

Vorschlag für Maßnahmen im „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“

Stellungnahme im Rahmen der Verbändekonsultation des Bundesumweltministeriums

Juli 2014

Greenpeace e.V.
Hongkongstraße 10
20457 Hamburg

Einleitende Bemerkungen

Die Bundesregierung hat sich bis zum Jahr 2020 zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen um 40 Prozent gegenüber 1990 verpflichtet. Ausgehend von einem Niveau der Treibhausgasemissionen in Deutschland in Höhe von 1.248 Mio. t CO₂eq im Jahr 1990 bedeutet eine Reduktion um 40 Prozent bis zum Jahr 2020 ein Emissionsniveau von rund 750 Mio. t CO₂eq. In den letzten Jahren, seit Ankündigung des integrierten Energie- und Klimapakets (IEKP) im Jahr 2007 (977 Mio. t CO₂eq) bis 2013, sind die Emissionen um jährlich gerade einmal 4 bis 5 Mio. t CO₂eq gesenkt worden. Ausgehend von einem Emissionsniveau im Jahr 2013 in Höhe von 951 Mio. t CO₂eq erfordert dies bis 2020 einen weiteren Rückgang um absolute 201 Mio. t CO₂eq. Bei linearer Verteilung entspricht dies einer Reduktion von über 28 Mio. t CO₂eq pro Jahr.

Im Energiesektor lagen im Jahr 2012 die Emissionen bei 377 Mio. t. CO₂eq. Der Projektionsbericht erwartet für das Jahr 2020 ein Emissionsniveau von 306 Mio. t. CO₂eq. Das BMUB schlägt dagegen eine weitere Absenkung auf 241-266 Mio. t. CO₂eq vor, sodass sich eine Differenz vom derzeitigen Niveau zum Zielniveau von 111-126 Mio. t CO₂eq ergibt (siehe Folie 17 der BMUB-Präsentation zum Aktionsprogramm Klimaschutz).

Das BMUB nimmt folglich im Projektionsbericht eine Reduktion um 71 Mio. Tonnen CO₂eq an (die keineswegs als sicher angesehen werden kann; s.u.) und geht von der Notwendigkeit zusätzlicher Maßnahmen im Energiesektor von 40 - 65 Mio. t. CO₂eq aus. Bei linearer Verteilung entspricht dies einer notwendigen Reduktion im Energiesektor von 16 - 20 Mio. t CO₂eq pro Jahr. Den Hauptbeitrag zur Emissionsreduktion muss somit der Bereich der Energiewirtschaft beitragen. Die Reduktionsanforderungen in den übrigen Sektoren liegen laut BMUB zwischen jeweils zwei und 20 Mio. t CO₂eq bis 2020. Insgesamt ergibt sich laut BMUB über alle Sektoren hinweg die Notwendigkeit einer zusätzlichen Reduktion des jährlichen CO₂-Emissionsniveaus um 87-136 Mio. t. CO₂eq bis zum Jahr 2020.

Greenpeace legt mit dieser Eingabe diverse Maßnahmen aus den Sektoren Energiewirtschaft, private Haushalte, Verkehr sowie Land- und Forstwirtschaft vor, die zur Schließung der „Klimaschutz-Lücke“ beitragen. Die Maßnahmensammlung umfasst dabei ausdrücklich nicht alle von Greenpeace als notwendig erachteten Maßnahmen. Daher müssen sowohl in den adressierten Sektoren als auch in den in dieser Eingabe nicht adressierten Bereichen weitere, erhebliche Anstrengungen unternommen werden, um die Zielerreichung sicherzustellen.

Zudem ist es wahrscheinlich, dass die vom BMUB benannte „Klimaschutz-Lücke“ deutlich größer ist. Die vom BMUB projizierte Emissionsreduktion im Szenario „Mit-Maßnahmen“ bis 2020 kann keinesfalls als gesichert angesehen werden. Allein die Annahmen über das Wirtschaftswachstum und die Entwicklung des Emissionshandelssystems sind mit Unsicherheiten behaftet, die die Wirksamkeit der beschlossenen Maßnahmen beeinflussen. So geht das Bundeswirtschaftsministerium beispielsweise von einem höheren Wirtschaftswachstum aus als der Projektionsbericht. Im Falle eines höheren Wachstums ist auch mit einer Steigerung der Emissionen zu rechnen, die die Klimaschutz-Lücke vergrößern und zusätzliche Maßnahmen zur Zielerreichung nötig macht. Ebenso entsprechen die Annahmen zum CO₂-Zertifikatspreis nicht der Realität, da die Zertifikatspreise derzeit und wohl auch bis 2020 deutlich unter dem angenommenen Wert von 14 Euro liegen werden.

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die von Greenpeace vorgeschlagenen Maßnahmen zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020:

Sektor	Maßnahme	Mögliche Reduktion des jährlichen CO ₂ -Emissionsniveaus
Energiewirtschaft	Kohleausstiegsgesetz	ca. 150 Mio. Tonnen CO ₂ eq ¹
Energiewirtschaft	EEG-Umlage auf Kraftwerkseigenverbrauch und Braunkohletagebaue	2,7 Mio. Tonnen CO ₂ eq
Private Haushalte	Ersatz von elektrischen Nachtspeicherheizungen	3-4 Mio. Tonnen CO ₂ eq
Private Haushalte	Einführung einer Klimaprämie	5,4 Mio. Tonnen CO ₂ eq
Verkehr	Einführung eines Tempolimits	3-5 Mio. Tonnen CO ₂ eq
Verkehr	Abschaffung der Entfernungspauschale	1,8-2,6 Mio. Tonnen CO ₂ eq
Land- und Forstwirtschaft	Reform der Düngeverordnung und des Düngegesetzes	5,7 Mio. Tonnen CO ₂ eq
Land- und Forstwirtschaft	Ökologische Waldwirtschaft im öffentlichen Wald mit 10% natürlicher Waldentwicklung	ca. 40 Mio. Tonnen CO ₂ eq

¹ Der CO₂-Reduktion durch die verringerte Kohleverstromung müssen zusätzliche CO₂-Emissionen aus dem steigenden Einsatz von Gaskraftwerken gegengerechnet werden

Darüber hinaus sollten im Rahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 weitere Maßnahmen einbezogen werden. Dazu bedarf es unter anderem einer systematischen Errechnung ihres Minderungspotentials.

Zu den weiteren Maßnahmen sollten unter anderem Folgende gehören:

- Abbau des Dieselbesteuerungsprivilegs
- eine ökologische Umgestaltung der Dienstwagenbesteuerung
- die Einführung einer Stickstoffabgabe
- eine stufenweise Erhöhung der Ticketsteuer
- Einführung einer Mehrwertsteuer auf Auslandsflüge

Grundsätzlich sollte beim Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 ein besonderes Augenmerk auf den Abbau umweltschädlicher Subventionen gelegt werden. Dabei sind unter anderem auch die zahlreichen Begünstigungen für die Großindustrie beim Strompreis einzubeziehen.

Sektor: Energiewirtschaft

Kohleausstiegsgesetz

1. Beschreibung des Ist-Zustandes

Aktueller Emissionstrend

Gerade im Stromsektor haben strukturelle Probleme die erwünschte Emissionsreduktion verhindert. Maßgeblich dafür verantwortlich ist die attraktive Konkurrenzposition der Kohlekraftwerke und insbesondere die der klimaschädlichen Braunkohle. Zurückzuführen ist dies einerseits auf die sehr niedrigen CO₂-Zertifikatspreise im Rahmen des europäischen Emissionshandels und auf die geringen Brennstoffkosten sowie andererseits auf die hohen europäischen Erdgaspreise.

Die Konkurrenz zu Gunsten der Kohle und zu Lasten des vergleichsweise emissionsverträglichen Erdgases wird voraussichtlich anhalten. **Damit besteht die Gefahr, dass das angestrebte Ziel der Reduzierung des jährlichen Emissionsniveaus bis zum Jahr 2020 auf 241 – 266 Mio. t CO₂eq im Energiesektor deutlich verfehlt wird.**

Die bisherigen politischen Instrumente, allen voran der Emissionshandel, sind untauglich, um die in der Energiewirtschaft nötigen Reduktionen herbeizuführen. Dies belegt der Anstieg der CO₂-Emissionen durch eine erhöhte Bruttostromerzeugung von Kohle: 161,0 TWh im Jahr 2013 (160,7 TWh im Jahr 2012) für Braunkohle und 122,2 TWh (116,4 TWh im Jahr 2012) für Steinkohle.

Ausstieg aus der Kohleverstromung

Ohne den Ausstieg aus der Kohleverstromung bleibt die Energiewende halbherzig. Die klimaschädliche Kohleverstromung muss beendet werden. Greenpeace schlägt deshalb vor, im Rahmen der Energiewende den Ausstieg aus der Kohlekraft per Gesetz festzuschreiben. Mit dem Vorschlag eines Kohleausstiegsgesetzes werden drei wesentliche Schwachstellen der Energiewende geregelt:

1. Mangel an mittel- und langfristiger Planungssicherheit: Solange der freie Markt den Kraftwerksbereich steuert, wird es keine Investitionen in moderne Gaskraftwerke geben. Investitionssicherheit benötigt eine solide Planungsgrundlage, die unter den gegebenen Bedingungen nicht vorhanden ist. Politisch wird nach wie vor an der klimaschädlichen Kohleverstromung festgehalten, statt flexiblen und hocheffizienten Gaskraftwerken bessere Rahmenbedingungen zu schaffen.

2. Klimaschädliche Merit-Order: Am Stromhandelsmarkt ergibt sich die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke allein aus den variablen Kosten der Stromerzeugung. Und diese ist genau entgegengesetzt zur CO₂-Intensität der Energieträger. Dieser aus ökologischer Sicht pervertierte Merit-Order-Effekt führt im Strommarkt dazu, dass bei erhöhtem Energiebedarf die klimaschädlichen Kohlekraftwerke als erstes zugeschaltet werden und der klimafreundlichste fossile Energieträger Gas zu allerletzt zum Zuge kommt.

3. Chronisch niedriger CO₂-Preis: Aufgrund des Überschusses an CO₂-Zertifikaten liegt der Preis für CO₂-Verschmutzungsrechte dauerhaft zu niedrig bei unter sieben Euro. Der Preis für Emissionszertifikate entfaltet nicht die notwendige Lenkungswirkung und wird dies auch bis 2030 nicht im nötigen Maße tun. Deshalb muss der Emissionshandel durch ein Kohleausstiegsgesetz ergänzt und unterstützt werden.

Greenpeace fordert daher von der Politik, ein Kohleausstiegsgesetz auf den Weg zu bringen, um für Planungssicherheit und eine rechtsverbindliche Beendigung der Kohleverstromung zu sorgen. Erfahrungen mit ungenauen Ausstiegsplänen bei Atomkraftwerken zeigen, dass nur ein mit Jahreszahlen und Reststrommengen versehener Fahrplan eine langfristige Planbarkeit ermöglicht.

1.a Bezug zu Koalitionsvertrag/ Energiekonzept

Anknüpfungspunkte im Koalitionsvertrag

Die Bundesregierung hat mit dem Koalitionsvertrag der 18. Wahlperiode die bestehenden Klimaschutzziele für Deutschland bekräftigt: „Wir halten daran fest, dem Klimaschutz einen zentralen Stellenwert in der Energiepolitik zuzumessen. National wollen wir die Treibhausgas-Emissionen bis 2020 um mindestens 40 % gegenüber dem Stand 1990 reduzieren.“ [KoalIV, 2013]. In Deutschland sollen die weiteren Reduktionsschritte im Lichte der europäischen Ziele und der Ergebnisse der Pariser Klimaschutzkonferenz 2015 bis zum Zielwert von 80 bis 95 Prozent im Jahr 2050 festgeschrieben werden. Die Koalition bekennt sich zum Emissionshandel auf europäischer Ebene. Nach dem Koalitionsvertrag sollten „Korrekturen [...] grundsätzlich nur erfolgen, wenn die Ziele zur Minderung der Treibhausgase nicht erreicht werden.“ Durch den andauernden niedrigen Zertifikatspreis für CO₂-Emissionsrechte wird die ursprünglich anvisierte Lenkungswirkung verfehlt, so dass Korrekturen bzw. ergänzende Instrumente - wie ein Kohleausstiegsgesetz - unabdingbar sind.

Nach Einschätzungen des Öko-Institutes wird das Instrument des europäischen Emissionshandels unter den gegebenen Bedingungen die erforderlichen Reduktionen im Kraftwerkssektor nicht erbringen. [Öko-Institut 2012] Eine aktuelle Studie schlägt ergänzend eine Verkürzung der Lebensdauer von Kohlekraftwerken und ordnungsrechtliche Maßnahmen insbesondere für Braunkohlekraftwerke vor. [Öko-Institut 2014]

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) warnt vor einem Misslingen der Energiewende, wenn nicht ein Konzept für mehr Flexibilität und deutlich geringere Treibhausgasemissionen für den - im Übergang notwendigen - fossilen Kraftwerksparks verfolgt wird. Der SRU sieht insbesondere den zu hohen Sockel der Braunkohleverstromung mit Sorge und fordert, dass ein schrittweiser Ausstieg aus der Kohle in Angriff genommen werden muss. [SRU 2013] Auch die Expertenkommission teilt im Projektionsbericht 2013 die Auffassung der Bundesregierung, die in ihrem zweiten Monitoring-Bericht hervorhebt, dass ohne zusätzliche Maßnahmen eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 40 % nicht erreicht werden kann. Sie hebt den besorgniserregenden Emissionstrend in der Energiewirtschaft ausdrücklich hervor. [Projektionsbericht 2013] Der Wiederanstieg der CO₂-Emissionen in Deutschland schädigt den internationalen Ruf der Energiewende.

Anknüpfungspunkte im Energiekonzept

- **Strommarktdesign**

Bei wachsenden Anteilen Erneuerbarer Energien wird sich das künftige Strommarktdesign fundamental ändern. Neben einem effizienten Kraftwerkseinsatz müssen nicht nur die erhöhten Flexibilitätsanforderungen an die fluktuierende Einspeisung von Erneuerbaren Energien berücksichtigt und zugleich die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Auch die Erreichung der Klimaziele spielt eine grundlegende Rolle bei der Ausgestaltung des zukünftigen Strommarktes. In dem zu erarbeitenden „Grünbuch“ und den begleitenden Studien, in denen die verschiedenen Optionen mit ihren Vor- und Nachteilen zur Diskussion gestellt werden, sollte auch eine Begrenzung der Strommenge von Braun- und Steinkohlekraftwerken und das Instrument eines „Kohleausstiegsgesetzes“ untersucht werden. Nach der öffentlichen Konsultation des „Weißbuches“ kann dann die konkrete Umsetzung des „Kohleausstiegsgesetzes“ mit entsprechenden Verordnungen erfolgen.

- **Ausbaukorridor durch Stilllegungskorridor ergänzen**

Mit der Novelle des EEG ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien durch einen Zielkorridor definiert. Es ist vorgesehen, dass im Jahr 2025 40 bis 45 Prozent des Strombedarfes durch Erneuerbare Energien erzeugt werden und im Jahr 2035 55 bis 60 Prozent. Ein jährliches Monitoring soll überprüfen, ob die Ausbauziele erreicht werden.

Soll der prozentuale Anteil der Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien wachsen, muss zwangsläufig der Anteil anderer Energieträger sinken. Damit ist implizit auch ein Korridor für die zu erzeugende Strommenge aus fossilen Energien vorgegeben. Unter Klimagesichtspunkten ist es sinnvoll, bei diesen Korridoren den Grad der CO₂-Intensität der einzelnen Energieträger zu berücksichtigen. Ein Stilllegungskorridor für Braun- und Steinkohlekraftwerke, bei maximaler Flexibilität von GuD-Kraftwerken, unterstützt nicht nur den ohnehin vorgesehenen Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien, sondern sorgt gleichermaßen für eine zielgenaue Einhaltung der Klimaschutzziele der Bundesregierung im Energiesektor.

Auf der Basis dieser Korridore sollte sich die Koalition mit den Ländern nicht nur auf eine synchronisierte Planung für den Ausbau der einzelnen Erneuerbaren Energien² verständigen, sondern auch einen synchronisierten Abschaltplan für Kohlekraftwerke, der zusätzlich Versorgungssicherheit und Planungssicherheit bei der Energiewende erbringt. Ziel muss es sein, die Ausbauziele der Erneuerbaren Energien mit der Abschaltung klimaschädlicher Kraftwerke zu kombinieren, so dass die Verdrängung fossiler Stromerzeugung einen wirkungsvollen Beitrag zur CO₂-Reduktion leistet.

2. Kurzbeschreibung der Maßnahme

- Analog dem Atomausstiegsgesetz soll der Ausstieg aus der klimaschädlichen Verstromung von Kohle festgeschrieben und damit Planungssicherheit für alle Akteure garantiert werden.
- Die Studie von Ecofys [Ecofys 2012] gibt einen konkreten Vorschlag für die Strommengenverteilung auf Basis der Vorgaben von Greenpeace Deutschland und zeigt

² Greenpeace lehnt eine Deckelung für Erneuerbaren Energien grundsätzlich ab.

mit seiner quantitativen Modellierung auf, wie die Abschaltung besonders ineffizienter Kraftwerke zu deutlichen CO₂-Emissionsminderungen und einer Erhöhung des durchschnittlichen Wirkungsgrades in der Erzeugung führen kann. Die Ergebnisse zeigen insgesamt, dass das Kohleausstiegsgesetz sein Ziel einer konsequenten Reduzierung der Kohlestromerzeugung in Deutschland erreichen kann.

- In der Studie wird die konkrete Ausgestaltung der Zuteilung von Strommengen im Rahmen des Kohleausstieges und die Allokation von Reststrommengen dargestellt, deren Umsetzungsmöglichkeiten skizziert, sowie schließlich die Auswirkungen der Zuteilungsregeln auf den deutschen Kohlekraftwerkspark modelliert.
- Dabei werden durch die entwickelte Allokationsmethodik die erzeugungsbedingten CO₂-Emissionen besonders in den ersten Jahren stärker reduziert als die Stromerzeugung selber. Dieses wird durch eine forcierte Abschaltung besonders ineffizienter Kraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Technik) sowie mit Braunkohlenutzung erreicht. Durch die vorgeschlagenen Handelsregeln, die den Zertifikatetransfer nur in Richtung effizienterer Anlagen erlauben, werden diese Effekte verstärkt.
- Die Methodik kann durch einen Regionalfaktor ergänzt werden, so dass zur Versorgungssicherheit zwingend notwendige Kraftwerkskapazitäten in ausgewählten Regionen Deutschlands berücksichtigt werden können.

3. Adressierte Akteursgruppe

Kraftwerksbetreiber

4. Geschätztes THG-Minderungspotenzial (ggf. qualitative Abschätzung)

Das THG-Minderungspotential wird im Wesentlichen durch die festgelegte Strommenge für Braun- und Steinkohlekraftwerke determiniert. Das von Greenpeace im Jahr 2012 vorgelegte Kohleausstiegsgesetz geht für das Jahr 2020 von einer Strommenge für Braunkohle von 60 TWh und für Steinkohle von 78 TWh aus.

Dies entspricht einer Reduktion des jährlichen CO₂-Emissionsniveaus gegenüber dem Jahr 2012 von ca. **150 Mio. Tonnen** für Emissionen aus der Kohleverstromung, denen ein erhöhter Einsatz von Gaskraftwerken gegengerechnet werden muss.³

5. Kosten und Finanzierung

- nicht untersucht -

³ Die durchschnittlichen CO₂-Emissionen alter Braunkohlekraftwerke werden mit 1.150 g CO₂/kWh veranschlagt. Die gemittelten CO₂-Emissionen für Steinkohlekraftwerke liegen bei 825 g CO₂/kWh. Für moderne GUD-Kraftwerke wird von 400 g CO₂/kWh ausgegangen. Dadurch reduzieren sich die Emissionen beim Wechsel von Braunkohle auf Gas um fast Zweidrittel und beim Wechsel von Steinkohle auf Gas findet eine Halbierung der Emissionen statt. Ergänzend kann bei der Reduzierung von exportiertem Braunkohlestrom in der Bilanz sogar von einer vollständigen Emissionseinsparung von 1.150 g CO₂/kWh ausgegangen werden.

6. Zeitplan für Umsetzung

Okt 2014: Untersuchungen im Rahmen des Grünbuchs Strommarktdesign
März 2015: öffentliche Konsultation des Weißbuches, einschließlich rechtlicher Prüfung
Ende 2015: Verabschiedung des Kohleausstiegsgesetzes

7. Federführendes Ressort

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

8. Quellen

- Ecofys 2012: Kohleausstiegsgesetz, Verteilung von Reststrommengen, i. A. von Greenpeace Deutschland 2012
- KoalIV, 2013: Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode
- Öko-Institut 2012: Strengthening the European Union Emissions Trading Scheme and Raising Climate Ambition. Facts, Measures and Implications. Report commissioned by Greenpeace Germany and WWF Germany, Autoren: Felix Matthes, Hauke Hermann, Berlin, June 2012.
- Öko-Institut 2014: CO₂-Emissionen aus der Kohleverstromung in Deutschland, Autoren: Hauke Hermann, Ralph O. Harthan, März 2014
- Projektionsbericht 2013: Projektionsbericht 2013 gemäß Entscheidung 280/2004/EG, Bundesregierung
- SRU 2013: Den Strommarkt der Zukunft gestalten, Sondergutachten des SRU, November 2013

Anlage:

Ecofys (2012): Kohleausstiegsgesetz. Verteilung der Reststrommengen und Folgenabschätzung für den Kohlekraftwerkspark. Studie im Auftrag von Greenpeace e.V.

Ansprechpartner: Karsten Smid, Energieteam
--

Sektor: Energiewirtschaft

EEG-Umlage auf den Kraftwerkseigenverbrauch und den Stromverbrauch von Braunkohletagebauen

1. Beschreibung des Ist-Zustandes

Umlagepflicht für Kraftwerkseigenverbrauch

Bei der Leistung von Kraftwerken zur Stromerzeugung wird generell zwischen Brutto- und Nettoleistung unterschieden. Grundsätzlich gibt die Bruttoleistung jene Leistung an, mit der das Kraftwerk tatsächlich Strom erzeugt. Damit der Stromerzeugungsprozess nicht endet, müssen neben der ausreichenden Zufuhr von Energieträgern wie Kohle und Gas auch zusätzliche Aggregate betrieben werden, die Strom verbrauchen (der sogenannte Eigenverbrauch). Zieht man die Leistung der Hilfsaggregate von der Bruttoleistung ab, erhält man die Nettoleistung eines Kraftwerks. Die Nettoleistung gibt an, wie viel Strom das Kraftwerk nach Abzug des Eigenverbrauchs in das Netz einspeisen kann.

Der Unterschied zwischen Brutto- und Nettoleistung kann dabei, abhängig vom Kraftwerkstyp sehr klein oder sehr groß sein. Vor allem das Alter und damit der Stand der Kraftwerkstechnik sind für die Höhe des Kraftwerkseigenverbrauchs wesentliche Einflussfaktoren. Der durchschnittliche Kraftwerkseigenverbrauch beträgt bei Kohlekraftwerken rund 9 Prozent, bei Gaskraftwerken jedoch lediglich rund 3 Prozent.

Insgesamt betrug der Kraftwerkseigenverbrauch in Deutschland im Jahr 2012 rund 35 TWh und machte damit etwa 6 Prozent der deutschen Stromproduktion aus. Diese Strommenge wird derzeit in keiner Weise zur Finanzierung der Energiewende herangezogen. Im Zuge der EEG-Novelle wurde die Chance verpasst, diese Strommenge mit einer Umlagepflicht zu belegen. Neben einer besseren Verteilungsgerechtigkeit bei der Finanzierung der Energiewende würde eine Umlagepflicht auf den Kraftwerkseigenverbrauch auch durch sich ändernde Grenzkosten der Kraftwerke zu Veränderungen in der Merit-Order und damit zu geringeren CO₂-Emissionen führen.

Umlagepflicht den Stromverbrauch der Braunkohletagebaue

Für die Förderung von einer Tonne Braunkohle werden rund 0,021 MWh Strom verbraucht. Der Stromverbrauch der Braunkohletagebaue lag damit im Jahr 2013 demnach bei 3,96 TWh. Die Tagebaubetreiber können ihren Stromverbrauch als Eigenverbrauch deklarieren, wenn z. B. die Braunkohlekraftwerke zu demselben Unternehmen gehören wie die Tagebaue. Der eigenverbrauchte Strom ist dann nicht EEG-umlagepflichtig.

1.a Bezug zu Koalitionsvertrag / Energiekonzept

„Weiterhin setzen wir uns dafür ein, dass im Grundsatz die gesamte Eigenstromerzeugung an der EEG-Umlage beteiligt wird.“ (Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, Kap. 1.4., S. 40)

2. Kurzbeschreibung der Maßnahme

Die Auswirkungen einer Umlagepflicht auf den Kraftwerkseigenverbrauch und auf den Stromverbrauch der Braunkohletagebaue hat eine Studie des Beratungsunternehmens Energy Brainpool im Auftrag von Greenpeace untersucht. Diese Studie findet sich im Anhang.

- Einführung einer Umlagepflicht für den Kraftwerkseigenverbrauch im Erneuerbare-Energien-Gesetz
- Einführung Umlagepflicht auf den Stromverbrauch der Braunkohletagebaue im Erneuerbare-Energien-Gesetz

3. Adressierte Akteursgruppe

Kraftwerksbetreiber und Tagebaubetreiber

4. Zu berücksichtigende relevante Erfolgs- und Hemmnisfaktoren

keine

5. Geschätztes THG-Minderungspotenzial (ggf. qualitative Abschätzung)

Laut einer Studie des Beratungsunternehmens Energy Brainpool im Auftrag von BUND und Greenpeace (s. Anlage) würden in Deutschland durch die verringerte Auslastung der Steinkohlekraftwerke, aber auch – in geringem Umfang – der Braunkohle- und Gaskraftwerke, infolge der Umlagepflicht für den Kraftwerkseigenverbrauch das jährliche CO₂-Emissionsniveau insgesamt um **2,7 Mio. t CO₂** verringert.

6. Kosten und Finanzierung

Auf Basis der Erzeugungsmengen und Fahrweisen der Kraftwerke der Vorjahre ergäben sich im Jahr 2014 durch die Beaufschlagung des Kraftwerkseigenverbrauchs mit einer EEG-Umlage von 6,24 ct/kWh zusätzliche EEG-Einnahmen von 2,4 Milliarden Euro. Umgelegt auf den Letztverbrauch von 377,9 TWh, der für die Berechnung der EEG-Umlage 2013 ermittelt wurde, verringert dies die EEG-Umlage um 0,627 ct/kWh oder um rund 10 %.

Wenn der Eigenverbrauch der Kraftwerke in Deutschland EEG-umlagepflichtig ist, werden rational handelnde Kraftwerksbetreiber die zusätzlichen Ausgaben direkt in ihre Stromerzeugungskosten (Grenzkosten) einkalkulieren. Diese zusätzlichen Kosten ergeben sich aus dem Stromeigenverbrauch multipliziert mit der EEG-Umlage.

Tabelle: Erhöhung der Grenzkosten durch EEG-Umlage auf den Kraftwerkseigenverbrauch⁴

Kraftwerkstyp	Grenzkostenerhöhung durch EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch	Leistung in MW	Auslastung in Stunden	Kosten eines typischen Kraftwerks
Braunkohle	5,4 EUR/MWh	900	7.700	37,4 Mio. EUR
Steinkohle	5,5 EUR/MWh	700	5.000	19,3 Mio. EUR
Kernenergie	3,5 EUR/MWh	1.000	8.000	28,0 Mio. EUR
Erdgas	1,9 EUR/MWh	500	3.000	2,9 Mio. EUR

Die höheren Grenzkosten der Kraftwerke durch die EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch erhöhen die Strompreise an der Strombörse, da das Kraftwerk, welches nach der Merit-Order preissetzend ist, durch den EEG-umlagepflichtigen Eigenverbrauch höhere Grenzkosten aufweist. Der Spotmarktpreis erhöht sich im Mittel um ca. 2,9 EUR/MWh (0,29 ct/kWh) für das Jahr 2013. Die erhöhten Strompreise führen zu höheren Einnahmen bei der Vermarktung erneuerbarer Energien nach dem EEG. Für die EEG-Umlage würden die zusätzlichen Einnahmen eine Verringerung um 0,04 ct/kWh bedeuten

Wird der Stromverbrauch der Braunkohletagebaue EEG-umlagepflichtig, verringern die dadurch erzielten Einnahmen die EEG-Umlage um 0,065 ct/kWh bzw. 1 %. Legt man diese Mehrkosten für die Braunkohletagebaue auf den in Braunkohlekraftwerken erzeugten Strom um, so erhöhen sich die Erzeugungskosten um ca. 1,5 EUR/MWh. Durch die ohnehin vergleichsweise niedrigen Erzeugungskosten (Grenzkosten) der Braunkohlekraftwerke führt die Einbeziehung dieser Mehrkosten jedoch zu keinen Veränderungen hinsichtlich der Stromerzeugung und der Fahrweise der Kraftwerkstechnologien.

Zusammenfassend:

Wird der Kraftwerkseigenverbrauch und der Stromverbrauch des Braunkohletagebaus voll EEG-umlagepflichtig, kann dadurch die EEG-Umlage um ca. 12 % auf 5,5 ct/kWh (in Bezug auf die EEG-Umlage des Jahres 2014 in Höhe von 6,24 ct/kWh) gesenkt werden. Für einen durchschnittlichen Haushalt mit 3.500 kWh Stromverbrauch ergibt sich dadurch eine Stromkostensenkung von rund 24 Euro im Jahr.

Für die öffentlichen Haushalte ist diese Maßnahme kostenneutral. Durch indirekte Effekte zeigen sich allerdings zwei gegensätzliche Entwicklungen in Bezug auf die öffentlichen Einnahmen: Einerseits wird die öffentliche Hand als Stromverbraucher von einer sinkenden EEG-Umlage profitieren. Andererseits sinken die Einnahmen der öffentlichen Hand durch eine verringerte EEG-Umlage, da dadurch die Einnahmen durch die Mehrwertsteuer auf den Strombezug sinken.

⁴Energy Brainpool (2014): Wirkung einer EEG-Umlage auf den Kraftwerkseigenverbrauch. Studie im Auftrag vom Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) und von Greenpeace e. V.

7. Zeitplan für Umsetzung

Schnellstmögliche nachtragende EEG-Novelle zu diesen Einzelaspekten; spätestens jedoch bei nächster EEG-Novelle.

8. Federführendes Ressort

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Anlage

Energy Brainpool (2014): Wirkung einer EEG-Umlage auf den Kraftwerkseigenverbrauch. Studie im Auftrag vom Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) und von Greenpeace e. V.

Ansprechpartner: Tobias Austrup, Politische Vertretung
--

Sektor: Private Haushalte

Ersatz von elektrischen Nachtspeicherheizungen

1. Beschreibung des Ist-Zustandes

In Deutschland werden noch immer rund 1,4 Millionen Haushalte mit elektrischen Nachtspeicherheizungen (NSH) beheizt. Somit werden rund 4 Prozent der deutschen Privathaushalte mit Strom beheizt. Regionale Verteilungsschwerpunkte finden sich in Baden-Württemberg (6% aller Wohnungen elektrisch beheizt), Bayern (3,9%), Hessen (4,4%), Nordrhein-Westfalen (5,5%) und Rheinland-Pfalz (4,7%).

Diese Nachtspeicherheizungen verursachten in 2012 einen Strombedarf von schätzungsweise rund 11 TWh (etwa 8 Prozent des Stromverbrauchs der privaten Haushalte). Andere Schätzungen gingen für das Jahr 2005 von einem Bedarf von rund 22 TWh aus.

Die mit NSH verbundenen CO₂-Emissionen sind erheblich: Ein Haushalt mit einem angenommenen Jahreswärmebedarf von rund 16.800 kWh erzeugt NSH-beheizt ca. 10t CO₂ pro Jahr. Derselbe Haushalt, ausgestattet mit einer Gas-Brennwerttherme, würde im gleichen Zeitraum rund 3,4 t CO₂-Emissionen verursachen. Bezogen auf einen Jahresstromverbrauch von ca. 11 TWh in 2012, betrüge der jährliche CO₂-Ausstoß aller NSH in Deutschland mindestens rund 6,6 Mio t. Läge der tatsächliche Stromverbrauch der NSH eher im Bereich von 22 TWh, könnte der CO₂-Ausstoß sogar den doppelten Wert annehmen.⁵

Seit der Novellierung der EnEV im Jahre 2009 bestand die Verpflichtung, NSH stufenweise außer Betrieb zu nehmen, die im Jahr 2020 über 30 Jahre betrieben wurden und in Gebäuden mit mehr als fünf Wohneinheiten eingebaut sind. Im Mai 2013 hob die damalige schwarz-gelbe Bundesregierung dieses Verbot jedoch auf. Ein KfW-Förderprogramm explizit zum Ersatz von NSH wurde 2010 eingestellt.

1.a Bezug zu Koalitionsvertrag/ Energiekonzept

Die Bundesregierung hatte im IKEP 2007 den Ersatz von Nachtstromspeicherheizungen als Klimaschutzmaßnahme bereits vorgesehen.

Die Erreichung des Ziels der Bundesregierung, den Energiebedarf für Raumwärme um -20% bis 2020 und um -80% bis 2050 (gegenüber 2008) zu reduzieren, wird durch ineffiziente Nachtspeicherheizungen erschwert.

⁵ IZES (2013): Aktionsprogramm flexible Kapazitäten. Die nächsten Schritte zum Erhalt der Strom-Versorgungssicherheit. Studie im Auftrag von Greenpeace e.V.
https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/20131028_aktionsprogramm_flexible_kapazitaeten.pdf

2. Kurzbeschreibung der Maßnahme

- Die bis 2012 bestehende Vorgabe im Rahmen der EnEV 2009, Nachtspeicherheizungen bis 2020 durch moderne Heizungen zu ersetzen, sollte wieder eingeführt, und auch auf Häuser mit weniger als 6 Wohneinheiten angewendet werden.
- Da die hierfür notwendigen Investitionen gerade für private Hausbesitzer nicht vernachlässigbar sind, sollte zusätzlich eine Förderung der Umrüstungen in Höhe von rund 750 Mio. € pro Jahr implementiert werden (siehe auch Punkt 6.).
- Nach Möglichkeit sollten erneuerbare Energien und Fern- und Nahwärme aus KWK-Anlagen Vorrang vor anderen fossilen Heizsystemen haben. Daher sollte auch eine Umstellung auf ölbefeuerte Anlagen aufgrund der hohen CO₂-Emissionen grundsätzlich nicht gefördert werden. Bedingung einer Förderung sollte zudem sein, dass eine gleichzeitig vorhandene elektrische Warmwasser-Bereitung ebenfalls auf das zentrale, modernisierte System umgestellt wird.
- Der gesamtgesellschaftliche Nutzen dieser Maßnahme besteht einerseits grundsätzlich in der Erhöhung der Energieeffizienz sowie der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmesektor - und im Resultat vermiedenen CO₂-Emissionen -, die von der Bundesregierung angestrebt werden. Zudem wird der Bedarf nach konventionellen Kraftwerkskapazitäten reduziert.

Eine ausführliche Beschreibung der Maßnahme findet sich im „Aktionsprogramm flexible Kapazitäten. Die nächsten Schritte zum Erhalt der Strom-Versorgungssicherheit“ in der Anlage.

3. Adressierte Akteursgruppe

Gebäudeeigentümer, Vermieter, Mieter

4. Zu berücksichtigende relevante Erfolgs- und Hemmnisfaktoren

keine

5. Geschätztes THG-Minderungspotenzial (ggf. qualitative Abschätzung)

Die Bundesregierung hatte im IKEP 2007 den Ersatz von Nachtstromspeicherheizungen als Klimaschutzmaßnahme bereits vorgesehen. Das CO₂-Einsparpotenzial wurde damals mit 23 Mio. Tonnen CO₂ beziffert, eine Abschätzung des UBA bezifferte das reale Potenzial allerdings auf lediglich 6,2 Mio. Tonnen CO₂. Eine Studie von Ecofys im Auftrag von Greenpeace nahm im Jahr 2008 eine Reduktion des jährlichen CO₂-Emissionsniveaus von **3-4 Mio. t CO₂** als relativ gesichert an.

Angesichts der durch die schwarz-gelbe Bundesregierung zurückgenommenen Austausch-Verpflichtung dürfte die Anzahl, der Stromverbrauch und die CO₂-Bilanz der Nachtspeicherheizungen weitgehend konstant geblieben sein.

6. Kosten und Finanzierung

Tabelle: Abschätzung des Investitionsaufwands und Förderbedarfs für den Ersatz der in Wohngebäuden installierten NSH (exemplarisch berechnet für den Ersatz durch eine Erdgasheizung)

	Anzahl der elektrisch beheizten Wohnhäuser	Erforderliche Investitionskosten je Wohnhaus	Benötigter Zuschuss je Wohneinheit
Einfamilienhäuser	423.000 Wohnhäuser	15.000 €	6.000 €
Zweifamilienhäuser	310.000 Wohnhäuser	22.500 €	4.500 €
Mehrfamilienhäuser	708.000 Wohnhäuser	30.000 €	2.000 €

Aus der Aufstellung ergibt sich ein Gesamtförderbedarf von 5,34 Mrd. Euro. Für einen Ersatz der NSH ergibt sich daraus ein auf sieben Jahre befristetes Förderprogramm in Höhe von rund 760 Mio. € jährlich. Wie bei der heutigen KfW-Förderung zwischen einem zinsgünstigen Kredit und einem Zuschuss wählen zu können, ist zu begrüßen, da dies unterschiedliche Ausgangssituationen bei Eigentümern berücksichtigt. Zusätzlich könnte es sinnvoll sein, auch eine Förderung in Form einer besseren steuerlichen Absetzbarkeit der Investitionen zur Auswahl anzubieten.

7. Zeitplan für Umsetzung

Sofort umsetzbar

8. Federführendes Ressort

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Anlage

IZES (2013): Aktionsprogramm flexible Kapazitäten. Die nächsten Schritte zum Erhalt der Strom-Versorgungssicherheit. Studie im Auftrag von Greenpeace e.V.

Ansprechpartner: Tobias Austrup, Politische Vertretung

Sektor: Private Haushalte

Klimaprämie

1. Beschreibung des Ist-Zustandes

Die Abwrackprämie für Autos hat gezeigt, dass Konsumenten sehr positiv auf direkte staatliche Zuschüsse reagieren. Der Stromverbrauch für Haushaltsgeräte sowie Unterhaltungselektronik und Informations- und Kommunikationstechnologie nimmt kontinuierlich zu, obwohl die Effizienz der Geräte immer weiter verbessert wird. Die Kennzeichnung von Geräten ist ein erster Schritt, wenn auch noch immer nicht für alle Produkte vorhanden. Wie im Gebäudebereich sind auch hier nicht die langfristigen Gesamtkosten, sondern die Höhe der Investition und die Preisdifferenz zu anderen, weniger effizienten Produkten oft der Stolperstein, der Kunden in der Kaufentscheidung beeinflusst. Während eine Kaufprämie die Effizienz von Geräten verbessern und damit den Verbrauch senken soll, kann auch auf der Angebotsseite angesetzt werden. Die Förderung von Ökostrom in Privathaushalten hat Auswirkungen auf die Bewusstseinsbildung in der breiten Bevölkerung und führt über steigende Nachfrage zu einer Ausweitung der erneuerbaren Produktionskapazitäten.

1.a Bezug zu Koalitionsvertrag/ Energiekonzept

Siehe Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD „Deutschlands Zukunft gestalten“: „Auf europäischer Ebene werden wir uns mit Nachdruck für dynamische und anspruchsvollere Standards für energierelevante Produkte im Rahmen der Öko-Design-Richtlinie (Verankerung des Top-Runner-Prinzips) einsetzen. Soweit möglich, wollen wir nationale Standards vorab setzen.“ (Kapitel *Effizienz als zweite Säule der nachhaltigen Energiewende*. S. 37f)

2. Kurzbeschreibung der Maßnahme

- Einführung einer Kaufprämie für Haushaltsgeräte und Unterhaltungselektronik mit der höchsten Effizienzklasse (Top-Runner Prinzip)
- Einführung einer einmaligen Prämie für den Wechsel zu einem langfristigen, zertifizierten Ökostromvertrag. Die Prämie sollte sich am durchschnittlichen Verbrauch der letzten 3 Jahre orientieren und einen Anteil der erwarteten Mehrkosten durch den Ökostrombezug decken.

3. Adressierte Akteursgruppe

Private Haushalte

4. Zu berücksichtigende relevante Erfolgs- und Hemmnisfaktoren

keine

5. Geschätztes THG-Minderungspotenzial (ggf. qualitative Abschätzung)

5,4 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr

Quelle: Kurzstudie [Öko]logisch Fördern – Zukunftspaket für Umwelt und Arbeitsplätze
http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_greenpeace_2010_oekologisch_foerdern.pdf

6. Kosten und Finanzierung

0,4 Mrd. Euro pro Jahr

7. Zeitplan für Umsetzung

sofort umsetzbar

8. Federführendes Ressort

Bundesministerium der Finanzen

Ansprechpartner: Niklas Schinerl, Energieteam

Sektor: Verkehr

Einführung Tempolimit

1. Beschreibung des Ist-Zustandes

In Deutschland gibt es 12.200 km Autobahn. Das sind rund zwei Prozent des gesamten Straßennetzes, aber ein Drittel aller PKW-Kilometer werden dort gefahren. Nur ein Drittel dieser Strecke ist ständig tempo-beschränkt, ein weiteres Drittel ist nur zeitweise, und ein Drittel gar nicht limitiert. Deutschland ist das einzige Industrieland, das sich den fragwürdigen Luxus leistet, auf öffentlichen Straßen Geschwindigkeiten ohne jede Beschränkung zuzulassen. Die dadurch bewirkten exzessiven Geschwindigkeiten sind verantwortlich für zusätzlichen Spritverbrauch und CO₂-Emissionen, für mehr Stau, mehr Unfälle, und eine insgesamt falsche, weil zu schwere und übermotorisierte Modellpolitik der Autohersteller.

2. Kurzbeschreibung der Maßnahme

- Einführung eines allgemeinen Tempolimits von zunächst 120 km/h auf dem gesamten Autobahnnetz als ersten Schritt
- Senkung der Höchstgeschwindigkeit nach Übergangszeit auf Autobahnen auf 100 km/h.

3. Adressierte Akteursgruppe

PKW-Verkehr im deutschen Autobahnnetz

4. Zu berücksichtigende relevante Erfolgs- und Hemmnisfaktoren

- Verringerung von (tödlichen) Unfällen und Abbau aggressiven Verhaltens
- Unterstützung eines gleichmäßigeren Verkehrsflusses
- Reduzierung des Kraftstoffverbrauchs, des Lärms und der Schadstoffemissionen

5. Geschätztes THG-Minderungspotenzial (ggf. qualitative Abschätzung)

Reduktion des CO₂-Ausstoß auf Autobahnen von ca. 3 Millionen Tonnen bei Tempo 120, und ca. 5 Millionen Tonnen bei Tempo 100 (Quelle: Umweltbundesamt – Texte 40/99: Umweltauswirkungen von Geschwindigkeitsbegrenzungen)

6. Kosten und Finanzierung

- Volkswirtschaftlich positiv, durch Reduktion von Lärmschutzmaßnahmen, geringerer Verschleiß der Verkehrswege, Reduktion von Kraftstoffimporten

7. Zeitplan für Umsetzung

Sofort umsetzbar

8. Federführendes Ressort

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur

Ansprechpartner: Daniel Moser, Energieteam

Sektor: Verkehr

Abschaffung Entfernungspauschale

1. Beschreibung des Ist-Zustandes

Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer können Aufwendungen für Arbeitswege im Rahmen der Einkommensteuer mit einem Kostensatz von 30 Cent je Kilometer einfacher Entfernung zwischen Wohn- und Arbeitsort als Werbungskosten steuerlich absetzen.

Die Entfernungspauschale unterstützt das Wachstum des Verkehrsaufkommens sowie den Trend zu langen Arbeitswegen und zur Zersiedlung der Landschaft. Sie begünstigt vor allem den Pkw-Verkehr, da das Angebot öffentlicher Verkehrsmittel besonders in Gegenden mit niedriger Siedlungsdichte sehr eingeschränkt ist und deshalb für viele Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer keine Alternative darstellt. Die Entfernungspauschale wirkt damit dem Klimaschutz entgegen und trägt zur Belastung mit Luftschadstoffen und Lärm bei. Die Flächeninanspruchnahme infolge der Zersiedlungsprozesse ist außerdem eine wichtige Ursache für den Verlust an Biodiversität und hat weitere umweltschädliche Wirkungen.

Quelle: Umweltbundesamt (2010): Umweltschädliche Subventionen in Deutschland (aktualisierte Ausgabe)

2. Kurzbeschreibung der Maßnahme

Um die Anreize zu umweltbelastendem Verhalten zu beseitigen, sollte die Entfernungspauschale vollständig entfallen.

3. Adressierte Akteursgruppe

Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer

4. Zu berücksichtigende relevante Erfolgs- und Hemmnisfaktoren

- Reduktion von Luftschadstoffen und Lärm
- Steigerung der Biodiversität
- Reduktion von Zersiedlungsprozessen
- Rückgang des Verkehrsaufkommens
- Evtl. Härtefälle für Arbeitnehmer(-innen) mit sehr hohem Wegekostenanteil am Einkommen sind durch steuerliche Anerkennung der Kosten als außergewöhnliche Belastung bei Einkommenssteuer vermeidbar

5. Geschätztes THG-Minderungspotenzial (ggf. qualitative Abschätzung)

Reduktion der CO₂ Emissionen zwischen 1,8 Mio. Tonnen bis 2,6 Mio. Tonnen pro Jahr

Quellen:

- *Matthes, F et al. (2008): Politiksszenarien für den Klimaschutz IV - Szenarien bis 2030, UBA- Texte 01/08, Dessau, S. 269ff*
- *Distelkamp, M.; C. Lutz; B. Meyer und M.I. Wolter (2004): Schätzung der Wirkung umweltpolitischer Maßnahmen im Verkehrssektor unter Nutzung der Datenbasis der Gesamtrechnungen des Statistischen Bundesamtes, GWS Discussion Paper 2004/5, S. 89/90*

6. Kosten und Finanzierung

- Steuermehreinnahmen von 4,350 Mrd. € als Folge der Abschaffung der Entfernungspauschale

7. Zeitplan für Umsetzung

Sofort umsetzbar

8. Federführendes Ressort

Bundesministerium der Finanzen

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur

Ansprechpartner: Daniel Moser, Energieteam

Sektor: Land- und Forstwirtschaft

Verbesserung der Stickstoff-Produktivität der Düngung und Reduzierung von N-Überschüssen

1. Beschreibung des Ist-Zustandes

Der Einsatz von Stickstoffdüngern trägt erheblich zu den Treibhausgasemissionen der Quellgruppe Landwirtschaft bei. Es entstehen direkte und indirekte Lachgasemissionen (N_2O). N-Einträge aus organischen und mineralischen Düngemitteln, der Atmosphäre (N-Deposition), Boden, Pflanzenreststoffen und biologische N-Fixierung bewirken direkte Lachgasemissionen. Indirekte Lachgasemissionen werden durch den Austrag von reaktiven Stickstoffverbindungen wie Nitrat und Ammoniak in die umliegenden Naturräume verursacht. Aus diesen reaktiven N-Verbindungen entsteht bei Nitrifikations- und Denitrifikationsvorgängen Lachgas.

Neben der Höhe des N-Eintrags bestimmen Faktoren wie Standort, Klima (z. B. Niederschlag), Temperatur (z. B. Bodenfrost), Eigenschaften des Oberbodens und Managementpraktiken die Höhe der verursachten Treibhausgasemissionen. Die Herstellung von N-Mineraldünger und der Transport von Düngemitteln verursachen weitere THG-Emissionen (FLESSA et al., 2012).

Die THG-Emissionen können durch eine Verbesserung der N-Produktivität reduziert werden. Dabei werden N-Überschüsse bei gleichbleibender landwirtschaftlicher Produktivität verringert. Die Menge nicht produktiv eingesetzten Stickstoffs wird verringert und dabei die Input- / Output-Relation reduziert. Dies kann durch die Optimierung der Düngeplanung und der Ausbringungstechniken sowie Düngemengen und -zeitpunkte, die auf die klimatischen und standörtlichen Bedingungen angepasst sind, erreicht werden (FLESSA et al., 2012).

1.a Bezug zu Koalitionsvertrag/ Energiekonzept

Laut Koalitionsvertrag soll der Schutz der Gewässer vor Nährstoffeinträgen sowie Schadstoffen verstärkt werden und rechtlich so gestaltet werden, dass Fehlentwicklungen korrigiert werden.

Da der Bundesrepublik akut ein Vertragsverletzungsverfahren durch die EU droht steht die Regierung unter dem Druck, möglichst bald die Düngeverordnung und das Düngegesetz zu ändern, um die Nährstoffverluste der Landwirtschaft in die Umwelt zu reduzieren.

Nach der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung sollen die jährlichen Gesamtbilanzüberschüsse ab dem Jahr 2010 nicht höher als 80 kg N / ha landwirtschaftliche Fläche liegen. In den letzten Jahren lag der N Überschuss jedoch noch über diesem Zielwert bei nahezu 100kg N/ha. Bis 2020 wird eine Absenkung unterhalb von 80 kg N/ ha angestrebt.

2. Kurzbeschreibung der Maßnahme

- Durch bessere Bestimmung des Düngebedarfs von Pflanzen, die Einbeziehung der Humusbilanz und die Analyse der Nährstoffgehalte der organischen Dünger können N-Überschüsse reduziert werden. Das Einsparpotenzial hängt von der Höhe der N-Überschüsse in der Ausgangssituation ab.

- Durch die Einführung einer Stickstoffüberschussabgabe bekämen Landwirtschaftliche Betriebe zusätzlich einen ökonomischen Anreiz ihren betrieblichen Stickstoffeinsatz zu reduzieren bzw. mineralischen Stickstoff regional zu ersetzen.
- N-Überschüsse können zudem durch die Anpassung der Sicherheitszuschläge verringert werden. Sicherheitszuschläge dienen dazu, den Unsicherheiten der Stickstoffproduktivität entgegenzuwirken und werden auf die errechnete, optimale Düngemenge aufgeschlagen.
- N-Verluste aus Wirtschaftsdüngern, die im Stall, während der Lagerung und bei der Ausbringung entstehen, können verringert werden.
- Weiterhin können bei der Formulierung von mineralischen N-Düngern Urease- und Nitrifikationsinhibitoren eingesetzt werden, durch die Lachgasemissionen verringert werden können
- Durch die Verbesserung der Produktivität der N-Düngung lassen sich, basierend auf den Emissionsfaktoren nach IPCC (1996) Emissionen von 17,5 kg CO₂eq. pro kg Stickstoff einsparen. Davon fallen 7,5 kg CO₂eq / kg N auf Emissionen aus der Bereitstellung von chemisch-synthetischem N-Dünger, 6,1 kg CO₂eq / kg N auf direkte und 3,9 kg CO₂eq/kg N auf indirekte Lachgasemissionen (FLESSA et al., 2012).

3. Adressierte Akteursgruppe

Landwirte, Lohnunternehmer, Maschinenringe, Agrarberatung

4. Geschätztes THG-Minderungspotenzial (ggf. qualitative Abschätzung)

Bei einer Verringerung des durchschnittlichen N-Saldos um 20 kg / ha würde für Deutschland eine Verringerung der THG-Emissionen um insgesamt 5,77 Mio. t CO₂eq pro Jahr erreicht werden. Davon fallen 43 % auf die N-Mineraldüngerproduktion, während direkte und indirekte Lachgasemissionen aus der landwirtschaftlichen Düngung mit 57 % den größeren Teil der Emissionen verursachen.

Quellen:

- Thünen-Institut, (Herausgeber); (2013) Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050 Osterburg, Bernhard; Kätsch, Stephanie; Wolff, Anne
- Flessa H, Müller D, Plassmann K, Osterburg B, Techen AK, Nitsch H, Nieberg H, Sanders J, Meyer zu Hartlage O, Beckmann E, Anspach V (2012) Studie zur Vorbereitung einer effizienten und gut abgestimmten Klimaschutzpolitik für den Agrarsektor. Landbauforschung – vTI Agriculture and Forestry Research. Sonderheft 361.
- Greenpeace, Herausgeber (2013): Ökonomische Instrumente für eine Senkung des Fleischkonsums in Deutschland. Studie im Auftrag von Greenpeace, durchgeführt vom Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS)

5. Kosten und Finanzierung

Die Kosteneinsparung, die durch die Vermeidung von nicht produktiv eingesetztem Stickstoff entstehen kann, ist nicht einfach zu bewerten. Investitionen in neue Lagerräume oder Ausbringungstechniken verursachen Kosten, denen Einsparungen durch verringerten Mineraldüngereinsatz gegenüberstehen. Die in den letzten Jahren stark gestiegenen N-Preise verbessern dabei die Kostenwirksamkeit der vorgeschlagenen Maßnahme.

Im Übrigen reicht es nicht aus, die Kosten der N-Reduzierung allein dem Klimaschutz anzulasten, da gleichzeitig auch andere Umweltziele (Biodiversität; Qualität von Oberflächengewässer und Grundwasser, geringere Feinstaubbildung durch Ammoniakemissionen, Verminderung von Versauerung und Eutrophierung) durch eine Reduzierung der Stickstoffüberschüsse gestärkt werden.

6. Zeitplan für Umsetzung

Innerhalb dieser Legislaturperiode

7. Federführendes Ressort

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft unter Mitwirkung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Ansprechpartner: Martin Hofstetter, Politische Vertretung

Sektor: Land- und Forstwirtschaft

CO₂-Senke des deutschen Waldes wieder herstellen - Ökologische Waldwirtschaft im öffentlichen Wald mit 10% natürlicher Waldentwicklung

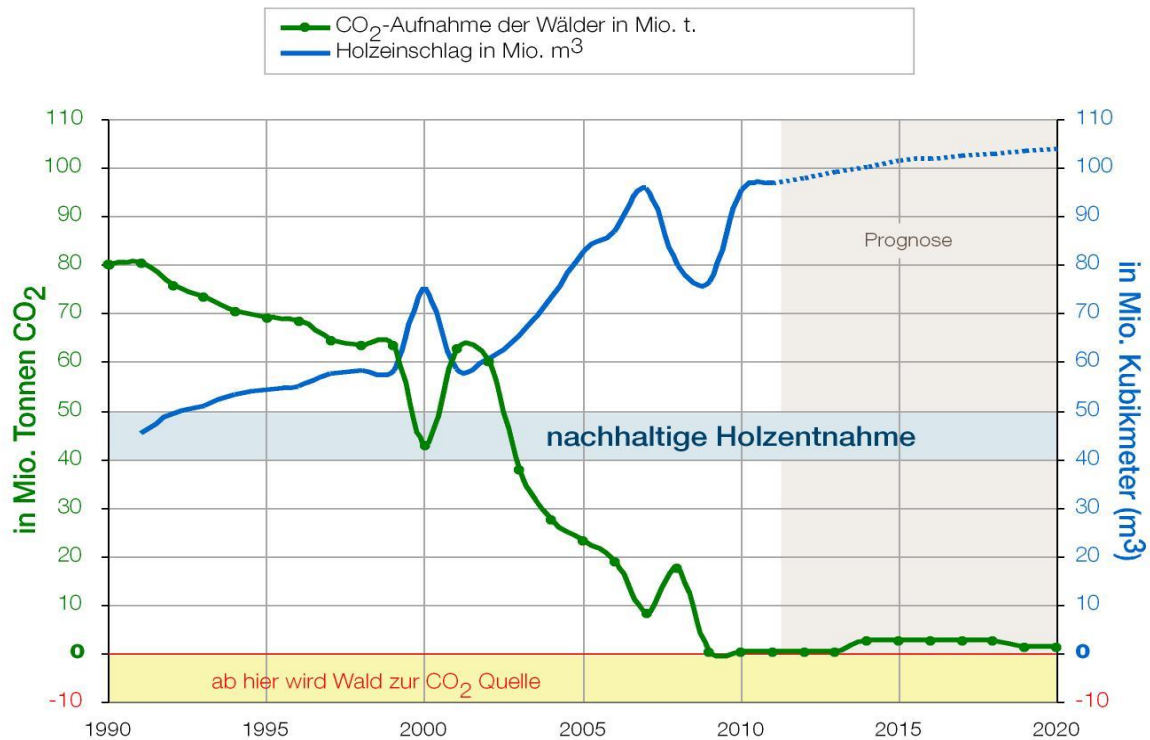
1. Beschreibung des Ist-Zustandes

Die folgende Grafik auf Basis der Daten des Thünen-Instituts und der Bundesregierung, zeigt, dass in den letzten 20 Jahren die CO₂-Senkenleistung des deutschen Waldes von 80 Mio. t CO₂ pro Jahr stark abgenommen hat und sich aktuell an der Schwelle zu einer CO₂-Quelle befindet (etwa 0 t CO₂). Gleichzeitig hat sich der Holzeinschlag im gleichen Zeitraum etwa verdoppelt. Insbesondere bei der energetischen Nutzung sind dramatische Steigerungsraten zu erkennen. Im Jahr 2010 wurde in der BRD erstmalig mehr Holz energetisch als stofflich genutzt⁶, seitdem hielt diese Entwicklung an. Gleichzeitig hat die Produktion von Stammholz im Laubholzbereich in den letzten 20 Jahren leicht abgenommen⁷, was auf einen Rückgang der Herstellung langlebiger Holzprodukte schließen lässt, die aus Klimasicht deutlich sinnvoller zu bewerten sind als kurzlebige Produkte wie z.B. Papier. Rechnerisch können mit den neuen LULUCF-Anrechnungsregeln ab 2012 etwa 20 Mio. t CO₂ für die Speicherung in Holzprodukten angerechnet werden. Es ist anzunehmen, dass diese Bilanz schöngerechnet ist, da der überwiegende Teil der Holzprodukte sehr kurzlebig ist (vor allem Papier) und damit keinen Beitrag zum Klimaschutz darstellt. 2011 fand auf internationaler Ebene eine grundlegende Veränderung der LULUCF-Regeln statt. So bezieht sich die Anrechnung der Klimaleistungen des Waldes nun nicht mehr auf das im Kyoto-Protokoll verwendete Referenzjahr 1990, sondern auf eine projizierte, von den Industrieländern willkürlich festgelegte Nutzungsrate bis zum Jahr 2020. Dies bedeutet, dass ein Land die Nutzungsrate unabhängig von ihrer Klimarelevanz sehr hoch festlegen kann. Die Holzmengen, die weniger als die angegebene Nutzungsmenge eingeschlagen wurden, kann sich ein Land als Klimaleistungen gutschreiben. Die realen Klimaleistungen, z.B. durch Vorratsaufbau im Wald, wie sie bis 2011 geboten waren, spielen keine Rolle mehr.

⁶ Vgl. Mantau, Udo, Holzrohstoffbilanz Deutschland, http://literatur.vti.bund.de/digbib_extern/dn051281.pdf, S. 8

⁷ Vgl. Ebenda, S. 13

CO₂-Aufnahme der Wälder in Deutschland sinkt dramatisch



Greenpeace; Quelle: Krug J., Köhl M. Bedeutung der deutschen Forstwirtschaft in der Klimapolitik. AFZ-DerWald. 17/2010, S.30
The United Nations Climate Change Conference, Durban: Germany. Report of the technical assessment of the forest management reference level submission of Germany submitted in 2011.

1.a Bezug zu Koalitionsvertrag

Die vorgeschlagenen Maßnahmen sind Teil der Umsetzung des Koalitionsvertrags sowie der Nationalen Strategie über biologische Vielfalt.

Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD 2013:

„Naturschutz und biologische Vielfalt“

Wir wollen den Naturreichtum und die Artenvielfalt unserer Heimat bewahren. Die nationale Biodiversitätsstrategie wird umgesetzt. Das Nationale Naturerbe wird um mindestens 30 000 ha erweitert und hierfür werden Flächen, die aus der militärischen Nutzung genommen werden, von der Privatisierung ausgenommen und an interessierte Länder, Umweltverbände oder -stiftungen übertragen. Damit wird auch dem „zwei Prozent-Wildnis- Ziel“ bis 2020 bzw. dem „fünf Prozent-Ziel-natürliche Waldentwicklung“ nähergekommen. Das Förderprogramm „Bundesprogramm Biologische Vielfalt“ wird weitergeführt. Wir werden uns für eine „Alpenstrategie“ einsetzen. Das Nagoya-Protokoll wird schnellstmöglich ratifiziert und umgesetzt. Die Zusagen zum internationalen Biodiversitätsschutz werden eingehalten. Wir treten für Schutz, Erhalt sowie Wiederaufbau von Wäldern und Waldstrukturen sowie für eine damit verbundene Waldfinanzierung ein. (.....)

Wir werden die Umsetzung der Waldstrategie 2020 vorantreiben und dabei verstärkt auf die Schutzziele der Biodiversitätsstrategie setzen. Der Klein- und Kleinstprivatwald wird mit geeigneten Mitteln in die Entwicklung einbezogen. Länderspezifische Konzepte zur Zielerreichung bleiben unberührt. Der Waldklimafonds wird angemessen finanziell ausgestattet.“

Nationale Biodiversitätsstrategie

Im Jahr 2007 hat das Bundeskabinett der großen Koalition von CDU/CSU und SPD die Nationale Strategie zur Biologischen Vielfalt als Umsetzung des Artikels 6 der Konvention über biologische Vielfalt (CBD) einstimmig beschlossen. Mit am Kabinettschiff von Bundeskanzlerin Merkel saß der heutige Ministerpräsident Bayerns, Horst Seehofer. Mit seiner Zustimmung sind in der Nationalen Strategie über Biologische Vielfalt für den öffentlichen Wald wichtige Ziele und Maßnahmen beschlossen worden:

„Natürliche Entwicklung auf 10 % der Waldfläche der öffentlichen Hand bis 2020.“

„2020 beträgt der Flächenanteil der Wälder mit natürlicher Waldentwicklung 5 % der Waldfläche“

„Erhaltung und Entwicklung der natürlichen und naturnahen Waldgesellschaften.“

„Für bestimmte Biotoptypen (z.B. Biotope des Wattenmeers, Buchenwälder) hat Deutschland eine besondere internationale Verantwortung, da diese Biotoptypen bei uns ihren Verbreitungsschwerpunkt haben.“

„Entwicklung einer Strategie von Bund und Ländern zur vorbildlichen Berücksichtigung der Biodiversitätsbelange für alle Wälder im Besitz der öffentlichen Hand bis 2010 und ihre Umsetzung bis 2020.“

„Der Anteil nicht standortheimischer Baumarten reduziert sich kontinuierlich.“

„Bis zum Jahr 2020 hat sich die natürliche Speicherkapazität für CO₂ der Landlebensräume (z.B. durch Wiedervernässung und Renaturierung von Mooren und durch die Zunahme naturnaher Wälder) um 10 % erhöht.“

Im Oktober 2010 wurde ein gemeinsamer Antrag der Bundestagsfraktionen von CDU/CSU, FDP, SPD und Bündnis90/Die Grünen einstimmig beschlossen, der auf den Beschlüssen des Europäischen Rates vom März 2010 basiert: Das Artensterben muss bis 2020 gestoppt werden. Der Beschluss bezieht sich in Absatz 5 auf die Umsetzung in Deutschland:

5. auf nationaler Ebene die Umsetzung von Maßnahmen zur Erhaltung und nachhaltigen Nutzung der biologischen Vielfalt konsequent und mit höchster Priorität voranzutreiben. Das beinhaltet insbesondere

a) die konsequente Umsetzung der bestehenden nationalen Strategie zur biologischen Vielfalt durch konkrete Ziele und Maßnahmen und die Verankerung des Biodiversitätsschutzes als Querschnittsaufgabe in allen relevanten Ministerien und Bundesoberbehörden,

b) die Prüfung bestehender und Ausgestaltung zukünftiger Gesetze und Strategien (unter anderem Nachhaltigkeitsstrategie, Klimaanpassung, Biomasse Aktionsplan, Waldstrategie) auf die Vereinbarkeit mit der nationalen Strategie zur biologischen Vielfalt sowie mit den Maßnahmen gegen den Klimawandel, um Kohärenz sicherzustellen, [...]

2. Kurzbeschreibung der Maßnahme

Mit den folgenden vorgeschlagenen Maßnahmen können der Atmosphäre sehr kurzfristig große Mengen CO₂ durch die Speicherung von Kohlenstoff in der Waldbiomasse entzogen werden - zu einem Bruchteil der Kosten im Energiesektor.

- Teilmaßnahme 1: Zehn Prozent natürliche Waldentwicklung im öffentlichen Wald: zehn Prozent der öffentlichen Waldfläche wird, so wie es auch die Nationale Strategie zur biologischen Vielfalt vorsieht, einer natürlichen Entwicklung überlassen, die forstliche Nutzung wird eingestellt. Damit findet ein kontinuierlicher Aufbau der Holzvorräte, ohne dass ein Teil davon dem Wald durch Holznutzung wieder entzogen wird. Dies bedeutet die fast vollständige Bindung des CO₂, das beim Wachstum aus der Atmosphäre über die Fotosynthese in der Holzbiomasse gebunden wird. Mittlerweile ist nachgewiesen, dass besonders ältere Wälder durch die Kombination von hohen Vorräten und einem kontinuierlichen, weiteren Zuwachs besonders dem Klimaschutz dienen.⁸ Zehn Prozent des öffentlichen Waldes machen etwa 5% der Gesamtwaldfläche aus.
- Teilmaßnahme 2: 90 Prozent ökologisch nachhaltige Forstwirtschaft im öffentlichen Wald: auf 90 % der öffentlichen Waldfläche wird der Wald forstwirtschaftlich moderater als bisher genutzt, so dass einen kontinuierlicher Vorratsaufbau möglich ist. Aktuell wird über die Holzartengruppen fast der gesamte Zuwachs abgeschöpft (93%)⁹. Wenn der Holzeinschlag auf die Entnahmemenge von 1990 zurückgefahren würde (45-50 Mio. km³) würde der Vorratsaufbau sehr schnell zu Klimaschutzeffekten durch CO₂-Bindung im Holz führen. Vgl. Berechnung bei Punkt 4.
- Teilmaßnahme 3: Der CO₂-Speicher in Form langlebiger Holzprodukte soll durch die Erhöhung der Wertholzproduktion und durch Verringerung des Industrieholzanteils sowie der energetischen Holzverwendung erhalten und erhöht werden. Der Effekt für das Klima ist schwer quantifizierbar, da er u.a. von der Vermarktungsstrategie der Forstbetriebe und den Holzpreisen abhängt. Die Maßnahme würde aber eine zusätzliche Speicherung von CO₂ bewirken.
- Teilmaßnahme 4: Der Schutz und die Wiedervernässung degradierter Waldmoore können ebenfalls einen wichtigen zusätzlichen Beitrag für die TGH-Minderung erbringen. Der THG-Minderungseffekt dieser Maßnahmen ist hoch, jedoch schwer quantifizierbar. Eine entsprechende Berechnung sollte in Zusammenarbeit mit den Bundesländern durchgeführt werden.

Anmerkung: Um die reale Wirkung des Waldes auf unser Klima darstellen zu können, müssen die internationalen Regeln unter dem Kyoto-Protokoll, die LULUCF-Regeln von 2011, dringend zurückgenommen werden. Sie stellen einen Betrug in der Klimabilanz dar, da sie dazu beitragen, die industrielle Abholzung mit negativer Klimawirkung zu beschönigen (Urwaldzerstörung in Kanada und Russland, Degradierung der Wälder in Deutschland etc.).

⁸ Vgl. Stephenson, N.L. et al., Rate of tree carbon accumulation increases continuously with tree size, in Nature, 2014

⁹ Vgl. Umweltgutachten des SRU 2012, Kapitel 6, Umweltgerechte Waldnutzung, S. 211

3. Adressierte Akteursgruppe

Bundesforstverwaltung, Landesregierungen und Landesforstverwaltungen, Kommunale Waldbesitzer, Waldökologen, Tourismusverbände, Naturschutz.

4. Geschätztes THG-Minderungspotenzial (ggf. qualitative Abschätzung) bei sofortiger Umsetzung

- a) Berechnung des THG-Minderungspotenzials durch Teilmaßnahme 1, zehn Prozent Waldschutz im öffentlichen Wald laut Nationaler Biodiversitätsstrategie

Berechnungsgrundlagen und Annahmen:

- Waldfläche in Deutschland: 11,1 Mio. Hektar
- Neue Waldschutzgebiete vorrangig im Laubwald, da dort ein Defizit besteht und Deutschland für Laubwaldgesellschaften (insbesondere Buchenwaldgesellschaften) eine besondere internationale Verantwortung hat
- Durchschnittszuwachs laut BWI2 für Laubbaumarten: 12 m³/Jahr/ha¹⁰
- Aktuell einer natürlichen Entwicklung überlassene Waldfläche: 1,9% der Gesamtwaldfläche¹¹
- Zusätzlich aus der Forstnutzung zu nehmende Waldfläche: 3,1% der Gesamtwaldfläche
- Annahme der Zielerreichung 5% im Gesamtwald Ende 2015: 550.000 Hektar
- Umsetzung im öffentlichen Wald → Entlastung Privatwald, der 44% in Deutschland ausmacht
- Zeitraum: 2016 bis einschließlich 2020 = 5 Jahre

Berechnung:

Schritt 1: Vorratsaufbau

- Bestehende Wälder mit natürlicher Waldentwicklung: 1,9% von 11,1 Mio. ha = 209.000 ha mit Zuwachs 12 Vfm/a über einen Zeitraum von 6 Jahren = 15.048.000 Vorratsfestmeter (Vfm)¹²
- 3,1% von 11,1 Mio. ha = 341.000 ha → mit Zuwachs von 12 Vorratsfestmetern/Jahr über einen Zeitraum von 5 Jahren: 20.460.000 Vfm
- Gesamter zusätzlicher Holzvorrat durch diese Maßnahme bis 2020: 35.508.000 Vfm

Schritt 2: Umrechnung in CO₂-Äquivalente

- nach Umrechnungsfaktoren für Buche/Eiche laut LWF Merkblatt 27¹³ : Umrechnungsfaktor 1,3 = 46.160.400

Fazit Teilmaßnahme 1: CO₂-Minderung bis 2020: ca. 46 Mio. t CO₂

¹⁰ Vgl. <http://www.bundeswaldinventur.de/enid/4t.html>

¹¹ Vgl. Bundesamt für Naturschutz, http://www.bfn.de/0401_pm.html?tx_ttnews%5Btt_news%5D=4726

¹² Anzurechnen, falls im jährlicher THG Inventar noch nicht berücksichtigt. Ansonsten nur Beitrag der zusätzlichen 3,1% im nächsten Spiegelschritt

¹³ Vgl. <http://www.lwf.bayern.de/mam/cms04/service/dateien/mb-27-kohlenstoffspeicherung-2.pdf>

- b) Berechnung des THG-Minderungspotenzials durch Untermaßnahme 2, Umstellung auf eine ökologische Waldbewirtschaftung im öffentlichen Wald mit kontinuierlichem Vorratsaufbau

Berechnungsgrundlagen und Annahmen:

- Waldfläche: 11,1 Mio. Hektar, Anteil öffentlicher Wald 54 % = 5.994.000 Hektar (ha)
- Bewirtschaftete Waldfläche 2015: 98,1% = 10.889.100 ha, für den öffentlichen Wald 5.785.000 ha (bei der Annahme dass bestehende 1,9% der Wälder mit natürlicher Waldentwicklung im öffentlichen Wald liegen)
- Bewirtschaftete Waldfläche 2016-2020: 95% = 10.545.000 ha, für den öffentlichen Wald 5.444.000 ha.
- Zuwachs im Durchschnitt (über alle Baumarten) pro Hektar pro Jahr laut BWI2: 12.1 Vfm/ha/a
- Annahme Baumartenverteilung laut BWI214: 28,2% Fichte, 23,3% Kiefer, 14,8% Buche und 9,8% Eiche
- Annahme: Absenkung der Nutzungsrate, so dass ein zusätzlicher Vorrat von 5 Vfm/ha/a im Wald aufgebaut wird (und damit entsprechende Menge an Kohlenstoff in der Holzbiomasse). Hinweis: dies sind Durchschnittswerte, die je nach Standortsgüte schwanken können.
- Zeitraum: 2015 bis einschließlich 2020 = 6 Jahre

Berechnung:

Schritt 1: Vorratsaufbau

- Jährlicher Vorratsaufbau in Vorratsfestmetern auf bewirtschafteter öffentlicher Waldfläche 2015: $5.785.000 \text{ ha} \times 5 \text{ Vfm/ha} \times \text{Jahr} = 28.925.000 \text{ Vfm}$
- Jährlicher Vorratsaufbau in Vorratsfestmetern auf bewirtschafteter öffentlicher Waldfläche 2016-2020:
 $5.444.000 \text{ ha} \times 5 \text{ Vfm/ha} \times \text{Jahr} = 27.220.000 \text{ Vfm pro Jahr}$
 $27.220.000 \text{ Vfm} \times 5 \text{ Jahre} = 136.100.000 \text{ Vfm}$
- Gesamter Vorratsaufbau 2015-2020 in Vorratsfestmetern auf bewirtschafteter öffentlicher Waldfläche: 165.025.000 Vfm

Schritt 2: Umrechnung in CO₂-Äquivalente

28,2% Fichte = Umrechnungsfaktor 1 = 46.537.050

23,3% Kiefer = Umrechnungsfaktor 1,3 = 49.986.072,5

24,4% Buche/Eiche = Umrechnungsfaktor 1,3 = 52.345.930

24,1 % sonstige Baumarten = Umrechnungsfaktor 1,2 (Durchschnitt Baumarten) = 47.725.230
= 196.594.282,5

Fazit Teilmaßnahme 2: CO₂-Minderung bis 2020: ca. 196 Mio. t CO₂

¹⁴ Vgl. BWI2, <http://www.wald.de/bundeswaldinventur-der-wald-in-zahlen/>

Anmerkung: der THG-Minderungseffekt dieser Maßnahme ließe sich in etwa verdoppeln, wenn diese auch auf den Privatwald ausgeweitet würde.

CO₂-Äquivalente von Teilmaßnahme 1 und 2: 242 Mio. t CO₂ auf sechs Jahre, entspricht: ca. 40 Mio. t CO₂ Minderung pro Jahr
(plus erhöhter Produktspeicher – Teilmaßnahme 3, nicht auf der Makroebene quantifizierbar)

c) Kosten und Finanzierung

Anwendung und Erfahrung in der Praxis: Nach einer zwischen 10 und 50 Jahre dauernden Umstellungsphase erwirtschaften die Praxis- und Pionierbetriebe in Lübeck und Göttingen gleiche oder meist auch deutlich höhere Reinerträge als konventionell wirtschaftende Betriebe. Die Umstellungsphase ist durch die Ausgangssituation bestimmt und hängt von der Standortsgüte und der Altersstruktur der Bestände ab. Mit zunehmender Dauer wird die Differenz laut gleichlautender Studien immer größer zugunsten der umgestellten Betriebe. Kosten würden für die Einführung der neuen Konzepte bei Fort- und Weiterbildung bzw. Controlling entstehen, können aber im Rahmen der vorrangigen Aufgaben für Umwelt und Erholung im öffentlichen Bundes- und Landeswald durch die öffentlichen Waldbetriebe selber gedeckt werden. Die Kommunen können über erhöhte Mittel des Waldklimafonds bei der Umstellung und dauerhaften Sicherung unterstützt werden.

Bei einem CO₂-Preis von 5 Euro pro Tonne hätten diese Maßnahmen für den Gesamtzeitraum (6 Jahre) einen volkswirtschaftlichen Gegenwert im EU ETS Bereich von ca. 1,2 Mrd. Euro, bei einem von 30 Euro von ca. 7,4 Mrd. Euro und bei 50 Euro von 12,3 Mrd. Euro.

d) Zeitplan für Umsetzung

Mit der Umsetzung kann und sollte vom Bund, von allen Bundesländern und den Kommunen (alle öffentliche Waldbesitzer) sofort begonnen werden, so dass die Maßnahmen bis Ende des Jahres 2015 implementiert sind. Bis auf Bayern und Sachsen sind alle Bundesländer derzeit dabei, 10% des öffentlichen Waldes aus der Nutzung zu nehmen. Bei den Kommunen gibt es noch großen Nachholbedarf, entsprechende Maßnahmen werden aber z.T. über den Waldklimafonds vom Bund gefördert. Die für den CO₂-Effekt noch wichtigere Umstellung auf ökologische Waldwirtschaft muss mit einem Bund-Länder-Sofortprogramm eingeführt und trainiert werden, um möglichst bis Ende 2015 die vollständige Umstellung erreicht zu haben. Bayern und Sachsen könnten die nicht vermiedenen CO-Minderungsmaßnahmen über den Bund-Länder-Ausgleich in Rechnung gestellt werden.

e) Federführendes Ressort

Die Umsetzung der Nationalen Biodiversitätsstrategie sowie des Klima-Aktionsplans ist federführend Aufgabe des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Die vorgeschlagenen Maßnahmen werden unter Einbindung des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft und Bundesministerium der Finanzen, sowie der Bundesländer und Kommunen umgesetzt.

Durch die Nationale Biodiversitätsstrategie und entsprechende Beschlüssen in Kabinett, Bundestag und vielen Bundesländern existiert bereits ein Rahmen. Defizite der bisherigen mangelhaften Umsetzung können sehr schnell beseitigt werden.

Ansprechpartnerin: Gesche Jürgens, Team Wälder & Biodiversität

Anlagen zu dieser Eingabe

- Ecofys (2012): Kohleausstiegsgesetz. Verteilung der Reststrommengen und Folgenabschätzung für den Kohlekraftwerkspark. Studie im Auftrag von Greenpeace e.V.
- Energy Brainpool (2014): Wirkung einer EEG-Umlage auf den Kraftwerkseigenverbrauch. Studie im Auftrag vom Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) und von Greenpeace e.V.
- IZES (2013): Aktionsprogramm flexible Kapazitäten. Die nächsten Schritte zum Erhalt der Strom-Versorgungssicherheit. Studie im Auftrag von Greenpeace e.V.



Kohleausstiegsgesetz

Verteilung der Reststrommengen und
Folgenabschätzung für den Kohlekraftwerkspark

GREENPEACE

➡ Kein Geld von Industrie und Staat

Greenpeace ist international, überparteilich und völlig unabhängig von Politik, Parteien und Industrie. Mit gewaltfreien Aktionen kämpft Greenpeace für den Schutz der Lebensgrundlagen. Mehr als eine halbe Million Menschen in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt.

Die Studie wurde im Auftrag von Greenpeace durchgeführt von Ecofys Germany GmbH
AutorInnen: Sebastian Klaus, Catharina Beyer, Piotr Jaworski

Energiewende braucht Kohleausstieg

Das Ecofys-Beratungsunternehmen hat im Auftrag von Greenpeace einen detaillierten Abschaltplan für Kohlekraftwerke in Deutschland erstellt. Bis 2030 soll Deutschland das letzte Braunkohlekraftwerk, bis 2040 das letzte Steinkohlekraftwerk abschalten. Dieser Abschaltplan bestimmt erstmals für jeden der 140 deutschen Kohlekraftwerksblöcke, wie viel Strom dieser noch produzieren darf und wann er vom Netz genommen werden soll.



Der von Ecofys nach dem Greenpeace-Konzept berechnete Abschaltplan sieht vor, dass die Strommenge aus Kohlekraftwerken nach und nach reduziert wird, bis 2040 das letzte Kohlekraftwerk vom Netz geht. Zeitversetzt zum Atomausstieg würde damit der klimaschädliche Kohlendioxidausstoß der Energieerzeuger gesenkt: Über 40 Prozent der energiebedingten CO₂-Emissionen gehen in Deutschland auf das Konto der Kohlekraftwerke. Mit dem Kohleausstieg würde der Ausstoß von Treibhausgasen aus der Verbrennung von Kohle auf Null gefahren. Nur so kann Deutschland ambitionierte Klimaschutzziele erreichen.

Ohne den Ausstieg aus der Kohleverstromung bleibt die Energiewende halbherzig. Die klimaschädliche Kohleverstromung muss beendet werden. Greenpeace schlägt deshalb vor, im Rahmen der Energiewende den Ausstieg aus der Kohlekraft per Gesetz festzuschreiben.

Mit dem Vorschlag eines Kohleausstiegsgesetzes werden drei wesentliche Schwachstellen der Energiewende geregelt:

- Erstens mangelt es an Planungssicherheit: Solange der freie Markt den Energiesektor steuert, wird es keine Investitionen in moderne Gaskraftwerke geben. Investitionssicherheit bedingt eine solide Planungsgrundlage, die unter den gegebenen Bedingungen nicht vorhanden ist. Politisch wird nach wie vor an der klimaschädlichen Kohleverstromung festgehalten, statt flexible und hocheffiziente Gaskraftwerke zu fördern.
- Zum zweiten ergibt sich am Stromhandelsmarkt die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke allein aus den variablen Kosten der Stromerzeugung. Und die ist genau entgegengesetzt zu der CO₂-Intensität der Energieträger. Dieser ökologisch pervertierte Merit-Order-Effekt führt im Stromhandelsmarkt dazu, dass bei erhöhtem Energiebedarf die klimaschädlichen Kohlekraftwerke als erstes zugeschaltet werden und der klimafreundlichste Energieträger Gas zu allerletzt zum Zuge kommt.

- Und schließlich liegt der Preis für CO₂-Verschmutzungsrechte im Keller. Der Handel mit Verschmutzungsrechten, den sogenannten Emissions-Zertifikaten, soll den Ausstoß von Treibhausgasen vermindern. Der augenblickliche CO₂-Preis für Verschmutzungsrechte von unter sieben Euro entfaltet jedoch nicht die notwendige Lenkungswirkung. Deshalb muss der Emissionshandel durch ein Kohleausstiegsgesetz ergänzt und unterstützt werden.

Greenpeace fordert daher von der Politik, ein Kohleausstiegsgesetz auf den Weg zu bringen, um für Planungssicherheit und eine rechtsverbindliche Beendigung der Kohleverstromung zu sorgen.

Karsten Smid
Kampagnenleiter Klima & Energie
Greenpeace e.V.
im Mai 2012

Allokationsmethoden der Reststrommengen nach dem Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes

Verteilung der Reststrommengen und Folgenabschätzung für den
Kohlekraftwerkspark

Autoren: Sebastian Klaus, Catharina Beyer, Piotr Jaworski

24. Mai 2012

Projektnummer: PSTRDE101497

© Ecofys 2012

Beauftragt durch: Greenpeace Deutschland

Zusammenfassung

Klimaschutz und die Minderung von Treibhausgasemissionen sind inzwischen als wichtige Ziele zur Sicherung der natürlichen Lebensgrundlagen anerkannt. In Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, auf regionaler, nationaler und internationaler Ebene wird über Klimaschutzziele und entsprechende Maßnahmen diskutiert und verhandelt.

Im Zuge dessen hat Greenpeace Deutschland das Ziel eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung formuliert und im November 2008 einen entsprechenden Entwurf für ein „Kohleausstiegsgesetz“ vorgelegt. Analog dem Atomausstiegsgesetz soll so der Ausstieg aus der klimaschädlichen Verstromung von Kohle festgeschrieben werden und damit Planungssicherheit für alle Betroffenen garantieren.

Für die Ausgestaltung der Zuteilung von Strommengen im Rahmen des Kohleausstiegsgesetz hat Greenpeace Deutschland die Firma Ecofys beauftragt, verschiedene Möglichkeiten für die Allokation von Reststrommengen nach dem Entwurf für ein Kohleausstiegsgesetz zu erarbeiten, deren Umsetzungsmöglichkeiten zu skizzieren, sowie schließlich die Auswirkungen der Zuteilungsregeln auf den deutschen Kohlekraftwerkspark zu modellieren.

Die vorliegende Studie gibt einen konkreten Vorschlag für die Strommengen-zuteilung auf Basis der Vorgaben von Greenpeace Deutschland und zeigt mit seiner quantitativen Modellierung auf, wie die Abschaltung besonders ineffizienter Kraftwerke zu deutlichen CO₂-Emissionsminderungen und einer Erhöhung des durchschnittlichen Wirkungsgrades in der Erzeugung führen kann.

Die Ergebnisse zeigen insgesamt, dass das Kohleausstiegsgesetz sein Ziel einer konsequenten Reduzierung der Kohlestromerzeugung in Deutschland erreichen kann. Dabei werden durch die entwickelte Allokationsmethodik die erzeugungsbedingten CO₂-Emissionen besonders in den ersten Jahren stärker reduziert als die Stromerzeugung. Dieses wird durch eine forcierte Abschaltung besonders ineffizienter Kraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Technik) sowie mit Braunkohlenutzung erreicht. Durch die vorgeschlagenen Handelsregeln, die den Zertifikatetransfer nur in Richtung effizienterer Anlagen erlauben, werden diese Effekte verstärkt.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Zielsetzung	4
2	Allokationsregeln	6
2.1	Mögliche Allokationsmethoden.....	6
2.2	Definition der geeigneten Allokationsmethode	8
2.3	Weitere Ausgestaltungsparmeter des Kohleausstiegsgesetz.....	10
3	Methodik der Zuteilungsberechnung	12
4	Ergebnisse und Interpretation	15
5	Schlussfolgerungen	20
	Anhang	21
A 1	Jährliche Strommengencaps nach dem Entwurf für ein Kohleausstiegsgesetz	21
A 2	Abschaltjahre und Kenndaten aller Anlagen	22
A 3	Installierte Leistung nach Kraftwerkstyp und CO ₂ -Emissionen bis 2040.	32
	Referenzen	33

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Anzahl abgeschalteter Anlagen (kumuliert)	16
Abbildung 2:	Anzahl abgeschalteter Anlagen nach Prozesstechnik.....	16
Abbildung 3:	Anzahl abgeschalteter Anlagen nach Brennstoff.....	17
Abbildung 4:	Anzahl abgeschalteter Anlagen nach Baujahr	17
Abbildung 5:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen nach Brennstoff	18
Abbildung 6:	Effizienzentwicklung nach Brennstoff.....	18

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Merkmale und Vergleich von Zuteilungsmethoden	8
Tabelle 2:	Anzahl der Anlagen nach Brennstoff und Prozesstechnik.....	12
Tabelle 3:	KWK-Faktoren nach Fernwärmeanteil.....	13
Tabelle 4:	Jahresvolllaststunden für Zuteilungsberechnung.....	14
Tabelle 5:	Abschaltgrenze je Kraftwerkstyp	14

1 Einleitung und Zielsetzung

Klimaschutz und die Minderung von Treibhausgasemissionen sind inzwischen als wichtige Ziele zur Sicherung der natürlichen Lebensgrundlagen anerkannt. In Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, auf regionaler, nationaler und internationaler Ebene wird über Klimaschutzziele und entsprechende Maßnahmen diskutiert und verhandelt. Der Minderung energiebedingter CO₂-Emissionen kommt dabei eine besondere Bedeutung zu. Diese sind für etwa zwei Drittel der weltweiten Treibhausgasemissionen verantwortlich.¹ Im deutschen Energiesektor entfallen etwa drei Viertel der CO₂-Emissionen auf Braun- und Steinkohlekraftwerke, da für eine Kilowattstunde Kohlestrom deutlich mehr CO₂ emittiert wird als für Strom aus Gas, Öl oder erneuerbaren Energieträgern.² Eine Reduzierung der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle würde somit erheblich zur Minderung der Treibhausgasemissionen insgesamt und damit zum Klimaschutz beitragen.

Im Zuge dessen hat Greenpeace Deutschland das Ziel eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung formuliert und im November 2008 einen entsprechenden Entwurf für ein „Kohleausstiegsgesetz“ vorgelegt. Analog dem Atomausstiegsgesetz soll so der Ausstieg aus der Kohle festgeschrieben werden und damit Planungssicherheit für alle Betroffenen garantieren.

Bisher fehlte allerdings die konkrete Ausgestaltung des Ausstiegs in Form der Festlegung eines Verteilungsschlüssels sowie von Allokationsregeln für die geplanten Reststrommengen. Der von Greenpeace vorgelegte erste Entwurf eines Kohleausstiegsgesetzes ist ein Vorschlag für einen rechtlichen Rahmen für den Kohleausstieg, der jetzt von Ecofys mit konkreten Zahlen und daraus resultierenden Abschaltdate unterfüttert werden soll.

Greenpeace Deutschland hat daher Ecofys Germany beauftragt, verschiedene Möglichkeiten für die Zuteilung von Reststrommengen (Allokation) nach dem Entwurf für ein Kohleausstiegsgesetz zu erarbeiten, deren Umsetzungsmöglichkeiten zu skizzieren, sowie schließlich die Auswirkungen der Zuteilungsregeln auf den deutschen Kohlekraftwerkspark zu modellieren. Die Ergebnisse können verdeutlichen, wie die Abschaltung besonders ineffizienter Kraftwerke zu deutlichen CO₂-Emissionsminderungen und einer Erhöhung des durchschnittlichen Wirkungsgrads in der Erzeugung führt. Die vorliegende Studie gibt einen konkreten Ausgestaltungsvorschlag für eine Zuteilung von Reststrommengen und zeigt die Effekte auf CO₂-Emissionen und wahrscheinliche Stilllegungszeitpunkte.

Die Studie ist wie folgt aufgebaut. In Kapitel 2 werden zunächst verschiedene Zuteilungsmethoden diskutiert, verglichen und auf dieser Grundlage eine Zuteilungsformel für die Strommengen entwickelt. Die Zuteilungsformel soll bei

¹ IEA 2011.

² eigene Berechnung nach [Prognos 2010], [IEA 2011], [Umweltbundesamt 2011c], [Europäische Kommission 2007]

Berücksichtigung der Stromerzeugungsmengen einzelner Anlagen die durchschnittliche CO₂-Intensität des gesamten Kohlekraftwerksparks reduzieren. In Kapitel 3 wird mit dieser Zuteilungsformel eine Methodik erarbeitet, die die Modellierung von Strommengen und Abschaltungen im deutschen Kohlekraftwerkspark mit öffentlich verfügbaren Daten erlaubt. Die quantitativen Ergebnisse dieser Modellierung werden in Kapitel 4 dargestellt und interpretiert. Im Anschluss werden Schlussfolgerungen im Hinblick auf die Aufgabenstellung und das Erreichen eines zielgerichteten, effizienten und für alle Betroffenen angemessenen Ausstiegs aus der Kohleverstromung in Kapitel 5 gezogen. Detaillierte Ergebnistabellen sind im Anhang zu finden.

2 Allokationsregeln

Zum Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung sind verschiedene politische Instrumente denkbar. Bei der Vorgabe eines Ausstiegspfad es ergeben sich allerdings immer die Fragen, wie dieser Pfad auf einzelne Anlagen umgesetzt wird, und wie diese Umsetzung volkswirtschaftlich effizient erfolgen kann. Hierfür stellt der Zertifikatehandel ein geeignetes ökonomisches Instrument dar. Wird die Gesamtmenge der Stromproduktion begrenzt und dieses knappe Gut in Form von Zertifikaten handelbar gemacht, werden Anlagenbetreiber nur so viele Zertifikate halten, wie es entsprechend ihrer Erzeugungskosten und Preiserwartungen profitabel ist. Die Kosten für den Ausstieg werden so minimiert. Für einen Zertifikatehandel müssen neben dem Ausstiegspfad, also der jährlichen Obergrenze für die Stromproduktion, auch die Allokationsregeln festgelegt werden. Sie bestimmen, wie die Menge der Zertifikate an die Zertifikatepflichtigen vergeben wird und bestimmen damit die Anreize sowie die ökonomischen Kosten und Nutzen für die Handelsbeteiligten.

2.1 Mögliche Allokationsmethoden

Bei der Zuteilung wird gewöhnlich zwischen den Verfahren

- Grandfathering
- Benchmarking
- Versteigerung (oder Festpreis-Verkauf)

unterschieden.

Grandfathering

Das „Grandfathering“ bezeichnet eine Allokation basierend auf historischen Outputdaten. Für die Zuteilung von Strommengen bietet sich dafür die Stromproduktion der betrachteten Kraftwerke während eines Referenzzeitraums an.

Die Zuteilungsmenge für eine einzelne Anlage ergibt sich beim Grandfathering aus der Menge aller zur Verfügung stehenden Zertifikate (=Strommengen-Cap), der gesamten historischen Stromproduktion aller Anlagen, sowie der historischen Stromproduktion der betreffenden Anlage.

Benchmarking

Bei der Zuteilung von Strommengen nach dem Prinzip des Benchmarking werden die Mengen kostenlos zugeteilt. Die Zuteilung erfolgt anhand eines festgelegten Leistungsindikators. Diese Zuteilungsmethode soll eine (weitgehend) kostenlose Zuteilung für die bezüglich des Indikators besten Anlagen sicherstellen, so dass die Stromproduktion als solche nicht mit realen Kosten verbunden ist. Lediglich weniger gute Anlagen müssen ggf. im Umfang ihres Abstands zum Benchmark Zertifikate zukaufen.

Das Kohleausstiegsgesetz legt die jährlichen Strommengen für Braun- und Steinkohle verbindlich fest. Daher kann über die Festlegung des Benchmarks

gesteuert werden, ob eine geringe Anzahl der besten Anlagen relativ höhere Strommengen zugeteilt bekommt (ambitionierter Benchmark) oder ob eine größere Anzahl der überdurchschnittlich guten Anlagen relativ geringere Strommengen zugeteilt bekommt.

Versteigerung

Im Falle einer Versteigerung werden die festgelegten Strommengen durch eine autorisierte Stelle an die Marktteilnehmer nach der Höhe ihrer Preisgebote vergeben. Die Vergabe soll sich damit an der Nachfrage und dem individuellen Nutzen der Strommengen für die jeweiligen Anlagen orientieren und bereits ohne Handel zu einer effizienten Allokation führen.

Dabei sind Grandfathering und Benchmarking kostenlose Vergabeverfahren, während die betroffenen Handelsteilnehmer für Versteigerung und Verkauf reale Zertifikatskosten tragen müssen. Die resultierenden Einnahmen können über geeignete Verfahren allerdings wieder an die Teilnehmer zurückgegeben werden, so dass die Zuteilung zwar nicht für jedes Unternehmen kostenlos, insgesamt aber aufkommensneutral erfolgt.

Besonderheiten bestehen beim Benchmarking, da es hier zu einer nachträglichen Anpassung der Zuteilung kommen kann, sowie beim Verkauf, da bei einem reinen Verkauf der feste Preis zu einer Über- oder Unterdeckung der Nachfrage führen kann. Daher wird der Verkauf als Abwandlung der Versteigerung nicht gesondert diskutiert.

In Tabelle 1 sind die wesentlichen Merkmale der Zuteilungsmethoden vergleichend aufgeführt, ebenso wie die Vor- und Nachteile im Hinblick auf die Ziele des Kohleausstiegsgesetzes.

Tabelle 1: Merkmale und Vergleich von Zuteilungsmethoden

	Grandfathering	Benchmarking	Versteigerung
Kosten für Teilnehmer	kostenlos	kostenlos	kostenpflichtig
Maßgebliche Zuteilungskenngröße	Historische Stromproduktion	CO ₂ - oder Effizienz + Stromproduktion	Zahlungsbereitschaft
Zuteilungsformel	$Q_{Zert, Anlage_{i,x}} = \frac{Q_{Strom, Cap}}{\sum_{j=1}^n Q_{Strom, Hist, Anlage_{j,x}}} \times Q_{Strom, Hist, Anlage_{i,x}}$	$Q_{Zert, Anlage_{i,x}} = F_{Eff} \times Q_{Strom, Anlage_{i,x}} \times F_{Cap}$	
Datenbasis	wenige Daten mit geringer Sensibilität nötig	Daten mit höherer Sensibilität nötig	praktisch keine Daten benötigt.
Ex-post-Anpassung	nein	je nach Ausgestaltung	nein
Maßgebliche Zuteilungskenngröße	Historische Stromproduktion	CO ₂ - Emissionsintensität	-
Zuteilungsformel			-
Kostenintensivität	mittel	hoch	niedrig
Datenverfügbarkeit	Daten liegen bei Unternehmen vor.	Daten müssen mit hohem Aufwand erhoben werden.	praktisch keine Daten benötigt.
Transparenz			
f. Marktteilnehmer	hoch	mittel	hoch
f. Stakeholder	hoch	niedrig	hoch
Anreizwirkungen			
Wechsel BK zu SK	niedrig		hoch
Wechsel Alt zu Neu	niedrig		hoch
für CO ₂ -effiziente Anlagen	niedrig		hoch

2.2 Definition der geeigneten Allokationsmethode

Auf Grundlage eines Abgleichs zwischen den Eigenschaften der Zuteilungsmethoden und den Zielen des Kohleausstiegsgesetzes wird die geeignete Methode ausgewählt.

Nach dem Kohleausstiegsgesetz werden bereits ab 2013 die jährlichen Strommengen aus Kohlekraftwerken begrenzt und in den Folgejahren stetig reduziert. Um die Einführung des Kohleausstiegsgesetzes bis 2013 sicherzustellen und Verzögerungen zu vermeiden ist eine hohe Akzeptanz der Allokationsmethode notwendig. Wirtschaftliche Härten für die beteiligten Anlagen sollten daher möglichst ausgeschlossen werden. Daher ist eine kostenlose Vergabe nach Grandfathering oder Benchmarking einer Versteigerung vorzuziehen.

Eine Benchmarkingzuteilung könnte bei geeigneter Ausgestaltung CO₂-effiziente Anlagen bevorzugen und damit der Zielsetzung des Kohleausstiegsgesetzes

besser entsprechen als das Grandfathering. Erfolgt die Zuteilung allerdings ausschließlich auf Basis der CO₂-Effizienz, erhalten Anlagen mit hoher Erzeugungsleistung und relativ hoher Emissionsintensität nur eine geringe Zuteilung, und könnten entsprechend wirtschaftliche Härten geltend machen. Um dies zu vermeiden, sollte die Allokationsmethode sowohl die mögliche jährliche Erzeugungsleistung als auch die Erzeugungseffizienz berücksichtigen.

Damit ergibt sich für die geeignete Allokationsmethode, dass sie eine Mischform zwischen Grandfathering und Benchmarking darstellt. Sie berücksichtigt die (historische) jährliche Erzeugungsleistung, die Erzeugungseffizienz sowie einen Cap-Faktor, der die Summe aller Anlagenzuteilungen mit dem jährlichen Strommengen-Cap zur Deckung bringt.

Die entsprechende Allokationsformel lautet somit wie folgt:

$$Q_{Zert, Anlage_i, Jahr_x} = Q_{Strom, Anlage_i} \times F_{Eff} \times F_{Cap}$$

mit

$Q_{Zert, Anlage_x, Jahr_x}$ = Menge der zugeteilten Zertifikate für Anlage i im Jahr x

$Q_{Strom, Anlage_x}$ = Jährliche Strommenge der Anlage i

F_{Eff} = Effizienzfaktor für Anlage i

F_{Cap} = Cap-Faktor für Jahr x

Die historische Erzeugungsleistung kann mit der Einführung des Kohleausstiegsgesetzes von zentraler Stelle bei den beteiligten Anlagen abgefragt werden. Alternativ kann die bereits verfügbare Erzeugungskapazität mit einem typspezifischen Standardwert für die Jahresvolllaststunden multipliziert werden. Da die tatsächlichen Jahresvolllaststunden nicht zur Verfügung stehen, wird hier die zweite Variante angewandt.

Die Erzeugungseffizienz in Form der CO₂-Intensität bestimmt sich nach dem verwendeten Brennstoff, der Anlagentechnik und dem Erzeugungsverfahren (mit oder ohne KWK) und kann ebenfalls bei Einführung des Kohleausstiegsgesetzes von zentraler Stelle bei den beteiligten Anlagen ermittelt werden. Allerdings muss bei KWK-Anlagen eine Regelung zur Zuordnung der Emissionen zur Strom- oder Wärmeerzeugung bestimmt werden. Da diese Daten aktuell nicht zur Verfügung stehen, wird die Erzeugungseffizienz näherungsweise durch den verwendeten Brennstoff, das Alter der Anlage sowie der Höhe der Wärmeerzeugung im Vergleich zur Stromerzeugung bestimmt. Der Cap-Faktor ermittelt sich aus der Summe der Einzelzuteilungen ohne Cap-Faktor im Verhältnis zum Cap.

Daher wird die Zuteilung hier wie folgt berechnet:

$$Q_{Zert, Anlage_i, Jahr_x} = (C_{Anlage_i} \times JVLS_{Anlage_i}) \times F_{Eff}(Brennstoff, Alter, KWK) \times$$

$$\frac{Q_{Zert, Jahr_x}}{\sum_{i=1}^n (C_{Anlage_i} \times JVLS_{Anlage_i}) \times F_{Eff}(Brennstoff, Alter, KWK)}$$

mit

C_{Anlage_i} = Kapazität der Anlage i

$JVLS_{Anlage_i}$ = typabhängig geschätzte Jahresvolllaststunden der Anlage i

$F_{Eff}(Brennstoff, Alter, KWK)$ = Effizienzfaktor für Anlage i, ermittelt aus dem verwendeten Brennstoff, dem Alter der Anlage und dem KWK-Anteil

$Q_{Zert, Jahr_x}$ = Summe der Zertifikate im Jahr x

2.3 Weitere Ausgestaltungsparmeter des Kohleausstiegsgesetzes

Neben der Allokationsmethode gibt es weitere Ausgestaltungsparmeter für das Kohleausstiegsgesetz, die dessen Erfolg mitbestimmen und mit der Allokationsmethode in Zusammenhang stehen.

Dazu gehören u.a.³

- Art der Zertifikate (Gutschrift oder Berechtigung)
- Adressaten (Unternehmen, Kraftwerke, Kraftwerksblöcke)
- Handelsmöglichkeiten (zwischen Unternehmen, zwischen Anlagen, zwischen Braun- und Steinkohle, zwischen Anlagen unterschiedlicher Effizienz und unterschiedlichen Alters, mit Dritten)
- zeitliche Ausgestaltung (Befristung der Rechte bzw. Möglichkeit zum Banking und Borrowing, Abrechnungsperioden)

Im Kohleausstiegsgesetz ist bereits festgelegt, dass die Zertifikate als Berechtigungen ausgestaltet werden, da für Braun- und Steinkohlestrom feste Strommengen-Caps definiert sind. Des Weiteren soll sich die Zuteilung auf einzelne Kraftwerksblöcke beziehen.

Handelsmöglichkeiten sollen gegeben sein, da sonst das Zertifikatesystem einer ordnungsrechtlichen Lösung gleich käme, bei der den Kraftwerken feste Erzeugungsobergrenzen vorgegeben werden. Um das Ziel des Kohleausstiegsgesetzes einer möglichst schnellen Emissionsminderung zu erreichen, sollte der Handel zwischen allen Anlagen erlaubt sein, allerdings insoweit beschränkt, dass Zertifikate nur zu Gunsten von Anlagen mit einer geringeren CO₂-Intensität umverteilt werden dürfen. Dies kann auf Basis real ermittelter CO₂-Intensitäten erfolgen, oder durch typabhängige Regelungen (Steinkohle- nicht an Braunkohleanlagen, jüngere nicht an ältere Anlagen, KWK nicht an Nicht-KWK-Anlagen) erreicht werden.

³ vgl. Betz, 2003, Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffektes

Für die zeitliche Ausgestaltung ergibt sich aus dem im Kohleausstiegsgesetz jährlich definierten Cap, dass die Zertifikate jahresbezogen ausgestaltet werden, sie also zur Erzeugung einer Stromeinheit für ein Jahr berechtigen. Aus dem gleichen Grund ergibt sich eine jährliche Abrechnung. Die hinausgezogene Nutzung von zugeteilten Strommengen in späteren Jahren (Banking) oder die vorgezogene Nutzung aus späteren Zuteilungsjahren (Borrowing) sollen zur Sicherstellung des Ausstiegspfad es ausgeschlossen werden.

3 Methodik der Zuteilungsberechnung

Um die Wirkungen der ausgewählten Allokationsmethode auf die Anlagen des deutschen Kraftwerksparks abschätzen zu können, werden die Zuteilungen für vorhandene und im Bau befindliche Braun- und Steinkohlekraftwerke gemäß der definierten Allokationsformel und der im Kohleausstiegsgesetz angegebenen und in Anhang A 1 aufgeführten jährlichen Zertifikatecaps berechnet. Dabei werden öffentlich verfügbare Kraftwerksdaten verwendet, die um die Effizienz ergänzt werden. Da Daten zur Effizienz momentan nicht öffentlich zugänglich sind, wird die Effizienz in diesen Berechnungen näherungsweise aus dem Baujahr oder dem letzten Erneuerungszeitpunkt der Anlage abgeleitet (s. nachfolgender Abschnitt „Annahmen und Parameter“).

Datengrundlage

Die Daten zu installierter elektrischer Leistung, Baujahr und Fernwärmeleistung bestehender deutscher Braun- und Steinkohlekraftwerke sind der aktuellen, vom Umweltbundesamt veröffentlichten Liste "Kraftwerke in Deutschland" entnommen.⁴ Die entsprechenden Daten für im Bau befindliche Anlagen wurden der ebenfalls vom Umweltbundesamt veröffentlichten Liste mit Neubauanlagen entnommen. Dabei werden diese Anlagen bei der Zuteilung erst ab dem Jahr ihrer geplanten Inbetriebnahme berücksichtigt. Zugleich werden Anlagen mit einer teilweisen oder völligen Stilllegung nur bis zum Stilllegungsjahr berücksichtigt, welches der von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Kraftwerksliste zum erwarteten Zu- und Rückbau⁵ entnommen wurde.

Einen Überblick über die Anzahl von Anlagen nach Brennstoff und Prozesstechnik gibt Tabelle 2.

Tabelle 2: Anzahl der Anlagen nach Brennstoff und Prozesstechnik

	Braunkohle	Steinkohle	Summe
ohne KWK	28	35	63
mit KWK	23	53	76
Summe	51	88	139

Zur Kontrolle der Anlagendaten und ihrer Ergänzung wurden Daten der Platt's WEPP-Datenbank⁶ verwendet. In Fällen, bei denen WEPP-Datenbank und Anlagenliste des Umweltbundesamtes unterschiedliche Bau- oder Erneuerungsjahre angeben, wurde die jüngste Jahreszahl für die entsprechende Anlage verwendet.

Wichtig zu wissen ist, dass die Anlagenliste des Umweltbundesamtes in vielen Fällen, insbesondere bei größeren Anlagen, blockscharfe Daten enthält. Diese

⁴ http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke_in_deutschland.pdf

⁵ Bundesnetzagentur 2011

⁶ <http://www.platts.com/Products/worldelectricpowerplantsdatabase>

Blöcke sind dann als eigenständige Anlagen aufgenommen worden, da die Zuteilung nach Kohleausstiegsgesetz ebenfalls blockscharf erfolgen soll, um unterschiedlichen Bau- und Erneuerungszeitpunkten Rechnung zu tragen. Im Folgenden werden Blöcke und Anlagen, für die in der Umweltbundesamt-Liste Einzeldaten enthalten sind, der leichteren Lesbarkeit wegen zusammenfassend als „Anlagen“ bezeichnet.

Annahmen und Parameter

Neben den in den genannten Quellen verfügbaren Daten werden zur Zuteilungsberechnung der anlagenspezifische elektrische Wirkungsgrad sowie die typabhängigen Jahresvolllaststunden benötigt.

Der **elektrische Wirkungsgrad** der einzelnen Anlagen wird auf der Basis des in [Schröter 2004] angegebenen Zusammenhangs zwischen Anlagenalter und Erzeugungseffizienz sowie dem verwendeten Brennstoff ermittelt, ergänzt durch reale Stützwerte.

Dieser berechnete elektrische Wirkungsgrad wird bei KWK-Anlagen um einen **KWK-Faktor** erhöht, der sich aus der Brennstoffeinsparung im KWK-Prozess ergibt. Zur Berechnung des KWK-Faktors wurde das Verhältnis zwischen Fernwärmeleistung und elektrischer Leistung jeder Anlage herangezogen, da der Gesamtwirkungsgrad und damit die Brennstoffeinsparung bei einer anteilig geringen Wärmeproduktion abnimmt. Die Bandbreiten für Fernwärmeanteile und zugehörige KWK-Faktoren sind in Tabelle 3 aufgeführt. Die Korrelation zwischen Fernwärmeanteil und Gesamtwirkungsgrad wurde mit Hilfe von [Kail & Haberberger 2001], [Umweltbundesamt 2011] hergestellt. Aus dem Gesamtwirkungsgrad ergibt sich die gesamte Brennstoffeinsparung im Vergleich zur ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. Diese Brennstoffeinsparung wird mit Hilfe der sog. „Finnischen Methode“⁷, die auch in der europäischen KWK-Richtlinie 2004/8/EG zu Grunde gelegt wird, auf die Produkte Strom und Wärme aufgeteilt. Das Verhältnis von Stromproduktion zu korrigiertem Brennstoffeinsatz ergibt den elektrischen Wirkungsgrad unter KWK-Berücksichtigung einer Anlage.

Tabelle 3: KWK-Faktoren nach Fernwärmeanteil

Anteil Fernwärmeleistung	KWK-Faktor
< 5,00%	1,0
5,00% - 50,00%	1,1
>50,00% - 150,00%	1,2
> 150,00%	1,3

Die für die Zuteilungsberechnung verwendeten **Jahresvolllaststunden** für Braun- bzw. Steinkohlekraftwerke mit bzw. ohne KWK-Technik werden auf Basis

⁷ Bei der Finnischen Methode wird zunächst die gesamte Primärenergieeinsparung im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme in Referenzkraftwerken berechnet. Diese Brennstoffeinsparung wird entsprechend der elektrischen und thermischen Wirkungsgrade der KWK-Anlage in Relation zu den entsprechenden Wirkungsgraden der Referenzkraftwerke auf die Produkte Strom und Wärme aufgeteilt; siehe Mauch et al. 2010.

[Prognos 2010], [BDEW 2012], [Prognos 2011], [FfE 2004] und eigener Expertise geschätzt. Die Werte sind in Tabelle 4 aufgeführt.

Tabelle 4: Jahresvolllaststunden für Zuteilungsberechnung

Brennstoff	Prozess	Jahresvolllaststunden
Braunkohle	kein KWK	7.000
Steinkohle	kein KWK	6.000
Braunkohle	KWK	7.500
Steinkohle	KWK	6.500

Zur Folgenabschätzung auf den Kraftwerkspark wird angenommen, dass der Betrieb von Kraftwerken unterhalb einer bestimmten **Auslastungsgrenze** eingestellt wird. Diese Auslastungsgrenze wird abhängig von Anlagentyp (mit oder ohne KWK) und Brennstoff (Braun- oder Steinkohle) über Jahresvolllaststunden gemäß Tabelle 5 definiert. Den Grenzwerten liegt zu Grunde, dass Braunkohlekraftwerke prinzipiell höhere Jahresvolllaststunden als Steinkohlekraftwerke benötigen, um wirtschaftlich betrieben zu werden. Da KWK-Anlagen ihre Kosten auch durch den Wärmeverkauf decken können, werden diese erst bei geringeren Jahresvolllaststunden stillgelegt als reine Stromkraftwerke, auch vor dem Hintergrund von Förderinstrumenten für effiziente KWK-Anlagen.

Tabelle 5: Abschaltgrenze je Kraftwerkstyp

Brennstoff	Prozess	Jahresvolllaststunden
Braunkohle	kein KWK	3.000
Steinkohle	kein KWK	2.500
Braunkohle	KWK	2.000
Steinkohle	KWK	1.500

Die Zuteilungsberechnung umfasst folgende Schritte:

- Zunächst wird auf Basis der Zuteilungsformel für jede Anlage eine Zuteilungszahl ermittelt, die den Anteil am gesamten Zuteilungscap für diese Anlage bestimmt.
- Für jedes Jahr ab 2013 wird in einem zweiten Schritt geprüft, ob eine Anlage in Betrieb ist, oder gemäß der Zu- und Rückbauliste der Bundesnetzagentur (teilweise) stillgelegt wurde. Für jede in Betrieb befindliche Anlage wird dann eine vorläufige Zuteilung aus dem Jahrescap (Braun- oder Steinkohle), ihrer Zuteilungszahl im Verhältnis zur Summe der Zuteilungszahlen aller in Betrieb befindlicher Anlagen (Braun- oder Steinkohle).
- In einem dritten Schritt wird für jede Anlage geprüft, ob die Zuteilungsmenge eine Jahresvolllaststundenzahl ergibt, die unterhalb der typspezifischen Abschaltgrenze liegt. Ist dies der Fall, wird diese Anlage in diesem und allen kommenden Jahren stillgelegt.
- Im vierten und letzten Schritt wird dann die endgültige Zuteilung für alle in Betrieb befindlichen Anlagen analog Schritt 2 berechnet.

4 Ergebnisse und Interpretation

Die Anwendung der dargestellten Allokationsformel und der Auslastungsgrenzen auf den deutschen Kohlekraftwerkspark erlaubt die Berechnung der zukünftigen jährlichen Zuteilung für die einzelnen Kraftwerke sowie deren Stilllegungszeitpunkte. In dieser Berechnung wird, im Gegensatz zu der Ausgestaltung des Kohleausstiegsgesetzes, ein möglicher Handel von Erzeugungsmengen nicht berücksichtigt, da dies eine umfangreiche Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Kraftwerke sowie des gesamten Erzeugungsmarktes erforderlich machen würde und damit über den Rahmen dieser Studie hinausgeht. Über die Kombination von Zuteilung und abgeleiteter CO₂-Intensität der Anlagen lassen sich darüber hinaus Aussagen zur Wirkung auf die Emissionsentwicklung des Kohlekraftwerksparks treffen.

Die detaillierten Ergebnisse finden sich in tabellarischer Form in Anhang A 2 und A 3. Im Folgenden werden auf Basis dieser Ergebnisse die Trends in Bezug zu Abschaltdynamik und Emissionsentwicklung beschrieben. Ergänzend werden die verbleibenden Unsicherheiten und Freiräume, die sich bei Berücksichtigung eines Zertifikatehandels ergeben würden, beurteilt.

Abschaltdynamik

In den ersten zehn Jahren des Kohleausstiegsgesetzes bis einschließlich 2022 werden durchschnittlich etwa fünf Anlagen (bzw. Anlagenblöcke) jährlich abgeschaltet, wie Abbildung 1 zeigt. In der nächsten Dekade reduzieren sich die Abschaltungen geringfügig auf ca. vier pro Jahr, allerdings mit größeren Schwankungen. So bleiben in fünf Jahren alle Anlagen in Betrieb, während 2023 neun Anlagen und 2027 die verbliebenen 19 Braunkohlekraftwerke stillgelegt werden. In den letzten Jahren werden 2034 (10 Anlagen) und 2036 (29) jeweils eine große Anzahl Kraftwerke vom Netz genommen, bevor 2039 die vier letzten Anlagen stillgelegt werden. Die in den späten Jahren höheren Schwankungen in den jährlichen Stilllegungen der Modellierung ergeben sich aus der immer geringeren Anzahl in Betrieb befindlicher Anlagen. Dadurch haben einzelne Abschaltungen einen größeren Effekt. Diese Schwankungen können jedoch gerade in späteren Jahren von den Betreibern durch den Handel mit Zuteilungsmengen ausgeglichen werden.

Regional ergibt sich eine ausgeglichene und gleichmäßige Abschaltdynamik. Lediglich in Brandenburg werden 2027 zeitgleich alle Blöcke der beiden Anlagen Jänschwalde und Schwarze Pumpe abgeschaltet, sowie in Baden-Württemberg im Jahr 2036 sieben von ursprünglich 15 Anlagen(blöcken) stillgelegt.

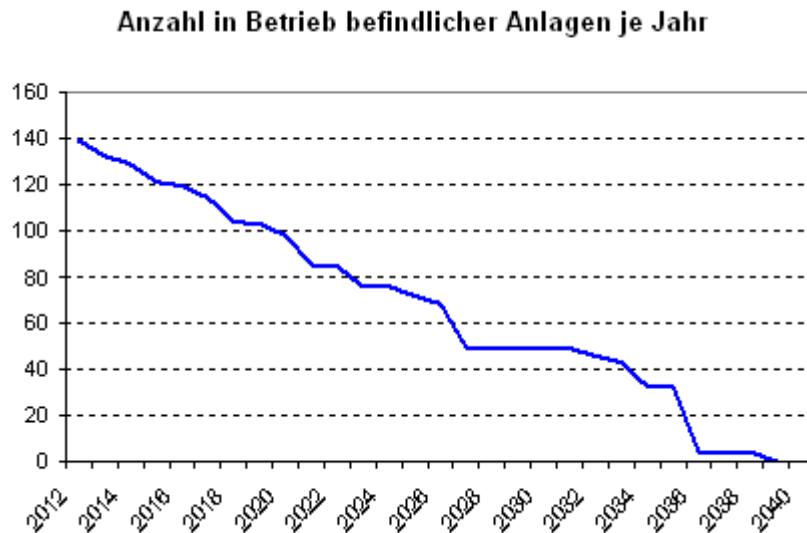


Abbildung 1: Anzahl in Betrieb befindlicher Anlagen (kumuliert)

Abbildung 2 zeigt deutlich, dass die Abschaltungen in den ersten zehn Jahren beinahe ausschließlich Anlagen ohne KWK-Technik betreffen. Diese Anlagen werden alle bis 2026 stillgelegt. Erst danach werden in nennenswertem Umfang Kraftwerke mit Wärmeerzeugung vom Netz genommen.

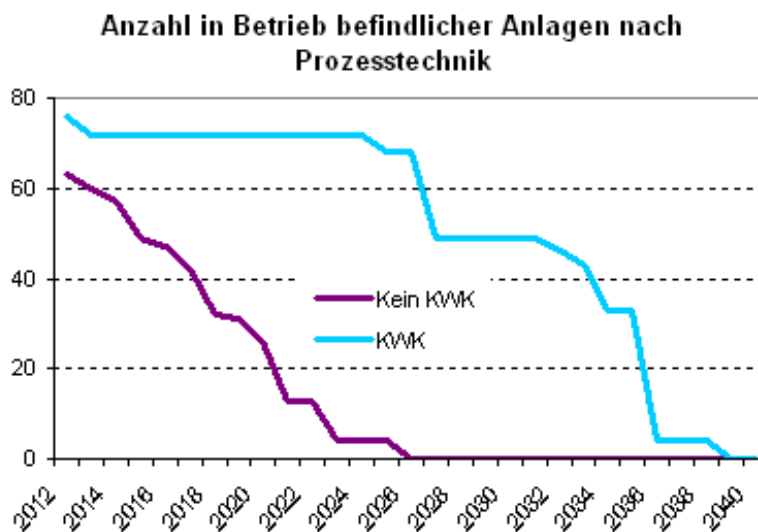


Abbildung 2: Anzahl in Betrieb befindlicher Anlagen nach Prozesstechnik

Neben dem Fehlen von KWK ist auch die Verwendung von Braunkohle verantwortlich für frühe Stilllegungen. Wie in Abbildung 3 zu sehen, sind von den ersten Abschaltungen zwar auch Steinkohlekraftwerke (ohne KWK) betroffen, in den ersten zehn Jahren werden jedoch die Hälfte aller Braunkohlekraftwerke stillgelegt, während weniger als ein Drittel der Steinkohleanlagen abgeschaltet werden. Dies entspricht dem schneller verringerten Cap für die Braunkohleverstromung, das 2027 die letzten 19 Braunkohlekraftwerke vom Netz gehen lässt.

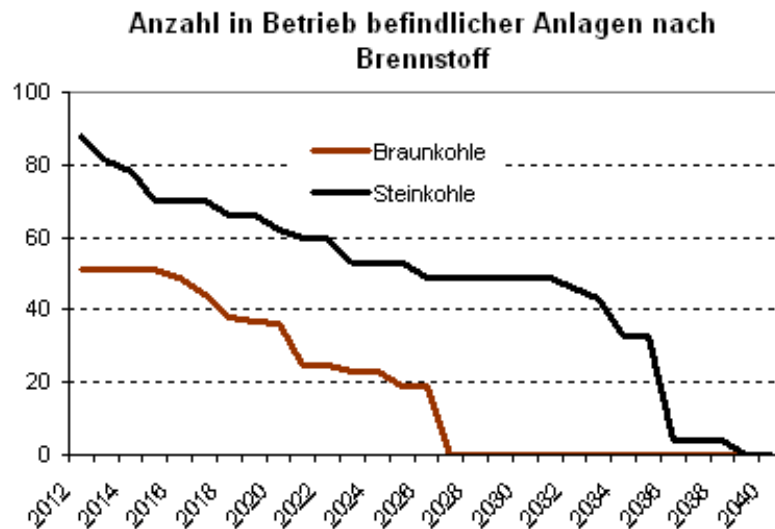


Abbildung 3: Anzahl in Betrieb befindlicher Anlagen nach Brennstoff

Ein weiterer Einflussfaktor für den Abschaltzeitpunkt ist das Baujahr, da hieraus auf den Wirkungsgrad der Anlage geschlossen wird. Wie Abbildung 4 verdeutlicht, werden in den ersten fünf Jahren die Hälfte der vor 1983 gebauten Anlagen abgeschaltet, bis 2022 sogar 70%. Der geringe Unterschied zwischen Anlagen mit Baujahr in den 1980er Jahren gegenüber jüngeren Anlagen kann durch die tendenziell höheren Fernwärmeanteile der Anlagen mittleren Alters erklärt werden. Durch die entsprechend höheren KWK-Faktoren werden die altersbedingt niedrigeren elektrischen Wirkungsgrade teilweise (über-) kompensiert.

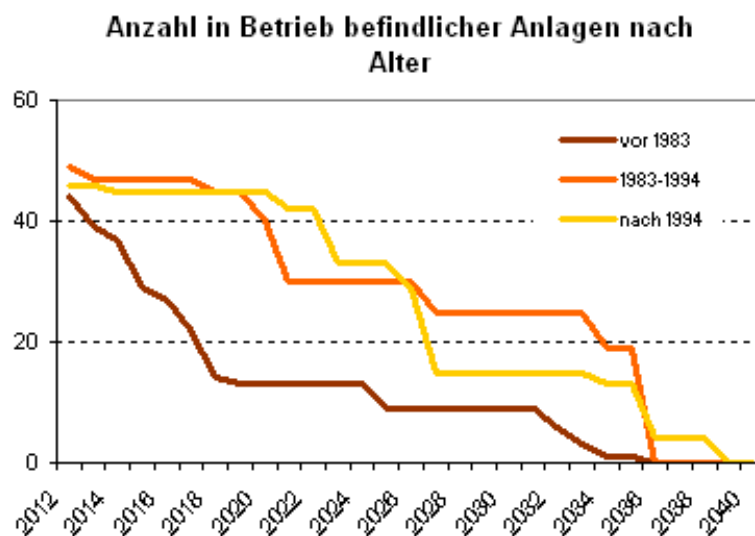


Abbildung 4: Anzahl in Betrieb befindlicher Anlagen nach Baujahr

CO₂-Emissionsentwicklung

Die in Abbildung 5 dargestellte CO₂-Emissionsentwicklung folgt naturgemäß der rückläufigen Zuteilung und zunehmenden Abschaltdynamik. Da zu Beginn eher Anlagen mit geringem elektrischen Wirkungsgrad und daher tendenziell hoher Emissionsintensität abgeschaltet werden (siehe Abbildung 6), ist der Rückgang

der Emissionen aller Kohlekraftwerke zu Beginn deutlicher stärker als der Rückgang der in Betrieb befindlichen Erzeugungskapazitäten.⁸ Der Rückgang ist linear und für CO₂-Emissionen aus Braunkohle stärker als jener für Steinkohle-Emissionen, so dass im Jahr 2020 die Braunkohle-Emissionen die Emissionen aus Steinkohlekraftwerken unterschreiten. Analog zu den Abschaltungen reduzieren sich die CO₂-Emissionen aus Braunkohle im Jahr 2027 und aus Steinkohle 2040 auf Null.

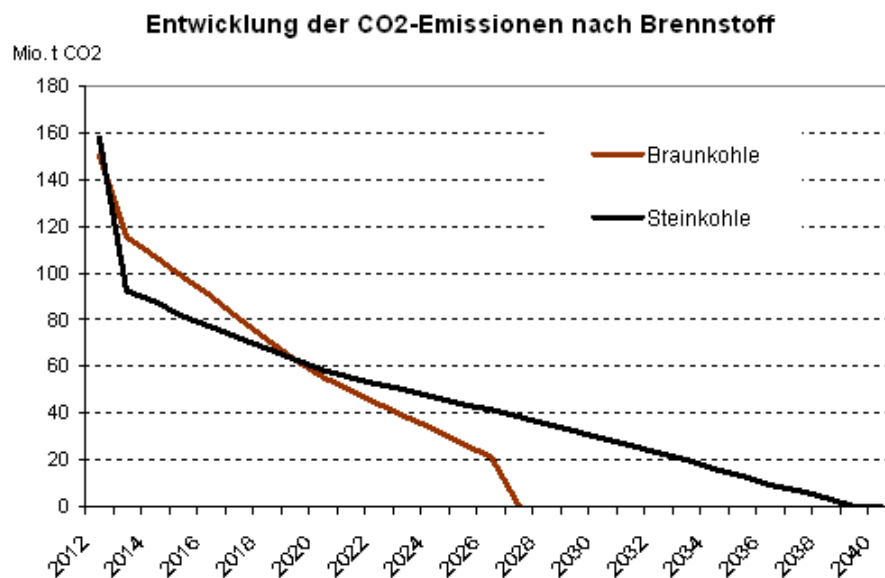


Abbildung 5: Entwicklung der CO₂-Emissionen nach Brennstoff

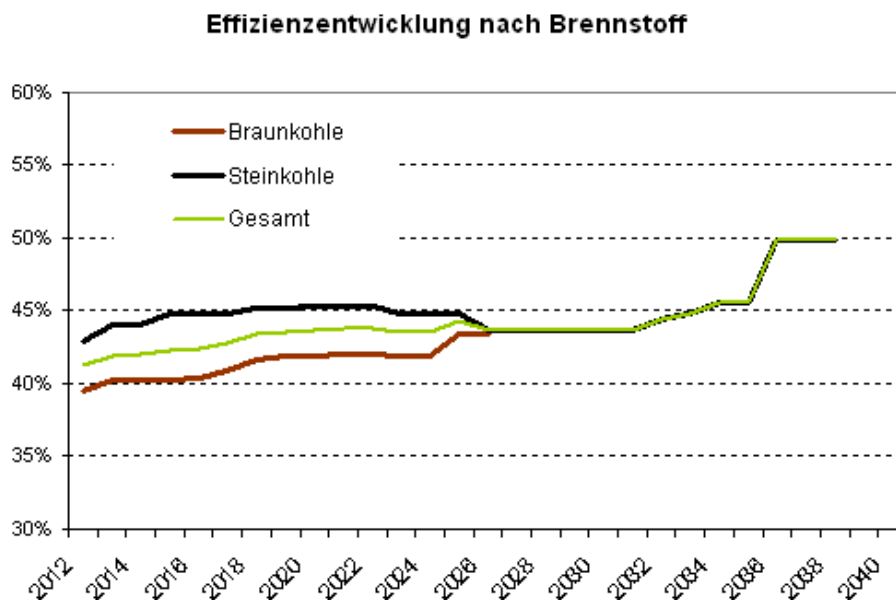


Abbildung 6: Effizienzentwicklung nach Brennstoff

⁸ Für die Berechnung der CO₂-Emissionen und der Effizienz wurde der elektrische Wirkungsgrad der Anlagen zu Grunde gelegt. Die CO₂-Einsparungen und Effizienzvorteile der KWK-Technik wurden daher nicht berücksichtigt. Die CO₂-Emissionen werden somit tendenziell überschätzt, die Erzeugungseffizienz tendenziell unterschätzt.

Verbleibende Freiräume und Unsicherheiten

Wie bereits bei den methodischen Anmerkungen aufgeführt, wurde der mögliche Handel von Zuteilungsmengen nicht berücksichtigt. Ein solcher Handel könnte die Abschaltzeitpunkte von einzelnen Blöcken und Anlagen deutlich verändern. Durch die Beschränkung des Handels auf Übertragungen ausschließlich zu Gunsten effizienterer Kraftwerke würde ein Handel tendenziell zu früheren Abschaltungen von Braunkohle ohne KWK und/oder älteren Kraftwerksblöcken führen.

Einen bedeutenden Einfluss auf die Abschaltdynamik haben die gewählten Werte für die Jahresvolllaststunden im standardmäßigen Betrieb sowie die Abschaltgrenzen. Dabei sind allerdings lediglich die Verhältnisse von Volllaststunden, Abschaltgrenzen und deren Differenz von Kraftwerken mit und ohne KWK-Technik bei gleichem Brennstoff relevant. Dies ergibt sich aus den getrennten Strommengencaps für Braun- und Steinkohle. Eine Erhöhung der Jahresvolllaststunden für Kraftwerke mit KWK-Technik führt beispielsweise zu einer erhöhten Zuteilung für diese Kraftwerke und einer geringen Zuteilung für nicht-KWK-Anlagen. Die Anlagenlaufzeit wird maßgeblich durch die Höhe der Abschaltgrenze bestimmt, aber auch durch die Jahresvolllaststunden für die entsprechende Prozesstechnik (z.B. KWK) sowie Jahresvolllaststunden und Abschaltgrenze für die jeweils andere Technik (z.B. nicht-KWK).

Ebenfalls wurde wie dargestellt die Zuteilungsberechnung mit nur einer Rechenschleife durchgeführt. Dadurch können Auswirkungen von Abschaltungen nur auf folgende Jahre, nicht aber für das laufende Jahr modelliert werden.

Der Rückgang der Kraftwerkserzeugung und -kapazitäten hängt neben dem Auslastungsgrad ebenfalls von weiteren ökonomischen Faktoren ab, die zusammen genommen die kurz- und langfristige Rentabilität beeinflussen. Zu diesen Faktoren gehören u.a. die Brennstoffkosten, die Preise alternativer Energieträger und Umfang und Struktur der Stromnachfrage. Abhängig von diesen Faktoren kann sich die Abschaltdynamik verändern, wobei durch die Kohle caps die Möglichkeit einer längeren Laufzeit als im Modell deutlich begrenzt ist. Auch aus strategischen Überlegungen der Betreiber heraus können sich andere Kapazitätsentwicklungen, insgesamt wie auch für einzelne Kraftwerke, ergeben.

In gleichem Maße kann sich die Entwicklung der CO₂-Emissionen verändern. Dazu kommen mögliche Abweichungen zwischen den modellierten und tatsächlichen Erzeugungseffizienzen der Kraftwerke.

5 Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse zeigen insgesamt, dass das Kohleausstiegsgesetz sein Ziel einer konsequenten Reduzierung der Kohlestromerzeugung in Deutschland erreichen kann. Dabei werden durch die entwickelte Allokationsmethodik die erzeugungsbedingten CO₂-Emissionen besonders in den ersten Jahren stärker reduziert als die Stromerzeugung. Dieses wird durch eine forcierte Abschaltung besonders ineffizienter Kraftwerke erreicht. Die vorgeschlagenen Handelsregeln, die den Zertifikatetransfer nur in Richtung effizienterer Anlagen erlauben und in der Modellierung nicht berücksichtigt wurden, würden diese Effekte zusätzlich verstärken.

Die Reduzierung der CO₂-Emissionen und gleichzeitige Erhöhung der Erzeugungseffizienz werden in den ersten Jahren besonders durch die Abschaltung von Kraftwerken ohne KWK-Technik erreicht. Als zweiter Einflussfaktor bestimmt der verwendete Brennstoff das Abschaltjahr. Durch das früher reduzierte Cap und den durchschnittlich schlechteren Wirkungsgrad werden Braunkohlekraftwerke tendenziell früher abgeschaltet als Steinkohlekraftwerke. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse ebenfalls, dass ältere Kraftwerke mit Baujahr vor 1984 (ca. ein Drittel des Kraftwerksparks) deutlich früher als modernere Anlagen abgeschaltet werden.

Diese Ergebnisse berücksichtigen nicht einen möglichen Strommengenhandel, der durch die empfohlenen Handelsbeschränkungen zu einer geringeren Stromproduktion aus weniger effizienten Kraftwerken führen würde. Damit könnte die Gesamtmenge der CO₂-Emissionen aus der Kohlestromerzeugung weiter gesenkt werden.

Die modellierten CO₂-Mengen und Abschaltzeitpunkte beruhen auf technologie-, brennstoff- und altersspezifischen Annahmen für Wirkungsgrad, Auslastung und Wirtschaftlichkeitsgrenzen. Bei einer Zuteilung auf Basis real gemessener Wirkungsgrade und jährlicher Produktionsmengen können die Strommengen von den modellierten Werten abweichen. Gleiches gilt für die ermittelten Abschaltzeitpunkte, wenn sich die Wirtschaftlichkeitssituationen der Kraftwerke von den Modellannahmen deutlich unterscheiden.

Anhang

A 1 Jährliche Strommengencaps nach dem Entwurf für ein Kohleausstiegsgesetz

Jahr	Braunkohle	Steinkohle
	Twh/a	Twh/a
2013	120,00	120,00
2014	111,43	114,00
2015	102,86	108,00
2016	94,29	102,00
2017	85,71	96,00
2018	77,14	90,00
2019	68,57	84,00
2020	60,00	78,00
2021	54,00	74,00
2022	48,00	70,00
2023	42,00	66,00
2024	36,00	62,00
2025	30,00	58,00
2026	24,00	54,00
2027	18,00	50,00
2028	12,00	46,00
2029	6,00	42,00
2030	0,00	38,00
2031	0,00	34,00
2032	0,00	30,00
2033	0,00	26,00
2034	0,00	22,00
2035	0,00	18,00
2036	0,00	14,00
2037	0,00	10,00
2038	0,00	6,00
2039	0,00	2,00
2040	0,00	0,00

A 2 Abschaltjahre und Kenndaten aller Anlagen

Ifd. Nr	Kraftwerks-name	Betreiber	Bundes-land	Bau-jahr	Er-neue-rungs-jahr	Brenn-stoff	KWK	el. Leis-tung (MW)	Fern-wärme-leis-tung (MW)	Rück-bau-jahr	el. Wirkungs-grad	el. Wirkungs-grad mit KWK-Berück-sichti-gung	kumulierte Reststrom-menge (MWh)	Ab-schalt-jahr
19	Datteln 1	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1964	1964	Steinkohle	ja	100	84	2012	0,33	0,40	0	2013 ⁹
20	Datteln 2	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1964	1964	Steinkohle	nein	100	0	2012	0,33	0,33	0	2013
21	Datteln 3	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1969	1969	Steinkohle	nein	119,2	0	2012	0,35	0,35	0	2013
23	Duisburg-Hochfeld HKW II B	StW Duisburg	NW	1967	1988	Steinkohle	ja	144	163	2012	0,42	0,50	0	2013
24	Duisburg-Walsum 7	Evonik Steag GmbH	NW	1960	1960	Steinkohle	nein	150	0	-	0,32	0,32	0	2013
101	Shamrock (Herne)	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1957	1983	Steinkohle	ja	139	300	2012	0,40	0,52	0	2013
103	Staudinger 3 (Großkrotzenburg)	E.ON Kraftwerke GmbH	HE	1970	1970	Steinkohle	ja	309,1	54	2012	0,35	0,39	0	2013
78	Mannheim 4	GKM	BW	1970	1970	Steinkohle	nein	220	0	2014	0,35	0,35	589.026	2014
79	Mannheim 6	GKM	BW	1975	2005	Steinkohle	nein	280	0	2014	0,48	0,48	1.017.299	2014
106	Veltheim 2	Gemeinschaftskraftwerk Veltheim GmbH	NW	1965	1965	Steinkohle	nein	100	0	-	0,34	0,34	254.084	2014

⁹ Anlage Datteln wird bereits 2012 rückgebaut, Modellierung beginnt allerdings erst 2013.

lfd. Nr	Kraftwerks-name	Betreiber	Bundes-land	Bau-jahr	Er-neue-rungs-jahr	Brenn-stoff	KWK	el. Leis-tung (MW)	Fern-wärme-leis-tung (MW)	Rück-bau-jahr	el. Wir-kungs-grad	el. Wir-kungs-grad mit KWK-Berück-sichti-gung	kumulierte Reststrom-menge (MWh)	Ab-schalt-jahr
41	Gelsenkirchen-Scholven B	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1968	1968	Steinkohle	nein	370	0	-	0,35	0,35	1.906.848	2015
42	Gelsenkirchen-Scholven C	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1969	1969	Steinkohle	nein	370	0	-	0,35	0,35	1.926.702	2015
44	Gelsenkirchen-Scholven E	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1971	1971	Steinkohle	nein	370	0	-	0,36	0,36	1.966.412	2015
107	Veltheim 3	Gemeinschaftskraftwerk Veltheim GmbH	NW	1970	1970	Steinkohle	nein	320	0	-	0,35	0,35	1.683.509	2015
111	Voerde-West 1	Evonik Steag GmbH	NW	1971	1971	Steinkohle	nein	350	0	-	0,36	0,36	1.860.119	2015
112	Voerde-West 2	Evonik Steag GmbH	NW	1971	1971	Steinkohle	nein	350	0	-	0,36	0,36	1.860.119	2015
125	Werdohl-Elverlingsen 3	Mark-E AG	NW	1971	1971	Steinkohle	nein	200	0	-	0,36	0,36	1.062.925	2015
127	Westfalen C (Hamm-Uentrop)	RWE Power AG	NW	1969	1969	Steinkohle	nein	305	0	-	0,35	0,35	1.588.228	2015
119	Weisweiler C (2)	RWE Power AG	NW	1955	1955	Braunkohle	nein	145	0	-	0,28	0,28	1.461.092	2016
120	Weisweiler D (3)	RWE Power AG	NW	1959	1959	Braunkohle	nein	155	0	-	0,30	0,30	1.637.085	2016
85	Niederaußem A	RWE Power AG	NW	1963	1963	Braunkohle	nein	141	0	-	0,31	0,31	2.001.101	2017
86	Niederaußem B	RWE Power AG	NW	1963	1963	Braunkohle	nein	143	0	-	0,31	0,31	2.029.486	2017
87	Niederaußem C	RWE Power AG	NW	1965	1965	Braunkohle	nein	329	0	-	0,32	0,32	4.771.805	2017
121	Weisweiler E (4)	RWE Power AG	NW	1965	1965	Braunkohle	nein	363	0	-	0,32	0,32	5.264.940	2017
122	Weisweiler F (5)	RWE Power AG	NW	1967	1967	Braunkohle	nein	340	0	-	0,32	0,32	5.037.347	2017
9	Bexbach	Evonik Steag GmbH	SL	1983	1983	Steinkohle	nein	773	0	-	0,40	0,40	11.062.795	2018

lfd. Nr	Kraftwerks-name	Betreiber	Bundes-land	Bau-jahr	Er-neue-rungs-jahr	Brenn-stoff	KWK	el. Leis-tung (MW)	Fern-wärme-leis-tung (MW)	Rück-bau-jahr	el. Wir-kungs-grad	el. Wir-kungs-grad mit KWK-Berück-sichti-gung	kumulierte Reststrom-menge (MWh)	Ab-schalt-jahr
45	Gelsenkirchen-Scholven F	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1979	1979	Steinkohle	nein	740	0	-	0,39	0,39	10.209.013	2018
46	Gersteinwerk K2 (DT) (Werne)	RWE Power AG	NW	1984	1984	Steinkohle	nein	658	0	-	0,40	0,40	9.501.779	2018
48	Grevenbroich - Neurath A	RWE Power AG	NW	1972	1972	Braunkohle	nein	311	0	-	0,34	0,34	5.873.099	2018
49	Grevenbroich - Neurath B	RWE Power AG	NW	1972	1972	Braunkohle	nein	308	0	-	0,34	0,34	5.816.445	2018
50	Grevenbroich - Neurath C	RWE Power AG	NW	1973	1973	Braunkohle	nein	308	0	-	0,34	0,34	5.874.583	2018
88	Niederaußem D	RWE Power AG	NW	1968	1968	Braunkohle	nein	317	0	-	0,33	0,33	5.747.060	2018
89	Niederaußem E	RWE Power AG	NW	1970	1970	Braunkohle	nein	315	0	-	0,33	0,33	5.829.719	2018
90	Niederaußem F	RWE Power AG	NW	1971	1971	Braunkohle	nein	317	0	-	0,34	0,34	5.926.570	2018
126	Werdohl-Elverlingsen 4	Mark-E AG	NW	1982	1982	Steinkohle	nein	330	0	-	0,40	0,40	4.680.265	2018
92	Niederaußem H	RWE Power AG	NW	1974	1974	Braunkohle	nein	634	0	-	0,35	0,35	14.273.536	2019
17	Buschhaus (Helmstedt)	E.ON Kraftwerke GmbH / EnBW	NI	1985	1985	Braunkohle	nein	405	0	-	0,39	0,39	11.433.089	2020
59	Herne 2	Evonik Steag GmbH / StW Herne	NW	1963	1989	Steinkohle	nein	150	0	-	0,42	0,42	3.068.143	2020
60	Herne 3	Evonik Steag GmbH / StW Herne	NW	1966	1989	Steinkohle	nein	300	0	-	0,42	0,42	6.136.286	2020

lfd. Nr	Kraftwerks-name	Betreiber	Bundes-land	Bau-jahr	Er-neue-rungs-jahr	Brenn-stoff	KWK	el. Leis-tung (MW)	Fern-wärme-leis-tung (MW)	Rück-bau-jahr	el. Wirkungs-grad	el. Wirkungs-grad mit KWK-Berück-sichti-gung	kumulierte Reststrom-menge (MWh)	Ab-schalt-jahr
116	Walheim 2	EnBW Kraftwerke AG	BW	1967	1989	Steinkohle	nein	160	0	-	0,42	0,42	3.272.686	2020
118	Wedel 2	Vattenfall Europe AG	SH	1962	1987	Steinkohle	nein	138,7	0	-	0,41	0,41	2.788.530	2020
11	Boxberg P	Vattenfall Europe AG	SN	1980	1994	Braunkohle	nein	500	0	-	0,42	0,42	16.823.212	2021
31	Frimmersdorf E	RWE Power AG	NW	1959	1990	Braunkohle	nein	147	0	-	0,40	0,40	4.783.921	2021
32	Frimmersdorf F	RWE Power AG	NW	1960	1990	Braunkohle	nein	151	0	-	0,40	0,40	4.914.095	2021
33	Frimmersdorf I	RWE Power AG	NW	1960	1990	Braunkohle	nein	144	0	-	0,40	0,40	4.686.290	2021
34	Frimmersdorf K	RWE Power AG	NW	1962	1990	Braunkohle	nein	152	0	-	0,40	0,40	4.946.639	2021
35	Frimmersdorf L	RWE Power AG	NW	1962	1990	Braunkohle	nein	148	0	-	0,40	0,40	4.816.464	2021
36	Frimmersdorf M	RWE Power AG	NW	1962	1990	Braunkohle	nein	155	0	-	0,40	0,40	5.044.270	2021
37	Frimmersdorf N	RWE Power AG	NW	1964	1990	Braunkohle	nein	153	0	-	0,40	0,40	4.979.183	2021
38	Frimmersdorf O	RWE Power AG	NW	1964	1990	Braunkohle	nein	150	0	-	0,40	0,40	4.881.552	2021
40	Frimmersdorf Q	RWE Power AG	NW	1970	1990	Braunkohle	nein	310	0	-	0,40	0,40	10.088.540	2021
76	Lünen 6	Evonik Steag GmbH	NW	1973	1996	Steinkohle	nein	170	0	-	0,45	0,45	4.129.083	2021
77	Lünen 7	Evonik Steag GmbH	NW	1970	1997	Steinkohle	nein	350	0	-	0,45	0,45	8.569.588	2021
108	Ville / Berrenrath (Hürth)	RWE Power AG	NW	1993	1993	Braunkohle	nein	107	0	-	0,41	0,41	3.570.669	2021
18	Chemnitz Nord II C/30	eins energie in sachsen GmbH & Co. KG	SN	1990	2010	Braunkohle	nein	100	0	-	0,47	0,47	4.489.782	2023
43	Gelsenkirchen-Scholven D	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1970	2009	Steinkohle	nein	370	0	-	0,49	0,49	11.934.300	2023

lfd. Nr	Kraftwerks-name	Betreiber	Bundes-land	Bau-jahr	Er-neue-rungs-jahr	Brenn-stoff	KWK	el. Leis-tung (MW)	Fern-wärme-leis-tung (MW)	Rück-bau-jahr	el. Wirkungs-grad	el. Wirkungs-grad mit KWK-Berück-sichti-gung	kumulierte Reststrom-menge (MWh)	Ab-schalt-jahr
62	Heyden	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1987	2005	Steinkohle	nein	923	0	-	0,48	0,48	28.902.261	2023
83	Mehrum 3 (C)	Kraftwerk Mehrum GmbH	NI	1979	2003	Steinkohle	nein	750	0	-	0,47	0,47	23.131.992	2023
93	Niederaußem K (BoA 1)	RWE Power AG	NW	2002	2003	Braunkohle	nein	1012	0	-	0,45	0,45	43.132.608	2023
109	Voerde A	Evonik Steag GmbH / RWE	NW	1982	2005	Steinkohle	nein	761	0	-	0,48	0,48	23.829.491	2023
110	Voerde B	Evonik Steag GmbH / RWE	NW	1985	2005	Steinkohle	nein	761	0	-	0,48	0,48	23.829.491	2023
115	Walheim 1	EnBW Kraftwerke AG	BW	1965	2005	Steinkohle	nein	107	0	-	0,48	0,48	3.350.533	2023
128	Wilhelmshaven	E.ON Kraftwerke GmbH	NI	1976	2008	Steinkohle	nein	788,1	0	-	0,49	0,49	25.234.565	2023
51	Grevenbroich - Neurath D	RWE Power AG	NW	1975	1975	Braunkohle	ja	644	4,5	-	0,35	0,35	26.025.542	2025
52	Grevenbroich - Neurath E	RWE Power AG	NW	1976	1976	Braunkohle	ja	644	4,5	-	0,35	0,35	26.278.104	2025
123	Weisweiler G (6)	RWE Power AG	NW	1974	1974	Braunkohle	ja	630	91,5	-	0,35	0,38	27.733.967	2025
124	Weisweiler H (7)	RWE Power AG	NW	1975	1975	Braunkohle	ja	625	91,5	-	0,35	0,39	27.783.478	2025
134	DuisburgWalsum 10	Evonik STEAG / EVN	NW	2010	2011	Steinkohle	nein	750	0	-	0,50	0,50	30.914.390	2026
136	HammWestfalen Block D + E	RWE Power + Stadtwerke	NW	2011	2012	Steinkohle	nein	1600	0	-	0,50	0,50	66.425.027	2026

lfd. Nr	Kraftwerks-name	Betreiber	Bundes-land	Bau-jahr	Er-neue-rungs-jahr	Brenn-stoff	KWK	el. Leis-tung (MW)	Fern-wärme-leis-tung (MW)	Rück-bau-jahr	el. Wirkungs-grad	el. Wirkungs-grad mit KWK-Berück-sichtigung	kumulierte Reststrom-menge (MWh)	Ab-schalt-jahr
138	Lünen – Stummhafen	Trianel	NW	2012	2012	Steinkohle	nein	750	0	-	0,50	0,50	31.136.732	2026
137	Wilhelmshaven – Rüstereieler Groden	GDF Suez	NI	2012	2012	Steinkohle	nein	800	0	-	0,50	0,50	33.212.514	2026
4	Berlin-Klingenberg	Vattenfall Europe AG	BE	1927	1985	Braunkohle	ja	188	1010	-	0,39	0,50	11.823.532	2027
10	Boxberg N	Vattenfall Europe AG	SN	1979	1993	Braunkohle	ja	500	60	-	0,41	0,45	28.490.755	2027
12	Boxberg Q	Vattenfall Europe AG	SN	2000	2000	Braunkohle	ja	907	65	-	0,44	0,48	54.670.975	2027
30	Frechen / Wachtberg	RWE Power AG	NW	1959	1989	Braunkohle	ja	201	251	-	0,40	0,48	12.081.607	2027
39	Frimmersdorf P	RWE Power AG	NW	1966	1990	Braunkohle	ja	325	654	-	0,40	0,52	21.343.656	2027
47	Goldenberg J u. K	RWE Power AG	NW	1992	1993	Braunkohle	ja	175	562	-	0,41	0,54	11.784.812	2027
64	Jänschwalde A	Vattenfall Europe AG	BB	1982	2006	Braunkohle	ja	535	76,3	-	0,46	0,50	33.759.123	2027
65	Jänschwalde B	Vattenfall Europe AG	BB	1982	2006	Braunkohle	ja	535	76,3	-	0,46	0,50	33.759.123	2027
66	Jänschwalde C	Vattenfall Europe AG	BB	1985	2006	Braunkohle	ja	535	76,3	-	0,46	0,50	33.759.123	2027
67	Jänschwalde D	Vattenfall Europe AG	BB	1985	2006	Braunkohle	ja	535	76,3	-	0,46	0,50	33.759.123	2027
68	Jänschwalde E	Vattenfall Europe AG	BB	1989	1996	Braunkohle	ja	535	76,3	-	0,42	0,47	31.240.650	2027
69	Jänschwalde F	Vattenfall Europe AG	BB	1989	1996	Braunkohle	ja	535	76,3	-	0,42	0,47	31.240.650	2027
74	Lippendorf R	Vattenfall Europe AG	SN	2000	2000	Braunkohle	ja	933,6	230	-	0,44	0,48	56.274.335	2027
75	Lippendorf S	EnBW Kraftwerke AG	SN	2000	2000	Braunkohle	ja	933,6	230	-	0,44	0,48	56.274.335	2027
91	Niederaußem G	RWE Power AG	NW	1974	2008	Braunkohle	ja	687	245	-	0,46	0,51	43.997.300	2027
97	Schkopau A	E.ON + Saale-Energie	ST	1996	1996	Braunkohle	ja	490	100	-	0,42	0,47	28.612.932	2027
98	Schkopau B	E.ON + Saale-Energie	ST	1996	1996	Braunkohle	ja	490	100	-	0,42	0,47	28.612.932	2027
99	Schwarze Pumpe A	Vattenfall Europe AG	BB	1997	1997	Braunkohle	ja	800	60	-	0,43	0,47	47.091.585	2027
100	Schwarze Pumpe B	Vattenfall Europe AG	BB	1998	1998	Braunkohle	ja	800	60	-	0,43	0,47	47.468.179	2027

lfd. Nr	Kraftwerks-name	Betreiber	Bundes-land	Bau-jahr	Er-neue-rungs-jahr	Brenn-stoff	KWK	el. Leis-tung (MW)	Fern-wärme-leis-tung (MW)	Rück-bau-jahr	el. Wir-kungs-grad	el. Wir-kungs-grad mit KWK-Berück-sichti-gung	kumulierte Reststrom-menge (MWh)	Ab-schalt-jahr
3	Bergkamen A	RWE Power AG / Evonik Steag GmbH	NW	1981	1981	Steinkohle	ja	780	20	-	0,39	0,39	37.047.208	2032
53	Gustav Knepper C (Dortmund)	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1971	1971	Steinkohle	ja	363,9	36	-	0,36	0,39	17.268.732	2032
94	Quierschied-Weiher	Evonik Steag GmbH	SL	1976	1976	Steinkohle	ja	724	30	-	0,37	0,37	32.810.584	2032
6	Berlin-Reuter C	Vattenfall Europe AG	BE	1969	1969	Steinkohle	ja	165	170	-	0,35	0,42	8.642.893	2033
15	Bremen-Hafen 6, (Elfi)	swb Erzeugung GmbH	HB	1979	1979	Steinkohle	ja	315	39	-	0,39	0,42	16.683.703	2033
102	Staudinger 1 (Großkrotzenburg)	E.ON Kraftwerke GmbH	HE	1965	1970	Steinkohle	ja	263	200	-	0,35	0,42	13.918.212	2033
22	Duisburg-Hochfeld HKW I	StW Duisburg	NW	1986	1986	Steinkohle	ja	102	139	-	0,41	0,49	6.458.547	2034
28	Flensburg K05 bis K11	StW Flensburg	SH	1974	1974	Steinkohle	ja	196	420	-	0,37	0,48	12.030.014	2034
63	Ibbenbüren	RWE Power AG	NW	1985	2009	Steinkohle	ja	752	20	-	0,49	0,49	47.682.757	2034
70	Karlsruhe-RDK 7	EnBW (Rheinhafen)	BW	1985	1985	Steinkohle	ja	550	220	-	0,41	0,45	31.643.444	2034
80	Mannheim 7	GKM	BW	1983	1983	Steinkohle	ja	475	500	-	0,40	0,48	29.285.358	2034
95	Rostock	KNG mbH	MV	1994	1994	Steinkohle	ja	553	150	-	0,44	0,48	34.349.167	2034
114	Völklingen-Fenne MKV	Evonik Steag GmbH	SL	1982	1982	Steinkohle	ja	195	210	-	0,40	0,48	11.914.139	2034
130	Wolfsburg West 1	VW Kraftwerk GmbH	NI	1985	1985	Steinkohle	ja	153	140	-	0,41	0,49	9.602.870	2034
131	Wolfsburg West 2	VW Kraftwerk GmbH	NI	1985	1985	Steinkohle	ja	153	140	-	0,41	0,49	9.602.870	2034

lfd. Nr	Kraftwerks-name	Betreiber	Bundes-land	Bau-jahr	Er-neue-rungs-jahr	Brenn-stoff	KWK	el. Leis-tung (MW)	Fern-wärme-leis-tung (MW)	Rück-bau-jahr	el. Wirkungs-grad	el. Wirkungs-grad mit KWK-Berück-sichti-gung	kumulierte Reststrom-menge (MWh)	Ab-schalt-jahr
133	Zolling-Leininger 5	GDF Suez Energie Deutschland AG	BY	1986	1986	Steinkohle	ja	474	150	-	0,41	0,45	27.512.145	2034
1	Altbach/Deizisau HKW 1	EnBW Kraftwerke AG	BW	1985	2006	Steinkohle	ja	476	280	-	0,48	0,58	37.408.939	2036
2	Altbach/Deizisau HKW 2	EnBW Kraftwerke AG	BW	1997	1997	Steinkohle	ja	428	280	-	0,45	0,54	31.378.110	2036
5	Berlin-Moabit A	Vattenfall Europe AG	BE	1969	1990	Steinkohle	ja	100	136	-	0,43	0,51	6.920.911	2036
7	Berlin-Reuter-West D	Vattenfall Europe AG	BE	1987	1987	Steinkohle	ja	300	363	-	0,41	0,50	20.235.046	2036
8	Berlin-Reuter-West E	Vattenfall Europe AG	BE	1989	1989	Steinkohle	ja	300	363	-	0,42	0,51	20.586.837	2036
13	Bremen-Farge	GDF Suez Energie Deutschland AG	HB	1969	2007	Steinkohle	ja	397	26	-	0,49	0,54	28.813.658	2036
14	Bremen-Hafen 5	swb Erzeugung GmbH	HB	1968	2007	Steinkohle	ja	145	28	-	0,49	0,54	10.523.880	2036
16	Bremen-Hastedt 15	swb Erzeugung GmbH	HB	1989	1990	Steinkohle	ja	130	155	-	0,43	0,51	8.997.184	2036
25	Duisburg-Walsum 9	Evonik Steag GmbH	NW	1988	1988	Steinkohle	ja	410	295	-	0,42	0,50	27.894.953	2036
26	Ensdorf 1	VSE AG	SL	1963	2002	Steinkohle	ja	120	66	-	0,47	0,56	9.149.392	2036
27	Ensdorf 3	VSE AG	SL	1971	2002	Steinkohle	ja	310	60	-	0,47	0,52	21.666.269	2036
29	Frankfurt-West 2 u. 3	Mainova AG	HE	1989	1989	Steinkohle	ja	144	210	-	0,42	0,51	9.881.682	2036
54	Hamburg-Tiefstack HKW	Vattenfall Europe AG	HH	1993	1993	Steinkohle	ja	205	785	-	0,44	0,57	15.760.824	2036
55	Hannover-Stöcken	StW Hannover, Continental, VWK	NI	1989	1989	Steinkohle	ja	300	425	-	0,42	0,51	20.586.837	2036
56	Heilbronn 5	EnBW Kraftwerke AG	BW	1965	2010	Steinkohle	ja	125	28	-	0,50	0,55	9.273.857	2036

lfd. Nr	Kraftwerks-name	Betreiber	Bundes-land	Bau-jahr	Er-neue-rungs-jahr	Brenn-stoff	KWK	el. Leis-tung (MW)	Fern-wärme-leis-tung (MW)	Rück-bau-jahr	el. Wir-kungs-grad	el. Wir-kungs-grad mit KWK-Berück-sichti-gung	kumulierte Reststrom-menge (MWh)	Ab-schalt-jahr
57	Heilbronn 6	EnBW Kraftwerke AG	BW	1966	2010	Steinkohle	ja	125	28	-	0,50	0,55	9.273.857	2036
61	Herne 4	Evonik Steag GmbH / StW Herne	NW	1989	1989	Steinkohle	ja	500	550	-	0,42	0,51	34.311.395	2036
135	Karlsruhe – Rheinhafen 8	EnBW	BW	2011	2012	Steinkohle	ja	900	220	-	0,50	0,56	67.739.200	2036
71	Kiel-Ost (GKK)	Gemeinschaftskraftwerk Kiel GmbH	SH	1970	1992	Steinkohle	ja	354	295	-	0,43	0,52	24.915.138	2036
72	Krefeld-Uerdingen N 230	Currenta GmbH & Co. OHG	NW	1971	1988	Steinkohle	ja	116	460	-	0,42	0,54	8.549.917	2036
73	Leverkusen G15/G22	Currenta GmbH & Co. OHG	NW	1962	1991	Steinkohle	ja	108	555	-	0,43	0,56	8.166.065	2036
81	Mannheim 8	GKM	BW	1993	1993	Steinkohle	ja	480	500	-	0,44	0,52	34.064.671	2036
82	Marl I	Infracor GmbH	NW	1971	1983	Steinkohle	ja	200	573	-	0,40	0,52	14.106.057	2036
84	München-Nord 2	StW München	BY	1991	1992	Steinkohle	ja	363	550	-	0,43	0,56	27.677.622	2036
104	Staudinger 5 (Großkrotzenburg)	E.ON Kraftwerke GmbH	HE	1992	1992	Steinkohle	ja	550	300	-	0,43	0,52	38.709.961	2036
105	Stuttgart-Münster	EnBW Kraftwerke AG	BW	1973	1981	Steinkohle	ja	171	600	-	0,39	0,51	11.843.448	2036
113	Völklingen-Fenne HKV	Evonik Steag GmbH	SL	1989	1989	Steinkohle	ja	230	185	-	0,42	0,51	15.783.242	2036
117	Wedel 1	Vattenfall Europe AG	SH	1962	1987	Steinkohle	ja	151	423	-	0,41	0,54	11.033.721	2036
132	Wuppertal-Elberfeld	WSW Energie und Wasser AG	NW	1989	1989	Steinkohle	ja	100	201	-	0,42	0,55	7.434.136	2036

lfd. Nr	Kraftwerks-name	Betreiber	Bundes-land	Bau-jahr	Er-neue-rungs-jahr	Brenn-stoff	KWK	el. Leis-tung (MW)	Fern-wärme-leis-tung (MW)	Rück-bau-jahr	el. Wirkungs-grad	el. Wirkungs-grad mit KWK-Berück-sichti-gung	kumulierte Reststrom-menge (MWh)	Ab-schalt-jahr
58	Heilbronn 7	EnBW Kraftwerke AG	BW	1985	2010	Steinkohle	ja	816	550	-	0,50	0,60	78.286.770	2039
139	Mannheim Block 9	GKM	BW	2013	2013	Steinkohle	ja	900	500	-	0,51	0,61	88.222.238	2039
96	Saarbrücken-Römerbrücke	GDF Suez Energie Deutschland AG	SL	2005	2005	Steinkohle	ja	118	230	-	0,48	0,62	11.820.058	2039
129	Wolfsburg Nord	VW Kraftwerk GmbH	NI	1959	2000	Steinkohle	ja	140	755	-	0,46	0,60	13.496.747	2039

A 3 Installierte Leistung nach Kraftwerkstyp und CO₂-Emissionen bis 2040

Jahr	Installierte Leistung (MW)					CO ₂ -Emissionen ¹⁰ (t)
	Braunkohle ohne KWK	Braunkohle mit KWK	Steinkohle ohne KWK	Steinkohle mit KWK	Summe	
2013	7.760	13.183	15.365	16.426	52.734	207.533.866
2014	7.760	13.183	14.765	16.426	52.134	194.581.609
2015	7.760	13.183	12.130	16.426	49.499	180.433.535
2016	7.460	13.183	12.130	16.426	49.199	167.335.624
2017	6.144	13.183	12.130	16.426	47.883	153.543.944
2018	4.268	13.183	9.629	16.426	43.506	139.080.992
2019	3.634	13.183	9.629	16.426	42.872	126.278.097
2020	3.229	13.183	8.880	16.426	41.718	113.663.797
2021	1.112	13.183	8.360	16.426	39.081	104.934.964
2022	1.112	13.183	8.360	16.426	39.081	96.429.597
2023	0	13.183	3.900	16.426	33.509	88.679.263
2024	0	13.183	3.900	16.426	33.509	80.112.860
2025	0	10.640	3.900	16.426	30.966	70.576.888
2026	0	10.640	0	16.426	27.066	63.197.627
2027	0	0	0	16.426	16.426	38.701.812
2028	0	0	0	16.426	16.426	35.605.667
2029	0	0	0	16.426	16.426	32.509.522
2030	0	0	0	16.426	16.426	29.413.377
2031	0	0	0	16.426	16.426	26.317.232
2032	0	0	0	14.558	14.558	22.879.887
2033	0	0	0	13.815	13.815	19.646.272
2034	0	0	0	10.212	10.212	16.346.939
2035	0	0	0	10.212	10.212	13.374.768
2036	0	0	0	1.974	1.974	9.503.258
2037	0	0	0	1.974	1.974	6.788.042
2038	0	0	0	1.974	1.974	4.072.825
2039	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0
Summe						2.041.542.264

¹⁰ Berechnet auf Basis des elektrischen Wirkungsgrads, ohne KWK-Berücksichtigung

Referenzen

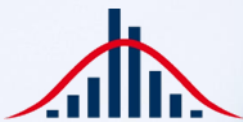
- BDEW (2012), *Jahresvolllaststunden der deutschen Kraftwerke 2010*, verfügbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/res/V-2011-Jahresvolllaststunden%20der%20deutschen%20Kraftwerke%202010/\\$file/Energie-Markt_2011_S-19_std.jpg](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/V-2011-Jahresvolllaststunden%20der%20deutschen%20Kraftwerke%202010/$file/Energie-Markt_2011_S-19_std.jpg), heruntergeladen am 30.01.2012.
- Betz, Regina (2003), *Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffektes. Der Einfluss der Ausgestaltung auf die Transaktionskosten - am Beispiel Deutschland*, Karlsruhe 2003.
- Bundesnetzagentur (2011), *Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 4.Quartal 2011 bis 31.12.2014*, Stand 06.10.2011, verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_Basepage.html, heruntergeladen am 28.10.2012
- Deutsche Umwelthilfe (2011), *Kohlekraftwerksprojekte in Deutschland*, Stand Dezember 2010.
- Europäische Kommission (2007), Entscheidung 2007/589/EG der Kommission vom 18.07.2007 zur Festlegung von Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen im Sinne der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (Monitoring-Leitlinien), Brüssel, 2007.
- Europäische Union (2004), *Richtlinie 2004/8/EG über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG*, Brüssel 2004.
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2004), *Analyse des Bestandes von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Bayern*, München 2004.
- Kail, Christoph und Haberberger, Georg (2001), *Kenngößen zur optimalen Auslegung großer KWK-Anlagen*, VDI-Berichte Nr. 1594, 2001, S.99-112
- Mauch, Wolfgang, Corradini, Roger, Wiesemeyer, Karin und Schwentzek, Marco (2010), *Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 55. Jg, 2010.
- Prognos (2010), *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*, Basel 2010.
- Prognos (2011), *Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung*, Berlin 2011.
- Schröter, Jochen (2004), *Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf den Kraftwerkseinsatz in Deutschland*, Diplomarbeit, Berlin 2004.
- Umweltbundesamt (2011a), *Datenbank "Kraftwerke in Deutschland" – Liste der sich in Betrieb befindlichen Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke ab einer elektrischen Bruttoleistung von 100 MW*, Dessau 2011.

Umweltbundesamt (2011b), *Kennzahlen typischer KWK*, Datei verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/document/downloadPrint.do;jsessionId=F4D7DE5BF3243088DDCF5D80A0859E82?ident=20882>, heruntergeladen am 30.01.2012

Umweltbundesamt (2011c), *Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen*, verfügbar unter http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/archiv/2012/2011_12_14_EM_Entwicklung_in_D_Trendtabelle_THG_v1.2.0.zip, heruntergeladen am 24.02.2012

➡ **Kein Geld von Industrie und Staat**

Greenpeace ist international, überparteilich und völlig unabhängig von Politik, Parteien und Industrie. Mit gewaltfreien Aktionen kämpft Greenpeace für den Schutz der Lebensgrundlagen. Mehr als eine halbe Million Menschen in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt.



Wirkung einer EEG-Umlage auf den Kraftwerkseigenverbrauch

Studie im Auftrag vom

Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) und von
Greenpeace e. V.

Berlin, 11. April 2014

Version 1.0

Inhalt

1.	Fragestellung und Aufbau der Studie.....	1
2.	Eigenverbrauch deutscher Kraftwerke (status quo)	2
3.	Auswirkungen einer EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch deutscher Kraftwerke	4
3.1.	Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken	5
3.2.	Auswirkungen am Strommarkt	7
4.	Nebenbetrachtung: Auswirkungen einer EEG-Umlage auf den deutschen Braunkohletagebau	9
5.	Zusammenfassung.....	12
6.	Quellenverzeichnis.....	13

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Auswirkungen auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke.....	6
Abbildung 2:	Auswirkungen auf die Vollbenutzungsstunden konventioneller Kraftwerke	7
Abbildung 3:	Auswirkungen auf den Strompreis im Jahr 2013.....	8
Abbildung 4:	Auswirkungen auf den Stromaustausch mit deutschen Nachbarstaaten	8
Abbildung 5:	Braunkohlefördermengen und Stromverbrauch der Förderung.....	10

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Brutto- und Nettostromerzeugung in Deutschland 2012.....	2
Tabelle 2:	Bruttostromerzeugung 2013 [AGEB2014].....	3
Tabelle 3:	Erhöhung der Grenzkosten durch EEG-Umlage auf den Kraftwerkseigenverbrauch (Beispiel).....	4
Tabelle 4:	Erhöhung der Grenzkosten durch EEG-Umlage auf den Kraftwerkseigenverbrauch	5
Tabelle 5:	Kennzahlen des Referenztagebaus für Braunkohleförderung.....	9
Tabelle 6:	Einnahmen und EEG-Umlagewirkung.....	10

1. Fragestellung und Aufbau der Studie

Die EEG-Umlage¹ für 2014 ist zum wiederholten Male dem Trend der letzten Jahre gefolgt und gestiegen. Neben den aktuellen Diskussionen um die EEG-Umlage auf nationaler und europäischer Ebene z. B. um die zunehmende Nutzung der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR), stellt sich die Frage, ob und inwieweit weitere Verbrauchsgruppen zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet werden können. Die aktuelle Diskussion schließt dabei auch die Eigenerzeugung sowie den Eigenverbrauch mit ein.

Diese Studie soll die Frage nach den Auswirkungen der Einbeziehung des Kraftwerks-Eigenverbrauchs beantworten. Vordergründig werden dabei die EEG-Umlage sowie der veränderte Kraftwerkseinsatz untersucht.

Im Kapitel 2 wird die Höhe des Eigenverbrauchs der Kraftwerke quantitativ abgeschätzt und gezeigt, welche Auswirkungen sich für die EEG-Umlage ohne Anpassung der Fahrweise von Kraftwerken durch die neue Kostenstruktur ergeben würden.

Kraftwerksbetreiber werden im Falle der Zahlungsverpflichtung ihre Stromerzeugungskosten um den entsprechenden Betrag in Abhängigkeit ihres Eigenverbrauchs erhöhen. Die Auswirkungen dieser Erhöhung für den konventionellen Kraftwerkspark und den deutschen Strommarkt werden im Kapitel 3 dargestellt.

Zusätzlich wird im Kapitel 4 der Stromverbrauch der Braunkohletagebaue untersucht und abgeschätzt, welche Strommengen mit EEG-Umlage belegt werden können und welche Einnahmen und Änderungen der EEG-Umlage sich daraus ergeben.

Mit Kapitel 5 wird diese Studie durch eine Zusammenfassung der Ergebnisse und Auswirkungen abgeschlossen.

¹ EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz

2. Eigenverbrauch deutscher Kraftwerke (status quo)

Bei der Leistung von Kraftwerken zur Stromerzeugung wird generell zwischen Brutto- und Nettoleistung unterschieden. Grundsätzlich gibt die Bruttoleistung jene Leistung an, mit der das Kraftwerk tatsächlich Strom erzeugt. Damit der Stromerzeugungsprozess nicht endet, müssen neben der ausreichenden Zufuhr von Energieträgern wie Kohle und Gas auch zusätzliche Aggregate betrieben werden, die Strom verbrauchen (der sogenannte Eigenverbrauch). Zu diesen Aggregaten gehören z. B. die Wasserpumpen im Dampfkraftprozess, die Rauchgasreinigung oder für Kohlekraftwerke die Kohleförderung und -aufbereitung. Bei Dampfkraftprozessen lässt sich der Eigenverbrauch hauptsächlich auf die Wasserpumpen zurückführen, die das Wasser (als Betriebs- und Kühlmittel) fließen lassen. Zieht man die Leistung der Hilfsaggregate von der Bruttoleistung ab, erhält man die Nettoleistung eines Kraftwerks. Die Nettoleistung gibt an, wie viel Strom das Kraftwerk in das Netz nach Abzug des Eigenverbrauchs einspeisen kann.

Die jeweiligen Angaben für die Leistung eines Kraftwerks folgen oftmals unterschiedlichen Definitionen. So kann beispielsweise die Auslegungsleistung (Planung), die maximale Leistung (tatsächlich maximal erreichbar) oder die Leistung im Betriebspunkt (über einen längeren Zeitraum ohne Schäden für das Kraftwerk) angegeben werden. Der Unterschied zwischen Brutto- und Nettoleistung kann dabei, abhängig vom Kraftwerkstyp und der Bilanzierung des Kraftwerksbetreibers², sehr klein oder sehr groß sein.

Nach [BDEW2012] ergeben sich folgende Unterschiede der Brutto- und Nettostromerzeugung in Deutschland:

Tabelle 1: Brutto- und Nettostromerzeugung in Deutschland 2012

2012	Brutto-Stromerzeugung in TWh	Netto-stromerzeugung in TWh	Absolute Differenz in TWh	Relative Differenz
Braunkohle	159	146,3	12,7	8,7 %
Steinkohle	118	108,4	9,6	8,9 %
Kernenergie	99,5	94,2	5,3	5,6 %
Erdgas	70	67,9	2,1	3,1 %
Mineralölprodukte	10	7,9	2,1	26,6 %
Erneuerbare	136,2	134,1	2,1	1,6 %
Sonstige	25	23,8	1,2	5,0 %
Gesamt	617,6	582,5	35,1	6,0 %

² Beispielsweise können Förderung und Transport des Energieträgers, aber auch Beleuchtung im Kraftwerk mit eingerechnet werden oder nicht.

Da die Nettostromerzeugung noch nicht veröffentlicht ist, werden die Kraftwerkseigenverbräuche für das Jahr 2013 aus der Bruttostromerzeugung und den relativen Differenzen des Jahres 2012 abgeschätzt.

Tabelle 2: Bruttostromerzeugung 2013 [AGEB2014]

2013	Bruttostrom- erzeugung in TWh	Relative Differenz (2012)	Kraftwerks- Eigenverbrauch in TWh
Braunkohle	162	8,7 %	14,1
Steinkohle	124	8,9 %	11,0
Kernenergie	97,3	5,6 %	5,5
Erdgas	66,8	3,1 %	2,1
Mineralölprodukte	6,4	2,6 %	1,7
Erneuerbare	151,73	1,6 %	2,4
Sonstige	25,4	5,0 %	1,3
Gesamt	633,62	(6,0 %)	37,9

Bleiben die Erzeugungsmengen und Fahrweisen der Kraftwerke im Jahr 2014 gleich gegenüber dem Jahr 2013, ergeben sich durch die Beaufschlagung des Kraftwerkseigenverbrauchs mit einer EEG-Umlage von 6,24 ct/kWh im Jahr 2014 zusätzliche EEG-Einnahmen von 2,4 Milliarden Euro. Umgelegt auf den Letztverbrauch von 377,9 TWh, der für die Berechnung der EEG-Umlage ermittelt wurde [ÜNB2013], verringert dies die EEG-Umlage um 0,627 ct/kWh oder um rund 10 %.

3. Auswirkungen einer EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch deutscher Kraftwerke

Wenn der Eigenverbrauch der Kraftwerke in Deutschland EEG-umlagepflichtig ist, werden rational handelnde Kraftwerksbetreiber die zusätzlichen Ausgaben direkt in ihre Stromerzeugungskosten (Grenzkosten) einkalkulieren. Diese zusätzlichen Kosten ergeben sich aus dem Stromeigenverbrauch multipliziert mit der EEG-Umlage.

Am Beispiel verschiedener Kraftwerke mit unterschiedlichen Größen, Energieträgern und Alter ergibt folgende Bandbreite der Erhöhung der Grenzkosten:

Tabelle 3: Erhöhung der Grenzkosten durch EEG-Umlage auf den Kraftwerkseigenverbrauch (Beispiel)

Kraftwerk	Inbetriebnahme ³	Brutto-Leistung in MW	Netto-Leistung in MW ⁴	Erhöhung der Grenzkosten durch EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch in EUR/MWh
Weisweiler (Braunkohle)	1965-1975	1.992 ⁵	1.798	6,08
Jänschwalde A-F (Braunkohle)	1981-1989	3.000 ⁶	2.790	4,37
Schwarze Pumpe A&B (Braunkohle)	1997-1998	1.600 ⁷	1.500	3,9
Ibbenbüren B (Steinkohle)	1985	838 ⁸	794	3,28
Neurath BoA 2 (Braunkohle)	2012	1.100 ⁹	1.050	2,84
Gundremmingen B&C (Kernenergie)	1984	2.688 ¹⁰	2.572	2,69

Die Beispielkraftwerke zeigen, dass vor allem das Alter und damit der Stand der Kraftwerkstechnik für die Höhe des Kraftwerkseigenverbrauchs wesentliche Einflussfaktoren sind. Vereinfachend werden die Grenzkostenerhöhungen nicht für jedes Kraftwerk in Deutschland berechnet, sondern auf Basis der tatsächlichen Stromerzeugung 2013 (siehe Tabelle 2).

³ [BNETZA2014]

⁴ [BNETZA2014]

⁵ [RWE2014b]

⁶ [VATTENFALL2006]

⁷ [VATTENFALL2006]

⁸ [RWE2014c]

⁹ [RWE2014a]

¹⁰ [KKG2013]

Über den gesamten Kraftwerkspark gemittelt ergeben sich somit die in Tabelle 4 angegebenen Grenzkostensteigerungen.

Tabelle 4: Erhöhung der Grenzkosten durch EEG-Umlage auf den Kraftwerkseigenverbrauch

Kraftwerkstyp	Grenzkostenerhöhung durch EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch in EUR/MWh	Leistung in MW	Auslastung in Stunden ¹¹	Kosten für ein typisches Kraftwerk in Mio. EUR
Braunkohle	5,4	900	7.700	37,4
Steinkohle	5,5	700	5.000	19,3
Kernenergie	3,5	1.000	8.000	28,0
Erdgas	1,9	500	3.000	2,9

Die Auswirkungen der erhöhten Grenzkosten auf den deutschen Strommarkt werden in einer Simulation mit dem Energiemarktmodell Power2Sim [EB2014] für das Jahr 2013 untersucht und die Ergebnisse nachfolgend dargestellt. Hierfür werden die Grenzkostensteigerungen aus Tabelle 4 verwendet.

3.1. Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken

Die variablen Grenzkosten der Kraftwerke, die sich aus Brennstoffen und Preisen für CO₂-Zertifikate ergeben, sind in der Simulationsrechnung um die oben genannten Werte aus der EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch erhöht. Abhängig vom Energieträger sind die Auswirkungen der EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch mehr oder weniger signifikant. Der größte Einfluss ist für Steinkohlekraftwerke zu erkennen. Frei handelbare Grenzübergangsleitungen zwischen den Ländern ermöglichen dabei, dass Kraftwerke nicht nur mit inländischen, sondern auch mit ausländischen Kraftwerken konkurrieren.

Während Kern- und Braunkohlekraftwerke durch ihre günstigen Erzeugungskosten nur in geringem Maße durch ausländische Technologien verdrängt werden, stehen Steinkohle- und Gaskraftwerke in direktem Wettbewerb. Die oftmals preissetzenden Technologien auf Basis von Steinkohle und Gas werden auch in den deutschen Nachbarstaaten genutzt. Da Gas und vor allem Steinkohle Importprodukte darstellen, ergeben sich ähnliche Preisstrukturen in den zentraleuropäischen Staaten.

¹¹ Auslastung nach [AGEB2014] und [BNETZA2014], gerundet

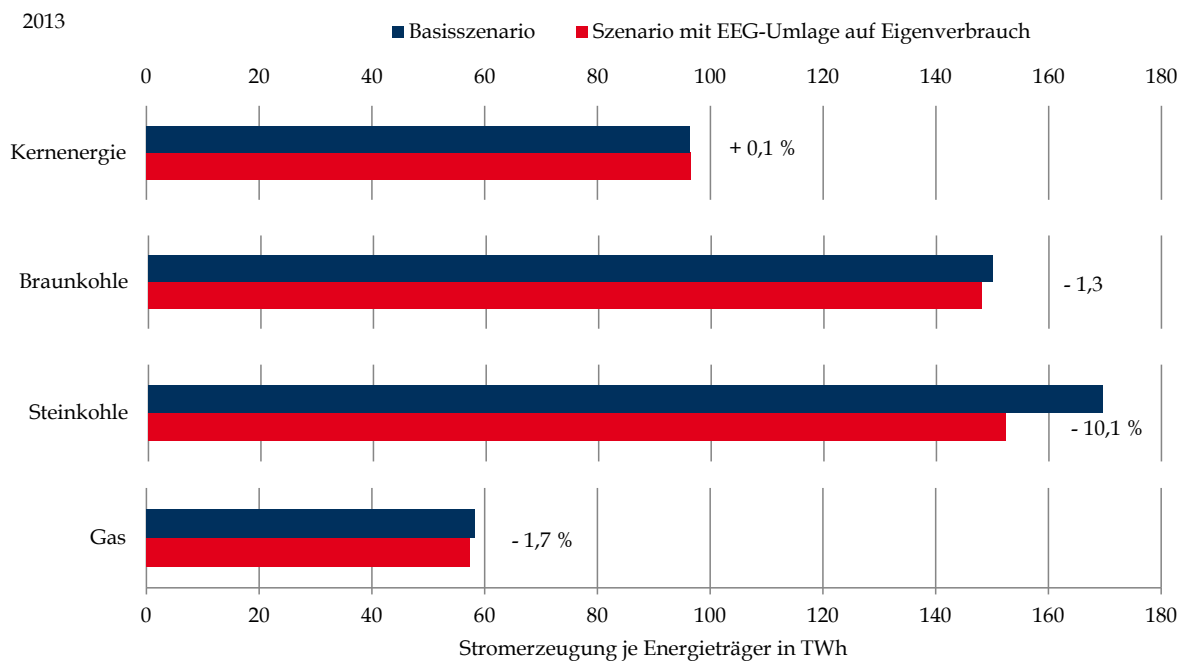


Abbildung 1: Auswirkungen auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke¹²

Wenn in Deutschland die Nachfrage steigt, werden zusätzliche Kraftwerke benötigt. Diese können in Deutschland stehen oder, falls noch Grenzübergangsleitungen verfügbar sind, in einem deutschen Nachbarstaat. Zur Deckung der Nachfrage wird nun das günstigste, zur Verfügung stehende Kraftwerk eingesetzt.

Die EEG-Umlagepflicht führt zu veränderten Kostenstrukturen, wodurch sich Verschiebungen in der Merit-Order¹³ der Kraftwerke ergeben. Während Gaskraftwerke auf Grund der aktuellen Preissituation sehr niedrige Auslastung erfahren, verändert die Erhöhung der Kosten für Steinkohlekraftwerke signifikant deren Stromerzeugung und Auslastung.

Die Auswirkungen eines EEG-umlagepflichtigen Kraftwerkseigenverbrauchs auf die Stromerzeugung und die Vollbenutzungsstunden der verschiedenen Kraftwerkstechnologien sind in Abbildung 1 und Abbildung 2 dargestellt.

¹² Abweichungen des Basisszenarios gegenüber veröffentlichten Zahlen (wie bspw. [AGEB2014]) können sich im Speziellen auf Grund unzureichender Stromnachfragedaten für Deutschland in 2013 und im Allgemeinen durch fehlende Erzeugungs- und Nachfragedaten für die anderen europäischen Länder ergeben.

¹³ Sortierung der Kraftwerke nach Grenzkosten für den kosteneffizienten Einsatz.

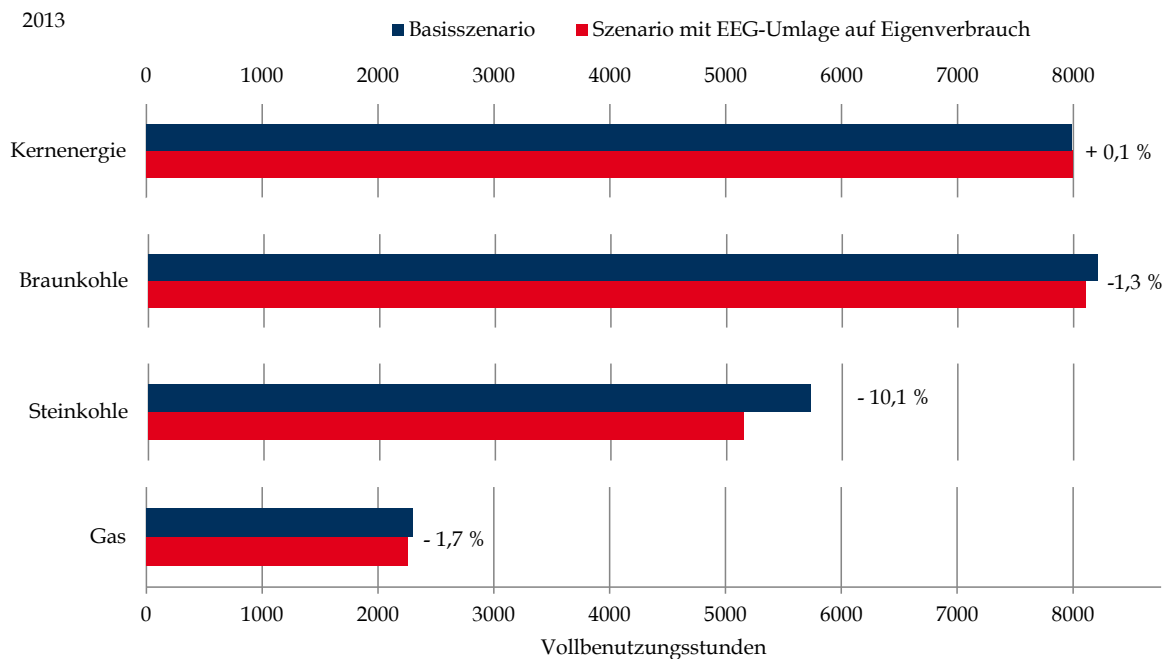


Abbildung 2: Auswirkungen auf die Vollbenutzungsstunden konventioneller Kraftwerke

Sowohl Stromerzeugung als auch Auslastung nehmen für Steinkohlekraftwerke um mehr als 10 % ab, die anderen Technologien bleiben weitestgehend unverändert. Zusätzlich zur aktuellen schwierigen Situation am Strommarkt für konventionelle Kraftwerke können Steinkohlekraftwerke weniger Strom vermarkten. In der Simulationsrechnung werden in Deutschland durch die verringerte Auslastung der Braunkohle-, Steinkohle und Gaskraftwerke insgesamt 2,7 Millionen Tonnen CO₂ weniger emittiert.¹⁴

3.2. Auswirkungen am Strommarkt

Die höheren Grenzkosten der Kraftwerke durch die EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch erhöhen die Strompreise, da das Kraftwerk, welches nach der Merit-Order preissetzend ist, durch den EEG-umlagepflichtigen Eigenverbrauch höhere Grenzkosten aufweist. Wie in der folgenden Abbildung dargestellt ist, erhöht sich der Spotmarktpreis im Mittel um ca. 2,9 EUR/MWh für das Jahr 2013.

Die erhöhten Strompreise führen zu höheren Einnahmen bei der Vermarktung erneuerbarer Energien nach dem EEG. Für die EEG-Umlage würden die zusätzlichen Einnahmen eine Verringerung um 0,04 ct/kWh bedeuten.¹⁵

¹⁴ Die Auswirkung auf die Emissionsbilanzen in den mit Deutschland netzverbundenen Staaten ist nicht Gegenstand dieser Studie.

¹⁵ Erzeugungsmengen, Marktwertfaktoren und Letztverbrauch nach [ÜNB2013]

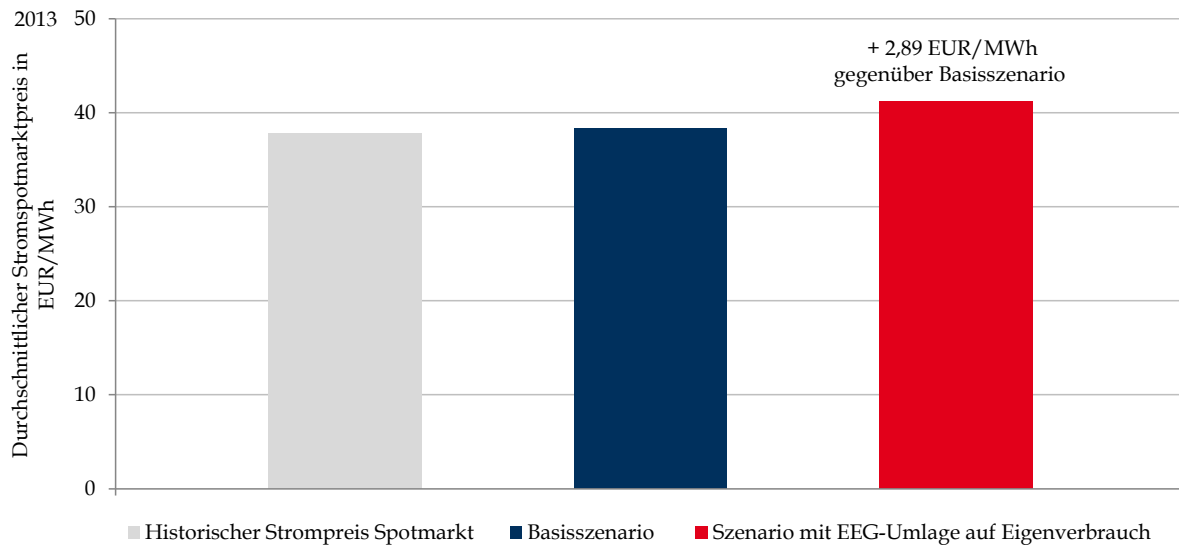
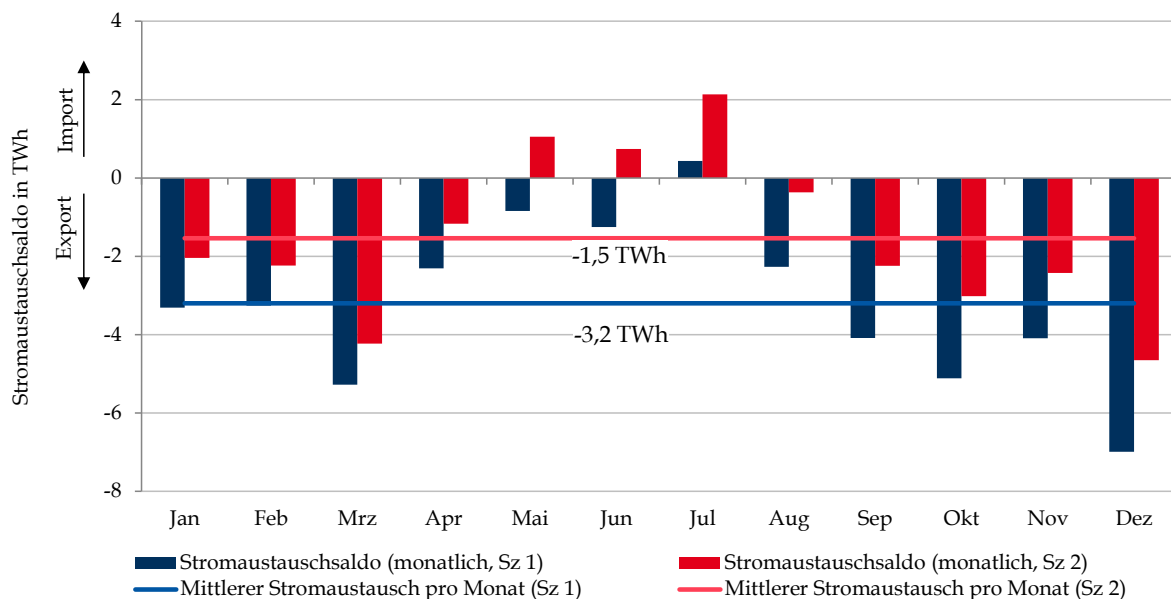


Abbildung 3: Auswirkungen auf den Strompreis im Jahr 2013¹⁶

Durch die erhöhten Grenzkosten deutscher Kraftwerke verändern sich die Wettbewerbsstrukturen und die Position der Kraftwerke in der Merit-Order kann sich verändern. Dies äußert sich darin, dass der Strom teilweise günstiger im Ausland erzeugt und nach Deutschland transportiert werden kann. Dies ist in Abbildung 4 dargestellt.



Sz 1: Basisszenario | Sz 2: Szenario mit EEG-Umlage auf Eigenverbrauch

Abbildung 4: Auswirkungen auf den Stromaustausch mit deutschen Nachbarstaaten

Im Jahresmittel exportiert Deutschland dadurch 1,7 TWh pro Monat weniger Strom in seine Nachbarstaaten.

¹⁶ Historischer Spotpreis: [EPEX2014], modellbedingte Abweichung zwischen tatsächlichem Strompreis und Basisszenario

4. Nebenbetrachtung: Auswirkungen einer EEG-Umlage auf den deutschen Braunkohletagebau

In Deutschland wurde im Jahr 2013 der größte Anteil an Strom in Braunkohlekraftwerken erzeugt. Mit 162 TWh lag der Anteil bei ca. 26,4 % der gesamten Bruttostromerzeugung¹⁷. Die zur Stromerzeugung notwendige Braunkohle wird in Deutschland derzeit in vier Revieren gefördert:

- Rheinland (RWE Power)
- Helmstedt (E.ON Kraftwerke)
- Lausitz (Vattenfall Europe Mining)
- Mitteldeutschland (MIBRAG und ROMONTA)

Trotz intensiver Recherche konnten für den Stromverbrauch der einzelnen Braunkohletagebaue keine belastbaren Daten ermittelt werden. Nach dem Geschäftsbericht 2010 der MIBRAG¹⁸ ergeben sich für die Jahre 2009 und 2010 folgende Kennzahlen für Stromerzeugung, -verbrauch und Braunkohlefördermengen.

Tabelle 5: Kennzahlen des Referenztagebaus für Braunkohleförderung

	2009	2010
Stromerzeugung in GWh	1.113,0	1.135,5
Eigenverbrauch in GWh	408,3	408,2
Rohkohleförderung in Mio. t	19,7	19,6

Es ist anzunehmen, dass der oben genannte Eigenbedarf von Strom zum Großteil zur Förderung von Braunkohle benötigt wird. Spezifisch wurden somit für die Förderung von einer Tonne Braunkohle für 2009 und 2010 jeweils rund 0,021 MWh Strom verbraucht. Mangels detaillierterer Daten wird dieser Wert auch für die anderen Braunkohletagebaue zugrunde gelegt. Die folgende Grafik zeigt die gesamte Förderung von Braunkohle in Deutschland und den dafür benötigten Strom auf Basis dieser Abschätzung auch für die Folgejahre.

Der größte Teil der geförderten Braunkohle wird in nahegelegenen Kraftwerken für die Stromerzeugung verbrannt. Braunkohlekraftwerke gehören zu den günstigsten Stromerzeugungstechnologien bei der Betrachtung von kurzfristigen Grenzkosten.

¹⁷ Vgl. [AGEB2014]

¹⁸ Vgl. [MIBRAG2011]

Der Stromverbrauch der Braunkohletagebaue lag damit im Jahr 2013 nach dieser Berechnung bei 3,96 TWh (vgl. Abbildung 5).

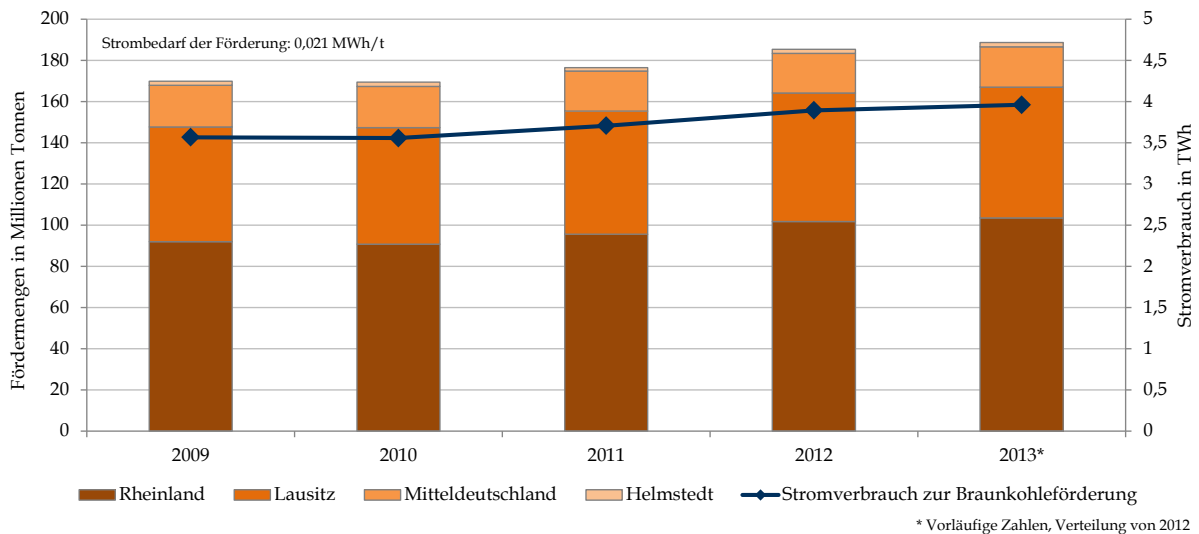


Abbildung 5: Braunkohlefördermengen und Stromverbrauch der Förderung¹⁹

Durch zwei Regelungen wird derzeit der Stromverbrauch der Braunkohletagebaue dabei komplett oder teilweise von der Zahlung der EEG-Umlage ausgenommen. Die betroffenen Unternehmen können ihren Stromverbrauch entweder als Eigenverbrauch deklarieren, wenn z. B. die Braunkohlekraftwerke zu demselben Unternehmen gehören wie die Tagebaue. Der eigenverbrauchte Strom ist dann – nach aktueller Gesetzeslage – nicht EEG-umlagepflichtig. Oder die Braunkohletagebaue können unter bestimmten Voraussetzungen die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) in Anspruch nehmen. Mit dieser Ausnahmeregelung nach dem EEG zahlen privilegierte Unternehmen²⁰ eine um bis zu 99,2 % reduzierte EEG-Umlage von 0,05 ct/kWh.

Wird nun überschlägig der gesamte Stromverbrauch der Braunkohletagebaue mit der aktuellen EEG-Umlage belastet, so ergeben sich die in Tabelle 6 angegebenen Einnahmen für das EEG-Umlage-Konto sowie umgerechnet eine entsprechende Verringerung der EEG-Umlage.

Tabelle 6: Einnahmen und EEG-Umlagewirkung

Einnahmen (EEG-Umlage 6,240 ct/kWh)	EEG-Umlagewirkung ²¹
247,104 Millionen Euro	- 0,065 ct/kWh

Wird der Stromverbrauch der Braunkohletagebaue EEG-umlagepflichtig, verringern die dadurch erzielten Einnahmen die EEG-Umlage um 0,065 ct/kWh bzw. 1 %. Die Braunkohle zur Verstromung wird dadurch teurer. Legt man diese Mehrkosten für die Braunkohletage-

¹⁹ Quelle: [KOHLEN2013] sowie [AGEB2014]

²⁰ Jahresstromverbrauch über 100 GWh und Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung mehr als 20 Prozent

²¹ Letztverbrauch von 377,9 TWh [ÜNB2013]

baue auf den in Braunkohlekraftwerken erzeugten Strom um, so erhöhen sich die Erzeugungskosten um ca. 1,5 EUR/MWh²². Durch die ohnehin vergleichsweise niedrigen Erzeugungskosten (Grenzkosten) der Braunkohlekraftwerke führt die Einbeziehung dieser Mehrkosten in die Modellberechnung (Kapitel 3) jedoch zu keinen Veränderungen hinsichtlich der Stromerzeugung und der Fahrweise der Kraftwerkstechnologien.

²² Stromerzeugung aus Braunkohle in 2013: 162 TWh [AGEB2014]

5. Zusammenfassung

Diese Studie untersucht die Auswirkungen einer EEG-Umlage auf den Kraftwerkseigenverbrauch von Strom sowie auf den Stromverbrauch von Braunkohletagebauen.

Der Kraftwerkseigenverbrauch beträgt ca. 6 % der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland. Wird auf diesen Eigenverbrauch EEG-Umlage erhoben, so entstehen höhere Einnahmen von ca. 2,4 Milliarden Euro für das EEG-Umlagekonto. Die EEG-Umlage 2014 verringert sich dadurch um 0,627 ct/kWh (ca. 10 %). Dieser Abschätzung liegt die Annahme zugrunde, dass die Gesamtstromerzeugung in Deutschland im Jahr 2014 unverändert gegenüber dem Jahr 2013 bleibt und die Kraftwerksbetreiber die Fahrweise ihrer Kraftwerke nicht verändern.

Die durch die EEG-Umlagepflicht auf den Eigenverbrauch höheren Ausgaben der Kraftwerksbetreiber führen zu höheren Stromerzeugungskosten der Kraftwerke je nach Kraftwerkstechnologie im Mittel zwischen 1,9 EUR/MWh bei Erdgas und 5,5 EUR/MWh bei Steinkohle. Die Auswirkungen dieser Kostenerhöhung wurden in einer Simulation mit dem Energiemarktmodell Power2Sim untersucht. Vor allem Steinkohlekraftwerke vermarkten auf Jahressicht signifikant ca. 10 % weniger Strom, da sie durch ausländische Kraftwerke verdrängt werden. Kern- und Braunkohlekraftwerke bleiben durch ihre geringen Erzeugungskosten weitestgehend davon unberührt, Gaskraftwerke verbleiben auf dem aktuell niedrigen Erzeugungsniveau.

Die durchschnittlichen Strompreise am Großhandelsmarkt steigen leicht um ca. 2,9 EUR/MWh. Dies führt zu erhöhten Erlösen bei der Vermarktung von erneuerbaren Energien nach dem EEG und verringert die EEG-Umlage um 0,04 ct/kWh (ca. 0,6%). Die Exportüberschüsse des Stromaustausches verringern sich um fast die Hälfte.

In einer Nebenbetrachtung wurde der Stromverbrauch der Braunkohletagebaue in Deutschland untersucht. Diese werden aktuell für die EEG-Umlage höchstwahrscheinlich nicht berücksichtigt. Im Jahr 2013 wurden fast 4 TWh Strom für den Abbau von Braunkohle verbraucht. Durch eine EEG-Umlagepflicht auf diese Strommenge ergeben sich Einnahmen von ca. 247 Millionen Euro, welche die EEG-Umlage 2014 um 0,065 ct/kWh (ca. 1 %) verringern.

Wird der Kraftwerkseigenverbrauch und auch der Stromverbrauch des Braunkohletagebaus voll EEG-umlagepflichtig, kann dadurch die EEG-Umlage um ca. 12 % auf 5,5 ct/kWh gesenkt werden. Für einen durchschnittlichen Haushalt mit 3.500 kWh Stromverbrauch ergibt sich dadurch eine Stromkostensenkung von rund 24 Euro im Jahr. Im Gegenzug geht bei dem aktuellen Gefüge von Primärenergieträger- und CO₂-Emissionszertifikatspreisen insbesondere die Auslastung deutscher Steinkohlekraftwerke zum Vorteil ausländischer Kraftwerke zurück.

6. Quellenverzeichnis

[AGEB2014]

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: „Stromerzeugung 1990 - 2013“, Stand: 24.02.2014, http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20140207_brd_stromerzeugung1990-2013.pdf, abgerufen am 17.03.2014

[BAFA2014]

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: „Unternehmen bzw. Unternehmensteile, die im Jahr 2014 an den aufgelisteten Abnahmestellen von der Besonderen Ausgleichsregel profitieren“, Stand 11.02.2014, http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/publikationen/statistische_auswertungen/besar_2014.xls, abgerufen am 24.03.2014

[BDEW2012]

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: „Brutto-Stromerzeugung 2012 nach Energieträgern in Deutschland“, Stand: 20. März 2013, http://bdew.de/internet.nsf/id/DE_Brutto-Stromerzeugung_2007_nach_Energietraegern_in_Deutschland?open&ccm=500030030, abgerufen am 17.03.2014

[BNETZA2014]

Bundesnetzagentur: „Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand: 19. Februar 2014“, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2013.xls?__blob=publicationFile&v=10, abgerufen am 20.03.2014

[EB2014]

Energy Brainpool: „Produktinformation Power2Sim“, http://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Produktinformation_Power2Sim.pdf, abgerufen am 17.03.2014

[EPEX2014]

EPEX Spot SE, Marktdaten

[KKG2013]

Kernkraftwerk Gundremmingen: „Das Kernkraftwerk – Zahlen & Daten“, http://www.kkw-gundremmingen.de/kkw_z.php, abgerufen 08.04.2013

[KOHLEN2013]

Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: „Braunkohlenförderung Stand: 03/13“, <http://www.kohlenstatistik.de/files/verwendung.xlsx>, abgerufen am 24.03.2014

[MIBRAG2011]

Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH: „Geschäftsbericht 2010“,
<http://www.mibrag.de/media/1304946268.pdf>, abgerufen am 24.03.2013

[RWE2014a]

RWE Standorte Braunkohle: „KW Neurath BOA 2&3 - Daten, Zahlen, Fakten“,
<http://www.rwe.com/web/cms/de/60142/rwe-power-ag/standorte/braunkohle/kw-weisweiler/>, abgerufen am 20.03.2014, abgerufen am 20.03.2014

[RWE2014b]

RWE Standorte Braunkohle: „KW Weisweiler - Daten, Zahlen, Fakten“,
<http://www.rwe.com/web/cms/de/60142/rwe-power-ag/standorte/braunkohle/kw-weisweiler/>, abgerufen am 20.03.2014

[RWE2014c]

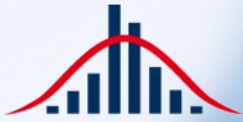
RWE Standorte Deutschland: „Kraftwerk Ibbenbüren - Daten, Zahlen, Fakten“,
<http://www.rwe.com/web/cms/de/1770936/rwe-generation-se/standorte/deutschland/kw-ibbenbueren/>, abgerufen am 24.03.2014

[ÜNB2013]

50Hertz, Amprion, TenneT TSO, Transnet BW: „Konzept zur Prognose und Berechnung der EEG-Umlage 2014 nach AusglMechV“, Stand: 15.10.2013,
http://www.netztransparenz.de/de/file/Konzept_zur_Prognose_und_Berechnung_der_EEG-Umlage_2014_nach_AusglMechV.PDF, abgerufen am 24.03.2014

[VATTENFALL2006]

Vattenfall, Hubertus Altmann: „Innovation und Effizienzsteigerung bei der Braunkohleverstromung in der Lausitz“, Stand: 06.09.2006,
http://www.eti-brandenburg.de/fileadmin/user_upload/Vortraege2006/Vattenfall.pdf,
abgerufen am 08.04.2014



www.energybrainpool.com

Philipp Götz
Thorsten Lenck

Energy Brainpool GmbH & Co. KG
Heylstraße 33, 10825 Berlin, Germany
Telefon +49 (0)30 76 76 54 -10
Fax +49 (0)30 76 76 54 -20

kontakt@energybrainpool.com

Aktionsprogramm flexible Kapazitäten

Die nächsten Schritte zum Erhalt der Strom-Versorgungssicherheit

Laufzeit des Vorhabens: Mai bis Oktober 2013

Auftraggeber: Greenpeace e.V., Andrée Böhling

Auftragnehmer:

IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Katherina Grashof
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-9762-840
Fax: +49-(0)681-9762-850
Email: grashof@izes.de

Autoren: Katherina Grashof, Eva Hauser und Herrmann Guss

Unter Mitarbeit von Patrick Hoffmann, Barbara Dröschel und Alexander Zipp.

Saarbrücken, den 11. Oktober 2013

Inhalt

Zusammenfassung	4
Executive Summary	5
1 Einleitung	7
2 Arten benötigter flexibler Kapazitäten	9
3 Flexibilitätsoptionen	13
3.1 Stromgeführte KWK und Bioenergie	13
3.1.1 Zum Status Quo der KWK	13
3.1.2 Die Rolle der KWK in der Transformation der Energiewirtschaft	16
3.1.3 Maßnahmen für die Nutzung der KWK als Flexibilitätsoption zur Versorgungssicherung	24
3.1.4 Regelbare Bioenergie	31
3.2 Ersatz von Nachtspeicherheizungen	37
3.2.1 Historie und aktueller Stand	37
3.2.2 Nachtspeicher als Flexibilitätsoptionen ungeeignet	39
3.2.3 Alternativen zu Nachtspeicherheizungen	45
3.2.4 Maßnahmen zum Ersatz von Nachtspeicherheizungen	49
3.3 Lastmanagement	52
3.4 Pumpspeicherkraftwerke	54
3.5 Notstromaggregate	54
3.6 Flexible Gaskraftwerke	55
4 Fazit zur Nutzungsrangfolge der Flexibilitätsoptionen und ihrer Refinanzierung	57
Literaturverzeichnis	62

Tabellen- und Abbildungsverzeichnis

Tabelle 1: Neuordnung der KWK-Förderung, veranschaulicht anhand einer beispielhaften Auszahlung von 50% der bisherigen KWK-Zuschläge für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität und einer KWK-Anlage von 2 MW _{el}	27
Tabelle 2: Abschätzung des Investitionsaufwands und Förderbedarfs für den Ersatz der in Wohngebäuden installierten NSH durch eine Erdgasheizung	51
Abbildung 1: Verlauf des Stromverbrauchs um die Stunden der Höchstlast für die Jahre 2006 bis 2012.....	11
Abbildung 2: Auftreten von Stunden in den Wintermonaten 2020, in der Wind und PV weniger als 10% der Gesamtlast (bezogen auf die jährliche Spitzenlast) im bundesdeutschen Netz durch abdecken – jeweils in orangerot	12
Abbildung 3: Normierter KWK-Erzeugungsgang in Deutschland 2008.....	17
Abbildung 4: Verlauf von PV- (gelb) und Windeinspeisung (blau; beide aggregiert: rot) sowie Last (grau) am 27.12.2012 (links) und am 26.08.2012 (rechts).....	18
Abbildung 5: Anlagen zur Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen: Zubau (Anzahl der Anlagen) zwischen 2000 und 2011	32
Abbildung 6: Anlagen zur Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen: Installierte Leistung (MW) pro Jahr von 2000 bis 2011	32
Abbildung 7: Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung bis 2050 gemäß Szenario A der Leitstudie 2011	33
Abbildung 8: Zusammensetzung des Endenergieeinsatzes für Raumwärme bis 2050 gemäß Szenario A der Leitstudie 2011	34
Abbildung 9: Anzahl überwiegend elektrisch beheizter Wohnungen in den Bundesländern 2010.....	38
Abbildung 10: Lastprofil „Wärmestrom Nachtladung und Tagnachladung“ des Verteilnetzbetreibers Westnetz	40
Abbildung 11: Anteil thermosensibler Stromverbräuche am Gesamtstromverbrauch in Frankreich während der Kältewelle im Februar 2012	42
Abbildung 12: Lastgang bei 0°C für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen in Bayern und Baden-Württemberg	43
Abbildung 13: Szenario Verlauf von Stromerzeugung und -Verbrauch im Februar 2022, basierend auf dem Wetter- und Verbrauchsjahr 2011	45
Abbildung 14: Einflussfaktoren auf die Entscheidung, eine elektrische Speicherheizung durch ein anderes Heizungssystem zu ersetzen	48
Abbildung 15: Rangfolge von Flexibilitätsoptionen zur Gewährleistung der Strom-Versorgungssicherheit.....	60

Zusammenfassung

Mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien ist eine Diskussion darüber entstanden, wie die Stromversorgung in Zeiten gesichert werden kann, in denen Wind und PV wenig oder keinen Strom erzeugen. Die verbleibenden deutschen Kernkraftwerke werden zwischen 2015 und 2022 endgültig stillgelegt; zusätzlich stehen Stilllegungen fossiler Kraftwerke aus immissionsschutzrechtlichen Gründen an. Der steigende Anteil von Wind und PV führt dazu, dass die übrige Stromerzeugung und auch der Verbrauch flexibler werden müssen; sie werden künftig mehr und mehr die Rolle von Flexibilitätsoptionen übernehmen. Allerdings hat der Ausbau erneuerbarer Energien zusammen mit der Wirtschaftskrise und den niedrigen CO₂-Preisen zu einer starken Absenkung der Börsenstrompreise geführt, so dass ausge-rechnet flexiblere Kraftwerke in wirtschaftliche Schwierigkeiten geraten. Ankündigungen, konventionelle Kraftwerke stillzulegen, sind die Folge, und es wird die Sorge geäußert, Deutschland könnte in Wind- und PV-Strom-armen Zeiten zu wenig Erzeugungskapazitäten haben.

Daher wird wie in anderen Ländern nun auch in Deutschland diskutiert, Kapazitätsmecha-nismen einzuführen, d.h. bereits die Bereitstellung von Stromerzeugungskapazitäten zu ho-norieren, unabhängig davon, wie häufig die Anlagen eingesetzt werden. Die Vorschläge für derartige Mechanismen beinhalten eine strategische Reserve (als deren Variante auch die bis 2017 geltende Reservekraftwerksverordnung angesehen werden kann) und verschiede-ne Kapazitätsmarkt-Konzepte: mit einerseits einer zentralen Auktion benötigter Kapazität oder dezentralem Handel von Kapazitätssertifikaten und andererseits Kapazitätsentgelten nur für stilllegungsbedrohte Bestandskraftwerke und Neuanlagen oder für alle gesicherte Kraftwerkskapazität. Die derzeitigen Abschätzungen erwarten für die Kapazitätsmarkt-Modelle Kosten von rund 2 bis 6 Mrd. € pro Jahr.

Die (deutschen) Erfahrungen mit dem CO₂-Emissionshandel zeigen allerdings, dass auch ein politisches Instrument, das mit viel gutem Willen zur Verfolgung umweltpolitischer Ziele ein-gerichtet wird, sich als (zeitweise) wirkungslos erweisen kann und sogar zu erheblichen Mit-nahmeeffekten für CO₂-intensive Stromerzeugungstechnologien führen kann, wenn im par-lamentarischen Verfahren von Interessengruppen hoher Druck ausgeübt wird und/oder be-stimmte wirtschaftliche Entwicklungen nicht antizipiert werden. Daher ist es empfehlenswert, derartige Kapazitätsmechanismen nicht überstürzt einzuführen, sondern eher schrittweise vorzugehen und dabei spezifische Chancen im gegenwärtigen Energiesystem zu nutzen. Hierdurch kann mehr Ruhe in die Debatte um Kapazitätsmechanismen einkehren und ver-mieden werden, dass der empfundene Handlungsdruck zu Regelungen führt, die die Ener-giewende letztlich eher bremsen denn unterstützen.

Die vorliegende Studie schlägt vor, hierzu nicht alleine auf die Deckung der jährlichen Strom-Höchstlast durch neue, rein stromerzeugende Kraftwerke zu setzen. Sie gibt einen Überblick über die in der kommenden Dekade relevanten Flexibilitätsoptionen und empfiehlt insbeson-dere, effizientere Technologien stärker zu nutzen und einen genaueren Blick auf den im Win-ter systematisch höheren Stromverbrauch zu werfen.

Deutschland hat nach wie vor hohe Ausbaupotentiale für den Ausbau der erdgas- oder mit Bioenergie-gefeuerten Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Derzeit wird 16% der deutschen Stromerzeugung in KWK produziert; das Ziel der Bundesregierung für 2020 ist allerdings ein Anteil von 25%. Die Studie schlägt vor, die Ziele der Strom-Versorgungssicherheit und der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme teilweise gemeinsam zu verfolgen. Dafür ist die KWK auszubauen und (nach und nach auch im Bestand) von einer wärme- auf eine strom(preis)orientierte Fahrweise umzustellen. Weiter sollte die KWK genutzt werden, um Systemdienstleistungen für die Netzstabilität zu erbringen; dadurch kann der Bedarf nach konventionellen Kapazitäten für diese Aufgabe reduziert werden. Um hierfür Anreize zu setzen, wird eine Neustrukturierung der KWK-Förderung auf ein teilweise kapazitätsbasiertes System vorgeschlagen und als Bedingung für den Erhalt der Förderung, dass die Anlagen zur Strom-Versorgungssicherheit beitragen. Eine zusätzliche KWK-Kapazität von rund 4 bis 6 Gigawatt (GW) bis 2020 kann hier einen substanziellen Beitrag leisten und voraussichtlich zu Kosten von 300 bis 450 Mio. € pro Jahr erzielt werden bzw. mit einer Erhöhung der KWK-Umlagekosten für einen durchschnittlichen Haushalt von derzeit 3,80 € auf 9 bis 10 € *pro Jahr*.

Der zweite Schwerpunkt der vorliegenden Studie liegt auf der hohen Zahl von bundesweit rund 1,4 Millionen Haushalten, die weiterhin mit elektrischen Nachtspeicherheizungen beheizt werden. Diese Heizungen verursachen im Winter tagsüber einen Strombedarf von rund 3,8 bis 5 GW, nachts sogar von 11 bis 18 GW. Werden diese Heizungen durch moderne Heizungssysteme ersetzt, reduziert sich entsprechend der Bedarf nach (zusätzlicher) gesicherter Kraftwerksleistung. Dafür ist es sinnvoll, die bis 2012 bestehende Vorgabe, Nachtspeicherheizungen bis 2020 durch moderne Heizungen zu ersetzen, wieder einzuführen, und auch auf Häuser mit weniger als 6 Wohneinheiten anzuwenden. Da die hierfür notwendigen Investitionen gerade für private Hausbesitzer nicht vernachlässigbar sind, wird zusätzlich eine Förderung der Umrüstungen in Höhe von rund 750 Mio. € pro Jahr vorgeschlagen.

Executive Summary

With the energy transformation going forward, there is a growing debate in Germany about how to ensure security of power supply in times of little wind and photovoltaic (pv) power generation. Nuclear power will be phased out completely between 2015 and 2022; also some fossil generation plants will go out of service due to emission regulations. The increasing generation of variable renewables demands that all other power generation and demand be more and more flexible, i.e. serves as so-called flexibility option to complement wind and pv. The finding is, however, that growing renewable generation, together with the economic crisis and low carbon prices, has reduced wholesale power prices, making it difficult especially for flexible power plants to cover their operating costs. Announcements of power plant shut-downs have been the result and worries are voiced, whether Germany will have enough generation capacity in times of low renewable power.

Like in other countries and reinforced by the growth of wind and pv, in Germany, a debate has started about introducing a capacity mechanism to remunerate plant owners for having their generation capacity ready to operate. Proposals for such mechanisms include a strate-

gic reserve (a kind of which has already been implemented until 2017) and different concepts of capacity markets: They foresee either a central auctioning of needed capacity or decentral trading of capacity certificates, and the possibility for capacity remuneration either only for plants that would otherwise go out of service (or would not be built) or for all existing capacity. Current expectations of costs for these capacity markets range from € 2 to 6 billion per year. The (German) experiences with emissions trading have shown that also a political instrument, which is set up with the best intention to serve environmental means, can turn out to be ineffective and even bring significant windfall profits for highly CO₂-intensive power generation, if there is much pressure from interest groups and/or certain economic developments are not anticipated. Accordingly, it is advisable not to rush into a large system of capacity payments for power plants, but rather to take a step-by-step approach: to make use of specific current opportunities in Germany and take momentum out of a debate, which might otherwise result in provisions that could rather hamper than sustain the German Energiewende.

This study proposes to not only look at the maximum level of electricity demand per year and subsequently set incentives for new plants generating nothing but electricity to fill possible gaps. It gives an overview on the most promising technologies to serve as flexibility options in the coming decade and recommends especially to address more efficient technologies generating both power and heat and to take a look at the course and reasons for peak demand in winter time.

Germany has significant potential for combined heat and power (CHP) generation, fired by natural gas or bio energy sources. Currently, 16% of German electricity is produced in CHP facilities; however, the government's goal is to reach a share of 25% in 2020. This study proposes to pursue the goal of security of power supply and of coupled heat and power production in a partly combined manner. Therefore, new CHP capacity has to be installed, and both existing and new capacity should not be operated according to the heat demand much longer, but according to the wholesale power market price (which goes down whenever there is much wind and pv). Additionally, CHP should be used to deliver system services for grid stability, thereby reducing the need for large conventional power plants for this end. To set the according incentives, the study proposes a partly capacity-based restructuring of the current CHP scheme, making supply security contributions of CHP a precondition to receive support. An additional CHP capacity of about 4 to 6 Gigawatts (GW) until 2020 can have a significant impact and can probably be achieved at annual costs of € 300 to 450 million, corresponding to an increase of the current CHP surcharge costs for an average household from € 3,80 to € 9 to 10 *per year*.

The second focus of the study lies on the still large number of 1.4 million households using old electric heating devices, which during day-time cause 3.8 to 5 GW of power demand (and 11 to 18 GW at night). Would these heating devices be exchanged for modern heating, this demand for (new) power generating capacity would be made unnecessary. It is proposed to reintroduce the regulation demanding such an exchange until 2020 that has been in place until 2012 and to support the necessary investment – which for private house owners is not negligible – by € 750 million per year.

1 Einleitung

Der starke Rückgang der Preise an der Strombörse hat in den vergangenen zwei Jahren eine Debatte angefacht, ob Kraftwerken, die für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bereit stehen, alleine hierfür eine Vergütung bezahlt werden soll. Grund für den Verfall der Großhandelsstrompreise sind einerseits die extrem niedrigen Preise für Zertifikate am Europäischen Treibhausgas-Emissionshandel sowie andererseits der starke Ausbau der erneuerbaren Energien (EE), die nukleare und fossile Kraftwerke in der Merit-Order nach rechts schieben. An der Strombörse sind nicht die Vollkosten der Stromerzeugung inklusive derer zum Bau der Erzeugungsanlagen relevant, sondern lediglich die Grenzkosten der Erzeugung einer zusätzlichen Kilowattstunde (kWh), also im Wesentlichen Brennstoffkosten.

Entsprechend sind neben den EE derzeit besonders Atom-, und Braunkohlekraftwerke wegen ihrer niedrigen Brennstoff- und der vernachlässigbaren CO₂-Emissionkosten stark ausgelastet. Gaskraftwerke dagegen, wegen ihrer niedrigen CO₂-Emissionen und ihrer Flexibilität deutlich geeigneter als Kohle- und Kernkraftwerke, um die Einspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) Wind und Photovoltaik (PV) auszugleichen, haben erheblich gesunkene Jahresnutzungsstunden und Strommarkterlöse, welche die Rentabilität des Anlagenbetriebs insgesamt infrage stellen. Insbesondere ältere Steinkohlekraftwerke stehen vor einer ähnlichen Situation.

Entsprechend häufen sich die Ankündigungen von Kraftwerksbetreibern, Anlagen außer Betrieb zu nehmen. Gegenwärtig bestehen im deutschen Kraftwerkspark noch hohe Überkapazitäten. Es wird jedoch befürchtet, dass die Stilllegung der verbleibenden deutschen Atomkraftwerke ab 2015 und weiterer Anlagen sowie die Unrentabilität insbesondere des Neubaus von Gaskraftwerken die Strom-Versorgungssicherheit ab Ende der Dekade in Situationen bedrohen, in denen EE keinen Strom liefern können.

Unter den Stichworten „Kapazitätsmarkt“ und „strategische Reserve“ wird seither diskutiert, wie die Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann. Zudem hat der Gesetzgeber mit der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) bis 2017 eine Regelung geschaffen, mit der die Stilllegung wichtiger Kraftwerke verhindert und ggf. auch Neubauten gesichert werden sollen. Sie ist strukturell eng mit einer strategischen Reserve verwandt, in der Kraftwerke außerhalb des regulären Stromhandels für besondere Engpasssituationen vorgehalten werden. In einem Kapazitätsmarkt erhalten – je nach Modell manche oder alle – am Markt aktive Kraftwerke bereits für ihre Einsatzbereitschaft eine Vergütung, die die Rentabilität des Betriebs auch bei sehr niedriger Auslastung sicherstellen soll. Gerade unter Befürwortern eines Kapazitätsmarktes ist die Überzeugung verbreitet, dass der Erhalt und Neubau von Gaskraftwerken unbedingt erforderlich sei, um zu vermeiden, dass die Stilllegung der verbleibenden Atomkraftwerke noch einmal in die politische Debatte gerät und eventuell verschoben wird.

Nun sind jedoch mit Kohle oder Erdgas befeuerte Kraftwerke nicht die einzigen Möglichkeiten, das Angebot der FEE auszugleichen (vgl. Leprich et al 2012, und Krzikalla et al 2013). Vielmehr existiert eine breite Palette von grundsätzlich geeigneten Flexibilitätsoptionen: flexible Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), regelbare Bioenergie, Stromeinsparung und flexible

Nachfrage (Demand-Side-Management, DSM), Netzersatzanlagen (Notstromaggregate), Austausch mit dem Ausland und Speicher.

In der politischen Diskussion werden mitunter zwei gedanklich zu trennende Ebenen vermischt. Einerseits ist zu entscheiden, welche technologischen Optionen die benötigten Kapazitäten zur Verfügung stellen sollen. Die andere Frage ist die nach dem geeigneten Refinanzierungsmechanismus für diese Kapazitäten. Hier hat sich die Debatte zuletzt stark auf die beiden Alternativen Kapazitätsmarkt und strategische Reserve reduziert – was jedoch zugleich eine Verengung der technologischen Lösungsoptionen bedeuten kann. Der Großteil der Vorschläge fokussiert allein den Erhalt und Neubau rein stromerzeugender, fossil betriebener Kraftwerke; teilweise soll zusätzlich, und oft eher am Rande erwähnt, auch eine Flexibilisierung der Stromnachfrage erreicht werden. Wie in den vergangenen Dekaden scheint die wesentliche Antwort auf Befürchtungen hinsichtlich der Versorgungssicherheit, dass konventionelle Kraftwerke zu erhalten bzw. errichten sind. Mitunter wird auch argumentiert, der Staat solle nur für eine Vergütung für Kapazitätsvorhaltung sorgen, „der Markt“ werde dann schon automatisch die „richtigen“ Flexibilitätsoptionen anreizen. Den Möglichkeiten und Notwendigkeiten des Jahres 2013 wird diese verengte Sichtweise jedoch nicht gerecht.

Zugleich wird auch eine wesentliche energiepolitische Erfahrung der jüngsten Zeit übersehen: der CO₂-Emissionhandel ist insofern ein ähnlich breit wirkendes Instrument wie ein Kapazitätsmarkt, als auch hier eine zentrale Größe – der Preis für Emissionszertifikate – „dem Markt“ Signale senden sollte, emissionsärmere Technologien zu präferieren. Während das Instrument zu Zwecken des Umweltschutzes geschaffen wurde, hat der Druck der betroffenen Energieunternehmen im Zuge des Gesetzgebungsverfahrens dazu geführt, dass Betreiber von sehr emissionsintensiven Kohlekraftwerken in den ersten Jahren hohe Zusatzerlöse erzielen konnten. Heute ist das Instrument nahezu wirkungslos, aufgrund des nicht-antizipierten Wirtschaftseinbruchs seit 2008, aber auch, weil außerhalb Europas generierte Zertifikate sehr großzügig angerechnet werden dürfen. Entsprechend erfährt die Braunkohlenutzung eine unerwartete Renaissance. Auch bei der Einführung eines Kapazitätsmarktes ist zu erwarten, dass Betreiber sehr emissionsintensiver und inflexibler Kraftwerke ein hohes Engagement im parlamentarischen Verfahren zeigen werden, um Kapazitätsentgelte für die Bereitstellung von Erzeugungsleistung auch ihrer Anlagen zu erreichen. Im ungünstigsten Falle könnte eine Einführung eines Kapazitätsmarktes erneut zu Zusatzerlösen für längst abgeschriebene Kraftwerke führen und zugleich dafür sorgen, dass Flexibilitätsoptionen, die deutlich besser in das künftige Energiesystem passen, vernachlässigt werden.

Die hier vorgestellten Vorschläge speisen sich aus der Einschätzung, dass in einem Kapazitätsmarkt nach den heute diskutierten Konzepten der Erhalt und Bau rein stromerzeugender Kraftwerke eher realisiert würden, als manche für den Fortgang der Systemtransformation sinnvollere Maßnahmen, die in der Umsetzung etwas komplexer sind, etwa weil gewohnte Regelungen zu ändern sind, unterschiedliche Akteursgruppen kooperieren müssten oder Informationsdefizite zu beheben wären. Damit soll nicht argumentiert werden, dass der Neubau von auch rein stromerzeugenden Kraftwerken generell zu vermeiden ist. Er soll jedoch nicht alleine Vorrang erlangen, dass derartiger Kraftwerksbau in der Vergangenheit grundsätzlich die präferierte Antwort auf Herausforderungen der Versorgungssicherheit war, und die entsprechenden Prozesse daher unter den Akteuren eingespielt sind. Wenn die üb-

rigen Flexibilitätsoptionen in einem pragmatisch sinnvollen Maße genutzt werden und ein weiterer Bedarf besteht, spricht auch aus unserer Sicht nichts gegen die Errichtung sehr flexibler, effizienter und emissionsarmer Kraftwerke. Der jüngst vorgelegte erste Teil des 5. Weltklimaberichts des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) weist erneut darauf hin, dass erhebliche Anstrengungen vonnöten sind, wenn die globale Temperatursteigerung bis 2100 auf 2 °C begrenzt werden soll (IPCC 2013). Entsprechend ist wesentlich, keine neuen Pfadabhängigkeiten zugunsten CO₂-intensiver Stromerzeugung entstehen zu lassen.

2 Arten benötigter flexibler Kapazitäten

Mit zunehmendem Anteil insbesondere von Wind- und PV-Strom verändert sich der Bedarf nach verbleibender Stromerzeugung erheblich. Während in der Vergangenheit der Verlauf des Strombedarfs, d.h. der Last, die Struktur des Kraftwerksparks bestimmte, ist künftig die Deckung der Residuallast, d.h. der Stromnachfrage abzüglich ihrer Deckung durch erneuerbare Energien von Bedeutung. Allerdings ergänzen sich Wind und PV insofern gut, dass sie häufig zu (jahreszeitlich) komplementären Zeiten einspeisen; mithin dienen sie einander in gewissem Maße bereits selbst zum Ausgleich. Da jedoch auch die Gesamteinspeisung aus Wind und PV je nach Wetter mitunter hohe Schwankungen bei der Stromeinspeisung aufweist und die Speicherung größerer Strommengen nach wie vor aufwändig und teuer ist, muss die Residuallastkapazität entsprechend schnell und flexibel reagieren können. Folgende Arten von Kapazitäten¹ sind zu unterscheiden:

- a. **Kapazität für Sekunden bis Minuten**², aufgrund sehr kurzfristiger Wetter- oder Nachfrageänderungen bzw. zum Ausgleich ungeplanter KW- oder Netzausfälle. Diese Kapazität dient zur Sicherung der Netzstabilität und ist derzeit mehr als ausreichend vorhanden (wie an den generell niedrigen Regelenergie-Preisen erkennbar ist). Sie wird allerdings oft durch fossile Kraftwerke geliefert, die bei hoher FEE-Einspeisung nicht ausreichend rasch heruntergefahren werden können. Hier müssen flexiblere und emissionsärmere Kapazitäten mehr und mehr übernehmen.
- b. **Kapazität für Stunden** zum Ausgleich von Stunden mit höherer/niedrigerer FEE-Einspeisung bzw. Stunden mit sehr hoher/niedriger Nachfrage: Sie ist derzeit aufgrund der Überkapazitäten bei Kraftwerken ausreichend vorhanden. Allerdings kommen einige fossile Kraftwerke mit den sinkenden Börsenstrompreisen in wirtschaftliche Schwierigkeiten, andere Anlagen werden in den kommenden Jahren (aufgrund atomgesetzlicher oder immissionsschutzrechtlicher Regelungen) geplant abgeschaltet. Die niedrigen Strompreise aufgrund der Überkapazitäten sorgen auch dafür, dass

¹ Mit Kapazität ist in diesem Falle sowohl Leistung zur (erhöhten/verminderten) Stromerzeugung angesprochen als auch die Möglichkeit zur Laststeigerung oder –absenkung auf der Nachfrageseite.

² Zur Vereinfachung wird hier nicht zwischen Aktivierungs- und Nutzungsdauer der Anlagen unterschieden, da die Werte in ähnlichem Bereich liegen. So kann eine Gasturbine in sehr kurzer Zeit hochgefahren werden und aufgrund der hohen Brennstoffpreise ergibt ihre dauerhafte Nutzung über Tage oder Wochen hinweg verglichen mit anderen Optionen auch keinen Sinn.

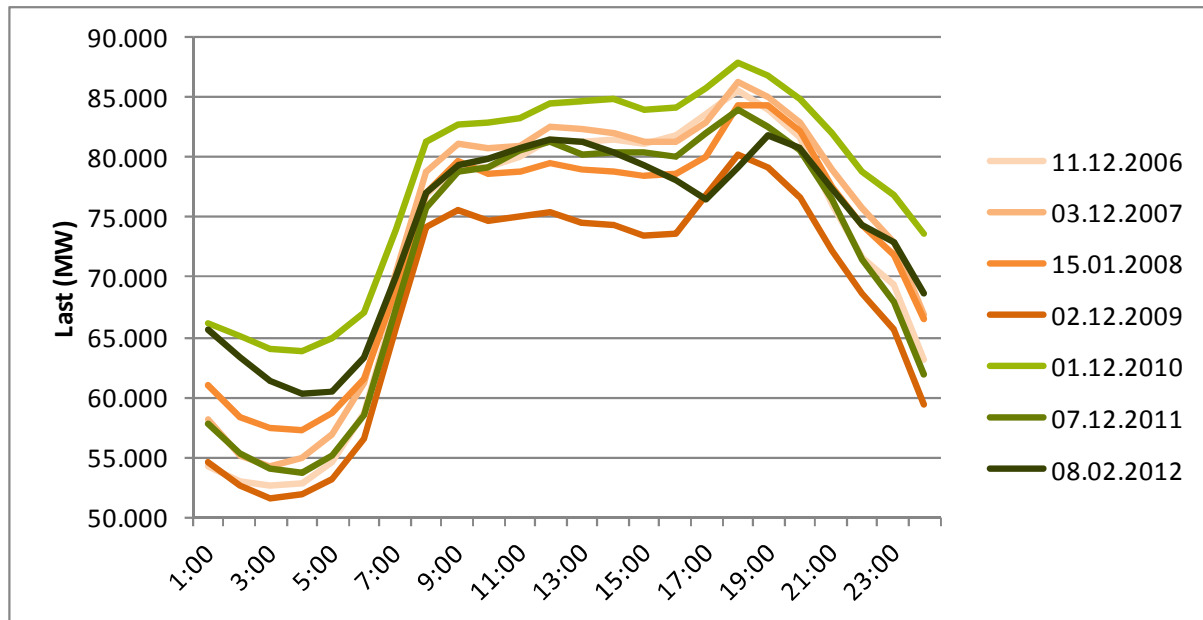
zahlreiche grundsätzlich praktikable Optionen für stundenweise flexible positive und negative Leistung nicht genutzt werden. Mittelfristig liegt hier aufgrund der absehbaren Abschaltung von (Grundlast-)Kraftwerken und gleichzeitigem Zuwachs von FEE der am stärksten steigende Bedarf. Eine typische Situation könnte beispielsweise eine kurzzeitig stark positive Residuallast am Spätnachmittag bzw. frühen Abend sein, wenn die PV-Einspeisung rasch zurückgeht, eher schwacher Wind weht, die Last jedoch bis 19 oder 20 Uhr abends noch einmal ansteigt, bevor sie für den Rest der Nacht stark zurück geht.

- c. **Kapazität für Tage bis Wochen:** in den kommenden Jahren zur Deckung der durchgängig bestehenden Minstdifferenz zwischen FEE-Erzeugung und Last, mittelfristig zur Deckung von Tagen bis Wochen mit niedriger FEE-Erzeugung (z.B. eine längere Windflaute im November). Diese Kapazität wird heute ähnlich wie die unter b genannte durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt, vor allem durch Kern- und Braunkohlekraftwerke. Auch diese Anlagen konkurrieren im Netz bei niedriger Last mit EE, die grundsätzlich gesetzlichen Einspeisevorrang genießen. Während heute für diesen Zweck vor allem Anlagen in der Grundlast betrieben werden, kann diese Kapazität auch durch sich abwechselnde, anstatt dauerhaft genutzte Kapazitäten bereit gestellt werden; auf längere Sicht kommen längerfristige Speicherlösungen in Betracht. Über einige Wochen andauernde Phasen mit hohem Bedarf nach klassischer, d.h. inflexibler Grundlast werden mit steigendem Anteil von FEE sehr selten werden, bilden also keine verlässlichen Geschäftsmodelle mehr.

Damit die beschriebenen Kapazitäten fehlende FEE-Einspeisung bundesweit ausgleichen können, ist ein entsprechend ausgebautes Übertragungs- und Verteilnetz erforderlich; dessen Ausbau ist jedoch nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

Grundsätzlich ist der Stromverbrauch in Deutschland im Winter generell deutlich höher als im Sommer, so lag die höchste Last im Winterhalbjahr 2012 während knapp 140 Stunden über 78 Gigawatt (GW, ENTSO-E Consumption data), während dieses Niveau im Sommerhalbjahr nur ein einziges Mal erreicht wurde. Interessant für Betrachtungen der längerfristigen Versorgungssicherheit sind insbesondere die Zeiten der Jahreshöchstlast. Typischerweise liegt diese an einem Werktag zwischen Dezember und Februar am frühen Abend. Die folgende Abbildung zeigt den Tageslastverlauf um die Stunden der Höchstlast für die Jahre 2006 bis 2012. Die Jahreshöchstlast lag hier zwischen 80 und 88 GW. Der klassische Tageslastgang ist klar erkennbar: bereits am Mittag erreicht die Last ein hohes Niveau, nach Erreichen der Höchstlast fällt sie rasch ab. Während der Mittagsstunden liegt die Last an diesen Tagen nur um 3-4 GW unter der Höchstlast, dieser Abstand ist in den vergangenen Jahren noch kleiner geworden. Diese Zusammenhänge sind von Bedeutung, wenn der Frage nachgegangen wird, welche Technologien besonders geeignet sind, die Deckung der Höchstlast abzusichern.

Abbildung 1: Verlauf des Stromverbrauchs³ um die Stunden der Höchstlast für die Jahre 2006 bis 2012



Daten: ENTSO-E Consumption data

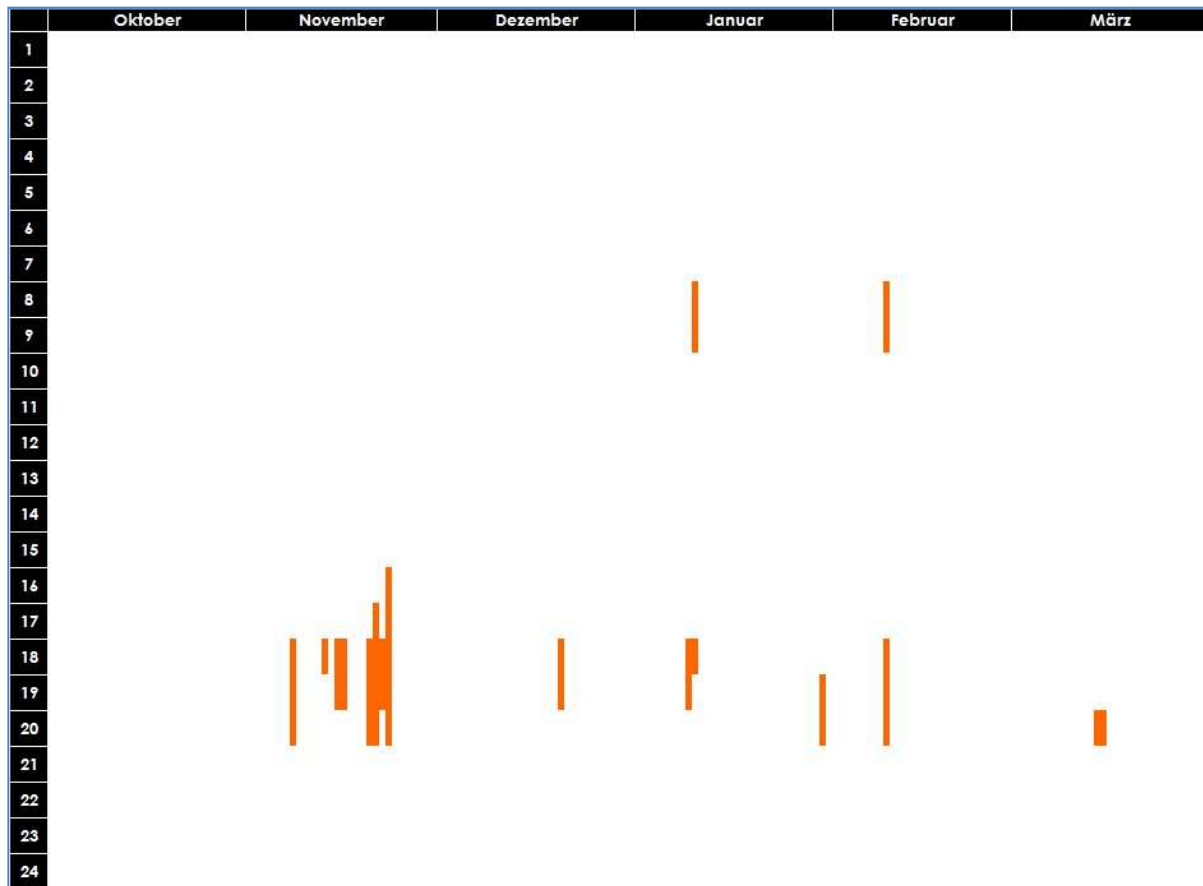
Die Abbildung verdeutlicht auch, dass eine Absenkung spezifisch von Stromnachfrage, die systematisch im Winter auftritt (und dort nicht aus den Hoch- in Niedriglastphasen verschoben werden kann) sinnvoll ist, um nicht eigens hierfür Erzeugungskapazitäten vorhalten zu müssen, die während der übrigen Monate nicht benötigt werden.

Mit steigenden Anteilen aus FEE wird der Bedarf nach konventionellen Erzeugungskapazitäten immer geringer. Krzikalla et al (2013) zeigen, dass künftig in immer weniger Stunden pro Jahr eine hohe Residuallast besteht: Während 2012 noch während knapp 3000 der 8760 Stunden des Jahres rund 60 GW regelbare Kraftwerksleistung benötigt wurden, ist dies 2020 (für das Ausbauszenario des Bundesverbands Erneuerbarer Energien mit 47% Stromerzeugung aus EE) nur noch in deutlich weniger als 500 Stunden der Fall. Die folgende Abbildung illustriert, dass es im genannten BEE-Ausbauszenario nur noch sehr selten zu Situationen kommt, in denen Wind und PV nicht mindestens 10% der Höchstlast im deutschen Netz decken⁴.

³ Die von ENTSO-E erhobenen Lastdaten wurden entsprechend der Empfehlung von ENTSO-E um den Faktor 1,09 korrigiert, um nicht nur den Verbrauch im öffentlichen Netz in Deutschland, sondern auch den der Industrie und für Bahnstrom vollständig zu berücksichtigen.

⁴ Bei einer angenommenen Höchstlast von 81,8 GW, ohne Berücksichtigung des von ENTSO-E nicht ausgewiesenen Bahn- und Industriestromverbrauchs-Anteils.

Abbildung 2: Auftreten von Stunden in den Wintermonaten 2020, in der Wind und PV weniger als 10% der Gesamtlast (bezogen auf die jährliche Spitzenlast) im bundes-deutschen Netz durch abdecken – jeweils in orangerot



Graphik IZES auf Basis von Daten aus Krzikalla et al 2013. Anmerkung: Die Abbildung zeigt horizontal dargestellt die Stunden des Tages, vertikal dargestellt sind die Wintermonate.

Auch die Betrachtung der Residuallast-Gradienten illustriert den Flexibilitätsbedarf: Krzikalla et al (ebd., S. 24) erwarten für das 47%-Szenario des BEE eine maximale Veränderlichkeit der Residuallast in Höhe von rund +13 und -10 GW pro Stunde (d.h. dass aufgrund zurückgehender FEE-Einspeisung binnen einer Stunde höchstens 13 GW durch Hochfahren konventioneller Erzeugung bzw. durch Nachfragemanagement ausgeglichen werden muss). VDE (2012, S. 106) erwartet (für ein etwas anderes Szenario mit 40% EE in 2020) maximale Residuallastgradienten von +13 und -15 GW pro Stunde.

Entsprechend lässt sich für die künftigen Kapazitäten zur Residuallastdeckung konkretisieren, dass sie künftig nur noch selten über Tage oder Wochen hinweg ohne Unterbrechung benötigt werden und besonders im Winter und hier vor allem am frühen Abend sicher verfügbar sein müssen. Zugleich ist ihre rasche Regelbarkeit erforderlich, um schnelle Einspeiseschwankungen der FEE-Anlagen ausgleichen zu können. Systematisch in diesen Zeiten auftretende Verbräuche erhöhen den Bedarf nach gesicherter Leistung.

3 Flexibilitätsoptionen

Die vorliegende Studie gibt einen Überblick über die zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen, d.h. der Kapazitäten, die die fluktuierende Einspeisung insbesondere von Wind- und PV-Strom ausgleichen sollen. Dabei werden die Flexibilisierung von fossiler und mit Bioenergie befeuerter KWK und der Ersatz von elektrischen Speicherheizungen vertieft analysiert, da sie kurzfristig relevante Beiträge liefern können, die bislang in der Debatte um Versorgungssicherheit kaum betrachtet wurden. Die übrigen Flexibilitätsoptionen werden dargestellt und in die Rangfolge der Prioritäten bei ihrer Erschließung eingeordnet.

Von den eingangs erwähnten Flexibilitätsoptionen werden diejenigen hier nicht untersucht, die erst nach 2020 eine größere Relevanz gewinnen. Dies gilt insbesondere für Speicher (abgesehen von Pumpspeicherkraftwerken), da diese heute noch sehr teuer sind und deutschlandweite Überschüsse von FEE-Strom vor 2020 nicht in nennenswertem Umfang zu erwarten sind.

Weiter ist von Bedeutung, dass nur diejenigen Technologien ernsthaft als Flexibilitätsoptionen eingestuft werden können, die selbst keine Inflexibilitäten ins System bringen, indem sie etwa eine konventionelle Mindestkapazität erfordern. Was wie eine Selbstverständlichkeit wirkt, stellt die wesentliche Motivation dar, Nachtspeicherheizungen in dieser Studie nicht als FEE-Speicher zu betrachten, da sie die hierfür notwendige Flexibilität gerade nicht aufweisen, sondern zusätzliche regelbare Stromerzeugungskapazitäten nötig machen.

Teilweise wird auch argumentiert, dass die FEE selbst flexibler, oder, wie es mitunter formuliert wird, „bedarfsgerechter“ erzeugen sollen. Dies erscheint uns vor dem Hintergrund wenig sinnvoll, dass Wind und PV grundsätzlich wetterabhängig produzieren und hier jede Abregelung dafür sorgt, dass brennstoff- und emissionsfrei erzeugter Strom nicht genutzt wird und zugleich der Anreiz zur Flexibilisierung im übrigen Kraftwerkspark zurückgeht. Diese Flexibilisierung ist jedoch gerade bei den großen konventionellen Kraftwerken unumgänglich, wenn Wind und Sonne als künftige Systemsäulen den größten Beitrag zur Stromerzeugung leisten sollen. Hiervon ausgenommen sind Beschränkungen der lokalen Netzkapazitäten, die zwar einen Abtransport seltener Spitzenerzeugung von FEE-Strom behindern, wegen eines unverhältnismäßig hohen Aufwands aber nicht lohnen, behoben zu werden.

3.1 Stromgeführte KWK und Bioenergie

3.1.1 Zum Status Quo der KWK

Die gemeinsame Erzeugung von Strom und Wärme stellt als etablierte Technologie eine wesentliche Flexibilitätsoption dar. Bisher wurde die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) vor allem wegen ihrer im Vergleich zum durchschnittlichen Strommix niedrigeren CO₂-Emissionen und ihrer hohen Energieeffizienz politisch gefördert, seit 2002 mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-G). Im Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramm der Bundesregierung (IEKP) ist das Ziel formuliert, den Anteil an KWK-Strom an der Gesamtstromerzeugung auf 25 % bis zum Jahr 2020 zu steigern.

Tatsächlich betrug der Anteil der KWK an der gesamten Nettostromerzeugung 2005 mit 80 TWh rund 14% und 2011 mit 91 TWh rund 16% (Gores et al 2012, S. 45); Prognos (2013, S. 2) ermitteln auch für 2012 einen KWK-Anteil von 16%. Die in KWK erzeugte Wärme betrug 665 PJ im Jahr 2005 und 2011 697 PJ. Der derzeitige Trend deutet also nicht darauf hin, dass das KWK-Ziel für 2020 erreicht wird; hierfür ist vielmehr eine deutliche Verstärkung der Anstrengungen vonnöten. Der Zuwachs zwischen 2005 und 2011 rührt zu einem sehr hohen Anteil von biogen betriebenen Blockheizkraftwerken (BHKW) her (von null auf 7,6 TWh) sowie von Zuwächsen bei der industriellen KWK (+2,8 auf 28,4 TWh) und fossil betriebenen BHKW (+1,7 auf 3,8 TWh), während die Erzeugung in KWK-Anlagen der Allgemeinen Versorgung⁵ sogar leicht rückläufig war (-1,2 auf 51,1 TWh). Die installierte KWK-Leistung betrug 2010 insgesamt rund 29 GW, davon 15 GW Dampfturbinen, 10 GW Gasturbinen sowie 3,5 GW Motoren und sonstige Anlagen. Die Zuwächse der letzten Jahre entfallen vor allem auf Gasturbinen und Motoren. 9 der 29 GW entfallen auf die industrielle KWK (Gores, Harthan 2013, S. 95).

Über die Potentiale zum Ausbau der KWK in Deutschland existiert eine Vielzahl von Studien; für eine Übersicht vgl. Gores et al (2012, S. 64ff). Für 2020 weisen sie eine hohe Spannweite der KWK-Stromerzeugung aus, zwischen 55 und 351 TWh. Sie werden entscheidend davon beeinflusst, welche Annahmen über die Förderung der KWK und über die Entwicklung des Wärmebedarfs (insb. infolge von Energieeffizienzmaßnahmen) zugrunde liegen.

Die Förderung der fossil befeuerten KWK erfolgt in erster Linie durch das KWK-G. Hier sind je nach Leistung der Anlage stufenweise Zuschläge in der Höhe von 1,8 bis 5,41 Eurocent festgelegt, die für jede erzeugte – d.h. selbst verbrauchte oder eingespeiste - Kilowattstunde vom Netzbetreiber an den Betreiber der KWK-Anlage zu bezahlen sind. Dies gilt für die ersten 30.000 Vollbenutzungsstunden einer neuen oder modernisierten Anlage⁶ (bei einer angenommenen Jahresauslastung von 3.000 Stunden entspricht dies 10 Jahren), anschließend fällt die Förderung weg. Dieser Zuschlag wird zusätzlich zum Verkaufspreis des Stroms (an der Strombörse oder an einen anderen Abnehmer) bezahlt. Falls der Anlagenbetreiber den Strom nicht selbst vermarktet, erhält er vom Netzbetreiber als regulären Stromerlös den „üblichen Preis“ an der Strombörse bezahlt – dieser ist im Gesetz definiert als der durchschnittliche Baseload-Preis des vergangenen Quartals.

Wie andere Kraftwerke nehmen KWK-Anlagen > 20 Megawatt (MW) auch am Europäischen Emissionshandel teil; sie erhalten für ihre Wärmeerzeugung eine (abnehmende) kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten sowie für ab 2013 in Betrieb genommene Anlagen einen um 0,3 ct/kWh erhöhten Zuschlag. Das KWK-G 2012 hat die Förderung von Wärmenetzen verbessert, sowie Zuschüsse für Kältenetze und Wärme- und Kältespeicher eingeführt. Hier werden jeweils die Investitionen bis zu einem bestimmten Betrag bezuschusst. Für kleinere bzw. biogen betriebene KWK-Anlagen gelten weitere Besonderheiten: das

⁵ Dies sind überwiegend vom BDEW erfasste Dampfturbinen, Gasturbinen und GuD-Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW.

⁶ Für kleine KWK unter 50 kW_{el} können alternativ 10 Jahre als Zeitraum gewählt werden.

Marktanreizprogramm (MAP) sowie das Impulsprogramm für Mini-KWK bieten Investitionszuschüsse zum Bau der Anlagen.

Mit Bioenergie betriebene KWK-Anlagen können alternativ gemäß EEG vergütet werden. Sie erhalten dann je nach Leistungsklasse eine feste Einspeisevergütung zwischen 6 und 14,3 ct/kWh sowie je nach Brennstoff eine Zusatzvergütung von bis zu 6 ct/kWh. Diese Vergütung erfolgt anders als im KWK-G nicht für allen erzeugten, sondern lediglich für den in das öffentliche Netz eingespeisten Strom. Während die bisherigen Regelungen im EEG keinen Anreiz setzten, die Stromerzeugung zeitlich an der Preisentwicklung der Strombörse zu orientieren, wurden mit dem EEG 2012 erste Ansätze für eine stromorientiertere Betriebsweise eingeführt: Durch die neue Marktprämie, die eine Managementprämie zusätzlich zu den durchschnittlichen Strombörsenerlösen vorsieht sowie durch die Flexibilitätsprämie, die zu Investitionen in eine flexiblere Fahrweise anreizen soll, etwa in Steuerungstechnik und Speicher.

Für die Gewährung der Zuschläge fossil erzeugten KWK-Stroms und für die Bezuschussung von Speichern und Wärme- oder Kältenetzen sind im KWK-G seit 2009 jährliche Kosten von maximal 750 Mio. € vorgesehen (davon 150 Mio. € für Netze), die in den vergangenen Jahren jedoch nicht einmal zur Hälfte ausgeschöpft wurden. 2011 beliefen sich die Zuschlagszahlungen, wie von den Übertragungsnetzbetreibern bekannt gegeben, auf 220 Mio. €. Für 2012 liegt noch keine Endabrechnung vor; die 2011 erstellte Prognose betrug 257 Mio. € und die im Oktober 2012 für 2013 erstellte Prognose erwartet immerhin ein Fördervolumen von 364 Mio. €. Die Kosten werden auf die Stromverbraucher umgelegt und betragen im Jahr 2013 0,126 ct/kWh, für Großverbraucher ist die Umlage stark ermäßigt auf 0,05 bzw. 0,025 ct/kWh.

Während für die vorstehenden Regelungen ab Inbetriebnahme einer Anlage Bestandsschutz besteht, haben weitere Regeln teils erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit, die Auslegung und Fahrweise von KWK-Anlagen, können jedoch vom Gesetzgeber jederzeit verändert werden: Sowohl für fossil wie für biogen befeuerte KWK-Anlagen ist selbstgenutzter Strom von der EEG-Umlage befreit, was angesichts der sinkenden Börsenpreise und der (auch daraufhin steigenden) EEG-Umlage derzeit eine bedeutende Rolle für die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen spielt. Eine weitere wesentliche Erlösponente ist die Erstattung vermiedener Netzkosten gemäß Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), denn dezentral erzeugter Strom braucht nicht über weite Entfernungen bzw. höhere Spannungsstufen zum Ort des Verbrauchs transportiert zu werden. Kleinere KWK-Anlagen bis 2 MW Leistung sind zudem vollständig von Energiesteuern befreit, größere Anlagen zumindest von der Erdgassteuer.

Die wirtschaftliche Situation der KWK heute stellt sich differenziert dar (vgl. Prognos 2013, Gores et al 2012):

- Größere Steinkohle-KWK: Abgeschriebene Bestandsanlagen (ohne KWK-Zuschlag, da dieser nach 30.000 Stunden ausläuft) und Neuanlagen (mit dem KWK-Zuschlag nach KWK-G 2012) erzielen jährlich 5.500 bis 7.500 Benutzungsstunden und in dieser Zeit ausreichende Deckungsbeiträge.

- Größere Erdgas-KWK: Der Anstieg der Erdgaspreise sowie insbesondere der Verfall der CO₂-Zertifikatspreise der letzten Jahre hat vor allem der großen, erdgasbetriebenen KWK zugesetzt. Mit den gesunkenen Börsenstrompreisen sind die jährlichen Volllaststunden für die Gas-GuD-KWK stark zurück gegangen und liegen inzwischen häufig unter 2000. Bei neuen Anlagen liegen die Erlöse trotz 2012 gerade erst erhöhtem KWK-Zuschlag oftmals unter den Fixkosten, d.h. Neuinvestitionen sind kaum wirtschaftlich; bei Bestandsanlagen (ohne KWK-Zuschlag) reichen die Deckungsbeiträge inzwischen oft ebenfalls nicht mehr zum wirtschaftlichen Betrieb aus.
- Für kleine KWK (1 MW und kleiner), die durch den hier typischen Eigenverbrauch ihre stromseitigen Erlöse nicht über eine Vermarktung etwa an der Strombörse, sondern durch eingesparte Strombezugskosten erzielt, ist die Situation aufgrund der angestiegenen Letztverbraucher-Strompreise deutlich besser. Entscheidend hierfür ist insbesondere die Befreiung des selbst genutzten KWK-Stroms von der EEG-Umlage.

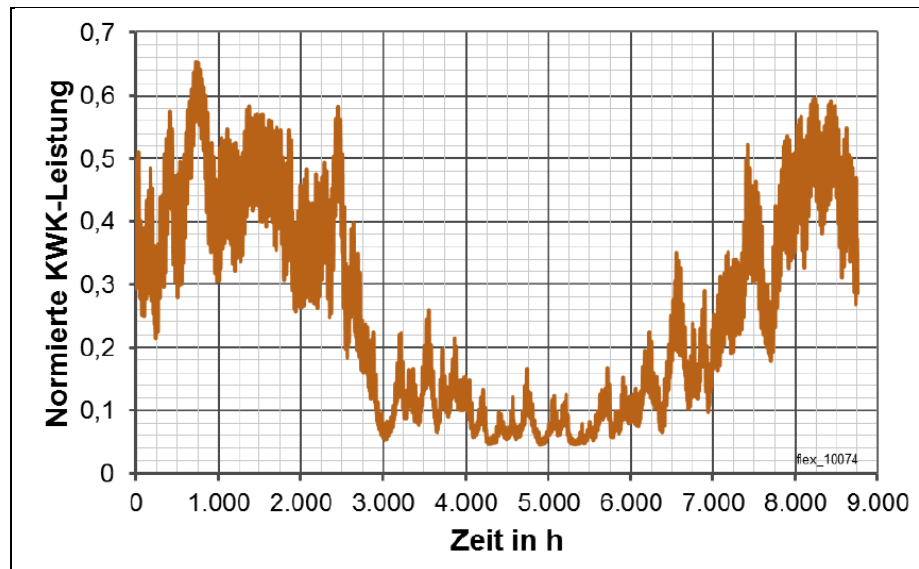
Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass bei unveränderten Rahmenbedingungen lediglich bei Investitionen im Zusammenhang mit einem möglichst hohen Eigenverbrauch des erzeugten Stroms weiterhin ein Wachstum zu erwarten ist. Insbesondere erdgasbetriebene KWK-Anlagen, die den erzeugten Strom direkt oder an Dritte über die Strombörse verkaufen stehen wirtschaftlich erheblich schlechter da und sind mittlerweile teils auch im Bestand gefährdet.

Als eine von wenigen Arbeiten wirft Prognos (2013, 76ff) einen expliziten Blick auf die Chancen von KWK bei einer Einführung von Kapazitätsmechanismen. Sowohl eine Weiterführung des bisherigen Systems, ein umfassender Kapazitätsmarkt und eine strategische Reserve werden als diskriminierend für die KWK eingeschätzt. Allein im Fall einer Einführung eines selektiven Kapazitätsmarkts werden Möglichkeiten gesehen, die Ausschreibungen derartig auszugestalten, dass sie KWK gezielte Vorteile gegenüber z.B. Gasturbinen einräumen. Würde diese Bevorzugung der KWK jedoch nicht explizit im Design verankert, stünden auch hier Bestand und Neubau von nicht zum Eigenverbrauch betriebener KWK in Gefahr.

3.1.2 Die Rolle der KWK in der Transformation der Energiewirtschaft

Im Zuge des Ausbaus der fluktuierenden erneuerbaren Energien erhalten alle übrigen Erzeugungstechnologien den Charakter von Flexibilitätsoptionen (vgl. auch Leprich et al 2012). KWK-Anlagen hatten bisher je nach Einsatzfeld unterschiedliche Vollbenutzungsstunden: Anlagen der allgemeinen Versorgung weisen jährlich durchschnittlich 4.000 Nutzungsstunden auf, industrielle KWK eher 6.000 Stunden und die übrigen, d.h. auch BHKW zur Eigenversorgung, rund 5.000 Stunden im Jahr (Krzikalla 2013, S. 54). FfE (2012b, 99) hat für Deutschland den Lastgang der KWK-Stromerzeugung über die Stunden des Jahres 2008 hinweg ermittelt.

Abbildung 3: Normierter KWK-Erzeugungsgang in Deutschland 2008



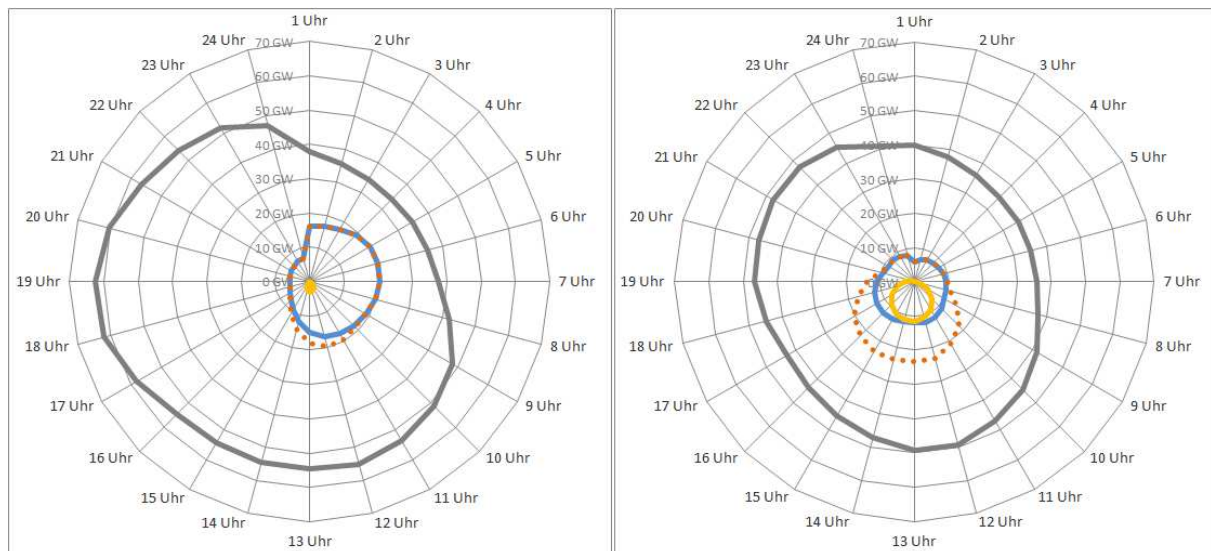
Quelle: FfE 2012b, 99

Die Fahrweise der verschiedenen Arten von KWK-Anlagen unterscheidet sich auch stark je nach Technologie. Entnahme-Kondensationsturbinen, d.h. größere Heizkraftwerke und Großkraftwerke mit Wärmeauskopplung, werden häufig bereits stromgeführt eingesetzt, d.h. ihr Betrieb wird von ausreichend hohen Strompreisniveaus abhängig gemacht, die benötigte Wärme wird bei niedrigeren Strompreisen über einen Spitzenlastkessel erzeugt. Anlagen mit konstantem Strom-/Wärme-Verhältnis wie BHKW, Gasturbinen und Gegendruck-Dampfturbinen haben üblicherweise eine wärmegeführte Fahrweise, d.h. sie werden immer dann betrieben, wenn ein Wärmebedarf vorliegt, der erzeugte Strom fällt gewissermaßen als Nebenprodukt unabhängig vom aktuellen Strompreisniveau an.

Für die Einschätzung der Rolle der KWK ist zu bewerten, welche Fahrweise der KWK in der nun anstehenden Phase der Systemtransformation sinnvoll ist.

Einerseits ist zu beachten, dass Wind und PV bisher in keiner Stunde des Jahres ein Erzeugungsniveau erreicht haben, das höher war als die bundesweite Last. Abbildung 4 zeigt die Tage im Sommer- und Winterhalbjahr 2012, an denen die FEE-Erzeugung der Gesamt-Stromnachfrage am nächsten kam: Auch an diesen Tagen wurden noch 14 bzw. 21 GW konventionelle Erzeugung benötigt, um die inländische Nachfrage zu decken. Wären die KWK-Anlagen hier zum Zeitpunkt der niedrigsten Residuallast (am 27.12. in den frühen Morgenstunden und am 26.08. am Nachmittag) aufgrund niedriger Strompreise vom Netz gegangen, hätte sich im Resultat eine höhere Auslastung konventioneller Kraftwerke ergeben.

Abbildung 4: Verlauf von PV- (gelb) und Windeinspeisung (blau; beide aggregiert: rot) sowie Last (grau) am 27.12.2012 (links) und am 26.08.2012 (rechts)



Daten: ENTSO-E, EEX

Der sich am day-ahead-Markt bildende Börsenpreis gemäß der Merit Order weist abhängig vom Brennstoff, der im jeweils preissetzenden Grenzkraftwerk genutzt wird, unterschiedliche Preisniveaus auf. Am linken Rand der Merit Order finden sich alle unlimitiert (d.h. auch zu negativen Preisen bis -3000 €/Megawattstunde (MWh) eingestellten Gebote, darunter auch wärmegeführte KWK-Anlagen sowie Erneuerbare. Diese verschieben die übrige Angebotskurve nach rechts und verdrängen damit grundsätzlich Kern- Braunkohle-, Stein- und Gaskraftwerke, die höhere Betriebskosten aufweisen.

Pendelt sich der Börsenpreis in der Mittagszeit, die durch die PV-Einspeisung zur Niedrigpreiszeit an der Strombörse geworden ist, z.B. innerhalb des Grenzkostenbereiches von Braunkohlekraftwerken ein, bedeutet ein Nicht-Angebot von KWK-Strom zumeist lediglich eine zusätzliche Einspeisung aus Braunkohlekraftwerken. Liegt der Schnittpunkt der Angebotskurve nahe an den Steinkohlepreisen, kommt es sogar zu einer zusätzlichen Nutzung von Steinkohle. Somit wird durch den stromgeführten Betrieb aus ökologischer Sicht kein Vorteil erzielt. Werden die zurückbehaltenen Mengen an KWK zu ‚Hochpreiszeiten‘ an der Börse angeboten, ist tendenziell davon auszugehen, dass im Bestfall Steinkohlekraftwerke, eher aber Gaskraftwerke aus der Merit-Order verdrängt werden. Entsprechend kann aus der strompreisorientierten Einspeisung von KWK insgesamt eine verbesserte Auslastung der Braunkohlekraftwerke zu Lasten von Gaskraftwerken resultieren (vgl. hierzu auch r2b/ Consentec 2010).

Diese Situation wird sich ändern, wenn die Einspeisung aus EE ungefähr die Hälfte der Stromerzeugung (und mehr) ausmacht. Erst ab voraussichtlich Beginn der kommenden Dekade werden in einer relevanten Zahl von Stunden bundesweite FEE-Überschüsse auftreten und es entstünde eine Konkurrenz-Situation zwischen KWK und FEE-Erzeugung. Dann sollte die KWK grundsätzlich den nicht regelbaren FEE den Vortritt lassen. Da dieser Zeitpunkt jedoch weniger als eine Kraftwerksgeneration entfernt ist, kann bereits an dieser Stelle ge-

schlussfolgert werden, dass ein Ausbau wärmegeführt zu betreibender KWK (mit Ausnahme von Anlagen mit sehr kleinen Leistungen, die in der Strom-Erzeugungsbilanz nicht ins Gewicht fallen) heute in aller Regel keine sinnvolle Option mehr sein kann.

Zur Bewertung der Einsatzweise der KWK ist andererseits auch zu beachten, dass heute bereits häufiger Situationen auftreten, in denen konventionelle Kraftwerke mehr Strom erzeugen, als zur schlichten Deckung der Residuallast erforderlich wäre. In diesen Situationen stellen sich am Strom-Großhandel negative Preise ein, da zahlreiche Anbieter bereit sind, für die Abnahme ihres Stroms zu bezahlen, um weiterhin einspeisen zu dürfen. Dies sind u. A.

- Konventionelle Kraftwerke, die vor technischen Restriktionen stehen, wie etwa einzuhaltende Mindestlasten oder Mindest-Abschaltdauern, die einen flexibleren Betrieb erschweren bzw. verhindern. Dies gilt in starkem Maße für Atom- und Braunkohlekraftwerke, in schwächerer Ausprägung für Steinkohle- und teilweise Gaskraftwerke (zu aktuellen Abschätzungen vgl. Feldmüller 2013). Selbst wenn eine Anpassung der Kraftwerksleistung im erforderlichen Maße technisch möglich ist, sind Ab- und Anfahrkosten zu beachten, die in den (bisher häufig nur wenige Stunden andauernden) Phasen negativer Preise offensichtlich höher liegen als die Kosten, weiter Strom zu erzeugen.
- (Ganz überwiegend konventionelle) Kraftwerke, die Systemdienstleistungen für die Aufrechterhaltung der Stromnetzstabilität liefern und daher nicht abgeschaltet werden dürfen. Zu diesen Systemdienstleistungen zählen folgende Leistungen: Frequenzhaltung („Regelenergie“), Spannungshaltung, Kurzschlussleistung und Redispatch-Fähigkeit (vgl. FGH et al 2012).
- KWK-Anlagen im wärmegeführten Betrieb, die bei einer Abschaltung ihre Wärmelieferverpflichtungen verletzen würden und daher bereit sind, stundenweise auch negative Preise zu bezahlen, um weiterhin ihre Anlage betreiben und Wärme erzeugen zu können.
- Bilanzkreisverantwortliche (etwa Stromhändler, Endkundenvertriebe oder große Industrieunternehmen), die ihren Bilanzkreis vorläufig „glatt stellen“, d.h. die „zu viel“ geordneten Strom verkaufen, den sie bzw. ihre Kunden nicht verbrauchen werden: Differenzen zwischen den prognostizierten Einspeisungen und Entnahmen in die Bilanzkreise können durch vor- oder untertägigen Stromhandel ausgeglichen werden. Verbleibende Abweichungen vom ausgeglichenen Saldo werden den Bilanzkreisverantwortlichen von den Übertragungsnetzbetreibern entsprechend ihrer Ausgaben für Regelenergie in Rechnung gestellt.
- EE, deren Erzeugung vom Übertragungsnetzbetreiber am Day-Ahead-Markt der Strombörse verkauft wird, ggf. auch zu negativen Preisen, um den Einspeisevorrang der EE auch vor den vorgenannten Erzeugern zu sichern. Die für die Einspeisung zu bezahlenden Kosten gehen in die von den Stromverbrauchern zu bezahlende EEG-Umlage ein. Hierzu zählen auch EE-Anlagen in der Direktvermarktung, die nicht abgeregelt werden, wenn die negativen Preise keine höheren Kosten verursachen, als sich mit Erträgen aus der Marktpremie Erlösen lässt. Auch manche Wasserkraftwerke können bei bestimmten Wetterbedingungen nicht abgeschaltet werden.

Entsprechend kann beobachtet werden, dass auch in Niedrigpreisphasen noch hohe konventionelle Leistungen am Netz sind und sich entsprechend hohe Exportüberschüsse bilden. Nach einer Analyse des Fraunhofer ISE (2013b) der ersten Halbjahre 2012 und 2013 betrug die Leistung aus Braunkohlekraftwerken noch mindestens 42% und bis zu 73% der installierten Leistung, die aus Atomkraftwerken mindestens 49% und bis hin zu 96% der installierten Leistung, wenn der Day-ahead-Strompreis an der Börse bereits negativ war. Die niedrigen Preise im CO₂-Emissionshandel führen derzeit zu einem besonders günstigen Angebot von Braunkohle-Strom. Steinkohle- und Gaskraftwerke hatten ihre Erzeugung in diesen Stunden dagegen bis auf 10% der installierten Leistung reduziert. Während flexiblere Kraftwerke also in diesen Zeiten heruntergefahren wurden und es der Stromeinkauf an der Börse ihren Betreibern ermöglichte (sog. Make-Or-Buy-Entscheidung), ihre Stromlieferverpflichtungen günstiger (als mit den Betriebskosten, selbst zu erzeugen) zu erfüllen, nutzten Braunkohle- und Atomkraftwerke diese Möglichkeit offensichtlich deutlich weniger. Zwar setzen niedrige und negative Preise grundsätzlich Anreize dafür, Anlagen zu flexibilisieren, sofern das technisch möglich und wirtschaftlich ausreichend attraktiv ist. Die recht kurzen, über das Jahr gesehen seltenen und zudem schwer prognostizierbaren Niedrigpreis-Situationen haben allerdings auf die Gesamterlöse aus dem Stromverkauf dieser Anlagen (bisher) keine sehr hohe Relevanz. Dass sich Verluste am Day-Ahead-Markt aufgrund von stundenweise negativen Preisen je nach Wettbewerbssituation über entsprechende Gebote am Regellenergiamarkt ausgleichen lassen, schwächt den Flexibilisierungsanreiz durch niedrige bzw. negative Preise zudem weiter ab.

Begleiterscheinung negativer Preise ist auch eine Erhöhung der EEG-Umlage, falls EE dennoch einspeisen, etwa wenn ihre Stromerzeugung über die Übertragungsnetzbetreiber vermarktet wird. Im anderen Fall, wenn EE-Anlagen in der Direktvermarktung sind und über technische Regeleinrichtungen verfügen, kommt es zu einer Abregelung von EE, sobald die Kosten für das weitere Einspeisen höher sind als die Erlöse aus der EEG-Marktprämie. Perspektivisch sorgen diese Zusammenhänge dafür, dass grenzkosten- und emissionsfreie EE wie Wind und PV in Niedrigpreiszeiten abgeregelt würden. Dadurch würden die Preise am Spotmarkt weniger tief sinken – die Anreizwirkung, konventionelle Kraftwerke zu flexibilisieren, ginge weiter zurück. Mit Blick auf das Voranschreiten der Systemtransformation ist eine Flexibilisierung derjenigen Erzeugung, die Wind und PV ausgleichen soll, jedoch zentral. Ansonsten ist bereits bald zu erwarten, dass EE in erheblichem Maße abgeregelt werden und die entstehenden Preiseffekte den Betrieb inflexibler konventioneller Kraftwerke im Vergleich zu heutigen Situation eher noch stabilisieren.

Neben technischen Mindestleistungen und Ab- und Anfahrkosten liegt ein wesentlicher Grund dafür, dass konventionelle Stromerzeugungsanlagen auch in Niedrigpreisphasen teils noch hohe Auslastungen aufweisen, in der Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch diese Anlagen. Welches Niveau von (konventioneller) Stromerzeugung zur Sicherstellung der Systemstabilität in Deutschland erforderlich ist, ist bisher wissenschaftlich nicht quantitativ beantwortet. FGH, Consentec und IAEW haben für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber analysiert, welche technische Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher EE-Einspeisung erforderlich ist (FGH et al 2012). Allerdings war Zielrichtung der Studie nicht,

im Nachhinein zu bewerten, welche konventionellen Leistungen in jüngster Zeit zur Sicherstellung der Netzstabilität betrieben wurden. Vielmehr wurde eine Methode entwickelt, die notwendige Mindesterzeugung für verschiedene typische Einsatzfälle abzuschätzen. Schon dies ist eine komplexe Aufgabe. Die zugrunde gelegten Annahmen zeigen allerdings bereits die Grenzen der Aussagekraft: Für die Abschätzung der Mindesterzeugung für die Systembilanz-Einhaltung werden vereinfachend Steinkohlekraftwerke einer Leistung von 800 MW und deren technische Restriktionen zugrunde gelegt, obgleich diese Systemdienstleistungen heute auch von Atom-, Braunkohle- sowie teils auch Gas- und Bioenergiekraftwerken erbracht werden (ebd., S. 35f). Zugleich wird deutlich, in welchem Maße technische Mindestleistungen (von Kraftwerken, die Systemdienstleistungen erbringen) zur konventionellen Stromerzeugung auch in Stunden negativer Strompreise beitragen: Im genannten Beispiel des 800-MW Kraftwerks werden 31 MW Leistung für die Erbringung von (jeweils positiver und negativer) Primärregelenergie, ca. 107 MW für Sekundärregelenergie und 113 MW für Minutenreserve vorgehalten – Voraussetzung dafür ist jedoch, dass die Anlage mit 570 MW Leistung am Netz ist, um auch bei Abruf aller vorgehaltenen negativen Regelenergie nicht unter ihre technische Mindestleistung von 320 MW (40% der Nennleistung) zu gelangen.

Daher kann eine Übernahme von Verantwortung für die Erbringung von Systemdienstleistungen durch z.B. flexible KWK einen Beitrag zur Absenkung konventioneller Mindesterzeugung leisten, der deutlich größer ist als die tatsächlich vorzuhaltenden Leistungen etwa für Regelenergie selbst.

Flexibel betriebene KWK kann also bereits heute die Systemtransformation wesentlich befördern, wenn sie Systemdienstleistungen erbringt und damit eine wesentliche Ursache für hohe Auslastungen inflexibler und teils sehr emissionsintensiver Kraftwerke reduziert. Denn solange bei entsprechender Netzsituation regelmäßig 20 oder 25 GW ehemalige Grundlastkraftwerke durchgehend betrieben werden müssen (vgl. FGH et al, S. i), um die Stromnetzstabilität zu gewährleisten, verdrängt auch wärmegeführte KWK diese Erzeugung nicht, sondern sorgt lediglich für niedrigere Großhandelspreise und potentiell höheren Export. Die Vergütungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen erlauben wiederum den dort aktiven Anlagen teilweise, eventuelle Verluste durch niedrigere Spotmarkt-Preise auszugleichen. Daher lautet die vorläufige Schlussfolgerung, dass KWK in Zukunft eine deutlich wichtigere Rolle bei der Erbringung von Systemdienstleistungen spielen soll als bisher und die Abwägung fällt klar zugunsten eines stromgeführten Betriebs aus, sofern dieser ohne zu hohen Aufwand bewerkstelligt werden kann.

Um als Flexibilitätsoption zu dienen und zur Residuallastdeckung beizutragen, muss die KWK grundsätzlich stromgeführt betrieben werden, damit durch das Strompreisniveau Anreize entstehen, die Anlage bei hoher FEE-Erzeugung herunterzufahren bzw. bei niedriger FEE-Erzeugung zu betreiben - auch bei in der betreffenden Stunde gegenläufiger Wärmenachfrage (dasselbe gilt für die Erbringung von Regelenergie). Wärmespeicher flexibilisieren den Betrieb von KWK-Anlagen, indem bei auskömmlichem Strompreisniveau Wärme gewissermaßen „auf Vorrat“ erzeugt werden kann. Grundsätzlich sind folgende Situationen zu unterscheiden:

- Niedrige Residuallast (d.h. hohe FEE-Erzeugung und niedrige Last) senkt die Strompreise unter die Grenzkosten des KWK-Betriebs. Solange dennoch der Wärmebedarf durch den Anlagenbetrieb gedeckt werden muss, z.B. während Niedrigpreisphasen am lastarmen Wochenende, laufen wärmegeführte KWK-Anlagen (CO₂-emittierend) weiter und verdrängen als „Must-Run“-Anlagen möglicherweise FEE-Strom aus dem Netz. Wenn ein Wärmespeicher existiert, kann die Wärmenachfrage über eine gewisse Zeit daraus gedeckt werden und die KWK-Anlage derweil heruntergefahren werden.
- Hohe Residuallast (d.h. niedrige FEE-Erzeugung und hohe Nachfrage) führt zu hohen Strompreisen, die einen (verglichen mit der reinen Deckung des Wärmebedarfs) längeren bzw. stärker ausgelasteten Betrieb der KWK-Anlage ökologisch und ökonomisch sinnvoll machen – vorausgesetzt, die hierdurch mit erzeugte Wärme kann gespeichert und später genutzt werden. In Sommerstunden mit sehr niedrigem Wärmebedarf kann beispielsweise in GuD auch ungekoppelt Strom erzeugt werden; mit entsprechenden Abstrichen beim Wirkungsgrad in diesen Stunden.
- Grundsätzlich ist es möglich, bei negativer Residuallast (d.h. die FEE-Erzeugung übersteigt die Stromnachfrage) den Wärmebedarf durch elektrische Wärmeerzeugung („Elektroheizer“) abzudecken. Dies ist, abgesehen von lokalen Netzengpässen, ökologisch jedoch erst dann sinnvoll, wenn es sich um bundesweite FEE-Überschüsse handelt - mithin vor 2020 nicht in relevant häufigem Maße. Ein anderer Fall liegt vor, wenn die Strompreise wegen hohen Angebots bereits negativ sind, allerdings noch nennenswert konventionelle Kraftwerksleistung am Netz ist (deren Drosselung oder Abschaltung für wenige Stunden für die Betreiber zu teuer ist). Dann würde in einem Elektroheizer bilanziell nicht der CO₂-freie FEE-Strom zu Wärme umgewandelt, sondern der bereits unter hohen Umwandlungsverlusten und ggf. CO₂-Emissionen erzeugte Strom aus Kern- oder Kohlekraftwerken, und die Nachfrage nach eben dieser konventionellen Stromerzeugung würde stabilisiert. Desweiteren sind auch für tatsächliche Überschüsse von FEE-Strom sinnvollere Verwendungen vorstellbar (z.B. für Elektromobilität), als ihre Umwandlung in exergetisch niederwertige und in Wärmespeichern nur kurzzeitig speicherbare Wärme.

Die Flexibilisierung, d.h. die Umstellung von einem wärme- auf einen stromgeführten Betrieb von KWK-Anlagen erfordert eine entsprechende Infrastruktur:

- Es muss die entsprechende Regelungstechnik installiert sein, die die Strompreissignale an die Betriebssteuerung der Anlage übermittelt.
- Es ist ein Wärmespeicher erforderlich, der die erzeugte Wärme über Stunden oder ggf. über einen Tag hinweg speichert (zur optimalen Größe von Wärmespeichern vgl. Guss 2011).
- Ein Heizkessel kann die Wärmeerzeugung übernehmen, wenn niedrige Strompreise die Stromerzeugung in der KWK-Anlage unwirtschaftlich machen.
- Soll aufgrund der flexibleren Fahrweise in weniger Stunden dieselbe Wärmemenge erzeugt werden, ist auch eine Erhöhung der Generatorleistung notwendig.

- Je nachdem, welche Rolle für die KWK als Beitrag zur Versorgungssicherheit angestrebt wird, ist darauf zu achten, dass die Anlage auch ungekoppelt Strom erzeugen kann. Größere BHKW lassen sich hierfür beispielsweise mit so genannten „Notkühlern“ nachrüsten, die die Funktion eines Kühlturms in einem Kondensationskraftwerk übernehmen.
- Schulz (2013, 10) schlägt darüber hinaus vor, ähnlich wie in Dänemark in Fernwärmegebieten größere zentrale Wärmepumpen zu installieren, die in Zeiten überschüssiger FEE-Stromerzeugung die Wärmeerzeugung übernehmen können, ohne jedoch einen zusätzlichen Strombedarf zu generieren, da bei niedrigerer FEE-Erzeugung (und entsprechend höheren Strompreinsniveaus) das BHKW die Wärmeerzeugung übernimmt.

Für den Beitrag der KWK zur Strom-Versorgungssicherheit könnte argumentiert werden, dass der Ausbau (sowie der Bestandserhalt) der KWK-Leistung zunächst zeitlich Priorität hat vor der Flexibilisierung: KWK-Anlagen werden üblicherweise während der Zeiten der Jahreshöchstlast ohnehin betrieben, da in diesen Wintertagen immer auch ein hoher Wärmebedarf besteht. Ein Zubau von KWK trüge insofern auch ohne Flexibilisierung zur Deckung der Jahreshöchstlast bei, was bereits vor 2020 wichtig werden kann. Eine Flexibilisierung der KWK kann jedoch insofern in den kommenden Jahren die Systemtransformation zusätzlich befördern, als hierdurch – wie oben diskutiert – die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, etwa Sekundär- und Minutenreserve, möglich wird, mit den entsprechenden Folgewirkungen auf den Betrieb ehemaliger Grundlastkraftwerke. Eine weitere wärmegeführte Fahrweise der KWK behindert in jedem Fall spätestens dann die Systemtransformation, wenn der durch den wärmegeführten Betrieb erzeugte KWK-Strom in Konkurrenz zu hohen Anteilen von FEE-Strom tritt. Dies wäre je nach Ausbaugrad der KWK in den Jahren ab 2020 zunehmend häufig der Fall.

Mithin ist während der gegenwärtigen Phase der Systemtransformation prioritär diejenige KWK auszubauen, die vergleichsweise preisgünstig errichtet und flexibel eingesetzt werden kann und die eine ausreichend hohe Stromkennzahl⁷ aufweist, um nennenswerte Beiträge für die Gewährleistung der Strom-Versorgungssicherheit, auch bei den Systemdienstleistungen, erbringen zu können. Eine Flexibilisierung ist allerdings wegen des verhältnismäßig hohen Aufwands bei kleinen KWK-Anlagen (unter 0,5 bis 1 MW) wie auch wegen spezifischer Wärmebedarfslastgänge der jeweiligen Produktionsprozesse bei industrieller KWK weniger ertragreich für die Strom-Versorgungssicherheit als bei den Anlagen der Nah- und Fernwärmeversorgung.

⁷ Kleine BHKW haben deutlich niedrigere Stromkennzahlen, d.h. sie erzeugen weniger Strom bezogen auf die gleiche Wärmemenge: Zum Beispiel 5 kW_{el}: Stromkennzahl 0,4, 50 kW_{el}: 0,6, 400 kW_{el}: 0,7, 1,1 MW_{el}: 0,9 und 2,4 MW_{el}: 1 (vgl. ASUE 2010).

Entsprechend fällt der Fokus auf Anlagen ab 1 bis 2 MW Leistung, die nicht zur Eigenverbrauchsdeckung, sondern zur Belieferung Dritter betrieben werden⁸. Ob für die Empfehlung auch eine sinnvolle Leistungs-Obergrenze gesetzt werden kann, hängt von der – in Fachkreisen unterschiedlichen – Einschätzung ab, wie groß und zahlreich die rasch erschließbaren Wärmesenken sind. Berücksichtigt man insbesondere, dass in bereits bestehenden Fernwärmenetzen mit hoher Wärmenachfrage teilweise schon recht alte KWK-Anlagen mit aus heutiger Sicht zu niedrigen Leistungen eingesetzt werden, bietet sich hier auch ein sinnvolles Feld zum Ersatz älterer Heizkraftwerke durch größere KWK mit höherer Stromkennzahl, höherem elektrischen Wirkungsgrad und ganz allgemein größerer Leistung.

3.1.3 Maßnahmen für die Nutzung der KWK als Flexibilitätsoption zur Versorgungssicherung

Mit der KWK-Novelle 2012 wurden bereits zahlreiche Verbesserungen für die wirtschaftliche Situation und teils auch für einen flexibleren Betrieb von KWK-Anlagen eingeführt, etwa die Anhebung des KWK-Zuschlags, die Schaffung einer zusätzlichen Förderstufe im kleinen Anlagensegment, ein Ausgleich der Kosten durch den Emissionshandel, die Förderung von Wärmespeichern sowie auch von Kältemaschinen und die Förderung auch der Nachrüstung mit einer Strom- oder Wärmeauskopplung. Sehr positiv hervorzuheben ist auch, dass das Ausbauziel von 25% Stromanteil im KWK-G festgeschrieben wurde, ebenso wie der weitere Rechtsanspruch auf Netzzugang und Stromdurchleitung für KWK-Anlagen auch nach dem individuellen Auslaufen der Förderung. Eine Überprüfung der Wirkungen der KWK-Förderung ist für das Jahr 2014 vorgesehen.

Da die Novelle erst am 19.07.2012 in Kraft getreten ist, liegen bisher noch keine Angaben darüber vor, ob sie zu einem Anstieg der Zubauzahlen führt. Die im Oktober 2012 erstellte Prognose der Übertragungsnetzbetreiber (50hertz et al 2012) erwartet für 2013 insgesamt eine im KWK-G geförderte Stromerzeugung in Höhe von rund 13 Terawattstunden (TWh, gegenüber 9,5 TWh für 2012), bei einem Fördervolumen von 364 Mio. Euro. Allerdings ist unklar, inwieweit die Prognose der ÜNB für 2013 die zuletzt weiter gesunkenen Stromgroßhandelspreise bereits berücksichtigen konnte und die damit verbundenen niedrigeren wirtschaftlichen Einsatzzeiten der KWK. Die oben dargestellten Wirtschaftlichkeitsabschätzungen zeigen jedenfalls keine Grundlage für eine starke Ausbau-Entwicklung außerhalb von Eigenstromverbrauchs-Modellen.

Auch wenn größere KWK und dezentrale BHKW (mit Erdgas, Biogas oder Biomethan) für die Bereitstellung von Minuten- oder Sekundärregelleistung grundsätzlich geeignet sind (nach den entsprechenden Anpassungen der Teilnahmebedingungen, vgl. z.B. Pilgram 2013), sind die Preise und Erlöse am Regelenenergiemarkt bisher doch deutlich zu niedrig und zu wenig

⁸ Zur Veranschaulichung der Größenordnung: die drei kürzlich errichteten BHKW im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Saarbrücken haben zusammen eine elektrische Leistung von 6 MW und beliefern umgerechnet die Wärmenachfrage von 2.100 Haushalten.

prognostizierbar, als dass sie für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Neuinvestition in eine KWK-Anlage eine Rolle spielen könnten.

Die KWK-Zuschläge wurden im KWK-G 2012 bereits in Reaktion auf u.a. die gesunkenen Börsenstrompreise um 0,3 ct/kWh erhöht. Seither haben sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut verschlechtert. Entsprechend erscheint eine erneute pauschale Anhebung der Zuschläge wenig nachhaltig. Wesentlich ist vielmehr, dass Betreiber nach den häufigen Änderungen der vergangenen Jahre wieder langfristige Investitionssicherheit erhalten, um dem 25%-Ziel für 2020 in den nächsten Jahren deutlich näher zu kommen.

Mit der Förderung des KWK-G 2012 ist eine Investition in beispielsweise eine neue 2 MW KWK-Anlage derzeit nur dann wirtschaftlich, wenn jenseits des neuen KWK-Moduls nahezu keine weiteren Maßnahmen (Einrichtung von Anlagengebäuden, Anschlüssen, hydraulische Einbindung etc.) erforderlich sind. Dies ist etwa der Fall, wenn ein bestehendes Heizkraftwerk durch eine neue KWK-Anlage ersetzt und die bestehende Infrastruktur weiter genutzt wird. Ohne derartige Zusatzmaßnahmen können (bei Zugrundelegung von Investitionskosten von 280 €/kW installierter Leistung) mit KWK-Zuschlag Stromgestehungskosten aus Kapital- und Betriebskosten von rund 33 €/MWh erreicht werden (zu den Annahmen vergleiche Tabelle 1 und ASUE 2011). Ab Investitionskosten von 420 €/kW liegen die Stromgestehungskosten dagegen höher als die derzeitigen Terminmarktpreise von rund 38 €/MWh. Legt man etwa die Investitionskosten von 1100 €/kW aus Ziesing/Matthes (2011, 32) zugrunde, ergeben sich Stromgestehungskosten von rund 66 €/MWh. Für den Einsatz der Kraftwerke sind jedoch in jedem Fall die kurzfristigen Grenzkosten relevant, die sich durch höhere Investitionskosten nicht ändern, sondern im Wesentlichen durch die Brennstoffkosten und die Effizienz der Anlage bestimmt werden. Diese betragen für ein 2 MW BHKW rund 47 €/MWh. Für die Dauer der 30.000 zuschlagsfähigen Vollbenutzungsstunden (etwa 3.000 Stunden über 10 Jahre hinweg), werden sie durch den KWK-Zuschlag in Höhe von rund 26 €/MWh auf 21 €/MWh reduziert und erlauben relativ günstige Angebote im Stromhandel.

Im Fall dieser sehr günstigen Investitionskosten ließe sich der Strom einer KWK-Anlage möglicherweise auch 2013 noch auf Termin für die Jahre 2014 bis 2016 vermarkten und es könnten relevante Deckungsbeiträge erzielt werden. In den vergangenen zwei Jahren sind die Börsenstrompreise allerdings unerwartet stark gesunken, von 51 €/MWh (Base) auf heute 38 €/MWh. Das lässt mehr als fraglich erscheinen, ob das nun erreichte Niveau von 38 € auch während 10 Betriebsjahren einer nun neu errichteten KWK-Anlage Bestand haben wird. Entsprechend ist die Investitionsneigung in diesem Bereich derzeit nahezu vollständig zum Erliegen gekommen, da das Risiko mittelfristig weiter sinkender Strompreise als zu hoch wahrgenommen wird. Nicht sinnvoll erscheint in dieser Situation eine schlichte Erhöhung der KWK-Zuschläge je erzeugte kWh, da das erhebliche Mitnahmeeffekte zur Folge haben könnten, falls sich die Strompreise in den kommenden Jahren wieder erhöhen.

Daher wird eine strukturelle Neuordnung der KWK-Förderung vorgeschlagen: Der KWK-Zuschlag soll für neu zu errichtende KWK-Anlagen nicht mehr rein arbeitsbezogen wie bisher (bei Anlagen > 50 kW) auf 30.000 Benutzungsstunden ausbezahlt werden, sondern als Kombizuschlag auf Arbeit und Leistung. Die auf 10 Jahre gestreckte Auszahlung des Kapazitätsentgelts soll an die fortwährende Betriebsbereitschaft während dieses Zeitraums ge-

knüpft sein und stellt so sicher, dass die Anlage für den Fall von Strom-Knappheit einsatzfähig bleibt, selbst wenn die jährlichen Strom- und Wärmeerlöse alleine keinen ausreichenden Anreiz dafür mehr darstellen sollten, die Anlage in Betrieb zu halten. Zusätzlich wird vorgeschlagen, dass die Anlagen nachweisen müssen, Minuten- und nach Möglichkeit auch Sekundärregelleistung anzubieten, um den Kapazitätzuschuss zu erhalten.

Der verbleibende Anteil der bisherigen arbeitsbezogenen Förderung soll in der Höhe je kWh unverändert bleiben, jedoch für entsprechend weniger Benutzungsstunden ausbezahlt werden, z.B. für 15.000 anstelle von 30.000 Stunden⁹. Diese Anforderungen sind nur durch sehr flexible Anlagen mit Wärmespeichern erfüllbar, deren Errichtung und technologische Weiterentwicklung mit dem vorgeschlagenen Modell gezielt adressiert wird. Es wird vorgeschlagen, dass auch Bestandsanlagen in diese Förderung wechseln können, sofern sie ausreichend flexibel betreibbar sind, und sie noch nicht ihre vollständige KWK-Förderung erhalten haben.

Vertiefte Analysen unterschiedlicher Einsatzfälle und variiertter Rahmenbedingungen sind an dieser Stelle nicht möglich, im Folgenden soll der Vorschlag jedoch am Beispiel der bereits erwähnten KWK-Anlage einer installierten elektrischen Leistung von 2 MW ausgeführt werden. Die hierfür angenommenen Investitionskosten von 850 €/kW stellen einen Kompromiss zwischen den o.g. Annahmen von ASUE (2011) und Ziesing/Matthes (2011) dar und reflektieren den Umstand, dass KWK-Neuinvestitionen zwar umfangreiche Begleitkosten haben, wenn die umgebende Infrastruktur erst geschaffen werden muss, Ersatzinvestitionen für veraltete Heizkraftwerke hingegen in bestehende Infrastruktur eingebettet werden können.¹⁰

Im Zuge des fortschreitenden Ausbaus erneuerbarer Energien wird die Auslastung der KWK-Anlagen wie auch anderer Kraftwerke zurück gehen. Der Wert der Flexibilitätsoptionen liegt eben darin, kurzfristig zur Verfügung zu stehen, und weniger, häufig eingesetzt zu werden. Dies reflektierend, wird für die Überlegungen eine jährliche Nutzungsdauer von 3.000 anstelle der bisher in der Regel angestrebten 5.000 Stunden angenommen.

⁹ Um zu vermeiden, dass diese KWK-Anlagen auch bei niedriger Residuallast bieten – etwa falls sie hohe Wärmeerlöse haben und daher Strom zu sehr niedrigen oder sogar negativen Grenzkosten anbieten können –, ist zu überlegen, ob der Zuschlag daran gebunden werden sollte, dass der Börsenpreis in der betreffenden Stunde > 0 Euro/MWh beträgt.

¹⁰ Während die Abschätzung von ASUE (2011) sich auf die Preise allein für das BHKW-Modul beziehen, beinhalten die Schätzungen von Ziesing/Matthes (2011) auch weitere Posten wie Bauzinsen.

Tabelle 1: Neuordnung der KWK-Förderung, veranschaulicht anhand einer beispielhaften Auszahlung von 50% der bisherigen KWK-Zuschläge für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität und einer KWK-Anlage von 2 MW_{el}

						Nutzungsstunden pro Jahr					3000	Elektrischer Nutzungsgrad		42,5%	
						Elektrische Leistung (MW)					2	Zinssatz		4%	
						Wärmeerlöse (€/MWh_{th})					48	Erdgas frei Kraftwerk (€/MWh_{HS})		35	
						CO2-Preis (€/t CO₂)					5	Investitionskosten (€/kW_{el})		850	
												Kurzfristige Grenzkosten (€/MWh_{el})		47,4	
Betriebsjahr						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Barwertfaktor						1	0,96	0,92	0,89	0,85	0,82	0,79	0,76	0,73	0,70
Vorschlag: Kombizuschlag auf Arbeit und Leistung															
Arbeitsbezogener Zuschlag je erzeugte MWh						26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	0	0	0	0	0
Mindestens erforderliches Strompreisniveau während 3000 h/a, um Strom erzeugen (und ggf. Zuschlag erhalten) zu können						21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4
Kapazitätsentgelt je kW installierte el. Leistung						35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5
Erlöse aus Zuschlag und Kap-Entgelt, diskontiert						229 T€	220 T€	212 T€	204 T€	196 T€	58 T€	56 T€	54 T€	52 T€	50 T€
Summe KWK-Förderung über 10 Jahre						1331 T€									
KWK-G 2012: Arbeitsbezogener Zuschlag															
Arbeitsbezogener Zuschlag je erzeugte MWh						26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4
Mindestens erforderliches Strompreisniveau während 30.000 Betriebsstunden, um Strom erzeugen und Zuschlag erhalten zu können						21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1
Kapazitätsentgelt je kW installierte el. Leistung						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Erlöse aus Zuschlag und Kap-Entgelt, diskontiert						158 T€	152 T€	146 T€	141 T€	135 T€	130 T€	125 T€	120 T€	116 T€	111 T€
Summe KWK-Förderung über 10 Jahre						1334 T€									

Quelle: IZES

Der KWK-Zuschlag wirkt in der bisherigen wie der neu vorgeschlagenen Struktur letztlich wie ein gestreckter Investitionskostenzuschuss. Nach der gegenwärtigen Regelung kann ein Investor allerdings nicht sicher davon ausgehen, diesen tatsächlich in der vollen Höhe zu bekommen, denn er wird die Anlage nur betreiben (was wiederum Voraussetzung für den Erhalt des Zuschlags ist), wenn Strommarkterlös und Zuschlag zusammen genommen auskömmlich sind, um die kurzfristigen Grenzkosten zu decken. In den kommenden Jahren erscheint dies beim aktuellen Strompreisniveau mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit vorstellbar, kaum jedoch über eine Dauer von 10 Jahren ab Anlageninbetriebnahme.

Die unklare Strompreisentwicklung führt also zu einem erhöhten Investorrisk, dem kein erkennbarer Nutzen für das Energiesystem gegenüber steht. Dass KWK-Betreiber die Einsatzfähigkeit ihrer Anlagen für die Gewährleistung von Strom-Versorgungssicherheit garantieren, soll durch das vorgeschlagene Vergütungsmodell erreicht und honoriert werden. Zugleich reduziert es deren heute bestehendes Strom-Erlösrisk. Für die ersten 5 Jahre der Anlagenbetriebszeit sorgt der arbeitsbezogene Zuschlag im Beispiel dafür, dass die Anlage nicht erst zur ihren tatsächlichen Grenzkosten von rund 47 €/MWh eingesetzt werden kann; dies wäre beim derzeitigen Strompreisniveau nur in rund 1000 Stunden im Jahr der Fall. Vielmehr ermöglicht der Zuschlag, dass die Anlage bereits zu 21 €/MWh Strom anbieten kann. Entsprechend wird sie weiter links in der Merit Order eingesetzt als ohne den Zuschlag und kann Kohlekraftwerke verdrängen, ohne dabei in Konkurrenz zu fluktuierenden erneuerbaren Energien zu treten. Dies wird insbesondere deshalb vorgeschlagen, da die derzeitige Schwäche des Emissionshandels CO₂-intensive Stromerzeugung nicht ausreichend hoch bepreist, um zu nennenswerten Umstellentscheidungen zu führen, sondern das emissionsintensive Stromerzeugungssystem derzeit eher stabilisiert.

Die Frist von 5 statt 10 Jahren, während der durch den Zuschlag das Einsatzverhalten der KWK-Anlage korrigiert wird, erscheint auch auf der Zeitachse sinnvoll. Zum Einen ist die Strompreisentwicklung in den ersten Betriebsjahren besser abschätzbar als über die vollen 10 oder gar 15 Jahre hinweg. Wollte man eine jährliche Nutzungsdauer von 3.000 Stunden über die gesamte Laufzeit der Anlage sicherstellen, ließe sich das nur über eine Art gleitender Marktprämie bewerkstelligen - ähnlich zur derzeitigen Regelung im EEG - die grundsätzlich jede Strompreisveränderung absichert. Dies erscheint für die KWK nicht zweckmäßig, u.a. wegen der hohen Strompreiss Risiken, die den KWK-G-Umlagezahlern damit aufgebürdet würden. Die anteilige Ausbezahlung der KWK-Förderung auf die Leistung der Anlage ermöglicht die angestrebte Investitionssicherheit auch ohne derartige Risikoübernahmen und sorgt für einen angemessenen Einsatz der Anlage in den ersten Jahren.

In der Zeit nach Auslaufen des arbeitsbezogenen Zuschlags böte die Anlage dann zu ihren tatsächlichen Grenzkosten von hier im Beispiel 47 €/MWh im Koppelbetrieb bzw. zu 98 €/MWh im Kondensationsbetrieb (d.h. ohne dass parallel Wärme erzeugt wird). In Phasen mit niedrigeren Strompreisen aufgrund von hohen Einspeisungen aus Wind und PV kann die für die Belieferung der Kunden benötigte Wärme durch den ohnehin jeweils bestehenden Heizkessel erzeugt werden oder, wie von Schulz (2013) angeregt, in zentralen, effizienten Wärmepumpen. Da die Stromverbrauchsspitzen in Deutschland ohnehin im Winter liegen, ist sehr wahrscheinlich, dass in Situationen, in denen die KWK zur Sicherung der Stromversorgung benötigt wird, auch eine Wärmenachfrage vorliegt, die einen Koppelbetrieb der Anlage ermöglicht. Mit Blick auf die Erlösmöglichkeiten nach Auslaufen des arbeitsbezogenen Zuschlags ist neben hochpreisigen Engpass-Situationen am Day-Ahead-Markt zu beachten, dass durch den weiteren Ausbau von Wind und PV voraussichtlich die Erlösmöglichkeiten für sehr flexible Anlagen auch am Intradaymarkt zunehmen. Die Erlöschancen am Regelenergiemarkt sollten hingegen nicht überschätzt werden: hier werden die Preise durch ein höheres Angebot voraussichtlich eher weiter absinken.

Angenommen, die neue Regelung gälte ab 2014, gingen die betreffenden KWK-Anlagen ab 2015 in Betrieb¹¹. Sie würden damit ab diesem Zeitpunkt zur Strom-Versorgungssicherheit beitragen und im überschaubaren Zeitraum bis 2020/21 Kohlekraftwerke in der Merit Order verdrängen. Bereits heute Maßnahmen zur Systemtransformationsdienlichen Einordnung der KWK in der Merit Order über diesen Zeitraum hinaus zu ergreifen, erscheint dagegen nicht sinnvoll. Dafür sind zahlreiche Kontextfaktoren relevant, die heute noch unbekannt sind: das Niveau der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise, der Preise am Strom-Spot und Terminmarkt, der Umfang und die Struktur des verbleibenden konventionellen Kraftwerksparks sowie der (F)EE-Erzeugung, inzwischen erfolgte Entwicklungen bei Speichern und Lastmanagement sowie im grenzüberschreitenden Stromhandel, usw. Sollte für die Gewährleistung der Strom-Versorgungssicherheit durch regelbare Kraftwerke in den kommenden Jahren ein Kapazitätsmarkt o.Ä. eingeführt werden, ist darauf zu achten, dass hierdurch keine Benachteiligung der KWK entsteht.

¹¹ Inkl. Planung, Genehmigung und Anlagenerrichtung liegen die Realisierungszeiten für derartige Anlagen Branchenangaben zufolge in der Größenordnung von Monaten bis hin zu einem Jahr.

Das angemessene Niveau neuer KWK-Leistung, für das auf diese Weise Anreize gesetzt werden sollen, kann aus mehreren Perspektiven ermittelt werden. Ein denkbarer Blickwinkel ist der nach den vorhandenen Potentialen. In Deutschland besteht noch erhebliches Potential für den Ausbau von Nahwärmenetzen für die Wärmebelieferung von Neubaugebieten und die Objektversorgung, das auch bei geringer Besiedlungsdichte wirtschaftlich erschlossen werden kann. Fernwärmenetze stehen demgegenüber vor größeren Herausforderungen wegen der absehbar geringer werdenden Wärmedichte aufgrund demographischer Veränderungen, Änderungen im Heizverhalten sowie durch Dämmmaßnahmen, denen allerdings durch eine Verdichtung (Erhöhung der Zahl angeschlossener Wärmeabnehmer) und Ausweitung des Netzes entgegen gewirkt werden kann (vgl. Öko-Institut, IZES et al 2011).

Die BMU-Leitstudie 2011 sieht beispielsweise einen Zuwachs der KWK von 18,6 GW im Jahr 2010 um rund 9 GW auf 27,8 GW bis 2020 (DLR et al 2012b, S. 19). Mit diesem würde eine KWK-Stromerzeugung von rund 140 TWh und damit das 25%-Ziel der Bundesregierung erreicht, sofern sich der Stromverbrauch insgesamt um 10% senken lässt. Allerdings werden hier die KWK-Anlagen der Nahwärmeversorgung durchschnittlich immer noch knapp 5.000 Stunden im Jahr betrieben und die der Fernwärmeversorgung immerhin 4.500 Stunden. Werden Laufzeiten von unter 4.000 Stunden zugrunde gelegt, wie sie für einen Einsatz der KWK als Flexibilitätsoption realistischer sind, steigt entsprechend die auszubauende elektrische Leistung, die für das Erreichen des KWK-Ziels von 25% notwendig ist. Dasselbe gilt, wenn der bundesweite Stromverbrauch nicht um 10% sinkt, sondern weniger.

Als zweite Herangehensweise lässt sich abschätzen, wie viel neue KWK-Leistung refinanzierbar wäre, wenn die vom Gesetzgeber seit 2009 im KWK-G zur Verfügung gestellten 750 Mio. € jährlich voll ausgeschöpft würden (zur bisher deutlich niedrigeren Inanspruchnahme vgl. Kapitel 3.1.1). Bezogen auf die zugrunde gelegte Beispielanlage von 2 MW und 3.000 Benutzungsstunden jährlich wären dies zusätzliche 4,1 GW bis 2020¹². Die KWK-G-Umlage würde sich hierdurch von derzeit 0,126 ct/kWh auf 0,30 ct/kWh erhöhen¹³ - bei einem durchschnittlichen Haushalts-Stromverbrauch von 3000 kWh entspricht das einer Erhöhung von derzeit 3,80 € auf 9,10 € im Jahr. Die Bereitschaft, diesen Betrag zur Förderung der KWK zu investieren, hat der Gesetzgeber bereits mit der KWK-Novelle 2009 kundgetan und 2012 bestätigt. Allerdings würde hiermit das KWK-Ziel der Bundesregierung, 25% des Stroms in KWK im Jahr 2020 zu erzeugen, klar verfehlt.

¹² Bei angenommenen Förderausgaben von 75.000 € je MW für die gesamte Förderdauer der Anlage. Die Zuspitzung auf 2 MW-Anlagen stellt energiewirtschaftlich zweifelsohne eine zu starke Verengung dar. Sie ist für die Verdeutlichung der Kosten und Nutzen als Kompromiss ausgewählt worden und durch vertiefte Analysen auf ein sinnvolles und breiteres Spektrum an Leistungsklassen auszuweiten.

¹³ Ohne Nachholeffekte aus vorherigen Jahren in Höhe von 0,011 ct/kWh hätte die KWK-Umlage im Jahr 2013 für Haushaltskunden (Letztverbraucher < 100.000 kWh je Abnahmestelle) 0,115 ct/kWh betragen. Bei gleicher Verteilung auf alle Endkunden läge die KWK-Umlage (ohne Nachholeffekte) 2013 bei 0,007 ct/kWh, allerdings genießen große Verbraucher Ermäßigungen auf konstant 0,05 bzw. 0,025 ct/kWh, die durch die übrigen Verbraucher ausgeglichen werden. Die Ausgaben für die zusätzliche KWK-Leistung wurden hier auf die um Nachholeffekte bereinigte Umlage der Haushaltskunden addiert, bei Beibehaltung der derzeitigen Kostenaufteilung auf Haushaltskunden und andere Verbraucher.

Drittens kann argumentiert werden, dass die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch KWK ein zentrales Element beim Übergang zu einer umweltfreundlichen Energieversorgung darstellt. Während einer Übergangsphase kann dies durch erdgasbetriebene KWK bereits weitaus klimafreundlicher als durch z.B. Braunkohle erfolgen. Bei weiter fortschreitendem Ausbau der EE nimmt hier zunächst der Stellenwert der Bioenergie zu, noch einmal später möglicherweise auch der von FEE-Überschussstrom, der in Methan umgewandelt wird. Entsprechend stellt die Heranführung der KWK an die Bereitstellung von z.B. Regelenergie nicht nur kein Risiko eines technologischen Lock-in dar, vielmehr wird der Aufbau einer Infrastruktur fortgesetzt, die in den kommenden Etappen der Systemtransformation sehr wahrscheinlich auf längere Sicht jeweils angepasst genutzt werden kann. Hieraus lässt sich bezüglich des KWK-Ausbaus die Forderung ableiten, bis 2020 mindestens die Hälfte der Minuten- und Sekundärregelleistung durch KWK anzubieten. Derzeit beträgt die Nachfrage nach (jeweils positiver plus negativer) Sekundärregelleistung 4,1 GW, die nach Minutenreserve 5,3 GW. Diese Bedarfe sind nicht rein additiv zu verstehen, da Anlagen auch gleichzeitig positive und negative Regelleistung anbieten können. KWK-Anlagen können nicht mit ihrer vollen Nennleistung Regelenergie anbieten, ohne ihre sonstigen Lieferverpflichtungen für Strom und Wärme zu beeinträchtigen. Welcher Anteil der KWK-Leistung hier sinnvollerweise zugrunde gelegt werden kann, stellt wichtigen Forschungsbedarf dar. Aus heutiger Sicht könnte abgeschätzt ein Ziel von 6 GW neuer KWK-Leistung bis 2020 plausibel begründet werden – dies entspricht einer höheren Leistung als der bisherigen Nachfrage nach positiver oder negativer Sekundär- und Minutenregelleistung. Auch bei bestehenden Anlagen ist mit Nachrüstungen eine Flexibilisierung möglich, so dass die insgesamt bereit stehende KWK-Leistung zur Unterstützung der Strom-Versorgungssicherheit entsprechend höher läge.

Nimmt man auch hier zur Vereinfachung jeweils einen Zubau von Anlagen mit 2 MW_{el} Nennleistung als Durchschnitt an, würde sich die KWK-Umlage bei einem Zubau von 6 GW bis 2020 für Haushalte auf 0,33 ct/kWh bzw. 10 € im Jahr erhöhen (die Gesamtförderkosten für diese neuen Kapazitäten betrügen rund 450 Mio. €/Jahr). Bei der Bewertung dieser Ausgaben ist auch zu beachten, dass alle Modelle von Kapazitätzahlungen für Versorgungssicherheit zusätzliche Kosten erwarten, für die politisch teilweise bereits eine hohe Zahlungsbereitschaft zu bestehen scheint. Ausgaben für Versorgungssicherheit durch KWK reduzieren entsprechend anderweitig noch erforderliche Ausgaben für denselben Zweck.

Damit flexible KWK-Anlagen umfassend an den Regelenergiemärkten teilnehmen können, müssen die dortigen Präqualifikationsbedingungen entsprechend angepasst werden. Zwar stellte bereits die Verkürzung der Ausschreibungsdauer bei der Sekundärregelleistung von einem Monat (bis Sommer 2011) auf eine Woche eine Verbesserung dar. Zur besseren Integration dezentraler Anlagen wäre allerdings eine tägliche Ausschreibung – wie bei der Minutenreserve – sinnvoller. Auch die Mindestgebotsgröße von derzeit 5 MW benachteiligt kleine Anlagen, die bisher nur in Anlagenpools teilnehmen können, was die Transaktionskosten erhöht und eine Hemmschwelle darstellt. Ob die Beseitigung von Hemmnissen bei der Präqualifikation von Anlagen ausreicht, oder ob ggf. besondere Regelungen erforderlich sind, die (bioenergie- oder erdgasbetriebener) KWK einen Vorrang bei der Erbringung von Systemdienstleistungen einräumt, ist vertiefend zu untersuchen. Konkretisierungsbedarf besteht auch mit Blick auf den derzeit in Erarbeitung befindlichen „Network Code on Electricity

Balancing“ der Organisation der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) für einen integrierten europäischen Regelenenergiemarkt.

Bei der Evaluierung des KWK-G 2012 im Jahr 2014 ist zu prüfen, ob die Förderung von Wärme- und Kältespeichern ausreichend ist oder in der Höhe bzw. Struktur anzupassen ist.

Ob ein Nah- oder Fernwärmenetz errichtet bzw. ausgebaut wird, hängt bisher vor allem von der Investitionsneigung der Kommune bzw. des örtlichen Energieversorgers ab. Sofern diese die hierfür vorliegenden Potentiale nicht aus eigener Motivation heraus prüfen, ist die Entscheidung gegen Wärmenetze bereits implizit gefallen. Um hier für bessere und informiertere Entscheidungen zu sorgen, wurde etwa von Gores et al (2010, vgl. auch La Chevallerie, Ropeter 2011) nach Prüfung der verfassungsrechtlichen Rahmenbedingungen vorgeschlagen, der Bund möge die Länder verpflichten, dafür zu sorgen, dass die Kommunen oder alternativ zuständige Landesbehörden kommunale Wärmenutzungskonzepte erstellen. Diese Konzepte würden das Angebot und die Wärmenachfrage geographisch erheben, Potentiale für netzgebundene Wärmeversorgung ausweisen und könnten Zielvorgaben für zu erreichende Anteile von KWK-Nutzung enthalten. Die oftmals bestehenden Informationsdefizite in Kommunen über die Potentiale und den Aufwand für netzgebundene Wärmeversorgung würden hierdurch systematisch reduziert.

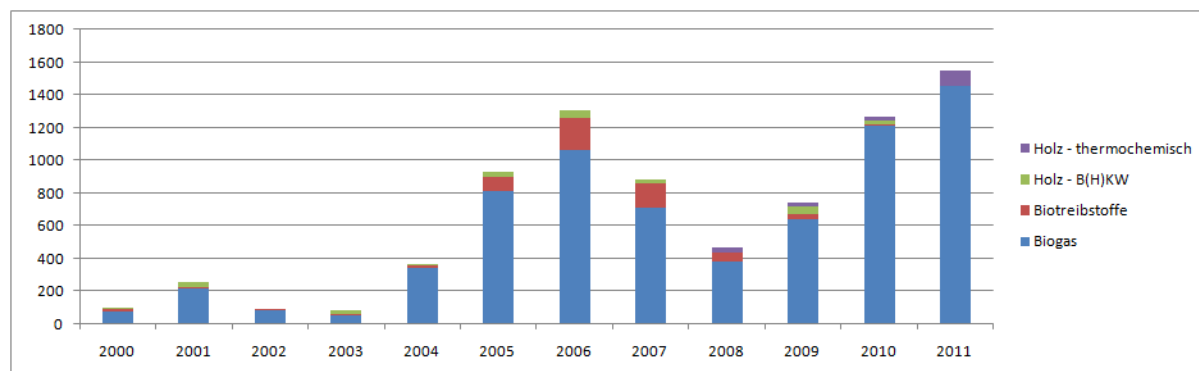
Die Förderung der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme findet ihre Rechtfertigung in der anstehenden Phase der Systemtransformation nicht mehr allein in der hohen Energieeffizienz. Als neue Bedingung kann gefordert werden, dass die Kraft-Wärme-Kopplung eine tragende Rolle bei der Gewährleistung der Strom-Versorgungssicherheit und Netzstabilität übernimmt. Dafür sind ein Schub beim Ausbau der KWK und eine Flexibilisierung ihrer Betriebsweise notwendig. Hierfür können durch eine strukturelle Neuordnung der KWK-Förderung Anreize gesetzt werden, ohne dass KWK-Anlagen mit höheren Beträgen als bisher gefördert zu werden brauchen. Begleitend sind Anpassungen an den Regelenenergiemärkten erforderlich sowie eine Verpflichtung zu Wärmenutzungsplanungen für die Kommunen sehr sinnvoll. Hierdurch erscheint bis 2020 eine zusätzliche KWK-Leistung von 4 bis 6 GW erreichbar, zu Kosten von abgeschätzt 300 bis 450 Mio. € jährlich bzw. einer Erhöhung der KWK-Kosten für einen durchschnittlichen Haushalt von derzeit 3,80 € auf 9 bis 10 € im Jahr.

3.1.4 Regelbare Bioenergie

Zum Ende des Jahres 2012 waren in der Bundesrepublik Anlagen zur Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen mit einer Gesamtleistung von rund 7,6 GW in Betrieb. Hiervon entfallen 1,7 GW auf Anlagen zur Nutzung des biogenen Anteils des Abfalls. Von den verbleibenden 6 GW Stromerzeugungskapazität entfallen ungefähr 3,2 GW auf Biogasanlagen und 2,2 GW auf Anlagen zur Nutzung biogener Festbrennstoffe. Die weiteren Anlagentypen sind mit einer Gesamtleistung von rund 0,55 GW (davon biogene flüssige Brennstoffe: 0,18 GW;

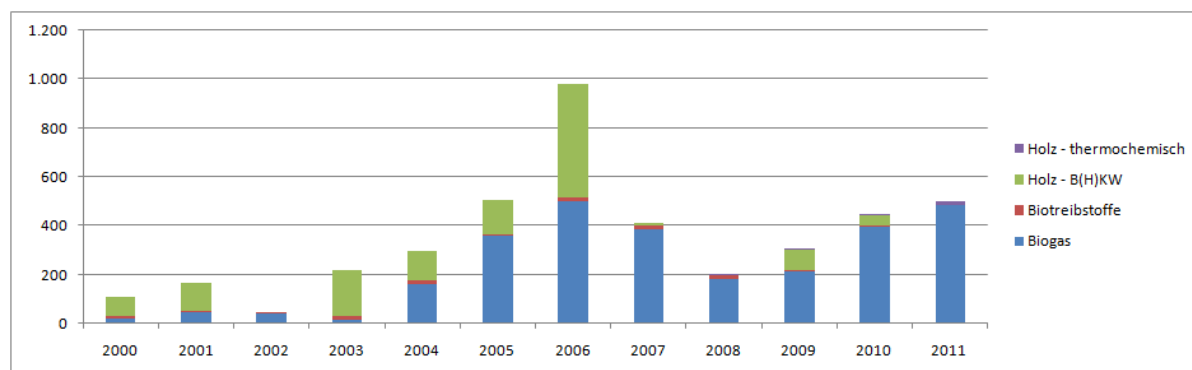
Klärgas: 0,236 GW und Deponiegas: 0,131 GW) vertreten (BMU 2013)¹⁴. Die Abbildungen 5 und 6 bieten einen Überblick über die Anzahl und Art der installierten (und noch in Betrieb befindlichen) Leistungen seit dem Jahr 2000.

Abbildung 5: Anlagen zur Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen: Zubau (Anzahl der Anlagen) zwischen 2000 und 2011



Daten: DGS (2013) und DBFZ (2012)

Abbildung 6: Anlagen zur Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen: Installierte Leistung (MW) pro Jahr von 2000 bis 2011



Daten: DGS (2013) und DBFZ (2012)

Die verschiedenen Formen der Stromerzeugung aus Bioenergie weisen durchaus unterschiedliche technische Charakteristika auf, die in ihrer Differenziertheit hier nicht betrachtet werden können. Sie sollten allerdings genauer berücksichtigt werden, wenn es gilt, die regulatorischen Rahmenbedingungen für die Bioenergie konkret weiterzuentwickeln.

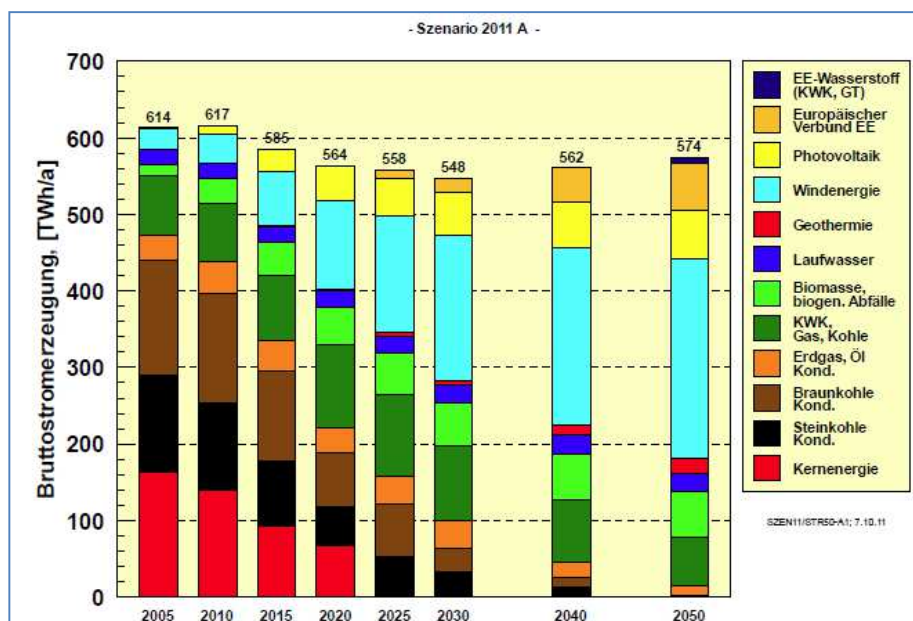
Generell gilt, dass die grundsätzliche Flexibilisierbarkeit und die multifunktionale Nutzbarkeit in den Bereichen Strom, Wärme und auch Mobilität nach wie vor der große Vorteil der Bioenergie im Rahmen der Transformation des Energie-/Stromsystems sind. Trotz, oder gerade

¹⁴ Dabei werden die installierten Leistungen jeweils typspezifisch auf der Basis der erzielten Vollbenutzungsstunden der Anlagen berechnet.

wegen der Divergenz aktueller Einschätzungen, besteht *potenziell* derzeit kein Grund, an den bisherigen absoluten Festlegungen der bestehenden Szenarien hinsichtlich der Biomasseverfügbarkeit zu rütteln. So wurde z.B. von DLR et al. (2012a) eine verfügbare Agrarfläche von 4,2 Mio. ha angenommen, die nach wie vor als belastbar eingeschätzt werden kann.

Auf der Basis dieser Potentialbewertungen gehen DLR et al. (ebd.) von folgenden Beiträgen der Bioenergie zur Bereitstellung von Strom und Wärme in den Jahren bis 2050 aus, wie die folgenden Abbildungen zeigen:

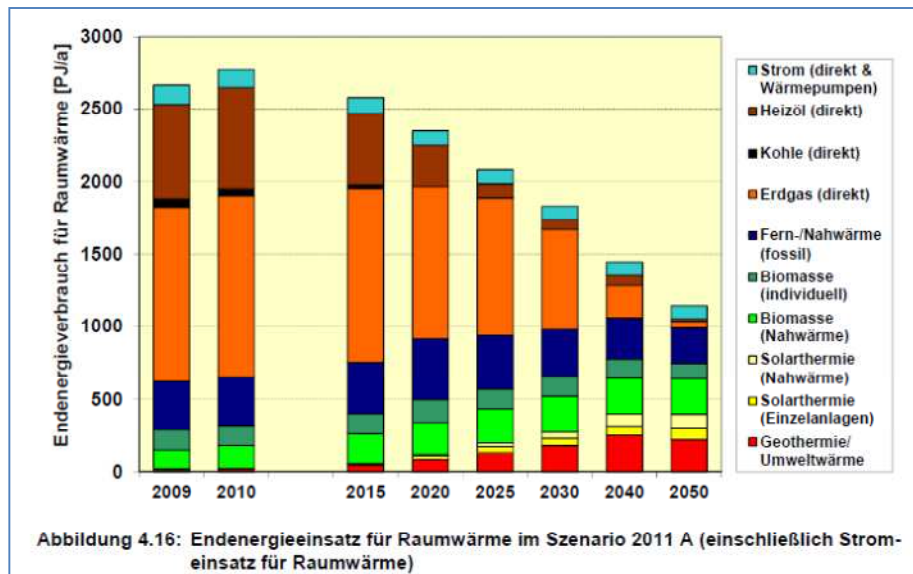
Abbildung 7: Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung bis 2050 gemäß Szenario A der Leitstudie 2011



Quelle: DLR et al 2012a

Dabei hängt die installierte Stromerzeugungsleistung von Bioenergieanlagen, die notwendig wäre, um die in der Leitstudie dargestellten Mengen erzeugen zu können, von der weiteren technologischen Entwicklung der hierfür notwendigen Komponenten und den Vollbenutzungsstunden der gesamt installierten Erzeugungsleistung ab.

Abbildung 8: Zusammensetzung des Endenergieeinsatzes für Raumwärme bis 2050 gemäß Szenario A der Leitstudie 2011



Quelle: DLR et al 2012a

Die vielfältige Einsetzbarkeit der Bioenergie sollte folglich in die Setzung der gesetzlichen Rahmenbedingungen einfließen. Insbesondere die folgenden Punkte erscheinen unter der Fragestellung, inwieweit die Bioenergie auch eine bedeutende Rolle als Flexibilitäts- und gleichzeitig als Kapazitätsoption wahrnehmen kann, von Interesse.

Die Einsatzmöglichkeiten der Bioenergie sind danach zu bewerten, welche Rolle sie zu einem spezifischen Zeitpunkt im Rahmen der Systemtransformation einnehmen kann. Hierfür lässt sich auf die Abwägung für fossil betriebene KWK in Kapitel 3.1.2 verweisen und schlussfolgern, dass auch in Bioenergie erzeugter Strom zukünftig flexibel und mit stark steigendem Beitrag zur Erbringung von Systemdienstleistungen eingesetzt werden sollte - sofern dies mit vertretbarem Aufwand möglich ist. Just der Aufwand ist allerdings bei der Bioenergie teils deutlich höher, zumal für eine Flexibilisierung von Bestandsanlagen.

Entsprechend erscheint eine spezifische Behandlung einerseits der Bioenergieanlagen im Bestand und andererseits von Neubauten angemessen. Für die Bestandsanlagen bieten sich neben einer ‚vollständigen Flexibilisierung‘ (bestehend aus der Erweiterung der Anlagenleistung und dem Einbau jeweils von Substrat- bzw. Stoffspeichern und Gas- und Wärmespeichern), die folgenden Optionen einer partiellen Flexibilisierung an:

- eine saisonal definierte Fahrweise, indem über eine angepasste Substratdosierung der Fermenter im Sommer um z.B. 10 % heruntergefahren wird,
- eine Vergrößerung des Gaslagervolumens z.B. im Hinblick auf eine tageweise Verlagerung sowie
- ein Ausbau von Rohgasnetzen in Verbindung mit Satelliten-BHKW im Hinblick auf die Nutzung des Gasnetzes als zusätzliches Speichermedium.

Für den Neubau sollten – analog zur erdgasbetriebenen KWK – schärfere Flexibilitätsanforderungen gelten, die einerseits die Größe der Anlage und die damit verbundenen spezifischen Flexibilisierungskosten in Betracht ziehen. Andererseits ist wesentlich, dass gerade bei der knappen und wertvollen Ressource Bioenergie die entstehende Wärme effizient genutzt wird - sowohl bei der Vor-Ort-Verstromung als auch bei der Einspeisung als Biomethan ins Gasnetz. Damit soll der wichtigen Rolle der Bioenergie in der Kraft-Wärme-Kopplung und damit zur Erzeugung von Raumwärme (vgl. auch das folgende Kapitel 3.2 und hierin insbesondere das Unterkapitel 3.2.3) im Rahmen der für Energiewende notwendigen gesamten Systemtransformation Rechnung getragen werden. Die zukünftige Rolle der Bioenergie im Wärmemarkt sollte sich so weit als möglich im Bereich der netzgebundenen Wärmeerzeugung (inkl. der damit verbundenen Förderung und dem Ausbau von Wärmenetzen) darstellen. Gerade die Bioenergie kann zu einer stärkeren und intelligenten Verzahnung von Strom- und Wärmebereitstellung beitragen, womit auch die Klimaschutzgetriebenen Ausbauziele des Wärmemarktes leichter erreicht werden können. Insofern ist die Flexibilitätsprämie im EEG für die Bioenergie zu grundsätzlich begrüßen und ggf. weiter zu entwickeln, wenn sich bei der Evaluation herausstellt, dass die Anreize noch verbessert werden können.

Nach EEG §33c sind die derzeitigen Anforderungen an die Erzeugung von Strom aus Biomasse im Falle der Direktvermarktung geringer als bei der Einspeisevergütung: Es entfallen die Anforderungen aus EEG §27 Abs. 4. Konkret: Für Biomasse in der Direktvermarktung muss kein Mindestanteil an KWK-Erzeugung eingehalten werden (§ 27 Abs. 4 Nummer 1 entfällt). Für Biogas in der Direktvermarktung ist darüber hinaus kein Mindestanteil an Gülle (nach EEG §27 Abs.4 Nummer 2) einzuhalten. Insbesondere die Regelung, wonach kein Mindestanteil an KWK-Erzeugung erforderlich ist, verbessert die Möglichkeit Anlagen strompreisorientiert zu betreiben und entsprechend auszulegen, birgt jedoch das Risiko, dass Anlagen gebaut werden, die gar keine Wärmenutzung vorsehen. Hierdurch kann nur noch ein deutlich kleinerer Teil der im Brennstoff enthaltenen Energie genutzt werden, was für die wertvolle Ressource Bioenergie nicht empfehlenswert ist. In Bioenergie erzeugter Strom sollte mithin grundsätzlich eine gleichzeitige Wärmeerzeugung ermöglichen, sie jedoch nicht durchgängig in gleichen Maße vorschreiben. Insofern sollte bei der Evaluation der gleitenden Marktprämie gemäß § 33a-f des EEG 2012 auch darauf geachtet werden, inwieweit der Wegfall der ansonsten für eine EEG-Vergütung notwendigen Mindestenergieerzeugung in KWK (vgl. §27, Abs. 4 EEG 2012) wirklich sinnvoll ist. Die Überprüfung (und eine ggf. notwendige Revision dieses Passus) sollte dazu beitragen, dass die Flexibilisierung der Bioenergieanlagen die technischen Möglichkeiten einerseits weitgehend ausschöpft, ohne dabei jedoch zu stark zulasten der Anlageneffizienz (Wärmenutzung) zu gehen. Ein Weiterbestand der bisherigen Regelung in der Direktvermarktung kann dazu führen, dass zahlreiche Anlagen gebaut werden, deren Auslegung keine ausreichenden Wärmesenken und heraus mögliche Erlöse vorsieht, die dann jedoch bei einer späteren Erhöhung der Effizienzanforderungen nicht mehr rentabel wären. Eine Wärmenutzungspflicht zu hohen Anteilen im Winter und deutlich niedrigeren im Sommer könnte insofern besser zu den gegenwärtigen Anforderungen der Systemtransformation passen.

Um die im Rahmen des EEG geschaffenen Kapazitäten zur Stromerzeugung zu erhalten und ggf. sogar in ihrer Effizienz zu erhöhen, ist empirisch zu untersuchen, wie z.B. im Rahmen

von BHKW-Nachrüstungen oder durch Flexibilisierungsmaßnahmen die Effizienz des Bestandes ggf. gesteigert werden kann. Hierfür ist einerseits ein klares und dauerhaftes Bekenntnis der Politik zum Bestandsschutz notwendig, damit notwendige Modernisierungsmaßnahmen nicht wegen der unsicheren politischen Rahmenbedingungen unterbleiben. Andererseits könnten perspektivisch auch Regelungen geschaffen werden, die (in Anlehnung an § 5, Abs. 3 oder durch eine bessere Verzahnung¹⁵ von EEG und KWKG) die Modernisierung und Effizienzsteigerung von Bioenergieanlagen (auch über das Auslaufen der individuellen EEG-Vergütungsdauer hinaus) dadurch unterstützen, dass der Strom aus diesen Anlagen auch weiterhin eine spezifische Mindestvergütung erhält. Dieser könnte aus einer Komponente bestehen, die für die Aufbereitung des biogenen Brennstoffes bezahlt wird, und einer eher leistungsbezogenen Komponente, die die Bereitstellung der Stromerzeugungskapazität honoriert. Eine Quantifizierung der anzustrebenden Leistungen und des dafür akzeptablen (finanziellen) Aufwands erfordert eine vertiefte Analyse der sehr unterschiedlichen Gegebenheiten bei Brennstoffen, Anlagentechnologien und –größen, die in dieser Studie nicht geleistet werden kann. Grundsätzlich bietet sich hier eine Kopplung zum in Kapitel 3.1.3 vorgeschlagenen Modell einer Neuordnung der KWK-Förderung an, die ebenfalls eine starke Leistungskomponente vorsieht.

Wie in Kapitel 3.1.2 erläutert, ist es für die Systemtransformation höchst bedeutsam, dass der sog. ‚Must-Run-Sockel‘ zur Sicherung der Netzstabilität, der heute noch durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt wird, mehr und mehr durch regelbare, emissionsarme fossile oder erneuerbare Kraftwerke erbracht wird. Somit besteht zum heutigen Zeitpunkt eine wesentliche Flexibilisierungsnotwendigkeit der Bioenergiekraftwerke darin, befähigt zu werden, möglichst alle Formen der Regelenergie sowie die weiteren Systemdienstleistungen anbieten und erbringen zu können. Gerade hier bedeutet der Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien, dass er im Sinne des Grundsatzes ‚operate-and-serve‘ (vgl. Leprich et al 2012, S. 43ff) nicht nur als Privileg, sondern auch als Aufgabe begriffen werden sollte. Die sukzessive Befähigung der Bioenergieanlagen zur Erbringung von Systemdienstleistungen trägt dazu bei, dass die Systemsicherheit auch trotz der absehbaren Außerbetriebnahme fossiler und von Kernkraftwerken gewährleistet werden kann und stellt somit eine wichtige Flankierung der Systemtransformation dar.

Hierfür sind nicht nur Änderungen an den Regelwerken (Markt- oder Präqualifikationsregeln) bzgl. der Erbringung der einzelnen Systemdienstleistungen notwendig und umzusetzen. Auch die Fachverbände im Bereich Bioenergie sollten verstärkt an der fachlichen Weiterbildung ihrer Mitglieder arbeiten, damit diese in die Lage versetzt werden, die notwendigen technischen und organisatorischen Maßnahmen zu ergreifen, um Systemdienstleistungen erbringen zu können. Dazu gehört auch der Abbau einer offenbar noch weit verbreiteten Scheu kleinerer Anlagenbetreiber, dem Netzbetreiber das Recht zu gewähren, die Anlage im für Regelenergie zugesicherten Leistungsanteil direkt zu steuern, ohne dass hierzu im Einzelfall eine Absprache mit dem Anlagenbetreiber stattfindet.

¹⁵ Dieser Punkt wird gegenwärtig in anderen, noch nicht veröffentlichten Studien des IZES näher untersucht.

Für den Neubau von Bioenergieanlagen sollten – analog zur erdgasbetriebenen KWK – stärkere Flexibilitätsanforderungen gelten, die die Größe der Anlage und die damit verbundenen spezifischen Flexibilisierungskosten berücksichtigen. Weiter verlangt die effiziente Nutzung des wertvollen Rohstoffes Bioenergie eine möglichst überwiegende gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme, die im Erneuerbare-Energien-Gesetz auch für Bioenergie in der Direktvermarktung gefordert werden sollte. Hierfür erforderliche (Modernisierungs-) Investitionen könnten durch eine Mindestvergütung unterstützt werden, die aus einer Komponente besteht, die für die Aufbereitung des biogenen Brennstoffes bezahlt wird, und einer eher leistungsbezogenen Komponente, die die Bereitstellung der Stromerzeugungskapazität honoriert.

3.2 Ersatz von Nachtspeicherheizungen

3.2.1 Historie und aktueller Stand

Aus der bisherigen Sicht der Elektrizitätswirtschaft liegt der Nutzen elektrischer Raumheizungssysteme in Form von Nachtspeicherheizungen (NSH) v.a. in der Möglichkeit dämpfend auf Nachfrageschwankungen einwirken zu können. Da Strom nur mit hohen Kosten und Aufwand speicherbar ist, werden verfügbare Kraftwerks- und Netzkapazitäten auf Höchstlast ausgelegt. Bei starken Nachfrageschwankungen sind diese Kapazitäten also nicht maximal ausgelastet. Am Tage wird der Großteil des erzeugten Stromes verbraucht und nachts herrscht eine Angebotsüberkapazität. Ein Herunterfahren oder Abschalten insbesondere von Grundlastkraftwerken ist technisch problematisch und in der Regel nicht wirtschaftlich.

NSH nehmen einen Teil der nächtlichen Überkapazität auf und geben sie am Tage als Wärme ab. Da es wirtschaftlicher ist, die Kraftwerkskapazitäten in der Nacht weiter zu betreiben anstatt sie herunterzufahren, wird Strom für Nachtspeicherheizungen günstiger angeboten. Mit dem Ausbau der Erzeugungskapazität in Form von inflexiblen Kernkraftwerken in Deutschland der sechziger und siebziger Jahre verschärfte sich die oben genannte Problematik, was als Hauptursache für den flächenmäßigen Ausbau der elektrischen Raumheizung in dieser Zeit angesehen werden kann. Ökologisch sind NSH insofern problematisch, weil sie zur stärkeren Auslastung von Kern- und Kohlekraftwerken beitragen und es weitaus effizientere Arten der Raumwärmebereitstellung gibt (s.u.).

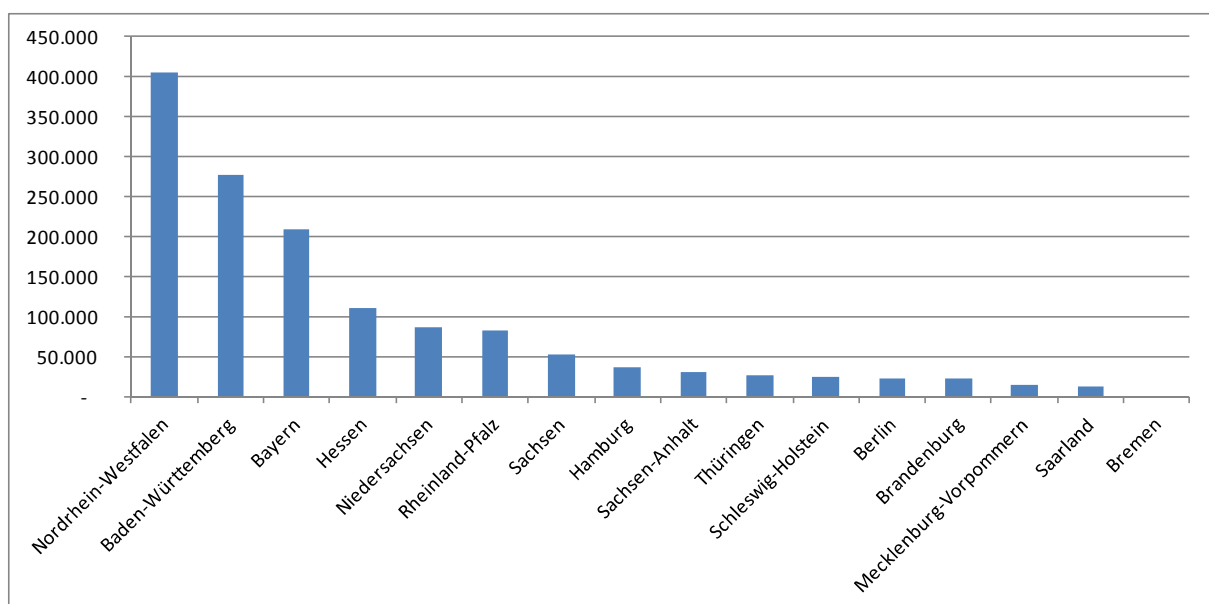
Noch immer sind Bestand und Stromverbrauch von NSH in Deutschland hoch. Der Anteil der Haushalte am Stromverbrauch (141 TWh) von insgesamt 509 TWh lag 2010 bei rund 28%. Der Stromverbrauch für die elektrische Raumwärmeerzeugung hat hieran wiederum einen Anteil von rund 12% (Statistisches Bundesamt 2012b, BMWi 2013, Tab. 20). Die vorliegenden Daten über den Stromverbrauch für Nachtspeicherheizungen sind jedoch uneinheitlich: Für 2005 weist der VDEW¹⁶ einen NSH-Stromverbrauch in deutschen Haushalten von

¹⁶ Zitiert nach Wiechmann 2008, S. 26

22,8 TWh aus. Im Zuge des Monitorings der Versorgungssicherheit hat die Bundesnetzagentur Stromlieferanten befragt. Die Befragung ergab eine über die hierfür vorgesehenen Tarife in Deutschland abgesetzte Heizstrommenge von 13,44 TWh für 2012 (verglichen mit 13,88 TWh im Jahr 2010), davon über 80% für Nachtspeicherheizungen. Entsprechend könnte die Belieferung für Nachtspeicherheizungen für 2012 auf rund 11 TWh abgeschätzt werden (BNetzA 2013, S. 143). Allerdings ist zu beachten, dass laut Mikrozensus in Deutschland 2006 rund 1,46 Mio. und 2010 rund 1,43 Mio. Wohnungen überwiegend mit Strom beheizt wurden – insofern erscheint eine Halbierung des Heizstromverbrauchs zwischen 2005 und 2012 wenig plausibel (Statistisches Bundesamt 2012a und 2008). Der Grund für die Abweichungen zwischen Mikrozensus und Befragung von Energielieferanten ist wahrscheinlich eher auf unterschiedlich erfasste Grundgesamtheiten an Wohnungen bzw. Gruppen von Tarifkunden zurückzuführen.

Noch etwa 4% der Haushalte in Deutschland nutzen einer Befragung repräsentativer Haushalte zufolge Strom zum Heizen in einer NSH, mit einem überproportionalen Anteil bei Ein- und Zweifamilienhäusern (Frondelet al 2013, 27, 96). Daten des statistischen Bundesamtes aus der Mikrozensus-Erhebung 2010 ergeben ebenfalls einen Anteil von 4% für das Jahr 2010; entsprechend wird etwa jede 25. der insgesamt 36 Millionen Wohnungen in Deutschland überwiegend mit Strom beheizt. Die Daten liegen überdies geographisch differenziert vor und zeigen zusätzlich, dass in Baden-Württemberg mit 6% mehr Wohnungen elektrisch beheizt werden als in allen übrigen Bundesländern (Statistisches Bundesamt 2012b, Tabelle WS-03). Von den Flächenländern haben außerdem Bayern (3,9%), Hessen (4,4%), Nordrhein-Westfalen (5,5%) und Rheinland-Pfalz (4,7%) relevante Elektrowärme-Anteile an der Raumwärmeerzeugung, während in den östlichen Bundesländern Fernwärme deutlich stärker verbreitet ist.

Abbildung 9: Anzahl überwiegend elektrisch beheizter Wohnungen in den Bundesländern 2010



Quelle: Statistisches Bundesamt 2012

Die mit NSH verbundenen CO₂-Emissionen sind erheblich: Ein Haushalt mit einem angenommenen Jahreswärmebedarf von rund 16.800 kWh¹⁷ erzeugt NSH-beheizt ca. 10t CO₂ pro Jahr¹⁸. Derselbe Haushalt, ausgestattet mit einer Gas-Brennwerttherme, würde im gleichen Zeitraum rund 3,4 t CO₂-Emissionen verursachen¹⁹. Ausgehend von den Erhebungen der BNetzA (2013), die auf einen Jahresstromverbrauch von ca. 11 TWh in 2012 schließen lassen, betrüge der jährliche CO₂-Ausstoß aller NSH in Deutschland mindestens rund 6,6 Mio t. Läge der tatsächliche Stromverbrauch der NSH eher im Bereich der Angaben des VDEW (s.o.) bei über 22 TWh, könnte der CO₂-Ausstoß sogar den doppelten Wert annehmen. Diese Unsicherheit verdeutlicht, dass eine empirisch fundierte Untersuchung des tatsächlichen Verhaltens und Stromverbrauchs der NSH vonnöten ist.

3.2.2 Nachtspeicher als Flexibilitätsoptionen ungeeignet

Im Folgenden wird die heutige Fahrweise von NSH näher analysiert, zunächst aus der Perspektive eines überwiegend konventionellen Stromsystems, anschließend mit Blick auf steigende Anteile erneuerbarer Energien.

Charakteristische Lastverläufe im Winter, der wesentlichen Einsatzsaison von NSH, wurden in Kapitel 2 dargestellt. Nachtspeicherheizungen werden – ebenso wie Wärmepumpen – nicht gemäß den sog. Standardlastprofilen für Haushalte mit Strom beliefert, sondern nach temperaturabhängigen Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen. Dies beinhaltet bestimmte Schaltzeiten, in denen der Strombezug vom Netzbetreiber freigegeben ist. Üblicherweise ist dies der Zeitraum zwischen 22 Uhr und 6 Uhr mit einem weiteren Zeitfenster während des Tages oder ein Zeitraum zwischen 19 bis 8 Uhr, die grundsätzlich zur Belieferung offen stehen, um die für die Heizung für den folgenden Tag notwendige Wärme einzuspeichern. Da es sich bei NSH überwiegend um ältere Anlagen handelt, besteht teils keine Außentemperatursteuerung der Beladungsvorgänge, mitunter werden die Heizungen auch gänzlich von Hand gesteuert, was ebenso wie oft unbemerkte Defekte an der Aufladesteuerung zu einer übermäßigen Wärmespeicherbefüllung führen kann (Maier 2012).

Nachtspeicherheizungen sind in aller Regel mit Arbeitszählern ausgestattet, die lediglich die verbrauchten kWh zählen, jedoch nicht verzeichnen oder gar dem Netzbetreiber in Echtzeit übermitteln, wann genau die Anlage tatsächlich betrieben wird. Daher sind Daten über die tatsächlichen Einsatzzeiten nur schwer verfügbar. Für dieses Projekt durchgeführte Gespräche mit einigen Unternehmen haben verdeutlicht, dass ein Verteilnetzbetreiber heute in aller Regel selbst keine Kenntnis darüber hat, wann innerhalb der Freischaltzeiten die NSH in seinem Versorgungsgebiet tatsächlich Strom beziehen. Die angewandten Lastprofile basie-

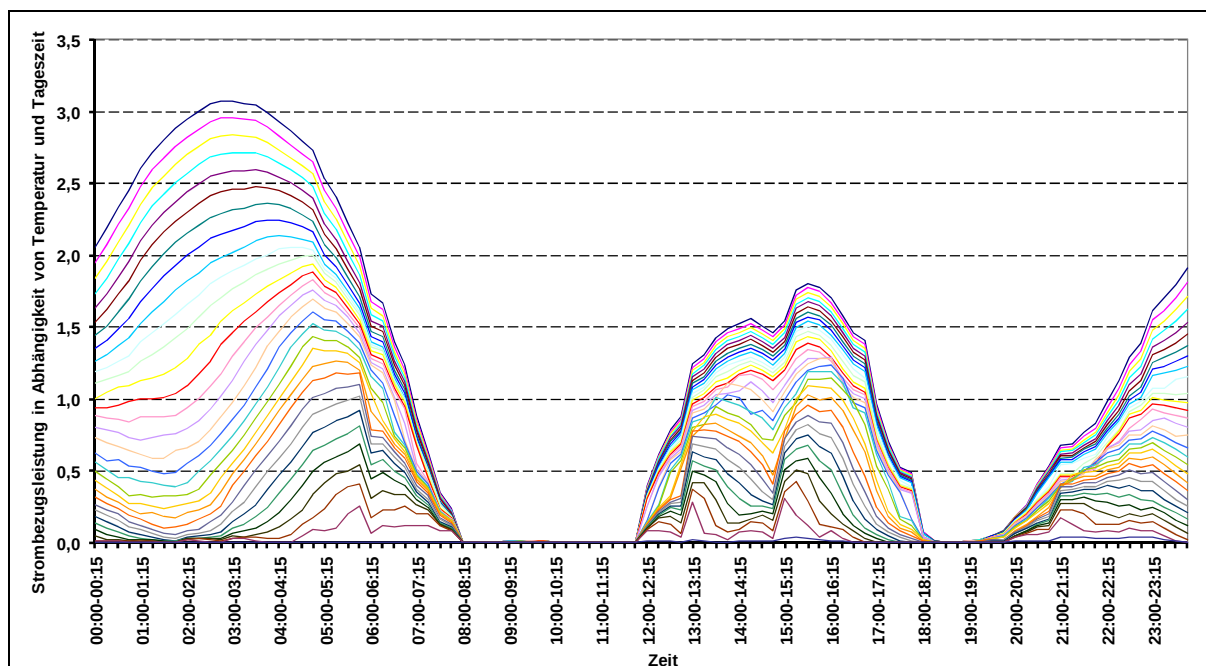
¹⁷ Zur Vereinfachung wird an dieser Stelle sowohl der NSH als auch dem Gas-BWK ein Nutzungsgrad von 100 Prozent unterstellt. In der Regel fällt dieser bei beiden (beim BWK bezogen auf den unteren Heizwert) etwas geringer aus.

¹⁸ Eigene Berechnung unter Berücksichtigung des CO₂-Emissionsfaktors des deutschen Strominlandsverbrauch 2012 von 601 g/kWh (Umweltbundesamt 2013).

¹⁹ Eigene Berechnung unter Berücksichtigung des CO₂-Emissionsfaktors von Erdgas 2012 von 201 g/kWh (NIR 2013) bezogen auf den unteren Brennwert.

ren häufig auf einem an der BTU Cottbus für den Verband der Netzbetreiber (VDN) entwickelten Verfahren²⁰. Das seit 2011 gültige Lastprofil des zum RWE gehörenden Verteilnetzbetreibers Westnetz (2011) mit Nacht- und Tagladung für die Region Rhein-Ruhr – u.a. für die Stadt Essen, in der Frey et al (2007, 25) zufolge mit 60.000 die bundesweit höchste Anzahl von Elektroheizungen in Wohngebäuden in einem Stadtgebiet installiert ist – zeigt den hier vom Netzbetreiber in Abhängigkeit von der Außentemperatur erwarteten Strombezug der NSH im Tagesverlauf.

Abbildung 10: Lastprofil „Wärmestrom Nachtladung und Tagnachladung“ des Verteilnetzbetreibers Westnetz



Daten: Westnetz. Anmerkung: Die farbigen Linien bezeichnen den Strombezugsverlauf je nach Außentemperatur in Abstufungen von 1 Grad Kelvin. Der stärkste Strombezug (hier in blau dargestellt) entspricht einer Außentemperatur von -12 °C und kälter, der geringste (hier in violett dargestellt) einer Außentemperatur von +18 °C und wärmer.

Die Abbildung macht deutlich, dass die von Westnetz erwartete Stromnachfrage der NSH in den frühen Nachtstunden nach Mitternacht am höchsten ist, aber bei Tiefsttemperaturen (kälter als -11°C) zwischen 12 und 18 Uhr noch einmal ein Niveau von immerhin rund 60% der nächtlichen Spitzennachfrage annehmen kann.

Die Stadtwerke München überprüfen seit der Wintersaison 2012/2013, wie zutreffend die temperaturabhängigen Lastprofile für elektrische Speicherheizungen den tatsächlichen Strombezugsverlauf wiedergeben. Für ausführliche Interpretationen sind die Auswertungen

²⁰ Dieses ist beschrieben im Abschlussbericht "Bestimmung von Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen", 2002 und im Praxisleitfaden "Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen", ebenfalls 2002.

noch nicht ausreichend lange durchgeführt worden. Eindeutig erkennbar wird jedoch schon bei den vorliegenden Daten, dass die Speicherheizungen mitnichten – wie im Standardlastprofil angenommen – bei Temperaturen von wärmer als -6 °C zwischen 7 und 22 Uhr keinen Strom beziehen, sondern auch tagsüber einen durchgängigen Verbrauch von 10 bis 20% des nächtlichen Niveaus erreichen²¹.

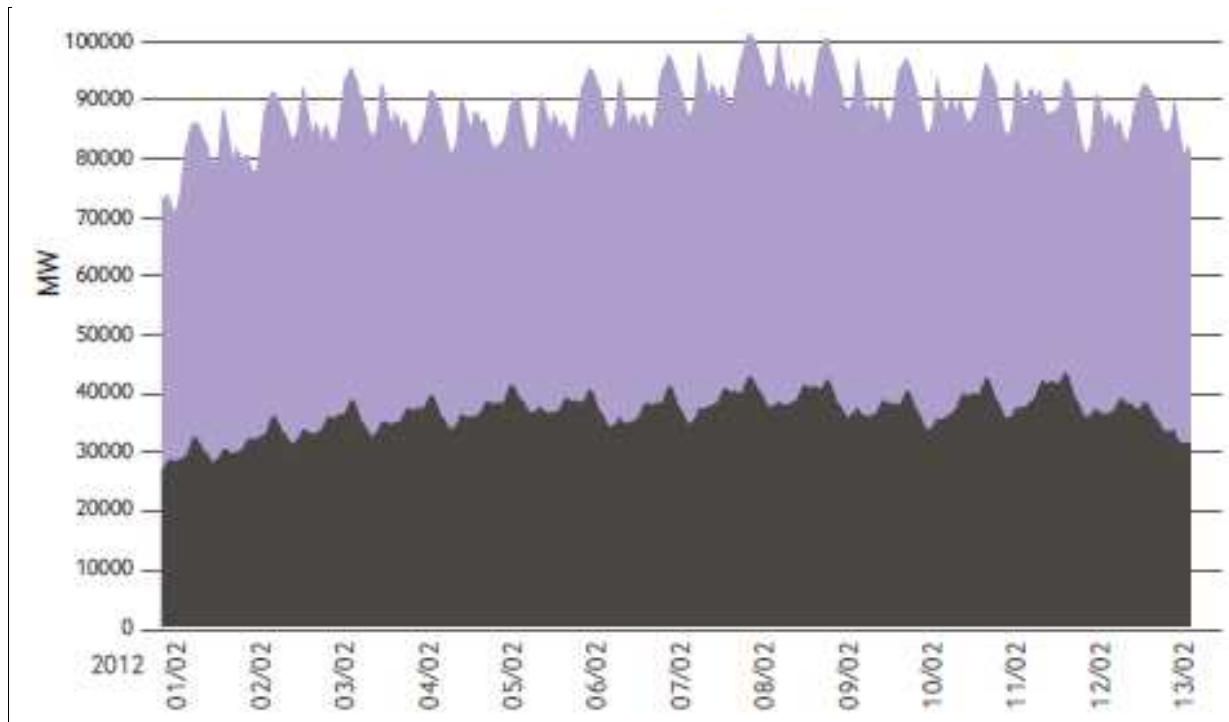
Klobasa et al (2013, 11) weisen für den Strombezug der in Bayern und Baden-Württemberg genutzten NSH ein ähnliches Lastprofil aus. Dieses und die Daten von Westnetz erlauben eine grobe Abschätzung der Gesamt-Höchstlast von NSH in Baden-Württemberg und Bayern. Für die in der Region Bayern und Baden-Württemberg betriebenen NSH zeigen die Autoren bei 0 °C einen Maximalbezug von rund 3,8 GW während der Nacht sowie ein zweites Bezugsmaximum von rund 1,2 GW am frühen Nachmittag. Wenn temperaturabhängige Lastprofile die Tages-Maximalleistung von NSH bei 0 °C etwa bei zwei Drittel des Tagesmaximums an den kältesten Tagen annehmen (wie im Beispiel von Westnetz), dürften bereits die in Baden-Württemberg und Bayern installierten NSH bei starken Minusgraden eine nächtliche Höchstlast in der Größenordnung um 5 bis 6 GW verursachen und auch am Tage rund 2 GW zur Last beitragen.

Das Statistische Bundesamt weist im Mikrozensus Bauen und Wohnen 2010 für Bayern und Baden-Württemberg mit 488.000 rund ein Drittel der in Deutschland insgesamt elektrisch beheizten 1,43 Mio. Wohnungen aus (Statistisches Bundesamt 2012a). Bei bundesweit ähnlichen Lastprofilen wie den in Klobasa et al. und von Westnetz ausgewiesenen dürfte die bundesweite nächtliche Nachtspitze von NSH bei 0 °C in der Größenordnung von 11 GW liegen und bei tiefen Temperaturen bis auf ca. 18 GW ansteigen. Das Tagesmaximum läge bundesweit entsprechend bei 3,6 (0 °C) bzw. 5 GW (Temperaturen unter -11 °C). Der Vergleich mit dem in Kapitel 2 gezeigten Verlauf der Jahreshöchstlasten zeigt, dass NSH also nicht nur in Zeiten niedrigen Bedarfs Strom beziehen, sondern auch in den Stunden der Höchstlasten. Mithin tragen sie einerseits zum absoluten Niveau der Höchstlast bei, und andererseits dazu, dass die abendlichen Höchstlasten des deutschen Stromverbrauchs nicht als kurzer Peak von ein bis zwei Stunden auftreten, sondern als sich im Laufe des (Werk-)Tages aufbauendes Plateau.

Das Beispiel Frankreich zeigt, welcher erheblichen Beitrag Stromwärme-Anwendungen für die Jahreshöchstlast haben können (RTE 2012, S. 8): Ein Winterabend um 19 Uhr, der um ein Grad Kelvin kälter ist als ein Vergleichsabend, geht in Frankreich mit einer Erhöhung der Stromnachfrage um 2,3 GW einher. Während der Kältewelle in der ersten Februarhälfte 2012 hatten thermosensible Stromverbräuche (d.h. solche, die auf die Außentemperatur reagieren) einen Anteil von 40% an der Gesamtlast, wie die folgende Abbildung verdeutlicht.

²¹ Persönliche Kommunikation mit den SW München am 12.09.2013.

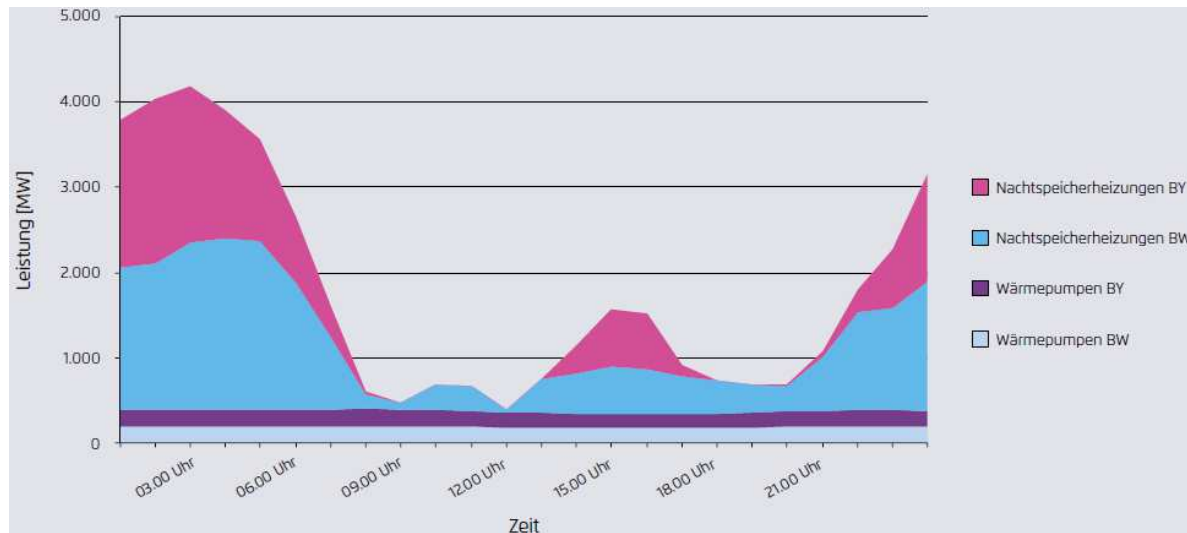
Abbildung 11: Anteil thermosensibler Stromverbräuche am Gesamtstromverbrauch in Frankreich während der Kältewelle im Februar 2012



Quelle: RTE 2012: Anmerkung: Der graue Bereich veranschaulicht den thermosensiblen Verbrauch über die betreffenden 14 Tage, der violette Bereich den von der Temperatur unabhängigen.

Betrachtet man die Tage mit der jährlichen bundesweiten Höchstlast (vgl. Abbildung 1) sieht man, dass dort jeweils eine mehrstündige Lastspitze besteht, die um 17 Uhr einsetzt und um 19 Uhr ihr höchstes Niveau aufweist. Die empirischen Erhebungen von Klobasa et al (2013, 11) zeigen nicht nur, dass NSH in Süddeutschland zwischen 12 und 16 Uhr eine Tageslastspitze erreichen. Vielmehr senken die baden-württembergischen Anlagen das Lastniveau zum frühen Abend hin nur sehr geringfügig ab, halten es bis ungefähr 19 Uhr und erhöhen es dann für die nächtliche Aufladung der Heizungen. Zusammen mit den oben erwähnten Auswertungen der Stadtwerke München liegen starke Hinweise vor, dass NSH mindestens zum Beginn und teils auch zum absoluten Niveau des abendlichen Lastpeaks im deutschen Netz beitragen. Für eine genauere Quantifizierung wäre das Verhalten der NSH in den verschiedenen Regionen Deutschlands zu erheben, auch unter Berücksichtigung der Tatsache, dass gerade die Haushalte mit NSH stets noch weitere Stromwärmeanwendungen (inkl. der in Kapitel 3.2.3 beschriebenen Zusatzheizungen) besitzen, da Strom hier in der Regel als einzige Quelle zur Erzeugung von jeglicher Brauchwärme genutzt wird.

Abbildung 12: Lastgang bei 0°C für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen in Bayern und Baden-Württemberg



Quelle: Klobasa et al 2013

Der Lastverlauf der NSH hat Konsequenzen für den Umgang mit der Höchstlast im deutschen Netz. Läge hier der Stromverbrauch etwa in den Stunden vor und nach dem Lastmaximum bedeutend niedriger, bestünden bessere Möglichkeiten, die Höchstlast z.B. durch Lastmanagement-Maßnahmen (statt beispielsweise mit zusätzlichen Kraftwerken) auszugleichen, wo das Verschiebepotential für kurze Zeiträume von 30 Minuten bis zwei Stunden deutlich höher ist als für längerfristige Verlagerungen des Verbrauchs. Wenn der Beitrag der NSH zur Lastspitze selbst eine relevante Größenordnung hat – die Erhebungen von Klobasa et al. (2013) und auch die vorläufigen Messergebnisse der Stadtwerke München legen dies nahe –, erhöht der Fortbestand dieser NSH den Bedarf an gesicherter Leistung in der Stunde der winterlichen Jahreshöchstlast und verursacht eine zusätzliche Nachfrage nach gesicherter Kraftwerksleistung.

Die bisherigen Betrachtungen ließen die Transformation zu einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien außen vor. Um einen Beitrag zum Ausgleich hoher Anteile fluktuierender Energien leisten zu können, müssten NSH imstande sein, sich nicht allein an regelmäßigen Lastprofilen, sondern zusätzlich an der unregelmäßigen, sich aus der Einspeisung von Wind und PV ergebenden Residuallast zu orientieren. Und technisch wäre es zunächst erforderlich, dass die rund 1,43 Mio. elektrisch beheizten Wohnungen mit intelligenten Stromzählern ausgestattet werden, die eine an der Residuallast oder dem aktuellen Börsenstrompreis orientierte Fahrweise der Anlagen ermöglichen.

Weiter ist für NSH bezüglich der Wind- und PV-Stromerzeugung bedeutsam: Erstens gibt es, wie in Kapitel 3.1.2 gezeigt, bisher keine Stunden im Jahr, in denen bundesweit die FEE-Stromerzeugung die Last übersteigt. Die Möglichkeit einer „Einspeicherung“ von Wind- und

PV-Überschüssen in NSH entfällt also für die Gegenwart mangels Überschüssen²². Erst deutlich nach 2020 ist davon auszugehen, dass die Zahl der Stunden mit Überschüssen ein relevantes Niveau erreicht, das besonders darauf zugeschnittene Nachfragestrategien rechtfertigt. Für die sommerlichen Fluktuationen können NSH prinzipiell keinen Ausgleich liefern, da sie bei Temperaturen von über 15°C nicht betrieben werden.

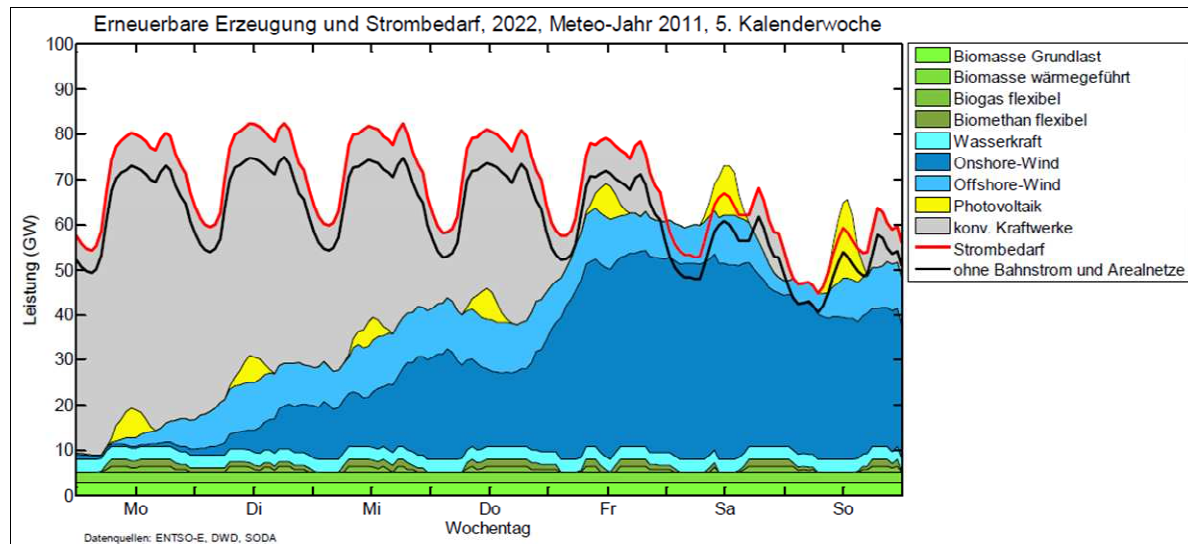
Von Speicherung²³ ließe sich zudem sinnvoll erst sprechen, wenn die gespeicherte Energie später in Form von Strom an das Netz zurückgegeben werden könnte. Dies ist jedoch nicht der Fall – zudem ist die erzeugte Wärme am nächsten Tag verloren. Da FEE-Strom bisher (abgesehen von lokalen Netzeingpässen) vollständig vom Netz aufgenommen wird, sorgt jede Lasterhöhung für eine zusätzliche Nachfrage nach konventionell erzeugtem Strom (bzw. nach Bioenergie-Strom, sofern dieser regelbar erzeugt wird). Die Ausnahmen bezüglich regionaler Netzeingpässe, die durchaus bereits FEE-Abregelungen verursachen, sind zumeist vorübergehend, da sie durch den fortschreitenden Netzausbau behoben werden sollen und ermöglichen damit ebenfalls keine nachhaltigen Nachfragestrategien.

Eine steuerbare Verschiebung der Aufladezeiten von NSH bei niedriger FEE-Erzeugung, bzw. prinzipiell bei hoher Residuallast hin zu Zeiten hoher FEE-Einspeisung ist nicht verlässlich möglich, da die fluktuierende Erzeugung aus FEE gerade im Winter auch länger als einen Tag auf sehr niedrige Niveaus sinken kann, wie die folgende Abbildung verdeutlicht. Um NSH tatsächlich nur mit Strom zu beliefern, der zu einem sehr hohen Anteil aus erneuerbaren Energien stammt, müsste die Aufladung der Heizungen für das dargestellte Beispiel einer Woche Anfang Februar (Grundlage sind die Wetterdaten von 2011) von Montag bis auf die Tage ab Donnerstag verschoben werden können. Dies ist jedoch mit dem Gros der heute installierten elektrischen Heizungssysteme nicht möglich, da sowohl der Speicher als auch die Wohnräume die Wärme nicht ausreichend lange speichern können.

²² Und selbst wenn die ersten FEE-Überschüsse auftreten, gibt es deutlich sinnvollere, weil vielseitiger nutzbare Alternativen zur Einspeicherung in NSH, z.B. in Form von Power-to-Gas.

²³ Auch wenn es sich im physikalischen Sinne nicht um ‚Speicherung‘ des Stroms handelt (dieser wird bei strenger Betrachtung auch in Batterien oder Pumpspeichern in chemische bzw. potentielle Energie umgewandelt), soll hier der Begriff ‚Speicherung‘ genutzt werden, da hier der Unterschied zwischen einer relativ einfachen Rückgewinnung von Strom und der Senkenfunktion der Umwandlung von Strom in Brauchwärme (und der fast unmöglichen Rückgewinnung von Strom aus Brauchwärme) im Vordergrund stehen soll.

Abbildung 13: Szenario Verlauf von Stromerzeugung und -Verbrauch im Februar 2022, basierend auf dem Wetter- und Verbrauchsjahr 2011



Quelle: Agora 2012

Entsprechend wäre es dann notwendig, eigene Backup-Kapazitäten für die Stromerzeugung bereit zu halten, die die Stromversorgung der NSH auch zu diesen Zeiten gewährleisten. Große Anschlussleistungen von NSH sorgen mithin für eine zusätzliche Nachfrage nach konventionellen Backup-Kapazitäten für wenige Situationen im Jahr.

Mehrere Studien haben NSH als potentielle Flexibilitätsoptionen analysiert; die Angaben über das tatsächlich nutzbare Lastverschiebepotential sind allerdings eher vage und unterstreichen, dass eine Flexibilisierung von NSH nur begrenzt möglich ist: Die dena-II-Netzstudie (2010) ermittelt – bei einer insgesamt installierten NSH-Leistung von 35 GW, Stand 1996 – „ein positives DSM-Potenzial von 5.864 MW im Winter und ein negatives Potenzial von 25.692 MW zu bestimmten Stunden während der Heizperiode.“ (H.d.V.). Klobasa et al (2013, 11) schreiben in ihrer Studie zum Lastmanagementpotential in Süddeutschland: „Es zeigt sich, dass an dem Referenztag mit einer mittleren Außentemperatur von 0°C die Lasten um bis zu 3.000 MW für eine Stunde reduziert werden könnten. Dies ist allerdings nicht für jede beliebige, sondern *nur für eine bestimmte Stunde* möglich. Im schlechtesten Fall liegt kein Reduzierungspotenzial vor. Über die Dauer von zwölf Stunden lassen sich maximal 1.800 MW mittlere Last reduzieren. Dies ist aber ebenfalls *nur für einen bestimmten Abschaltblock von zwölf Stunden* möglich. Für die anderen 24 vorstellbaren Startpunkte lässt sich nur ein geringeres Potenzial realisieren“ (H.d.V.). Eine Flexibilitätsoption zum Ausgleich fluktuierender FEE-Einspeisung, die jedoch selbst immer wieder konventionelle Flexibilitätsoptionen benötigt, damit die angeschlossenen Haushalte zuverlässig beheizt werden können, ergibt keinen Sinn.

3.2.3 Alternativen zu Nachtspeicherheizungen

Je nach Situation bei den bestehenden elektrischen Heizungen bestehen unterschiedliche Voraussetzungen für ihren Ersatz durch moderne Heizungssysteme. Stromheizungen sind in

Deutschland überwiegend in Häusern mit weniger als 6 Wohnungen installiert, in Mietwohnungen deutlich häufiger als in Eigentumswohnungen. 4/5 der Stromheizungen befinden sich in zwischen 1949 und 1978 errichteten Gebäuden. Der Anteil in Gebäuden mit weniger als 6 Wohneinheiten beträgt bundesweit rund 80%, allerdings mit einigen regionalen Variationen. Relativ wenige elektrische Heizungssysteme sind als Sammelheizungen installiert, im Wesentlichen handelt es sich um Nachtspeicherheizungen, die einen oder wenige Räume beheizen. Zudem gibt es einige Großsiedlungen mit vollelektrischer Energieversorgung.

Auch wenn die statistischen Daten über die Art der Verteilung schwach sind, kann davon ausgegangen werden, dass der größte Teil elektrischer Heizungen nicht konzentriert in zusammenhängenden Siedlungen verbaut ist, sondern verstreut zwischen anderen Heizungssystemen in benachbarten Wohnungen und Häusern. Und da es für Wohnungsgesellschaften bereits in der Vergangenheit häufig lohnend war, auf modernere Heizungssysteme umzustellen, sind ein großer Teil der heute noch bestehenden elektrischen Heizungssysteme in Gebäuden installiert, die im Eigentum einzelner Privatpersonen sind. Hier fehlen häufig die finanziellen Mittel, Know-How und das Personal, um die Umrüstung anzugehen und zu verträglichen Kosten zu realisieren. Häufig sind in diesen Gebäuden bzw. Wohnungen auch elektrische Durchlauferhitzer für die Warmwassererzeugung installiert (Frey et al 2007).

Grundsätzlich ist zwischen der Modernisierung von Miet- und Eigentumswohnungen zu unterscheiden. Bei Mietern sind NSH sehr unbeliebt, da sie weder günstig im Betrieb sind noch komfortabel in der Benutzung. War Nachtstrom 2004 noch für rund 5,5 ct/kWh zu haben, so kostet Strom für die Raumwärmeerzeugung im Jahr 2013 rund 13 Cent je kWh (Preise netto ohne MwSt.). Zum Vergleich²⁴: Die Verbrauchspreise für eine kWh Heizenergie auf der Basis von Holzpellets liegen derzeit bei ca. rund 4,5 Cent, für Gas bei knapp 5 Cent (ebenfalls Nettopreise).

Auch die Bedienung ist mitunter nicht angenehm für die Nutzer: Die Aufladeautomatik der NSH reagiert – da vorwiegend in der Nacht vor der Raumwärmenutzung aufgeladen wird – nicht auf aktuelle Außentemperaturen, sondern schätzt am Vortag nach den dann aktuellen Temperaturen die für den folgenden Tag benötigte Heizenergiemenge. Schnellere Wetterumschwünge registriert die Heizung daher erst mit Verzögerung. Die Folge ist, dass die Räume bei schnellen Temperaturveränderungen zu stark oder zu wenig geheizt werden. Zum Ausgleich bieten Heizstromlieferanten optionale Zusatzheizungen zur Nacherwärmung bei plötzlichem Wetterumschwung und an kühlen Sommertagen – allerdings gelten für deren Nutzung dann häufig nicht die Nachtspeicherheizungs-Niedertarife (NT), sondern -Hochtarife (HT) oder gar die regulären Haushaltsstrompreise.

Diese Punkte sind allerdings nur für die Nutzer der elektrisch beheizten Wohnungen relevant. Vermieter haben die Kosten eines Austauschs des Heizungssystems zu tragen, profitieren jedoch zunächst nicht vom höheren Komfort und den niedrigeren Heizkosten. Ein Gutachten im Auftrag des BMVBS (2013) über den Ersatz von Nachtspeichern in Gebäuden mit

²⁴ Eigene Berechnung, spezifische Kosten (netto) für ein Einfamilienhaus nach EnEV 2009. Quellen für die Preise: Preisvergleichs-Internetportale www.heizpellets24.de, Abruf am 26.08.2013 und www.verivox.de, Abruf am 26.08.2013.

> 5 Wohneinheiten in den Jahren 2008 bis 2011 ergab, dass der Ersatz von Nachtspeicherheizungen nicht gefördert zu werden braucht, da der „Leidensdruck“ von Vermietern hoch genug sei und der Austausch der NSH durch eine neue NSH ohnehin weniger wirtschaftlich als deren Ersatz durch Gasbrennwertkessel oder Fernwärme. Der tatsächlich wirksame Anreiz erscheint jedoch gering, ansonsten hätte der Bestand von Stromheizungen in den vergangenen Jahren deutlich stärker zurück gehen müssen, als die Erhebungen im Mikrozensus dies erkennen lassen (s.o.).

In Regionen mit eher geringer Wohnungsnachfrage führt eine Elektroheizung zwar zu Leerständen von Wohnungen und damit zu einem Anreiz für Vermieter, die Heizungssysteme zu modernisieren. In zahlreichen Ballungsgebieten ist dagegen die Wohnungsnachfrage in den letzten Jahren derart angestiegen, dass dort auch für noch elektrisch beheizte Wohnungen Mieter zu finden sind. Wenn Vermieter die Investitionskosten für das neue Heizsystem tragen und nicht anteilig umlegen können, kommen solche Umstellungen meist nicht zustande. Dieses Mieter/Vermieter-Dilemma kommt nicht nur bei Modernisierungen von Heizungen zum Tragen, sondern auch bei Gebäudesanierungen, etwa zur Verbesserung der Wärmedämmung. Es ist bereits seit Jahren Thema der einschlägigen Literatur zur Erhöhung der Energieeffizienz im Gebäudesektor (vgl. z.B. IEA 2007) und es gibt keine „one-fits-it-all“-Maßnahme, durch die es sich auflösen ließe. Erforderlich ist vielmehr eine intelligente – und leider komplexe – Kombination von Anpassungen im Mietrecht, finanziellen Anreizen, ordnungsrechtlichen Vorgaben und Standards sowie Information und Beratung bei den Eigentümern und Nutzern der Gebäude. Die positive Kehrseite hiervon ist, dass häufig nicht erhebliche finanzielle Mittel für die Realisierung der Ziele erforderlich sind, sondern vielmehr die Entschlossenheit und Koordination der relevanten Stakeholder.

Anders als in der Vergangenheit sind Investitionen zur Modernisierung der Heizungsinfrastruktur und der Wärmedämmung heute nicht mehr alleine vom Vermieter zu tragen. Entsprechend § 559 BGB können jährlich 11% der angefallenen Investitionen auf die Mieter umgelegt werden, wenn sich durch die Maßnahme der Gebrauchswert der Wohnung nachhaltig erhöht, die allgemeinen Wohnverhältnisse auf Dauer verbessert oder Einsparungen von Energiekosten für den Mieter bewirkt werden. Für preisgebundene Wohnungen gelten andere Regelungen. Die Durchsetzbarkeit einer solchen Mieterhöhung hängt allerdings stark von der Attraktivität der Wohnung bzw. des Gebäudes und der Lage ab. Damit die Modernisierungsmaßnahmen sozial schwache Mieter nicht verdrängen, ist vor allem in solchen Fällen eine zusätzliche Unterstützung notwendig. Zusätzlich hat die Mietrechtsnovelle im Frühjahr 2013 geklärt, dass Wärmelieferung durch Contracting-Anbieter mit einer Lieferung der Wärme durch eine vom Vermieter modernisierte Heizung bei Einhaltung bestimmter Bedingungen nahezu gleich gestellt ist.

Die folgende Abbildung fasst die Einflussfaktoren auf die Modernisierungsneigung zusammen:

Abbildung 14: Einflussfaktoren auf die Entscheidung, eine elektrische Speicherheizung durch ein anderes Heizungssystem zu ersetzen

Eigentümer/Vermieter • Finanzkraft und Kreditwürdigkeit des Eigentümers bzw. Investors Geplantes neues Heizungssystem • Verhältnis zwischen Kapitalbedarf für die Modernisierung und ohnehin bestehenden jährlichen Kosten für die Liegenschaft • Erzielbare Heizkostenreduktion • Notwendige Veränderungen in der Infrastruktur und entsprechend Handlungsbereitschaft bei den relevanten Akteuren • Vermieter • Nah-/Fernwärmenetzbetreiber • Gasverteilnetzbetreiber, • Strom-Grundversorger	Gebäude/Wohnung • Attraktivität der Lage am Wohnungsmarkt • Umlagefähigkeit von Modernisierungsinvestitionen entsprechend der lokalen Wohnungsmarktsituation sowie der geltenden Rechtslage • Ohnehin bestehende Sanierungsabsichten (z.B. Wärmedämmung) Nutzer/Mieter • Zahlungsbereitschaft bzw. Finanzkraft für umgelegte Modernisierungsinvestitionen • Zufriedenheit mit Komfort und Kosten der elektrischen Speicherheizung • Toleranz für Umbaumaßnahmen
---	---

Quelle: IZES

Grundsätzlich stellen folgende Heizungssysteme ökologisch und (aus Sicht der Wohnungsnutzer) ökonomisch deutlich sinnvollere Alternativen²⁵ zur elektrischen Speicherheizung dar (vgl. auch BDEW 2012):

- **Umrüstung auf Erdgasbrennwertanlage:** In der Regel muss hier eine komplette Pumpenwarmwasserheizung und ein Verteilungssystem für das Brauchwarmwasser eingebaut werden sowie ggf. eine Vorrichtung für die Verbrennungsabgase. Zusätzlich kann eine solare Trinkwassererwärmung sinnvoll sein. Bei dem ohnehin anfallenden Aufwand lohnt es, die Maßnahme mit einer Modernisierung des Gebäudes, etwa der Wärmedämmung, zu kombinieren.
- **Umrüstung auf eine Holzpellet-Heizung:** Aufgrund der relativ niedrigen Preise (sowie der reduzierten Mehrwertsteuer) für Holzpellets hat eine Pumpenwarmwasser-Holzpellettheizung für Mieter besonders große Vorteile. Sie hat allerdings höhere Investitionskosten als ein Erdgasbrennwertkessel und benötigt Platz für die Brennstofflagerung.

²⁵ Wärmepumpen werden hier bewusst nicht aufgeführt, da sie ähnlich wie NSH zu zeitlich schwer verschiebbarer Stromnachfrage an kalten Wintertagen und dadurch zu einer zusätzlichen Nachfrage an Strom aus nicht fluktuierenden Energien führen. Eine Ausnahme können Erdwärmepumpen in sehr gut gedämmten Gebäuden darstellen, die auch bei tiefen Temperaturen nur einen geringen Netzstrombedarf haben und weil die Gebäude die Heizenergie auch für mehr als einen Tag speichern können.

- **Umrüstung auf eine Holzpellet-Heizung mit Solarthermieranlage zur Heizungsunterstützung und Warmwasserbereitung:** Um Holzpellets und damit Verbrauchskosten zu sparen, wird hier zusätzlich eine Solarthermieranlage zur Brauchwassererwärmung eingebaut, allerdings liegen die Investitionskosten höher als ohne die Solarthermieranlage.
- **Ersatz der elektrischen Speicherheizung durch den Anschluss an ein Nah- oder Fernwärmenetz:** Während die Investitionskosten für die Umrüstung auf die bisher dargestellten Heizungssysteme für den Eigentümer/Vermieter relativ hoch liegen, kann eine Pumpenwarmwasserheizung mit Anschluss an bereits bestehende Fern- bzw. Nahwärmenetze oft deutlich günstiger realisiert werden. Dagegen reduzieren sich die Wärmekosten für die Mieter weniger stark als bei den übrigen Alternativen oder steigen sogar leicht an. Auch wenn die Infrastruktur zunächst geschaffen werden muss, bieten sich zusammenhängende bislang elektrisch beheizte Siedlungen für eine Erschließung durch von fossiler oder erneuerbarer KWK beliefelter Nahwärme an²⁶.

3.2.4 Maßnahmen zum Ersatz von Nachtspeicherheizungen

Da NSH sich nicht als Flexibilitätsoption eignen, sondern eine zusätzliche Nachfrage nach Grundlaststrom generieren, sollten sie rasch durch moderne Heizungen ersetzt werden. Seit der Novellierung der EnEV im Jahre 2009 bestand die Verpflichtung, NSH stufenweise außer Betrieb zu nehmen, die im Jahr 2020 über 30 Jahre betrieben wurden und in Gebäuden mit mehr als fünf Wohneinheiten²⁷ eingebaut sind. Im Mai 2013 hob die Bundesregierung dieses Verbot jedoch auf²⁸. Ein KfW-Förderprogramm explizit zum Ersatz von NSH wurde 2010 eingestellt. Das Ziel der Bundesregierung, den Energiebedarf für Raumwärme um -20% bis 2020 und um -80% bis 2050 (gegenüber 2008) zu reduzieren, erfordert allerdings noch erhebliche Anstrengungen: einerseits bei den ordnungsrechtlichen Anforderungen in der EnEV für Bestandsgebäude, aber angesichts der hohen Investitionskosten auch durch finanzielle Flankierung (Expertenkommission 2012, S. 40).

Das heute bestehende Instrumentarium gliedert sich in Maßnahmen der Bundesebene sowie der Länder und Kommunen. Im CO₂-Gebäudesanierungsprogramm können Eigentümer von selbstgenutzten oder vermieteten Ein- und Zweifamilienhäusern sowie von Eigentumswohnungen in Wohneigentumsgemeinschaften einen KfW-Zuschuss für energetische Sanierungen auf Neubauniveau nach Energieeinsparverordnung und andere, konkrete Maßnahmen-

²⁶ Wird seitens der Kommune nicht eine Satzung mit einem Anschluss- und Benutzungszwang für die Fern- oder Nahwärme erlassen, müssen die Bewohner der Siedlung informiert und für die Teilnahme am Projekt gewonnen werden.

²⁷ Für NSH in Gebäuden mit weniger Wohnungen gab und gibt es keine Vorgaben.

²⁸ Der Unterausschuss des Bundesrats hatte der Länderkammer zuvor empfohlen, die Streichung der betreffenden Verordnungsmöglichkeit im Energieeinsparungsgesetz (EnEG) zurückzunehmen und den Vermittlungsausschuss anzurufen. Begründung hierfür war die Auffassung des Unterausschusses, dass elektrische Speicherheizsysteme keinen Beitrag zur Energiewende leisten. Dies wurde vom Bundesrat jedoch abgelehnt.

pakete erhalten. Der Ersatz von NSH kann im Zusammenhang mit dem Einbau einer neuen Heizungsanlage in den KfW-Programmen „Energieeffizient Sanieren“ gefördert werden, die als Kredit- und als Zuschussvariante angeboten werden. Je stärker die resultierende Energieeinsparung, desto höher ist die Förderung.

Das BAFA fördert das Heizen mit Erneuerbaren Energien durch unterschiedlich gestaffelte Förderbeträge für die Heizsysteme Solarthermie, Biomasse und Wärmepumpe. Zusätzlich zu den Grundförderbeträgen existiert eine Bonusförderung für Heizanlagen, die zusätzliche Anforderungen erfüllen. So werden z.B. durch den sog. Kesselaustauschbonus 500 € zusätzlich ausgezahlt, wenn gleichzeitig mit der Errichtung einer Solarkollektoranlage ein bisher betriebener Heizkessel ohne Brennwerttechnik durch einen neuen Gas- oder Öl-Brennwertkessel ersetzt wird. Auf Landesebene schließlich existieren zahlreiche unterschiedliche Regelungen und Programme. Eine Quantifizierung der Wirkung dieser sich teils ergänzenden, teils ausschließenden Maßnahmen auf Bundes- und Länderebene geht über den Rahmen dieser Studie hinaus.

Zentrale Maßnahme für den Ersatz von NSH durch moderne Heizungssysteme ist die Wiedereinführung der Verpflichtung für Bestandsgebäude in der EnEV, über 30 Jahre alte elektrische Heizungsanlagen bis 2020 auszutauschen. Sinnvollerweise sollte diese nicht nur für Gebäude mit mehr als 6 Wohneinheiten gelten, sondern für alle Wohngebäude. Eine Außerbetriebnahme-Verpflichtung ermöglicht zwar eine stärkere Beteiligung der Mieter an den Investitionskosten, sollte aber aufgrund der kurzfristig nicht vernachlässigbaren Investitionskosten und zum Schutz der betroffenen Mieter weiter unterstützt werden – sinnvollerweise auf eine Weise, die auch für jüngere als 30 Jahre alte Anlagen Wirkung entfaltet.

Zwar entfalten die bestehenden Förderprogramme bereits einige Wirkung, ein erheblicher Rückgang der Stromheizungen kann allerdings, wie oben dargestellt, nicht beobachtet werden. Eine Abschätzung in Frey et al (2007, 55ff) kommt zum Ergebnis, dass eine beschleunigte Umstellung auf moderne Heizungssysteme bei Investitionszuschüssen von 40% der gesamten Umstellungskosten bzw. bei Zugang zu zinsgünstigen Krediten plus 30% Zuschuss zu erwarten ist. Da sich der Bestand von NSH in den vergangenen Jahren ausweislich der in Kapitel 3.2.1 angeführten Mikrozensus-Daten und der Umfrage der Bundesnetzagentur zu Heizstromtarifen kaum reduziert hat, kann die Abschätzung des Aufwands für die Außerbetriebnahme der bundesweit noch bestehenden NSH als weiterhin aktuell angesehen werden. Basis der Darstellung in der nachfolgenden Tabelle ist jeweils die Umrüstung auf eine Erdgasheizung. Fördermittel für die mit höheren Investitionskosten verbundene Nutzung erneuerbarer Energien sollten zusätzlich über das Marktanreizprogramm für Erneuerbare Energien (MAP) genutzt werden können. Außerdem sollten gleichzeitig umgesetzte Wärmeschutzmaßnahmen im üblichen Rahmen ergänzend gefördert werden.

Tabelle 2: Abschätzung des Investitionsaufwands und Förderbedarfs für den Ersatz der in Wohngebäuden installierten NSH durch eine Erdgasheizung

	Anzahl der elektrisch beheizten Wohnhäuser bundesweit	Abschätzung der erforderlichen Investitionskosten für Heizungsumstellung je Wohnhaus	Benötigter Zuschuss je Wohneinheit
Einfamilienhäuser	423.000 Wohnhäuser	15.000 €	6.000 €
Zweifamilienhäuser	310.000 Wohnhäuser	22.500 €	4.500 €
Mehrfamilienhäuser	708.000 Wohnhäuser	30.000 €	2.000 €

Quelle: Frey et al 2007, S. 55.

Aus der Aufstellung ergibt sich ein Gesamtförderbedarf von 5,34 Mrd. Euro. Für einen Ersatz der NSH ergibt sich daraus ein auf sieben Jahre befristetes Förderprogramm in Höhe von rund 760 Mio. € jährlich. Wie bei der heutigen KfW-Förderung zwischen einem zinsgünstigen Kredit und einem Zuschuss wählen zu können, ist zu begrüßen, da dies unterschiedliche Ausgangssituationen bei Eigentümern berücksichtigt. Zusätzlich könnte es sinnvoll sein, auch eine Förderung in Form einer besseren steuerlichen Absetzbarkeit der Investitionen zur Auswahl anzubieten.

Nach Möglichkeit sollten erneuerbare Energien und Fern- und Nahwärme aus KWK-Anlagen Vorrang vor anderen fossilen Heizsystemen haben. Daher sollte auch eine Umstellung auf ölbefeuerte Anlagen aufgrund der hohen CO₂-Emissionen grundsätzlich nicht gefördert werden. Bedingung einer Förderung sollte zudem sein, dass eine gleichzeitig vorhandene elektrische Warmwasser-Bereitung ebenfalls auf das zentrale, modernisierte System umgestellt wird.

Der gesamtgesellschaftliche Nutzen dieser Maßnahme besteht einerseits grundsätzlich in der Erhöhung der Energieeffizienz sowie der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmesektor - und im Resultat vermiedenen CO₂-Emissionen -, die von der Bundesregierung angestrebt werden. Andererseits wird der Bedarf nach konventionellen Kraftwerkskapazitäten reduziert (vgl. Abschnitt 3.2.2).

Der derzeitige Bestand von Nachtspeicherheizungen weist eine breite Variation nach Gebäude-, Wohnungsarten und Regionen auf. Um den Einfluss von NSH auf die erhöhte Stromnachfrage während der Wintermonate, aber auch die Kosten eines umfassenden Ersatzes von NSH, genauer zu quantifizieren, als es in der hier erfolgten Abschätzung möglich ist, sind umfangreichere Daten über den Status Quo der Belieferung von Haushalten mit Strom zur Raumwärmeerzeugung zu erheben und auszuwerten. Im Ergebnis kann erstens präziser quantifiziert werden, welcher Teil der winterlichen Lastverläufe im deutschen Stromnetz auf elektrische Heizungssysteme zurückzuführen ist. Zweitens können dann staatlich organisierte Ausgaben für die Deckung dieser Stromnachfrage in Form von (Kapazitäts-)Zahlungen an neue bzw. stilllegungsgefährdete Kraftwerke besser mit alternativen öffentlichen Ausgaben für den Ersatz der NSH durch moderne Heizungssysteme verglichen

werden. Zu beachten ist dabei, dass Ausgaben für eine demensprechende Sanierung nur einmal getätigt werden brauchen, wohingegen Kapazitätsentgelte für die Bereithaltung von Kraftwerken jährlich und potentiell für lange Zeit bezahlt werden müssen.

Schließlich gilt auch für den Ersatz von NSH, dass eine kommunale Wärmeplanung (vgl. Kapitel 3.1.3) gerade in Siedlungsgebieten mit lokal höheren Anteilen elektrischer Heizungen integrierte Nah- bzw. Fernwärme-Lösungen entwickeln kann, die zu günstigeren Kosten beim Ersatz der Elektroheizungen führen.

Nachtspeicherheizungen stellen keine sinnvolle Flexibilitätsoption zum Ausgleich fluktuierender Erzeugung aus Wind und PV dar, sondern verursachen zusätzliche Inflexibilitäten und Nachfrage nach konventioneller Kraftwerksleistung. Daher ist es sinnvoll, diese bis 2020 über eine Wiedereinsetzung der bis 2012 bestehenden Vorgaben in der Energieeinsparverordnung durch moderne Heizungssysteme zu ersetzen. Die vorliegenden Daten über die Verteilung von Nachtspeicherheizungen über verschiedene Gebäudetypen erlauben eine Abschätzung des begleitend notwendigen jährlichen Förderbedarfs in Höhe von rund 750 Mio. €. Dadurch kann eine ansonsten fortbestehende winterliche Nachfragespitze nach konventioneller Stromerzeugungskapazität von tagsüber circa 3,8 bis 5 GW und nachts circa 11 bis 18 GW beendet und die Errichtung bzw. der Weiterbetrieb entsprechender Kraftwerke überflüssig werden.

3.3 Lastmanagement in der Industrie

Bisher wurde Versorgungssicherheit im Wesentlichen durch Kraftwerke hergestellt. In einem Stromsystem, das durch hohe Anteile fluktuierender Energieerzeugung charakterisiert ist, ergibt dies jedoch keinen Sinn mehr. Insbesondere in der Industrie gibt es beträchtliche energieaufwändige Prozesse, die durch Demand Side Management (DSM) zeitlich nach vorne oder hinten verschoben werden können. Während die zusätzliche fossile Stromerzeugung mit entsprechenden CO₂-Emissionen verbunden ist, führt eine Verlagerung von Strombezug nicht zu höheren Umweltbelastungen.

Die Kosten für DSM hängen stark von der Dauer der Leistungserhöhung bzw. -reduktion ab. Krzikalla (2013, S. 31) sehen Lastverlagerungspotentiale von wenigen Stunden zu Kosten von 10 bis 20 €/MWh, d.h. weit unter denen etwa flexibler Gaskraftwerke. Die Analysen in FfE (2010, 15) verdeutlichen, dass das Potential für kürzere Abschaltzeiten um ein Vielfaches höher liegt als dasjenige für ein bis vier Stunden. Für einen Überblick der in den jüngsten Studien erhobenen Potentiale vergleiche FfE (2013).

Die bestehenden Potentiale werden bisher nur zu einem kleinen Teil genutzt, da sie nicht das Kerngeschäftsfeld der Industrieunternehmen darstellen und insofern oft nicht im Blick der Optimierung der Geschäftsprozesse stehen. Im Folgenden wird die bisherige Nutzung industrieller Lasten als Flexibilitätsoption dargestellt.

Große Unternehmen, die etwa eine strukturierte Strombeschaffung haben (d.h. selbst am Strommarkt agieren) können ihre energieintensiven Prozesse bereits heute durch entspre-

chende Aktivitäten am Day-Ahead- oder Intraday-Markt strompreisorientiert organisieren bzw. durch eine Vergleichmäßigung ihres Strombezugs Netzentgelte sparen. Über den Umfang dieser Art von Lastmanagement sind für Deutschland bislang keine konkreten Daten verfügbar.

Den bisherigen Einsatz industrieller Lasten für die Bereitstellung von Regelenenergie schätzen Krzikalla et al (2013, S. 29) auf 500 MW für positive und 125 MW für negative Leistung ein. Gerade hinsichtlich der Regelenenergie gilt, dass die hier erzielbaren Erlöse aufgrund des großen Angebots z.B. für positive Minutenreserve (d.h. einer binnen 15 Minuten zu aktivieren- den vorübergehenden Verringerung der Nachfrage) durch die derzeitigen (Über-)Kapazitäten konventioneller Kraftwerke zu niedrig sind, um für die Nutzung von DSM in hohem Maße attraktiv zu sein. Der Einsatz als negative Minutenreserve (d.h. eine vorübergehende Erhöhung der Nachfrage) wäre aufgrund des durchweg deutlich höheren Preisniveaus grundsätzlich lohnender, allerdings wirkt dem die bestehende Netzentgeltsystematik entgegen.

Entsprechend § 17 Abs. 2 StromNEV ergibt sich das Jahresleistungsentgelt aus der Höchstleistung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr. Aufgrund der Kostenrelationen liegen die zusätzlichen Erlöse aus der Bereitstellung negativer Minutenreserve oft erheblich unter den gestiegenen Netzentgelten aufgrund einer höheren Jahreshöchstlast. Auch die starke Netzentgeltreduktion nach § 19 Abs. 2 StromNEV für große Verbraucher, die über 7.000 Stunden und mehr als 10 GW Strom abnehmen, wirkt einem flexiblen Verhalten entgegen²⁹, da die Verbraucher insbesondere bei einer Verbrauchsreduktion als Reaktion auf Strompreisspitzen riskieren, die für die Netzentgeltreduktion erforderliche jährliche Mindeststundenzahl zu unterschreiten. Damit Industrieunternehmen hier keinen widersprüchlichen Anreizen ausgesetzt sind, ist es erforderlich, die Netzentgeltsystematik hier entsprechend zu überarbeiten (vgl. Krzikalla et al 2013).

Als eigenes Instrument zur Förderung des Lastmanagement wurde Ende 2012 die Lastabschaltverordnung erlassen. Allerdings sind die Teilnahmebedingungen stark auf energieintensive Industrien (etwa Aluminium- und chemische Industrie) zugeschnitten. So können nur Anlagen im Bereich des Hoch- oder Höchstspannungsnetzes (mind. 110 Kilovolt) teilnehmen und es dürfen maximal fünf kleinere Anlagen zum Mindest-Angebotsvolumen von 50 MW zusammengelegt werden, die am selben Höchstspannungs-Netzknoten angeschlossen sein müssen. Eine breite Teilhabe auch kleinerer Industriebetriebe ist so nicht möglich. Mit Stand von Ende September 2013 waren bei den Übertragungsnetzbetreibern fünf Rahmenverträge für schnell bzw. sofort abschaltbare Lasten in einem Gesamtvolumen von 1055 MW abgeschlossen³⁰. Angestrebt bei Verabschiedung der Verordnung war dagegen eine Leistung von je 1,5 GW schnell und sofort abschaltbaren Lasten.

²⁹ Sowohl das OLG Düsseldorf wie auch die Europäische Kommission hatten die vollständige Netzentgeltbefreiung von Großverbrauchern als rechtswidrig eingeschätzt. Daher wurde die StromNEV im Sommer 2013 kurzfristig novelliert. Nach der neuen Regelung gilt ab 2014, dass Netzentgelte nicht mehr vollständig erlassen werden, sondern ab 7.000 Benutzungsstunden je nach individuellem Beitrag zur Netzentlastung berechnet werden sollen.

³⁰ Vgl. die Angaben auf www.regelleistung.net

3.4 Pumpspeicherkraftwerke

In Pumpspeichern wird nicht benötigter Strom gespeichert, indem Wasser von einem Unter- in ein Oberbecken gepumpt und bei Bedarf unter Antrieb von Turbinen wieder abgelassen wird. Sie sind heute die einzige ausgereifte Technologie, Strom in größeren Mengen und über längere Zeit hinweg zu speichern; neue Pumpspeicherkraftwerke (PSW) haben zudem einen Wirkungsgrad von bis zu 80% (Krzikalla et al 2013, S. 59). Klassischerweise werden PSW, ebenso wie Gasturbinen-Kraftwerke zur Bereitstellung von Sekundär-Regelleistung eingesetzt, wo sie binnen 5 Minuten einsatzfähig sein müssen.

Gegenwärtig sind in Deutschland rund 7 GW Pumpspeicherkraftwerke in Betrieb. Der nutzbare Speicherinhalt reicht für etwa 8 Stunden Volllastbetrieb. Bis 2020 ist derzeit ein Ausbau auf 10 GW geplant (VDE 2012, S. 44). Die Realisierung der aufgeführten Pläne hängt u.A. davon ab, ob sich die Volatilität der Strompreise gegenüber dem heute sehr niedrigen Maße wieder erhöht. Während früher die Mittagszeit wegen des hier hohen Stromverbrauchs klassischerweise hohe Preisspitzen aufwies, senkt heute die Erzeugung von PV-Strom den Preis neben dem nächtlichen zu einem zweiten Strompreistal am frühen Nachmittag ab. Der Abstand zwischen Base- und Peakpreisen hat sich dadurch auf häufig beinahe null verringert. Just dieser Abstand zwischen Hoch- und Tiefpreisphasen stellt jedoch die Grundlage für das Geschäftsmodell von Pumpspeicherkraftwerken dar. Andererseits ist bei weiter steigendem Ausbau der Photovoltaik zu erwarten, dass in deren Erzeugungsdifferenzen zwischen Tag und Nacht ein neues Einsatzfeld für Pumpspeicheranlagen entstehen wird. Auch eine Pumpspeicherleistung von 10 GW kann allerdings nur einen kleinen Beitrag zum Ausgleich von FEE-Erzeugungsspitzen leisten, wenn man berücksichtigt, dass die installierte Leistung von PV bereits Ende 2012 knapp 33 GWp betrug und die von Windenergie rund 31 GW (BMW 2013, Tab. 20).

Die Bedingungen für einen starken Ausbau von PSW in Deutschland sind nicht sehr günstig, da es nicht nur an den großen benötigten Flächen mangelt, sondern mitunter auch an der öffentlichen Akzeptanz für derartige Großprojekte (vgl. Pehnt, Höpfner 2009, Hartmann et al 2012). Auch aus ökologischer Sicht kann nicht jedes PSW als sinnvoll bewertet werden. Hierfür sind im Einzelfall die Eingriffe in die Natur zu bewerten und gegenüber anderen Maßnahmen abzuwägen.

3.5 Notstromaggregate

Notstromaggregate werden heute von Kliniken, Rechenzentren und ähnlichen Einrichtungen, die eine unterbrechungsfreie Stromversorgung benötigen, vorgehalten, um auf Ausfälle des öffentlichen Netzes vorbereitet zu sein. Wenn die Versorgung der Einrichtung durch das öffentliche Netz funktioniert, werden die Anlagen bislang nicht eingesetzt, allenfalls in Einzelfällen am Regelenenergiemarkt.

Die heute bestehenden Netzersatzanlagen sind üblicherweise Verbrennungsmotoren, die mit Gas oder Heizöl befeuert werden, und haben – entsprechend ihres Notfall-Einsatzzweckes – sehr schnelle Startzeiten, bei allerdings niedrigen Wirkungsgraden von unter 40%, so dass ein längerer Betrieb ineffizient und teuer wäre. Für seltene und nicht über wenige Stunden

hinweg andauernde Schwierigkeiten, die öffentliche Stromversorgung durch ausreichend (flexibel einsetzbare) Kapazitäten sicher zu stellen, können Notstromaggregate allerdings hilfreich sein. Krzikalla et al (2013, S. 58) schätzen die Leistung bestehender Netzersatzanlagen auf rund 5 bis 8 GW, das Umweltbundesamt ging 2011 (S. 9) gar von einer installierten Leistung von 20 GW aus; eine systematische Erfassung liegt bislang nicht vor.

Bei den heute noch bestehenden Überkapazitäten des deutschen Kraftwerksparks ist eine derartige Notfallreserve nicht notwendig. Sie mittelfristig als Notfallreserve für wenige Stunden im Jahr verfügbar zu haben, könnte jedoch dazu beitragen, den politischen Druck zum Bau neuer Kraftwerke auf ein realistisches Maß zu reduzieren. Um diese Anlagen bei Notfällen tatsächlich nutzen zu können, ist es zunächst erforderlich, ihren Bestand (auch geographisch) und ihre tatsächliche Einsatzfähigkeit zu erfassen und eine angemessene Infrastruktur für die Kommunikation mit den jeweiligen Netzbetreibern einzurichten.

3.6 Flexible Gaskraftwerke

Die Bundesregierung hat am 12.06.2013 zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland die Reservekraftwerksverordnung³¹ (ResKV) verabschiedet. Auf Grundlage der ResKV sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in Absprache mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) dazu berechtigt, bestehende Anlagen sowie neue Anlagen für das Beschaffen einer Netzreserve unter Vertrag zu nehmen und zu nutzen. Damit einher geht das Recht der ÜNB, soweit die BNetzA einen entsprechenden Bedarf bescheinigt, die geplante Stilllegung von Anlagen durch den jeweiligen Betreiber zu unterbinden und den Bau neuer Anlagen in einem diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren auszuschreiben. Die Notwendigkeit der ResKV ergab sich aus Sicht der Bundesregierung aus der bereits erfolgten sowie geplanten Stilllegung konventioneller Kraftwerke in Deutschland, welche nicht in vollem Umfang durch den Neubau regelbarer Anlagen ersetzt werden. Infolgedessen bestand die Befürchtung, dass in einzelnen Stunden während der Wintermonate mit einem erhöhten Strombedarf bei einer gleichzeitig niedrigen FEE-Stromerzeugung ein Versorgungsengpass entstehen könnte.

Eine Anlage kann als Netzreserve eingesetzt werden, wenn sie von der Bundesnetzagentur als systemrelevant im Sinne von § 13a Absatz 2 Satz 8 und 9 EnWG eingestuft wird³². Kraftwerke, die sich in der Netzreserve befinden, sind ausschließlich als netztechnische Betriebsmittel einzusetzen, d.h. sie dürfen ausschließlich außerhalb der Strommärkte eingesetzt werden. Zusätzlich gilt, dass bestehende Anlagen nach Ablauf der Vertragslaufzeit nicht mehr im Energiemarkt eingesetzt werden bzw. dass Neuanlagen nach Ende ihrer Nut-

³¹ Die vollständige Bezeichnung lautet „Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“

³² Demnach ist eine Anlage systemrelevant, „wenn ihre dauerhafte Stilllegung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann.“ (EnWG § 13a Absatz 2 Satz 8)

zung ihm Rahmen der Netzreserve entweder vom ÜNB weiterhin ausschließlich als netztechnisches Betriebsmittel eingesetzt oder stillgelegt werden. Der Einsatz von Kraftwerken in der Netzreserve erfolgt nachrangig hinter anderen geeigneten Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit nach § 13 Absatz 1 und 1a EnWG. Zu diesen zählen Netzschaltungen, Regelenergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und Management von Engpässen sowie die Mobilisierung zusätzlicher Reserven.

Die ResKV stellt mit einer Gültigkeit bis Ende 2017 vor dem Hintergrund der Diskussion um die Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland³³ eine Übergangslösung dar. Im Gegensatz zu einem Kapazitätsmarkt ist die ResKV leichter wieder außer Kraft zu setzen. Mit der Einführung einer strategischen Reserve weist die ResKV starke Gemeinsamkeiten auf: beide bilden einen Pool an Erzeugungskapazität, der sich voraussichtlich überwiegend aus von der Stilllegung bedrohten Kraftwerken zusammensetzt und außerhalb der restlichen Strommärkte vorgehalten wird. Somit fungieren beide als eine Art Versicherung gegen Erzeugungsengpässe. Gegenüber einer strategischen Reserve wird die sogenannte Netzreserve durch die ÜNB und die BNetzA derzeit noch in einem relativ intransparenten Verfahren bestimmt und vergütet und nicht über Auktionen bzw. Ausschreibungen, wie in anderen vorgeschlagenen Modellen einer strategischen Reserve. Beide Optionen zeichnen sich dadurch aus, dass ihre Einführung vergleichsweise einfach und zu geringen Kosten wieder rückgängig gemacht werden kann.

Zukünftig werden in Abhängigkeit der Entwicklung des übrigen Kraftwerkparks und des Gesamtverbrauchs Investitionen auch in neue regelbare Kraftwerke nötig sein, um die FEE-Erzeugung als dominante Form der Stromerzeugung zu flankieren. Solche Neuanlagen stehen vor der Herausforderung, auch bei einer niedrigen Anzahl an Vollbenutzungsstunden einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen. Neben den in Kapitel 3.1 besprochenen KWK-Anlagen kann dies vor allem durch Erdgaskraftwerke (GuD und Gasturbinen) erreicht werden, die sich durch niedrige spezifische Investitionskosten und höhere variable Kosten auszeichnen.³⁴

Den perspektivischen Zubau einer größeren Erzeugungskapazität auf Basis flexibler Gaskraftwerke soll die ResKV nach den Vorstellungen der Bundesregierung nicht leisten. Vielmehr steht im Vordergrund, die Systemstabilität durch einen Erhalt alter Bestandskraftwerke mittelfristig zu sichern (vgl. Haller 2013). Der Zubau neuer Anlagen ist nur für den Fall eines entsprechenden Bedarfs vorgesehen und kann als Ausnahme verstanden werden. Die ResKV stellt eine pragmatische Lösung für die kommenden Jahre dar, die sich zwar durch noch zu wenig wettbewerbliche Elemente auszeichnet, aber auch weniger Risiken für Pfadabhängigkeiten und Mitnahmeeffekte birgt als einige der vorgeschlagenen Modelle für Kapazitätsmärkte.

³³ Vgl. hierzu u.a. KEMA (2012) und Agora (2013).

³⁴ Vgl. hierzu auch die Ergebnisse von Matthes et al. (2012, S. 55 ff.).

4 Fazit zur Nutzungsrangfolge der Flexibilitätsoptionen und ihrer Refinanzierung

In der Quintessenz der vorstehenden Überlegungen lässt sich eine grobe Rangfolge für die Aktivierung und Nutzung der Flexibilitätsoptionen erstellen. Bis 2020 kann davon ausgegangen werden, dass EE zwar vereinzelt, aber nicht in einer nennenswert hohen Zahl von Stunden im Jahr mehr Strom erzeugen, als zur Deckung der inländischen Nachfrage erforderlich ist (vgl. auch Abbildung 4). Entsprechend ist für die anstehende Phase der Systemtransformation (mit Ausnahme von lokalen Netzengpässen) noch nicht die Aufnahme von Überschüssen aus EE von Bedeutung, sondern die Bereitstellung flexibel regelbarer Erzeugungskapazität für die (abnehmende Zahl von) Stunden, in denen Wind und PV die Nachfrage noch nicht zu hohen Anteilen decken können. Umgekehrt ist zu gewährleisten, dass nicht-fluktuierende (konventionelle) Erzeugung eine hohe Flexibilität aufweist, um den EE regelmäßig innerhalb der kurzen Frist ausreichend sicherer Wetter-Prognosen im Netz „Platz schaffen“ zu können.

Kurzfristig ist vor allem der Ausbau der strompreisorientiert betreibbaren KWK von Bedeutung, um hierdurch rasch einen nennenswerten Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten. Der Ausbau der flexiblen KWK kann einerseits längerfristige Versorgungssicherheit erbringen, da während der winterlichen Strom-Lastspitzen grundsätzlich auch eine Wärmenachfrage besteht, die einen effizienten und CO₂-emissionsarmen Koppelbetrieb ermöglicht. Auch zur kurzfristigen Versorgungssicherheit ist die KWK bei ausreichender Flexibilisierung einsetzbar, indem sie mehr und mehr Systemdienstleistungen erbringt. Dies hätte zusätzlichen Nutzen für die Flexibilisierung des gesamten konventionellen Kraftwerksparks, als dass für Systemdienstleistungen weniger Nachfrage nach Atom- oder Kohlekraftwerken bestünde, deren Erzeugung hohe Mindestleistungen aufweist und bereits häufiger in Konkurrenz zu emissions- und grenzkostenfrei erzeugtem Strom aus Wind und PV tritt.

Entsprechend findet die Förderung der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme ihre Rechtfertigung in der anstehenden Phase der Systemtransformation nicht mehr allein in der hohen Energieeffizienz und der daraufhin niedrigen CO₂-Emissionen. Als neue Bedingung kann gefordert werden, dass die Kraft-Wärme-Kopplung eine tragende Rolle bei der Gewährleistung der Strom-Versorgungssicherheit und Netzstabilität übernimmt. Der hierfür erforderliche Ausbau von Nah- und Fernwärmenetzen stellt eine No-regret-Option für die Systemtransformation dar, denn diese Infrastruktur mag heute zumeist erdgasgefeuert genutzt werden. Bei weiter fortschreitendem Ausbau der EE nimmt hier zunächst der Stellenwert der Bioenergie zu, noch einmal später möglicherweise auch der von FEE-Überschussstrom, der in Methan umgewandelt wird.

Entsprechend sind ein Schub beim Ausbau der KWK und eine Flexibilisierung ihrer Betriebsweise notwendig. Hierfür können durch eine strukturelle Neuordnung der KWK-Förderung Anreize gesetzt werden, ohne dass KWK-Anlagen notwendigerweise mit höheren Beträgen als bisher gefördert zu werden brauchen. Es wird vorgeschlagen, den arbeitsbezogenen KWK-Zuschlag auf deutlich weniger Benutzungsstunden auszubezahlen als bisher und den verbleibenden Betrag als Kapazitätsentgelt über z.B. 10 Jahre gestreckt zu bezah-

len - vorausgesetzt, die Anlage trägt durch eine stromgeführte Betriebsweise zur Strom-Versorgungssicherheit bei und bietet nach Möglichkeit auch Systemdienstleistungen an. Zugleich verbessert ein Kombizuschlag, der auf Arbeit und Leistung bezahlt wird, die wirtschaftliche Situation für Neuinvestitionen. Hierdurch erscheint bis 2020 eine zusätzliche KWK-Leistung von 4 bis 6 GW erreichbar, zu Kosten von vorläufig abgeschätzt 300 bis 450 Mio. € jährlich bzw. einer Erhöhung der KWK-Kosten für einen durchschnittlichen Haushalt von derzeit 3,80 € auf 9 bis 10 € *im Jahr*. Diese Abschätzung bezieht sich auf eine durchschnittliche Anlagengröße von 2 MW und ist im Weiteren durch differenziertere Betrachtungen zu konkretisieren. Begleitend sind Anpassungen an den Regelenergiemärkten erforderlich und eine Verpflichtung zu kommunaler Wärmenutzungsplanung sehr sinnvoll.

Auch Bioenergiekraftwerke können in mehrfacher Hinsicht einen wichtigen Beitrag zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit leisten. Sie sind aufgrund der wertvollen Ressource, die sie nutzen, prädestiniert für einen hocheffizienten Einsatz in Kraft-Wärme-Kopplung bei der Vor-Ort- Verstromung oder ggf. einer Einspeisung des Biogases ins Erdgasnetz. Dies betrifft den Bestand durch eine transformationsorientierte Flexibilisierung mit Augenmaß und auch die Neubauten, an die weiterhin hohe Anforderungen in Bezug auf Effizienz und Flexibilität gestellt werden sollten. Weiterhin können und sollten auch Bioenergieanlagen zur Erbringung der Systemsicherheit beitragen. Damit tragen sie im Sinne eines ‚operate and serve‘ zur Flankierung der Systemtransformation bei, indem sie diese sog. Must-Run-Funktionen anstelle der zu inflexiblen und zu ersetzenden fossil-nuklearen Kraftwerke erbringen. Hier sind entsprechende Regelungen im EEG zu überdenken, um insbesondere keinen Zielkonflikt zwischen flexibler und effizienter Betriebsweise entstehen zu lassen, der später zu hohen Nachrüstkosten führen kann.

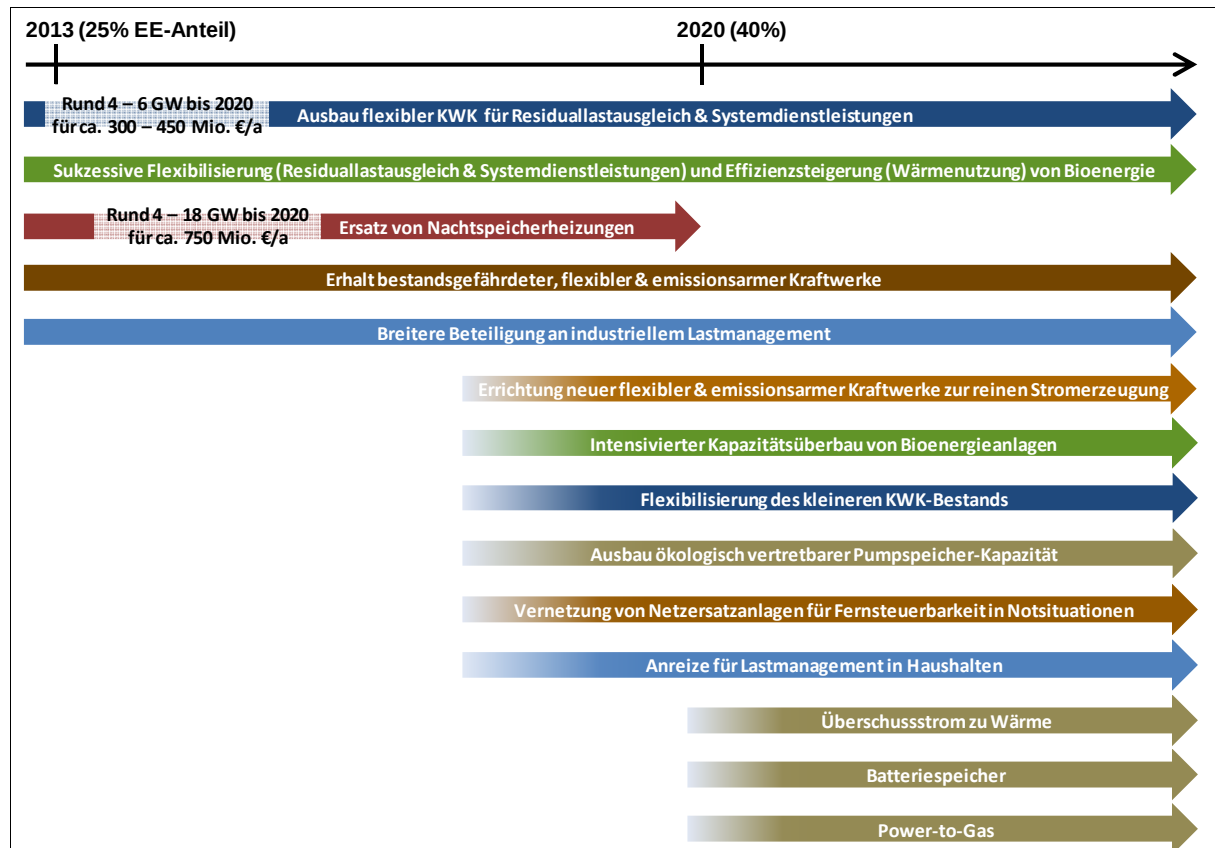
Die in noch rund 1,4 Mio deutschen Haushalten genutzten elektrischen Speicherheizungen sollten so rasch wie möglich durch moderne Heizungssysteme ersetzt werden. Die vorliegenden Erkenntnisse über Betriebsweise und Leistungen zeigen, dass Nachtspeicherheizungen gerade in den ohnehin nachfragestärkeren Wintermonaten für zusätzliche Stromnachfrage sorgen, die auch mittelfristig nicht systematisch durch fluktuierende EE gedeckt werden kann. NSH erfordern mithin einen Sockel an Erzeugungskapazität, der eigens für diese ineffiziente Wärmeerzeugungstechnologie vorgehalten werden müsste. Dieser beträgt im Winter tagsüber circa 3,8 bis 5 GW und nachts circa 11 bis 18 GW. Entsprechend ist die bis 2012 in der EnEV verankerte Vorgabe für größere Mehrfamilienhäuser zur Außerbetriebnahme von Nachtspeichern wieder einzuführen - auch für Häuser mit weniger als sechs Wohneinheiten – und um flankierende Maßnahmen als Beitrag zu den entstehenden Umrüstkosten zu ergänzen. Die vorliegenden Daten über die Verteilung von Nachtspeicherheizungen über verschiedene Gebäudetypen erlauben eine Abschätzung des begleitend notwendigen jährlichen Förderbedarfs in Höhe von wahrscheinlich rund 750 Mio. €, begrenzt auf den Zeitraum 2014 bis 2020. Eine genauere Quantifizierung erfordert zusätzliche Erhebungen über die Verteilung und Betriebsweise von NSH.

Abschätzungen für einen dezentralen, umfassenden Kapazitätsmarkt gehen von Kosten von *jährlich* rund 3 bis 6 Mrd. € aus, für einen fokussierten Kapazitätsmarkt von anfänglich 2 Mrd. € pro Jahr, später mehr³⁵. Die tatsächlich zu erwartenden Kosten sind heute schwer zu prognostizieren, da sich in den vorgesehenen Auktionen bzw. im Leistungszertifikatehandel je nach Wettbewerbssituation sehr unterschiedliche Ergebnisse einstellen können. Demgegenüber ist mit den hier vorgeschlagenen Maßnahmen zu überschaubaren Kosten von jährlich 300 bis 450 Mio. € (Ausbau flexibler KWK) und rund 750 Mio. € (Außerbetriebnahme von elektrischen Speicherheizungen) bereits ein substanzieller Beitrag zur Versorgungssicherheit erreichbar - zudem mit einer deutlich geringeren Prognoseunsicherheit bei den Kosten. Die Kosten für die Außerbetriebnahme einer Nachtspeicherheizung fallen überdies nicht über längere Zeit hinweg an, sondern jeweils nur einmal.

Wie viel neue Kraftwerksleistung bis 2020 unter Berücksichtigung des weiteren Atomausstiegs und anderer absehbarer Stilllegungen erforderlich ist, wird einigen Studien, die sich mit der Einrichtung von Kapazitätsmechanismen befassen, abgeschätzt, allerdings mit unterschiedlichen Ergebnissen: Das EWI Köln, das einen umfassenden Kapazitätsmarkt vorschlägt, schätzt den Bedarf bis 2020 auf zusätzliche 15 GW Gasturbinenkraftwerke (Elberg et al 2012, 17). Consentec (2012, 30) sieht in einem Gutachten über eine strategische Reserve 4 bis 8 GW zusätzlicher Kapazität binnen 10 Jahren als notwendig an, wenn die Versorgungssicherheit auf nationaler Ebene (d.h. nicht über den europäischen Verbund) gewährleistet werden soll. Matthes et al. (2012, 57) gehen im Gutachten zum fokussierten Kapazitätsmarkt bis 2020 von einem Neubaubedarf von ca. 5 GW Gaskraftwerkskapazitäten aus. Sollte in Deutschland ein Kapazitätsmarkt eingeführt werden, wäre diese Bedarfsabschätzung durch eine umfassende Erhebung zu konkretisieren. Doch es lässt sich bereits feststellen, dass eine zusätzliche Leistung in Höhe der genannten 4 bis 6 GW flexibler Kraft-Wärme-Kopplung und eine um rund 3,8 bis 5 GW reduzierte winterliche Nachfrage einen erheblichen Beitrag zum Erhalt der Strom-Versorgungssicherheit leisten könnten. Die beiden Maßnahmen tragen so nicht nur zu einer effizienteren Leistungsvorhaltung bei, sondern auch dazu, über die Einführung von Kapazitätsmechanismen ohne Eile mit der notwendigen Sorgfalt entscheiden zu können.

³⁵ vgl. Agora 2013, S. 18 und Diskussion auf der entsprechenden Veranstaltung von Agora Energiewende am 10.06.2013.

Abbildung 15: Rangfolge von Flexibilitätsoptionen zur Gewährleistung der Strom-Versorgungssicherheit



Quelle: IZES

Was die weiteren kurzfristig relevanten Flexibilitätsoptionen angeht: Der Erhalt und ggf. Neubau von flexiblen Kraftwerken zur Gewährleistung der Systemsicherheit ist für die kommenden Jahre gesetzlich geregelt; hier wären vor allem wettbewerbsfähigere Verfahren bei der Kontrahierung der Reservekraftwerke sinnvoll. Auch die Erschließung von industriellem Nachfragemanagement sollte in stärkerem Maße angegangen werden als es bisher durch den Regelenenergiemarkt und die Lastabschaltverordnung möglich ist; hier könnten Modifikationen bei den Teilnahmebedingungen Anreize setzen für eine deutlich breitere Beteiligung von Unternehmen.

Desweiteren sind eine Reihe von Maßnahmen sinnvoll, die nicht kurzfristig wirksam sein brauchen, aber vorbereitet werden sollten, um in der Phase während der Stilllegung der verbleibenden Atomkraftwerke und ggf. erster stundenweiser FEE-Überschüsse flexible Beiträge zur Versorgungssicherheit zu leisten. Dies betrifft die Flexibilisierung des größeren KWK- und Biomasse-Bestands, soweit noch nicht geschehen, und den geplanten Ausbau von Pumpspeicherkapazitäten, sofern ökologisch vertretbar. Eine systematische Erhebung sollte über die bestehende Kapazität an Notstromaggregaten Klarheit schaffen und es ist ein Kommunikations- und Vergütungssystem zu entwickeln, wie diese für extreme Ausnahmesituationen kurzfristig zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit herangezogen werden

können. In aller Regel wird zwar der grenzüberschreitende Stromaustausch – ab ca. 2018 auch über die geplante Seekabelverbindung mit Norwegen – Defizite im deutschen Stromnetz auch weiterhin ausgleichen können. Zur Absicherung von Extremsituationen kann eine Aktivierung von Netzersatzanlagen dennoch hilfreich sein.

Gegen Ende der gegenwärtigen bzw. zu Beginn der kommenden Dekade gewinnen u. A. mit der dann ansteigenden Zahl von Stunden, in denen die Einspeisung aus FEE-Anlagen die Nachfrage im deutschen Stromnetz übertreffen wird, weitere Maßnahmen an Bedeutung, die in dieser Studie nicht untersucht wurden: Lastmanagement auch bei Haushalten, eine strommarktbasierte Betriebsweise auch kleiner KWK- und Bioenergie-Anlagen, sinnvolle Überschuss-Strom-zu-Wärme-Anwendungen (sofern hierdurch keine zusätzlichen Bedarfe nach regelbarer Kraftwerksleistung geschaffen werden) und weitere Speicheroptionen wie Batteriespeicher oder Power-to-gas.

Während der kommenden Jahre stehen mithin eine große Zahl von Flexibilitätsoptionen zur Verfügung, die nach und nach aktiviert werden können und sollten. Hierzu zählen - als eine Option unter vielen - auch neue flexible und emissionsarme Kraftwerke. Dass sich diese bei sinkender Auslastung allein durch Erträge am Stromhandel refinanzieren lassen, ist aus heutiger Perspektive wenig wahrscheinlich. Betrachtet man jedoch das gesamte Portfolio an Flexibilitätsoptionen mit den jeweils hierfür geeigneten Instrumenten, wird deutlich, dass ausreichend Zeit für eine sorgfältige Gestaltung eines übergreifenden Rahmens für die mittelfristige Refinanzierung von Flexibilitätsoptionen besteht, der weder veralteten Erzeugungsanlagen Mitnahmeeffekte beschert, noch effiziente Technologien benachteiligt.

Literaturverzeichnis

50hertz, Amprion, Transnet BW, TenneT (2012): Datenbasis zum KWK-G nach Erhebungen der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: 22.10.2012

Agora Energiewende (2012): Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022. Eine Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende. Berlin, 11.06.2012

Agora Energiewende (2013): Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Berlin. 2013

ASUE (2010): BHKW–Grundlagen, Berlin

ASUE (2011): BHKW-Kenndaten 2011, Module, Anbieter, Kosten. Berlin

BDEW (2012): BDEW-Heizkostenvergleich Neubau 2012. Berlin

BMU (2013): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand: 28.2.2013

BMVBS (2013): Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (Hrsg.), Begleitung von Modellvorhaben zum Austausch von Nachtstromspeicherheizungen. BMVBS-Online-Publikation. Januar 2013.

BMWi (2013): Zahlen und Fakten Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. Stand der Daten: 21.05.2013.

Brischke, Pehnt, Mellwig, Herbert (2012): Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in Wärmeanwendungen. Strategie- und Diskussionspapier. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Heidelberg, 16. Oktober 2012

Bundeskartellamt (2011): Heizstrom Marktüberblick und Verfahren. Bericht. Bonn, September 2010

Bundeskartellamt (2012): Beschluss In dem Verwaltungsverfahren gegen die ENTEGA Privatkunden GmbH & Co, Bonn, 19.03.2012

Bundesnetzagentur (2013): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13. Berlin, 20. Juni 2013

Consentec (2012): Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Gutachten von Consentec im Auftrag der EnBW AG, Aachen 2012.

DBFZ (2012): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, Endbericht zur EEG-Periode 2009-2011, Leipzig, März 2012, Abruf am 05.08.2013.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (2010): dena Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025. Berlin, Dezember 2010

DGS (2013): Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, EnergyMap.info – öffentliche Daten der EnergyMap der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), Zugriff über <http://energymap.info> am 18. Februar 2013.

DLR, IWES und IFNE (2012a): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland, bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Leitstudie 2011), März 2012

DLR, IWES und IFNE (2012b): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Leitstudie 2011). Datenanhang II zum Schlussbericht, März 2012

Elberg, Christina; Growitsch, Christian; Höffler, Felix; Richter, Jan (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. EWI Köln, März 2012.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ (2012): Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011. Berlin, Mannheim, Stuttgart, Dezember 2012.

Feldmüller, Andreas (2013): Wie flexibel ist der heutige konventionelle Kraftwerkspark aus Herstellersicht?, Vortrag auf dem Workshop von BMWi und dena „Flexibilität von Bestandskraftwerken - Entwicklungsoptionen für den Kraftwerkspark durch Retrofit“ am 9.1.2013 in Berlin.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE, 2010): Demand Response in der Industrie – Status und Potenziale in Deutschland. Kurzbericht, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, Dezember 2010

FfE (2012a): Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens. Endbericht, Juni 2012.

FfE (2012b): Flex – Flexible Betriebsweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Teilprojekt des Forschungsvorhabens „EnEff:Stadt – Chancen und Risiken von KWK im Rahmen des IEKP“. München, November 2012

FfE (2013): Lastflexibilisierung in der Industrie in Konkurrenz zu weiteren funktionalen Speichern. Beitrag zum VDI Expertenforum „Wie „smart“ managen wir Energie wirklich?“ am 19./20. März 2013 in Karlsruhe

Fraunhofer ISE (2013a): Electricity production from solar and wind in Germany in 2012. Freiburg, Februar 2013.

Fraunhofer ISE (2013b): Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenpreise. Kurzstudie für die Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, August 2013

Frey, Günther, Schulz, Wolfgang, Horst, Juri, Leprich, Uwe (2007): Studie zu den Energieeffizienzpotenzialen durch Ersatz von elektrischem Strom im Raumwärmebereich, im Auftrag von co2online gGmbH. Saarbrücken, 28. Februar 2007

Frondel, Manuel; Andor, Mark; Ritter, Nolan; Tauchmann, Harald; Vance, Colin; Matuschek, Peter; Müller, Ute (2013): Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2009-2010. Essen, Berlin.

Gores, Sabine, Harthan, Ralph (2012): Monitoring der Kraft-Wärme-Kopplungs-Vereinbarung vom 19. Dezember 2003 für den Teilbereich Kraft-Wärme-Kopplung, Berichtszeitraum 2010. Bericht vom Öko-Institut für das Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung (RWI). Berlin, 04. Juni 2012

Gores, Sabine; Jörß, Wolfram; Harthan, Ralf; Horst, Juri; Ziesing-Hans-Joachim (2012): KWK-Ausbau: Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit der Anreize im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz und anderen Instrumenten. Berlin, Dezember 2012. Bisher noch unveröffentlichter Bericht

Guss, Hermann (2011): Die Rolle der KWK in einem System mit hohem Anteil fluktuierender Stromerzeugung, Berliner Energietage, 18.05.2011

Haller, Barbie (2013): Versorgungssicherheit in Deutschland. Vortrag auf dem Energie Speicher Symposium in Stuttgart am 13. März 2013.

Hartmann et al (2012) Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Stuttgart, 2012

Hauser, Eva, Hoffmann, Patrick, Dröschel, Barbara, Luxemburger, Martin (2011): Strom im Wärmebereich, Positionspapier. Saarbrücken 07.04.2011

Horst, Juri, Schulz, Wolfgang, Stefan, Thomas (2011): Erschließung von Minderungspotenzialen spezifischer Akteure, Instrumente und Technologien zur Erreichung der Klimaschutzziele im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (EMSAITEK), Endbericht zu Part 1. Saarbrücken, Bremen, Wuppertal, 28.02.2011

International Energy Agency (IEA, 2007): Mind the Gap. Quantifying Principal-Agent Problems in Energy Efficiency. Paris, September 2007

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, 2013): Human influence on climate clear, IPCC report says. Presseerklärung vom 27.09.2013, Stockholm

Leprich, Uwe; Hauser, Eva; Grashof, Katherina; Grote, Lars, Luxenburger, Martin; Sabatier, Matthias; Zipp, Alexander (2012): Kompassstudie Marktdesign – Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien, Bochum, Dezember 2012.

KEMA (2012): Vergleich der derzeit für Deutschland vorgeschlagenen Kapazitätsmechanismen. Studie im Auftrag der Umweltstiftung WWF Deutschland. Berlin. 2012

Klobasa, Marian; von Roon, Serafin; Buber, Tim; Gruber, Anna (2013): Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenbedarfs in Süddeutschland. Zusammenfassung der Zwischenergebnisse einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft. Berlin Mai 2013

Krzikalla, Norbert; Achner, Siggj; Brüh, Stefan et al. (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien. Studie des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET) im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien. Aachen 2013

La Chevallerie, von, Annika; Ropeter, Maren (2011): Rechtliche Möglichkeiten zur Verbesserung der Nutzung von Wärme aus KWK und Abwärme. Vortrag im Rahmen der Veranstal-

tung Energieeffizienz und Klimaschutz – zwei Seiten einer Medaille des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berliner Energietage, 18. Mai 2011

Matthes, Felix, Chr. Schlemmermeier, Ben, Diermann Carsten Hermann Hauke Hammers-
tein von Christian (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den
Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie im Auftrag der Umweltstiftung WWF
Deutschland, Berlin, 8 Oktober 2012

Maier, Rudolf (2012): Elektro-Speicherheizung gestern, heute und morgen. RWE. Saffig
23.03.2012

Pehnt, Martin; Höpfner, Ulrich (2009): Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesys-
tem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien, Kurzgutachten im Auftrag des BMU, Heidel-
berg, 2009.

Pilgram, Thomas (2013): Die Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem Regelener-
giemarkt, Fachkonferenz Entwicklung der Märkte für Flexibilität in der Stromversorgung, Ber-
lin, 29. Mai 2013

Prognos (2013): Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten
Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem. Endbericht. Berlin,
11. Juli 2013

R2b/Consentec (2010): Förderung Direktvermarktung, Endbericht: Förderung der Direktver-
marktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien.
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi).
Köln/Aachen, 2011

RTE (2012): La vague de froid de février. La Defense Cedex

Schulz, Wolfgang (2013): Wärmespeicher für die Energieeffizienz, Energiespeichersymposi-
um, Stuttgart 2012, 07. März 2012

Statistisches Bundesamt (2008): Mikrozensus - Zusatzerhebung 2006. Bestand und Struktur
der Wohneinheiten. Wohnsituation der Haushalte. Fachserie 5, Heft 1. Wiesbaden, 9. April
2008

Statistisches Bundesamt (2012a): Mikrozensus - Zusatzerhebung 2010. Bestand und Struk-
tur der Wohneinheiten. Wohnsituation der Haushalte. Fachserie 5, Heft 1 . Wiesbaden, 5.
April 2012.

Statistisches Bundesamt (2012b): Tabellen zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnun-
gen. Umweltnutzung und Wirtschaft. Teil 2: Energie. Wiesbaden, 28. November 2012.

Verband der Netzbetreiber (VDN) (2007): Transmission Code 2007, Netz- und Systemregeln
der deutschen Netzbetreiber, Aug. 2007

Umweltbundesamt (2011): Umstrukturierung der Stromversorgung in Deutschland. Dessau-
Roßlau. September 2011

VDE (2010): Ein notwendiger Baustein in der Energiewende: Demand Side Integration,
VDE/ETG Frankfurt, Juni 2010

VDE (2012): Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke - Szenarien bis 2020. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), Frankfurt, 2013

VDN (2004): Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen – Step – by- step (Variante für auf 1.000 kWh normierte Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen). Bonn, 26. Mai 2004

Wiechmann, Holger (2008): Neue Betriebsführungsstrategien für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, Karlsruhe, 2008

Westnetz (2011): Lastprofile fuer Elektrospeicherheizungen, gültig ab 01.04.2011. Essen.

Ziesing, Hans-Joachim; Felix Matthes (2011): Wirtschaftlichkeit von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Studie für den Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU). Band 3: Analyse der Wirtschaftlichkeit neuer KWK-Anlagen. Berlin, Januar 2011.