiebedarf lag im Jahr 2004 bei 4,8 % - überwiegend durch den biogenen Anteil im Müll sowie den regenerativen Stromanteil des außerhalb Hamburgs zugekauften Stroms. Die regenerative Stromerzeugung in Hamburg beschränkt sich bislang auf 57 Windenergieanlagen mit knapp 34 MW, und einige Biomasse-Anlagen bzw. Klärgas, Deponiegas und biogene Abfallfraktionen in den Müllverbrennungsanlagen sowie einige Megawatt an Fotovoltaik und Wasserkraft.

Es ist einleuchtend, dass Hamburg als norddeutscher, waldarmer städtischer Raum gerade bei den Segmenten Biomasse (wegen geringer landwirtschaftlicher und Forst-Flächen) und Wind nur sehr begrenzt über erneuerbare Energien verfügen kann. Für die Abschätzung des Potenzials an Windkraft und Biomasse wurde die gesamte Metropolregion Hamburg untersucht und dann der Stadt ein Anteil an Erzeugungsleistung entsprechend ihres Bevölkerungsanteils zugerechnet. Das Potenzial für Solarstrom (Photovoltaik) und die in der Region sehr begrenzten Möglichkeiten zum Ausbau der Wasserkraft wurden nur für die Stadt selber untersucht. Energiequellen, die keiner deutschen Region konkret zugeordnet werden können, wie die Offshore-Windkraft und Stromimporte aus solarthermischen Kraftwerken wurden entsprechend des Hamburger Anteils an der deutschen Bevölkerung angerechnet.

Insgesamt ergibt sich ein bis 2030 möglicher Ausbau auf eine regenerative Stromerzeugung von rund 1,6 TWh/a durch Potenziale in Hamburg und in der Metropolregion.

Hinzu kommen rund 1,8 TWh/a, die mittels Wind Offshore und regenerativem Stromimport außerhalb der deutschen Grenzen für das deutsche Energiesystem gemäß Leitszenario zur Verfügung gestellt werden und bevölkerungsanteilig Hamburg zugesprochen werden.

Tabelle 1: Erneuerbare Energien in der Metropolregion: mögliche Beiträge im Jahr 2030 (eigene Berechnungen)

Zubaupotenzial 2030 Erneuerbare Energien	Hamburg			Metropolregion für HH (40 %) *	Anmerkungen
	Leistung [MW]	Volllast- stunden	Ertrag [GWh]	Energieertrag [GWh]	
Wind					
Onshore	90	1900	171	628	HH: 80 % von [1] MR: [2]
Photovoltaik	20,5	850	17		Volllastst.: [3], Zubau: [4]
Biomasse					
Holzartig			67		200.000 t/a; 50 % in Stromerzeugung, eta el=0,3
Biogas			32	191	HH: Biomüll MR: Gülle
Halmgut				51	Dampfturbine, eta el=0,2, 40 % des Potenzials
Energiepflanzen				430	10 % der landwirtschaftl. Fläche; eta el=0,32
Wasserkraft	0,3	4500	1		
Summe EE			289	1300	
Außerhalb der MR:					
PV-Potenzial gesamt			600-1100		50 % der geeign. Dachfläche
Wind Offshore			1480		Gewichteter Anteil [5]
Imp. Solartherm. Strom			320		Gewichteter Anteil [5]

[1] Repowering und 3 neu ausgewiesene Gebiete. 80 % des Ausbaupotenzials. Steigende Volllaststunden wegen Nabenhöhe und techn. Fortschritt. [2] siehe Text [3] Mittel 2002-2005 nach www.sfv.de

[4] Annahme: jährl. Zubau 700 kW [5] Bevölkerungsgewichteter Anteil (2%) des Ausbaus bis 2030

* Vom Gesamtpotenzial der Metropolregion werden 40 % (Anteil Bevölkerung Hamburg an Gesamtbevölkerung) HH zugeordnet. MR: Metropolregion

Potenziale der Kraft-Wärme-Kopplung

Hamburg hat als Stadtstaat eine sehr hohe Siedlungsdichte und bietet daher ideale Voraussetzungen für die Nutzung von Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK). Diese Möglichkeit wird bereits zu einem guten Teil genutzt. Mittels eines 770 km langen Fernwärmenetzes werden 405.000 Hamburger Haushalte mit rund 4 Terawattstunden versorgt. Bis 2010 sollen weitere 20.000 Wohneinheiten angeschlossen werden. Die Fernwärme steht vor der Herausforderung, dass die Wärmenachfrage in den bestehenden Leitungsabschnitten aufgrund energetischer Modernisierung des Gebäudebestands sinken wird. Um diesen Rückgang zu kompensieren und weitere Potenziale zu erschließen, müssen die Netze verdichtet und weiter ausgebaut werden.

Sowohl im Bereich der Fernwärme, der industriellen KWK und der dezentralen KWK ist die Wärmeversorgung ausbaufähig. **In einer Übergangszeit zu einem noch stärker regenerativ geprägten Szenario kann das Hamburger Fernwärmenetz neben verschiedenen Anlagen mit erneuerbaren Brennstoffen von hocheffizienten Gas-GuD-Kraftwerken gespeist werden, ergänzt von dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung mit kleineren Nahwärmenetzen.** In den oben genannten Sektoren könnten knapp acht Terawattstunden Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt werden.

Hamburgs Beitrag zur deutschen Energiezukunft

Hamburg hat einen Strombedarf von rund 12 Terawattstunden. Die Stadt kann heute ihren Einfluss nutzen, um auf den Aus- und Aufbau einer nachhaltigen Energieversorgung hinzuwirken. Was diese Alternativen konkret in Bezug auf ihre Kosten und die Treibhausgasemis-

sionen bedeuten, wird zusammenfassend in einer „Blitzlicht-Aufnahme“ im Jahr 2030 dargestellt.

Nach Auswertung der Potenziale schlagen wir den folgenden Energiemix vor:

- Reduzierung des jährlichen Energieverbrauchs durch Effizienzmaßnahmen um 3,5 Terawattstunden
- Ausschöpfung des bis 2030 erschließbaren Potenzials an erneuerbaren Energien in der Metropolregion: 1,6 Terawattstunden pro Jahr
- Nutzung von Offshore-Windstrom und Import-Solarstrom in Höhe von 1,8 Terawattstunden pro Jahr
- Bau eines 650 Megawatt Gas- und Dampfturbinenkraftwerkes mit Kraft-Wärme-Kopplung auf Erdgasbasis zur Erzeugung von 4 Terawattstunden Strom pro Jahr
- Bau von dezentralen Erdgas-Blockheizkraftwerken für kleinere Nahwärmenetze und industriellen Wärmebedarf mit einer elektrischen Stromerzeugung von 1 Terawattstunde.

Ein solches Szenario auf Basis von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien für Hamburg ist bei verschiedenen Preisszenarien langfristig kostengünstiger – um rund ein Viertel bis fast die Hälfte -, und es erreicht dennoch bereits im Jahr 2030 das CO₂-Ziel einer Senkung der Emissionen auf ein Fünftel.

Hinzu kommen Einsparungen von Klimaschadenskosten in dreistelliger Millionenhöhe und eingesparte Stromkosten bei den Endkunden, die hier nicht mit gerechnet sind.

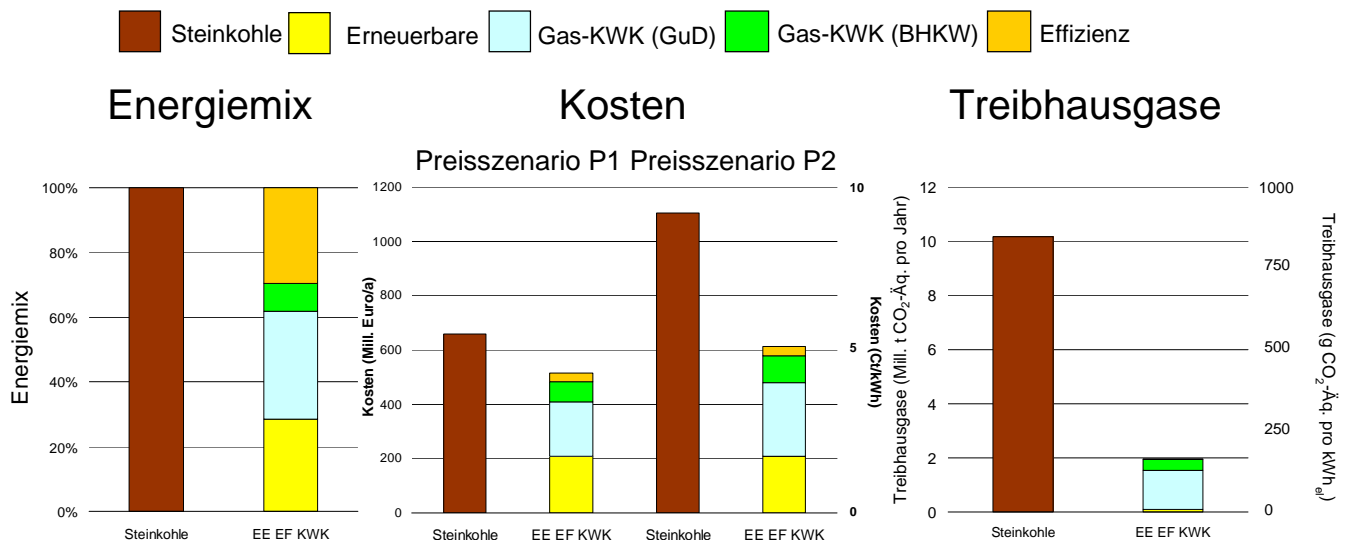


Abbildung 8: Vergleich des Energiemixes, der jährlichen Kosten und der Treibhausgasemissionen einer Stromerzeugung aus Steinkohle (12 TWh) und einer äquivalenten Stromerzeugung/einsparung mit erneuerbaren Energien, Effizienz und KWK im Jahr 2030

Ein ambitioniertes Szenario für Hamburg. Es wird dann Wirklichkeit, wenn die Bundesregierung, die Länder und Kommunen, die privaten Investoren, aber auch die Endkunden eine wirksame, zielführende Klimapolitik, erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Kraft-Wärme-Kopplung als zentrale Strategieelemente begreifen.

2 Einleitung

Strom ist ein edles Produkt, das für unsere Wirtschaft und unser tägliches Leben unabkömmlich ist. Strom ist aber auch ein Produkt, dessen Erzeugung und Bereitstellung mit hohen Umweltwirkungen verbunden ist. Fast 360 Millionen Tonnen des klimaschädlichen Kohlendioxids wurden im Jahr 2004 durch die deutschen Kraft- und Heizkraftwerke ausgestoßen. Das sind über 40 % der gesamten deutschen Emissionen; hinzu kommen Luftschadstoffe wie Staub, Schwefeldioxid, Stickoxide und Schwermetalle sowie radioaktive Abfälle, die für viele Tausend Jahre sicher endgelagert werden müssen.

Kohle hat in dem Portfolio der für die Stromerzeugung verwendeten Energieträger viele Jahre eine dominierende Rolle gespielt. Es gibt nennenswerte Kohlevorkommen in Deutschland: Braunkohle, die im Tagebau abgebaut wird, sowie als bergmännisch gewonnene Steinkohle aus dem Ruhrgebiet, dem Saarland und Ibbenbüren. Immer noch stammen 45 % der Stromerzeugung in Deutschland aus Kohle – 24 % aus Braun- und 21 % aus Steinkohle.

Kohle ist ein Energieträger mit einer – im Vergleich zu Öl und Gas – vergleichsweise großen Reichweite, und Kohle ist – wenn man die externen Kosten beispielsweise durch Klimaschäden außer Acht lässt – als Energieträger vergleichsweise kostengünstig; deutsche Steinkohle muss allerdings stark subventioniert werden, damit sie mit Importkohle konkurrieren kann.

Doch Kohle ist wegen seines hohen Kohlenstoffgehaltes zugleich auch der klimaschädlichste Energieträger. Und nicht nur das: Bei der Verstromung von Kohle entweicht in den meisten Kraftwerken mehr als die Hälfte der Kohleenergie ungenutzt als Abwärme in die Luft oder in unsere Flüsse – bei alten Kraftwerken sogar zwei Drittel. Dieser Zustand ist inakzeptabel.

Wenn wir die Klimaziele ernst nehmen, die die Klimaforschung ableitet, müssen wir als Industrienation bis zur Mitte dieses Jahrhunderts unsere Klimagasemissionen um voraussichtlich rund 80 Prozent reduzieren. Dies ist die Messlatte für eine unter Klimaschutzgesichtspunkten nachhaltige Stromwirtschaft.

Dennoch stehen derzeit 23 Steinkohlekraftwerke und drei Braunkohlekraftwerke auf der Investitionsliste der deutschen Energiewirtschaft. Sicherlich werden nicht alle Kraftwerke gebaut. Schon im letzten Jahr sind einige Investoren abgesprungen – abgeschreckt von den unsicheren wirtschaftlichen Zukunftsperspektiven und den stark gestiegenen Investitionskosten für Kraftwerke. Dennoch würde selbst die Hälfte dieser Kraftwerke das Klimaziel sprengen.

Auch in Hamburg-Moorburg ist der Bau eines Steinkohle-Kraftwerk geplant. Mit über 1600 Megawatt elektrischer Leistung würde es zu den größten Kraftwerken Deutschlands gehören. Dieses Kraftwerk muss nicht sein. Dieser Bericht soll zeigen: Das Kraftwerk ist nicht nur wesentlich klimaschädlicher als viele andere Kraftwerke, es ist auch ökologisch und wirtschaftlich fragwürdig, und es gibt sinnvollere und – auch kostenseitig – tragfähige Alternativen.

Infobox: Das Steinkohlekraftwerk Hamburg-Moorburg

Der Bau des neuen Steinkohlekraftwerkes im Hafengebiet des Hamburger Stadtteils Moorburg ist auf dem Gelände des 2001 stillgelegten Gaskraftwerkes der ehemaligen HEW geplant. Das Kraftwerk soll mit importierter Steinkohle befeuert werden. Hierfür werden jährlich 80 Schiffsladungen mit insgesamt 4,216 Mio. t Kohle über den Seeweg an eine neu zu errichtende kraftwerkseigene

Kaieranlage geliefert und zur Bevorratung in zwei geschlossenen Kreislagern aufgehaldet. Das Kraftwerk ist für den Grundlastbetrieb ausgelegt. Der Regelbereich der elektrischen Leistung liegt zwischen 35 und 100 %. Zur Absicherung der Netzregelaufgaben sind kurzzeitig 103 % Last fahrbar. Kern des Kraftwerkes sind zwei Blöcke mit einer elektrischen Bruttoleistung von jeweils 838 MW. Der durch die Verbrennung von Kohle erzeugte Wasserdampf wird mit einer Temperatur von 600°C und einem Druck von 276 bar über den Hochdruckteil einer mehrstufigen Dampfturbine auf 54 bar teilentspannt. Nach einer Zwischenüberhitzung erfolgt eine weitere Umsetzung der im Dampf nutzbaren Energie im Niederdruckteil der Turbine. Die durch einen Generator in elektrische Energie umgewandelte Arbeit wird über eine 380 kV Freileitung in das Stromnetz eingespeist.

Der maximalen elektrischen Bruttogesamtleistung von 1676 MW steht eine Feuerungswärmeleistung von insgesamt 3354 MW gegenüber. Bei ausschließlicher Stromerzeugung liegt der elektrische Nettowirkungsgrad nach Angaben des Betreibers Vattenfall bei maximal 46,5 %. Bis zu 450 MW_{th} sind nach den Antragsunterlagen für die Fernwärmeversorgung der Freien und Hansestadt Hamburg vorgesehen. Hierdurch wird das Wärmekraftwerk Hamburg-Wedel mit einer Leistung von 400 MW_{th} überflüssig und soll vom Netz gehen. Wird Fernwärme ausgekoppelt, liegt der Brennstoffnutzungsgrad zwischen 52,8 % (bei 240 MW Wärmeauskopplung) und 57,2 % (450 MW Wärmeauskopplung). Die elektrische Nettoleistung verringert sich hierbei auf 766 MW_{el} bzw. 733 MW_{el} je Block.¹

Der Kraftwerksdampf wird nicht in einem Kühlturm, sondern mit Kühlwasser aus der Süderelbe gekühlt. Hierfür werden bis zu 64,4 Kubikmeter pro Sekunde entnommen und mit einer Temperatur von bis zu 30°C wieder eingeleitet.

¹ Nach Redaktionsschluss wurde bekannt, dass Vattenfall einem Fernwärmeausbau auf 650 MW zugestimmt hat. Dadurch steigt der Gesamtnutzungsgrad auf 62 %. Dies entspricht in der Ökobilanz der Variante „Moorburg optimiert“.

3 Umweltwirkungen eines Steinkohlekraftwerks

Jede Energiebereitstellung ist mit Umweltwirkungen verbunden: Luft, Wasser, Boden, menschliche Gesundheit, Flora und Fauna, aber auch die Kulturlandschaft werden durch den Bau und Betrieb von Kraftwerken und die Bereitstellung von Energieträgern beeinträchtigt.

Doch gibt es erhebliche Unterschiede in der Relevanz und Höhe dieser Umweltwirkungen. Dieses Kapitel untersucht die Umweltrelevanz von Steinkohle-Kraftwerken. Die Betrachtungen werden zunächst losgelöst von Hamburg-Moorburg dargestellt, gelten aber, mit Ausnahme der standortspezifischen Aspekte, auch für dieses spezielle Kraftwerk.

Neben den Treibhausgasen und deren ökobilanzieller Bestimmung (Kapitel 3.1 und 3.2) geht es auch um Luft-, Wasser- und Bodenbeeinträchtigungen (Kapitel 3.3) und die Umweltwirkungen der Steinkohle-Bereitstellung (Kapitel 3.5).

3.1 Klimaschonende Energiesysteme: der Rahmen

3.1.1 Globale und lokale Klimaschutzziele

Eine Verringerung der Treibhausgasemissionen in Industrieländern um 80 % bis 2050 ist voraussichtlich erforderlich, wenn der Anstieg der globalen Mitteltemperatur auf 2 Grad begrenzt werden soll.

Die wissenschaftlichen Erkenntnisse über den vom Menschen verursachten Klimawandel verdichten sich immer weiter. Seine Auswirkungen in Form von extremen Wetterereignissen und steigenden Temperaturen werden immer spürbarer. Vor diesem Hintergrund haben sich sowohl die nationale wie auch die internationale Politik in jüngster Zeit auf immer konkretere Klimaschutzziele verständigt. Auf globaler Ebene wurde auf dem G8 Gipfel im Juni 2007 beschlossen, eine Reduktion der weltweiten Treibhausgas-Emissionen um 50% gegenüber denen des Jahres 1990 unter Einbeziehung aller wesentlichen Emissionsländer „ernsthaft zu prüfen“. Zuvor hatte bereits im März 2007 der EU-Rat beschlossen, die Treibhausgas-Emissionen bis 2020 um 30 % zu mindern, sofern auch andere Industriestaaten vergleichbare Ziele akzeptieren. Unabhängig vom Vorgehen anderer Staaten sollen die Emissionen jedoch mindestens um 20 % verringert werden. Das Ziel, den Temperaturanstieg auf maximal 2°C zu beschränken, wurde erneut bekräftigt und war die „Leitschnur für die energie- und klimapolitischen Beschlüsse“. Die Bundeskanzlerin und der Umweltminister geben für Deutschland ein Reduktionsziel von 40 % der Treibhausgas-Emissionen bis 2020 an. Dieses auf den ersten Blick ambitioniertere Ziel berücksichtigt, dass im Basisjahr 1990 in Deutschland noch viele DDR-Altanlagen in Betrieb waren, deren Schließung ohne gezielte klimapolitische Anstrengungen bereits erhebliche Emissionsminderungen verursacht hat.

Tabelle 2: Mögliche Zielkorridore für die Treibhausgas-Emissionen (Quelle: UNFCCC, 2007)

Konzentration CO ₂ -Äquivalente (ppm)	Anstieg der globalen mittleren Temperatur gegenüber dem vorindustriellen Niveau (°C)	Notwendige Emissionsminderung für Anhang I (=Industrie-) Länder in 2020 bezogen auf 1990	Notwendige Emissionsminderung für Anhang I Länder in 2050 bezogen auf 1990
445-490	2,0 - 2,4	- 25% bis -40%	-80% bis -95%
535-590	2,8 - 3,2	-10% bis -30%	-40% bis -90%
590-710	3,2 - 4,0	0 bis -25%	-30% bis -80%

Werden diese Ziele für den langfristigen Klimaschutz in Deutschland ernst genommen, so lassen sich auch für die einzelnen Sektoren der Volkswirtschaft indikative Ziele für die zulässigen Emissionen in den einzelnen Jahren bestimmen. Abbildung 9 zeigt dies für ein angenommenes Emissionsminderungsziel von „-80 %“ im Jahr 2050. In Ermangelung anderer Festlegungen wird unterstellt, dass das nationale Ziel gleichmäßig auf die verschiedenen Sektoren herunter gerechnet wird. Für den Bereich der Energiewirtschaft erhält man bei dieser Vorgehensweise ein Ziel von rund 85 Mio. t CO₂. Vergleicht man dieses Niveau mit den CO₂-Emissionen von 360 Mio. t in 2004, so ist eine Reduktion auf ein Viertel der Emissionen notwendig. Diese Annahme ist eher optimistisch, da es eine Reihe von prozessbedingten Emissionen gibt, die sich nicht verringern lassen und die auch im Jahr 2050 noch einen erheblichen Sockel an Treibhausgasemissionen verursachen werden.

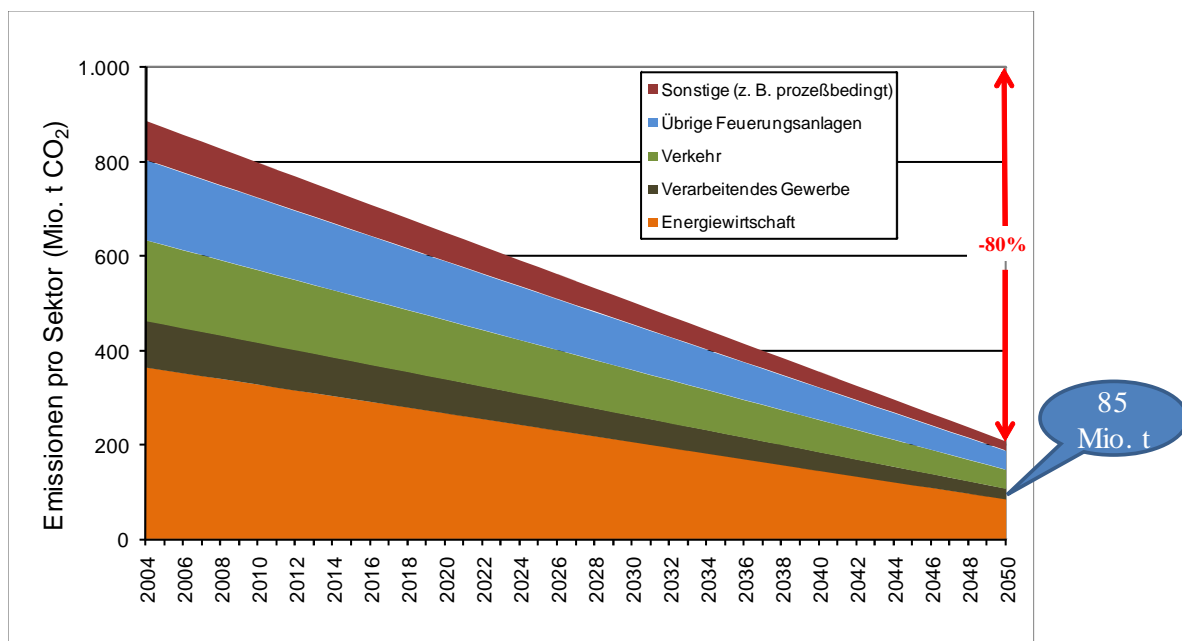


Abbildung 9: Gleichmäßige Aufteilung eines Emissionsminderungszieles von „-80 %“ auf die Sektoren der deutschen Volkswirtschaft (eigene Darstellung)

Hamburg hat sich ein ambitioniertes kurzfristiges Klimaschutzziel gesetzt, das allerdings nur zu rd. einem Viertel mit quantifizierten Maßnahmen vor Ort hinterlegt ist.

Auch auf regionaler Ebene ist es notwendig, diese Ziele in Form von Umweltzielen festzulegen. Mit dem „Hamburger Klimaschutzkonzept 2007-2012“ hat sich Hamburg ein ambitionier-

tes kurzfristiges Minderungsziel gesetzt: Mit einem ganzen Bündel an Maßnahmen in allen Sektoren sollen die CO₂-Emissionen um 2 Millionen t/a bis 2012 gegenüber dem Wert von 2007 gekürzt werden (Senat_Hamburg 2007). Dies entspricht einer Reduktion um 11 % innerhalb von vier Jahren. Die Maßnahmen sind allerdings unterschiedlich scharf definiert: Bundespolitische Maßnahmen sollen knapp ein Viertel dieser Minderung bewirken, eine Selbstverpflichtung der Industrie ein weiteres Viertel, ein „inhärenter technologischer Fortschritt“ 5 %, und nicht quantifizierbare Maßnahmen 10 %. An fest definierten Hamburger Maßnahmen verbleiben 550.000 t/a Minderung, also gut ein Viertel.

3.1.2 Handlungsoptionen des Klimaschutzes im Stromsektor

Um eine Minderung der Emissionen auch im Stromsektor umsetzen zu können, sind im Prinzip verschiedene Optionen vorhanden:

- ① Reduzierung der Stromnachfrage, z.B. durch effizientere Geräte in der Endnutzung
- ② Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien
- ③ Ausbau der Kernenergie
- ④ Steigerung des Nutzungsgrades fossil befeuerter Kraftwerke
- ⑤ Nutzung fossiler Energieträger mit geringerem Kohlenstoffgehalt (Gas)
- ⑥ CO₂-Abscheidung und Lagerung (Carbon Capture and Storage, CCS)

Zu ① und ②: Die Reduktion der Stromnachfrage und die Nutzung erneuerbarer Energien sind die wichtigste Option auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft. Eine Minderung des gesamten Energieeinsatzes um 50% ohne Reduzierung des Lebensstandards scheint aus heutiger Sicht mit verfügbaren Technologien möglich (siehe dazu Kapitel 5 und 6). Ob sich dies 1:1 im Strombereich widerspiegeln würde, ist aber fraglich, da die intelligentere Energienutzung in anderen Bereichen wie der Wärmeversorgung oft mit zusätzlichem Einsatz elektrischer Energie einher geht. Außerdem entstehen neue Nutzungsarten überdurchschnittlich häufig im Strombereich, z.B. in der Informations- und Kommunikationstechnik.

Zu ③:

Eine Laufzeitverlängerung perpetuiert die mit Atomenergie zusammenhängenden Risiken und Umweltwirkungen und ist daher keine Lösung für den langfristigen Klimaschutz.

Für diese Studie wird unterstellt, dass in Deutschland ein gesellschaftlicher Konsens darüber besteht, keine neuen Kernkraftwerke zu bauen. Ob es zu einer Verlängerung der Laufzeiten für die bestehenden Anlagen kommt, ist bei dem hier betrachteten zeitlichen Horizont unerheblich. Im Übrigen ist auch Uran als Brennstoff in seiner Verfügbarkeit begrenzt. Ein massiver Ausbau der Kernenergie würde den Wiedereinstieg in die hochproblematische und in der Vergangenheit technologisch wie ökonomisch erfolglose Brütertechnologie erforderlich ma-

chen. Endlagerung, Proliferation, Betriebsrisiken u. a. durch terroristische Gefahren sind die Kernpunkte, für die es bislang keine akzeptablen Lösungen gibt (Pehnt und Büsgen 2005).²

Zu ④:

Die Steigerung des Nutzungsgrades von Kohlekraftwerken führt nicht zu den erforderlichen langfristigen CO₂-Minderungen. Bereits mit wenigen Kohlekraftwerken von der Größe des geplanten Kraftwerks Moorburg würde das „erlaubte Emissionsbudget“ der Energiewirtschaft überschritten.

Vielfach wird eine Modernisierung von Steinkohle-Kraftwerken als die kostengünstigste Klimaschutzmaßnahme dargestellt. In der Tat ist die „erste Tonne“ vermiedenen CO₂ vergleichsweise kostengünstig zu realisieren. Die erforderliche 80 %-Reduktion lässt sich auf diesem Wege jedoch keinesfalls erreichen. Ein Steinkohlekraftwerk mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 46 % stößt über 800 g CO₂ pro Kilowattstunde aus. Ein weiterer Aspekt ist sehr problematisch: Auf Grund der hohen Investitionskosten im Vergleich zu einem Gaskraftwerk werden möglichst hohe Volllaststunden angestrebt. Das wiederum bedeutet, dass der KWK-Anteil – wenn überhaupt vorgesehen – in vielen konkreten Fernwärmenetzen im Jahresmittel sehr gering ist, wenn das Kraftwerk nicht sehr klein ausgelegt wird. Die Wärmeauskopplung aus Steinkohle-Kraftwerken wird daher in den meisten Fällen sehr geringe Anteile aufweisen.

Zu ⑤:

Eine nachhaltige Energienutzung kann nicht ausschließlich auf Erdgas setzen. Dennoch ist eine gemäßigte Steigerung des Einsatzes von Erdgastechnologien vertretbar, da durch KWK und Gebäudedämmung die absolute Nachfrage nach Erdgas sinken kann.

Die Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung ist eine Möglichkeit, um die CO₂-Emissionen relativ schnell absenken zu können. Eine nachhaltige Energienutzung kann jedoch nicht ausschließlich auf Erdgas setzen, weil

- eine Umstellung auf Erdgas allein nicht zu der notwendigen Emissionsminderung von 80 % führt (s.u.),
- Erdgas vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit nicht unproblematisch ist und
- Erdgas als fossiler Energieträger nicht unbegrenzt verfügbar ist.

Die Stromerzeugung aus Erdgas verursacht mit 350 g/kWh allerdings weniger als die Hälfte der CO₂-Emissionen eines Steinkohlekraftwerks und liegt auch deutlich unter dem derzeitigen Mittelwert für Deutschland, der bei rund 600 g/kWh liegt. Gleichzeitig sieht man aber an diesen Werten, dass eine Umstellung auf Gaskraftwerke für das 80 %-Ziel nicht ausreichend wäre.

Es wird immer wieder angeführt, dass eine verstärkte Nutzung von Erdgas in der Stromerzeugung die Importabhängigkeit Deutschlands vergrößern würde. Dies ist jedoch nur teilweise richtig. Von den rund 1.000 TWh Erdgas, die 2005 in Deutschland benutzt wurden, gingen

² Zu den Problemen und Risiken der Atomenergie wird an dieser Stelle auf die umfangreichen Dokumente auf www.bund.net/atomkraft verwiesen.

30 % in die privaten Haushalte, zur Stromerzeugung wurden höchsten 15-20 % eingesetzt. Ein Ausbau der Verstromung von Gas könnte durch konsequente Umsetzung der Einsparpotentiale bei der Raumheizung (50 % und mehr) und durch gleichzeitige Kraft-Wärme-Kopplung kompensiert werden. In Szenarien mit einer hohen Nutzung erneuerbarer Energien kommt es in der Summe nicht zu einer Steigerung der eingesetzten Erdgasmengen, sondern sogar zu einer Reduktion (siehe Kapitel 5).

Eine Diversifizierung der Gasmärkte durch Anbieterwettbewerb und alternative Vertriebswege erscheint dringend geboten.

Da die Vorräte heutiger großer Lieferanten wie den Niederlanden und Norwegen relativ bald zur Neige gehen werden, sollte Vorsorge getroffen werden, nicht von einem Anbieter abhängig zu werden. Dies kann durch den Aufbau einer Flüssiggas (LNG)-Infrastruktur geschehen. Nach Aussage führender Mineralölunternehmen ist LNG heute schon wirtschaftlich, wenn man es mit dem Bau einer neuen Pipeline vergleicht. LNG ist – ähnlich wie Steinkohle – an vielen Stellen der Welt verfügbar und könnte somit helfen, die Importstruktur zu diversifizieren.

Weiter wird angeführt, dass Gas zu teuer sei. Dieses Problem kann zwei Ursachen haben. Entweder, der Markt funktioniert hier noch nicht ausreichend. Dann wäre es entscheidend, dass Strukturen geschaffen werden, die einen echten Wettbewerb zulassen. Weder die Tatsache, dass physische Lieferung und Gasnetz in einer Hand sind, noch die Kombination des größten Gasversorger mit dem größten Stromproduzenten (e.on / Ruhrgas) sind mit Blick auf einen funktionierenden Markt unproblematisch. Falls dagegen die Argumentation richtig ist, dass sog. nationale oder europäische Champions erforderlich sind, um gegenüber staatlichen Großkonzernen wie Gazprom genügend Marktmacht aufzubringen, so ist es fraglich, ob dies in Form privater Unternehmen geschehen sollte. Die so akkumulierte Marktmacht mag dann zwar nach außen hilfreich sein, für den Wettbewerb im Inneren ist sie es nicht zwangsläufig.

Zu ⑥:

Die Entsorgung von Kohlendioxid in unterirdischen Lagerstätten (CCS) ist für die jetzige Generation an Steinkohlekraftwerken in Deutschland keine Lösung. Wir müssen so handeln, als ob CCS als Strategieoption nicht zur Verfügung stände.

Die Abscheidung und Speicherung von CO₂ in großen unterirdischen Speichern (sog. CCS, Carbon Capture and Storage) erscheint aus heutiger Sicht im Prinzip möglich. Im Gegensatz zur Kernfusion werden alle notwendigen technischen Schritte bereits auf kommerzieller Basis beherrscht. Allerdings müssen die einzelnen Technologien neu kombiniert und um Größenordnungen hochskaliert werden. Dennoch ist CCS für die heutige Generation an Kohlekraftwerken eine Scheinlösung:

Durch die CO₂-Abtrennung steigt der erforderliche Brennstoffeinsatz erheblich an (sog. „energy penalty“: Energiestrafe), da die Aufbereitungssysteme einen hohen Eigenenergiebedarf haben. Dadurch sinkt der Kraftwerkswirkungsgrad um 6 bis 12 %-Punkte ab, bei Nachrüstungen sogar bis zu 15 %-Punkte. Das Kraftwerk Moorburg hätte beispielsweise nicht mehr 46%, sondern nur noch rund 35 % Wirkungsgrad. Dies führt zu erhöhten Umweltaus-

wirkungen der Rohstoffförderung, aber auch zu einem höheren Aufkommen an zu entsorgendem CO₂. Zudem kann das CO₂ nicht vollständig aus dem Rauchgas abgetrennt werden; mit dem Mehrverbrauch an (Stein-)Kohle sind zudem erhöhte Grubengas-Emissionen verbunden. Über den Lebenszyklus betrachtet werden immer noch 20 bis 35 % der ursprünglichen Treibhausgasemissionen ausgestoßen. CCS-Kraftwerke sind also nicht CO₂-frei, sondern allenfalls CO₂-ärmer (Fischedick et al. 2006; Pehnt und Henkel 2007).

Die langfristige Klimabilanz wird abermals verwässert durch die Gefahr einer Leckage. Bislang gibt es noch keine Langzeiterfahrung mit der CO₂-Speicherung in unterirdischen Lagerstätten. Selbst wenn sich die geologischen Modellierungen bestätigen, werden laut Schätzungen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC 2005) Leckageraten zwischen 0,001 bis 0,01 % pro Jahr sehr wahrscheinlich sein. Das bedeutet: Bei einer Leckage von 0,01 %/a sind nach 7000 Jahren 50 % des gespeicherten CO₂ entwichen.

Die Kenntnis über andere, insbesondere lokal relevante Umweltbeeinträchtigungen ist noch wenig ausgeprägt. Neben verstärkten Kohle-Abbautätigkeiten und vermehrten Transportaktivitäten (Tankertransport oder Pipelinebau) gibt es u. a. das Risiko eines plötzlichen Entweichens aus den Lagerstätten, die Versauerung des Untergrundes, dadurch evtl. Modifikation des umliegenden Gesteins, aber auch das Entweichen von Methan bei Speicherung in ehemaligen Kohleflözen oder mikroseismische Aktivitäten durch Einleitung des CO₂ in den Untergrund.

Zudem ist ohnehin äußerst fraglich, welche Wettbewerbsfähigkeit CCS-Kraftwerke erreichen werden. Die Errichtung der CO₂-Entsorgungsinfrastruktur und der zusätzliche Brennstoffeinsatz führen zu deutlichen Mehrkosten, die heute nur schwer quantifiziert werden können. Eine Studie beziffert diese für ein neu gebautes Kraftwerk im Jahr 2020 mit rd. 2,5 Ct/kWh_{el} (Steinkohle) bzw. 1,8 Ct/kWh_{el} (Erdgas) (Fischedick et al. 2006); für Nachrüstungen liegen diese Kosten noch deutlich darüber (IEA 2007). Völlig ungeklärt ist auch die rechtliche Integration von CCS, die langfristige Haftung für Leckagen und die Einbindung in den europäischen Emissionshandel (vgl. dazu Dietrich 2007). Es wird die Frage zu beantworten sein, in welchem Umfang die Gesellschaft einen Teil der langfristigen Kosten, z.B. für das Monitoring der Lagerstätten oder die Haftung bei Leckagen, übernimmt und damit dieser Technologie einen Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen Technologien verschafft (vgl. Bode 2006).

Für die jetzige Kraftwerksgeneration, die mindestens 40 Jahre im Betrieb sein wird, kommt CCS zu spät, denn die heutigen Kraftwerkstypen sind nur schwer auf CCS umzurüsten mit überproportionalen Nutzungsgrad-Minderungen und zusätzlichen Platzanforderungen.³ Die übernächste Kraftwerksgeneration wird dann gegen andere Technologien – vor allem erneuerbare Energien – konkurrieren, deren Kosten dann abermals erheblich gesunken sein werden.

Fazit:

Erneuerbare Energien sind für eine nachhaltige Entwicklung unerlässlich.

³ Siehe hierzu (IEA 2007) und (MIT 2006). In sog. IGCC-Kraftwerken – das sind Kraftwerke, in denen die Kohle zuvor vergast wurde – wäre eine CO₂-Abtrennung grundsätzlich einfacher zu integrieren; aber auch hier entstehen Wirkungsgradverluste in einer Größenordnung von 5 %-Punkten. Diese Kraftwerkstypen sind allerdings noch im Forschungsstadium.

Das bisher Gesagte führt zu der Schlussfolgerung, dass erneuerbare Energien für eine nachhaltige Energienutzung unerlässlich sind. Sie bieten das mit Abstand größte technische Potenzial (s. Kapitel 5 und 6). Allerdings liegen ihre durchschnittlichen Stromgestehungskosten heute noch höher als bei konventionellen Techniken, so dass sie sich nicht von selbst am Markt durchsetzen. Damit sie rechtzeitig und im nötigen Umfang zur Verfügung stehen, muss ihre Marktdurchdringung vom Gesetzgeber unterstützt werden. Dies geschieht derzeit erfolgreich durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (Pehnt 2007).

3.2 Steinkohle-Kraftwerke und Klimaschutz

Stromerzeugung in großen Steinkohle-Kondensationskraftwerken ist ineffizient und verursacht große Mengen an Treibhausgasen.

Im Jahr 2006 wurden 136 TWh Strom in Steinkohlekraftwerken erzeugt. Dazu wurden 329 TWh Steinkohle eingesetzt. Der mittlere elektrische Wirkungsgrad der Steinkohlekraftwerke betrug also 41 %. Hinzu kommt noch der Energieeigenbedarf der Kraftwerke, der den sogenannten Nettowirkungsgrad weiter reduziert.

In den meisten Kraftwerken wird ein Großteil der entstehenden Verlustwärme ohne weitere Nutzung in die Luft oder an das Wasser abgegeben. Das bedeutet: weit über die Hälfte der Kohleenergie geht verloren, ohne dass ein Nutzen daraus gezogen wird.

Das Kraftwerk Moorburg wendet moderne Kraftwerkstechnologien an. Deshalb liegt der elektrische Nutzungsgrad eines solchen Kraftwerks mit knapp über 46 % etwas über dem Durchschnitt des deutschen Kraftwerksparks. Ohne Wärmeauskopplung verliert aber auch dieses Kraftwerk mehr als die Hälfte der Kohleenergie. Erst durch den Einsatz der Abwärme in Kraft-Wärme-Kopplung (siehe Box) kann der Wirkungsgrad auf über 50 % gesteigert werden.

Zur mangelnden Effizienz von Kohlekraftwerken kommt noch ein weiteres Problem hinzu: Der Energieträger Kohle ist auch außerordentlich kohlenstoffhaltig. Die Verbrennung von einer Tonne Steinkohle erzeugt 1,7 mal so viel CO₂ wie die Verbrennung einer Menge von Erdgas mit dem gleichen Energiegehalt. Hinzu kommen die Treibhausgase der Steinkohlebereitung, die – je nach Herkunftsland – noch einmal gut 10 % der Gesamtemissionen betragen.

Infobox: Was ist Kraft-Wärme-Kopplung?

Bei der Kraft-Wärme-Kopplung nutzt man die Abwärme, die in den Kraftwerken während der Stromerzeugung unweigerlich entsteht, um Häuser zu heizen, Schwimmbäder zu erwärmen oder industrielle Prozesswärme bereitzustellen. Das heißt, man verwendet die in den Brennstoffen steckende Energie zur Elektrizitätsgewinnung und zum Erhitzen und Erwärmen. Damit spart man große Mengen Erdgas oder Heizöl ein und erreicht eine deutliche Minderung der Treibhausgasemissionen. Im Prinzip kann man jedes Kraftwerk in ein „Heiz-Kraftwerk“ umwandeln. Besonders geeignet sind dafür aber dezentrale, kleinere Kraftwerke. Denn dann muss die Wärme nicht so weit transportiert werden.

In Deutschland werden 14 % des Strombedarfs mit Kraft-Wärme-Kopplung gedeckt. Ein Großteil davon stammt aus großen Kraftwerken, die ihre Wärme an Fernwärmenetze abgeben, aus der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung und aus Dampfturbinenanlagen. Aber auch Blockheizkraftwerke – kompakte und kleinere Anlagen zur gleichzeitigen Strom- und Wärme-Versorgung – tragen dazu bei.

3.2.1 Ökobilanz eines Steinkohle-Kraftwerks am Beispiel Hamburg-Moorburg

Die hohen Verluste konventioneller Steinkohle-Kraftwerke machen sich auch in der Ökobilanz bemerkbar. Eine Ökobilanz untersucht die entlang der gesamten Wertschöpfungskette entstehenden Umweltwirkungen eines Produktes. Mit dem umfangreichen, gemeinsam vom IFEU und dem ifu Hamburg entwickelten Ökobilanzmodell Umberto (www.umberto.de), das alle Prozesse berücksichtigt – von der Gewinnung der Steinkohle über den Bau der Kraftwerke bis zur Verbrennung und Verstromung –, kann eine Ökobilanz verschiedener Strombereitstellungsketten erstellt werden.

Bei der Ökobilanzierung ist zu beachten, dass die Systeme der Kraft-Wärme-Kopplung sowohl Strom als auch Wärme erzeugen. Wenn jedoch die Stromerzeugung aus KWK mit anderen Verfahren der Stromerzeugung verglichen werden soll, muss das Kuppelprodukt „Wärme“ berücksichtigt werden. Dies kann mit einer Wärmegutschrift erfolgen. Gutschriftverfahren beruhen auf der Tatsache, dass die erzeugten Kuppelprodukte gleichartige Produkte mit alternativen Herstellungsrouten substituieren. In der Bilanz wird davon ausgegangen, dass die Wärme aus KWK eine alternative Wärmeerzeugung z. B. in einem Gas- oder Ölkessel ersetzt.

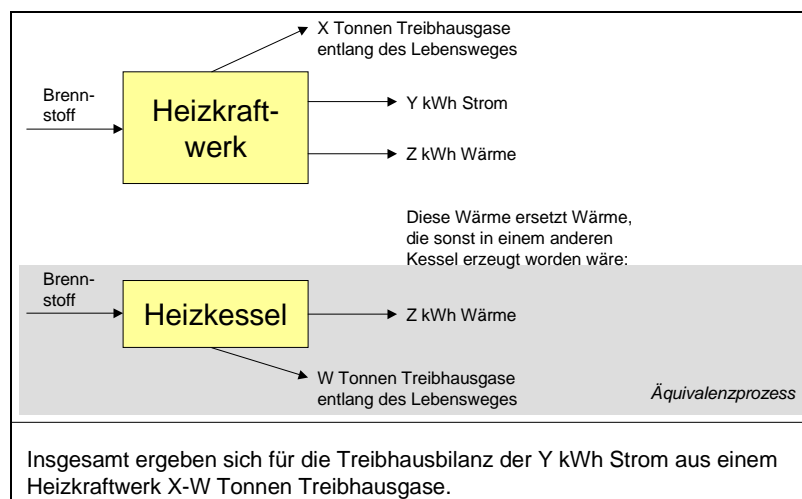


Abbildung 10: Systematik der Wärmegutschrift

Diese sog. „Äquivalenzprozesse“ müssen sorgfältig definiert werden. Je nach Fragestellung kann es sinnvoll sein, unterschiedliche Gutschriftssysteme zu definieren. Wenn es um die Frage geht: um wie viel sinken die CO₂-Emissionen Hamburgs durch Ausweitung des Fernwärmenetzes, ist es sinnvoll, als substituierte Wärmebereitstellung den heutigen Bestand an Einzelheizungen gegenzurechnen, der potenziell durch KWK ersetzt werden kann. Diese ist nach Angaben in (Hobohm et al. 2006) in Hamburg zu 56 % von Erdgas dominiert, jeweils 18 % Öl und Fernwärme und 7 % Strom. Zur Bestimmung des substituierten Wärmemixes (Gutschrift „Mix Hamburg“) rechnen wir den Fernwärmeanteil heraus. Inklusive der Brennstoffbereitstellung ergeben sich daraus Treibhausgasemissionen in der Höhe von rd. 350 Gramm CO₂-Äquivalente pro kWh Raumwärme.

Geht es um die Frage eines Investors: will ich ein Gebäude mit einer modernen fossilen Heizung nach dem Stand der Technik oder mit KWK versorgen, sollte man einen modernen Erdgas-Brennwertkessel als Alternative gegenrechnen (Gutschrift „Gas-Brennwertkessel“).

Diese Berechnungsweise entspricht auch der Vorgehensweise der EU-KWK-Richtlinie, die einen Vergleich mit modernen ungekoppelten Systemen des gleichen Brennstoffs verlangt. Für den modernen Gaskessel liegen diese Werte bei rd. 250 Gramm pro kWh Raumwärme (siehe Tabelle 8 im Anhang). Wir werden in der Bilanz beide Ergebnisse darstellen.

Im folgenden stellen wir die Ergebnisse einer Ökobilanz von verschiedenen Kraftwerkstypen vor.⁴ Dabei wurden die Nutzungsgrade der Kraftwerke basierend auf typischen Kennlinien und der Temperaturen der Stadt Hamburg errechnet (siehe Tabelle 10 im Anhang). Bei „Typ Moorburg“ handelt es sich um die Grundkonfiguration des in Hamburg geplanten Steinkohle-Kraftwerks; einmal ohne KWK, dann in den zwei in den Antragsunterlagen von Vattenfall angegebenen Varianten der Fernwärmeauskopplung (240 MW Fernwärmeauskopplung (HKW min) und 450 MW (HKW max), sowie in einer weiteren Ausbaustufe, die von Vattenfall nicht angegeben, aber theoretisch denkbar wäre (650 MW (Typ Moorburg optimiert)). Außerdem ist die Bilanz des alten Kraftwerks Wedel in seiner Grundkonfiguration und einer optimierten Wärmenutzungsvariante gezeigt.

Abbildung 11 zeigt die Ergebnisse einer detaillierten Ökobilanz beispielhaft für die Umweltwirkung „Treibhauseffekt“.

Die Ökobilanz zeigt:

- Der hohe Nutzungsgrad des Gas-Kraftwerks und die brennstoffspezifischen Emissionen des Energieträgers Erdgas im Vergleich zu Steinkohle führen dazu, dass die Treibhausgasemissionen eines modernen Steinkohle-Kondensationskraftwerks (ohne KWK) rund doppelt so hoch sind wie die eines modernen Erdgas-GuD-Kraftwerks ohne KWK.
- Eine KWK, wie sie in Moorburg angedacht ist, senkt die Treibhausgasemissionen zwar, aber nicht entscheidend (siehe „Typ Moorburg ohne KWK / HKW min und HKW max). In der 1. Ausbaustufe sinken die Emissionen um 2 bis 3 %, in der 2. Ausbaustufe um 3 bis 5 % je nach Wärmegutschrift). Eine weitere Optimierung durch einen beträchtlichen Ausbau der Fernwärme ist möglich und senkt die Treibhausgas-Emissionen um weitere 30 g/kWh_{el} (bei Wärmegutschrift mit Hamburg Mix) gegenüber der HKW max-Variante, verbleibt aber in der Größenordnung von 800 g/kWh_{el}, weil auch in dieser Variante der Gesamtnutzungsgrad nicht wesentlich über 60 % ansteigt. Das Kraftwerk Moorburg ist für eine sinnvolle Abwärmenutzung deutlich zu groß.
- Moorburg ist damit nicht das „klimafreundlichste Kraftwerk der Welt“, wie es in der Umweltverträglichkeitsuntersuchung heißt (Vattenfall_Europe 2007). Selbst das ältere Kohlekraftwerk Wedel ist bei heutigem KWK-Anteil nur geringfügig schlechter in der Treibhausgasbilanz. Steigerte man die Wärmeauskopplung eines Kraftwerks wie Wedel weiter, was technisch grundsätzlich möglich ist (Wedel hat einen Gesamtnutzungsgrad von 67 %), so sind sogar bessere Werte erzielbar als ein Kraftwerk vom Typ Moorburg, da es besser an die Größe des Fernwärmenetzes angepasst ist.

⁴ In dieser Übersichtsökobilanz werden die Treibhausgase CO₂, CH₄ und N₂O berücksichtigt. Die Steinkohle- und Gasvorketten werden nach (Fritsche und Schmidt 2007) berechnet, den Bau der Infrastruktur nach (Pehnt 2002), die direkten Emissionen des Kraftwerksbetriebs nach (Pehnt 2002) (GuD; Ottomotor) bzw. (Ecoinvent 2005) (Steinkohle-Kraftwerk).

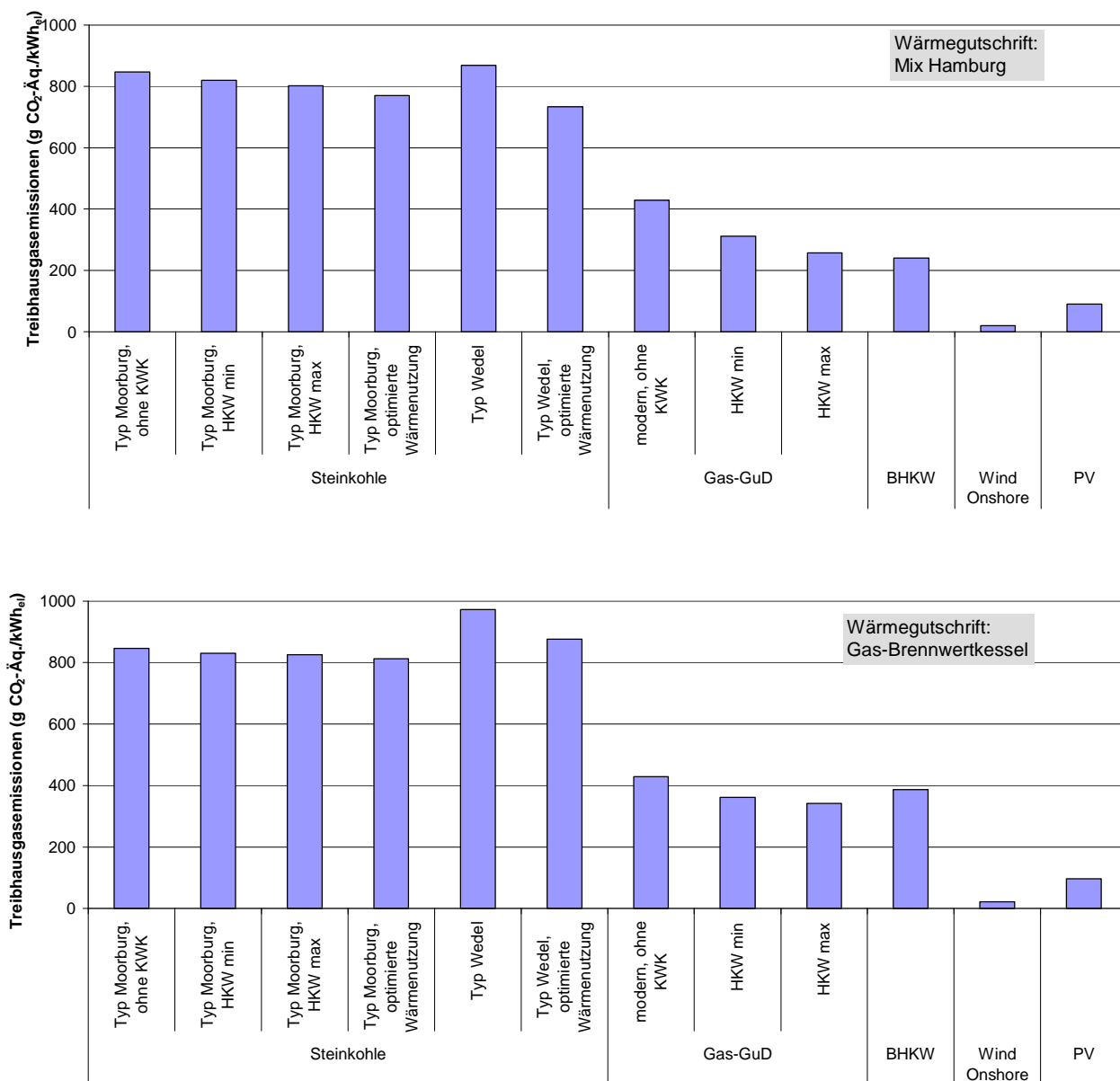


Abbildung 11: Ökobilanz verschiedener Stromerzeugungspfade. Oben: Wärmegutschrift mit dem Wärmemix Hamburg. Unten: Wärmegutschrift mit einem Gas-Brennwertkessel (Quelle: IFEU).

- Selbst mit einem signifikanten Anteil an Kraft-Wärme-Kopplung („Typ Wedel optimiert“) liegen die Treibhausgas-Emissionen über 600 g/kWh_{el} (Wärmegutschrift Hamburg-Mix; bei Brennwertkessel-Gutschrift sogar deutlich darüber) und damit signifikant höher als die eines Gas-GuD-Kraftwerks, erst recht, wenn es in KWK betrieben wird. KWK mindert also die Treibhausgas-Emissionen eines Steinkohle-Kraftwerks; dies reicht aber nicht aus, um die Differenz zwischen den Brennstoffen Kohle und Gas zu überbrücken.

Auch bei nennenswerten KWK-Anteilen verbleibt eine deutliche Diskrepanz in der Treibhausgasbilanz zwischen Steinkohle- und Gaskraftwerken.

- Es existieren zahlreiche Strombereitstellungstechnologien mit signifikant reduzierten Treibhausgas-Emissionen. Nahezu alle erneuerbaren Energietechnologien liegen unter 100 g/kWh, die meisten sogar unter 20 g/kWh – auch über den Lebenszyklus betrachtet, also einschließlich des Energiebedarfs für die Herstellung der Anlagen.

Sollte der Zubau von Steinkohlekraftwerken wie geplant stattfinden, sind die langfristigen Klimaziele ernsthaft gefährdet. Heute gebaute Kraftwerke zementieren Emissionen auf vier Jahrzehnte.

3.2.2 Die externen Klimakosten

Die Schadenskosten allein durch den Ausstoß von Treibhausgasemissionen sind immens. Legt man Schadenskosten von 70 €/t CO₂ zu Grunde, würde Moorburg alleine für die direkten CO₂-Emissionen externe Kosten in Höhe von rd. 700 Millionen Euro jährlich verursachen.

Es ist schwierig, die genauen Klimaschadenskosten durch die Emissionen von Treibhausgasen zu beziffern. Das Bundesumweltministerium hat in einer Untersuchung verschiedene Studien ausgewertet und schlägt als Standard-Wert 70 € pro Tonne ausgestoßenen Kohlendioxids vor (Spannweite: 15 bis 280 €/t) (Krewitt und Schломann 2006). Legt man den Standardwert zu Grunde, so verursachen die in Deutschland von der Energiewirtschaft ausgestoßenen Kohlendioxidemissionen alleine Schäden in Höhe von 25 Milliarden Euro. Bei modernen Steinkohlekraftwerken wie dem Kraftwerk Hamburg Moorburg mit einem elektrischen Nutzungsgrad von rund 46 % liegen die externen Kosten bei rund 5,5 Ct pro Kilowattstunde – damit liegen die „realen“ Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung der volkswirtschaftlichen Schäden mehr als doppelt so hoch wie die reinen betriebswirtschaftlichen Erzeugungskosten.

3.3 Sonstige ökologische Auswirkungen

Trotz aufwendiger Luftreinhaltung emittieren Steinkohlekraftwerke hohe Frachten an Luftschadstoffen, beispielsweise Stickoxide und Schwermetalle.

Im beantragten Volllastbetrieb würde das geplante Kohlekraftwerk Moorburg nicht nur Treibhausgase, sondern auch erhebliche Mengen an Schadstoffen über den Kamin ausstoßen, darunter:

Schwefeldioxid:	7.850 Tonnen pro Jahr
Stickoxide:	7.850 Tonnen pro Jahr
Feinstaub:	785 Tonnen pro Jahr
Blei:	3,2 Tonnen pro Jahr
Quecksilber:	1,2 Tonnen pro Jahr
Arsen:	1 Tonne pro Jahr
Cadmium:	0,6 Tonnen pro Jahr
Nickel:	0,6 Tonnen pro Jahr

Hinzu kommen noch weitere Schwermetalle sowie 29 Tonnen Staubemissionen pro Jahr durch die Versorgung des Kraftwerks mit Kohle und Kalksteinmehl. Die Emissionen von Schadstoffen wie Schwefeldioxid und Schwebstaub des Kohlekraftwerks sind durch die

13. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz begrenzt; ihre Einhaltung hat der Antragssteller zu garantieren.

Anders verhält es sich bei den Emission von Schwermetallen wie Blei oder Cadmium: Ihre Höhe hängt vom Gehalt der Schwermetalle in der eingesetzten Kohle ab; hier gibt es erhebliche Schwankungsbreiten. Ebenso variieren die diffusen Emissionen aus dem Umschlag und der Lagerung von Kohle. Je nach technischer Konzeption gibt es hier große Unterschiede zwischen den Kraftwerken.

Trotz der hohen Emissionsfrachten sind die resultierenden Zusatzbelastungen durch Schadstoffe in der bodennahen Luft in der Umgebung eines einzelnen Kohlekraftwerks meist gering, denn bei einem hohen Schornstein werden die Schadstoffe weiträumig verteilt. Bei den meisten neuen Anlagen wird die so genannte Irrelevanzschwelle der Technischen Anleitung Luft (TA Luft) unterschritten. „Irrelevanz“ ist dabei ein rechtlicher Begriff: Die Zusatzbelastung eines Luftschadstoffes ist dann als irrelevant einzustufen, wenn diese nicht mehr als 3 % des Immissionswertes zum Schutz der menschlichen Gesundheit ausmacht; bei Niederschlag von Staub und Schwermetallen liegt die Grenze bei 5 % des Immissionswertes der TA Luft zum Schutz vor erheblichen Belästigungen. Dabei ist ein neues Kraftwerk auch dann genehmigungsfähig, wenn die Vorbelastung gesetzliche Grenzwerte bereits überschreitet. Da Schadstoffemissionen über den Kamin von Kohlekraftwerken also weiträumig verfrachtet werden, wird dadurch die Hintergrundbelastung vergrößert. Im Nahbereich sind meist die diffusen Emissionen aus dem Umschlag und der Lagerung von Kohle bedeutsamer als die Emissionen über den Kamin.

Problematisch sind dabei die Summationswirkungen der Emissionen bei der Häufung mehrerer neuer Kraftwerke in einem Betrachtungsraum. Da für jede neue Anlage das Irrelevanzkriterium in Anspruch genommen werden kann, stellt sich die berechtigte Frage, wie oft ein neuer Emittent auf Basis des Irrelevanzkriteriums genehmigt werden darf, bevor sich die Luftqualität im Betrachtungsraum nachhaltig verschlechtert.

Dabei sind die Auswirkungen auch bei geringen Zusatzbelastungen aufgrund der oft schlechten Abbaubarkeit dieser Stoffe in der Umwelt nicht zu vernachlässigen. Schwermetalle reichern sich über die gesamte Betriebsdauer im Boden um den Standort an. Daneben ist auch das Zusammenspiel von Eutrophierung (Nährstoffeintrag) und Bodenversauerung zu betrachten. Erstere führt zunächst zu einem stärkeren Pflanzenwachstum, aber auch zu einer Ausbreitung von Stickstoff liebenden Pflanzen und dadurch zu einem Verlust biologischer Vielfalt.

All diese Fragen sind im Rahmen des Genehmigungsverfahrens hinreichend zu prüfen. Der Antragsteller hat allerdings einen Anspruch auf Genehmigung, wenn die gesetzlichen Bestimmungen eingehalten werden und das Kraftwerk dem Stand der Technik entspricht. Hier gibt es im Detail zum Teil erhebliche Unterschiede in den Konzepten, die im Einzelfall zu prüfen sind. Manche Antragsteller beantragen freiwillig niedrigere Emissionswerte als die gesetzlich geforderten Höchstwerte.

Kohlekraftwerke greifen empfindlich in das Ökosystem Wasser ein.

In Bezug auf das Ökosystem Wasser entstehen die größten Auswirkungen aus der Entnahme und Wiedereinleitung von Kühlwasser. Dabei sind die Wassermengen bei der Durchlauf-

kühlung enorm: Für das Kraftwerk Moorburg werden bis zu ca. 65 Kubikmeter pro Sekunde an Kühlwasser benötigt. Bei der Entnahme von Wasser für Kühlzwecke werden Fische und andere Wasserlebewesen eingesaugt. Die Menge der geschädigten Wasserlebewesen richtet sich dabei nach der Entnahmemenge, aber auch nach der Lage des Entnahmebauwerks im Gewässer und auch nach Geschwindigkeit der Wasserentnahme und Maschenweite des Grobfilters. Durch die Entnahme von Kühlwasser für das Atomkraftwerk Brunsbüttel (im Mittel 20 Kubikmeter pro Sekunde) wurden Verluste von ca. 67 Tonnen Fische pro Jahr berichtet (KifL 2006).

Je geringer die Einströmgeschwindigkeit, desto geringer die Fischschädigung. In der US-amerikanischen Umweltgesetzgebung wird als Stand der besten verfügbaren Technik eine Geschwindigkeit unter 15 cm pro Sekunde definiert, die Maschenbreite des Einlaufbauwerks darf dabei nicht größer sein als 1 cm. Es sind heute sogar Entnahmefilter möglich, die eine Siebbreite von nur noch 2 mm aufweisen. Bei Verwendung dieses Systems werden gar keine Fische mehr mit dem Kühlwasserstrom eingezogen. Auch wenn größere Fische geschont werden, werden Fischlarven getötet (in Moorburg wären dies mehrere Milliarden Larven pro Jahr).

Bei Kraftwerken mit Durchflussskühlung wird das Wasser durch dessen Entnahme zu Kühlzwecken und Wiedereinleitung des aufgewärmten Kühlwassers belastet. Die höchste zulässige Einleittemperatur von Kühlwasser ist für jeden Fluss gesetzlich geregelt, in der Elbe z.B. beträgt die höchstmögliche Einleittemperatur 30° C. Die Einleitung von Kühlwasser und die damit verbundene Aufwärmung des Flusswassers beschleunigt die natürlichen Abbauprozesse im Ökosystem Wasser. Damit ist eine verstärkte Sauerstoffzehrung verbunden, die beispielsweise im Sommer zu Sauerstoffdefiziten führen kann, die besonders für die Lebensgemeinschaften tödlich enden kann. Auch der hohe Eintrag an abgetötetem Zoo- und Phytoplankton sowie Fischlarven und Kleinstfische führt zu einer erhöhten Sauerstoffzehrung.

Bei Kühlturbetrieb ist ebenfalls die Entnahme von Wasser notwendig. Im Kühlturm wird Wasser im Kreislauf gefahren. Das verdunstete Wasser muss ersetzt werden. Um die Aufkonzentrierung von Salzen zu vermeiden, wird ein Teil des Kreislaufwassers in den Vorfluter abgeleitet. Zwar ist die Wassermenge um mehr als einen Faktor 10 kleiner als bei der Durchlaufkühlung, hinzukommen aber Biozide und korrosionshemmende Stoffe, die dem Wasser zugeführt werden.

Unabhängig von der Art der Kühlung muss weiterhin noch das Abwasser aus der Rauchgasreinigung eingeleitet werden, das mit Sulfaten und Schwermetallen belastet ist.

Die Auswirkungen der Entnahme und Einleitung von Wasser auf den Vorfluter und die darin lebenden Organismen sind komplex. Im Rahmen der wasserrechtlichen Genehmigung notwendig ist unter anderem die Prüfung der Wechselwirkungen mit Fauna und Flora. Hier fehlen oft eindeutige Regelungen und Bewertungsmaßstäbe:

Welche Auswirkungen haben die luftseitigen Emissionen? Wie viele Fische dürfen durch das Kühlwasser eines Kraftwerks getötet werden? Was sind die Mindestanforderungen nach dem Stand der Technik?

Kohlekraftwerke zerschneiden Lebensräume und beeinträchtigen das Landschaftsbild.

Moderne Steinkohlekraftwerke haben bis zu 180 m hohe Kamine, an der Mündung hat dieser einen Durchmesser von 8 bis 10 Metern. Die Kesselhäuser erreichen eine bauliche Höhe von ca. 100 m, sind von ihrer Gestaltung her jedoch ungleich massiver als die Schornsteine. Da in der Regel das Baugebiet als Industriegebiet ausgewiesen ist, sind die rechtlichen Voraussetzungen dafür gegeben.

Ist ein Kühlturm nötig, so ist dieser in der Regel so hoch wie der Schornstein (180 m), da die Rauchgase dann durch den Kühlturm abgeleitet werden können. Ein derart massives Bauwerk ist besonders in der norddeutschen Tiefebene weit sichtbar und wird das Landschaftsbild über viele Jahre hinweg nachhaltig beeinträchtigen. Der massive Baukörper kann im ungünstigen Fall eine kleinklimatisch notwendige Frisch- und/ oder Kaltluftschneise versperren. Darüber hinaus gibt es Verschattungen durch den Baukörper.

Bei Kühltürmen ist die Verschattung durch die Rauchschwaden aus Kühltürmen bedeutsam. Im Nahbereich kann der Verlust der Sonnenscheindauer bis zu 3 % der Jahresstunden betragen, das sind ca. 2 Wochen weniger Sonne. Dies kann zu Auswirkungen auf die Landwirtschaft führen. Hier sind die betroffenen Betriebe zu entschädigen.

Wie jedes andere hohe Gebäude auch hat ein Kraftwerk zudem Auswirkungen auf den Vogelflug, besonders dann, wenn es nicht in einem industriell geprägten Ensemble mit ungefähr gleich hohen Gebäuden steht. Bestimmende Faktoren sind dabei natürlich auch die Vorkommen von Vogelarten in der Umgebung des Kraftwerks und die Nähe zu vorhandenen Brut- und Rastgebieten.

Der Flächenbedarf eines Kohlekraftwerks ist gegenüber anderen genehmigungspflichtigen Verbrennungsanlagen zur Energieerzeugung (z.B. Gas- und Dampfturbinenkraftwerken) ungleich höher. So benötigt ein Kohlekraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 800 MW eine Fläche von ca. 15 bis 20 ha; für eine GuD-Anlage mit gleicher Leistung sind dies nur ca. 5 ha. Der größere Flächenverbrauch des Kohlekraftwerks beruht nicht zuletzt auf der Notwendigkeit einer flächenintensiven Kohlehalde, die bei einem Gaskraftwerk natürlich nicht nötig ist.

Der Flächenbedarf eines Kohlekraftwerks hat direkte Auswirkungen auf den Boden mit seinen vielfältigen ökologischen Funktionen (z.B. Filtration des Niederschlages und Ableitung in das Grundwasser). Versiegelter Boden kann diese Funktionen nicht mehr wahrnehmen, unversiegelte Flächen im direkten Bereich des Kraftwerksstandortes werden durch Abwehungen von den Kohlehalden belastet, so dass auch hier die natürlichen Bodenfunktionen beeinträchtigt werden.

Die Flächeninanspruchnahme für das Kraftwerk beinhaltet auch die Zerstörung und Zerschneidung von Lebensräumen für Tiere und Pflanzen, denn auch auf industriell vorbelasteten Flächen können sich innerhalb kurzer Zeit Bestände an z.T. seltener Flora und Fauna ansiedeln.

3.4 Prüfung der Umweltwirkung von Bauverfahren im Genehmigungsverfahren

Im öffentlichen Genehmigungsverfahren werden nicht alle Auswirkungen geprüft.

Für ein neues Kohlekraftwerk sind Genehmigungsverfahren erforderlich, die z.T. unter Beteiligung der Öffentlichkeit durchgeführt werden. Im Genehmigungsverfahren nach Bundesim-

missionsschutzgesetz werden die Antragsunterlagen öffentlich ausgelegt, im Erörterungstermin können diese mit dem Antragsteller und der Genehmigungsbehörde diskutiert werden. Allerdings ist eine Reihe von Themen nicht Gegenstand des Verfahrens. So muss die Notwendigkeit für ein neues Kohlekraftwerk ebenso wenig geprüft werden wie die Notwendigkeit einer neuen Fabrik für Sportwagen: Der Bau eines Kraftwerks wird als das Risiko des Antragstellers angesehen. Weiterhin spielen die Auswirkungen der Emission von Treibhausgasen im Genehmigungsverfahren keine Rolle, denn es wird das Funktionieren des Handels mit Emissionszertifikaten vorausgesetzt. Schließlich werden wichtige Aspekte in nicht-öffentlichen Verfahren geprüft. So ist z. B. das wasserrechtliche Genehmigungsverfahren ebenso wenig öffentlich wie die Genehmigungen für die Stromtrassen. Aus diesem Grund ist die Einflussmöglichkeit auf die Entscheidung begrenzt. Im öffentlichen Erörterungstermin fallen zudem keine Entscheidungen über die Genehmigung; die Behörde sammelt Informationen, die bei der Entscheidung berücksichtigt werden müssen. In den nicht-öffentlichen Genehmigungsverfahren sind die „Träger öffentlicher Belange“ zu beteiligen, dazu zählen auch die anerkannten Naturschutzverbände.

3.5 Kohlegewinnung

Die Kohlegewinnung in den Lieferländern ist mit Umweltwirkungen und sozialen Folgen verbunden.

2006 wurde mit der Einfuhr von 46,5 Millionen Tonnen Kraftwerkskohle, Koks- und Kokskohle nach Deutschland eine neue Höchstmarke erreicht (VDKI 2007). Dies entspricht 64 % des Gesamtkohlebedarfs – Tendenz weiter steigend. Haupteinfuhrländer sind Südafrika, Polen, aber auch die GUS-Staaten, China, Australien und zunehmend Kolumbien.

Beim Abbau von Kohle in Deutschland werden jährlich hohe Geldsummen für die Einhaltung strenger Richtlinien ausgegeben und so ein relativ umwelt- und sozialverträglicher, sicherer Betrieb von Kohlegruben gewährleistet. Trotzdem sind die ökologischen Beeinträchtigungen (u. a. Flächeninanspruchnahme, Bergsenkungen, hydrologische Beeinträchtigungen, Altlasten) bedeutend. In Kohleexportländern, wo es aufgrund nicht vorhandener bzw. nicht durchgesetzter Richtlinien zu keiner Kompensation von Umwelt- und Gesundheitsschäden kommt, sind die ökologischen und sozialen Schäden noch gravierender:

Enteignungen und Räumungen zahlreicher Dörfer mit überwiegend indigener Bevölkerung und die gezielte Unterdrückung gewerkschaftlicher Aktivitäten stehen in Kolumbiens Steinkohlerevieren an der Tagesordnung. Zudem wird hier die ländliche Bevölkerung durch den Kohletransport und umgeleitete bzw. belastete Gewässer teilweise massiv gesundheitlich beeinträchtigt; die Land- und Viehwirtschaft nachhaltig geschädigt. Vielerorts sind Arbeiter nicht ausreichend geschützt und mit Verletzungen und Folgekrankheiten des Bergbaus auf sich allein gestellt. Weltweit führen mangelnde Sicherheitsmaßnahmen zu Grubenunglücken oftmals durch die Explosion von Kohlegas und den Einsturz ungesicherter Stollen. So starben allein in China 2005 nach behördlichen Angaben 6000 Kumpel in Kohlebergwerken – inoffiziell wird von dem Doppelten ausgegangen.

4 Das Steinkohlekraftwerk Hamburg-Moorburg im Energiemarkt

Steinkohle-Kraftwerke sind also ökologisch kritisch zu bewerten. Doch wie ist ihre ökonomische Bilanz im liberalisierten Strommarkt? Um diese Frage bewerten zu können, sind folgende Schritte erforderlich:

- Sichtweise des Investors: Für ihn sind alle Kosten, die im Zusammenhang mit dem geplanten Kraftwerk anfallen, relevant. Dabei ist zu unterscheiden zwischen variablen Kosten (oder Betriebskosten) und Fixkosten. Neben den (fixen) Kapitalkosten und den (variablen) Brennstoffkosten spielen hier seit kurzem auch die Kosten für CO₂-Emissionsrechte eine Rolle.
- Sichtweise des Betreibers: Den Betreiber interessieren die Betriebskosten und die Erlöse. Welche Erlöse ein Kraftwerk erzielt, wird durch den Stromhandel an der Börse bestimmt.
- Da Stromhandel und Einsatzoptimierung dynamische Prozesse sind, die einer Vielzahl von Einflüssen unterliegen, lassen sich hier ohne detaillierte Analyse keine pauschalen Aussagen treffen. Daher wird mit Hilfe eines Strommarktmodells stundenscharf ermittelt, ob das fragliche Kraftwerk eingesetzt wird, wie viel Strom es dabei erzeugt und welche Erlöse es erzielt. Da diese Rechnung weit in die Zukunft hinein reicht, müssen eine Reihe von Annahmen zur Struktur des Kraftwerksparks und der Entwicklung der Ressourcenpreise getroffen werden.
- Erst danach kann durch Vergleich von Kosten und Erlösen eine Aussage getroffen werden, ob das Kraftwerk wirtschaftlich ist oder nicht.

Damit die nachfolgende Analyse verständlich wird, ist es erforderlich, einen Exkurs in die Mechanismen des Strommarktes vorzuschalten.

4.1 Neue und bestehende Kraftwerke: ein Exkurs in die Marktmechanismen im liberalisierten Strommarkt

Früher galt: Strompreis = Kosten / Menge. Heute gilt: Der Strompreis wird durch die Betriebskosten des letzten (= teuersten) Kraftwerks bestimmt, das benötigt wird, um die Nachfrage zu decken.

In den 1990er Jahren wurden die Rahmenbedingungen für die Stromwirtschaft in Deutschland und Europa grundlegend verändert. Bis dahin wurde Strom in Deutschland überwiegend von regionalen Monopolgesellschaften produziert. Die Preise, zu denen der Strom verkauft wurde, ergaben sich aus einer Mischkalkulation. Dabei wurden die Stromgestehungskosten unterschiedlicher Kraftwerkstypen zugrunde gelegt, aus denen dann ein Mittelwert gebildet wurde. Die Gestehungskosten der einzelnen Kraftwerke ergaben sich als Summe aller Kosten geteilt durch die produzierte Strommenge. Hinzu kam eine moderate Gewinnmarge. Kraftwerke wurden – je nach jährlicher Nutzungszeit – eingeteilt in Grund-, Mittel- und Spitzenlastanlagen.

Mit der sog. Liberalisierung der Strommärkte in Europa haben sich die Preisbildung und die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für Kraftwerke grundlegend verändert. Der Strompreis orientiert sich nicht länger an den Gestehungskosten aller Kraftwerke, sondern wird an der

Strombörse ermittelt. Wie im Folgenden gezeigt wird, sind dabei die Betriebskosten des Grenzkraftwerks, d.h. des letzten Kraftwerks, das benötigt wird, um die Nachfrage zu decken, preissetzend.

Wie wir zeigen werden, hat der geplante Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien in der deutschen Stromerzeugung erhebliche Auswirkungen auf die Preisbildung an der Börse (Bode und Groscurth 2006).

Die bisher gängige Einteilung in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke verliert zunehmend ihre Bedeutung. Vielmehr wird es künftig darauf ankommen, die schwankende Nachfrage und das fluktuierende Angebot aus erneuerbaren Energien mit Hilfe schnell regelbarer Techniken zur Deckung zu bringen.

4.1.1 Investitionen in neue Kraftwerke: Die Sicht des Investors

Bei der wirtschaftlichen Analyse des Betriebs von Kraftwerken muss zwischen der Zeit vor und der Zeit nach der Investition unterschieden werden.

Eine gängige Methode zur Beantwortung der Frage, ob eine Investition vorteilhaft ist, ist der Vergleich von durchschnittlichen Produktionskosten (oder Stromgestehungskosten) mit den erzielten Erlösen je Megawattstunde. In die Stromgestehungskosten fließt zunächst die Investition ein. Diese Anfangsausgabe hängt vom jeweiligen Kraftwerk ab. Typische Werte für ein Steinkohlekraftwerk lagen bisher zwischen 1.000 und 1.200 € pro Kilowatt (€/kW). In jüngster Zeit ist es durch die große Nachfrage, aber auch die stark gestiegenen Stahlpreise dem Vernehmen nach für neue Verträge zu Preissteigerungen von bis zu 40 % gekommen. Ein erdgasbefeuertes GuD-Kraftwerk kostete bislang 500 – 600 €/kW. Auch hier werden Preiserhöhungen von 25 % berichtet. Da diese Preiserhöhungen durchaus temporär sein können und auch für das Kraftwerk Moorburg nicht mehr relevant sind, weil die Verträge bereits abgeschlossen sind, werden sie in der Wirtschaftlichkeitsberechnung nicht berücksichtigt. Die Investition wird mit Hilfe eines Kalkulationszinssatzes und der Abschreibungsdauer auf einen jährlichen Wert umgerechnet (annuisiert). Zu diesem Wert werden die Brennstoffkosten addiert. Weiter kommen noch die Betriebs- und Wartungskosten hinzu, die jedoch für die hier angestellten Betrachtungen kaum in Gewicht fallen. Die so errechnete jährliche Ausgabe wird durch die produzierten Kilowattstunden geteilt. Auf diese Weise erhält man die spezifischen Gestehungskosten.

Die konkrete Anwendung dieses Ansatzes ist jedoch nicht ohne weiteres möglich. Abbildung 12 zeigt, wie stark die Stromgestehungskosten von der Einsatzdauer des Kraftwerks (auch „Volllaststunden“ genannt) abhängen. Die Einsatzdauer ergibt sich jedoch erst aus der Positionierung des Kraftwerks im Markt relativ zu anderen Kraftwerken. Neben der Investitionsrechnung ist daher eine Betrachtung der Preisbildung am Spotmarkt und dessen Entwicklung über die Lebensdauer des Kraftwerks unerlässlich.

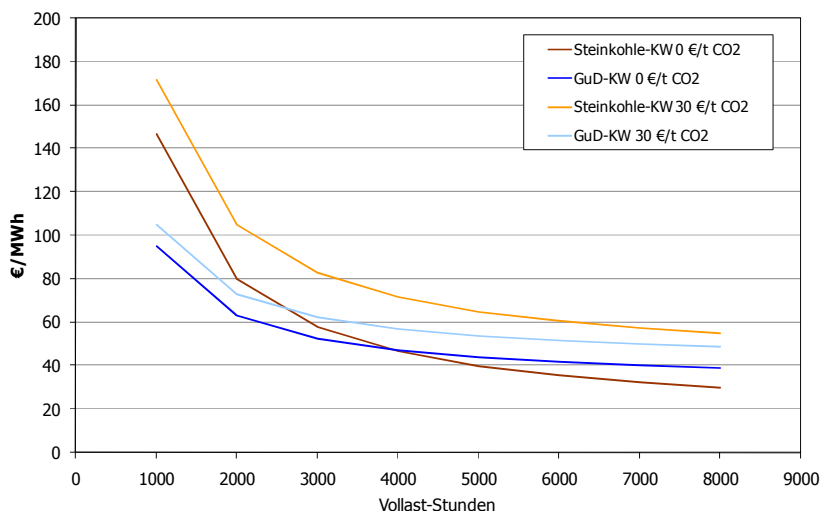


Abbildung 12: Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von der Einsatzdauer der Kraftwerke (wirtschaftliche Rahmenbedingungen siehe Tabelle 9)

Die Stromgestehungskosten eines neuen Kraftwerks hängen stark von dessen Einsatzdauern ab. Unter der Annahme eines Zertifikatspreises von 30 €/t CO₂ und 6.000 Volllaststunden ist ein Gaskraftwerk in einer ersten Abschätzung günstiger als ein Steinkohlekraftwerk.

Um eine erste Einschätzung der Gesamtkosten eines neuen Kraftwerks zu bekommen, wird als Momentaufnahme ein Zeitabschnitt aus der Lebensdauer des Kraftwerks betrachtet, z.B. das erste Jahr. Dabei muss eine Annahme über die produzierte Strommenge und somit über die jährliche Einsatzzeit des Kraftwerks getroffen werden. Es werden zunächst 6.000 Volllaststunden pro Jahr unterstellt. Ob dies realistisch ist, kann erst mit Hilfe der weiter unten beschriebenen Einsatzanalyse für die Kraftwerke festgestellt werden. Abbildung 13 zeigt beispielhaft die so ermittelten Stromgestehungskosten zweier typischer neuer Kraftwerke in Deutschland.

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten ist entscheidend, welche Kosten für die CO₂-Emissionen im Rahmen der Investitionsrechnung angesetzt werden. Wenn die benötigten Emissionsberechtigungen kostenlos verteilt werden, fallen keine realen CO₂-Kosten an. Müssen sie dagegen – etwa im Rahmen einer Auktion – zu 100 % erworben werden, so führt dies zu wesentlichen Veränderungen in der Investitionsrechnung (vgl. Abbildung 13, rechts mit einem CO₂-Preis von 30 €/t). Abhängig von der konkreten Ausgestaltung der Allokationsregeln liegen die Stromgestehungskosten zwischen den beiden Extremen der vollständig kostenlosen und vollständig kostenpflichtigen Vergabe.

In der Beispielrechnung (Abbildung 13 und Tabelle 9 im Anhang) betragen die Kapitalkosten für ein neues Steinkohle-Kraftwerk rund 20 €/MWh und die Brennstoffkosten 14 €/MWh. Außerdem werden CO₂-Emissionsrechte im Wert von 22 €/MWh benötigt, wenn ein CO₂-Preis von 30 €/t unterstellt wird. Bei einem erdgas-gefeuerten Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD) dominieren hingegen (bei einem Gaspreis von 17 €/MWh) die Brennstoffkosten mit rund 29 €/MWh_{el}. Die Kapitalkosten belaufen sich hingegen nur auf 11 €/MWh. Die Kosten für die benötigten CO₂-Emissionsrechte betragen hier 10 €/MWh. Es muss aber nochmals betont werden, dass die tatsächlichen Gestehungskosten stark von der Einsatzdauer abhängen.

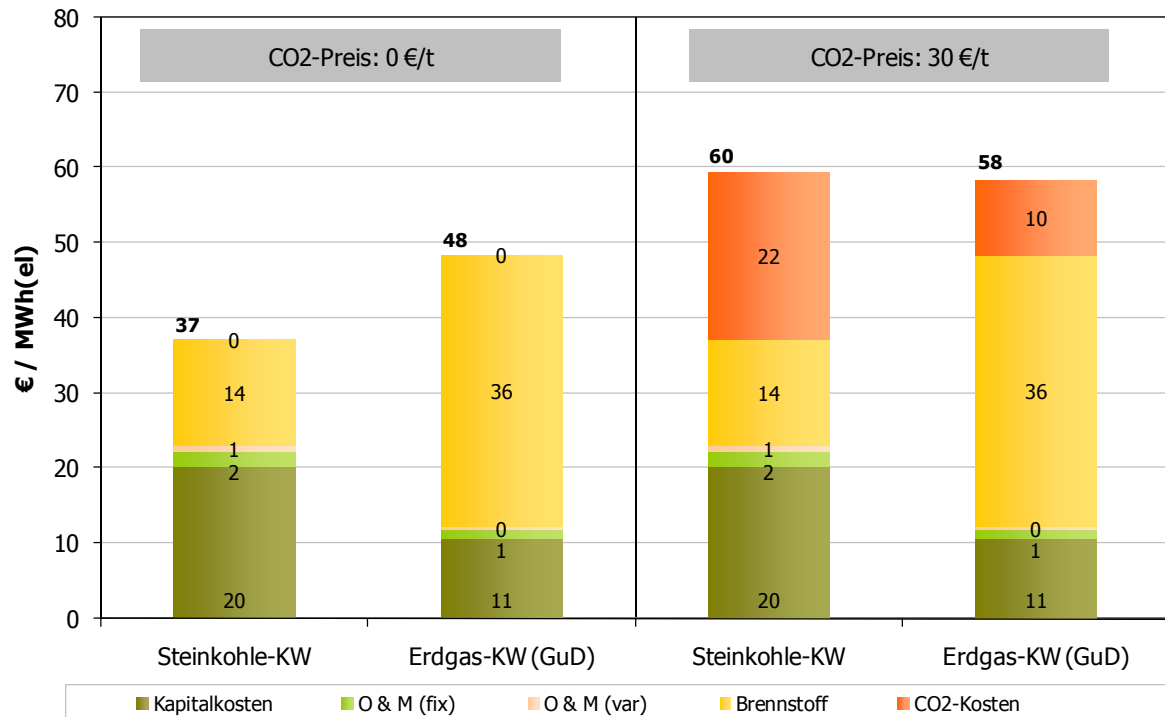


Abbildung 13: Kostenstruktur neuer Kraftwerke am Beispiel eines Kohlekraftwerks und eines erdgasbefeuerten Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerks ohne und mit CO₂-Kosten bei 6.000 Vollaststunden pro Jahr und einem Zinssatz von 10 % im Jahr 2006. O&M: Betrieb und Wartung

4.1.2 Bestehende Kraftwerke: Die Sicht des Betreibers

Ist das Kraftwerk erst einmal gebaut, sieht die Rechnung etwas anders aus. Für die wirtschaftliche Analyse des Betriebs eines Kraftwerkes sind Kapitalkosten nicht relevant, da sie als Fixkosten unabhängig vom Einsatz des Kraftwerks anfallen. Bei kurzfristiger Betrachtung wird der Betreiber daher immer versuchen, sein Kraftwerk einzusetzen, wenn er aus dem Stromverkauf mehr erlöst als ihn der Betrieb des Kraftwerkes kostet. In erster Näherung war dies früher gegeben, wenn der Quotient aus Brennstoffkosten und Wirkungsgrad (d.h. die Grenzkosten der Erzeugung) kleiner war als der erzielte Strompreis.

Seit Einführung des EU-Emissionshandels kommt jedoch eine weitere Komponente hinzu. Wird das Kraftwerk nicht betrieben, können die kostenlos zugeteilten Emissionsrechte am CO₂-Markt veräußert werden. Wenn das Kraftwerk läuft, werden diese potentiellen Erlöse nicht realisiert und müssen als sog. **Opportunitätskosten** betrachtet werden. Der Betreiber wird sein Kraftwerk daher nur dann betreiben, wenn er neben den Brennstoffkosten auch die vollen CO₂-Kosten erlöst. Inwieweit es sich bei den CO₂-Kosten um Opportunitätskosten oder um tatsächliche Ausgaben handelt, hängt von den Zuteilungsregeln für die Zertifikate ab (s.u.).

Der Betreiber preist CO₂ grundsätzlich voll ein. Der Investor berücksichtigt CO₂ nur dann, wenn er die Emissionsrechte tatsächlich bezahlen muß.

4.1.3 Bildung des Großhandelsstrompreises: die „Merit Order“

Um die Preisgestaltung an der Börse zu beschreiben, wird im Folgenden ausschließlich der sogenannte Spot-Markt betrachtet, an dem Strom für die Stunden des nächsten Tages gehandelt wird („Day-ahead“ Handel). Dieser kommt dem tatsächlichen physikalischen Geschehen am nächsten. Außerdem wird angenommen, dass der gesamte Strom auf einem einzigen Marktplatz gehandelt wird.

Jeder Kraftwerksbetreiber muss für jede Stunde des folgenden Tages ein Gebot abgeben, das sich zusammen setzt aus einem Preis und der Leistung, die zu diesem Preis geliefert werden kann. Der angebotene Preis bildet sich wie oben gezeigt auf Basis der Brennstoff- und der CO₂-Kosten.

Der Betreiber wird in der Regel die maximale Leistung seines Kraftwerks zu dessen Grenzkosten anbieten. Die Börse sammelt alle Gebote und sortiert diese nach den Kosten in aufsteigender Reihenfolge. Daraus resultiert die sogenannte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke oder „Merit order“.

Abbildung 14 zeigt ein Beispiel einer solchen „Merit order“ für einen synthetischen, aber typischen Kraftwerkspark. Auf der linken Seite finden sich die Kraftwerke, die keine oder sehr geringe Grenzkosten aufweisen wie Wasserkraft, PV und Wind. Daran schließen sich die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an, die einen Teil ihrer Erträge aus dem Wärmeverkauf beziehen. Als nächstes kommen die Kernkraftwerke und dann die neuen und die älteren Kohlekraftwerke. Ganz rechts finden sich die Gaskraftwerke, die zwar geringe Investitionskosten, aber hohe Grenzkosten aufweisen.

Die Börse erteilt nun den Kraftwerken der Reihe nach, beginnend mit dem niedrigsten Gebot, einen Zuschlag, bis der prognostizierte Bedarf gedeckt ist. Das Gebot des letzten Kraftwerkes, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis, der dann für alle zustande gekommenen Lieferverträge bezahlt wird. Das heißt, die Kraftwerke werden nicht nach ihrem eigenen Gebot, sondern nach dem Gebot des Grenzkraftwerks bezahlt. Dabei handelt es sich nicht um eine Besonderheit des Strommarktes, sondern vielmehr um eine grundsätzliche Vorgehensweise auf Märkten mit vollständigem Wettbewerb.

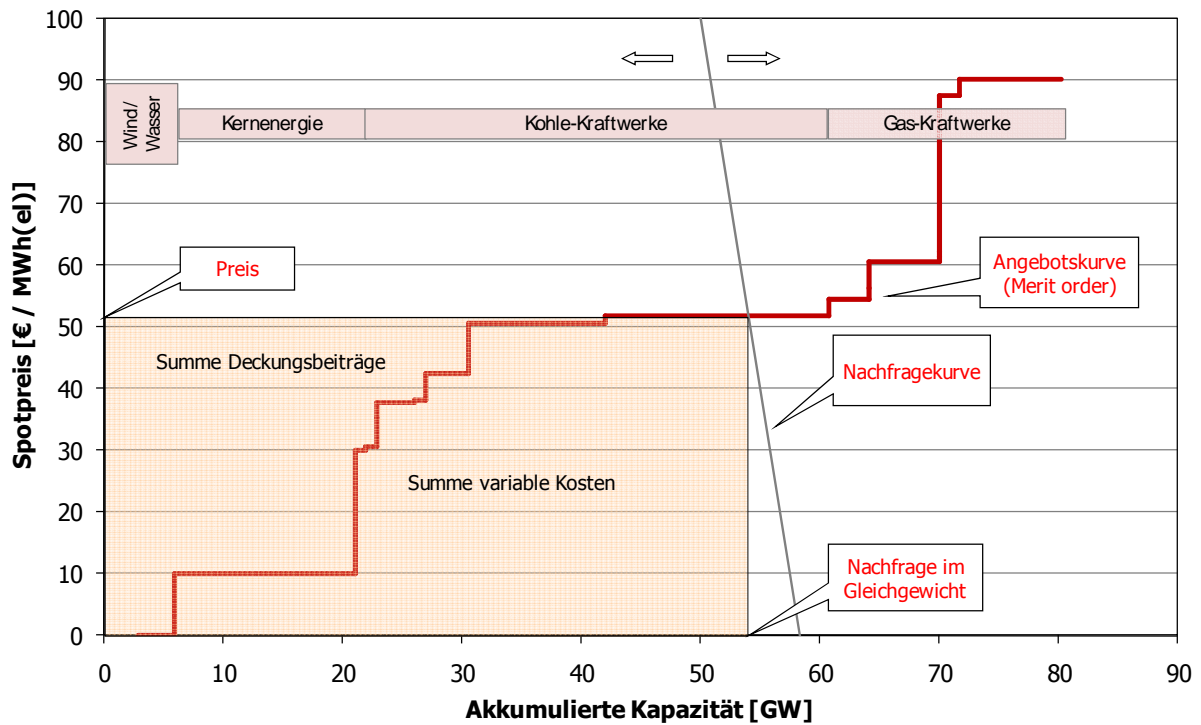


Abbildung 14: Preisbildungsmechanismus an der Strombörse

Die Nachfrage ist in Abbildung 14 eher unelastisch, d.h. die Nachfrage sinkt nur leicht mit steigendem Strompreis (dies erkennt man an der steilen Nachfragegeraden). Diese Annahme ist für die kurzfristige Nachfrage sinnvoll, da auf kurze Sicht nur auf wenig Strom verzichtet werden kann.

Der Strompreis ergibt sich als Schnittpunkt von Nachfrage- und Angebotskurve. In Zeiten niedriger Nachfrage ist das Grenzkraftwerk meist – wie in unserem Beispiel in Abbildung 14 – ein Kohlekraftwerk. Steigt die Nachfrage, so verschiebt sich die Nachfragekurve nach rechts. Sie schneidet die Angebotskurve dann bei höheren Preisen. Bei einer Nachfrage von etwa 70 GW wird das Grenzkraftwerk in unserem Beispiel ein Gaskraftwerk sein.

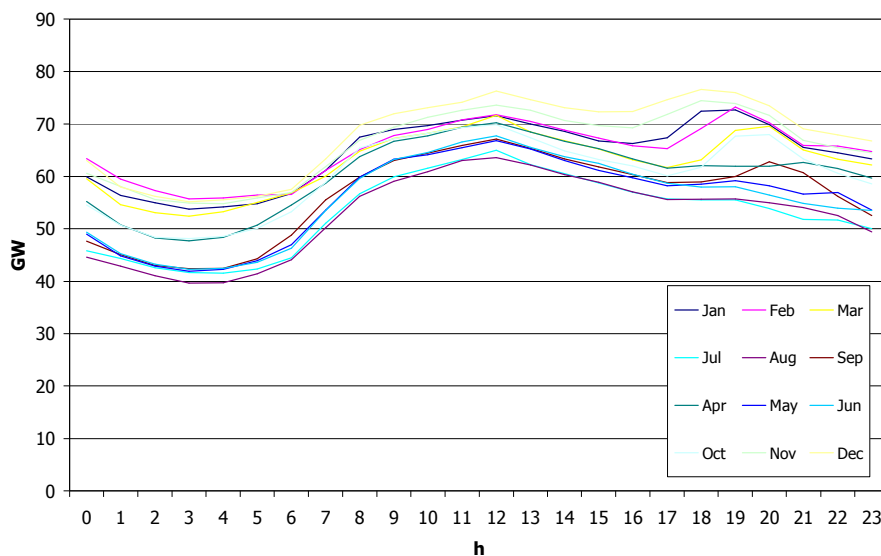


Abbildung 15: Typische Tageslastganglinien für den Strombedarf in Deutschland. Quelle: (UCTE 2007)

Bisher wurden nur einzelne Stunden betrachtet. Um den mittleren Strompreis eines Jahres zu ermitteln, muss man die Schwankungen der Nachfrage im Detail kennen und über alle Stunden eines Jahres integrieren. Abbildung 15 zeigt den typischen Verlauf einer Lastkurve, d. h. die Nachfrage zur verschiedenen Zeiten eines Tages.

Wenn alle Kraftwerke nicht nach ihren eigenen Kosten, sondern denen des Grenzkraftwerks bezahlt werden, dann stellt sich die Frage, was mit der Differenz geschieht. Ökonomen bezeichnen diese Differenz zwischen Erlös und Betriebskosten als **Deckungsbeitrag**:

$$\text{Deckungsbeiträge} = \text{Erlöse} - \text{Betriebskosten}$$

Diese Deckungsbeiträge decken u.a. die Fixkosten der Kraftwerke, die in die Preiskalkulation für die Börse bisher nicht eingegangen sind. In Abbildung 14 wird der Marktwert des erzeugten Stroms durch das hellrote Feld markiert. Die Angebotskurve teilt das Feld in die variablen Kosten unterhalb der Kurve und die Deckungsbeiträge darüber.

Mit Hilfe der Definition von Deckungsbeiträgen kann man auch die Wirtschaftlichkeitsbedingung eines Kraftwerks umformulieren. Ein Kraftwerk ist dann wirtschaftlich, wenn die Erlöse größer sind als die Kosten:

$$\text{Erlöse} > \text{Kosten.}$$

Da sich außerdem die Kosten zusammensetzen aus Fixkosten und Betriebskosten:

$$\text{Kosten} = \text{Fixkosten} + \text{Betriebskosten,}$$

kann man die Wirtschaftlichkeitsbedingung folgendermaßen formulieren:

$$\text{Deckungsbeiträge} > \text{Fixkosten.}$$

Als Messlatte für die Wirtschaftlichkeit einer Investitionen in ein neues Kraftwerk gilt somit, dass die Deckungsbeiträge größer als die Fixkosten sein müssen.

4.1.4 Der CO₂-Preiseffekt am Spotmarkt

Durch die Einpreisung des CO₂ steigen die Strompreise am Spotmarkt. Die Auswirkungen auf die einzelnen Kraftwerke sind jedoch sehr unterschiedlich.

Wenn die **Emissionsrechte kostenfrei** verteilt werden, dann handelt es sich bei den CO₂-Kosten wie oben beschrieben um Opportunitätskosten. Da diese nicht in Ausgaben in der Gewinn- und Verlustrechnung münden, sind die aus ihrer Einrechnung resultierenden zusätzlichen Erlöse in vollem Umfang den Deckungsbeiträgen zuzuschlagen. Für einzelne Kraftwerke sind jedoch verschiedene Fälle zu unterscheiden:

- Für alle Kraftwerke, die unterhalb des Grenzkraftwerks in der Merit order positioniert sind, steigen die Deckungsbeiträge.
- Ein oder mehrere Kraftwerke fallen aus der Merit order heraus, weil sich das neue Gleichgewicht auf dem Markt bei einer geringeren Menge einstellt. Diese verlieren ihre Deckungsbeiträge vollständig, weil sie keinen Strom mehr verkaufen können. Wenn dies nicht nur in einzelnen Stunden der Fall ist, sondern zu einer erheblichen Reduzierung der Nutzungszeit des Kraftwerks führt, kann dessen wirtschaftlicher Bestand gefährdet sein.
- Durch die unterschiedlichen CO₂-Kosten der Kraftwerke verändert sich die Merit order. Dabei wandern Kraftwerke mit hohen Emissionen nach rechts. Erhält ein Kraftwerk durch diesen Effekt keinen Zuschlag mehr an der Börse, verliert es seine Deckungsbeiträge, während ein anderes erst dadurch zum Zug kommt. Hierin zeigt sich die Lenkungswir-

kung des Emissionshandels. Wiederum gilt, dass dies die wirtschaftliche Position des Kraftwerks deutlich verändern kann, wenn es in einer erheblichen Zahl von Stunden geschieht.

In Summe hat dieser Effekt in der ersten Verpflichtungsperiode von 2005-2007 zu zusätzlichen Gewinnen der Stromunternehmen in einer Größenordnung von 8 Mrd. Euro pro Jahr geführt.

Wenn die **Emissionsrechte vollständig erworben** werden müssen, sind die CO₂-Kosten vollständig den variablen Kosten zuzuschlagen. Dennoch steigen die Deckungsbeiträge für diejenigen Kraftwerke, deren eigene CO₂-Kosten geringer sind als diejenigen des Grenzkraftwerks. Dies ist besonders ausgeprägt bei den Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energien⁵ und den Kernkraftwerken ganz links in der Merit order, bei denen gar keine CO₂-Kosten anfallen. Sie profitieren voll vom höheren Strompreis. Auch fossile Kraftwerke können zusätzliche Deckungsbeiträge erwirtschaften, wenn sie geringere spezifische Emissionen haben als das Grenzkraftwerk.

Für einzelne Kraftwerke kann sich jedoch auch eine Umkehr des Effekts ins Negative ergeben. Wird das Grenzkraftwerk mit Gas befeuert, dann büßen Kohlekraftwerke einen erheblichen Anteil ihrer Deckungsbeiträge ein, denn sie haben höhere spezifische Emissionen als das Grenzkraftwerk und profitieren daher weniger von der Strompreiserhöhung. D.h. für jede Tonne CO₂, die sie zukaufen, gewinnen sie am Strommarkt weniger, als sie bezahlen müssen. Außerdem kann die Einpreisung des CO₂ ihre Grenzkosten soweit erhöhen, dass sie öfter als vorher aus der Merit order herausfallen und das Kraftwerk dadurch weniger Einnahmen erzielt. Die ist besonders kritisch für Kraftwerke, bei denen noch erhebliche Fixkosten zu bedienen sind.

In der Realität tritt derzeit keiner der beiden beschriebenen Extremfälle auf. Bei dem in der ersten Verpflichtungsperiode in Deutschland praktizierten sog. „Grandfathering“ wurden die Emissionsrechte anhand historischer Emissionen zugeteilt. Allerdings wurden dabei zwei Erfüllungsfaktoren angewendet, die die Reduzierung des Gesamtbudgets und die Diskrepanz zwischen beantragten und verfügbaren Emissionsrechten widerspiegeln. Beide zusammen beliefen sich für Kraftwerke ohne weitere Sonderregelungen auf etwa 8 % der benötigten Emissionsrechte (DEHST 2006).

In der zweiten Verpflichtungsperiode (2008-2012) werden für die Energiewirtschaft knapp 10 % der Emissionsrechte veräußert. Die übrigen werden für die Stromwirtschaft anhand brennstoffspezifischer Benchmarks zugeteilt, so dass auch hier eine Mischform entsteht.

Für die Zeit nach 2012 wird derzeit intensiv diskutiert, dass alle Emissionsrechte versteigert und somit von den Kraftwerksbetreibern kostenpflichtig erworben werden müssen.

Jede Abweichung von der vollständig kostenlosen Zuteilung von Emissionsrechten führt dazu, dass ein Teil der CO₂-Opportunitätskosten zu Ausgaben wird, die in der Gewinn- und Verlustrechnung wirksam werden. Der Rest ist zu den Deckungsbeiträgen hinzuzuaddieren.

⁵ Allerdings kommt im Fall der erneuerbaren Energien dieser „Merit order“-Effekt nicht den Betreibern von EEG-Anlagen zu Gute, weil diese eine feste Vergütung nach dem Erneuerbare Energien-Gesetz erhalten. Für die Preisbildung ist es jedoch unerheblich, ob die Strommenge aus erneuerbaren Energien dem Angebot zugeschlagen oder bei der Nachfrage am Markt abgezogen wird.

Wiederum kann eine Aussage über die absolute Höhe der zusätzlichen Deckungsbeiträge erst nach Betrachtung aller Stunden eines Jahres erfolgen.

Mit dem oben dargestellten Instrumentarium lässt sich nun auch die Frage beantworten, was am Spotmarkt geschieht, wenn die Emissionsrechte nicht länger kostenlos abgegeben werden. Dabei ändert sich lediglich die im vorigen Abschnitt beschriebene Aufteilung der CO₂-Kosten in Kosten für die Ersteigerung von Emissionsrechten und Opportunitätskosten. In Summe bleiben die CO₂-Kosten eines jeden Kraftwerks gleich und die Einsatzreihenfolge ändert sich nicht. Damit bleibt auch der Börsenpreis unverändert.

Eine Versteigerung von Emissionsrechten hat keinen direkten Einfluss auf den Strompreis am Spotmarkt, d. h. auf das kurzfristige Marktgleichgewicht.

Exkurs: Auswirkungen des Kernenergieausstiegs

Auf der Basis des oben beschriebenen Preisbildungsmechanismus lässt sich auch diskutieren, was bei einem Ausstieg aus der Kernenergie passiert. Würden alle Kernkraftwerke von heute auf morgen abgeschaltet, so würde sich die Angebotskurve in Abbildung 14 nach links verschieben und die Nachfragekurve bei höheren Preisen schneiden. Die Kraftwerke sollen aber nicht ersatzlos entfallen, sondern durch andere Kapazitäten ersetzt werden. Eine Änderung des Strompreises kommt nur in den Stunden zustande, in denen die Ersatzkraftwerke selbst preissetzend sind oder gar aus der Merit order herausfallen. Generell werden Investoren aber nur Kraftwerke errichten, deren Betriebskosten möglichst häufig und möglichst weit unterhalb derer des Grenzkraftwerks liegen, damit sie ausreichend Deckungsbeiträge erwirtschaften. Deshalb ist mittel- und langfristig – wenn überhaupt – nur mit einem geringen Anstieg der Strompreise durch den Kernenergieausstieg zu rechnen. Entscheidend werden dabei Art und Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Ersatzanlagen sein, die auch eine Rückkopplung über den CO₂-Markt auf den Strompreis haben können (Bode 2007).

4.2 Modellierung alternativer Konzepte für das Kraftwerk Moorburg mit dem Strommarktmodell *deeco-s*

Um die Wirtschaftlichkeit eines geplanten Kraftwerks analysieren zu können, reicht – wie oben gezeigt – eine punktuelle Betrachtung nicht aus. Vielmehr muss berücksichtigt werden, wie das Kraftwerk in allen Stunden eines Jahres unter realistischen Bedingungen eingesetzt wird. Für eine Anlage mit Kraft-Wärme-Kopplung ist dabei zunächst der Wärmeabsatz von Bedeutung. Dieser hängt entscheidend von der Außentemperatur ab. Darüber hinaus muss abgeschätzt werden, wie häufig das Kraftwerk an der Börse zum Zuge kommt bzw. wann es aus der „Merit order“ herausfällt.

Da wir hier ein neues Kraftwerk betrachten und sich die Zusammensetzung des Kraftwerksparks in den nächsten Jahren erheblich verändern wird, kann hierzu nicht auf Erfahrungswerte zurückgegriffen werden. Deshalb wird für die Analyse das **Strommarktmodell *deeco-s*** verwendet, mit dessen Hilfe sich das Verhalten des Kraftwerksparks, aber auch eines einzelnen Kraftwerks in diesem Park, nachbilden lassen. Das Modell ist im Anhang in Kapitel 9.1 näher beschrieben. Für die Simulation des Strommarktes werden die Daten der beteiligten Kraftwerke, Schätzungen des Strombedarfs sowie Zeitreihen für die Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen wie Wind und Solarstrahlung vorgegeben. *deeco-s* ermittelt dann für jede Stunde eines Jahres die Kraftwerke, die notwendig sind, um den unterstellten Strombedarf zu decken und berechnet den daraus resultierenden Spotmarktpreis und die von jedem Kraftwerk erzeugte Strommenge. Aus diesen Ergebnissen lassen sich die Erlöse

der Kraftwerke, die Stromgestehungskosten und die Deckungsbeiträge ermitteln. Letztere können dann mit den spezifischen Fixkosten eines Kraftwerks verglichen werden, um festzustellen, ob ein Kraftwerksprojekt wirtschaftlich ist oder nicht. Da es unmöglich ist, vorherzusagen, wie der Kraftwerkspark in 23 Jahren tatsächlich aussehen wird, greifen wir auf die Szenariotechnik zurück und betrachten zwei Varianten, die im Folgenden beschrieben sind.

Vorgehensweise. Um den Kraftwerkspark für 2030 abzuleiten, sind wir folgendermaßen vorgefahren: Startend mit dem heutigen Kraftwerkspark wurden zunächst alle Kraftwerke identifiziert, von denen zu erwarten ist, dass sie bis 2030 aus Altersgründen vom Netz gehen. Dazu zählen auch alle Kernkraftwerke, da angenommen wird, dass der Kernenergieausstieg wie vereinbart umgesetzt wird.

Dann werden Kapazitäten für die Nutzung erneuerbarer Energien hinzugefügt. Die installierten Leistungen der einzelnen Kraftwerkstypen wurden mit Hilfe des Optimierungsmodells ELIAS bestimmt, das vom Öko-Institut betrieben wird. Eine Zusammenstellung der installierten Leistungen findet sich im Anhang in Abbildung 33 .

Die Stromproduktion aus Windenergie, Wasserkraft und PV basiert auf den Einspeisungs- und Wetterdaten aus dem Jahr 2006. Die Produktion wird dann auf die jeweils für das Jahr 2030 unterstellte Kapazität hochskaliert. Für onshore Windkraft wurde dabei die tatsächliche Einspeisung aus dem Jahr 2006 herangezogen, offshore Windkraftanlagen und PV-Anlagen wurden in einem Vorab-Lauf von *deeco-s* simuliert. Die so ermittelte stündliche Stromproduktion aus Windenergie, Wasserkraft und PV wird vorab von der jeweiligen Last abgezogen.

Der Kraftwerkspark wird dann um konventionelle Anlagen ergänzt, so dass die maximale verbleibende Last gedeckt werden kann. Dabei stehen zunächst jeweils ein Drittel der Anlagen als Braunkohle, Steinkohle und Gas gefeuerte Kraftwerke zur Verfügung. Welche Anlagen tatsächlich eingesetzt werden, bestimmt das Modell.

Annahmen. Das **Szenario „Trend“** geht von einer konstanten öffentlichen Stromnachfrage von 550 TWh/a aus. Dabei wird implizit unterstellt, dass die Effekte des Wirtschaftswachstums und Verbesserungen bei der Energieeffizienz einander gerade ausgleichen. Für den zeitlichen Verlauf der Last werden die Lastdaten der UCTE für Deutschland aus dem Jahr 2006 zugrunde gelegt (UCTE 2007). Die installierte Leistung für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen entspricht derjenigen des Referenz-Szenarios aus dem Projekt „Klimaschutz und Stromwirtschaft 2020/2030“ (Matthes et al. 2007).

Im **Szenario „Ambitioniert“** wird unterstellt, dass erhebliche Anstrengungen bei der Energieeffizienz unternommen werden, so dass die Stromnachfrage auf 450 TWh zurückgeht. Das weitere Vorgehen in diesem Szenario entspricht formal demjenigen des Szenarios „Trend“. Allerdings werden für die erneuerbaren Energien die deutlich höheren Kapazitäten des Alternativ-Szenarios aus der o.a. Studie unterstellt, die den Vorgaben des Leitszenarios 2006 entsprechen ((Nitsch 2007), siehe Kapitel 5). Die sich so ergebende installierte Kraftwerksleistung ist im Anhang in Abbildung 33 dargestellt.

Für die **Brennstoff- und CO₂-Preise** werden ebenfalls zwei Szenarien gebildet. Diese sind in Tabelle 3 zusammengefasst. Das Szenario P1 entspricht dabei den von Prognos und EWI (2005) in der „energiewirtschaftlichen Referenzanalyse“ verwendeten Werte. Im Preisszenario 2 wurden bewusst sehr hohe Preise für Gas und Kohle unterstellt, um deren Effekt beurteilen zu können. Dabei wurde es als unwahrscheinlich angesehen, dass der Gaspreis allein

stark ansteigt. Die Steinkohlepreise entsprechen denjenigen dem unten beschriebenen Leitsszenario 2006 (Nitsch 2007). Ein proportionaler Anstieg der Braunkohlepreise ist dagegen nicht zu erwarten, da die Vorräte den Stromversorgern bereits gehören und lediglich die Extraktionskosten anfallen, die in erster Näherung als konstant angenommen werden.

Es wird unterstellt, dass die Emissionsrechte ab 2013 zu 100 % versteigert werden, also voll bezahlt werden müssen. Derzeit liegt der Preis der CO₂-Emissionsrechte für die 2. Verpflichtungsperiode (2008-2012) bei 22 €/t (vgl. www.eex.de). Für die Zeit danach ist – wie oben diskutiert – mit einer weiteren Verschärfung der Klimaschutzziele zu rechnen. Da die technisch einfach zu realisierenden und kostengünstigen Optionen zur Emissionsminderung bis dahin ausgeschöpft sein dürften, ist von einem weiteren Ansteigen der CO₂-Preise auszugehen. Daher werden in den Szenarien P1 und P2 CO₂-Preise von 30 bzw. 45 €/t unterstellt.

Tabelle 3: Preisszenarien

	2005	2030	2030
	€/MWh	Preis-Szenario P1 €/MWh	Preis-Szenario P2 €/MWh
Steinkohle	6,5	7,5	15
Braunkohle	3	3	3
Erdgas	17	22	30
Heizöl, leicht	39	55	80
Heizöl, schwer	18	21	29
Biomasse	15	15	15
Biogas	18	18	18
Uran	3,3	4	4
CO ₂ [€/t]		30	45

Für das geplante **Kraftwerk in Hamburg-Moorburg** wurden **4 Varianten** untersucht:

Tabelle 4: Untersuchte Varianten für das Kraftwerk Hamburg-Moorburg

Kurzbezeichnung	Variante
M-SK-KW	Steinkohle-Kraftwerk ohne Wärmeauskopplung
M-SK-HKW-min	Steinkohle-Kraftwerk mit 240 MW Wärmeauskopplung entspricht dem von Vattenfall geplanten Kraftwerk
M-SK-HKW-max	Steinkohle-Kraftwerk mit doppelt so hoher Wärmeauskopplung wie M-SK-HKW-min. Diese Variante entspricht nicht der maximal möglichen Wärmeauskopplung, sondern der maximal von Vattenfall in den Antragsunterlagen geplanten Wärmeauskopplung.
M-EG-GuD	Erdgas-GuD-Kraftwerk mit mittlerer Wärmeauskopplung

Unterstellt wird dabei ein großes Steinkohlekraftwerk, aus dem maximal bis zu 15 % Wärme ausgekoppelt werden können. In allen Fällen mit Wärmeauskopplung wurden anhand des Außentemperatur-Verlaufs in Hamburg im Jahr 2006 und der Kennlinien der Kraftwerke fünf verschiedene Betriebszustände für die Kraftwerke definiert, die sich durch die verfügbare Leistung, den elektrischen und den thermischen Wirkungsgrad unterscheiden. Für die ausgekoppelte Wärme wird eine Wärmegutschrift bei den variablen Kosten der KWK-Anlagen angerechnet. Die Wärme wird dabei mit 15 €/MWh_h bewertet. Die technischen und wirtschaftlichen Daten sind im Anhang in Tabelle 10 zusammengestellt.

4.3 Modellergebnisse

Abbildung 16 zeigt die Bandbreite und Mittelwerte der errechneten **Spotmarktpreise** eines Jahres in den verschiedenen Szenarien. Im Fall moderater Brennstoffpreise (P1) ergeben sich für die Szenarien „Trend“ und „Ambitioniert“ mittlere Spotmarktpreise von 49 bzw. 47 €/MWh. Bei sehr hohen Brennstoffpreisen (P2) steigen diese auf 74 bzw. 68 €/MWh an.⁶ Dabei fällt auf, dass die Spotmarktpreise im Szenario „Trend“ höher sind als im Szenario „Ambitioniert“. Dies ist auf den Merit-order-Effekt der erneuerbaren Energien zurückzuführen. Die verstärkte Produktion von Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Szenario „Ambitioniert“ senkt in vielen Stunden den Strompreis, da Wind- und PV-Strom auf Grund ihrer verschwindend geringen variablen Kosten und der Einspeisegarantie zu Grenzkosten von Null angeboten werden. Somit verschieben sie die Angebotskurve so, dass sie die Nachfragekurve bei niedrigeren Preisen schneidet.

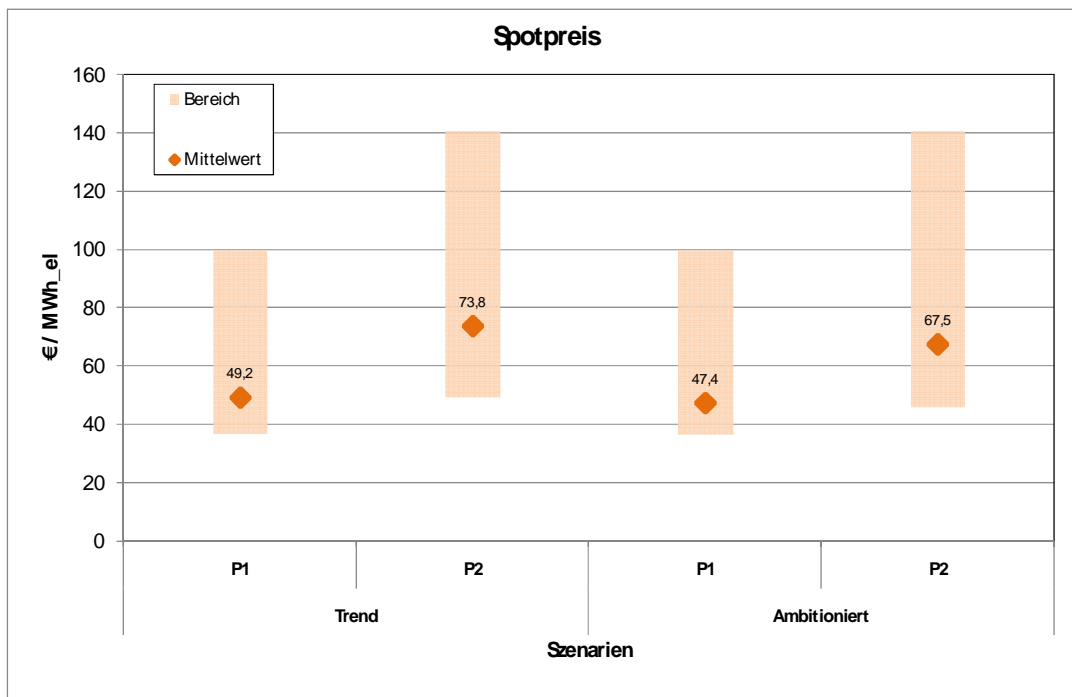


Abbildung 16: Bandbreite und Mittelwert der Spotmarktpreise 2030 für die verschiedenen Szenarien

⁶ Die Spotmarktpreise für das Preisszenario P2 liegen deutlich über den in (Matthes et al. 2007) angegebenen Werten, da die unterstellten Brennstoffpreise deutlich über den dort angenommenen Werten liegen.

Die installierte **Leistung** und die erzeugten **Strommengen** der verschiedenen Stromerzeugungstechniken für 2030 sind für die beiden Szenarien „Trend“ und „Ambitioniert“ im Anhang (Abbildung 33 und Abbildung 34) dargestellt. Auffällig ist, dass der Steinkohle-Einsatz beim Übergang von „Trend“ nach „Ambitioniert“, aber auch von „P1“ nach „P2“ deutlich stärker zurückgeht als der Braunkohleeinsatz. Dies ist dadurch begründet, dass die Spreizung von Steinkohle- und Erdgas-Preis auf der einen und Braunkohle-Preis auf der anderen Seite deutlich zunimmt. Dies kompensiert die höheren CO₂-Kosten der Braunkohle.

Mit den Berechnungen des Modells, das die Einsatzhäufigkeit der verschiedenen Kraftwerke bestimmt errechnet, ist es nun möglich, die überschlägige Berechnung aus Abbildung 13 mit realistischen Volllaststunden zu wiederholen. Das Ergebnis zeigt Abbildung 17 für die verschiedenen Moorburg-Varianten. Die errechneten Stromgestehungskosten sind aufgeteilt in Betriebskosten (dominiert durch die Brennstoffkosten), einen unteren Grenzwert für die Fixkosten (min) und einen oberen Grenzwert für die Fixkosten (max). Die Fixkosten werden durch die auf die Abschreibungsdauer verteilten (annuisierten) Kapitalkosten bestimmt. Dabei wurde für die untere Grenze der niedrigere Wert für die spezifische Investition aus Tabelle 10 im Anhang benutzt. Es wurden ein Zins von 10 % und eine Amortisationszeit von 25 Jahren unterstellt. Für die obere Grenze wurde der höhere Wert aus Tabelle 10, ein Zins von 12 % und eine Amortisationszeit von 20 Jahren angenommen.

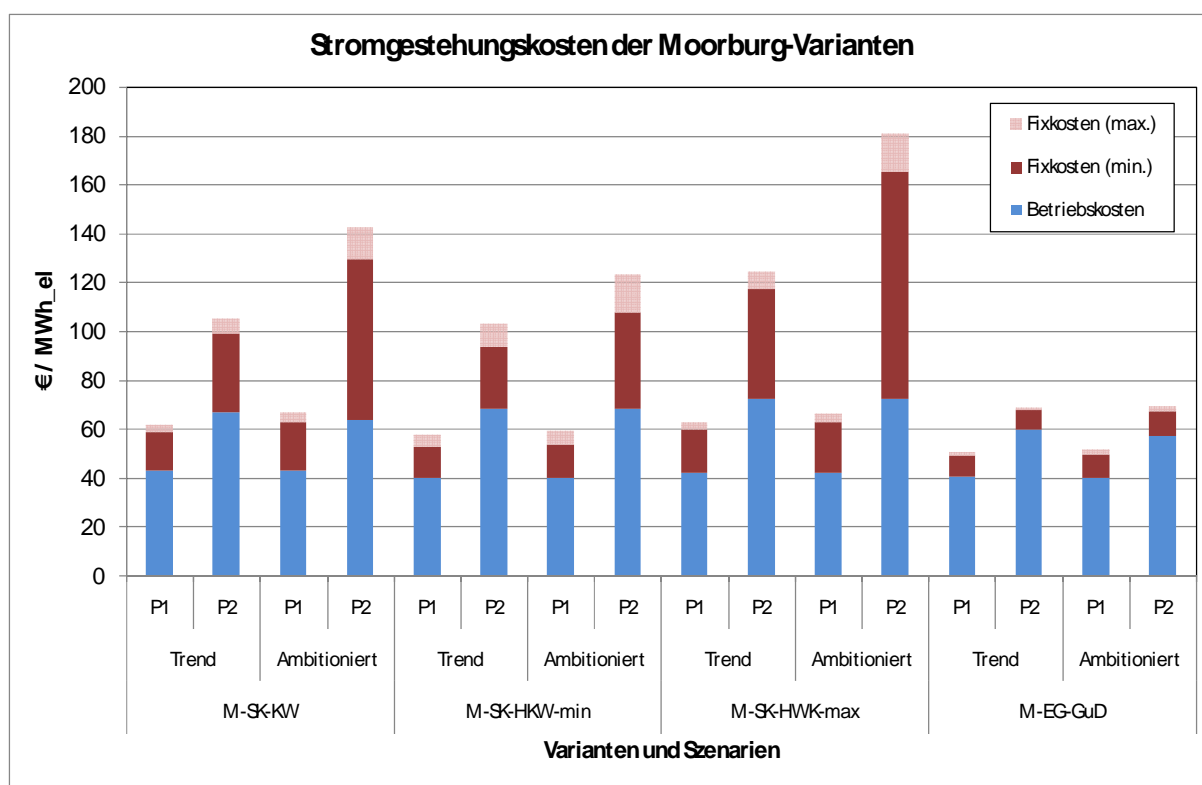


Abbildung 17: Stromgestehungskosten des Kraftwerks Moorburg im Jahr 2030 in den beiden Preisszenarien P1 und P2 und bei unterschiedlichen Anteilen erneuerbarer Energien und Energieeffizienz (Trend und Ambitioniert)

Für das Preisszenario P1 liegen die Stromgestehungskosten in der bereits in Abbildung 13 abgeschätzten Größenordnung von etwa 60 €/MWh. Für die Steinkohle-Varianten ergeben sich in den Szenarien mit sehr hohen Brennstoffpreisen (P2) sehr hohe spezifische Fixkos-

ten von über 100 €/MWh, da die Kraftwerke unter diesen Umständen nur sehr selten eingesetzt werden. Der Betriebskostenanteil liegt bei den Kohlekraftwerken (ohne P2) bei rund 70 %, bei der GuD-Variante bei 80 %.

Da die mittleren Börsenpreise in den P1-Szenarien unter 50 €/MWh liegen, liegt bereits an dieser Stelle die Vermutung nahe, dass die wirtschaftliche Situation der Moorburg-Varianten schwierig sein dürfte.

Um dies genauer zu beurteilen, werden für alle Kraftwerksvarianten und alle Szenarien die Deckungsbeiträge berechnet. Dazu werden für jede Stunde eines Jahres die Erlöse der Kraftwerke als Produkt aus Stromerzeugung und Marktpreis ermittelt. Davon werden die Betriebskosten, also in erster Linie die Brennstoff- und die CO₂-Kosten abgezogen. Abbildung 18 vergleicht die so ermittelten Deckungsbeiträge mit den Fixkosten, wobei für letztere der gesamte Bereich aus unterer und oberer Grenze angegeben wird.

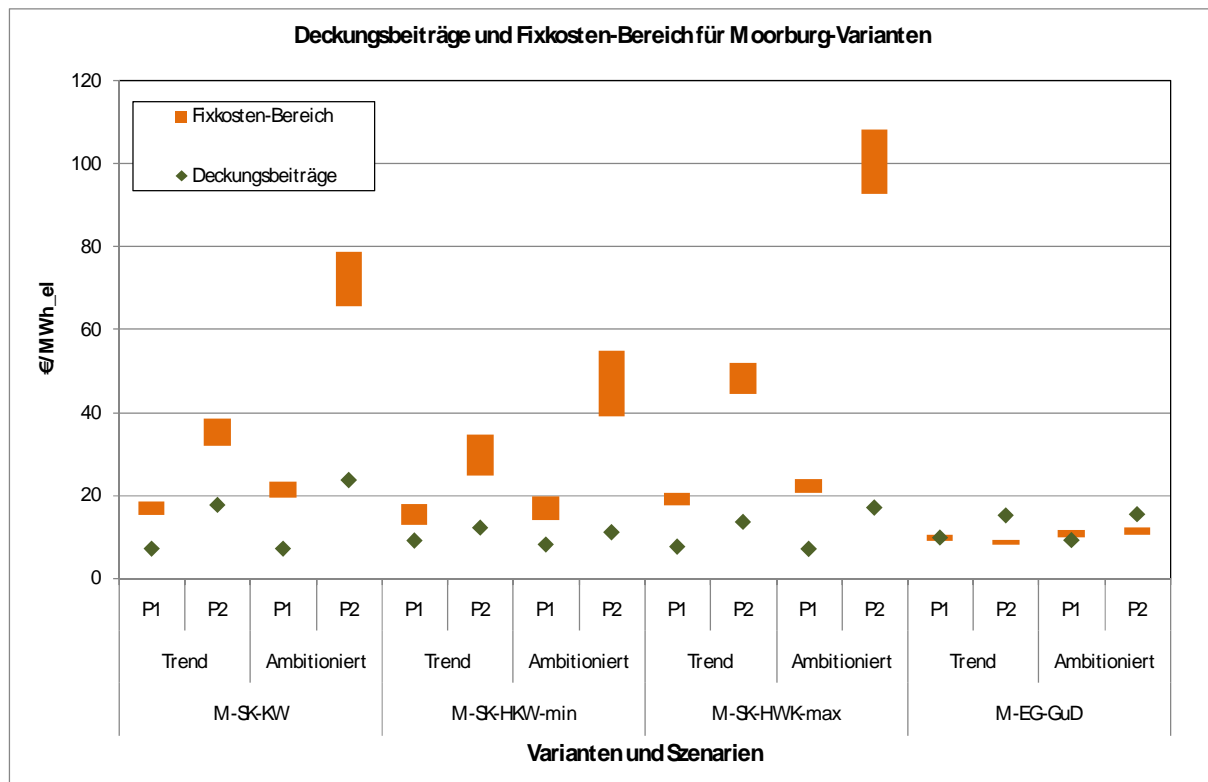


Abbildung 18: Vergleich von Deckungsbeiträgen und Fixkosten der Moorburg-Varianten

Man erkennt, dass keine der Steinkohle-basierten Varianten des Kraftwerks Moorburg ausreichend Deckungsbeiträge erwirtschaftet, um die Investition zu finanzieren. Sicher wirtschaftlich ist nur die Erdgas-GuD-Variante im Preisszenario P2, d.h. bei hohen Brennstoffpreisen, die auch zu hohen Strompreisen führen. Weiter könnte diese Variante unter günstigen Bedingungen auch im Szenario „Trend“ / P1 wirtschaftlich sein, also bei weniger erneuerbaren Energien und niedrigeren Brennstoffpreisen als bei den Szenarien „Ambitioniert“ bzw. „P2“.

Auch bei einer hohen Zahl von Vollaststunden reichen die Erlöse des Kraftwerks weder im Jahr 2030 noch (wie im Weiteren gezeigt wird) im Jahr 2015 aus, um die Kosten zu decken.

Wie ist dieses Ergebnis zu erklären? Im „Trend“-Szenario werden zwar regelmäßig hohe Einsatzzeiten (Vollaststunden) erreicht. Bei niedrigen Brennstoffpreisen (P1) reicht jedoch das Preisniveau von knapp 50 €/MWh nicht aus, um genügend Deckungsbeiträge zu generieren. Dass die Spotmarktpreise so niedrig sind, hängt – neben den Brennstoffpreisen – auch mit dem „Merit order“-Effekt der erneuerbaren Energien zusammen. Darüber hinaus gilt aber auch für die Zeiten mit wenig Strom aus Windenergie, dass neue Kapazitäten geringere Grenzkosten haben als ihre heute existierenden Pendanten und dass somit alle neuen Kraftwerke den Spotmarktpreis senken. Bei höheren Brennstoffpreisen (P2) steigt das Strompreisniveau deutlich auf rund 70 €/MWh an. Dies kommt jedoch in erster Linie den Braunkohlekraftwerken und den Gas-GuD-Anlagen zugute, die beide unter diesen Bedingungen wirtschaftlich wären.

Im Szenario „Ambitioniert“ sinken die Einsatzzeiten der Steinkohle-Kraftwerke durch den noch höheren Anteil erneuerbarer Energien ab, so dass auch hier weder bei niedrigen noch bei hohen Brennstoffpreisen die Wirtschaftlichkeit erreicht wird.

Gegen die bisher vorgestellten Ergebnisse können folgende Einwände erhoben werden:

- Der Wärmepreis ist zu niedrig angesetzt worden.
- Der CO₂-Preis ist zu hoch angesetzt.
- Die entscheidenden Deckungsbeiträge werden in ersten Betriebsjahren erwirtschaftet, nicht in den Jahren um 2030. Die ersten Jahre sind bei einer Barwertanalyse von größerer Bedeutung als Erträge aus späteren Jahren, da letztere abdiskontiert werden.
- Die vorgestellten Szenarien beinhalten eine Reihe unwirtschaftlicher Kraftwerke, die – wenn die Erkenntnis richtig ist –, gar nicht gebaut werden. Diese müssen daher aus der Marktsimulation herausgenommen werden. Dadurch erhöhen sich die Börsenpreise, was wiederum einige Kraftwerkstypen wirtschaftlich machen sollte.

Diese Einwände wurden in Form von **Sensitivitätsanalysen** untersucht.

Auch eine Verdopplung des Wärmepreises von 15 auf 30 €/MWh_{th} bringt keine der beiden Steinkohle-KWK-Varianten des Kraftwerks-Moorburg über die Wirtschaftlichkeitsschwelle. Lediglich die untersuchte GuD-Variante mit relativ hoher Wärmeauskopplung profitiert davon und wäre dann in fast allen Szenarien wirtschaftlich.

Eine Absenkung des CO₂-Preises auf 15 €/t verlängert die Laufzeiten der Kohlekraftwerke und verbessert die wirtschaftliche Situation geringfügig, aber nicht entscheidend.

Es wurde ein Modell-Lauf für das Jahr 2015 durchgeführt. Dabei wurde unterstellt, dass es eine lineare Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise von 2006 zum Szenario „Trend / P1“ gibt. Die Kapazitäten für Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie die Brennstoff- und CO₂-Preise wurden entsprechend interpoliert. Da die existierenden Kapazitäten für die Versorgung ausreichen, wurden außer dem Kraftwerk Moorburg selbst keine neuen konventionellen Kraftwerke in die Rechnung aufgenommen. Auch für diesen

Fall erweist sich die GuD-Variante als wirtschaftlich, während die drei Steinkohle-Varianten auch 2015 nicht wirtschaftlich wären.

Es wird argumentiert, dass – wenn die vorgestellten Ergebnisse richtig wären – derzeit keine neuen Kraftwerke mehr gebaut werden dürften. Dies werde aber mittelfristig dazu führen, dass durch den Abgang sehr alter Grund- und Mittellastkapazitäten teurere Anlagen eingesetzt werden müssten bzw. auch Situationen auftreten könnten, in denen die Nachfrage nicht mehr gedeckt werden kann. Beides werde die Strompreise nach oben treiben und dann neue Investitionen eben doch wirtschaftlich machen. Diese Argumentation greift insoweit zu kurz, dass zwar bestehende Kraftwerke und u.U. die ersten neu errichteten Kraftwerke vom zwischenzeitlichen Preisanstieg profitieren würden, sobald jedoch eine größere Anzahl neuer Kraftwerke am Netz wäre, würden die Preise auf die hier berechneten Niveaus zurückkehren. Dennoch bleibt die Feststellung, dass der untersuchte Kraftwerkspark unrealistisch sei, richtig, da sicherlich nicht alle diese Kraftwerke gebaut werden würden. Deshalb wäre es eigentlich erforderlich, eine Iterationsschleife zu durchlaufen, bei der folgende Schritte zu durchlaufen wären:

1. Modellrechnung für eine optimale Ausbauplanung
 - a. dazu müssen feste Laufzeiten für die Kraftwerke angenommen werden
2. Marktsimulation mit dem so erstellten Kraftwerkspark
3. Anpassung der Laufzeiten der Kraftwerke an die Ergebnisse aus 2.
4. Wiederholung von 1.

Diese Schleife ist solange zu durchlaufen, bis sich entweder eine konsistente Lösung ergibt oder festgestellt werden muss, dass es eine solche Lösung nicht gibt.

Dieses Vorgehen ist sehr aufwendig und konnte daher in der vorliegenden Untersuchung noch nicht vollständig implementiert werden. Unabhängig von diesem klaren methodischen Vorgehen ist festzuhalten, dass in liberalisierten Strommärkten Investitionsentscheidungen dezentral getroffen werden, und somit sowohl ein Überschuss als auch ein Mangel an neuen Kapazitäten entstehen kann (Brognaux et al. 2003).

Für diese Studie wurden ersatzweise die Szenarien-Rechnungen einmal wiederholt, nachdem unwirtschaftliche Kraftwerke herausgenommen wurden. Da letzteres auf die meisten Optionen zutrifft, ist die Auswahl schwierig. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse haben wir nach den Kriterien „Volllaststunden“ und „Verhältnis Deckungsbeiträge zu Fixkosten“ die unwirtschaftlichsten Kraftwerke aus der Simulation herausgenommen. Die Kapazitäten der verbleibenden Kraftwerke wurden entsprechend erhöht. Dies ist erforderlich, weil es sonst wiederum - wie oben diskutiert - zu kurzfristigen, aber nicht dauerhaften Preisanstiegen kommen würde.

Auch diese Rechnungen bestätigen die bisherigen Ergebnisse. Im Gegensatz zur Erwartung kommt es nicht zu höheren, sondern geringfügig niedrigeren Börsenpreisen. Die durch Herausnahme einiger Kraftwerkstypen freiwerdenden Strommengen erhöhen die Wirtschaftlichkeit anderer Kraftwerke, die unterhalb der alten Grenzkosten produzieren.

Es stellt sich natürlich die Frage, warum derzeit trotz dieser Ergebnisse eine ganze Reihe von Kohle-Kraftwerken geplant und gebaut wird? Ein wichtiger Grund liegt sicher in der Tatsache, dass die Investoren bis vor kurzem davon ausgegangen sind, dass sie einen großen Teil der benötigten Emissionsrechte umsonst erhalten werden. Bereits 5 % kostenlose Emis-

sionsrechte würden die von Vattenfall geplante Moorburg-Variante im Szenario „Trend 2015 / P1 / niedrige Fixkosten“, also unter den in allen Fällen günstigsten Annahmen, wirtschaftlich werden lassen. Ab 15 % kostenfreier Zuteilung gilt dies auch für 2030. Bei 30 % folgen die beiden anderen Steinkohle-Varianten in 2015. In Abbildung 19 erkennt man, dass bei 50 % kostenfreier Zuteilung eine ganze Reihe von Varianten wirtschaftlich interessant wird. Die Zuteilung der Emissionsrechte ist somit einer der Schlüsselparameter für die Wirtschaftlichkeit von (Kohle-)Kraftwerken. Auch wenn unter für die Kohle sehr günstigen Umständen bereits eine geringere kostenfreie Zuteilung ausreicht, um einzelne Varianten wirtschaftlich zu machen, gilt dies für die Mehrzahl der untersuchten Szenarien erst, wenn der kostenfrei zugeteilte Anteil eine Größenordnung von 50% erreicht.

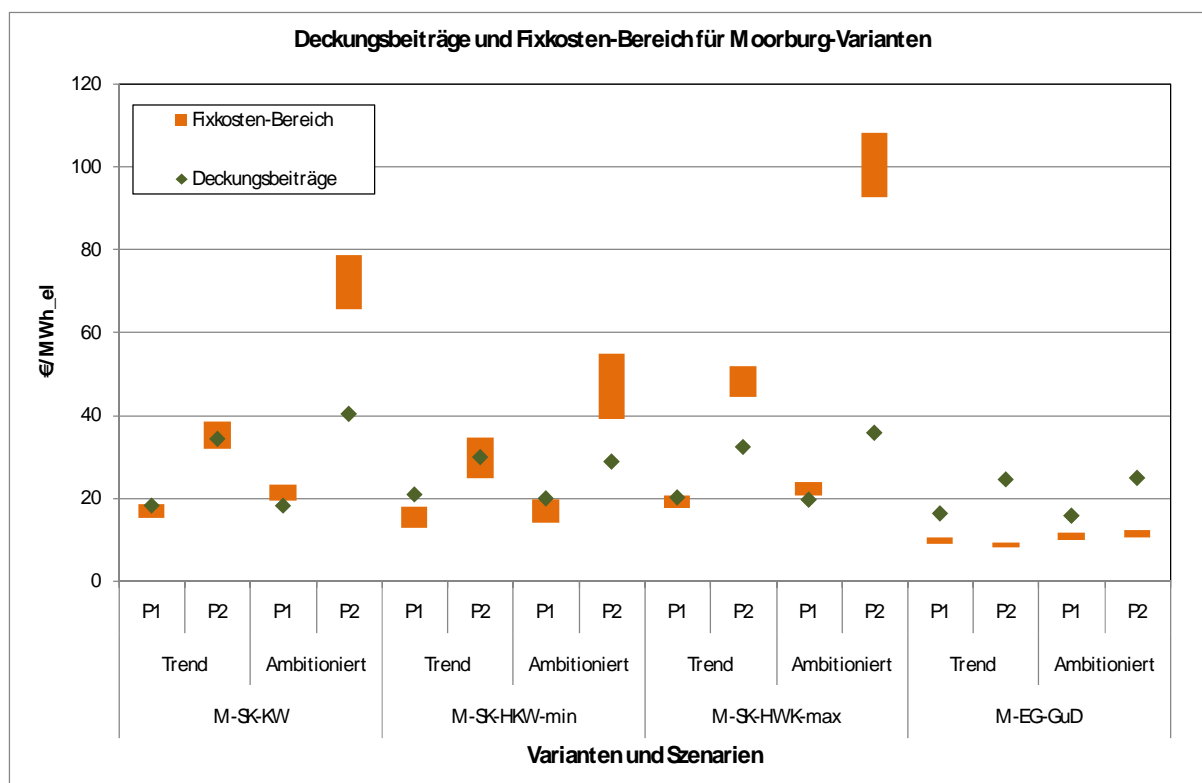


Abbildung 19: Deckungsbeiträge und Fixkosten-Bereiche der Moorburg-Varianten für 2030 bei 50% kostenfreier Zuteilung der CO₂-Emissionsrechte

Das Kraftwerk Moorburg erscheint in der geplanten Form nicht wirtschaftlich: keine der drei Steinkohle-basierten Varianten des Kraftwerks Moorburg erwirtschaftet unter den hier untersuchten Bedingungen ausreichend Deckungsbeiträge, um die Investition zu finanzieren.

Unter den hier getroffenen Annahmen, dass erneuerbare Energien wie von der Bundesregierung beschlossen bzw. auch noch stärker als bisher geplant in den Strommarkt vordringen, erwirtschaften sämtliche betrachteten Steinkohlekraftwerke weder im Jahr 2015 noch 2030 genügend Deckungsbeiträge, um die Investition zu tragen. Einzig Erdgas-GuD-Anlagen und – bei sehr hohen Brennstoffpreisen – auch Braunkohle-Kraftwerke haben am Markt eine Chance. Ihre Situation wird umso besser, je höher die Brennstoffpreise für Steinkohle und Gas sind.

5 Es geht auch anders, national: ein ambitioniertes Klimaschutzszenario

Die vorausgehenden Betrachtungen haben gezeigt: Ein Zubau an Steinkohlekraftwerken in Deutschland ist ökologisch kritisch, wirtschaftlich fragwürdig, und er ist nicht kompatibel mit den deutschen Klimaschutzziele. Das Kraftwerk Moorburg ist zudem deutlich zu groß: Um den Gesamtnutzungsgrad durch einen hohen KWK-Anteil signifikant zu steigern, müsste das Kraftwerk deutlich kleiner sein.

Es stellt sich die Frage nach den Alternativen. Wir wollen diese Frage hier auf zwei Ebenen verfolgen. Zum einen für die **gesamte deutsche Energieversorgung** (Kapitel 5), in die sich ein Kraftwerk Moorburg einzufügen hätte, zum zweiten aber auch für **Hamburg** und Umgebung: welche Möglichkeiten bieten sich regional, um ein alternatives Energiesystem zu etablieren? (Kapitel 6)

Auch ohne Atomenergie und CO₂-Entsorgung ist ein Energiesystem möglich, das die CO₂-Emissionen bis 2050 um 80 % reduziert und trotzdem – oder gerade deshalb – kostengünstiger ist als ein auf fossil-nuklearen Energieträgern beruhendes. Voraussetzung ist eine Energiestrategie, die auf erneuerbare Energien, höhere Wirkungsgrade bei der Umwandlung – also insbesondere Kraft-Wärme-Kopplung – und eine verbesserte Energieeffizienz auf der Verbrauchsseite setzt.

Ist eine Gesamt-Energieversorgung in Deutschland möglich, die trotz eines Ausstiegs aus der Atomenergie und ohne die umstrittene CO₂-Entsorgung eine drastische Reduktion der CO₂-Emissionen auf ein Fünftel des Wertes von 1990 bis zur Mitte dieses Jahrhunderts realisiert? Diese Frage wurde in einer Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien“ analysiert – und bejaht (DLR et al. 2004). In verschiedenen Aktualisierungen, zuletzt in (Nitsch 2007), wurden die Szenarioannahmen aktualisiert und insbesondere an den stärker steigenden Ölpreis, aber auch die langsamere Effizienzentwicklung und die veränderten Bevölkerungsprognosen angepasst. Das Ergebnis dieser Studien ist das „**Leitszenario 2006**“, das im Folgenden als Beispiel für ein nachhaltiges Szenario dargestellt werden soll.⁷

Ein solches Szenario stellt sich nicht von allein ein. Im Gegenteil: Steigende Ausstattungsgrade mit Geräten, steigende Wohnflächen pro Kopf, steigende Nachfrage nach Mobilität, ein steigender Stromverbrauch usw. führen derzeit dazu, dass die Treibhausgas-Emissionen in den letzten zehn Jahren nicht mehr wesentlich gesunken sind und auch nach 2005 ein Wert von jährlich 1 Milliarde Tonnen (davon CO₂: 873 Millionen Tonnen) nicht unterschritten wurde. Es ist vielmehr ein normatives Szenario, das zeigt, was möglich ist, wenn wir konsequente Maßnahmen ergreifen.

⁷ Die Autoren dieser Studie teilen zwar nicht alle Detail-Einschätzung des „Leitszenarios“, wohl aber dessen grundsätzliche Aussagen.

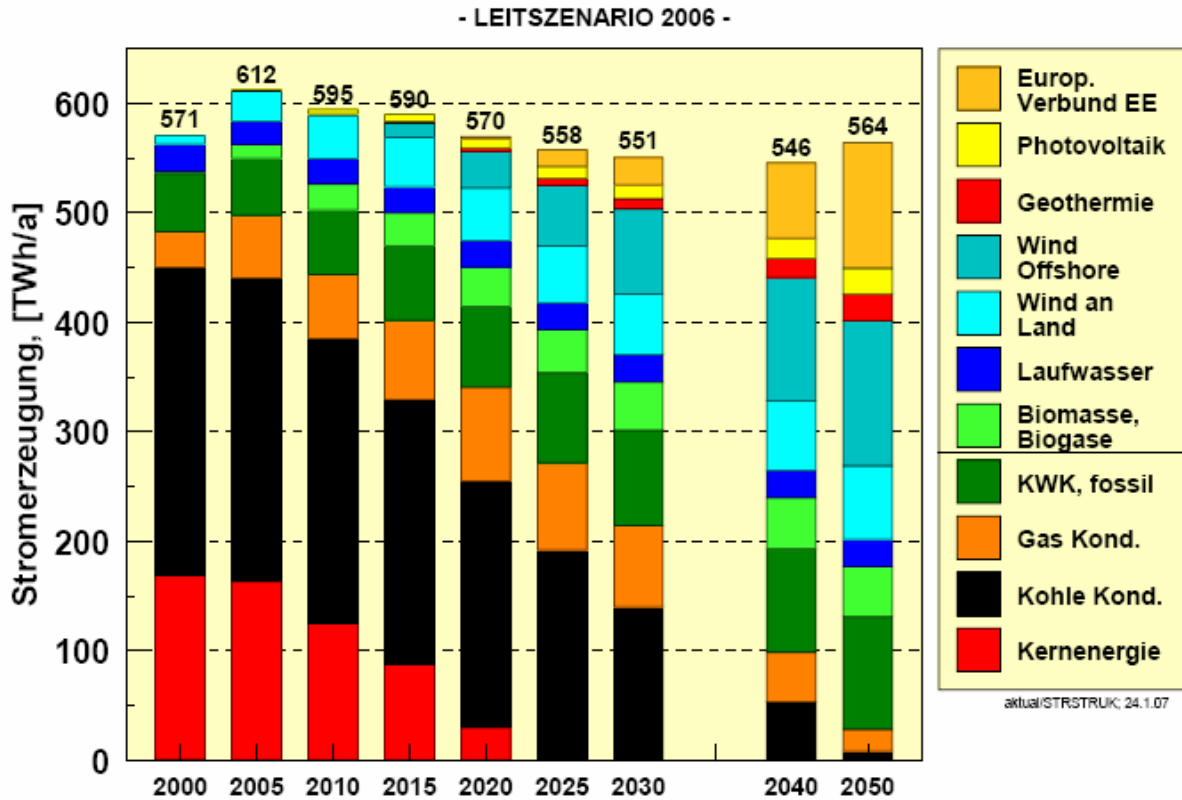


Abbildung 20: Struktur der (Brutto-)Stromerzeugung im Leitszenario 2006 (Nitsch 2007); davon 22 TWh (2040) bzw. 60 TWh (2050) für den Verkehrssektor

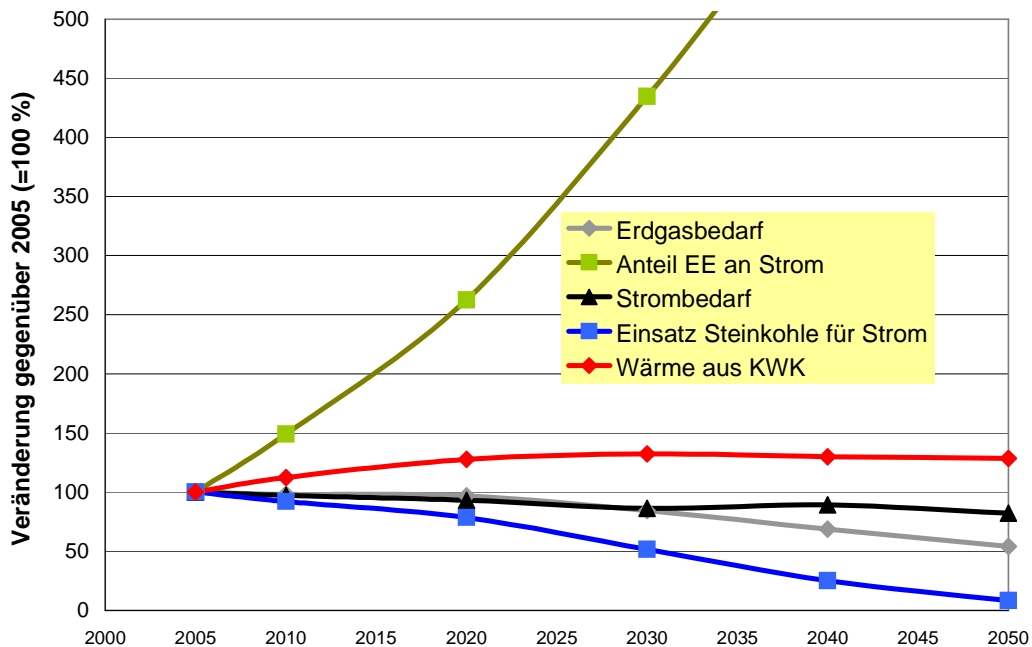


Abbildung 21: Wichtige Veränderungsprozesse im Leitszenario 2006, bezogen auf das Jahr 2005 (= 100 %) (Nitsch 2007)

Der Strombedarf sinkt durch eine Reihe von Maßnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz⁸, allerdings nicht im gleichen Maß wie der Brennstoffeinsatz im Wärmemarkt und im Verkehrssektor.

Während der Energiebedarf im Mobilitätsbereich und im Wärmemarkt durch verschiedene, in (Krewitt et al. 2004) und (Ramesohl et al. 2006) beschriebene Maßnahmen stark zurückgeht – hier liegen u. a. detaillierte Berechnungen mit dem Verkehrsmodell TREMOD⁹ und mit einem Gebäudemodell zu Grunde –, sinkt der Strombedarf ebenfalls, aber nicht im gleichen Maß (Abbildung 20 und Abbildung 21). Das **wirtschaftliche Einsparpotenzial**, das allein bis 2015 erschließbar ist, liegt in einer Größenordnung von 110 TWh; das ist fast ein Fünftel des Bruttostrombedarfs (Thomas et al. 2006). Aber nicht das gesamte wirtschaftliche Einsparpotenzial kann auf Grund verschiedener Hemmnisse unmittelbar erschlossen werden. Zugleich werden neue Nachfragesegmente gestärkt (z. B. IuK-Sektor), langfristig gelangt auch in steigendem Maß Strom im Mobilitätssektor zum Einsatz. Dies macht im Jahr 2050 etwa 60 TWh aus und erklärt den gegen Ende des Betrachtungszeitraums stagnierenden bzw. leicht ansteigenden Strombedarf zwischen 2040 und 2050.

Insgesamt ist die Strom-Effizienzentwicklung im Leitszenario daher eher moderat zu beurteilen: es wäre mehr Einsparung möglich und wirtschaftlich tragfähig.

Der Anteil erneuerbarer Stromproduktion im Leitszenario wächst von 12 % im Jahr 2006 auf 27 % im Jahr 2020 und 77 % im Jahr 2050. Dies geht einher mit einer wesentlichen Strukturveränderung des Kraftwerksparks.

In den vergangenen Jahren ist der Anteil erneuerbarer Energien an der Bereitstellung von Nutzenergie dynamisch gewachsen, besonders im Strombereich. Vor allem der Ausbau der Windkraft, aber auch der Biomasse hat zu dieser Dynamik beigetragen.

Für eine Zukunftsprojektion geht das Leitszenario 2006 von den detaillierten Potenzialabschätzungen in (DLR et al. 2004) aus. Dort wurden für alle Sparten der erneuerbaren Energien technisch, wirtschaftlich und ökologisch erschließbare Potenziale abgeleitet. Das Leitszenario geht davon aus, dass in der zweiten Dekade dieses Jahrhunderts neben der Windenergie an Land, die vor allem durch ein „Repowering“ vorhandener Standorte weiter an Bedeutung gewinnt, auch die Anlagen offshore realisiert werden. Das erfolgreiche Erneuerbare-Energien-Gesetz, das derzeit novelliert wird, wird auch mittelfristig die Entwicklung der erneuerbaren Energien katalysieren. Erneuerbare Energien werden auf Grund hoher Stückzahlen und Lerneffekte durch einen reifenden Markt sowie technologische Weiterentwicklungen deutlich in den Kosten fallen, während die Energiepreise der begrenzt verfügbaren Energieträger steigen.

Durch Massenfertigung und Technologiefortschritt werden die Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energieanlagen weiter sinken, insbesondere bei den Technologien, die keine Brennstoffkosten aufweisen.

Eine solche Kostendynamik der erneuerbaren Energien hat sich bereits in den letzten Jahren gezeigt: Beispielsweise sind die Stromgestehungskosten der Photovoltaik im Jahr 2004

⁸ siehe Kapitel 6

⁹ TREMOD ist das am IFEU entwickelte Modell zur Berechnung der Emissionen aus dem Personen- und Güterverkehr.
<http://www.ifeu.org/index.php?bereich=ver&seite=tremod>

(ohne Inflationsbereinigung) auf weniger als die Hälfte der Kosten von 1992 gefallen. Auch die Stromgestehungskosten der Windenergie sind im gleichen Zeitraum deutlich gefallen (1990: rd. 14 Ct/kWh, 2004: rd. 9 Ct/kWh).

Diese Kostenreduktion flacht allmählich ab mit zunehmend erschlossenen Kostensenkungspotenzialen. Steigende Wärmegutschriften für die in KWK erzeugte Wärme durch steigende fossile Energiepreise reduzieren die Stromgestehungskosten der Biomasse- und Geothermiesysteme.

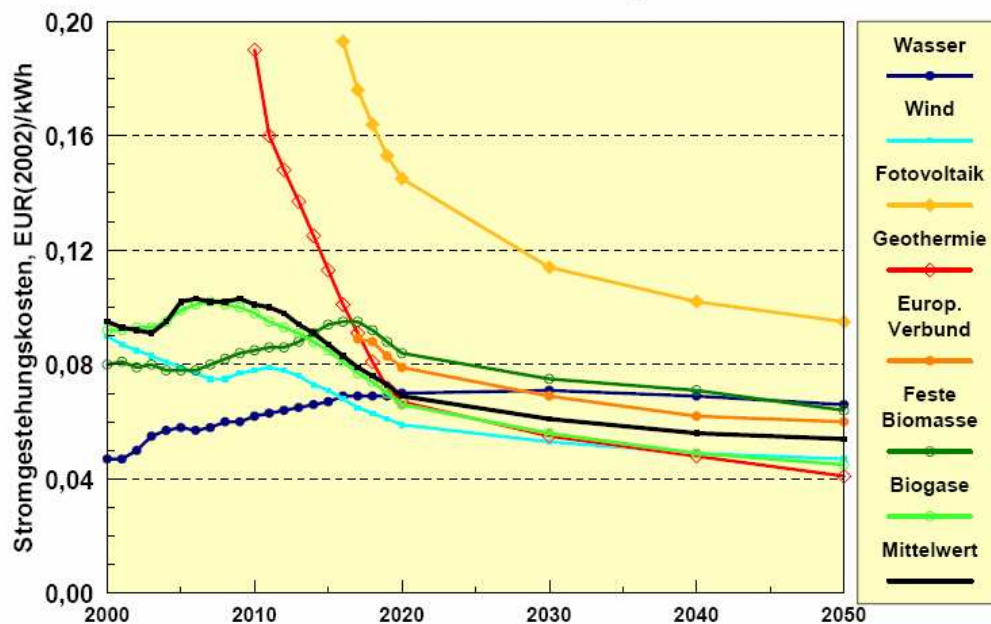


Abbildung 22: Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energieanlagen (jeweilige Neuanlagen) im Leitszenario (Nitsch 2007) (realer Zinssatz 6 %; Mittelwerte verschiedener Einzeltechnologien)

Die Stromerzeugung aus Kondensationskraftwerken¹⁰ nimmt im Leitszenario bis zum Jahr 2050 drastisch ab. Besonders betroffen sind Kohle-Kondensationskraftwerke.

Durch den dynamischen Zubau von erneuerbaren Energien verändert sich insgesamt der Kraftwerkspark im Leitszenario deutlich (Abbildung 20). Bedingt durch die erforderlichen CO₂-Einsparungen, die sich energiepolitisch z. B. in entsprechend strengen Zielvorgaben im Rahmen des Emissionshandels wiederfinden, aber auch durch die Energiepreisentwicklung und die langfristige ökonomische Konkurrenzfähigkeit der erneuerbaren Energien geht die Stromerzeugung aus Kohle-Kondensationskraftwerken bis zum Jahr 2040 auf rund 50 TWh/a zurück, davon 28 TWh/a aus Steinkohle. Im Jahr 2050 sind es nicht einmal mehr 8 TWh jährlicher Stromproduktion.

Damit würde bereits ein Kraftwerk von der Größe Moorburg die im Leitszenario für 2050 vorgesehene Stromproduktion aus Kondensationskraftwerken überschreiten.

Der Anteil dezentraler Kraftwerke in Kraft-Wärme-Kopplung nimmt deutlich zu.

Die Stromerzeugung aus KWK steigt von rund 63 TWh im Jahr 2005 auf 150 TWh im Jahr 2050. Dieser Zuwachs wird – anfangs ausgelöst durch ein novelliertes KWK-Gesetz und ein

¹⁰ Kraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung

Markteinführungsprogramm für Nahwärme-Infrastruktur – getragen durch industrielle Kraft-Wärme-Kopplung mit Gas und Biomasse (40 %), größere, vor allem gasbasierte Heizkraftwerke (beispielsweise GuD-Kraftwerke) (25 %) sowie kleinere Blockheizkraftwerke für Nahwärmenetze und sogenannte Mini-BHKW, die einzelne Objekte versorgen. In absoluten Mengen geht die Wärmeproduktion nach 2030 wegen steigender Gebäudestandards wieder zurück.

Eine solche KWK-Infrastruktur erfordert vorrangig den Ausbau von Wärmenetzen, in die auch weitere erneuerbare Wärmeproduktionstechniken einspeisen können, z. B. größere Sonnenkollektor-Systeme sowie Geothermie- und Biomasse-Anlagen. Wärmenetze sind der „Missing Link“ zwischen erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und effizienter Gebäudetechnik.

Steinkohle-Kondensationskraftwerke sind mit einer zukünftigen dezentralen, flexiblen Kraftwerksstruktur nicht kompatibel. Regelbare und miteinander vernetzte erneuerbare Kraftwerke, Lastmanagement, flexible Gaskraftwerke, verbesserte Prognoseverfahren und Energiespeicher integrieren die fluktuierenden Energieträger.

Die Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz ist auch bei den heute bereits hohen Anteilen erneuerbarer Energien grundsätzlich kein Problem. Zwar produzieren Windparks bei Windflaute bzw. Solarzellen bei nächtlicher Dunkelheit keinen Strom, und auch die Betriebsstunden kleiner Blockheizkraftwerke orientieren sich am Wärmebedarf der Betreiber und nicht an den Erfordernissen des Strommarktes, aber die erneuerbaren Energieträger gleichen sich zu einem Großteil bereits untereinander aus. Wichtig ist, dass das Energiesystem insgesamt durch ein intelligentes Management auf Erzeuger- und Verbraucherseite, durch angepasste Strukturen des Kraftwerksparks und erweiterte Speichermöglichkeiten elektrischer Energie optimiert wird.

Im Leitszenario steigt der Anteil der fluktuierenden Einspeiser allerdings deutlich an, auf rund 40 % im Jahr 2050. Die Fluktuationen werden durch eine Kombination an Maßnahmen ausgeglichen:

- Im Jahr 2050 stammt nahezu die Hälfte des erneuerbaren Stroms aus regelbaren erneuerbaren Kraftwerken, beispielsweise Biomasse-, Geothermie- und solarthermischen Kraftwerken mit Wärmespeicher.
- Der Anteil der Gaskraftwerke, die besonders flexibel einsetzbar sind mit hohen Laständerungsgeschwindigkeiten, steigt im Leitszenario bis 2030 an, z. T. in Form von GuD-Anlagen (Erhöhung der Stromerzeugung um knapp 50 % gegenüber 2005), z. T. in Form dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung.
- Zunehmend wird Lastmanagement eingesetzt (siehe Infobox).
- Eine Vernetzung der erneuerbaren Energien in Deutschland, zunehmend aber auch europaweit schafft weitere Ausgleichseffekte und erhöht die Prognosegenauigkeit der fluktuierenden Energieträger. Durch verbesserte Prognose-Instrumente sinkt zudem der tatsächliche Regelenergiebedarf deutlich ab.
- Energiespeicher kommen erst mittelfristig ins Spiel, da sie vergleichsweise hohe Investivkosten aufweisen, das Ausbaupotenzial an Pumpspeicherkraftwerken äußerst begrenzt ist und jeder Lade/Entlade-Zyklus mit Verlusten verbunden ist.

Infobox: Was ist Lastmanagement?

Lastmanagement ist die gezielte Beeinflussung der Höhe und zeitlichen Struktur der Stromnachfrage. Wenn der Strom knapp oder die Nachfrage nach Elektrizität groß sind, könnten bestimmte Verbraucher stundenweise abgeschaltet werden. Der Stromkunde wird für seine Flexibilität finanziell belohnt. Beispielsweise kann zwischen Versorger und Kunde vereinbart werden, dass Verbraucher mittels entsprechender Kontrolltechnologien abgeschaltet werden. Bei Industriekunden wird dies vielfach schon praktiziert. Es gibt eine Vielzahl von Strom konsumierenden Maschinen, die problemlos für einige Zeit abgeschaltet werden können, beispielsweise Kühlmaschinen oder Speicherheizungen, Wasserpumpen oder Metallschmelzen. Das Potenzial an Lastverlagerung in Deutschland wird auf über 5 Gigawatt geschätzt.

Trotz der steigenden Bedeutung von Gaskraftwerken sinkt insgesamt der Gasverbrauch des Szenarios bis 2050 auf die Hälfte des heutigen Wertes. Das Versorgungsrisiko wird gemildert.

Dies hat zum einen mit den großen Fortschritten bei den Gebäudestandards zu tun – der Wärmebedarf im Leitszenario reduziert sich durch Bestandssanierung und verbesserte Neubaustandards und weitere Maßnahmen ebenfalls um fast 50 %. Zudem wird Erdgas zunehmend in KWK eingesetzt (Abbildung 20) und damit wesentlich effizienter genutzt.

Insgesamt wird daher in diesem Szenario die Abhängigkeit von Gas-Importen sogar deutlich gesenkt.

Ein Szenario, das auf Energieeffizienz und erneuerbaren Energien beruht, senkt die Versorgungsabhängigkeit, vermeidet hohe externe Kosten und führt langfristig zu niedrigeren Kosten. Geht man von 70 €/t CO₂ Klimaschadenskosten aus, sind die Kosten des Szenarios bereits heute negativ.

Die Umsetzung des Leitszenarios würde in der Anfangszeit auf Grund der notwendigen Investitionen beispielsweise in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien zu Mehrkosten führen. Langfristig jedoch, wenn die fossilen Energiepreise ansteigen und zugleich die beschriebenen Kostensenkungen der erneuerbaren Energieanlagen weiter fortschreiten, erweist sich das Leitszenario auch unter Kostengesichtspunkten als vorteilhaft. Die Höhe und der Zeitpunkt dieses Effektes sind von den Annahmen der Preisentwicklungspfade abhängig. Bei Annahme eines deutlichen Anstiegs der Energiepreise, der in der Leitstudie als Referenz unterlegt ist, errechnen sich jährliche Differenzkosten, die im Jahr 2015 bei knapp 7 Mrd. Euro das Maximum erreichen, dann aber in rund zwanzig Jahren negativ werden. Bei einem langsameren Energiepreisanstieg verschiebt sich für den Stromsektor dieser „Break even-Zeitpunkt“ auf 2035. Ab diesem Zeitpunkt tragen erneuerbare Energien dazu bei, dass sich die Energiepreise stabilisieren und nicht, wie in stärker fossil geprägten Energiesystemen, immer weiter ansteigen.

Nicht inbegriffen in dieser Kostenkalkulation sind die vermiedenen externen Kosten – Klimaschadenskosten, andere Umweltkosten, Gefährdung der Versorgungssicherheit etc.-, deren Berücksichtigung die Differenzkosten deutlich früher auf Null drücken würden. Geht man beispielsweise von – in (Krewitt und Schломann 2006) vorgeschlagenen – 70 €/t CO₂ an Schadenskosten aus, so würden die Erneuerbaren Energien im Stromsektor bereits heute 1 Mrd. Euro pro Jahr einsparen. Ebenfalls nicht monetarisiert sind die volkswirtschaftlichen Vorteile,

die sich aus der Vorreiterrolle Deutschlands bei Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz ergeben.

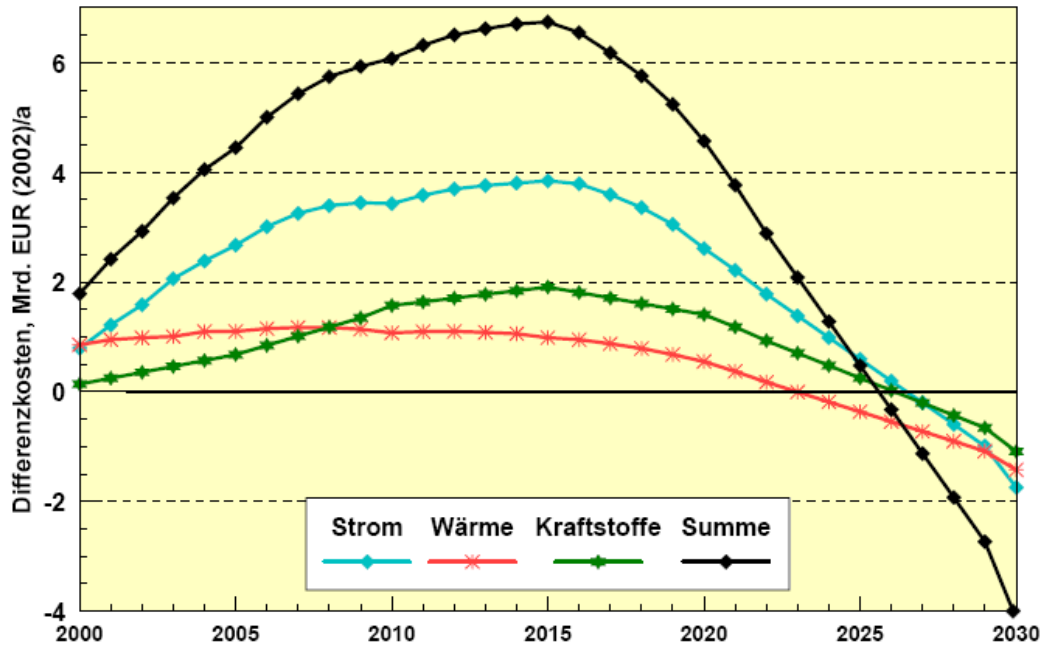


Abbildung 23: Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten für die einzelnen Sektoren im Preisszenario „Deutlicher Anstieg“ (Nitsch 2007)

6 Es geht auch anders, regional: Effizienz, Erneuerbare und Kraft-Wärme-Kopplung in Hamburg

Die nationale Perspektive ist wichtig, um einen Gesamtüberblick über den langfristigen Verlauf der Energiestrukturen in Deutschland zu gewinnen. Gleichzeitig muss auch das lokale und regionale Potenzial an Effizienz und Erneuerbaren bewertet werden, um Handlungsoptionen vor Ort zu identifizieren. Dies ist Gegenstand dieses Kapitels.

6.1 Energieversorgung in Hamburg und Umgebung

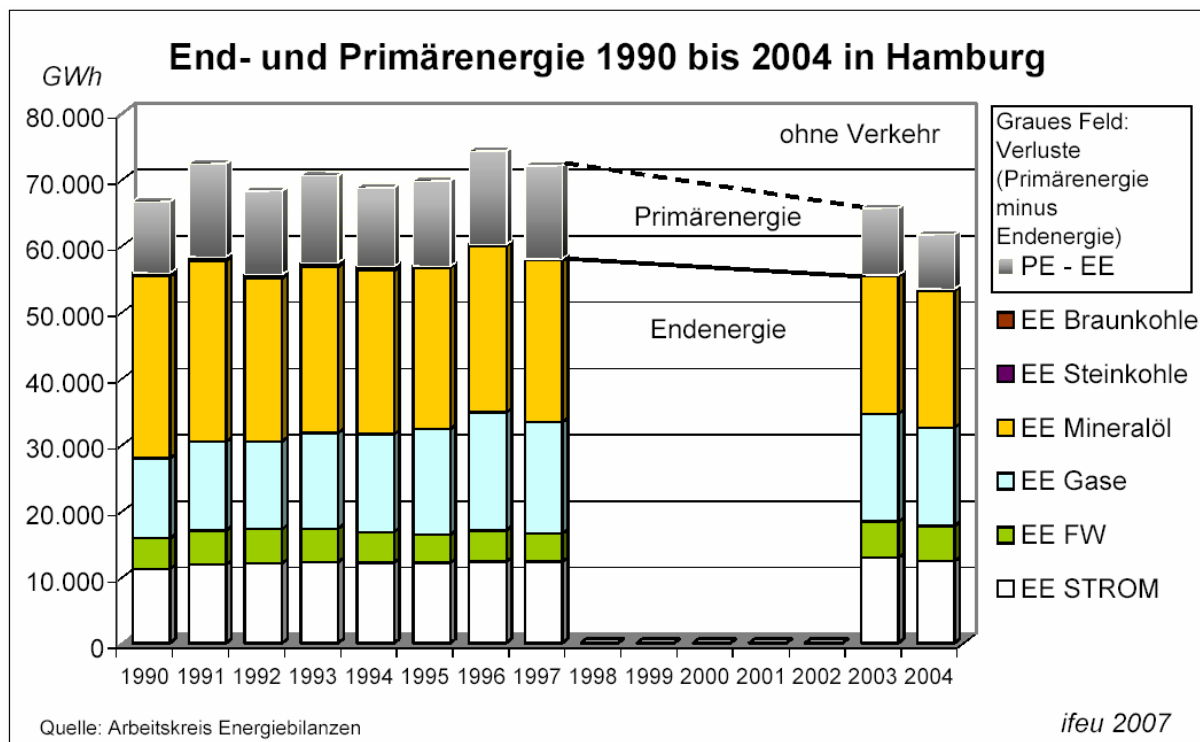


Abbildung 24: Entwicklung des Endenergie- (EE) und Primärenergieverbrauches (PE) in Hamburg von 1990 bis 2004 (Stadt_Hamburg 2007b); eigene Darstellung

Zwischen 1990 und 2004 kam es in der Hamburger Energieversorgung zu einer Verringerung des Endenergieverbrauchs um 3,8 % (Abbildung 24). Entgegen dem Bundestrend stieg der Endenergieverbrauch der Industrie allerdings von 1990 bis 2004 um 40 %. Der Stromverbrauch stieg in diesem Zeitraum um 10 % (0,7 % pro Jahr). Dies konnte durch den Rückgang im Wärme- und Verkehrsbereich mehr als kompensiert werden. Laut (Stadt_Hamburg 2007a) führt das zu CO₂-Emissionen von 18,7 Mio. Tonnen im Jahr 2004 (Industrie 35%; Verkehr 25%, Gewerbe und Haushalte 40 %). Damit kam es seit 1990 zu einer Verringerung der CO₂-Emissionen um rund 8%.

In Abbildung 25 ist der Stromverbrauch der Stadt Hamburg im Jahr 2004 nach Anwendungen und Sektoren (ohne Verkehr) dargestellt. Die Industrie verbraucht fast die Hälfte des Stroms; Gewerbe (steht für GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistung) und Private Haushalte jeweils rund ein Viertel. Hervorzuheben ist die in Hamburg stark angesiedelte metallverarbeitende Industrie, die mit einem Stromverbrauch von 3,5 TWh der größte Stromverbraucher

der Stadt ist. Die Wärmeanwendungen im Strombereich (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme) beziehen rund die Hälfte des Stromverbrauchs im Sektor Private Haushalte, im Gewerbe rund 15 % und im Industriesektor 56 %.

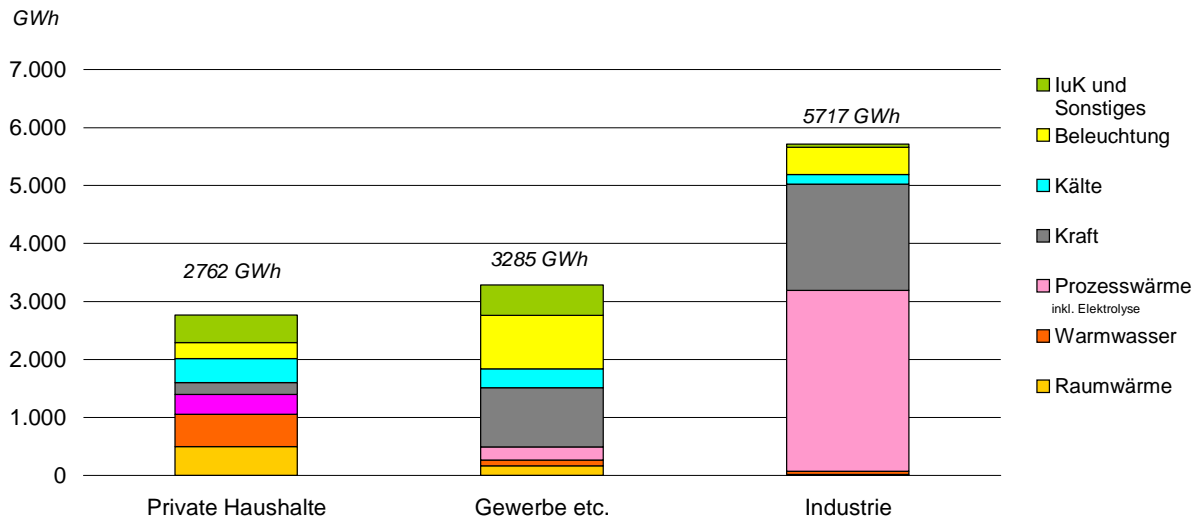


Abbildung 25: Endenergieverbrauch Strom in Hamburg im Jahr 2004 nach Anwendung und Sektoren - ohne Verkehr (Prozesswärme beinhaltet auch den industriellen Stromverbrauch z. B. der metallverarbeitenden Industrie). Quelle: (Meier 2003; Barthel et al. 2006; Seefeldt und Wunsch 2007; Stadt_Hamburg 2007b) und eigene Berechnungen

Das Kraftwerk Moorburg bedient nicht nur den Hamburger Strommarkt. Das Kraftwerk Moorburg ist ein Kraftwerk für den deutschen Strommarkt insgesamt. Es ist vor allem deshalb in Hamburg angesiedelt, weil die Kohle-Transportbedingungen und auch die – wenn auch geringe – Fernwärmeabnahme ökonomisch vorteilhaft sind.

Die Ökobilanz hat außerdem gezeigt: Angesichts der geringen Wärmeauskopplung sind die CO₂-Emissionen klimapolitisch inakzeptabel. Das Fernwärmenetz, selbst wenn es deutlich ausgebaut würde, könnte höchstens 6 TWh/a aufnehmen (s. u.). Bei einer Stromkennzahl von 0,7 würde dies einer Stromerzeugung von rund 4 TWh/a entsprechen. Damit müsste das Kraftwerk bezogen auf die Stromerzeugung dreimal kleiner sein als das derzeit geplante Kraftwerk Moorburg.

Kann eine solche Stromerzeugung in Hamburg auch durch Effizienzmaßnahmen und erneuerbare Energien bereitgestellt werden?

6.2 Effizienz

Grundsätzlich muss bei einer Entscheidung über versorgungstechnische Ausbauoptionen im Energiebereich die Entwicklung des Energieverbrauchs berücksichtigt werden. Einerseits um den Bedarf an Kraftwerkskapazitäten zu planen, andererseits aber auch, um eventuelle Kraftwerkskapazitäten durch gesteigerte Effizienz, d.h. durch einen geringeren Einsatz von Energie für dieselbe Dienstleistung, zu ersetzen.

Daher werden in diesem Abschnitt die Effizienzpotenziale im Strombereich der Stadt Hamburg betrachtet und die Entwicklung bis 2030 skizziert. Auf die Effizienzpotenziale im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung wird weiter unten (Kapitel 6.4) näher eingegangen.

Der Großteil der vorgeschlagenen Effizienz-Maßnahmen ist aus Sicht der betroffenen Akteure wirtschaftlich.

Die Ausgangslage ist dabei zur Zeit für die Umsetzung der Effizienzpotenziale vorteilhaft. Der Energiepreis liegt auf einem hohem Niveau, so dass der Großteil der vorgeschlagenen Maßnahmen aus Sicht der betroffenen Akteure wirtschaftlich ist. D.h. die Kosten bzw. die Mehrkosten einer Investition liegen niedriger als die durch die Effizienzmaßnahme im Rahmen der Lebensdauer eingesparten Energiekosten. Bei der folgenden überschlägigen Berechnung der Effizienzpotenziale im Stromsektor werden die Ergebnisse aktueller Studien (Barthel et al. 2006; Irrek und Thomas 2006; Seefeldt und Wunsch 2007) berücksichtigt.

6.2.1 Effizienz in privaten Haushalten

Auf Basis des Stromverbrauchs der privaten Haushalte 2004 in Hamburg wurden die Effizienzpotenziale für die Jahre 2020 und 2030 ermittelt. Unterschieden wurde dabei die Optimierung der bisherigen Stromanwendungen (Effizienz im Bestand) und die Effizienzverbesserungen bei allen neu anzuschaffenden Geräten, also die Effizienz des „Zubaus“ an Stromnachfrage (siehe Abbildung 26: Zubau = oberes Segment der Balken).

Die Entwicklung des Zubaus ist u.a. von der zukünftigen Zahl der Einwohner und der zusätzlichen Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten abhängig. Ausgehend von etwa 1,73 Mio. Einwohnern im Jahr 2004 nehmen wir an, dass die Zahl bis 2020 auf 1,814 Mio. ansteigt, dann aber bis 2030 konstant bleibt (Quelle: (Stadt_Hamburg 2007c) und eigene Annahmen). Für die zusätzliche Ausstattung der Geräte gehen wir davon aus, dass es bis 2020 einen Strommehrverbrauch von jährlich 1 %, danach von 0,5% gibt. Der Zubau beträgt dann 2020 bzw. 2030 im Trend, also in der Entwicklung, wie sie sich nach unserer Einschätzung bei Fortführung heutiger Politiklinien ergeben würde¹¹, 23 % bzw. 29 % des Stromverbrauchs im Jahr 2004.

Fast 50 % des Stromverbrauchs privater Haushalte können in Hamburg mit wirtschaftlichen Maßnahmen bis 2030 vermieden werden.

Zur Bestimmung des Einsparpotenzials wurde eine Vielzahl an Einzelmaßnahmen detailliert evaluiert (Tabelle 5). Die beiden Balken 2020 und 2030 „Effizienz“ in Abbildung 26 zeigen das maximal wirtschaftliche Umsetzungspotenzial gegenüber dem Trend auf¹².

¹¹ Diese Trend-Entwicklung ist die Referenzentwicklung für Hamburg und nicht identisch mit dem nationalen Szenario „Trend“ aus Kapitel 4.2 und 4.3. Für den Trend wird angenommen, dass bis 2020 etwa 30% und bis 2030 etwa 35% der maximalen Effizienzpotenziale umgesetzt werden.

¹² Die Einsparkosten der Maßnahmen basieren auf (Barthel et al. 2006) und eigenen Arbeiten des IFEU-Instituts. Lediglich die Maßnahme „Substitution von Elektroherden durch Gasherde“ ist aus Sicht des Kunden nicht wirtschaftlich.

Tabelle 5: Effizienzpotenziale gegenüber Ausgangszustand 2004 für ausgewählte Techniken am Beispiel private Haushalte Hamburg. Quelle: eigene Berechnungen und (Barthel et al. 2006; Seefeldt und Wünsch 2007) angepasst auf Hamburg

Eingesetzte Technik	Einsparung [GWh]
Energiesparlampe	120
LED - Technik	71
Kühl- und Gefriergeräte der Klassen A+/A++	258
Waschmaschine der Klasse A+	26
Geschirrspüler	20
Verringerung Stand-By (Audio/Video/TK)	399
Effiziente Umwälzpumpe (Faktor Vier Pumpe)	54
Effiziente Zirkulationspumpe (Faktor Vier Pumpe)	36
Substitution Elektrowarmwasser	180
Warmwasseranschluss Waschmaschine	44
Gas-Wäschetrockner	13
Wärmepumpen- Wäschetrockner	40
Substitution Elektroherde durch Gasherde	55
Substitution Nachtspeicherheizung	265
Summe der Einsparungen	1581

Gegenüber dem Trend wird der Stromverbrauch 2020 um 37 % (ca. 1020 GWh), im Jahr 2030 um 48 % (ca. 1330 GWh) verringert.

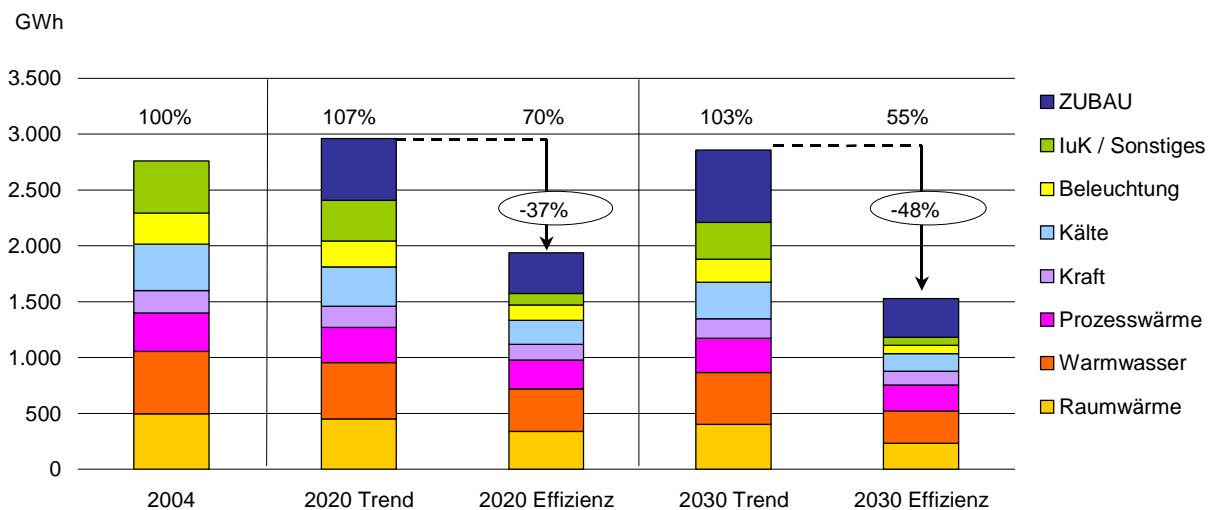


Abbildung 26: Effizienzpotenziale Strom der privaten Haushalte in Hamburg nach Anwendung für die Trend- und die Effizienz-Entwicklung. Quellen: (Meier 2003; Marr und Wehner 2005; Prognos und EWI 2005; Barthel et al. 2006; Seefeldt und Wünsch 2007; Stadt_Hamburg 2007b) und eigene Berechnungen

6.2.2 Effizienz im Gewerbe

Analog zum Sektor Private Haushalte werden auch die Effizienzpotenziale des Gewerbes (hier GHD = Gewerbe, Handel und Dienstleistung) dargestellt (Abbildung 27).¹³ Auch im Gewerbebereich sind fast alle Maßnahmen aus Sicht des Kunden wirtschaftlich. Wie in (Seefeldt und Wünsch 2007) zutreffend bemerkt ist, ist „damit ein Marktversagen festzustellen, welches auf die in den einzelnen Handlungsfeldern existierenden Hemmnisstrukturen

¹³ Für den Zubau nehmen wir analog (Prognos und EWI 2005) an, dass der Stromverbrauch im Trend bis 2030 um etwa 19 % steigt. Dies resultiert aus einem Zuwachs bis 2020 von 0,8 %, danach bis 2030 von 0,6 % jährlich.

zurückzuführen ist. Die Energiepreise erweisen sich damit zwar als wichtiger, aber nicht allein entscheidender Faktor für die Realisierung von Energiesparpotenzialen“.

Auch im GHD-Sektor wurden verschiedene Einsparpotenziale analysiert, beispielsweise:

- Beleuchtungssteuerung durch Sensoren, Spiegelrasterleuchten mit EVG
- effiziente Straßenbeleuchtung
- LED-Ampeln
- Verbesserte Lebensmittelkühlung
- Substitution Strom durch Gas (Warmwasser, Prozesswärme)
- Abwärmenutzung
- Verringerung Standby-Verluste
- Effiziente Pumpen und Motoren mit Frequenzumrichter
- Effiziente Lüftungsgeräte mit Wärmerückgewinnung
- Substitution Nachtspeicherheizungen
- u. a.

Bei Umsetzung aller Effizienz-Potenziale verringert sich der Stromverbrauch gegenüber dem Trend im Jahr 2020 um 28 %, im Jahr 2030 um 38 %.¹⁴

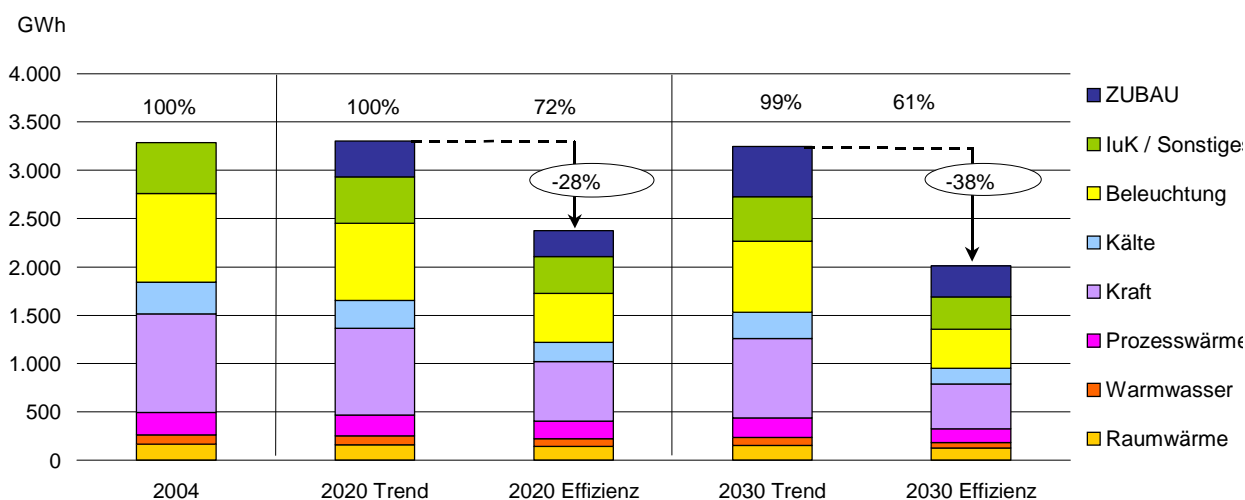


Abbildung 27: Effizienzpotenziale Strom des Gewerbes (Gewerbe, Handel und Dienstleistung) in Hamburg nach Anwendung für die Trend- und die Effizienz-Entwicklung. Quellen: (Marr und Wehner 2005; Prognos und EWI 2005; Barthel et al. 2006; Seefeldt und Wunsch 2007; Stadt_Hamburg 2007b) und eigene Berechnungen

6.2.3 Effizienz in der Industrie

Ausgehend von dem Stromverbrauch der Industrie in Höhe von 5.700 GWh im Jahr 2004 werden in Abbildung 28 auch die Effizienzpotenziale der Industrie dargestellt. Da in der Industrie kaum standardisierte Querschnittstechnologien, wie im Gewerbe und Haushaltsbe-

¹⁴ Für den Trend wird angenommen, dass bis 2020 etwa 30% und bis 2030 etwa 35% der maximalen Effizienzpotenziale umgesetzt werden.

reich vorhanden sind, kann diese Anschätzung der Potenziale nur grob sein. Als zusätzlich Datenquelle wurde für die Berechnung die sehr detaillierte Arbeit von Marr und Wehner (Marr und Wehner 2005) herangezogen.

Für die Berechnung wurde angenommen, dass keine grundsätzlichen strukturellen Änderungen der Industrie in Hamburg bis 2030 geschehen. D.h. es kommt nicht zur Verlagerung großer Betriebe nach außen. Für die Berechnung des Zubaus im Trend übernehmen wir die in (Marr und Wehner 2005) angenommenen Parameter zu Umsatzwachstum und Effizienzsteigerung. Das führt zu einem Zubau (oberstes Segment in der Abbildung) im Trend von 7 % bis 2020 und von 10 % bis 2030.

Bei Umsetzung aller Effizienz-Potenziale verringert sich der Stromverbrauch gegenüber dem Trend¹⁵ im Jahr 2020 um 11 % (ca. 600 GWh), im Jahr 2030 um 18 % (ca. 1000 GWh). Diese relativ niedrigen Potenziale sind u.a. durch den großen Anteil der metallverarbeitenden Betriebe mit hohem Strombedarf u.a. für die Elektrolyse bedingt, bei der nur geringe Einsparpotenziale vorhanden sind.

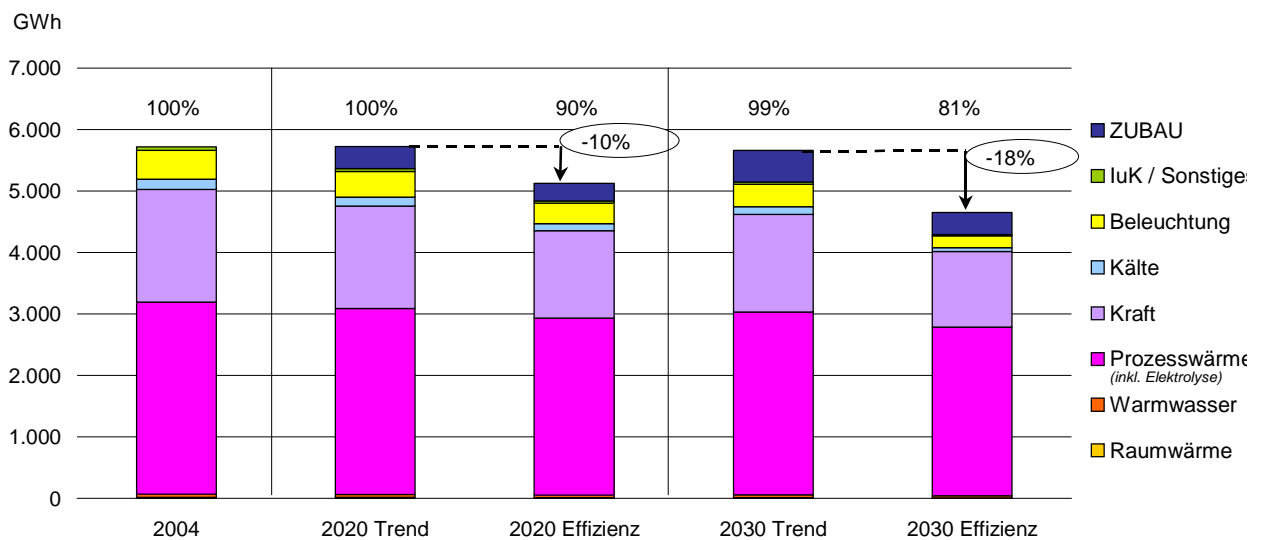


Abbildung 28: Effizienzpotenziale Strom der Industrie in Hamburg nach Anwendung für die Trend- und die Effizienz-Entwicklung. Quellen: (Marr und Wehner 2005; Seefeldt und Wunsch 2007; Stadt_Hamburg 2007b) und eigene Berechnungen

6.2.4 Effizienzpotenziale insgesamt

Insgesamt kann der Stromverbrauch in allen Verbrauchssektoren um 30 % bis 2030 gesenkt werden.

Abbildung 29 zeigt die Effizienzpotenziale im Strombereich für alle Sektoren (außer Verkehr) in Hamburg auf. Im Trend kommt es bis 2020 zu einem Strommehrverbrauch von 2%, bis 2030 sinkt er wieder auf das Niveau von 2004. Bei Umsetzung aller Effizienzmaßnahmen sinkt der Stromverbrauch gegenüber dem Trend um 22 % (2020) bzw. 30 % (2030).

¹⁵ Für den Trend wird angenommen, dass bis 2020 und 2030 etwa 40 % der maximalen Effizienzpotenziale umgesetzt werden.

Die höchsten Minderungsraten im Bestand bis 2030 ergeben sich bei den Anwendungsbe-
reichen Beleuchtung (-60 %), Information und Kommunikation (-59 %) und Kälte (-58%). Mit
etwas Abstand folgen der Bereich Raumwärme und Warmwasser (je -47 %) gefolgt von
Kraft (Mechanische Antriebe = 41 %). Schlusslicht ist die Prozesswärme (einschließlich
Elektrolyse) mit 15 % Effizienzpotenzial. Etwa 8 % des vermiedenen Stromverbrauchs wird
durch Substitution von Strom durch Gas erreicht. Dadurch kommt es zu einem Gasmehr-
verbrauch von etwa 260 GWh.

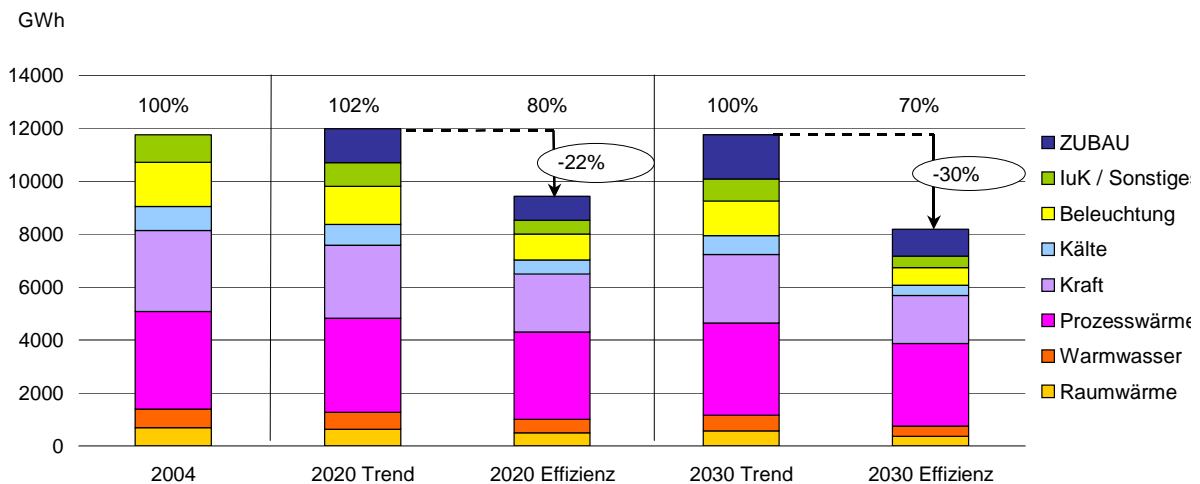


Abbildung 29: Effizienzpotenziale Strom aller Sektoren in Hamburg nach Anwendung für die Trend- und die Effizienz-Entwicklung

6.2.5 Anschub- und Einsparkosten

Im Sektor Private Haushalte ergibt sich durch die hier dargestellten Maßnahmen eine Strom-
einsparung im Jahre 2030 von 1330 GWh. Bei einem Strompreis von 18,5 Cent pro kWh
(Seefeldt und Wunsch 2007) müssten die Verbraucher daher im Jahr 2030 etwa 245 Mio.
Euro weniger an Stromkosten bezahlen.

Etwa ein Drittel dieser Effizienzpotenziale werden schon im Trend umgesetzt. Zur Umset-
zung der restlichen Potenziale bedarf es einer zusätzlichen Motivation der Verbraucher. Dies
kann z.B. durch Öffentlichkeit, Beratung oder Teilfinanzierung der Investitionskosten ge-
schehen. Die Anschub- oder Transaktionskosten dafür liegen etwa zwischen 0,3 und 1,5
Cent pro eingesparter kWh.¹⁶ Nimmt man einen Mittelwert von 0,9 Cent pro kWh an, so
ergeben sich für die Privaten Haushalte z.B. im Jahr 2030 Transaktionskosten von etwa 12
Mio. Euro (bezogen auf die Einsparung von 1330 GWh).¹⁷

Für das Gewerbe ergeben sich unter den gleichen Prämissen Transaktionskosten von 11
Mio. Euro bzw. Stromkosteneinsparungen von 185 Mio. Euro (bei einem Strompreis von 15

¹⁶ Zu der Höhe der Transaktionskosten liegen in Deutschland leider kaum Evaluationen vor. Einfach zu berechnen sind direkte Fördermaßnahmen für die finanzielle Förderung technischer Maßnahmen. Bei weichen Maßnahmen (Öffentlichkeitsarbeit, Beratung etc.) stützen wir uns auf eigene Evaluationen (z.B. (ifeu 2005)) und Annahmen. Als Akteur für die Umsetzung von Effizienzprogrammen kommen im wesentlichen die öffentliche Hand (Stadt, Land, Bund) und die Energiedienstleister in Frage.

¹⁷ Einsparung über die rechnerische Nutzungszeit, bei Haushaltsgeräten 10 Jahre, bei Anlagentechnik (Heizung, Warmwasser) 15 Jahre.

Cent / kWh). Im Sektor Industrie lägen die Transaktionskosten bei 9 Mio. Euro, die Stromkosteneinsparungen bei 100 Mio. Euro (bei einem Strompreis von 10 Cent pro kWh).

Über alle Sektoren ergeben sich für das Jahr 2030 Transaktionskosten von etwa 32 Mio. Euro bei Stromkosteneinsparungen von etwa 530 Mio. Euro.

6.3 Möglicher Beitrag erneuerbarer Energien im Jahr 2030

Der Beitrag erneuerbarer Energien am hamburgischen Primärenergiebedarf lag im Jahr 2004 bei 4,8 % - überwiegend durch den biogenen Anteil im Müll sowie den regenerativen Stromanteil des außerhalb Hamburgs zugekauften Stroms (Stadt_Hamburg 2007a). Die regenerative Stromerzeugung in Hamburg beschränkt sich bislang auf 57 Windenergieanlagen mit knapp 34 MW, und einige Biomasse-Anlagen bzw. Klärgas, Deponiegas und biogene Abfallfraktionen in den Müllverbrennungsanlagen sowie einige Megawatt an Fotovoltaik und Wasserkraft.

Ein städtisches Gebiet ist bei der Erschließung erneuerbarer Energien begrenzt – es gibt nur wenige landwirtschaftliche Flächen und begrenzte Möglichkeiten für Wind. Dennoch könnten nach unserer ersten Abschätzung 1,6 TWh/a erneuerbare Stromerzeugung bis zum Jahr 2030 erschlossen sein. Hinzu kommen erneuerbare Energiesysteme, die vor den Küsten oder außerhalb Deutschlands situiert sind und die – rechnet man sie auf den Bevölkerungsanteil Hamburg herunter – im Jahr 2030 ebenfalls knapp 2 TWh beisteuern können.

Das Ziel des folgenden Abschnitts ist es, ein ungefähres Ausbaupotenzial für erneuerbare Energien in Hamburg abzuleiten. Es ist einleuchtend, dass Hamburg als norddeutscher, waldarmer städtischer Raum gerade bei den Segmenten Biomasse (wegen geringer landwirtschaftlicher und Forst-Flächen) und Wind nur sehr begrenzt über erneuerbare Energien verfügen kann. Wir gehen daher in dieser Abschätzung dreistufig vor:

- Für Wasserkraft, PV und Geothermie wird unmittelbar das verfügbare Potenzial in Hamburg und aus weiteren Restriktionen ein bis 2030 möglicher Ausbau abgeleitet.
- Für Windanlagen an Land und Biomasse wird neben den Ausbaumöglichkeiten im Stadtgebiet auch die Metropolregion untersucht, die in unmittelbarem Einflussbereich Hamburgs liegt (und umgekehrt auch von einem Großkraftwerk beliefert würde). Es wird also angenommen, dass das Umland in gewissem Maß auch den städtischen Raum mit beliefert. Dabei wird die Nutzung Gesamtpotenziale gleichmäßig pro Kopf verteilt, d. h. 40 % des Ausbaupotenzials (1,7 Millionen von 4,2 Millionen Einwohner) werden Hamburg zugeordnet.
- Die geplanten Wind offshore-Kraftwerke und auch die in diesem Zeitraum installierten solarthermischen Kraftwerke im Mittelmeerraum, deren Strom nach Deutschland importiert wird (siehe Kapitel 5), sind außerhalb Deutschlands situiert. Diese sind nicht direkt Hamburg oder einer Region zuzuordnen. Im Sinne einer für ganz Deutschland bereitgestellten Energiemenge werden nachrichtlich 2 % entsprechend des Bevölkerungsanteils Hamburgs angegeben.

Eine solche Betrachtung ist – darauf muss hingewiesen werden – illustrativen Charakters. Sie ersetzt nicht eine ausführliche Potenzialstudie für die Region, die im sehr begrenzten zeitlichen Rahmen dieser Studie nicht geleistet werden kann. Energiewirtschaftlich ist eine Herauslösung eines begrenzten geografischen Raums aus einem deutschlandweiten Energiemarkt nicht sinnvoll; es geht hier vielmehr darum, ein Gefühl für die auch vor Ort möglichen Potenziale zu bekommen.

6.3.1 Photovoltaik

Die durchschnittliche solare Einstrahlung in Hamburg liegt bei etwa 950 kWh/(m²a) (Marr und Wehner 2005). Im Mittel der vergangenen fünf Jahre konnte pro installiertem solaren Kilowatt ein Stromertrag von rund 850 kWh erzielt werden (SFV 2007).

Auf der Fläche des Hamburger Stadtgebietes ergibt sich daraus ein theoretisches solares Strahlungsangebot von rund 700 TWh pro Jahr. Berücksichtigt man im Fall der Photovoltaik heutige Standard-Module mit einem Systemwirkungsgrad von 9 %, errechnet sich ein theoretisches Stromerzeugungspotenzial von rund 65 TWh/a (Marr und Wehner 2005). Es liegt damit rund fünfmal höher als der Endenergieverbrauch an elektrischer Energie im Jahr 2001 in Hamburg.

Von der eintreffenden Solarstrahlung kann allerdings nur ein kleiner Anteil genutzt werden. Aus ökologischen Erwägungen sind dies im städtischen Raum vor allem Dach- und Fassadenflächen und andere versiegelte Verkehrs- und Industrieflächen. Die Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt Hamburg hat die für Solarenergie geeigneten Flächen analysiert und kommt auf einen Wert von 11,5 Mio. Quadratmeter (ohne Fassaden) (BSU 2004) (zitiert nach Marr und Wehner 2005).

Für unterschiedliche unterstellte Modulwirkungsgrade zwischen 10 % und 20 % und daraus resultierende Systemwirkungsgrade errechnen Marr und Wehner (2005) bei einer ausschließlichen Nutzung der Dachflächen für die Photovoltaik insgesamt Potenziale in Höhe eines Anteils am Stromverbrauch in Hamburg von 9 % bis 18 %. Ordnet man die Hälfte des Dachflächenpotenzials der Solarthermie zu (die auf Grund des regenerativen Wärmegesetzes an Bedeutung gewinnen wird), halbiert sich dieser Wert.

Ein solcher Wert muss mit realen Zubaugeschwindigkeiten in Beziehung gesetzt werden. Der Zubau in Hamburg hat sich, je nach Rahmenbedingungen, zwischen 150 und 700 Kilowatt pro Jahr bewegt. Geht man davon aus, dass sich die Zubaurate in der Zukunft auf Grund von Preissenkungen der Module und eine Fortführung des EEG eher am oberen Ende (700 kW/a) der Bandbreite bewegt, so würden sich im Jahr 2030 rund 17 GWh aus PV erzeugen lassen, also nur ein Bruchteil des technischen Potenzials.

6.3.2 Biomasse-Potenzial

Das Angebot an biogenen Energieträgern aus Rest- und Abfallstoffen oder gezielt angebauten Energiepflanzen in Hamburg ist im bundesdeutschen Vergleich äußerst spärlich. Dies liegt vor allem daran, dass Hamburg weder große Wald- und Forstflächen aufweist noch große landwirtschaftliche Betriebe zur Gülleproduktion bzw. landwirtschaftliche Freiflächen für die Produktion von Energiepflanzen hat.

Holz. Eine Untersuchung der Universität Hamburg bestimmt ein nicht genutztes Holzaufkommen in Hamburg und Umgebung von rd. 200.000 t/a entsprechend 640 GWh, das aller-

dings sowohl zur Strom- wie auch zur Wärmeproduktion zur Verfügung steht. Unterstellt man, dass von dem Potenzial bis 2030 70 % erschlossen werden und davon 50 % zur Stromerzeugung eingesetzt werden (mit einem Nutzungsgrad von 30 %), so entspricht dies rund 100 TWh/a.

Stroh. Das Strohpotenzial in der Metropolregion beläuft sich auf – konservativ gerechnet – 400.000 t/a entsprechend 1580 GWh/a (Marr und Wehner 2005). Davon werden 40 % für Hamburg angerechnet. Diese halmgutartige Biomasse kann zwar zur Zeit noch nicht sehr effizient verstromt werden. Wir nehmen an, dass Stroh in einem Dampfturbinen-HKW verstromt wird und gehen davon aus, dass 40 % des Strohpotenzials auf diese Weise bis 2030 erschlossen werden.

Biogas. Bis Ende 2006 ist die Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland deutlich auf rund 3.300 mit einer installierten Leistung von etwa 950 MW_{el} angewachsen. Der Leistungsanteil in Niedersachsen und Schleswig-Holstein belief sich auf jeweils 27,4 % (260 MW) bzw. 2,9% (28 MW). Runtergerechnet auf die Fläche der zur Metropolregion gehörenden Landkreise ergibt dies eine installierte Leistung von knapp 80 MW_{el}. Ausgehend von 7500 Volllaststunden ist mit einem Jahresenergieertrag von ca. 600 GWh_{el} bezogen auf die bis Ende 2006 installierten Anlagen zu rechnen, wobei 2007 weitere Anlagen hinzukommen werden. Das Potenzial zur Biogaserzeugung aus der **Vergärung organischer Abfallstoffe** (biogener Anteil im Hausmüll) beläuft sich nach (Marr und Wehner 2005) auf rund 144 GWh/a. Unter konservativer Berücksichtigung von Erfassungs- und Nutzungsverlusten setzen wir 100 GWh/a an, die mit einem Nutzungsgrad von 32 % verstromt werden (außerdem Wärmeauskopplung).

Nach den Analysen in (Marr und Wehner 2005) könnten **nachwachsende Rohstoffe** auf den Flächen der Metropolregion angebaut (Annahme: Anbau auf 10 % der landwirtschaftlichen Fläche der Metropolregion) weitere 6.400 GWh/a (Mittelwert aus Erträgen von Getreide und Kurzumtriebsplantagen) bzw. 4.200 GWh/a in Form von Biogas bereitstellen. Allerdings müssen diese Mengen, wie oben schon angesprochen, auf die Metropolregion aufgeteilt werden. 40 % des Energieträgerpotenzials der Metropolregion kann in Hamburg genutzt werden können - 80 % davon werden verstromt.

Um das Potenzial der landwirtschaftlich anfallenden **Gülle- und Mistmengen** zu bestimmen, wurden die aktuellen Viehbestände (2005) der jeweiligen Bundesländer herangezogen. Die Rinder- und Schweinebestände in Niedersachsen und Schleswig-Holstein belaufen sich auf 29 % bzw. 36 % des Gesamtbestandes der BRD. Auf die Metropolregion heruntergerechnet, ergibt dies knapp 1,1 Millionen Rinder und 2,9 Millionen Schweine. Zudem werden hier ca. 13,3 Millionen Nutzvögel (Legehennen, Schlacht-, Masthühner) gehalten.

Da nicht 100 % der in Ställen anfallenden Exkreme zur Biomassevergärung erfasst werden können, wird für das Jahr 2030 mit einem Faktor von 0,95 für die insgesamt zur Verfügung stehenden Exkreme gerechnet (Fritsche et al. 2003).

Daraus ergibt sich ein technischer Jahresenergieertrag von in etwa 710 GWh (2010) bzw. 796 GWh (2030). Es wird davon ausgegangen, dass bis 2030 60 % dieses Potenzials erschlossen sein könnte.

6.3.3 Geothermie-Potenzial

Eine Nutzung der Erdwärme-Potenziale erscheint in Hamburg auf Grund der geologischen Gegebenheiten auf oberflächennahe und hydrothermale Wärmeerzeugung beschränkt und wird hier nicht weiter berücksichtigt.

6.3.4 Wasserkraft

Während in vielen Regionen Deutschlands Wasserkraft einen substanziellen Beitrag zur Energieversorgung leisten kann, führt das geringe Gefälle in Hamburg dazu, dass der Beitrag der Wasserkraft äußerst gering ist. Neben einem installierten Wasserkraftwerk mit 110 kW werden 13 weitere Standorte für lohnenswert erachtet mit einer Gesamtkapazität von rund 390 kW_{el}. Bei angenommenen 300 kW und mittleren Volllaststunden von 4.500 h/a ergeben sich 1.350 MWh elektrische Energie.

6.3.5 Windkraft an Land

Derzeit erzeugen Windenergieanlagen mit rund 34 MW installierter Leistung rund 54 GWh Strom für Hamburg. Ein Ausbau auf neuen Standorten ist aufgrund der städtischen Infrastruktur nur begrenzt möglich. Im Großraum Hamburg sind derzeit sechs Flächen ausgewiesen, auf denen eine Windkraftnutzung erfolgen kann. Eine deutliche Erhöhung der Windkapazität ist dennoch möglich und setzt im Wesentlichen auf zwei Strategien:

- Ausweitung weiterer Flächen, auch unter Einschluss des Hafengebietes, die unter Abwägung der ökologischen Erfordernisse in einem Vorscreening identifiziert werden können;
- Repowering der bestehenden Anlagen und Erhöhung der genehmigungsfähigen Anlagenhöhe. Durch bessere Anlagentechnik, höhere Leistung und höhere Windgeschwindigkeiten in der Höhe können die Erträge deutlich gesteigert werden.

Insgesamt ergibt eine Abschätzung, dass durch Repowering rund 30 MW und durch eine Neuausweisung von drei Flächen 60 MW mittelfristig zu erschließen sind. Gehen wir von rund 1.900 h/a Volllaststunden aus, so ergibt sich eine Stromerzeugung von rd. 170 GWh/a.

Potenzialabschätzungen des Bundesverbandes Windenergie definieren für Hamburg noch höhere Zubauzahlen. Langfristig erschließbare Windenergiepotenziale werden auf bis zu 150 MW geschätzt (S. Lau, zitiert nach (Marr und Wehner 2005)).

Auch für die Metropolregion Hamburg wurde das Ausbaupotenzial der Windenergie berücksichtigt. Für die betreffenden Landkreise in Niedersachsen wurde eine 2006 vom DEWI (Deutsches Windenergie Institut GmbH) erstellte Studie herangezogen (Neddermann 2006). Diese erfasste die bis zum Herbst 2005 installierte Leistung, geplante Projekte, Restpotenzial der vorhandenen Windvorranggebiete und die Möglichkeit des „Repowerings“ mit dem Zeithorizont 2015. Unter der Annahme, dass die geplanten Projekte zu 80 % umgesetzt wurden, kann die installierte Leistung noch um 32 % gesteigert werden (ohne eine mögliche Erweiterung der WVS zu betrachten). Wir legen dieses Potenzial auch bis 2030 zu Grunde.

Für die zur Metropolregion gehörenden Landkreise in Schleswig-Holstein lagen zum Zeitpunkt der Studie nur die Daten zur installierten Leistung vor (Stand 31.12.2006), welche sich auf ca. 900 MW belief. Unter der Annahme, dass das Rest- und Repowering-Potenzial ähnlich der in Niedersachsen sind, würden ca. 290 MW (+ 32 %) zusätzlich installiert werden können.

Der potenzielle Zubau an Jahresenergieertrag würde sich nach Schätzung der Volllaststunden, die aus den Windertragskarten unter Berücksichtigung der steigenden Nabenhöhen abgeleitet wurden, in den genannten Landkreise in Niedersachsen und Schleswig-Holstein auf 1570 GWh/a belaufen. Bevölkerungsanteilig entfallen dann rd. 630 GWh/a auf die Stadt Hamburg.

Der weitere Ausbau von Windenergieanlagen ist maßgeblich von der Ausweisung von zusätzlichen Windvorrangstandorten abhängig. Inwieweit dies geschehen soll, wird momentan in mehreren Landkreisen beraten. Änderungen an der Gesetzgebung und den Rahmenbedingungen (Höhenbegrenzungen, Abstandsregeln, etc.) könnten diesen Prozess beschleunigen.

In Hamburg würde mit einer solchen Erweiterung der Windkraftnutzung auch der ortansässigen Windkraft-Industrie ein wichtiger Impuls gegeben.

Tabelle 6: Windleistung und Ausbau-Potenzial (grobe Abschätzung)

	Landkreise	Fläche (in tsd. km²)	Einwohner (in tsd.)	Install. Leistung [MW]	Geplant [MW]	Restpot. [MW]	Repoweringpot. [MW]	Gesamtleistung [MW]	Volllaststunden [h]	Ertrag (Zubau) [GWh/a]**
Niedersachsen*	Cuxhaven	2,07	207	362	105	50	80	596	2100	317
	Harburg	1,24	237	59	73	6	0	138	1900	39
	Lüchow-Dannenberg	1,22	52	5	159	17	0	181	1800	88
	Lüneburg	1,32	172	104	25	68	1	198	1800	133
	Rotenburg (Wümme)	2,07	165	73	113	90	11	288	2000	249
	Soltau-Fallingb. (Stadel)	1,87	141	42	83	2	2	128	1800	36
	Stade	1,27	195	287	9	14	17	326	2000	65
	Uelzen	1,45	97	88	72	12	3	175	1800	53
	Schleswig Holstein**	Dithmarschen	1,40	137	473	keine Angaben (hochgerechnet analog NS)			625	2100
Herzogtum Lauenburg		1,26	185	47	62				1900	28
Pinneberg		0,66	296	14	18				2000	9
Segeberg		1,34	242	38	50				2000	24
Steinburg		1,06	137	279	368				2000	179
Stormann		0,77	221	53	70				2000	34
	Summe	19,02	2484	1922				3222		1570

* Stand Herbst 2005

**Stand 31.12.2006

*** Restpot.+Repoweringpot. + 0,2* geplant

Quelle: Niedersachsen: (Neddermann 2006); Schleswig-Holstein extrapoliert. Volllaststunden aus vorhandenen Statistiken und mit Windertragskarte extrapoliert

6.3.6 Potenziale außerhalb der Metropolregion: Wind Offshore und Solarimport

Wesentliche erneuerbare Energiepotenziale liegen nicht nur außerhalb der Metropolregion, sondern auch außerhalb Deutschlands. Das wichtigste Zuwachspotenzial wird im Bereich der Windenergie auf See gesehen. Der Wind Offshore-Ausbau wird hier in Anlehnung an (Nitsch 2007) modelliert. Diese Studie berücksichtigt bereits die Verzögerungen im Ausbau der Windkraft auf See. Für 2030 geht diese Studie von 74 TWh Stromerzeugung aus. Bevölkerungsanteilig gerechnet würde dabei Hamburg eine Strommenge von rund 1,5 TWh/a

„zustehen“. Diese Betrachtung entspricht einer rein buchhalterischen Zuordnung. Physikalisch werden höhere Ströme in Norddeutschland konsumiert werden, da im Interesse einer Entlastung der begrenzten Netzkapazitäten der Wind Offshore-Strom nicht gleichmäßig in Deutschland verteilt sein wird.

Langfristig ist auch ein Stromimport aus Solarstrom zu erwarten, der im ertragreichen Mittelmeerraum in solarthermischen Kraftwerken hergestellt wird und zu vergleichsweise niedrigen Transportverlusten und –kosten nach Deutschland transportiert werden kann (MED-CSP 2005). Daher wurde auch diese Technologieoption im Leitszenario 2006 aufgenommen. Ähnlich wie bei Wind Offshore stellen wir nachrichtlich dar, dass von dem angesetzten 16 TWh Stromimport im Jahr 2030 dem Bevölkerungsanteil Hamburgs an der deutschen Bevölkerung von rd. 2 % angerechnet werden kann. Andere Importoptionen (Hot Dry Rock, Offshore, Wasserkraft), die im Leitszenario erfasst sind, sind hier nicht berücksichtigt.

6.3.7 Zusammenfassung

Insgesamt ergibt sich ein bis 2030 möglicher Ausbau auf eine regenerative Stromerzeugung von rund 1,6 TWh/a durch Potenziale in Hamburg und in der Metropolregion.

Hinzu kommen rund 1,8 TWh/a, die mittels Wind Offshore und regenerativem Stromimport außerhalb der deutschen Grenzen für das deutsche Energiesystem gemäß Leitszenario zur Verfügung gestellt werden und bevölkerungsanteilig Hamburg zugesprochen werden.

Tabelle 7: Erneuerbare Energien in der Metropolregion: mögliche Beiträge im Jahr 2030 (eigene Berechnungen)

Zubaupotenzial 2030	Hamburg			Metropolregion für HH (40 %) *	Anmerkungen
	Leistung [MW]	Volllaststunden	Ertrag [GWh]	Energieertrag [GWh]	
Erneuerbare Energien					
Wind					
Onshore	90	1900	171	628	HH: 80 % von [1] MR: [2]
Photovoltaik	20,5	850	17		Volllastst.: [3], Zubau: [4]
Biomasse					
Holzartig			67		200.000 t/a; 50 % in Stromerzeugung, eta el=0,3
Biogas			32	191	HH: Biomüll MR: Gülle
Halmgut				51	Dampfturbine, eta el=0,2, 40 % des Potenzials
Energiepflanzen				430	10 % der landwirtschaftl. Fläche; eta el=0,32
Wasserkraft	0,3	4500	1		
Summe EE			289	1300	
Außerhalb der MR:					
PV-Potenzial gesamt			600-1100		50 % der geeign. Dachfläche
Wind Offshore			1480		Gewichteter Anteil [5]
Imp. Solartherm. Strom			320		Gewichteter Anteil [5]

[1] Repowering und 3 neu ausgewiesene Gebiete. 80 % des Ausbaupotenzials. Steigende Volllaststunden wegen Nabenhöhe und techn. Fortschritt. [2] siehe Text [3] Mittel 2002-2005 nach www.sfv.de

[4] Annahme: jährl. Zubau 700 kW [5] Bevölkerungsgewichteter Anteil (2%) des Ausbaus bis 2030

* Vom Gesamtpotenzial der Metropolregion werden 40 % (Anteil Bevölkerung Hamburg an Gesamtbevölkerung) HH zugeordnet. MR: Metropolregion

6.4 Potenziale der Kraft-Wärme-Kopplung

Die Kraft-Wärme-Kopplung ist sowohl im Bereich der Fernwärme, der industriellen KWK und der dezentralen KWK ausbaufähig.

Hamburg hat als Stadtstaat eine sehr hohe Siedlungsdichte und bietet daher ideale Voraussetzungen für die Nutzung von Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK). Diese Möglichkeit wird bereits zu einem guten Teil genutzt. Mittels eines 770 km langen Fernwärmenetzes werden 405.000 Hamburger Haushalte mit rund 4 Terawattstunden Wärme versorgt. Bis 2010 sollen weitere 20.000 Wohneinheiten angeschlossen werden. Bereitgestellt wird die Wärme bisher im HKW Wedel und in den Kraftwerken in Tiefstack sowie im Heizwerk Hafen-City, den beiden Müllverbrennungsanlagen, der Klärschlammverbrennung und verschiedenen weiteren kleineren Anlagen. Um das Kraftwerk Moorburg ans Netz anzubinden, müsste eine neue, 12 km lange Transportleitung errichtet werden. Diese wird sowohl oberirdisch als auch in bis zu 40 m Tiefe verlegt und dreimal Wasserläufe queren.

Durch diesen Bestand wird das wirtschaftliche Potenzial der Fernwärme jedoch noch lange nicht ausgeschöpft. Die technischen Möglichkeiten, die Kraft-Wärme-Kopplung in Hamburg gewinnbringend für die Klimaentlastung zu nutzen, liegen sogar erheblich über dem bis jetzt realisierten.

Kraft-Wärme-Kopplung ist ähnlich wie erneuerbare Energien mit höheren Anfangsinvestitionen verbunden als die klimaschädlichen Alternativen, bringt dafür aber später im Betrieb eine finanzielle Entlastung. Die Wirtschaftlichkeit ist daher stark vom Verhältnis der Anfangskosten zur jährlichen Einsparung, von angesetzten Zinsraten, der Entwicklung der Energiepreise, dem Betrachtungszeitraum und von politisch beeinflussbaren Kostenfaktoren wie den Regeln des Emissionshandels, Investitionsförderung und Maßnahmen, die die Anschlussdichte erhöhen oder reduzieren, abhängig. Betrachtet man sowohl die Möglichkeiten leitungsgebundener Kraft-Wärme-Kopplung als auch die objektbezogene Wärme-Erzeugung in Kleinst-KWK-Anlagen, so ist in technischer Hinsicht das Potenzial praktisch nur durch den Wärmebedarf der Haushalte und des Gewerbes sowie den durch regenerative Energiequellen abgedeckten Anteil der Wärmeerzeugung begrenzt.

Die Vielzahl der Einflussgrößen macht eine exakte Definition des wirtschaftlichen Potenzials schwierig. Eine methodisch sehr differenzierte Untersuchung findet sich in den Studien (Eikmeier et al. 2006) und (Eikmeier et al. 2007). Die dort publizierten Daten wurden an dieser Stelle zur Abschätzung des KWK-Potenzials in Hamburg verwendet, auch wenn nicht alle angenommenen Parameter exakt mit den an anderen Stellen in dieser Studie unterstellten Einflussgrößen übereinstimmen. Eine solche Untersuchung auf Basis von Kenndaten kann natürlich nicht detaillierte Standortanalysen und lokalen Potenzialanalysen ersetzen, aber dennoch einen guten Eindruck über die Größenordnung des KWK-Potenzials liefern.

Unterschiedliche Annahmen gibt es beispielsweise in Bezug auf den lokalen KWK-Bestand und die Entwicklung der Zertifikatepreise. Auch wird in dieser Studie im Gegensatz zu den Quellen ein Einfluss staatlicher Maßnahmen entsprechend der aktuellen Absichtserklärungen sowohl auf die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung als auch des Wärmebedarfs insgesamt berücksichtigt.

Zur Abschätzung des KWK Potenzials wurden folgende Sektoren getrennt betrachtet:

- leitungsgebundene KWK (Fernwärme) in Wohngebieten

- BHKW in Nichtwohngebäuden
- industrielle Kraft-Wärme-Kopplung.

Grundlage für die Ermittlung des Fernwärmepotenzials ist der Nutzwärmebedarf von Wohnungen sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Anhand der Siedlungsstruktur und der vorhandenen Gebäudetypen wurde auf Basis statistischer deutscher Mittelwerte der Wärmebedarf für Raumwärme und Brauchwasser in den Wohnungen ermittelt. Der Bedarf in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen ergab sich aus den durchschnittlichen spezifischen Verbrauchszahlen verschiedener Wirtschaftszweige multipliziert mit der regionalen Beschäftigtenzahl im jeweiligen Wirtschaftszweig.

Nun wurde untersucht, welcher Anteil des oben genannten Wärmebedarfs sich wirtschaftlich mit Fernwärme abdecken lässt. Die bereits vorhandenen Fernwärmenetze wurden per se als wirtschaftlich angenommen, da zu vermuten ist, dass vor der Realisierung Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen durchgeführt wurden. Selbst wenn dies nicht der Fall gewesen sein sollte oder sich Parameter verändert hätten, wäre in den allermeisten Fällen ein Weiterbetrieb wirtschaftlicher als ein Rückbau des Fernwärmenetzes. Zur Ermittlung des Ausbau- und Verdichtungspotenzials wurden Daten von Städten mit ähnlichen Siedlungsstrukturen übertragen, die als zuvor repräsentativ befunden und detailliert ausgewertet worden sind. Als Kriterium für die Wirtschaftlichkeit wurde festgelegt, dass die Summe aus spezifischen Fernwärmeerzeugungskosten und –verteilungskosten nicht größer als die Vollkosten einer Beheizung und Warmwassererzeugung mit Erdgas sein darf.

Für Hamburg ergibt sich ein Gesamtnutzwärmebedarf im Jahr 2030 von etwa 12 TWh pro Jahr. Davon sind etwa 6 TWh wirtschaftlich mit Fernwärme darstellbar. Etwa die Hälfte davon kann über das bereits existierende Fernwärmenetz bereitgestellt werden. Etwa 3 TWh können zusätzlich nach Ausbau und Verdichtung des Netzes abgesetzt werden. Wird zur Erzeugung der Fernwärme die beste verfügbare Technik und als Brennstoff Erdgas eingesetzt, lassen sich zusammen mit der Fernwärme jährlich gut 6 TWh Strom bei hohen Gesamtwirkungsgraden erzeugen. Ein Teil der Fernwärme kann aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden.

Die Ermittlung des Potenzials in Nichtwohngebäuden beruht zu einem guten Teil auf Schätzungen und Übertragung von Durchschnittsdaten. Zugrunde gelegt wurden typische Flächenverhältnisse von Nichtwohn- zu Wohngebäuden, Annahmen über den Anteil beheizter Flächen und den Bedarf an Prozesswärme. Für Hamburg ergibt sich ein Wert von 1 TWh Wärme, die durch objektbezogene Kraft-Wärme-Kopplung in Nicht-Wohngebäuden (ohne Industrie) erzeugt werden kann. Bei einer Stromkennzahl der eingesetzten Blockheizkraftwerke von 0,7 ergibt dies eine jährliche Stromproduktion in diesem Sektor von 0,7 TWh.

Die Einsatzmöglichkeiten von KWK in der Industrie variieren sehr stark, da Wärme auf sehr unterschiedlichen Temperaturniveaus benötigt wird. Das Potenzial der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung wurde anhand von spezifischen Verbrauchswerten im Bundesdurchschnitt und den Beschäftigtenzahlen im verarbeitenden Gewerbe in Hamburg ermittelt. Eine Differenzierung bis auf die Ebene der einzelnen Unternehmen konnte nicht vorgenommen werden. Die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen im Industriebereich hängt von der Auslastung und den Preisen der CO₂-Zertifikate ab. Unter den getroffenen Annahmen ergibt sich für Hamburg ein Strom- und Wärmepotenzial mit Industrie-KWK von je gut einer Terawattstunde.

Nicht ermittelt werden konnte das wirtschaftliche Potenzial von Kleinst-BHKWs im Bereich Wohnen und GHD. Dieses kann vermutlich nur mit Hilfe staatlicher Förderung eine nennenswerte Größenordnung erreichen. Eine Prognose, wie sich die Förderung entwickelt und welche Marktdurchdringung damit möglich ist, lässt sich nicht mit ausreichender Genauigkeit treffen. Technisch sind im Prinzip keine Grenzen gesetzt. Bei einer geringen Auslastung ist ein BHKW jedoch wirtschaftlich nicht sinnvoll.

7 Zwölf Terawattstunden Elektrizität für Hamburg: Kohle, Effizienz, Erneuerbare oder KWK?

Wir haben im letzten Kapitel gesehen: die Potenziale für Maßnahmen der Stromeffizienz sind groß und wirtschaftlich durchführbar, insbesondere im Sektor der privaten Haushalte, und sie benötigen nur geringe Anschubkosten (Abbildung 30). Die erneuerbaren Energien in Hamburg und in der Metropolregion sind ausbaufähig und werden ergänzt durch vor der Küste Deutschlands liegenden Offshore-Potenzialen. In einer Übergangszeit zu einem noch stärker regenerativ geprägten Szenario wird das Hamburger Fernwärmenetz von hocheffizienten Gas-GuD-Kraftwerken gespeist, ergänzt von dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung.

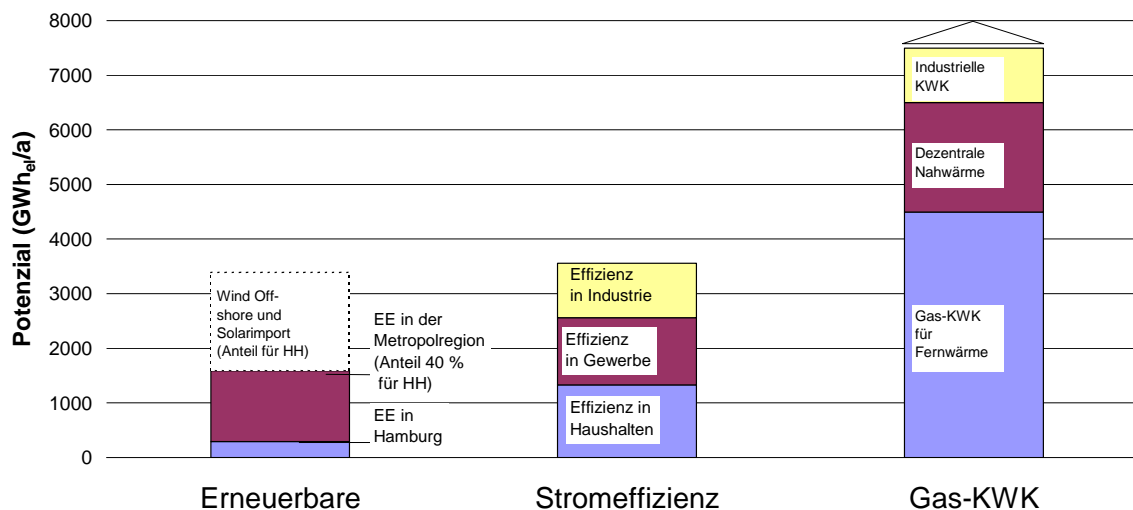


Abbildung 30: Bis 2030 erschließbares Stromerzeugungs-/einspar-Potenzial erneuerbarer Energien (links), Stromeffizienz und fossile KWK auf Gas-Basis (rechts)

Wir wollen abschließend die Kosten und Treibhausgas-Emissionen zweier Szenarien gegenüberstellen. Dazu machen wir eine Blitzlicht-Aufnahme des Jahres 2030. Zu diesem Zeitpunkt sind die erneuerbaren Energiepotenziale bereits zu einem Teil erschlossen, außerdem haben sich die Kosten der Energieträger entlang der unterstellten Preisszenarien entwickelt. Um die beiden Strategien „Steinkohle“ versus „Erneuerbare Energien und Energieeffizienz“ (EE und EF) vergleichen zu können, führen wir die Ergebnisse der vergangenen Kapitel zusammen:

- Wir vergleichen die Bereitstellung von 12 Terawattstunden – das ist der ungefähre jährliche Strombedarf von Hamburg – aus Steinkohle-Kraftwerken vom Typ Moorburg mit einem Mix aus erneuerbaren Energien, Stromeffizienz und KWK, die dieselbe Dienstleistung erbringen. Da verschiedene Stromeffizienzmaßnahmen, die in Kapitel 6.2 für Hamburg bis 2030 als realistisch erachtet werden, ergriffen werden, sind nicht mehr 12 Terawattstunden, sondern nur noch 8,5 Terawattstunden zur Erbringung derselben Dienstleistungen erforderlich. Zur Definition dieses Alternativ-Mixes wird zunächst das bis 2030 als möglich erachtete und für Hamburg zur Verfügung stehende regionale erneuer-

bare Energiepotenzial sowie der Hamburg „zustehende“ Anteil an Offshore-Wind und Solarimport als Grundlage genommen. Aufgefüllt wird diese Erzeugung durch hocheffiziente Anlagen der gasbetriebenen Kraft-Wärme-Kopplung. Damit wäre auch der Wärmebedarf des Hamburger Fernwärmenetzes und einer Erweiterung zu decken, da auch bei einem Teil der erneuerbaren Stromerzeugung in Biomasse-Anlagen Abwärme anfällt.

- Diese Gas-KWK wird durch ein größeres Gas-GuD-Kraftwerk mit einer Leistung von rund 650 MW mit KWK (entsprechend dem Gas-GuD HKW max) (rd. 4 TWh/a) und durch dezentrale Blockheizkraftwerke mit kleineren Nahwärmenetzen bzw. alternativ mit industrieller KWK (rd. 1 TWh/a) betrieben. Für städtische Ballungsräume ist diese Form der Wärmebereitstellung sinnvoll und stellt eine Brücke zu einem noch stärker von hocheffizienten Gebäuden und regenerativer Wärmebereitstellung geprägten Energiesystem dar.
- Als Kosten der erneuerbaren Energien werden die in (Nitsch 2007) berechneten Kosten 2030 für einen Mix aus Bestands- und Neuanlagen angesetzt (siehe Abbildung 22).
- Als Kosten der Steinkohle- und Gas-GuD-Kraftwerke werden die in Kapitel 4.3 errechneten Stromgestehungskosten verwendet (Steinkohle: Szenario Trend; Gas-GuD: Szenario Alternativ) (siehe Abbildung 17).¹⁸
- Die Anschubkosten für die Stromeffizienz werden gemäß Kapitel 6.2.5 mit 0,9 ct/kWh_{el} angenommen. Dabei ist zu berücksichtigen: Nahezu alle angesetzten Maßnahmen sind wirtschaftlich. D. h. über die Lebensdauer betrachtet sparen sie mehr Stromkosten ein als investive Kosten anfallen. Die netto eingesparten Kosten sind nicht berücksichtigt; d. h. das Szenario „Erneuerbare Energien und Energieeffizienz“ ist kostenseitig überschätzt.

Das Ergebnis:

Das auf Energieeffizienz und erneuerbaren Energien beruhende Szenario ist bei beiden Preisszenarien kostengünstiger – um 22 bis 44 % -, und es erreicht dennoch bereits im Jahr 2030 das CO₂-Ziel einer Senkung der Emissionen auf ein Fünftel.

¹⁸ Für die Stromgestehungskosten des Motor-BHKW werden Investitionskosten von 1.300 €/kW zu Grunde gelegt; Wartungs- und sonstige Kosten sind (Eikmeier et al. 2006) entnommen.

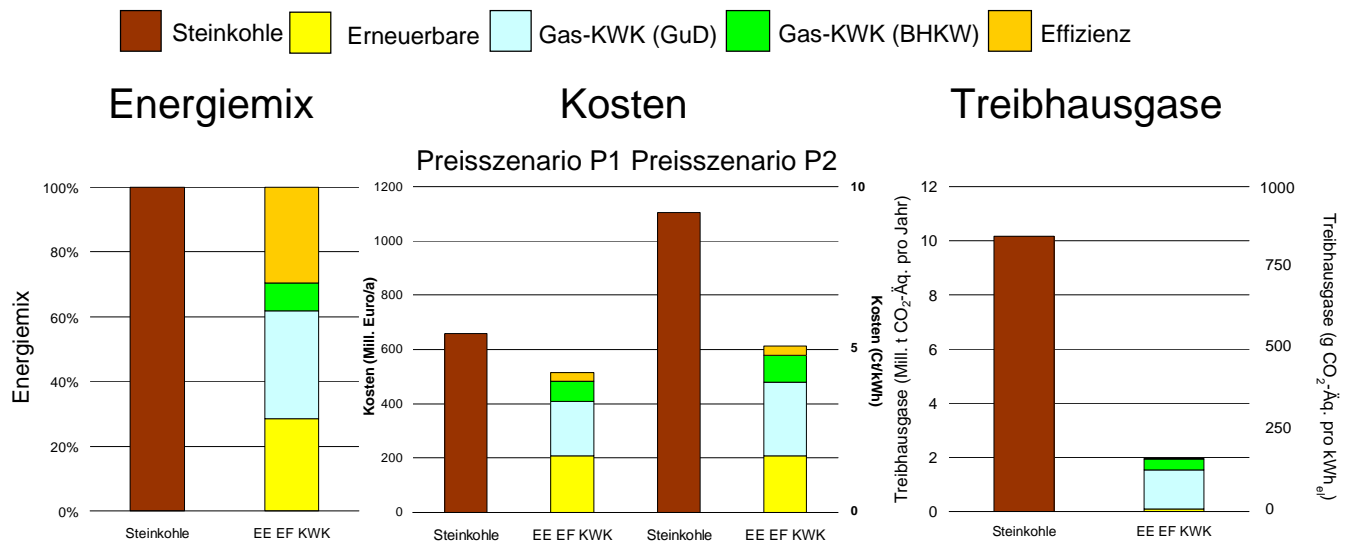


Abbildung 31: Vergleich des Energiemixes, der jährlichen Kosten und der Treibhausgasemissionen einer Stromerzeugung aus Steinkohle (12 TWh) und einer äquivalenten Stromerzeugung/-einsparung mit Erneuerbaren, Effizienz und KWK im Jahr 2030

Dabei sind in diesem Kostenvergleich nicht alle Kosten enthalten:

- **die Klimaschadenskosten**, die im Szenario Steinkohle bei 70 €/t CO₂ bei über 700 Millionen Euro liegen würden, während sie im effizient-erneuerbaren Szenario lediglich 140 Millionen Euro betragen, und weitere externe Kosten;
- **eingesparte Stromkosten**, die brutto bei über 500 Millionen Euro im Jahr 2030 liegen und auch nach Abzug der Investitionskosten noch signifikant sind.

8 Schlussfolgerungen

Die Analyse hat gezeigt: Stromerzeugung in großen Steinkohle-Kondensationskraftwerken ist ökologisch sehr problematisch. Sie verursacht große Mengen an Treibhausgasen – rund doppelt bis dreimal so viel wie ein modernes Erdgas-Kraftwerk, während die meisten erneuerbaren Energien nur vernachlässigbar geringe Treibhausgasemissionen haben. Die schlechte Bilanz eines Kraftwerkes wie Moorburg wird auch nicht wesentlich durch die angekündigte Wärme-Auskopplung verbessert, denn das Kraftwerk ist so groß, dass nur geringe Teile der anfallenden Wärme genutzt werden können. Die mit den Treibhausgasen verbundenen Schadenskosten sind immens. Legt man gemäß eines Vorschlags des Bundesumweltministeriums Schadenskosten von 70 €/t CO₂ zu Grunde, würde Moorburg alleine für die direkten CO₂-Emissionen externe Kosten in Höhe von rd. 700 Millionen Euro jährlich verursachen. Zahlreiche weitere ökologische Gründe sprechen gegen ein Steinkohlekraftwerk vom Typ Moorburg, wie die Luftschadstoffemissionen, die Beeinträchtigungen des Ökosystems Wasser und die ökologischen und sozialen Folgen in den Lieferländern der Steinkohle.

Doch das Kraftwerk Moorburg ist nicht nur ökologisch, sondern auch ökonomisch nicht tragfähig. Die detaillierte Modellierung mit einem Strommarkt-Modell zeigt: Keine der drei Steinkohle-basierten Varianten des Kraftwerks Moorburg, die in dieser Studie untersucht wurden, kann ausreichend Deckungsbeiträge erwirtschaften, um die Investition zu refinanzieren,

wenn das Emissionshandelssystem zielführend in Hinblick auf die Klimaschutzziele ausgestaltet wird. Dazu zählt vor allem die vollständige Versteigerung der Emissionsrechte ab 2013. Dass es auch anders geht, zeigt das „Leitszenario 2006“ für Deutschland. Auch ohne Atomenergie und CO₂-Abscheidung und -Lagerung ist ein Energiesystem möglich, das die CO₂-Emissionen bis 2050 um 80 % in Deutschland reduziert und dennoch kostengünstiger ist als ein auf fossilen und nuklearen Energieträgern beruhendes. Voraussetzung ist eine Energiestrategie, die auf erneuerbare Energien, höhere Wirkungsgrade bei der Umwandlung – also insbesondere Kraft-Wärme-Kopplung – und verbesserte Energieeffizienz auf der Verbrauchsseite setzt.

Auch in Hamburg können die Merkmale des Leitszenarios Wirklichkeit werden. Trotz der begrenzten Möglichkeiten eines Ballungsraums könnten erneuerbare Energien nach dieser Analyse jährlich 1,6 TWh zusätzlichen Strom für die Stadt Hamburg bis zum Jahr 2030 liefern. Außerordentlich groß ist das Stromeffizienz-Potenzial. Allein fast 50 % des Stromverbrauchs privater Haushalte können in Hamburg mit wirtschaftlichen Maßnahmen bis 2030 vermieden werden. Insgesamt ist es möglich, den Stromverbrauch in allen Verbrauchssektoren um 30 % bis 2030 zu senken.

Die Kraft-Wärme-Kopplung ist sowohl im Bereich der Fernwärme, der industriellen KWK und der dezentralen KWK ausbaufähig.

Ein solches Szenario auf Basis von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien für Hamburg ist bei verschiedenen Preisszenarien langfristig kostengünstiger – um rund ein Viertel bis fast die Hälfte -, und es erreicht dennoch bereits im Jahr 2030 das CO₂-Ziel einer Senkung der Emissionen auf ein Fünftel.

Welche Konsequenzen ergeben sich aus dieser Analyse für den Bau von Steinkohlekraftwerken wie demjenigen in Hamburg-Moorburg?

Investoren sind – im Rahmen der gesetzlichen Vorschriften – frei in ihrer Entscheidung, wo sie welche Kraftwerke bauen wollen. Sie sollten allerdings von der Gesellschaft und deren Vertretern in der Politik nachdrücklich darauf hingewiesen werden, dass eine künftige Energiepolitik darauf abzielen muss, den Ausstoß von Treibhausgasen in Deutschland signifikant zu vermindern – wahrscheinlich um rund 80 % -, und dass ihre heute getätigten Investitionen mit dieser Option kompatibel sein müssen. Den Investoren muss klar gemacht werden, dass sie sich in einem solchen Fall nicht auf Bestandsschutz für jetzt noch gebaute Anlagen berufen und staatliche Hilfe einfordern können. Dies gilt auch und gerade für die Nachrüstung solcher Anlagen mit CCS-Technologie.

Investoren sollten davon ausgehen, dass die EU-Emissionsrechte ab 2013 vollständig versteigert werden und dass dies erhebliche Konsequenzen für die Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken hat.

Da Erdgas-Kraftwerke unter den genannten Umständen eher wirtschaftlich zu betreiben sind und die Treibhausgas-Emissionen deutlich geringer sind als Kohlevarianten, sollte die Politik dafür Sorge tragen, dass die für einen erfolgreichen Erdgaseinsatz nötigen Rahmenbedingungen gegeben sind. Dazu gehören entweder ein funktionierender Wettbewerb bei der Versorgung oder ein mehr oder weniger staatliches, aber auf jeden Fall unabhängiges Einkaufsmonopol sowie die Diversifizierung des Angebots in Richtung LNG (Flüssiggas). Der absolute Gasbedarf in einem auf (Gebäude-)Effizienz und Kraft-Wärme-Kopplung setzenden

Energieszenarios wird trotz des steigenden Anteils von Gas an der Stromversorgung deutlich sinken, so dass insgesamt die Abhängigkeit von einzelnen Gaslieferländern sinken wird.

Unabhängig von der Entscheidung der Investoren stehen tragfähige alternative Optionen zur Verfügung, nämlich die Steigerung der Energieeffizienz und der Einsatz erneuerbarer Energien, die sich heute am Markt nicht von allein durchsetzen und die daher im Rahmen einer staatlichen Vorsorge weiter vorangetrieben werden sollten.

9 Anhang

9.1 Daten und weitere Ergebnisse der Modellrechnungen

Tabelle 8: Treibhausgasbilanz auf Lebenszyklusbasis

							Wärmegutschrift		Saldo	
		eta el	eta th	g CO ₂ pro kWh _{el}	g THG pro kWh _{el} *	% Vor- kette	g THG pro kWh _{el} Mix	g THG pro kWh _{el} Mod. Kessel	g THG pro kWh _{el} (Mix)	g THG pro kWh _{el} (Mod. Kessel)
Steinkohle	Typ Moorburg, ohne KWK	46,5		791	847	17	0	0	847	847
	Typ Moorburg, HKW min	45,9	5,225	802,0	859	17	-40	-28	819	831
	Typ Moorburg, HKW max	44,4	11,02	829	888	17	-87	-62	801	826
	Typ Moorburg, optimierte Wärmenutzung	43	18,05		917	17	-147	-105	770	812
	Typ Wedel	32	33,25	1150	1231	17	-363	-259	868	972
	Typ Wedel, optimierte Wärmenutzung	32	45,6	1150	1231	17	-497	-355	734	876
Gas-GuD	modern, ohne KWK	58		399	429	15	0	0	429	429
	HKW min	51	25,7	454	487	15	-176	-125	311	362
	HKW max	45	38	515	552	15	-295	-210	257	342
BHKW		36	53	645	754	13	-514	-367	240	387
Wind Onshore				20	22				20	22
PV				90	97				90	97
Wärmebereitstellung				g THG pro kWh _{th}						
Gaskessel Durchschnitt		85		274						
Ölkessel Durchschnitt		85		360						
Stromheizung		99		922						
Wärmemix Hamburg				349						
Gaskessel modern (Brennwert)		97		249						

* ohne Wärmegutschrift/Allokation ** Mix: Wärmemix Hamburg, Mod. Kessel: Gaskessel modern

Tabelle 9: Daten für die Beispielrechnung in Abbildung 13

		allgemein	Steinkohle-KW	GuD-KW
Zins	1/a	10%		
CO2-Preis	€/t	30		
Nennleistung	MW(el)		850	500
Investition	€/W		1,1	0,55
	M€		935	275
wirtschaftliche Lebensdauer	a		25	20
Vollast-Stunden	h/a		6.000	6.000
Stromerzeugung	TWh/a		5,1	3,0
Nutzungsgrad			46%	58%
Brennstoff-Input	MWh(f)/a		11,1	5,2
spez. CO2-Emissionen	t/MWh(f)		0,34	0,19
CO2-Emissionen	Mt/a		3,8	1,0
	t/MWh(el)		0,7	0,3
Brennstoff-Preise	€/MWh(f)		6,5	21
Kapitalkosten	€/MWh		20,2	10,8
O & M (fix), Anteil			10%	10%
O & M (fix)	€/MWh		2,0	1,1
O & M (var)	€/MWh		0,8	0,4
Brennstoff	€/MWh		14,1	36,2
	€/MWh		0,0	0,0
CO2-Opp.kosten	€/MWh		22,3	9,8
Stromgestehungskosten	€/MWh		60	58
Betriebskosten	€/MWh		37	46

Tabelle 10: Technische und wirtschaftliche Daten der Moorbург-Varianten

		M-SKHKW-min Steinkohle- Kraftwerk wenig Wärme	M-SKHKW-max Steinkohle- Kraftwerk viel Wärme	M-EG-GuD Gas-Kraftwerk (GuD) mit Wärme	M-SKW Steinkohle- Kraftwerk ohne Wärme
	Einheit				
installierte elektrische Leistung	MW_el	800	800	800	800
elektrischer Wirkungsgrad, Kondensationsbetrieb		46,5%	46,0%	58,0%	46,5%
Bandbreite der spezifischen Investitionskosten					
Minimum	€/kW	1.000	1.200	550	1.000
Maximum	€/kW	1.400	1.400	650	1.200
Temperaturbereich T < 0°C (1379 h)					
elektrische Leistung	MW_el	763	748	763	
thermische Leistung	MW_th	186	372	186	
elektrischer Wirkungsgrad		42,8%	43,0%	54,3%	
thermischer Wirkungsgrad		10,8%	21,4%	13,5%	
Temperaturbereich 0°C ≤ T < 5°C (1031 h)					
elektrische Leistung	MW_el	773	752	773	
thermische Leistung	MW_th	136	272	136	
elektrischer Wirkungsgrad		43,8%	43,8%	55,3%	
thermischer Wirkungsgrad		7,9%	15,6%	9,9%	
Temperaturbereich 5°C ≤ T < 12,5°C (2703 h)					
elektrische Leistung	MW_el	776	758	776	
thermische Leistung	MW_th	120	240	120	
elektrischer Wirkungsgrad		44,1%	44,1%	55,6%	
thermischer Wirkungsgrad		7,0%	13,8%	8,7%	
Temperaturbereich 12,5°C ≤ T < 16°C (1416 h)					
elektrische Leistung	MW_el	787	778	787	
thermische Leistung	MW_th	64	128	64	
elektrischer Wirkungsgrad		45,2%	45,0%	56,7%	
thermischer Wirkungsgrad		3,7%	7,4%	4,6%	
Temperaturbereich 16°C ≤ T (2231 h)					
elektrische Leistung	MW_el	794	790	794	
thermische Leistung	MW_th	28	56	28	
elektrischer Wirkungsgrad		45,9%	45,6%	57,4%	
thermischer Wirkungsgrad		1,6%	3,2%	2,0%	

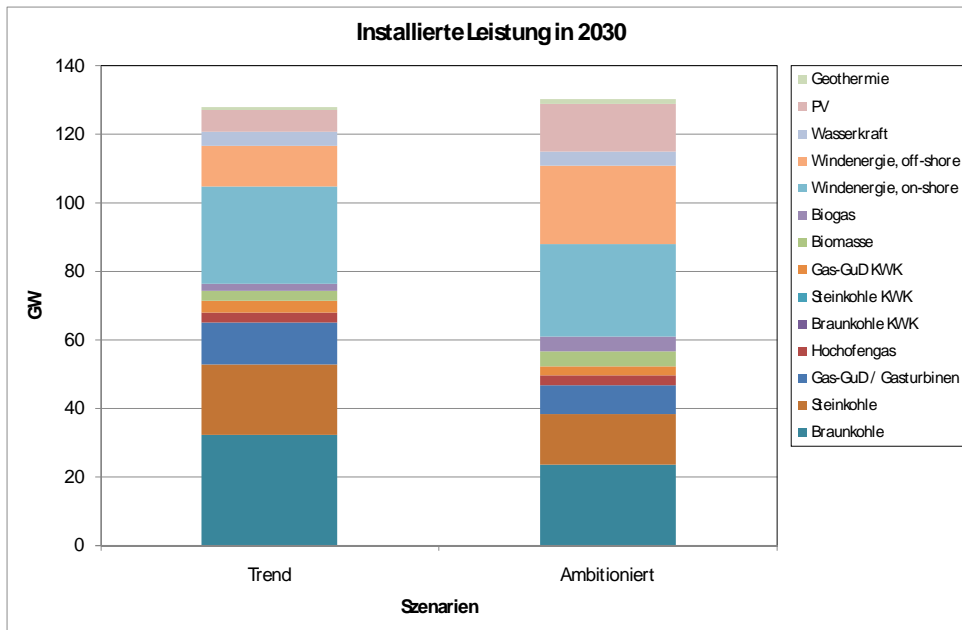


Abbildung 33: Installierte Leistung in 2030

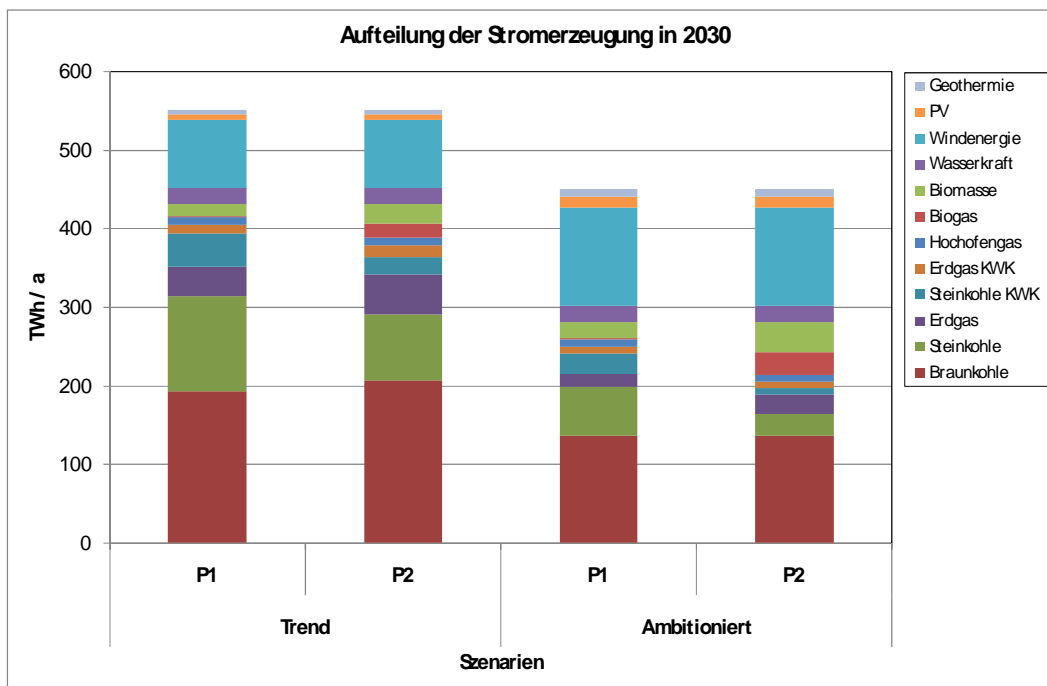


Abbildung 34: Stromerzeugung in den beiden Szenarien

9.2 Dynamische Energie-, Emissions- und Kostenoptimierung mit *deeco* und *deeco-s*

deeco ist eine integrierte Modellumgebung, mit der sich Energiesysteme in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung simulieren und optimieren lassen. *deeco* steht für "dynamic energy, emissions, and cost optimization".

Derzeit hat die *deeco* Modellfamilie zwei Mitglieder, *deeco* und *deeco-s*. Während *deeco*

ursprünglich als Planungshilfe für lokale und regionale Energiesysteme entwickelt wurde, zielt *deeco*-s auf die Abbildung nationaler und internationaler Strommärkte.

deeco ist von Thomas Bruckner im Rahmen seiner Doktorarbeit an der Universität Würzburg entwickelt worden (Bruckner 2001). Es basiert auf dem Modellrahmen NEMESS (Network Model of Energy-Services Supply Systems), der von Thomas Bruckner und Helmuth Groscurth erarbeitet wurde (Groscurth et al. 1995). Es ist mittlerweile vielfältig angewandt und erweitert worden.

deeco bildet Energiesysteme vom Bohrloch bis zur Energiedienstleistung als Netzwerk von Güterflüssen ab (vgl. Abbildung 35). Gemäß der Graphentheorie bestehen derartige Netzwerke aus Knoten und Verbindungen. Die Knoten repräsentieren technische Prozesse und Bilanzpunkte für Energie- und Stoffströme. Die Verbindungen werden durch Informationen über die Energie- und Güterströme gebildet.

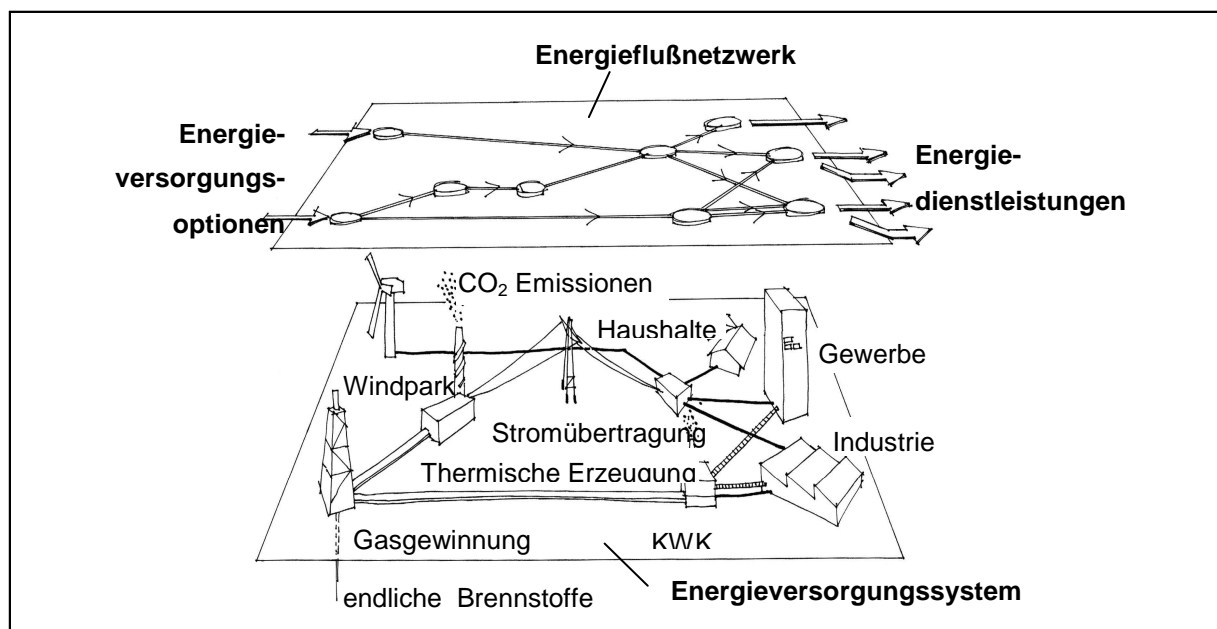


Abbildung 35: Abbildung eines Energiesystems als Energieflussnetzwerk

deeco zielt auf die Optimierung lokaler und regionaler Energieversorgungssysteme, bei denen Bedarf und Nachfrage fluktuieren. Es kann auf die folgenden Probleme angewandt werden:

- Wieviel (nicht erneuerbare) Primärenergie lässt sich durch eine optimale Kombination aus Energieversorgungstechniken, rationeller Energienutzung und Einsatz von erneuerbaren Energien einsparen?
- Wie stark lassen sich die Emissionen von Schadstoffen und Treibhausgasen vermindern?
- Welche Kosten werden durch den Einsatz dieser Technologien verursacht?

Dabei kann *deeco* sowohl für betriebswirtschaftliche Untersuchungen als auch für energiepolitische Studien eingesetzt werden. In der aktuellen Version kann *deeco* u.a. folgende Techniken abbilden:

- Bedarfsprozesse für Strom, mechanische Energie, Raumwärme und Prozesswärme;
- Kessel, Heizwerke, Kraftwerke, Kraft-Wärme-Kopplung, Brennstoffzellen;
- Wärmenetze, Wärmepumpen, Sonnenkollektoren und Wärmespeicher;
- Windkraftanlagen und PV-Module.

Die Wechselwirkung von konventionellen und neuen Energietechniken ist eine der Spezialitäten von *deeco*. Es basiert nicht auf typischen Tagen, sondern berücksichtigt Zeitintervalle von einer Stunde und weniger, für die Bedarfsdaten und Umweltparameter wie Außentemperatur, Windgeschwindigkeit und solare Einstrahlung vorgegeben werden müssen. In der Regel werden die Berechnungen für ein Jahr durchgeführt, das sich aus 8760 Einzelstunden zusammensetzt. Andere Konstellationen sind aber ohne weiteres möglich.

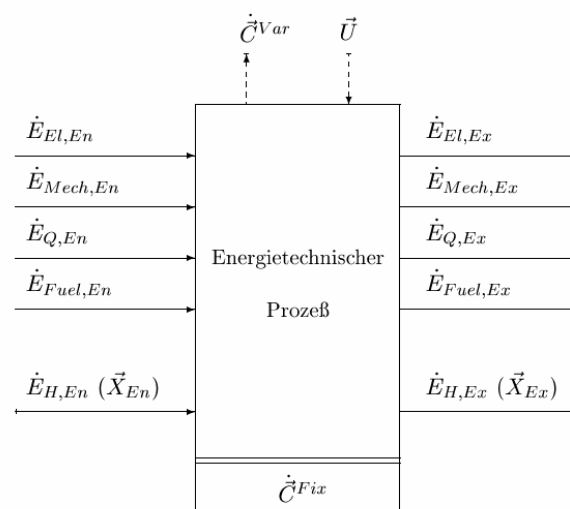


Abbildung 36: Abbildung von Energietechniken als Prozesse in *deeco*. Durchgezogene Linien repräsentieren Energieflüsse, gestrichelte Linien Informationsflüsse

Energietechniken werden in *deeco* als Prozesse abgebildet (vgl. Abbildung 36). Die Prozesse können Eingangs- und Ausgangsströme in Form von elektrischer, mechanischer oder thermischer Energie sowie von Brennstoffen haben. Daneben können den Prozessen feste und variable Kosten, C^{Fix} und C^{Var} , zugeordnet werden. Schließlich können noch die Umgebungsdaten U das Verhalten der Prozesse beeinflussen. Input-output Relationen beschreiben das Funktionieren eines jeden Prozesses. Sie müssen linear sein in Bezug auf die extensiven Größen wie Energieflüsse, können aber durchaus nicht-linear von intensiven Größen wie Temperaturen abhängen. *deeco* benutzt einen linearen Optimierungsalgorithmus um entweder die Kosten, die Emissionen oder den (nicht-erneuerbaren) Energieeinsatz in jedem Zeitintervall zu minimieren. Abschließend werden die Ergebnisse der einzelnen Intervalle zum Endergebnis addiert oder gemittelt.

deeco kann dazu genutzt werden, eine Reihe denkbarer Verbesserungen zu testen, und ermittelt dabei mögliche Synergien und Konflikte. Dabei kann zwischen technischen Verbesserungen wie gesteigerten Wirkungsgraden und operativen Verbesserungen wie verändertem Nachfrageverhalten oder optimierten Einsatzstrategien unterschieden werden.

deeco benötigt hochaufgelöste Informationen bezüglich der Vernetzung im System und der Umweltbedingungen (Stundendaten), um die entscheidenden Netzwerkeffekte und zeitlichen Korrelationen zu erfassen.

deeco repräsentiert ein gegebenes System mit dynamischen Komponenten, das sich im Laufe der Zeit weiterentwickeln kann.

Das Strommarkt-Modell *deeco-s* wurde von Daniel Wolf und Thomas Bruckner am Institut für Energietechnik der TU Berlin zusammen mit Helmuth Groscurth entwickelt.

deeco-s ist eine spezielle Version von *deeco*, die sich auf die Stromerzeugung konzentriert. Es bildet den Spotmarkt für Strom nach, an dem verschiedene Kraftwerke ihren Strom verkaufen, sowie deren Versorgung mit Brennstoffen und die Nachfrage nach Strom. Die räumliche Grenze des Modells entspricht dabei der geographischen Ausdehnung des Marktes. Derzeit existiert ein Datensatz für den deutschen Strommarkt an der Energy Exchange in Leipzig (EEX). Er umfasst:

- die an der EEX gemeldeten Kraftwerke (Kapazität, Wirkungsgrad, Brennstoff etc.),
- Brennstoffdaten (Preise, spezifische CO₂-Emissionen etc.),
- Stromproduktion aus Windenergie,
- Umgebungsdaten (solare Einstrahlung, Temperatur, Windgeschwindigkeit),
- UCTE-Lastkurven (Tagesverlauf der Last an Werktagen und Wochenenden für jeden Monat),
- CO₂-Preis.

Für jede Stunde des Zeithorizonts identifiziert *deeco-s* diejenigen Kraftwerke, die den Strombedarf zu minimalen Kosten decken. Dabei bildet es den Spotmarkt nach. Implizit erstellt es dabei die Merit order und somit auch den Spotmarktpreis einer jeden Stunde. *deeco-s* produziert die folgenden Ergebnisse:

- Spotmarktpreis und Produktionskosten in jeder Stunde,
- mittlere Preise und Kosten,
- Stromproduktion der einzelnen Kraftwerke,
- Brennstoffeinsatz,
- CO₂-Emissionen.

deeco-s kann für kurzfristige ("day ahead"), mittelfristige ("year ahead") und langfristige Strompreisanalysen sowie für energiepolitische Untersuchungen eingesetzt werden.

9.3 Literatur

Barthel, C., M. Bundse und W. Irrek (2006): Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen, Kurzfassung, Studie im Auftrag von E.ON. Wuppertal, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH.

Bode, S. (2006): CO₂ Ablagerung und Wettbewerb im EU-Emissionshandelssystem. Wirtschaftsdienst 1: 62-66.

Bode, S. (2007): Kernenergieausstieg und Strompreis. Wirtschaftsdienst 4: 258-263.

Bode, S. und H.-M. Groscurth (2006): Zur Wirkung des EEG auf den "Strompreis" HWWA Discussion Paper 348. Hamburg.

Brognaux, C., Y. Jansen und J. Whitehead (2003): Keeping the Lights On: Navigating Choices in European Power Generation, Boston Consulting Group.

- Bruckner, T. (2001): Benutzerhandbuch deeco, Version 1.0, siehe auch www.iet.tu-berlin.de/deeco. Berlin, TU Berlin.
- BSU (2004): Bilanz Arbeit und Klimaschutz, Initiative Arbeit und Klimaschutz. Hamburg, Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt Hamburg (BSU).
- DEHST (2006):
http://www.dehst.de/cln_027/nn_76354/DE/Akteure/Anlagenbetreiber/Zuteilung/Zuteilung__node.html__nnn=true. Zugriff 20.10.2007.
- Dietrich, L. (2007): CO₂-Abscheidung und Ablagerung (CAA) im deutschen und europäischen Energieumweltrecht, Nomos-Verlag.
- DLR, IFEU und Wuppertal-Institut (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Report for the German Ministry of the Environment. Berlin, DLR, IFEU, Wuppertal-Institut. <http://www.erneuerbare-energien.de/1024/index.php?fb=/sachthemen/ee/eu/links/&n=11923>.
- Ecoinvent (2005): Ecoinvent. Swiss Centre for Life Cycle Inventories. www.ecoinvent.ch.
- Eikmeier, B., J. Gabriel, W. Krewitt, M. Nast und W. Schulz (2006): Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung. Bremen, Bremer Energie-Institut, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt.
- Eikmeier, B., K. Jahn, S. Bode und H.-M. Groscurth (2007): Entwicklung der Energieversorgung in Norddeutschland. Hamburg, Bremer Energieinstitut, arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik.
- Fischedick, M., D. Schüwer, A. Esken, N. Supersberger, J. Nitsch, P. Viebahn, A. Bandi, U. Zuberbühler und O. Edenhofer (2006): Ökologische Einordnung und strukturell-ökonomischer Vergleich regenerativer Energietechnologien mit anderen Optionen zum Klimaschutz, speziell der Rückhaltung und Speicherung von Kohlendioxid. Endbericht. Wuppertal, Stuttgart, Potsdam, Wuppertal Institut, DLR, ZSW, PIK.
- Fritsche, U. et al. (2003): Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Project funded by the Federal Ministry of the Environment. Darmstadt, Öko-Institut, FhG Oberhausen, IFEU Heidelberg, IZES Saarbrücken, TU Braunschweig, TU München.
- Fritsche, U. und K. Schmidt (2007): Endenergiebezogene Gesamtemissionen für Treibhausgase aus fossilen Energieträgern unter Einbeziehung der Bereitstellungsvorketten Kurzbericht im Auftrag des Bundesverbands der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW). Darmstadt, Öko-Institut e. V.
- Groscurth, H.-M., T. Bruckner und R. Kümmel (1995): Modeling of Energy-Services Supply Systems." Energy 20(9): 941-958.
- Hobohm, J., M. Koepp, F. Peter, O. Arndt und P. Steden (2006): Energiestandort Hamburg. Energie- und regionalwirtschaftliche Bedeutung von Vattenfall Europe in der Metropolregion Hamburg. Basel, Berlin, Prognos AG.
- IEA (2007): CO₂ Capture Ready Plants. Technical Study. Report Number: 2007/4. Paris, International Energy Agency.
- ifeu (2005): Evaluierung der stationären Energieberatung des Verbraucherzentrale. Heidelberg, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung.
- IPCC, Ed. (2005): Carbon Dioxide Capture and Storage. IPCC Special Report. Cambridge, New York, Cambridge University Press.
- Irrek, W. und S. Thomas (2006): Der EnergieSparFonds für Deutschland. Wuppertal, Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie.
- KIfL (2006): Kraftwerk Moorburg, Fachgutachten zur FFH-Prüfung gemäß Art. 6, Abs. 3 der FFH-Richtlinie bzw. § 34 BNatSchG; Auswirkungen des Vorhabens auf Erhaltungsziele der aquatischen Anteile der Natura 2000-Gebiete im Flusseinzugsgebiet der Elbe. Kiel, Kieler Institut für Landschaftsökologie.
- Krewitt, W., M. Pehnt, H. Temming und M. Fischedick (2004): Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung - Ökobilanzen, Szenarien, Marktpotenziale. Berlin, Erich Schmidt Verlag.
- Krewitt, W. und B. Schlomann (2006): Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Stuttgart, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung.
- Marr, M. A. und S. Wehner (2005): Möglichkeiten einer nachhaltigen Energieversorgung für eine Großstadt am Beispiel Hamburg. Flensburg, Universität Flensburg.

- Matthes, F., R. Harthan, H.-M. Groscurth und T. Boßmann (2007): Klimaschutz und Stromwirtschaft 2020/2030, Technologien, Emissionen, Kosten und Wirtschaftlichkeit eines klimafreundlichen Stromerzeugungssystems; Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland und die Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH). Berlin, Hamburg, Öko-Institut, arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik.
- MED-CSP (2005): Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums. Stuttgart, DLR u. a.
- Meier, A. (2003): Energy Efficiency Policies - a global perspective. conference on energy efficient domestic appliances and lightning, Turin, International Energy Agency.
- MIT (2006): The future of coal. Options for a carbon-constrained world, Massachusetts Institute of Technology.
- Neddermann, B. (2006): Abschätzung des zukünftigen Einspeisepotenzials aus dezentralen Erzeugungsanlagen in Niedersachsen. DEWI Magazin 29: 20-26.
- Nitsch, J. (2007): Leitstudie 2007: Ausbaustrategie Erneuerbare Energien. Stuttgart, im Auftrag des Bundesumweltministeriums.
- Pehnt, M. (2007): Erneuerbare Energien kompakt. Ergebnisse systemanalytischer Studien. Im Auftrag des Bundesumweltministeriums. Download unter www.ifeu.org. Heidelberg, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg.
- Pehnt, M. (2002): Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik. Düsseldorf, VDI Verlag Fortschritt-Berichte Reihe 6 Nr. 476 ISBN 3-18-347606-1.
- Pehnt, M. und U. Büsgen (2005): Laufzeitverlängerungen für AKW - energiepolitisch der falsche Weg. Heidelberg, Thesenpapier für den BUND.
- Pehnt, M. und J. Henkel (2007): Life Cycle Assessment of Carbon Dioxide Capture and Storage from Lignite Power Plants. Eingereicht bei International Journal of Greenhouse Gas Emission and Control.
- Prognos und EWI (2005): Energiereport IV. Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Schlussbericht. Köln, Basel, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, Prognos AG.
- Ramesohl, S., M. Fishedick, M. Pehnt, W. Knörr, J. Nitsch und P. Viebahn (2006): Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe. Im Auftrag des UBA (FKZ 203 45 118). Wuppertal, Heidelberg, Stuttgart, WI Wuppertal, IFEU Heidelberg, DLR.
- Seefeldt, F. und M. Wunsch (2007): Potenziale für Energieeinsparung und Energieeffizienz im Lichte aktueller Preisentwicklungen, Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums, Endbericht. Basel, Berlin, prognos, protrans und basics.
- Senat_Hamburg (2007): Klimaschutz Hamburg 2007-2012. Senatsdrucksache 18/6803. Hamburg, Bürgerschaft der Freien und Hansestadt Hamburg.
- SFV (2007): Solarerträge der Datenbank des Solarenergiefördervereins, www.sfv.de, Zugriff
- Stadt_Hamburg (2007a): Drucksache 18/6803, Anlage 1: Klimaschutz Hamburg 2007-2012. Hamburg, Freie und Hansestadt Hamburg.
- Stadt_Hamburg (2007b): Energiebilanz Hamburg 2004. Hamburg, Freie und Hansestadt Hamburg, Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt.
- Stadt_Hamburg (2007c): STATISTIK NORD "A I 8 2004" H. Hamburg, Freie und Hansestadt Hamburg.
- Thomas, S., W. Irrek, C. Barthel und M. Bunse (2006): Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen. Wuppertal, Wuppertal Institut Klima Umwelt Energie.
- UCTE (2007): www.ucte.org, Zugriff 20.10.2007.
- Vattenfall_Europe (2007): Umweltverträglichkeitsuntersuchung im Rahmen der Zulassungsverfahren für die Errichtung und den Betrieb Kraftwerk Moorburg. Hamburg.
- VDKI (2007): Jahresbericht 2006. Hamburg, Verein der Kohleimporteure.