

Universität Duisburg-Essen • 45117 Essen

Deutscher Bundestag  
Ausschuss für Wirtschaft und Energie



## Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)

Sehr geehrte Damen und Herren,

anliegend übersende ich Ihnen meine Stellungnahme zum oben genannten Gesetz.

Mit freundlichen Grüßen

Prof. Dr. Christoph Weber

### Lehrstuhl für Energie- wirtschaft

*Prof. Dr. Christoph Weber*

Tel.: +49 201 / 183 – 2966  
Fax: +49 201 / 183 - 2703

christoph.weber@uni-due.de

Raum R11 T07 D43  
Straße Universitätsstrasse 11  
Ort Essen

**Datum: 30.04. 2015**

Postanschriften / Kontakt  
47048 Duisburg  
Tel.: 0203 / 379 - 0  
Fax: 0203 / 379 - 3333  
Nachbriefkasten: Gebäude LG

45117 Essen  
Tel.: 0201 / 183 - 0  
Fax: 0201 / 183 - 2151  
Nachbriefkasten: Gebäude T01

Bankverbindung  
Konto 269 803  
Sparkasse Essen  
BLZ 360 501 05  
IBAN: DE40 3605 0105 0000 269  
803  
SWIFT/BIC: SPESDE 3EXXX

Öffentliche Verkehrsmittel  
Duisburg: Straßenbahn 901  
Bus 924, 926, 933  
Essen: U-Bahn 11, 17, 18  
Straßenbahn 101, 103, 105, 106,  
107, 109  
Bus SB16, 145, 147, 154, 155,  
166, 196

**Prof. Dr. Christoph Weber:**

**Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)**

**I. Allgemeine Anmerkungen**

1. Es handelt sich bei dem vorliegenden Gesetzesvorhaben zweifellos um ein wichtiges Vorhaben zur Weiterführung des Umbaus des deutschen Energiesystems und zur Erreichung der klimapolitischen Ziele der Bundesrepublik Deutschland. Aus Sicht des Sachverständigen ist es auf jeden Fall auch zu begrüßen, dass mit diesem Gesetz das Funktionieren des Elektrizitätsmarktes gestärkt werden soll und Markt und Erneuerbare besser aufeinander abgestimmt werden sollen.
2. Es ist auch vorab festzuhalten und zu bekräftigen, dass die Organisation von wettbewerblichen Elektrizitätsmärkten eine Vielzahl von regulatorischen Eingriffen erfordert, häufig mehr als in anderen Märkten. Dies ist nicht nur in Deutschland und Europa zu beobachten sondern auch in allen wettbewerblichen Märkten weltweit (z. B. USA, Australien, Kolumbien). Denn bei Elektrizität ist immer auch das Zusammenwirken des Marktes mit dem Netzbetrieb zu regeln, da im Netzbereich wettbewerbliche Regelungen aufgrund des natürlichen Monopolcharakters zumeist nicht möglich sind.
3. Dahingehend ist besonders zu begrüßen, dass beim Netzausbau von der bisherigen Maßgabe eines engpassfreien Netzausbaus abgewichen wird und ökonomische Überlegungen in Form einer Spitzenlastkappung Eingang in das Gesetz gefunden haben. Die Wahl der Kapungsgrenze ist hier nach Verständnis des Sachverständigen nicht auf Basis einer detaillierten Güterabwägung erfolgt. Dennoch erscheint sie zumindest in der Größenordnung zweifellos sachgemäß.

**II. Regelungen zur Entschädigung bei Spitzenlastkappung**

4. Nicht nachvollziehbar ist aus Sicht des Sachverständigen jedoch, dass die Regelungen zur Entschädigung der Anlagenbetreiber im Fall des Einspeisemanagements unverändert belassen worden sind. Damit wird eine doppelte Chance verpasst: die Möglichkeit der Entlastung der Konsumenten um Kosten für sowieso nicht genutzten Strom und die Möglichkeit gezielter Anreize für einen besser netzverträglichen Zubau und Betrieb von Erneuerbarenanlagen.
5. Dass Konsumenten für etwas bezahlen, was weder sie noch andere erhalten, weil es gar nicht produziert bzw. abtransportiert werden kann, ist ein politisches Negativsymbol für die Energiewende und unterminiert längerfristig die Akzeptanz von Mehrkosten für Erneuerbare Energien.
6. Die ökonomischen Verluste für die Erneuerbarenanlagenbetreiber würden bei einer entschädigungslosen Spitzenlastkappung im Rahmen des Einspeisemanagements auf 3 % des Jahresenergieertrags sehr begrenzt bleiben, nämlich auf 3 % oder weniger der jährlichen

Erlöse. Die natürlichen, wetterbedingten Schwankungen im jährlichen Energieertrag (und damit bei den Erlösen) sind insbesondere bei Windenergieanlagen weit größer, Schwankungen um +/- 10 % und mehr sind hier keine Seltenheit (vgl. etwa IWR Windertragindex <http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/index.html>). In der seit dem EEG 2014 verpflichtenden Direktvermarktung werden die Erlösrückgänge durch Spitzenlastkappung noch geringer als 3 % ausfallen, da hohe Windeinspeisungen mit niedrigen Strompreisen korrelieren. Zudem können im Rahmen des im EEG 2016 vorgesehenen Ausschreibungsverfahrens Ertragsrisiken bei den individuellen Preisgeboten eingepreist werden.

7. Bei einer solchen entschädigungslosen Spitzenlastkappung werden aber klare Anreize an Windanlageninvestoren geschaffen, bei gleichwertigen Standorten diejenigen auszuwählen, an denen eine Netzanbindung problemloser möglich ist. Auch gibt es hier klare Anreize für einen flexiblen, netzorientierten Betrieb.
8. Anreize für einen flexiblen netzorientierten Betrieb sind zwingend erforderlich, wenn Speicher und nachfrageseitige Flexibilitätsmaßnahmen (Lastmanagement) zukünftig einen größeren Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten sollen. Wenn Zwischenspeichern und Lastverschieben einen Mehrwert gegenüber Abregeln bieten, dann werden diese Maßnahmen verstärkt genutzt, ohne dass dafür spezielle Förderprogramme oder Markteingriffe konzipiert werden. Entsprechende Ansätze werden demnächst in enera und anderen Demonstrationsvorhaben im Rahmen von SINTEG (Schaufenster Intelligente Energie) erprobt und profitieren von Rahmenbedingungen, bei denen auch bei Erneuerbaren die tatsächliche Wertigkeit von Einspeisung sich in der Vergütung widerspiegelt.
9. Bei Umsetzung einer begrenzten, entschädigungslosen Spitzenlastkappung im Rahmen des Einspeisemanagements erhöht sich der administrative Aufwand für die Beteiligten im Vergleich zu den Regelungen im Gesetzesentwurf nicht oder nur unwesentlich. Denn auch in der aktuellen Regelung sind in § 13 Absatz 7 umfassende Begründungs- und Belegpflichten für Maßnahmen des Einspeisemanagements vorgesehen.

### **III. Regelungen zur Kapazitäts- und Netzreserve**

10. In der vorgeschlagenen Form sind die Regelungen zur Kapazitäts- und zur Netzreserve für eine Übergangsphase vertretbar.
11. Längerfristig erscheint ein umfassender Kapazitätsmechanismus zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bei gleichzeitig hinreichenden Anreizen für Investitionen in flexible konventionelle Erzeugungsanlagen vorteilhaft (vgl. Endbericht DESIRE <https://www.ewl.wiwi.uni-due.de/forschung/projekte/desire/>). Denn nur ein solcher Mechanismus, ob dezentral oder zentral organisiert, wird in der Lage sein, angemessene und zumindest einigermaßen stabile Anreize für

Investitionen in flexible konventionelle Komplemente zu den erneuerbaren Energien zu setzen.

12. Die Netzreserve ist zweifellos solange erforderlich, wie Netzengpässe im innerdeutschen Stromnetz dazu führen, dass ein einheitliches Marktgebiet für Gesamtdeutschland die Transportengpässe im innerdeutschen Netz nicht angemessen reflektiert und die entsprechenden Marktpreise folglich auch nicht die erforderlichen Signale für den regional differenzierten Weiterbetrieb oder Neubau von Erzeugungsanlagen liefern.
13. Der Fortschritt beim Ausbau der elektrischen Übertragungsnetze bleibt schon seit vielen Jahren hinter den Planungen und Erwartungen zurück. Dies hat in den letzten Jahren zu einer starken Zunahme der Eingriffe der Netzbetreiber (Redispatch) in den marktbasieren Betrieb geführt. Nach Ansicht des Sachverständigen ist es nicht sachgerecht, davon auszugehen, dass die Situation sich in den kommenden Jahren grundsätzlich ändern wird. Daher erscheint es zumindest angemessen, Vorbereitungen für die Einführung von mehreren Strompreiszonen in Deutschland zu treffen.

#### **IV. Weitere Regelungen**

14. Die geplanten Regelungen zur Einbeziehung des Lastmanagements in die Regelleistungserbringung (Artikel 4) schaffen Rahmenbedingungen, die eine verstärkte Nutzung dieser Flexibilitätsoption in Zukunft begünstigen. Allerdings wird ohne Neuregelungen im Bereich der Netznutzungsentgelte die Nutzung von Lastverschiebepotenzialen in der Regelleistung in vielen Fällen an dann fälligen höheren Netznutzungsentgelten scheitern.
15. Die vorgesehenen Regelungen zu den Informationspflichten in EnWG § 12 Absatz 4ff sowie §111d bis §111f sind sehr umfassend formuliert und verdoppeln teilweise Informationsverpflichtungen, die bereits auf europäischer Ebene bestehen. Jedoch ist hier auf jeden Fall zu begrüßen, dass diese Regelungen auf eine Vereinheitlichung und damit prinzipiell eine Reduzierung der Informationspflichten abzielen. Fragwürdig erscheint allerdings, dass die bereitzustellenden Informationen in EnWG § 12 Absatz 4 sehr allgemein als „insbesondere Stammdaten, Planungsdaten und Echtzeit-Daten“ charakterisiert werden. Bei Echtzeit-Daten, aber teilweise auch bei Planungsdaten handelt es sich häufig um sehr große Datenbestände, deren Bereitstellung und Verarbeitung nur mit spezialisierten Werkzeugen sinnvoll möglich ist. Die Bestimmung, dass die angeforderten Informationen „[...] notwendig sind, damit die Elektrizitätsversorgungsnetze sicher und zuverlässig betrieben, gewartet und ausgebaut werden können“ ist auch sehr umfassend und zugleich unbestimmt. Zugleich erfolgt keinerlei Relativierung im Hinblick auf die Verhältnismäßigkeit von Informationsverpflichtung und Informationsnutzen.

## **V. Schlussbemerkungen**

16. Für eine erfolgreiche Weiterführung des Umbaus des deutschen Energiesystems ist der vorliegende Entwurf eines Strommarktgesetzes zweifellos ein wichtiger Schritt. Dieser muss aber ergänzt werden um eine konsistente Einbindung in einen möglichst einheitlichen europäischen Regulierungsrahmen, um den Umbau möglichst effizient zu gestalten. Auch erscheint es für das Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele wesentlich, mittel- und längerfristig verstärkt auf einen (stabilisierten) CO<sub>2</sub>-Marktmechanismus zu setzen, der jedoch auf jeden Fall europaweit (idealerweise jedoch global) einheitlich auszugestalten ist. Damit kann das Ausufern spezifischer Förder- und Verbotsmaßnahmen verhindert werden und es werden konsistente Signale für die möglichst effiziente Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen gesetzt.