

# Stellungnahme

im Rahmen der öffentlichen Anhörung zum

Gesetzentwurf der Bundesregierung

„Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strom-  
marktes (Strommarktgesetz)“  
(BT-Drs. 18/7317)

Autorin:

Eva Hauser  
IZES gGmbH  
Institut für ZukunftsEnergieSysteme  
Altenkesseler Str. 17  
66115 Saarbrücken  
Tel.: +49-(0)681-9762-840  
Fax: +49-(0)681-9762-850  
[hauser@izes.de](mailto:hauser@izes.de)

Mit Unterstützung durch Prof. Dr. jur. Stefan Klinski

Saarbrücken, den 11.03.2016

## 1 Vorbemerkung

Die einleitenden Absätze des Gesetzesvorhabens skizzieren dessen grundlegende Zielsetzungen:

„Der Strommarkt durchläuft eine Phase des Übergangs. Erneuerbare Energien übernehmen mehr Verantwortung in der Stromversorgung, die Nutzung der Kernenergie in Deutschland endet im Jahr 2022 und die europäischen Märkte für Strom wachsen weiter zusammen. . . . Dabei haben insbesondere die Verwirklichung des europäischen Strombinnenmarktes, der Ausbau der erneuerbaren Energien, der sinkende Stromverbrauch und die Liberalisierung der Strommärkte zu einem zeitweise erheblichen Überangebot an Kapazitäten im Bereich der Stromerzeugung geführt. Diese Überkapazitäten führen in Kombination mit derzeit niedrigen Brennstoff- und Kohlendioxid-Preisen zu niedrigen Strompreisen am Großhandelsmarkt.

Auch in dieser Übergangsphase muss der Strommarkt Versorgungssicherheit gewährleisten sowie Einspeisung und Entnahme von Strom synchronisieren: Er muss dafür sorgen, dass jederzeit genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie aus diesem entnommen wird. Einerseits muss er dazu sicherstellen, dass ausreichend Kapazitäten zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage vorhanden sind (Vorhaltefunktion). Andererseits muss der Strommarkt durch Preissignale jederzeit gewährleisten, dass vorhandene Kapazitäten zur richtigen Zeit und im erforderlichen Umfang kontrahiert und tatsächlich eingesetzt werden (Einsatzfunktion). . . .

Zur umweltverträglichen Stromversorgung gehört ferner, dass der Stromsektor zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele beiträgt. . . . Unter anderem sollen 22 Millionen Tonnen Kohlendioxid unter besonderer Berücksichtigung des Stromsektors und des europäischen Zertifikatehandels eingespart werden.<sup>1</sup>“

Der vorliegende Gesetzentwurf soll damit die Zeit des „Übergangs“ gestalten, in der - eingebettet in die europäische Integration der Strommärkte - die Versorgungssicherheit aufrechterhalten und die wesentlichen Energiewendeziele des Atomausstiegs und der Dekarbonisierung des Stromsektors vorgebracht werden sollen. Diese Dekarbonisierung soll durch eine stetig zunehmende Strombereitstellung aus Erneuerbaren Energien, durch die Reduktion des Primärenergieverbrauchs und die Steigerung der Energieeffizienz erzielt werden<sup>2</sup>.

Der Gesetzentwurf zur „Weiterentwicklung des Strommarktes“ soll in der hiesigen Stellungnahme insbesondere anhand seiner Angemessenheit für die Phase dieses energiewendebedingten Übergangs beurteilt werden, indem ausgewertet wird, wie sich das Verhältnis zwischen Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und der Energiewendeziele gestaltet.

---

<sup>1</sup> Gesetzentwurf der Bundesregierung „Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vom 04.11.2015, S.1f; im Folgenden mit „Entw. StrommarktG“ abgekürzt.

<sup>2</sup> Vgl. BMWi 2014: Die Energie der Zukunft. Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende. Berlin, Dezember 2014, S. 97.

## 2 Zum „Strommarktdesign“

Es ist zu beachten, dass „dem Strommarkt“ im hiesigen Gesetzentwurf zwei wesentliche Funktionen<sup>3</sup> zugesprochen werden:

- eine „Vorhaltefunktion“ zur Sicherstellung ausreichender Kapazitäten zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage und
- eine „Einsatzfunktion“, mittels derer vorhandene Kapazitäten zur richtigen Zeit und im erforderlichen Umfang kontrahiert und tatsächlich eingesetzt werden sollen.

Dies bedeutet, dass Märkte mitnichten ein Selbstzweck sind, sondern dass sie von der Gesellschaft erwartete und von der Politik dementsprechend definierte Funktionen erfüllen sollen. Dieser Anspruch an Märkte impliziert, dass die Politik Märkte als Instrument nutzen kann und dass sie bei Nicht-Erfüllung dieser Funktionen auch durch andere Instrumente ergänzt oder ersetzt werden können.

Dies ist auch die im Entwurf zum Strommarktgesetz gewählte Vorgehensweise zur Gestaltung der gegenwärtigen Phase des Übergangs: der „Strommarkt“ (bzw. die Teilmärkte des Spothandels und der Regenergiemärkte) werden als Instrument genutzt, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, während gleichzeitig hierfür zusätzliche Instrumente mit einem kurz- bis mittelfristigen Fokus genutzt werden.

Dieser eingeschlagene Weg erscheint grundsätzlich als angemessen, um die Weiterentwicklung des Stromsektors gestalten zu können, da er ohne eine (verfrühte) Nutzung von langfristigen und möglicherweise nur schwerlich reversibel zu gestaltenden „Kapazitätsinstrumenten“ zur Wahrung der „Vorhaltefunktion“ auszukommen sucht. Gleichzeitig erscheint auch der eingeschlagene Weg der geographischen Ausweitung und Integration der (europäischen) Handelsplätze, der höheren Frequenz der Handelszeiträume und der Erhöhung der Bilanzkreistreue als angemessen.

Dennoch bleiben im Rahmen der hier zugrunde gelegten Bewertungskriterien durchaus kritikwürdige Punkte sowie Desiderata bzgl. des hier vorgeschlagenen Strommarktdesigns. Einige wesentliche sollen hier erläutert werden:

---

<sup>3</sup> Vgl. für eine erweiterte (bildliche) Darstellung der „Funktionen des Stromsektors“: Eva Hauser 2015: Storage and electricity markets: What's competitiveness good for? Vortrag im Rahmen der IEA PVPS Task 1 Conference am 14.09.2015, abrufbar unter: [http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/technical/1.2\\_EHauser\\_IZES\\_2015\\_09\\_14\\_Storage\\_and\\_electricity\\_markets\\_pdf.pdf](http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/technical/1.2_EHauser_IZES_2015_09_14_Storage_and_electricity_markets_pdf.pdf), Folie 3

- An erster Stelle erscheint die im Strommarktgesetz primär gewählte Maßnahme zur Verminderung bestehender Überkapazitäten<sup>4</sup>, die Verlagerung von 2,7 GW bestehender Braunkohlekraftwerke in die Kapazitätsreserve, als bei Weitem unzureichend. Die jeweils für 4 Jahre vorgesehene Sicherheitsbereitschaft dieser Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke erscheint für den anvisierten Zeitraum (von Oktober 2016 bis September 2023) als energiewirtschaftlich (vgl. Abschnitt 3 zur juristischen Bewertung dieses Instruments) nicht notwendig zur Erbringung der benötigten elektrischen Arbeit<sup>5</sup>. Gleichzeitig ist zu konstatieren, dass der Gesetzentwurf den Einsatz dieser Braunkohlekraftwerke mit einem Vorlauf von zehn Tagen zwischen der Anfrage und der Betriebsbereitschaft vorsieht. Nach diesen zehn Tagen verbleiben dem betreffenden Kraftwerk elf Stunden bis zur Erreichung der Mindestteilleistung und weitere 13 Stunden bis zur Erreichung der Nettonennleistung<sup>6</sup>. Es ist schwer nachvollzuziehen, dass gerade Braunkohlekraftwerke mit den benannten langen Vorlaufzeiten als Kapazitätsreserve in einem - sich durch den verstärkten Einsatz fluktuierender Stromerzeugungsanlagen auszeichnenden Stromsektor - geeignet sein sollen<sup>7</sup>. Neben den technisch bedingten Fragen nach der Eignung von Braunkohle bestehen auch beihilferechtliche Bedenken bzgl. der Sonderbehandlung der adressierten Braunkohlekraftwerke<sup>8</sup>. Nicht zuletzt ist das hiermit gegebene Signal an die übrigen Marktteilnehmer zwiespältig: Während das Strommarktgesetz einerseits keine Begrenzung der Preisspitzen nach oben vorgibt<sup>9</sup>, um damit „den Strompreis“ als das zentrale Investitionssignal zu stärken<sup>10</sup>, verzichtet es auf einen hierfür weitaus effektiveren<sup>11</sup> Abbau von Überkapazitäten und wendet in der Kapazitätsreserve zweierlei Maßstäbe an.
- Im Gegensatz zu der im Entwurf des Strommarktgesetzes vorgesehenen fehlenden Begrenzung der Preisspitzen nach oben zur Verankerung des Strompreises als zen-

---

<sup>4</sup> Vgl. Entw. StrommarktG, S. 1.

<sup>5</sup> Vgl. Energy Brainpool 2015: Kurzanalyse. Bedarf nach einer Kapazitätsreserve aus Kohlekraft im deutschen Markt bis 2023. Berlin, den 11.09.2015.

<sup>6</sup> Vgl. Entw. StrommarktG, Art. 1, einzufügender § 13g, Abs. 3 des EnWG.

<sup>7</sup> Vgl. Energy Brainpool 2015, S. 3.

<sup>8</sup> Vgl. Michéle John 2015: Kurzgutachten zu der Frage, ob das beabsichtigte Vorhaben der Bundesregierung, nämlich Braunkohlekraftwerksblöcke in einem Umfang von 2,7 GW auf vertraglicher Basis in die Kapazitätsreserve zu überführen und dann schrittweise stillzulegen, mit dem EU-Beihilferecht vereinbar ist. Hamburg, den 15.09.2015 sowie Jan Ole Voß/ Stephan Kirschnick 2016: Der Entwurf zum neuen Strommarktgesetz im Überblick, in ZNER 2016, Heft 1, S. 10.

<sup>9</sup> Vgl. Entw. StrommarktG, Art. 1, einzufügender § 1a, Abs. 1 des EnWG.

<sup>10</sup> Vgl. Entw. StrommarktG, S. 69.

<sup>11</sup> Vgl. zur Kritik hieran z.B. Voß/ Kirschnick 2015, S. 8. Als wesentliche Gründe für den Zweifel an der Effektivität dieser Maßnahme werden u.a. die weiteren, mittelbar wirkenden Einflussfaktoren auf den Strompreis, die Frage nach der Langfristigkeit und damit der Verlässlichkeit der Maßnahme sowie die Interdependenzen innerhalb des europäischen Binnenmarktes genannt.

tralem Investitionssignal erscheint es schwerlich nachvollziehbar, dass gleichzeitig die im EEG 2014, § 24 verankerte „Verringerung der Förderung bei negativen Preisen“ zwar eingegrenzt wird, aber grundsätzlich erhalten bleibt. Die im Artikel 9 des vorliegenden Gesetzentwurfs vorgeschlagene Änderung des EEG<sup>12</sup> behält damit ihren grundsätzlichen Charakter sowohl als Eingriff in die „freie Preisbildung“<sup>13</sup> als auch als Minderung des Investitionssignals in EEG-Anlagen, die mit einem unverhältnismäßig hohen Erlörisiko konfrontiert werden. Zusätzlich ist zumindest von einer hemmenden Wirkung<sup>14</sup> auf den Einsatz von Lastmanagement und von Speichern auszugehen.

- Auch die im neu zu fassenden §11, Abs. 2 des EnWG<sup>15</sup> vorgesehene Möglichkeit zur sog. „Spitzenkappung“ (d.h. der pauschalen Möglichkeit, drei Prozent der Einspeisung von Onshore-Wind-oder PV-Anlagen abregeln und dies in der Netzplanung berücksichtigen zu können) bedürfte einiger expliziter Klarstellungen bzw. Verbesserungen. Generell erscheint es in Anbetracht des gegenwärtig niedrigen Tempos beim Netzausbau<sup>16</sup> unverhältnismäßig, zum heutigen Zeitpunkt bereits mittels der Spitzenkappung den Netzausbau (und die damit verbundenen Kosten) reduzieren zu wollen, obwohl dieser weit hinter den bisherigen Planungen zurückbleibt. Sollte diese Maßnahme jedoch aufrechterhalten bleiben, wäre eine explizite Klarstellung dessen notwendig, dass auch in den Fällen der Spitzenkappung die vollständige Entschädigung der Anlagenbetreiber beibehalten wird. Dies ist nicht nur zur Sicherung des weiteren EE-Ausbaus, der mit zusätzlichen Unwägbarkeiten belastet würde, sondern auch wegen der Gewährleistung der Systemsicherheit unabdingbar. Ohne die vollständige Entschädigung könnten die Netzbetreiber von einer Anwendung der Spitzenkappung Abstand nehmen, da die Anlagenbetreiber die jeweilige Notwendigkeit und tatsächliche Umsetzung der Maßnahmen bzgl. ihrer eigenen Einspeisung anfechten könnten.<sup>17</sup> Weiterhin erscheint es, sofern diese Maßnahme aufrechterhalten bleibt, auch zur Minderung der Verluste an EE-Strom angemessen, effektive Möglichkeiten zu schaffen, den abzure-

---

<sup>12</sup> Vgl. Entw. StrommarktG, Art. 9, einzufügender Passus am Ende von § 24, Abs. 1 des EEG 2014.

<sup>13</sup> Vgl. Entw. StrommarktG, Art. 1, einzufügender Absatz 4, Punkt 1.

<sup>14</sup> Sicherlich ist davon auszugehen, dass vermehrte, niedrige negative Preise im Stromspotmarkt das Investitionssignal in Speicher und Lastmanagementkapazitäten kurzfristig erhöhen. Es ist jedoch nicht gewährleistet, dass hiervon langfristig ausreichende Investitionssignale für eine transformationskonforme Menge an Speichern ausgehen. Vgl. Eva Hauser 2015, Folien 11-16. Analog gelten auch die von Voß/ Kirschnick 2016, S. 8 vorgebrachten Argumente bzgl. der Investitionssignale durch unbegrenzte Preispeaks.

<sup>15</sup> <sup>15</sup> Vgl. Entw. StrommarktG, Art. 1, zu ändernder §11, Absatz 2 des EnWG und analog hierzu Entw. StrommarktG, Art. 9, zu ergänzender §12, Absatz 3 des EEG 2014.

<sup>16</sup> Nach Berechnungen des IZES müssten allein für die EnLAG-Vorhaben in den nächsten vier bis fünf Jahren über 1.200 Km Netze fertiggestellt werden; in den sechs Jahren seit der Einführung des EnLAG sind jedoch nur 531 Km gebaut worden.

<sup>17</sup> Vgl. hierzu BEE 2015: BEE-Stellungnahme zum Referentenentwurf „Strommarktgesetz“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin, dem 29.09.2015, S. 6-8.

gelnden Strom entweder in Stromspeichern oder außerhalb des Stromsektors (Wärmeerzeugung oder Elektromobilität) nutzen zu können<sup>18</sup>. Dabei wäre es hilfreich, bei der Einführung solcher Maßnahmen darauf zu achten,

- dass sie einfach umzusetzen sind,
- die möglichen Nutzungsoptionen gleich behandelt werden und
- sie keine Lock-in-Effekte schaffen, die im Nachhinein zu einer Steigerung der Stromlast oder zu „stranded investments“ führen können.

Sofern dies geprüft ist, können auch diverse monetäre Anreize hierfür geprüft und angewendet werden.

- Im Rahmen der Erarbeitung eines neuen Strommarktdesigns gilt es auch die Frage nach der Rolle und der möglichen zukünftigen Einbindung von Stromspeichern in das Stromsystem zu klären. Dabei ist zu konstatieren, dass diese Speicher möglicherweise eine neue Kategorie von Akteur/ Marktrolle im Stromsektor darstellen, die es zu präzisieren gilt. Zur Veränderung des Energiesystems durch Stromspeicher müssen die folgenden Herausforderungen gemeistert werden:
  - die Einsatzsteuerung des Anlageneinsatzes: Hierbei gilt es, (marktliche oder technische) Regeln zu schaffen, die den systemdienlichen Einsatz der Speicher ermöglichen und auch konventionell erzeugte Strommenge ersetzen können.
  - die Gewährung der kurzfristigen Systemstabilität: Um die hierfür notwendigen Systemdienstleistungen zu erbringen, können Stromspeicher sicherlich höchst hilfreich sein. Hier gilt es, die möglichen Nutzeneffekte (Ersatz konventioneller Erzeuger) zu identifizieren und darauf aufbauend die notwendigen, passenden Rahmenbedingungen für einen systemdienlichen Einsatz zu schaffen.
  - Aus der Einordnung als Netz- oder als Erzeugungskomponente (oder als neue Marktrolle) im Stromsystem resultiert auch die Frage nach ihrer Finanzierung: Sollen diese entweder der Erzeugung zugeordnet werden und damit im Wesentlichen zur eigenwirtschaftlichen Optimierung von Stromkunden und EE-Erzeugern dienen oder sollen diese als Netzbetriebsmittel gelten, die (zumindest eine anteilige) Finanzierung aus den Netzentgelten erhalten? Wären ggf. „Zwischenlösungen“ angemessen?
  - die planbare Refinanzierung von Neuinvestitionen bzw. ggf. des Bestandes: Dies ist eine unabdingbare Voraussetzung dafür, dass die Energiewende gelingen kann. Hier ist es insbesondere wichtig, die Auswirkungen einer eigenverbrauchsoptimierten Nutzung von Batteriespeichern zu untersuchen, wenn diese ein wichtiger Baustein der Energiewende werden sollen und wenn es um die Diskussion der zukünftig notwendigen Rahmenbedingungen geht. Hierzu gehört insbesondere die Einordnung der diversen Strompreiskomponenten und

---

<sup>18</sup> Vgl. hierzu die Vorschläge in BEE 2015, S. 4-6.

die durch Batteriespeicher induzierten Wechselwirkungen beider untereinander. Weiterhin stellt sich hier die Frage nach der zukünftigen Rentabilität von und der Investitionsbereitschaft in Speicher, wenn die Zeit der „First Mover“ vorüber ist und diese möglicherweise selbst einen eigenen „Merit order Effekt“ schaffen, der ihnen die für sie notwendigen negativen Preisspreads verringert.<sup>19</sup>

- Der hier vorliegende Gesetzentwurf enthält weiterhin zu wenig spezifische Maßnahmen zur direkten Adressierung von Effizienz- und Lastsenkungspotentialen. Insbesondere die Senkung der Spitzenlast durch gezielte, ambitionierte Anforderungen an neue Stromanwendungen (insb. Wärmepumpen, aber auch Elektromobilität) wären ebenso wünschenswert wie die Senkung der Stromlast und die absolute Verbrauchssenkung durch die Außerbetriebnahme von Nachtspeicherheizungen oder die (häufig damit einhergehende) primärenergetisch ineffiziente elektrische Warmwasserbereitung. Diese nachfrageseitigen Maßnahmen sollten politisch eine gleiche Priorität wie die im hier vorliegenden Gesetzentwurf verankerten, zumeist angebotsseitigen Maßnahmen besitzen.
- Nicht zuletzt erscheint (auch unter Beachtung der beiden oben genannten Punkte) die gesetzliche Festlegung auf das Auslaufen der vermiedenen Netznutzungsentgelte (=vNNE)<sup>20</sup> für EE-Anlagen als verfrühte und v.a. isolierte Maßnahme. Die Beendigung der Gewährung der vNNE sollte nur in Kombination mit Maßnahmen zur transformationsdienlichen Weiterentwicklung der Netznutzungsentgelte und der weitgehenden (Erforschung und) Nutzung der Möglichkeiten von EE-Erzeugungsanlagen zur Erbringung von Systemdienstleistungen erfolgen.

Neben diesen Punkten zur Vervollständigung des im vorliegenden Gesetzentwurf angedachten „Strommarktdesigns“ ist zu konstatieren, dass „dem Strommarkt“ hier explizit nicht die Funktion der Erfüllung der Klimaschutzziele übertragen wird. Umso wichtiger erscheint es, dass in mit Strommarktgesetz bestmögliche Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele initiiert werden, da sowohl die Versorgungssicherheit als auch der Klimaschutz als öffentliche Güter verstanden werden können, deren Aufrechterhaltung bzw. Umsetzung durch die Politik gewährleistet werden muss. Dies wird im folgenden Abschnitt thematisiert.

---

<sup>19</sup> Vgl. Eva Hauser 2015.

<sup>20</sup> Vgl. Entw. StrommarktG, Art. 3, zu ändernder §18, Absatz 1 der StromNEV und analog hierzu Entw. StrommarktG, Art. 9, zu ergänzender §57, Absatz 3 des EEG 2014.

### **3 Zur Klimaschutzreserve und zur Alternative eines gesteuerten Kohleausstiegs**

Der Gesetzentwurf sieht sich in einigen Bestimmungen selbst auch als Beitrag zur deutschen Klimaschutzpolitik im Stromsektor. Insbesondere die Regelungen zur Klimaschutzreserve sollen diesem Zweck dienen. Allerdings sind sie von vornherein nur auf ein relativ kurzfristiges Ziel zugeschnitten, nämlich das Erreichen der deutschen Klimaschutzziele für das Jahr 2020.

Es erscheint fraglich und unwahrscheinlich, dass Deutschland allein mit der in Aussicht genommenen Verlagerung einiger besonders emissionsträchtiger Kohlekraftwerke in eine sog. Klimaschutzreserve dieses Ziel für den Stromsektor erreichen kann, da es hier großenteils um Kraftwerke geht, deren Stilllegung ohnehin kurz bevor stand bzw. steht.

Aber selbst wenn man unterstellt, dass das betreffende Teilziel für 2020 erreicht werden kann, bleibt zu konstatieren, dass das gewählte Instrument seiner Art nach aus der hier eingenommenen energiewirtschaftlichen (s.o.) – wie auch aus der rechtlichen – Perspektive nicht als geeignetes Instrument erscheint, um die aus Klimaschutzgründen unausweichliche Herausforderung eines zielgerichteten Ausstiegs aus der Kohleverstromung auf gesamtwirtschaftlich tragfähige Weise zu bewältigen.

Das Instrument der Verlagerung von Kraftwerken in eine sog. Klimaschutzreserve kann für die weitere zeitliche Perspektive auch keine Beispielfunktion einnehmen. Vielmehr erweist es sich als Fremdkörper und strukturelles Hindernis eines gesteuerten Kohleausstiegs, weil es die Erwartung auf staatliche Subventionierung des Kohleausstiegs weckt und den falschen Eindruck vermittelt, dies sei verfassungsrechtlich erforderlich.

Eine kürzlich gemeinsam vom IZES und dem Rechtsprofessor Dr. Stefan Klinski erstellte Studie<sup>21</sup> kommt zu der Schlussfolgerung, dass dem deutschen Gesetzgeber weitaus größere Spielräume zur Konzipierung gezielter Instrumente für einen Kohleausstieg mit dem Ziel der grundlegenden Transformation der Stromversorgung aus Klimaschutzgründen zur Verfügung stehen. Das rechtliche Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass es dem Bundesgesetzgeber mit anderen Instrumenten als der Verla-

---

<sup>21</sup> Vgl. IZES/ Stefan Klinski 2015: Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen: Berlin und Saarbrücken, den 28.08.2015, abrufbar unter: [http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/EM\\_14\\_003.pdf](http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/EM_14_003.pdf).



gerung von Kraftwerken in eine Reservefunktion verfassungs- und europarechtlich gestattet wäre, einen gesteuerten Kohleausstieg entschädigungsfrei zu gestalten. Vor diesem Hintergrund erschließt sich nicht, dass hier stattdessen der Weg eingeschlagen werden soll, die Kraftwerksbetreiber über das Entgelt für die Reservefunktion – zudem mit relativ hohen Summen – zu entschädigen, zumal es dieser Reservehaltung energiewirtschaftlich offenkundig nicht bedarf.

In der Studie wurde ein sehr breites Spektrum von instrumentellen Optionen untersucht:

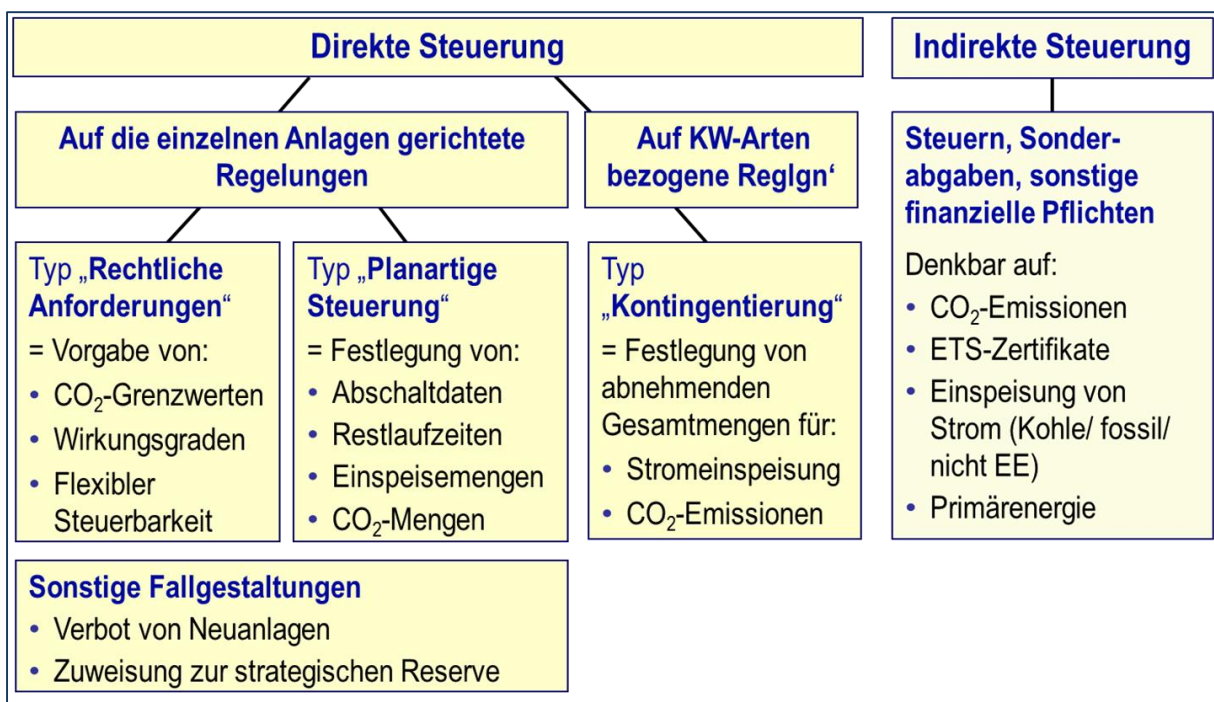


Abbildung 1: mögliche Instrumente für einen Kohleausstieg<sup>22</sup>

Die Untersuchung brachte die folgenden, wesentlichen Ergebnisse<sup>23</sup>:

Unter den direkt wirkenden Instrumenten, d.h. denjenigen, die direkt die klimaschädlichen Wirkungen von Kohlekraftwerken mindern sollen, stellen sich die rechtlichen Ausgangsbedingungen sowohl aus verfassungsrechtlicher wie auch aus EU-rechtlicher

<sup>22</sup> Vgl. Stefan Klinski/ Juri Horst 2016: (Wie) ist ein rascher Kohleausstieg zur Energiewende möglich?. Vortrag von Stefan Klinski und Juri Horst im Rahmen des 5. Saarbrücker Energiekongresses am 03.03.2016, abrufbar unter [http://www.izes.de/cms/upload/pdf/5.\\_EnergieKongress\\_Panel\\_1\\_Stefan\\_Klinski-Juri\\_Horst.pdf](http://www.izes.de/cms/upload/pdf/5._EnergieKongress_Panel_1_Stefan_Klinski-Juri_Horst.pdf).

<sup>23</sup> Vgl. zu den folgenden Ausführungen: IZES/ Stefan Klinski 2015, S. 34-36, abrufbar unter [http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/EM\\_14\\_003.pdf](http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/EM_14_003.pdf).

Sicht für diejenigen Optionen als am günstigsten dar, die das Transformationsziel klar und offen adressieren:

- Abschaltzeiten bzw. Restlaufzeiten,
- anlagenbezogene Reststrommengen oder
- stufenweise sinkende Einspeisungsbudgets
- sowie Kontingentvorgaben für Reststrommengen.

Das liegt auf der Ebene nationalen Verfassungsrechts darin begründet, dass die immissionsschutzrechtliche Anlagengenehmigung für die Kraftwerke, die rechtsdogmatisch die entscheidende Eigentumsposition ist, keinen Vertrauensschutz gegenüber Änderungen der *energierechtlichen* Rahmenbedingungen liefert. Der Vertrauensschutz aus der Anlagengenehmigung erstreckt sich vielmehr ausschließlich auf den Regelungskontext des Immissionsschutzrechts selbst, nicht darauf, dass der Gesetzgeber in anderen Rechtsgebieten Regelungen trifft, die mittelbar auf die Ausnutzbarkeit der Anlagengenehmigung einwirken. Das hat das Bundesverfassungsgericht ausdrücklich anlässlich eines vergleichbaren Konflikts mit dem Tierschutzrecht im Hinblick auf das Verbot der Käfighaltung von Hühnern entschieden.<sup>24</sup>

EU-rechtlich ist entscheidend, dass der AEUV dem einzelnen Mitgliedstaat ausdrücklich die Aufgabe überlässt, „die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen“ (vgl. Art. 192 Abs. 2 sowie 194 Abs. 2 AEUV). Vor diesem Hintergrund kann ein planmäßig gesteuerter Kohleausstieg EU-rechtlich auch nicht mit dem Emissionshandel kollidieren, denn die Bestimmungen des Emissionshandelsrechts dürfen primärrechtlich gar nicht so ausgelegt werden, als würden sie das im höherrangigen AEUV festgelegte Recht der Mitgliedstaaten zur Bestimmungen der grundlegenden Strukturen der Energieversorgung einschränken. Um nichts anderes ginge es jedoch, wenn sich Deutschland entscheiden würde, aus Klimaschutzgründen das Stromversorgungssystem grundlegend zu transformieren – hin zu einem in erster Linie auf erneuerbaren Energien beruhenden und auf die Nutzung von Kohle generell verzichtenden System der Stromversorgung.<sup>25</sup>

Entschädigungsansprüche werden durch die erörterten Optionen für direkte Instrumente demnach grundsätzlich nicht ausgelöst. Bei dem Sonderfall der Zuweisung eines Kraftwerks zur strategischen Reserve wäre das anders, weil den Kraftwerken hier eine neue Funktion im öffentlichen Interesse zugewiesen wird. Damit handelt es sich

---

<sup>24</sup> Vgl. BVerfG-K NVwZ 2010, S. 771, 772 ff.; dazu auch BVerwG ZUR 2009, S. 83, 83 f.; eingehend IZES/ Stefan Klinski 2015, Anhang A.3, S. 29 ff.

<sup>25</sup> Eingeht IZES/ Stefan Klinski 2015, Anhang A.3, S. 82 ff. sowie 91.

eigentumsdogmatisch grundsätzlich um eine entschädigungspflichtige Enteignung, während ein schlichtes planmäßiges Abschalten auf Grund eines Gesetzes als eine „einfache“ Eigentumsbeschränkung anzusehen wäre, die lediglich dem allgemeinen Verhältnismäßigkeitsgebot unterliegt. Angesichts der hochrangigen Gemeinwohlziele des Klimaschutzes stellen sich andere Instrumente (wie z.B. die gesetzliche Festlegung von Abschaltzeiten oder Restlaufzeiten) nach den Erkenntnissen der Studie grundsätzlich als verhältnismäßig dar.

Zwar müssen die wirtschaftlichen Interessen der Anlagenbetreiber im Rahmen der Verhältnismäßigkeit berücksichtigt werden. Ein Rechtsanspruch auf Amortisation lässt sich den Grundrechten jedoch nicht entnehmen. Grundsätzlich können den Anlagenbetreibern mit Blick auf die höherrangigen Ziele des Klimaschutzes wirtschaftliche Belastungen zugemutet werden. Die auf Grund der Instrumente eintretenden Belastungen müssen sich von der Zielsetzung her dabei auch in ihrer konkreten Ausgestaltung als erforderlich darstellen. Bei sorgfältiger Gesetzesplanung dürfte sich das nach den Erkenntnissen der Studie gewährleisten lassen.

## **4 Fazit**

Als wesentliches Kriterium zur Bewertung des vorliegenden Gesetzentwurfs zur „Weiterentwicklung des Strommarktes“ diene in der hiesigen Stellungnahme die Frage nach dessen Angemessenheit für die aktuelle Phase des Übergangs im Rahmen der europäischen Integration des Stromsektors und der Energiewende.

Dabei ist zu begrüßen, dass die im Entwurf zum Strommarktgesetz gewählte Vorgehensweise darin besteht, den „Strommarkt“ (bzw. die Teilmärkte des Spotmarkts und der Regelenergiemärkte) als Instrument zu nutzen, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, während hierfür gleichzeitig zusätzliche Instrumente mit einem kurz- bis mittelfristigen Fokus genutzt werden. Dieser eingeschlagene Weg erscheint gegenwärtig grundsätzlich als angemessen, um die Weiterentwicklung des Stromsektors gestalten zu können, da er ohne eine (verfrühte) Nutzung von langfristigen und möglicherweise nur schwerlich reversibel zu gestaltenden „Kapazitätsinstrumenten“ zur Wahrung der „Vorhaltefunktion“ auszukommen sucht.

Es bleibt jedoch zu konstatieren, dass der Akzent in diesem Gesetz stark auf der Gewährleistung der Versorgungssicherheit liegt, während die genuinen Energiewendeziele [EE-Ausbau und Klimaschutz sowie (Primär)energieeffizienz] nicht gleichrangig behandelt werden. Es bestehen vielfache Ansatzpunkte zur besseren Umsetzung dieser Ziele, die im Rahmen des laufenden Gesetzgebungsverfahrens und (darüber hinaus) dringend Berücksichtigung finden sollten. Insbesondere der Abbau besonders umweltschädlicher Überkapazitäten ist hier als vorrangige Maßnahme zu nennen.