

Die Verpflichtung der KKW-Betreiber aber, in gleichem Maße, in dem eine Laufzeitverlängerung für ein Kernkraftwerk wirksam wird, ein entsprechendes (Braun-)Kohlekraftwerk stillzulegen (Opt-In-Modell), würde den Erzeugungsmarkt tatsächlich für Marktteilnehmer öffnen, die sich aus Unternehmen jenseits des Erzeugeroligopols rekrutieren. Eine Laufzeitverlängerung hätte in diesem Fall keine wettbewerbsschädliche Wirkung.

## J. Ergebnis

Eine Laufzeitverlängerung ohne Ausgleichsmechanismus begünstigt die vier großen Verbundunternehmen und verfestigt ihr Oligopol auf dem deutschen Stromerzeugungsmarkt. Bei einer Laufzeitverlängerung für den Betrieb von Kernkraftwerken bliebe der kumulierte Marktanteil von E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall im deutschen Stromerzeugungsmarkt von heute ca. 80 % dauerhaft bestehen und stiege ggf. sogar zukünftig noch an. Investitionen in moderne hocheffiziente Kraftwerke durch eine Vielzahl von unabhängigen Unternehmen im Bereich der Erzeugung werden im Fall einer Laufzeitverlängerung massiv verzögert oder ganz verhindert. Oligopolistische Marktstrukturen werden zementiert und ein wirksamer Wettbewerb mit der Folge wettbewerbsgerechter Preise dauerhaft verhindert.

Die von der Bundesregierung angedachte Laufzeitverlängerung um bis zu 14 Jahren führt zu Zusatzgewinnen bei den vier Kernkraftwerksbetreibern in Höhe von 80 bis 100 Mrd. Euro. Zusatzgewinne, die selbst bei einer teilweisen Abschöpfung durch den Staat bei diesen vier Konzernen verbleiben, können von diesen dann zum Ausbau ihrer Marktposition im Bereich der konventionellen und auch der erneuerbaren Erzeugung eingesetzt werden. Auch dies verhindert einen wirksamen Wettbewerb im Bereich der Erzeugung in Zukunft.

Die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung stehen damit in evidentem Widerspruch zu den Zielen der deutschen Energiepolitik (Wettbewerb, Preisgünstigkeit und Umweltverträglichkeit) und widersprechen auch den Vorgaben des europäischen Wettbewerbsrechts. Die Laufzeitverlängerung ist ein investitionsfeindliches Signal an den Markt und führt zu einem Investitionsstau im Erzeugungssektor.

Eine Laufzeitverlängerung ist deswegen energiewirtschaftlich und rechtlich nur dann zulässig, wenn ein Mechanismus gefunden wird, durch den ein Marktverschluss verhindert und der Wettbewerb im Erzeugungsmarkt gestärkt wird. Ein funktionierender Wettbewerb führt über die Modernisierung des Kraftwerksparks durch eine Vielzahl an Investoren zu nachhaltig günstigen Strompreisen. Dies ist insbesondere dann möglich, wenn Zusatzlöse nicht nur abgeschöpft werden, sondern wenn die vier großen Verbundunternehmen im Gegenzug für eine Laufzeitverlängerung verpflichtet werden, in gleichem Umfang, in dem sie Kernkraftwerke länger betreiben dürfen, einen Teil ihrer alten Kohlekapazitäten stillzulegen (Opt-In-Modell).

# Ausbau der Windenergie und Laufzeitverlängerung – energiewirtschaftliche und rechtliche Herausforderungen für das zukünftige Marktdesign

*Dr. Martin Altrock, Mag. rer. publ. und  
Dipl.-Wirt.-Ing. Nicolai Herrmann\**

## A. Tatsächliche und rechtliche Problemstellung

### I. Ambitioniertes Ausbauziel für Strom aus erneuerbaren Energien

Deutschland hat sich verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 gemessen am Basisjahr 1990 um 40 % zu reduzieren. Festgeschrieben wurde dieses Ziel u.a. im Koalitionsvertrag der Bundesregierung, aber auch europäische Vorgaben geben einen ähnlichen Zielkorridor vor.<sup>1</sup> Aufgrund der wirtschaftlichen Bedeutung des Energiesektors und seiner Struktur mit vergleichsweise einfach zu überwachenden Emissionspunktquellen steht insbesondere die Stromerzeugung im Fokus dieser Klimaschutzvorgaben. Die notwendigen Emissionsreduktionen im deutschen Stromsektor sollen vor allem durch einen weiterhin starken Ausbau der erneuerbaren Energien sowie durch eine Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke erreicht werden.<sup>2</sup>

Bei Umsetzung dieser Zielvorgaben stellt sich allerdings die Frage, ob die politische Zielsetzung nicht an den energiewirtschaftlichen Realitäten vorbei geht und das Energiesystem technisch und wirtschaftlich, aber auch regulatorisch in einen schwerwiegenden Systemkonflikt hineinführt. Denn einerseits stellt der Ausbau der erneuerbaren Energien wachsende Strommengen aus naturgemäß un stetig einspeisenden Quellen (z.B. Wind und Fotovoltaik) zur Verfügung, die mit Vorrang abzunehmen, zu verteilen und zu verbrauchen sind. Eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke führte andererseits zu einem Weiterbetrieb von Kernenergiekapazitäten, die technisch und wirtschaftlich auf den Grundlastbetrieb ausgerichtet sind und daher als eine vergleichsweise unflexible, schwer regelbare Stromerzeugungstechnologie anzusehen ist.

Dass diese von der Bundespolitik angestrebte Konstellation – ein massiver Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung im Zusammenspiel mit einer Verlängerung der Kernenergielaufzeiten als Brückentechnologie<sup>3</sup> – den Strommarkt in seiner heutigen Struktur vor große Herausforderungen stellt, wird in diesem Artikel aus energiewirtschaftlicher und regulatorischer Sicht erläutert. Da die Windenergie unter den erneuerbaren Energien sowohl in Bezug auf die

\* Dr. jur. Martin Altrock, Mag. rer. publ., Rechtsanwalt und Partner, Becker Büttner Held. Dr. Martin Altrock befasst sich projektleitend insbesondere mit Mandaten aus den Bereichen Erneuerbare Energien (aktuell u.a. Projektkonzeptionen EEG-Anlagen, Netzanschlussfragen, Vertragsgestaltung, EEG-Lastausgleich), Kraftwerksprojektierung und -finanzierung sowie Allgemeines Energierecht. Dipl. Wi.-Ing. Nicolai Herrmann ist Energiewirtschaftlicher Berater bei der enervis energy advisors GmbH mit den Tätigkeits-/Interessenschwerpunkten Marktanalyse Strommarkt, Szenariostudien, Erneuerbare Energien, Stromspeicher.

1 Vgl. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, 2009: „Wachstum. Bildung. Zusammenhalt.“, S. 26.

2 Vgl. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, 2009: „Wachstum. Bildung. Zusammenhalt.“, S. 27-29.

3 Vgl. dazu den Beitrag von *Waldhoff/von Aswege*, Kernenergie als „Goldene Brücke“, in diesem Heft, S. 328.

installierte Leistung, als auch die erzeugte Strommenge von überragender Bedeutung ist, zeigt die Analyse der Wirkungsbeziehungen zwischen einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke und dem geplanten Ausbau der Windenergie den entstehenden Systemkonflikt am deutlichsten auf.

Auch der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien ist politisch durch Mindestvorgaben vorgezeichnet: Bis zum Jahr 2020 soll der Anteil der Regenerativen mindestens 30 % des deutschen Bruttostrombedarfs betragen – mengenmäßig bedeutet dies eine Verdoppelung gegenüber dem Anteil im Jahr 2010.<sup>4</sup> Andere Quellen gehen sogar von einem schneller und stärkeren Anstieg der regenerativen Stromerzeugung aus.<sup>5</sup> Die Bedeutsamkeit eines solchen Ausbaus für den deutschen Strommarkt macht ein Vergleich der Ausbauziele für die nächsten Jahrzehnte mit der heutigen Situation deutlich: Bereits heute ist in Deutschland eine Leistung von ca. 46 Gigawatt [GW] aus erneuerbaren Energien installiert, davon alleine 27 GW Windenergie. Legt man die aktualisierte Leitstudie des Bundesumweltministeriums [BMU] zu Grunde, welche die politischen Ausbauziele für die erneuerbaren Energien abbildet, so ist für das Jahr 2020 insgesamt eine erneuerbare Stromerzeugungskapazität von 79 GW geplant. Im Jahr 2030 erreicht die geplante installierte Kapazität bereits 103 GW und liegt damit gleichauf mit der heute verfügbaren Kapazität aller konventionellen Kraftwerke in Deutschland. Für 2050 geht das BMU von einer weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung aus, die sich auf eine installierte Leistung von insgesamt 150 Gigawatt aus regenerativen Quellen stützt; 76 Gigawatt davon sollen alleine durch Windenergieanlagen bereitgestellt werden.

Die Planungen für diesen Ausbau und insbesondere der Windenergie sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.<sup>6</sup>

<b>Tabelle 1: Ausbaupfad der erneuerbaren Energien in Deutschland, insbesondere der Windenergie 2010 – 2050</b>				
Leistung in Gigawatt [GW]	Status Quo	2020	2030	2050
Gesamte in Deutschland installierte Leistung aus erneuerbaren Energien	38	78	103	130
Davon Windenergie	24	42	60	76
Davon Offshore Windenergie	<1	9	24	37

Bis zum Jahr 2030 ist bei Umsetzung der Ausbauziele demnach nahezu mit einer Verdreifachung der derzeit installierten regenerativen Kraftwerksleistung in Deutschland zu rechnen. Etwa 80 % dieser zusätzlichen Kraftwerke erzeugen Strom ohne den Einsatz fossiler Brennstoffe und ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen – dafür aber in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit der natürlichen Energiequellen Wind und Sonne. Diese Einspeisungen sind also fluktuierend und über längere Zeiträume nur schwer prognostizierbar.

## II. Rechtlicher Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien

### 1. Der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien nach § 8 Abs. 1 EEG

Rechtlicher Ausgangspunkt der nachfolgenden Überlegungen ist der umfassende Vorrang der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien vor der Einspeisung von konventionell oder nuklear erzeugtem Strom etwa aus Kernkraft- oder (Kondensations-) Kohlekraftwerken. Dieses Prinzip umfasst den vorrangigen Anschluss der EEG-Anlagen<sup>7</sup> sowie die unverzügliche vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus diesen Anlagen vor allem anderen Strom durch den Netzbetreiber nach § 8 Abs. 1 EEG.<sup>8</sup> Dem Vorrangprinzip liegt der Gedanke zugrunde, dass erneuerbare Energien gegenüber den konventionellen Energien – und also auch der Kernenergie – einem stetigen Wettbewerbsnachteil

ausgesetzt sind. Das Vorrangprinzip dient daher dazu, durch den Ausgleich des Nachteils faire Wettbewerbsbedingungen in dieser Wirtschaftsbranche zu schaffen und so zugleich das Wettbewerbsprinzip zu verwirklichen.<sup>9</sup>

Das Vorrangprinzip bedeutet, dass der Strom aus erneuerbaren Energien zeitlich und sachlich vor konventionell erzeugtem Strom abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen ist, sofern im Einzelfall Engpässe im Netz entstehen.<sup>10</sup> Dem Anlagenbetreiber kann daher nicht entgegengehalten werden, dass das Netz aufgrund anderweitig erzeugten Stroms ausgelastet ist.<sup>11</sup> Für das Verhältnis des Stroms aus Kernenergie und aus erneuerbaren Energien bedeutet das, dass mit dem skizzierten Ausbau der erneuerbaren Energien Netzkapazitäten für konventionellen Strom – also auch für Strom aus Kernkraftwerken wie aus Kohlekraftwerken – im Zweifel nur noch vorhanden sind, wenn die Netzkapazitäten so ausgebaut und erweitert werden, dass in jeder Lastsituation zunächst der gesamte erzeugte Strom aus Wind (sowie sonstigen erneuerbaren Energien oder auch aus konventionellen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) in die Netze aufgenommen wurde und erst danach Netzkapazität für konventionell erzeugten Strom etwa aus einem laufzeitverlängerten Kernkraftwerk zur Verfügung gestellt werden darf.

Zugleich ergibt sich aus dem umfassenden Vorrang für EEG-Strom, dass bei einer Situation mit starker Windstromerzeugung und schwacher Abnahmelast in den deutschen Netzen insgesamt oder in einem bestimmten Netz oder Netzabschnitt konventionelle Kraftwerkskapazitäten aberegelt werden müssen: Denn wenn sich neben der Verteilung des vorrangigen EEG-Stroms kein Abnehmer für den nachrangigen Strom aus fossilen oder nuklearen Kraftwerken findet, macht es in dieser Situation keinen Sinn, dieses weiter zu betreiben und so Brennstoffkosten entstehen zu lassen, obwohl sich ein Käufer für den erst nachrangig in das Netz und den Markt aufzunehmenden Strom nicht findet.<sup>12</sup>

### 2. Vorliegen eines Falls des Einspeisemanagements nach § 11 EEG?

Vom Vorrangprinzip darf der Netzbetreiber nach § 8 Abs. 3 EEG ausnahmsweise abweichen, wenn dies mit dem Anlagenbetreiber vertraglich vereinbart ist oder wenn ein Fall von § 11 EEG vorliegt, also ein Fall des *Einspeisemanagements*. § 11 EEG modifiziert die Abnahmepflicht des § 8 Abs. 1 EEG für Netze, die zeitweise durch Strom aus erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder Grubengas überlastet sind.<sup>13</sup> In diesem Fall ist der Netzbetreiber ausnahmsweise berechtigt, Erneuerbare-Energien-Anlagen zu regeln. Maßnahmen nach § 11 EEG darf der Netzbetreiber somit erst dann ergreifen, wenn er bereits alle konventionellen Kraftwerkskapazitäten aberegelt hat. Hierzu ist der Netzbetreiber auf-

4. Vgl. BMU 2009: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, Leitszenario 2009

5. Neue Energie 08/2010: „Maß nehmen – wie die EU-Länder ihre Regenerativziele zurechtschneiden“, S. 16-23.

6. BMU 2009: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, Leitszenario 2009, S. 40 (Werte gerundet).

7. § 5 Abs. 1 EEG.

8. Vgl. im Einzelnen Altrock, in Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Auflage (im Erscheinen), § 8, Rn. 17 ff.

9. Vgl. auch Müller, RdE 2004, 237 (239); Oschmann, in: Danner/Theobald, Energierecht, VI EEG B2 Einf. Rn. 31.

10. Cosack, in: Frenz/Müggenborg, EEG, § 8 Rn. 9; Oschmann, NJW 2009, 263 (264).

11. Gesetzesbegründung BT-Drs. 16/8148, S. 43.

12. Es sei denn, der Anlagenbetreiber entscheidet sich dafür, dem Abnehmer des Stroms Geld zu geben, damit der den Strom abnimmt, also einen negativen Preis zu „zahlen“, dazu ausführlich sogleich unten.

13. Vgl. ausführlich Wustlich/Hoppenbrock, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Auflage (im Erscheinen), § 11, Rn. 1 ff.

grund seiner aus §§ 13 Abs. 1, 14 Abs. 1 EnWG folgenden Systemverantwortung berechtigt, aber wegen des Vorrangprinzips auch verpflichtet (dazu im Einzelnen unter 3.).

Solche Netzüberlastungen werden infolge des skizzierten starken Ausbaus der erneuerbaren Energien zunehmend häufiger vorkommen, sie resultieren auch aus den starken nationalen und internationalen Handelsaktivitäten, veränderten Erzeugungs- und Handelsstrukturen, fehlender Netzsystemoptimierung sowie aus dem verzögerten Ausbau von Verteil- und Übertragungsnetzen.<sup>14</sup> Vor diesem Hintergrund bezweckt § 11 EEG zweierlei: Einerseits soll so die für eine sichere Versorgungsstruktur zwingend nötige Netzstabilität aufrecht erhalten werden. Andererseits soll sichergestellt werden, dass temporäre Netzauslastungen nicht den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien behindern.<sup>15</sup> Da der Netzbetreiber bei Netzüberlastungen nach § 9 EEG zur Erweiterung der Netzkapazitäten verpflichtet ist, will § 11 Abs. 1 EEG im Weg einer pragmatischen Zwischenlösung einen Übergang bis zum Abschluss der Kapazitätserweiterung ermöglichen: Der Ausbau der erneuerbaren Energien kann ungebremst weitergehen. Für ggf. nicht abnehmbaren Strom erhält der Anlagenbetreiber nach § 12 EEG eine Entschädigung, die ihn wirtschaftlich so stellt, wie er gestanden hätte, wenn der Strom hätte erzeugt und eingespeist werden können. Dies wird ermöglicht, indem der Netzbetreiber die EEG-Anlagen einem an der jeweils aktuellen tatsächlichen Netzauslastung orientierten Einspeisemanagement unterwerfen muss. Die EEG-Anlage wird dann für die Dauer der Netzauslastung reduziert.

Das Instrument des Einspeisemanagements darf aber nicht eingesetzt werden, um die Einspeisung von Strom aus einem Kernkraftwerk in ein Netz zu ermöglichen, das aufgrund der aktuell starken Windstromeinspeisung ohne Drosselung der Windenergieanlagen selbst zur Reduzierung seiner Erzeugungsleistung gezwungen wird. Gerade hier entfaltet der Vorrang der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien aus § 8 Abs. 1 EEG Wirkung: Denn auch wenn § 11 EEG von § 8 Abs. 1 EEG ausdrücklich als Ausnahme erwähnt wird, setzt § 11 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG gerade voraus, dass die Netzbetreiber sichergestellt haben, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird. Wenn nun aber Kernenergiestrom etwa aus ökonomischen Gründen Vorrang vor etwa Windstrom gewährt würde, weil eine Herunterregelung oder gar Abschaltung eines Kernkraftwerks kurz- oder auch langfristig<sup>16</sup> mit erheblichen Kosten wäre, würde diese Voraussetzung nicht eingehalten.

Mit Blick auf das EEG hat also bei einem Zusammentreffen von Laufzeitverlängerung und dem angestrebten schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien zunächst der Betreiber eines Windparks das Recht, das Netz vorrangig zu nutzen. Ein Fall des § 11 liegt nicht vor. Nur soweit das Netz noch Kapazität zur Verfügung hat, darf der Netzbetreiber dann – wenn nicht § 13 Abs. 2 EnWG greift, dazu sogleich – überhaupt noch Strom aus einem Kernkraftwerk aufnehmen. Ab einem bestimmten Stadium der Entwicklung werden aber in Starkwindzeiten in zunehmendem Maße Konkurrenzsituationen zwischen Windstrom und Grundlaststrom aus Kernkraftwerken wie aus anderen Grundlastkraftwerken (insb. Braunkohle) häufig gegeben sein, wie nachfolgend (unter B.) genauer gezeigt.

### 3. Durchlaufen eines KKW als Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG?

Eine Abregelung oder Abschaltung von Kernkraftwerkskapazität kann jedoch nur innerhalb gewisser technischer Grenzen möglich sein. Denn Kernkraftwerke sind nur relativ träge regelbar; zudem müssen Mindeststillstandszeiten und Zeitpuffer für erneute Abschaltungen eingehalten werden. Was passiert aber, wenn ein Netzbetreiber bei starker Windstromeinspeisung bereits alle fossilen Kraftwerke abgeregelt hat, dies aber nicht ausreicht, um die aktuelle starke Windstromeinspeisung aufzunehmen und die Drosselung eines nuklearen Kraftwerkes aus technischen Gründen nicht

oder nicht schnell genug möglich ist? Es ist daher bei dem allseits gewollten starken Zubau der regenerativen Erzeugungskapazität ohne hinreichenden Netzausbau denkbar, dass in Ausnahmefällen nur bei einer Abregelung von EEG-Anlagen Netzüberlastungen verhindert werden und der Netzbetreiber kurzfristig nur so seiner Pflicht zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit nachkommen kann.

Rechtsgrundlage für eine solche Notfallmaßnahme des Netzbetreibers könnte § 13 Abs. 2 EnWG sein. Die §§ 13, 14 EnWG regeln die Systemverantwortung der Netzbetreiber, die ebenfalls den Vorrang der erneuerbaren Energien betreffen kann.<sup>17</sup> Dabei stellt § 2 Abs. 2 EnWG zum Verhältnis der Regelungen von EEG und EnWG klar, dass die Verpflichtungen nach dem EEG „... vorbehaltlich des § 13 auch in Verbindung mit § 14...“ durch das EnWG unberührt bleiben. Hierdurch wird klar, dass das EEG grundsätzlich spezieller ist als das EnWG, die §§ 13, 14 EnWG aber nicht durch § 11 Abs. 1 EEG verdrängt werden, sondern neben diesen anwendbar bleiben.<sup>18</sup> § 11 Abs. 2 EEG stellt dies für das Verhältnis zwischen netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG und Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 EEG ausdrücklich klar. Zum Verhältnis zu den Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG sagt § 11 Abs. 2 EEG nichts. Dies bedeutet aber nicht, dass Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG von § 11 Abs. 1 EEG verdrängt würden.<sup>19</sup> Dies würde vielmehr § 2 Abs. 2 EnWG widersprechen, der ausdrücklich § 13 EnWG insgesamt vom grundsätzlichen Vorrang der EEG-Regeln ausnimmt. Grundsätzlich dürften deshalb sowohl Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG als auch Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG neben § 11 Abs. 1 EEG anwendbar bleiben.<sup>20</sup>

Die einzelnen, zulässigen Maßnahmen stehen dabei in einem Stufenverhältnis.<sup>21</sup> § 13 Abs. 2 EnWG erlaubt Notfallmaßnahmen für den Fall, dass eine Gefahr für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung nicht kurzfristig durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG beseitigt werden kann. Dabei genießen netzbezogene Maßnahmen Vorrang gegenüber marktbezogenen Maßnahmen.<sup>22</sup> Werden Netzengpässe durch Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus KWK-Anlagen ausgelöst, kann der Netzbetreiber gemäß § 11 Abs. 2 EEG Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG und § 14 Abs. 1 EnWG ergreifen, soweit Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 EEG nicht ausreichen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten. Dass § 11 Abs. 2 EEG dabei nicht auf den vorliegend besonders interessierenden § 13 Abs. 2 EnWG verweist, dürfte dabei ein gesetzgeberisches Versehen darstellen.<sup>23</sup> Denn nur § 13 Abs. 2 EnWG steht zu § 11 Abs. 1 EEG in direkter Anwendungskonkurrenz, weil nur diese beiden Normen dem Netzbetreiber Möglichkeit geben, fremde Energieerzeugungsanlagen ohne vertragliche Ermächtigung zu regeln. Um § 11 Abs. 1 nicht leerlaufen zu lassen, darf der Netzbetreiber aber nur dann auf Maßnahmen nach § 13 Abs. 2

14. BR-Drs. 10/08, S. 106.

15. *Wustlich/Hoppenbrock*, (Fußn. 12), a.a.O.

16. Durch eine Reduzierung der Lebensdauer der Anlage durch häufiges Herauf- und Herunterfahren.

17. Dazu ausführlich *Schumacher*, Durchbrechung des Vorrangs für erneuerbare Energien?, ZUR 2009, 522 ff.

18. Genauer siehe bei *Wustlich/Hoppenbrock*, in: *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG, 3. Auflage (im Erscheinen), § 11, Rn. 49 ff., 53, 55 ff.

19. Hierzu sowie zum nachfolgenden: *Wustlich/Hoppenbrock*, in: *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG, 3. Auflage (im Erscheinen), § 11, Rn. 57.

20. So auch *Schäfermeier*, in: *Reshöft*, Komm., 3. Aufl. 2009, § 11 Rn. 26; *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 11 Rn. 34.

21. So ausdrücklich die Gesetzesbegründung, BT-Drs. 15/3917, S. 57; vgl. *Wustlich/Hoppenbrock*, in: *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG, 3. Auflage (im Erscheinen), § 11, Rn. 58.

22. Näher: *Schumacher*, ZUR 2009, 522 (529); a. A. *Stötzel*, in: *Britz/Hellermann/Hermes*, EnWG, 2008, § 13 Rn. 11.

23. *Schumacher*, ZUR 2009, 522 (528)

EnWG zurückgreifen, soweit der durch Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus KWK-Anlagen verursachte Netzengpass nicht durch Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 beseitigt werden kann. Wird ein Netzengpass durch konventionelle Energieerzeugungsanlagen verursacht, etwa durch ein nicht technisch regelbares Kernkraftwerk, ist der Anwendungsbereich des § 11 Abs. 1 EEG nicht eröffnet und das Stufenverhältnis des § 13 EnWG von § 11 Abs. 1 EEG unangetastet. Dies bedeutet, dass in einem solchen Fall die Regelungen des Einspeisemanagements nicht greifen. Allerdings sind die Netzbetreiber verpflichtet, auch in diesem Fall den Vorrang aus § 8 Abs. 1 EEG zu berücksichtigen. § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG sieht dies zwar nur für netzbezogene Maßnahmen vor. Eben dies Ergebnis leitet sich jedoch ebenso aus den §§ 1 von EEG und EnWG und die dort enthaltenen gesetzlichen Zielbestimmungen ab<sup>24</sup> wie aus den bei der Auslegung von § 13 Abs. 2 EnWG zu beachtenden Vorgaben der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie (EE-RL):<sup>25</sup> Art. 16 Abs. 2 EE-RL verlangt einen vorrangigen Netzzugang von Strom aus Erneuerbaren Energien, soweit hierdurch nicht die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung gefährdet wird. Solange demnach die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung einer Drosselung von konventionellen Energieerzeugungsanlagen nicht entgegen steht, müssen zunächst diese gedrosselt und schließlich ganz vom Netz genommen werden.<sup>26</sup> Dies gilt uneingeschränkt auch für Kernenergieanlagen. Eine andere Auslegung würde das Vorrangprinzip für die Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien nach § 8 Abs. 1 EEG zu stark entwerten. Dabei ist maßgeblich, dass das Vorrangprinzip gerade dann relevant wird, wenn das Netz nicht in der Lage ist, den gesamten angebotenen Strom abzunehmen, und somit ein entsprechender Netzengpass auftritt. Gerade in diesem Fall muss der Strom aus erneuerbaren Energien Vorrang vor Strom aus fossilen oder nuklearen Brennstoffen erhalten. Eine legitime Herunterregelung etwa von Windenergieanlagen kann sich dann also nur aus § 13 Abs. 2 EnWG ergeben – nur dann, wenn die Maßnahmen gegen konventionelle Energieerzeugungsanlagen nicht ausreichen, um die Zuverlässigkeit und Sicherheit der Versorgung aufrechtzuerhalten<sup>27</sup> und wenn die Abschaltung der nichtregenerativen Erzeugungskapazität aus (technischen) Sicherheitsgründen zwingend geboten ist.

#### 4. Laufzeitverlängerung und Netzausbaupflicht

Damit bestätigt sich zugleich die überragende Bedeutung der Netzausbaupflicht aller betroffenen Netzbetreiber aus § 9 Abs. 1 EEG: Gerade im Fall der sich abzeichnenden Laufzeitverlängerung sind ausreichende Netzkapazitäten für eine vollständige und uneingeschränkte Einspeisung des Stromangebots aus erneuerbaren Energie vorzuhalten. Die Netze müssen entsprechend unverzüglich ausgebaut werden, um Konfliktfälle zwischen Wind- und Kernenergiestrom und Abschaltungen nach § 13 Abs. 2 EnWG soweit wie möglich von vornherein zu vermeiden. Laufzeitverlängerung und starker Ausbau der erneuerbaren Energien können also allenfalls dann zusammen umgesetzt werden, wenn zugleich ein umfassender *Netzausbau* auf allen Ebenen nicht nur nach den Bedürfnissen der Windenergie, sondern auch nach denen der technisch auf ein „Durchlaufen“ der Anlagen ausgelegten Kernkraftwerke erfolgt. Die Entscheidung zur Laufzeitverlängerung hat damit Auswirkungen auf den volkswirtschaftlichen Aufwand für den Netzausbau. Zugleich verstärkt sich so aber das Problem der Überproduktion von Strom in bestimmten Zeitabschnitten aus vorrangiger Windenergie und nicht abregelbarer Grundlast-Kernenergie. Dies ist einerseits wirtschaftlich unsinnig und macht andererseits noch größere Anstrengungen bei der Zurverfügungstellung von *Speicherkapazitäten* erforderlich (dazu unten C II.).

## B. Wechselwirkungen zwischen dem Ausbau der Windenergie und einem unverändert hohen Grundlastsockel aus Kernenergie

Aufgrund der dargestellten Vorrangregelung, die nicht zuletzt aufgrund ihrer europarechtlichen Wurzel in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (EE-RL)<sup>28</sup> auch in Zukunft erhalten bleiben soll, sind Netzbetreiber also dazu verpflichtet, Strom aus regenerativen Einspeisungen zu jeder Zeit in voller Höhe abzunehmen. Die fluktuierende Erzeugung dieser Anlagen fließt damit in voller Höhe und in Echtzeit in die Stromnetze und ist vorrangig zu verteilen und zu verbrauchen. Alle anderen Kraftwerke, die keiner Vorrangregelung unterliegen (z.B. Gas-, Steinkohle-, Braunkohle-, und Kernkraftwerke), haben ihre Stromproduktion an der verbleibenden, nicht durch regenerative Quellen befriedigten Stromnachfrage (sog. Residuallast), auszurichten. Die Residuallast bestimmt sich aus der gesamten Netzlast abzüglich des Stroms, der zum gleichen Zeitpunkt aus erneuerbaren Energien in das Stromnetz eingespeist wird.<sup>29</sup>

Dieser Zusammenhang wird in Grafik 1 deutlich, die auf Basis von durch die Netzbetreiber veröffentlichten Messdaten aus dem Jahr 2008 erstellt wurde. Die Grafik zeigt den Verlauf der gesamten Stromnachfrage in Deutschland, der Stromspeisung aus Windenergie und der sich daraus ergebenden Residuallast für eine exemplarische Woche im Oktober 2008. In dieser Woche schwankte sowohl die Stromnachfrage als auch die Winderzeugung relativ stark und teilweise auch gegenläufig, weshalb der Datensatz eine umfassende Diskussion der auftretenden Effekte auf Basis realer Daten erlaubt.

Auf der Abszisse (x) sind sieben Wochentage vom 1. bis zum 7. Oktober 2008 abgetragen. Für diesen Zeitraum wird auf der Ordinate (y) als oberste schwarze Kurve die gesamte Stromnachfrage in Deutschland (Gesamtlast) dargestellt. Die Gesamtlast bewegte sich in der dargestellten Woche an den Werktagen zwischen 50 Gigawatt in der Nacht und 70 GW tagsüber. Am Wochenende und dem im Datensatz enthaltenen Feiertag (Montag, 3. Oktober) sank die Gesamtlast nachts auf ca. 40 GW ab und lag tagsüber in der Spitze bei 55 GW. Die zeitgleich verfügbare Stromspeisung aus Windenergie ist in der Grafik 1 als hellgraue Fläche dargestellt. Sie war zu Beginn des Analysezeitraums mit knapp 15 GW vergleichsweise hoch, nahm dann aber am Samstag und Sonntag ab. Am frühen Montagmorgen stieg die Windstromerzeugung stark an, war aber an den beiden letzten dargestellten Tagen (Dienstag und Mittwoch) mit unter 1 GW äußerst schwach. Durch Subtraktion der Stromerzeugung aus Windenergie (hellgraue Fläche) von der ebenfalls dargestellten Gesamtlast (obere schwarze Kurve) ergibt sich die Residuallast (dunkelgraue Fläche).

Für die analysierte Oktoberwoche schwankte die Residuallast zwischen einem Minimum von ca. 30 GW am Montagmorgen und einer Spitzlast von etwa 70 GW am Dienstag und Mittwoch tags-

24. *Wustlich/Hoppenbrock*, in: *Altrock/Oschmann/Theobald, EEG*, 3. Auflage (im Erscheinen), § 11, Rn. 61.

25. Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.4.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (Erneuerbare-Energien-Richtlinie – EE-RL), ABIEU. Nr. L 140, v. 5.6.2009, S. 16 ff.

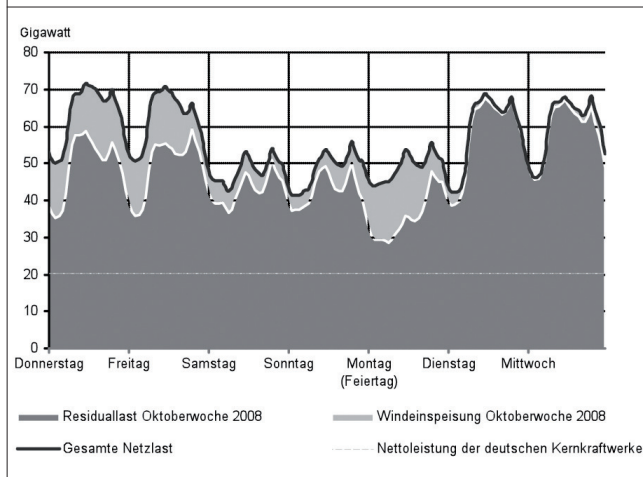
26. *Wustlich/Hoppenbrock*, a.a.O., § 11, Rn. 61.

27. *Schumacher*, ZUR 2009, 522 (528); *Wustlich/Hoppenbrock*, a.a.O.

28. Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.4.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (Erneuerbare-Energien-Richtlinie □ EE-RL), ABIEU. Nr. L 140, v. 5.6.2009, S. 16 ff.

29. Es gilt für jede Stunde: (Residuallast = gesamte Stromnachfrage – Einspeisung aus Erneuerbaren Energien).

Grafik 1: Verlauf der Gesamtlast, skaliertes Windeinspeisung und Residuallast für eine exemplarische Woche im Jahr 2008



über. Diese verbleibende Stromnachfrage wurde von konventionellen Kraftwerken befriedigt.<sup>30</sup>

Es wird deutlich, dass die Residuallast umso kleiner ist, je höher die Windenergieerzeugung zum gleichen Zeitpunkt ist und umgekehrt. Daher reduziert ein Ausbau der Windenergie die von anderen Kraftwerken zu bedienende Residuallast. Da die Erzeugung von Windstrom naturgemäß gewissen Schwankungen unterliegt, wird die verbleibende Residuallast – ceteris paribus – außerdem volatiler.

Um der Beschreibung des vermuteten Konfliktes zwischen einem großen Grundlastsockel und steigenden Anteilen fluktuierend einspeisender Erzeugung aus erneuerbaren Energien näherzukommen, weist die Grafik 1 zusätzlich die zur Verfügung stehende Nettoleistung der Kernkraftwerke in Deutschland aus (maximal sind dies 20,5 Gigawatt). Diese Leistung aus Kernkraftwerken wird kontinuierlich in nahezu jeder Stunde des Jahres bereitgestellt, man spricht daher von einer Bandlieferung. Diese stetige Einsatzweise der Kernenergie hat technische und wirtschaftliche Gründe. Aus technischer Sicht sind Kernkraftwerke vergleichsweise träge regelbar; so benötigen sie teils mehrere Tage für das Anfahren aus einem längeren Stillstand in den Nennlastbetrieb (sog. Kaltstart). Auch die kurzfristige Regelfähigkeit (Flexibilität der Stromerzeugung) ist relativ zu anderen Kraftwerkstypen in der Spitzenlast, wie beispielsweise Gasturbinen und Pumpspeicherwerken, beschränkt.

Bei geringer Residuallast müssen aber auch Grundlastkraftwerke in ihrer Leistung gedrosselt oder komplett abgeschaltet werden. Diese Regelung kann im Grundlastsegment allerdings nur in engen technischen Grenzen erfolgen: kommt es zu einer kompletten Abschaltung, so müssen Grundlastkraftwerke technisch bedingte Mindeststillstandszeiten einhalten und benötigen danach zwischen 24 und 48 Stunden, um wieder angefahren zu werden; ein Abschaltvorgang kann dann frühestens nach erneuten 24 Stunden erfolgen.<sup>31</sup> Somit eignet sich die Kernkraft technisch nahezu ausschließlich als Grundlasttechnologie und wird in Deutschland sowie in anderen Ländern dementsprechend eingesetzt. Die spezifische Einsatzweise der Kernkraftwerke hat allerdings auch betriebswirtschaftliche Gründe, welche in Bezug auf das Marktdesign ausschlaggebend sind und im Folgenden erläutert werden.

Die Einsatzentscheidung für Kraftwerke im liberalisierten Strommarkt wird im Grundsatz anhand der variablen Erzeugungskosten der Kraftwerke gefällt.<sup>32</sup> Das bedeutet, dass ein Kraftwerk abhängig von seiner Position in der nach variablen Erzeugungskosten geordneten Kapazitätskurve (sog. Merit-Order-Kurve) eingesetzt wird. Das Kraftwerk mit den günstigsten variablen Erzeugungskosten wird dabei zuerst eingesetzt, gefolgt vom zweitgünstigsten usw. bis zur Deckung der Residuallast. Da die varia-

blen Erzeugungskosten von Kernkraftwerken unterhalb denen aller anderen konventionellen Erzeugungstechnologien liegen, werden Kernkraftwerke nach dem Merit-Order-Prinzip des Strommarktes stets als erste konventionelle Erzeugungstechnologie eingesetzt. Alle verbleibenden konventionellen Kraftwerkstechnologien wie Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerke versorgen den noch verbleibenden Anteil der Residuallast nach Abzug der Bandlieferung aus Kernenergie.

Die Grafik 1 zeigt, dass heute – auch bei Starkwind (wie z.B. dem dargestellten 03.10.2008) – die Residuallast durch die Einspeisung von Windstrom nicht bis in den Bereich der absoluten Grundlast abgesenkt werden kann. Es besteht daher auch bei Starkwind keine technische Notwendigkeit zur Abregelung von Kernkraftwerken. Trotzdem kann anhand der Preisdaten für den Zeitraum 01.10. – 07.10.2008 bereits ein wesentlicher Effekt der hohen Windeinspeisung nachgewiesen werden: in den betrachteten Stunden mit einem sehr hohen Anteil der Windenergie an der Gesamtlast und einer damit einhergehenden geringen Residuallast wurden Börsenpreise unterhalb der variablen Erzeugungskosten der Kernkraft, teilweise sogar Preise um 0 €/MWh, erreicht. Dieser Preiseffekt, der durch einen hohen Anteil von Windstromeinspeisung einerseits und der gleichzeitigen Verfügbarkeit von signifikanten Grundlastkapazitäten andererseits entsteht, stellt das derzeitige Marktdesign in Frage; der Effekt wird im Folgenden näher erläutert.

### I. Auswirkungen eines weiteren Ausbaus der Windkraft

Mit dem stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien und insbesondere der Windenergie wird die Residuallast über die Zeit kleiner und volatiler. Hierdurch wird ein steigender Bedarf nach einem flexiblen Ausgleich der Schwankungen der Residuallast hervorgerufen. Der Effekt eines starken Ausbaus der Windenergie, der sowohl auf dem Land (Onshore) aber in Zukunft vor allem auf See (Offshore) erfolgen wird, ist in Grafik 2 dargestellt. Es wurde ein identischer zeitlicher Verlauf für die Gesamtlast und die Windeinspeisung angenommen wie in der vorherigen Auswertung (vgl. Grafik 1), allerdings wurde der Anteil der Windenergie an der gesamten Stromerzeugung auf die für das Jahr 2020 avisierte Gesamtleistung hochskaliert. Dadurch steigt der Anteil der Windenergie an der Gesamtlast und der verbleibende Anteil der Stromnachfrage (Residuallast) nimmt ab.

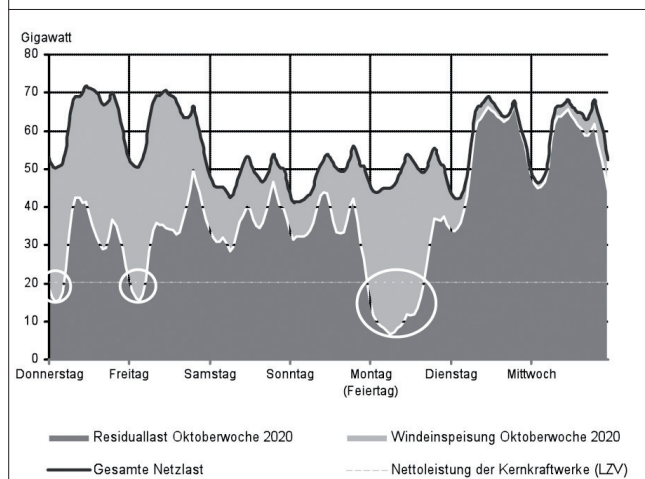
Grafik 2 zeigt, dass der bis 2020 geplante Zubau der Windkraftkapazitäten die Residuallast besonders in Schwachlastzeiten stark vermindert. Dadurch wird die Residuallast in den Bereich der absoluten Grundlast abgesenkt. Bei der hier dargestellten exemplarischen Oktoberwoche mit hoher Windleistung tritt dieses Phänomen sogar mehrfach auf (gekennzeichnet durch weiße Kreismarkierungen). Geht man davon aus, dass der Atomausstieg rückgängig gemacht wird und es zu einer Laufzeitverlängerung kommt, so bleiben auch 2020 Kernkraftwerke mit einer Leistung von ca. 21 Gigawatt am Netz. Dieses Niveau der Kernenergie ist in obiger Grafik erneut durch eine weiße Linie dargestellt. Dann kommt es – im Gegensatz zur heutigen Situation (vgl. Grafik 1) – zu einer Einsenkung der Residuallast bis weit in den Leistungsbereich der Kernenergie. Für den Fall großer verfügbarer Windleistungen und

30. Die zeitgleich vorhandene Einspeisung aus anderen erneuerbaren Quellen ist in dieser vereinfachten Darstellung nicht explizit ausgewiesen.

31. Zu Mindestlaufzeiten und Mindeststillstandszeiten von (Kern-)kraftwerken vgl. Steck & Mauch, 2008: „Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung“ und Grimm 2007: „Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung – Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast“.

32. Als variable Erzeugungskosten [€/MWh] werden die Kosten für die Erzeugung einer Megawattstunde Strom ohne Berücksichtigung getätigter Investitionen bezeichnet.

Grafik 2: Verlauf der Gesamlast, skaliertes Windeinspeisung und Residuallast für eine exemplarische Woche im Jahr 2020



geringer Gesamlast (vgl. z.B. den Montag in Grafik 2), liegt die Residuallast dann sogar für fast einen gesamten Tag unterhalb der Kernenergieleistung von 20,5 GW.

Sofern also der Einspeisevorrang für Windenergie bestehen bleibt, wovon auszugehen ist, müssten somit auch Kernenergieanlagen für diese Zeiträume massiv heruntergeregelt und teilweise komplett abgeschaltet werden – sofern sie durch eine Laufzeitverlängerung bis 2020 vollständig im Markt verbleiben.

Aber worin liegt das Problem, wenn die Residuallast unterhalb der verfügbaren Leistung aus Kernkraftwerken liegt? Die Antwort auf diese Frage liegt nicht unbedingt im technischen, sondern primär im wirtschaftlichen Bereich: Denn der sich abzeichnende Systemkonflikt aus einem unverändert hohen Grundlastsockel aus Kernkraft einerseits und steigenden regenerativen Anteilen (vorwiegend Wind) andererseits verringert die Wirksamkeit und Effizienz des heute geltenden Marktdesigns im Strommarkt.

Grundlastkraftwerke haben kein wirtschaftliches Interesse daran, als Regelreserve für volatile Last eingesetzt zu werden, denn die Kosten für das An- und Abfahren bzw. das Drosseln der Leistung sind im Grundlastsegment vergleichsweise hoch. Aufgrund der zuvor erläuterten technischen Restriktionen der Grundlastkraftwerke im allgemeinen und von Kernkraftwerken im besonderen sind Leistungs-drosselung und insbesondere das komplette Abschalten von Kraftwerksblöcken mit erheblichen Kosten und Erlösausfällen für die Betreiber verbunden (Abfahrkosten, Opportunitätskosten, Anfahrkosten). Wenn Grundlastkraftwerke aufgrund zu geringer Nachfrage (also z.B. bei hoher Windeinspeisung) aus dem Markt gehen, so ist eine Stromerzeugung danach für viele Stunden nicht möglich; eine Abschaltung gilt es demnach aus Sicht des Kraftwerksbetreibers für Grundlastkraftwerke möglichst zu vermeiden.

Grundlastkraftwerke bieten daher in Zeiten geringer Nachfrage ihre Kapazität zu besonders niedrigen Preisen an – ggf. auch zu einem Preis unterhalb ihrer Stromgestehungskosten, um nicht für kurze Zeiträume aus dem Markt zu fallen (d.h. keinen Zuschlag an der Strombörse zu erhalten). Das bedeutet, die Betreiber von Grundlastkraftwerken machen ggf. beim Verkauf des erzeugten Stroms wissentlich Verlust, weil dies gesamtplanerisch günstiger ist, als das Kraftwerk komplett herunterzufahren und anschließend mehrere Stunden/Tage aufgrund technischer Anforderungen nicht einsetzen zu können. Diese Erzeugungsstrategie macht im Grundlastsegment Sinn, um nicht an der Regelung der Fluktuationen der Last teilnehmen zu müssen, sprich die Kraftwerksleistung zu reduzieren oder das Kraftwerk komplett abzuschalten. Durch diese Marktstrategie, die einzelwirtschaftlich Sinn machen kann, steigt allerdings die Wahrscheinlichkeit niedriger oder sogar negativer Strompreise in Zeiten niedriger Nachfrage (d.h. in Zeiten wenn die

Residuallast in den Bereich oder sogar unter die verfügbare Leistung aus Grundlastkraftwerken sinkt). Eine solche Entwicklung stellt das heutige Marktdesign in Frage und verhindert rechtzeitige Ersatzinvestitionen in neue Kraftwerke, da niedrige oder sogar negative Börsenpreise für Strom kein sicheres Investitionssignal bieten.

Unterstellt man den beschriebenen Ausbaupfad für die Windenergie und geht man von einer Laufzeitverlängerung der Kernenergie aus, so muss damit gerechnet werden, dass es in Zukunft regelmäßig zu Lastfällen kommt, in denen die Residuallast auf oder unter das Niveau der absoluten Grundlast sinkt. Wie oben ausgeführt, ist in diesen Zeiten eine sinnvolle Preisbildung an der Strombörse schwierig, was in einem zunehmend volatilen Strompreis resultiert, der einer langfristig ausgerichteten Investitionsplanung entgegenläuft. Die rechnerische Häufigkeit dieses Phänomens (Residuallast unterhalb der Nettoleistung aus Kernkraft) ist für die Jahre 2020 und 2030 auf Basis des unterstellten Ausbaupfades der Windenergie (vgl. Tabelle 1) sowie eines stundenscharfen Lastmodells für Deutschland in Grafik 3 dargestellt. Die Abbildung zeigt das Jahr 2020 (oben) und das Jahr 2030 (unten). Auf der Ordinate (y) sind die Quartale der Jahre abgetragen, auf der Abszisse (x) sind die 24 Stunden des Tages dargestellt, so dass die Abbildung alle Stunden des Jahres 2020 bzw. 2030 darstellt. Stunden in denen die Residuallast aufgrund der beschriebenen Mechanismen kleiner ist als die Leistung aus Kernkraftwerken, sind grau markiert. Liegt die Residuallast hingegen über der Grenze von 20,5 GW, bleibt das entsprechende Feld weiß.

Im Jahr 2010 tritt die beschriebene Situation nicht auf, da Windleistung nicht in einer Größenordnung installiert ist, die die Residuallast bis in den Bereich unter 20,5 GW absenken könnte. Trotzdem sind sehr niedrige oder sogar negative Börsenpreise bereits heute zu beobachten – allerdings mit sehr geringer Häufigkeit. Für das Jahr 2020 hingegen zeigt die Analyse für windstarke Zeiten (z.B. im 1. Quartal 2020) bereits eine größere Anzahl teils zusammenhängender Stunden, in denen die Residuallast unterhalb der absoluten Grundlast liegt (vgl. Grafik 3, obere Box). Im Jahr 2030 wird die Auswirkung des Ausbaus der Windkraft bei gleichzeitigem Erhalt des Grundlastsockels aus Kernenergie besonders deutlich: für den Fall dass auch in 2030 noch Kernkraftwerke in gleicher Größenordnung wie heute am Netz sind, werden diese für mehrere hundert Stunden des Jahres heruntergeregelt oder komplett abgeschaltet werden müssen (vgl. Grafik 3, untere Box).

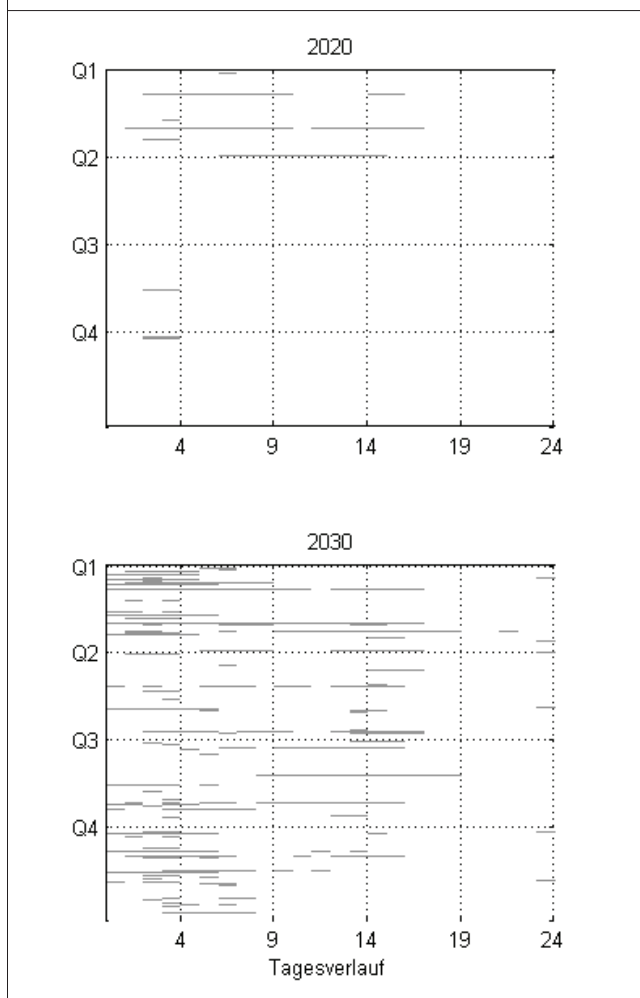
## II. Energiewirtschaftliche Anforderungen an das zukünftige Marktdesign

Die in Grafik 3 dargestellten Daten zeigen deutlich, dass der deutsche Strommarkt bereits in den nächsten Jahren und ab 2020 in stark zunehmender Tendenz in einen Systemkonflikt gerät, der durch den Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke ausgelöst wird. Durch eine Laufzeitverlängerung verbleibt auch nach 2020 ein unverändert hoher Sockel an Grundlastkraftwerken im Markt. Die hier beschriebenen Probleme in Bezug auf das Marktdesign im Strommarkt treten bei einer Laufzeitverlängerung daher früher auf, als dies bei Umsetzung des Atomausstiegs der Fall wäre.

Zusätzlich wird durch einen Weiterbetrieb der Kernkraftwerke über die in 2002 getroffene Laufzeitregelung von 32 Jahren Kraftwerksbetrieb hinaus der notwendige Umbau des Kraftwerksparcs verzögert.<sup>33</sup> Modellrechnung zeigen, dass Investitionen, die für die technische und wirtschaftliche Anpassung des konventionellen

33. Diverse Studien weisen auf den den Wettbewerb verzerrenden Effekt einer Laufzeitverlängerung hin und warnen zusätzlich vor der zu erwartenden Verzögerung von Investitionen in die Stromerzeugung durch eine Laufzeitverlängerung, u.a. 8KU 2010: „Auswirkung einer Laufzeitverlängerung der

Grafik 3: Stunden mit Residuallast unterhalb der Nettoleistung aus Kernkraft (20,5 GW)



Kraftwerksparks eigentlich kurz- bis mittelfristig dringend notwendig wären, im Zuge einer Laufzeitverlängerung verschoben oder gänzlich eingestellt werden.<sup>34</sup> Unterstellt man zusätzlich die dargestellten Effekte einer starken Preisvolatilität und eine zunehmende Häufigkeit von Stunden mit niedrigen oder negativen Börsenpreisen für Strom, so ist fraglich, ob der Strommarkt in Zukunft überhaupt noch ausreichende Investitionssignale entwickeln kann.

In Bezug auf das gesamte Energiesystem bleibt daher festzuhalten, dass der notwendige Umbau hin zu mehr Mittel- und Spitzenlastkapazitäten durch den Kernenergieausstieg beschleunigt würde, da die abgeschalteten Kapazitäten zeitnah durch weniger kapitalintensive und technisch flexibel einsetzbare Erzeugungseinheiten ersetzt werden könnten. Eine Laufzeitverlängerung hingegen schreibt diesen Grundlastsockel an vergleichsweise unflexiblen und vor allem wirtschaftlich nicht für den Teillastbetrieb ausgelegten Kraftwerken fest und verschiebt damit das Zeitfenster für den Umbau des Energiesystems zeitlich nach hinten. Eine zusätzliche Unsicherheit im Fall einer Laufzeitverlängerung würde durch eine Reststrommengenregelung analog zur Atomausstiegsvereinbarung geschaffen: Da die Einsatzstunden der Kernkraftwerke aufgrund der wachsenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien zukünftig stetig abnehmen werden (vgl. Grafik 3), verlängert sich die kalenderische Laufzeit der Anlagen überproportional.

## C. Energiewirtschaftliches Fazit und rechtlicher Ausblick

### I. Energiewirtschaftliches Fazit

Eine Laufzeitverlängerung der Kernenergie läuft damit einem effizienten Marktdesign zuwider und ist mit Blick auf den notwendigen Systemumbau und insbesondere den Ausbau der Windenergie kontraproduktiv. Zudem ließe sich die Bundespolitik mit der sich abzeichnenden Rücknahme des Kernenergieausstiegs auf Basis zusätzlicher Reststrommengen die Lenkungshoheit der Kraftwerkslaufzeiten weitgehend aus der Hand nehmen. Es muss also auf Bundesebene bewusst entschieden werden, welche Ziele langfristig verfolgt werden sollen.

Aus Sicht des Klimaschutzes und der langfristigen Versorgungssicherheit hat der Ausbau der erneuerbaren Energien höchste Priorität. Wird die Entscheidung über eine Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke unter dieser Prämisse getroffen, kann es daher nur einen Weg geben, den aufgezeigten Systemkonflikt aufzulösen: ein kontinuierliches Abschmelzen der Grundlastkapazitäten durch eine sukzessive Abschaltung der Kernkraftwerke bei gleichzeitiger Anpassung des Strommarktes an die Anforderungen einer auf grossen Anteilen erneuerbarer Energien basierenden Stromversorgung. Eine Laufzeitverlängerung der Kernenergie hingegen führt zu einem Systemkonflikt, der durch reine Kompensationsmaßnahmen (z.B. die teilweise Abschöpfung von Mehrerlösen) nicht nachhaltig gelöst werden kann.

### II. Rechtlicher Ausblick

Fügt man den rechtlichen Rahmen für die vorrangige Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien und die sich aktuell<sup>35</sup> abzeichnende Laufzeitverlängerung mit ihren gerade dargestellten energiewirtschaftlichen Konsequenzen zusammen, beginnt sich folgende rechtliche Perspektive abzuzeichnen:

1. An eine *Relativierung* des Vorrangs der Erzeugung und Einspeisung von *Strom aus erneuerbaren Energien* – und also insbesondere von Windstrom vor Strom aus Kernkraftwerken und aus Kohlekraftwerken – ist schon aus europarechtlichen Gründen nicht zu denken. Entsprechend wird diese Option in der aktuellen energiepolitischen Diskussion um das Energiepaket, soweit erkennbar, von keiner politischen Seite auch nur in Erwägung gezogen.
2. Damit bestätigt sich zugleich die überragende Bedeutung der *Netzausbaupflicht* der Netzbetreiber aus § 9 Abs. 1 EEG: Gerade bei Umsetzung des Laufzeitverlängerungsbeschlusses sind Netzkapazitäten für eine vollständige und uneingeschränkte Einspeisung des Stromangebots aus erneuerbaren Energie vorzuhalten. Dazu sind die Netze entsprechend unverzüglich auszubauen, um Konfliktfälle zwischen Wind- und Kernenergiestrom und Abschaltungen nach § 13 Abs. 2 EnWG soweit wie möglich von vornherein zu vermeiden. Dies setzt aber auch voraus, dass die den Netzbetreibern entstehenden Kosten im Rahmen der Anreizregulierung anerkannt werden und für diese über die Netznutzungsentgelte refinanzierbar sind.
3. Das Spannungsverhältnis Vorrangprinzip zu ggf. nach den §§ 13, 14 EnWG notwendigen Maßnahmen ist mithin neu zu überdenken. Dabei könnte insbesondere die Regelung des § 13

Kernkraftwerke auf die Preise und die Wettbewerbsstruktur im deutschen Strommarkt.“, BMU 2009: „Hindernis Atomkraft – Die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke auf erneuerbare Energien“, sowie Sachverständigenrat für Umweltfragen 2009: „Thesenpapier – Weichenstellungen für eine nachhaltige Stromversorgung“.

34. Vgl. BBH & enervis 2010: „Effekte einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf Wettbewerb und Klimaschutz“.

35. vgl. *Bauchmüller/Hulverscheidt*: Regierung begünstigt die Atomkonzerne, Süddeutsche Zeitung v. 07.09.2010.


*Abs. 2 EnWG so konkretisiert* werden, dass technische Notfallsituationen, in der Kernkraftwerke aus technischen Sicherheitsgründen trotz der Möglichkeit, diesen Strom durch Windstrom zu ersetzen, Strom erzeugen, eindeutig definiert werden.

4. Auch wenn sich dies bereits aus dem geltenden Recht ergibt, könnte nochmals ausdrücklich klargestellt werden, dass wirtschaftliche Gründe ein Durchfahren von Kernenergieanlagen nicht legitimieren können und hier der Vorrang nach § 8 Abs. 1 EEG uneingeschränkt gilt. Da der Eintritt dieses „Durchfahrens aus Sicherheitsgründen“ zumindest auch durch die mangelhafte Regelbarkeit der bestehenden Kernkraftwerke geschuldet ist und um dem gesetzlich Vorrang der Erneuerbaren zumindest wirtschaftlich gerecht zu werden, könnte man in einer solchen Situation den Betreiber des jeweiligen Kernkraftwerks, dessen Strom in der konkreten Notsituation etwa Windstrom verdrängt hat, zu einer *Entschädigungszahlung entsprechend § 12 EEG* verpflichten.<sup>36</sup>
5. Kernenergiestrom wird damit zukünftig immer häufiger und zugleich immer stärker mit Windstrom in Konkurrenz nicht nur um knappe Netzkapazitäten, sondern auch um – gemessen an der aktuellen Erzeugungskapazität aus Kernkraftwerken und Windenergieanlagen zusammen nicht ausreichende – Stromnachfrage treten, also um das Recht, Strom an Nachfrager verkaufen zu dürfen.<sup>37</sup> Mit einer Laufzeitverlängerung wird sich also ein *Problem der Überproduktion von Strom* in bestimmten Zeitabschnitten einstellen und verstärkt. Dies ist einerseits wirtschaftlich unsinnig. Es macht andererseits noch größere Anstrengungen bei der Zurverfügungstellung von *Speicherkapazität* erforderlich: Wegen der fluktuierenden Natur der Windstromerzeugung wird sich ohnehin eine Stromerzeugungs- und Verteilungsstruktur, ein Marktdesign, einzustellen haben, die über so hinreichende Kapazitäten für eine Speicherung von nahezu ohne variable Kosten erzeugtem Windstrom zu lastschwachen Zeiten verfügt, dass dieser Strom zu laststarken Zeiten Verwendung finden kann und dann den Einsatz insb. von regelbaren Gaskraftwerken vermeidet. Durch die sich abzeichnende Laufzeitverlängerung ergibt sich nun ein nochmals deutlich erhöhter Bedarf an Speichertechnologie. Dieser geht über den Bedarf für die Bedarfsorientierung von fluktuierendem Wind- und Solarstrom hinaus. Auch das Durchlaufen der Kernkraftwerke über den aktuellen Bedarf der Nachfrager hinaus müsste „weggespeichert“ werden. Denn Kernenergie ist ebenso wie Windenergie letztlich nicht nachfrageorientiert, weil nicht regelbar. Es liegt deshalb nahe, einen erkennbaren Anteil der staatlich abschöpfbaren Mehrerlöse aus der Laufzeitverlängerung in Speichertechnologie zu investieren. Der insoweit erforderliche rechtliche Rahmen sind Anreizregelungen für die technologische Entwicklung und den Einsatz von Speichertechnologie wie durch einen Kombi-Kraftwerks-Bonus oder eine Anreizregelung für bedarfsgerechte Einspeisung, wie sie bereits im Koalitionsvertrag der gegenwärtigen Bundesregierung vorgesehen ist.<sup>38</sup>


36. Dabei wäre freilich das Verhältnis zur sich abzeichnenden Brennelementsteuer noch zu prüfen. Jedenfalls hätte eine konkrete Regelung, wie hier vorgeschlagen, gegenüber einer steuerrechtlichen Lösung Plausibilitätsvorteile und sollte dabei gleichwohl innerhalb der finanzverfassungs- und beihilferechtlichen Grenzen ausgestaltbar sein, vgl. dazu, *Altrock*, „Subventionierende“ Preisregelungen – Die Förderung erneuerbarer Energieträger durch das EEG, München 2002, S. 39 ff. (Beihilfenrecht) sowie 111 ff. (Finanzverfassung).

37. Auch diese Dimension ist vom Vorrang aus § 8 Abs. 1 EEG umfasst.

38. Siehe Abschlussbericht des Vorhabens im Auftrag des Bundesumweltministeriums „Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus gemäß der Verordnungsermächtigung § 64 EEG 2009“, abrufbar unter: [http://www.erneuerbare\\_energien.de](http://www.erneuerbare_energien.de) (Link: Startseite > Klima/Energie > Erneuerbare Energien > Downloads > Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus gemäß der Verordnungsermächtigung § 64 EEG 2009); Stand: Juli 2010; sowie *Altrock/Lehnert*, in *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG, 3. Auflage, (im Erscheinen), § 64, Rn. 34.




**Ein unverzichtbares Buch, das Mut macht, die Dynamik des Wechsels zu erneuerbaren Energien endlich als umfassende Chance zu begreifen, als ökonomischen wie ethischen Imperativ.**



**Hermann Scheer  
DER ENERGETISCHE  
IMPERATIV** 100 % jetzt:  
Wie der vollständige  
Wechsel zu erneuerbaren  
Energien zu realisieren ist  
Kunstmann

978-3-88897-683-4; 240 S., 19,90 Euro

 VERLAG ANTJE  
**KUNTMANN**  
WWW.KUNTMANN.DE