

---

# IASS STUDY

Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS)

Potsdam, April 2014

# Bürgerbeteiligung und Kosteneffizienz

**Eckpunkte für die Finanzierung  
erneuerbarer Energien und  
die Aktivierung von Lastmanagement**

Dr. David Jacobs, Dr. Dominik Schäuble, Benjamin Bayer,  
Hannes Peinl, Dr. Kathrin Goldammer, Dr. Dolores Volkert,  
Carolin Sperk, Professor Dr. Klaus Töpfer

---

*„Die Energiewende muss als Gemeinschaftswerk für die Zukunft so gestaltet werden, dass Energie sicher, umwelt- und sozialverträglich und zu wettbewerbsfähigen Preisen bereitgestellt wird.  
[...] Der Übergang in ein Zeitalter einer konsequenten Verbesserung der Energieeffizienz und zur Nutzung erneuerbarer Energien ist ein Prozess, der die gesamte Gesellschaft fordert.“*

Ethikkommission 2011

---

# Inhalt

Zusammenfassung und Kernaussagen 4

**1.** Einleitung 8

**2.** Grundlagen und Prämissen 9

**3.** Vorschläge für die Finanzierung erneuerbarer Energien 13

**4.** Vorschläge für die Aktivierung von Lastmanagement 27

**5.** Zusammenfassung und Ausblick 38

Anhang

**Anhang 1: Die Arbeitsgruppe „Marktsystem für erneuerbare Energien“ 40**

**Glossar 41**

**Literaturverzeichnis 45**

# Zusammenfassung und Kernaussagen

Die Energiewende findet weiterhin große Zustimmung in der Bevölkerung. Eine breite Mehrheit unterstützt den Ausbau erneuerbarer Energien und den damit verbundenen Umbau des Stromsystems. Dennoch ist eine grundlegende Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) und des Strommarktdesigns notwendig. Ein wachsender Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien muss in das Strom- und Energiesystem kosteneffizient integriert werden.

In den vergangenen Monaten wurden dazu viele Vorschläge unterbreitet (für eine Vergleich der wichtigsten Vorschläge siehe Schäuble, Peinl et al. 2014). Die Plattform Energiewende hat ihre Kernthesen – die in dieser Studie detaillierter dargelegt werden – bereits im November 2013 in einem Policy Brief umrissen (Jacobs, Schäuble et al. 2013). Die Vorschläge der Plattform Energiewende beruhen auf drei grundlegenden Eckpunkten.

Erstens sollten alte Erneuerbare-Energien-Anlagen, für die bereits Zahlungsverpflichtungen im Rahmen des EEG eingegangen worden sind, künftig nicht mehr ausschließlich über die Umlage finanziert werden, sondern teilweise über einen Vorleistungsfonds. Das EEG hat industrialisierungsbedingte Innovationen hervorgerufen, die – analog zu anderen Stromerzeugungstechnologien – nicht über eine Umlage auf den Strompreis finanziert werden sollten. Damit sinkt der Strompreis, und die Haushalte und Industrie werden entlastet. Zudem würde dadurch in der öffentlichen Wahrnehmung deutlich werden, dass Wind und Photovoltaik (PV) schon heute Strom zu Kosten erzeugen, die mit neuen, konventionellen Kraftwerken vergleichbar sind.

Zweitens sollte das Erneuerbare-Energien-Gesetz so ausgestaltet werden, dass die Finanzierungskosten minimiert und möglichst vielen Bürgerinnen und Bürgern auch in Zukunft Investitionsmöglichkeiten geboten werden. Eine Wälzung von Preisrisiko auf Anlagenbetreiber sollte nur vorgenommen werden, wenn dadurch eine substantielle Änderung in der Anlagenfahrweise oder Anlagenauslegung erreicht wird. Daraus ergibt sich eine grundlegende Andersbehandlung von fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind und Photovoltaik) und steuerbaren Erzeugungsanlagen.

Drittens muss aufgrund des steigenden Anteils von nichtsteuerbaren Technologien wie Wind und Photovoltaik die Flexibilität des Stromsystems erhöht werden. Dafür sollte auch Lastmanagement genutzt und sollten bestehende Hürden für die Marktteilnahme zeitnah abgebaut werden.

Die vorliegende Studie beinhaltet Vorschläge für die Finanzierung von erneuerbaren Energien innerhalb des EEGs und für die Aktivierung von Lastmanagement. Die Vorschläge für die Refinanzierung von Altanlagen über einen Vorleistungsfonds werden in gesonderten Gutachten beleuchtet. Im Detail schlägt die Plattform Energiewende folgende Maßnahmen für die Finanzierung erneuerbarer Energien vor:

- Die Finanzierung von Wind- und PV-Anlagen sollte weiterhin über reformierte Einspeisevergütungen organisiert werden. Wind- und PV-Anlagen haben einen sehr hohen Kapitalkostenanteil, keine Brennstoff-/Grenzkosten und sind nicht steuerbar, soweit nicht Speichertechnologien verfügbar gemacht werden können. Die Festpreisvergütung ermöglicht weitge-

---

hende Ertragssicherheit und minimiert dadurch die Risikozuschläge bei der Anlagenfinanzierung. Darüber hinaus ist eine Wälzung von Preisrisiken (d. h. Preisschwankungen auf dem Spotmarkt) auf Wind- und PV-Erzeuger nicht produktiv, da diese Anlagen aufgrund der dargebotsabhängigen Erzeugung nur sehr begrenzt fähig sind, auf Marktpreise zu reagieren. Eine Flexibilisierung des Systems kann durch ein Zusammenspiel unterschiedlicher erneuerbarer Energien erreicht werden. Anlagenbetreiber werden verpflichtet, jede produzierte Kilowattstunde Wind- und PV-Strom zu den festgelegten Preisen ins Stromnetz einzuspeisen. Nur Anlagen, die zu keinem Zeitpunkt von regulierten Preisen profitiert haben, sollten die Möglichkeit erhalten, den Strom anderweitig zu nutzen oder zu vermarkten (z. B. Eigenverbrauch). Mitnahmeeffekte zugunsten von Wind- und PV-Anlagenbetreibern werden dadurch reduziert (Abschnitt 3.1).

■ Die Preisregulierung für Wind- und PV-Anlagen sollte auch nach der 20-jährigen Vergütungsdauer fortgesetzt werden („Goldenes Ende“). Die Einspeisevergütung wird dann auf die Wartungs- und Instandhaltungskosten der abgeschriebenen Wind- und PV-Anlagen (plus einer gewissen Rendite für den Anlagenbetreiber) abgesenkt. Hierbei sollten die geplanten Abgaben auf den Eigenverbrauch berücksichtigt werden. Die Einspeisung des erzeugten Wind- und PV-Stroms ist für diejenigen Erzeuger verpflichtend, die zuvor Einspeisevergütungen erhalten haben. Durch die Regulierung des „Goldenen Endes“ können Mitnahmeeffekte verhindert und kann der Letztverbraucher an den wirtschaftlichen Vorteilen von abgeschriebenen Wind- und PV-Anlagen beteiligt werden. So leisten Wind- und PV-Anlagen einen Beitrag zur Finanzierung des Gesamtsystems. Diese Regelung könnte auch für Bestandsanlagen eingeführt werden (Abschnitt 3.2).

■ Die Vermarktung von Wind- und PV-Strom sollte zentral organisiert werden. Die zentrale Vermarktung ermöglicht eine höhere Prognosegüte, senkt damit die Kosten für Regelenergie und erhöht die Versorgungssicherheit. Für einen verbesserten Intraday-Handel sollte der zentrale Vermarkter auf Ist-Einspeisungsdaten der Anlagenbetreiber zurückgreifen können. Die Fernsteuerung aller Anlagen sollte verpflichtend werden. Sollte eine zentrale Vermarktung aufgrund möglicher Änderungen des europäischen Beihilferechts in Zukunft nicht mehr möglich sein, können kleine Erzeuger durch eine sogenannte Deminimis-Regelung von der verpflichtenden Direktvermarktung ausgenommen werden. Auch für Bürgerwindparks sollte der Gesetzgeber Ausnahmeregelungen ermöglichen (Abschnitt 3.3).

■ Das Marktprämienmodell sollte vornehmlich für steuerbare erneuerbare Energien genutzt und weiterentwickelt werden. Bei diesen Technologien kann der Anlagenbetreiber die Fahrweise steuern und an die Stromnachfrage anpassen. Die summierte Einspeisung durch erneuerbare Energien kann damit verstetigt werden. Steuerbare Anlagen sind in der Lage, durch Reaktion auf Marktpreise ihre Erlöse zu optimieren, die Risikowälzung ist hier produktiv. Die Marktprämienzahlungen sind aufgrund der relativ hohen Kapital- und Brennstoffkosten um Kapazitätzahlungen zu ergänzen. Für steuerbare Anlagen sollten außerdem die Voraussetzungen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt vereinfacht werden (Abschnitt 3.4).

■ Auch in der Festpreisvergütung sollten Anlagen bei stark negativen Strompreisen abgeregelt und die Vergütungszahlungen ausgesetzt werden. Aufgrund der geringen Stunden mit stark negativen Strompreisen können die Anlagenbetreiber dieses Mengenrisiko übernehmen. Einerseits wird so das EEG-Konto entlastet. Andererseits bestehen immer noch Anreize zur Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke (Abschnitt 3.5).

■ Im Rahmen des Einspeisemanagements sollte die Abregelung von Wind- und PV-Anlagen durch einen vorausschauenden Netzausbau weitestgehend verhindert werden. In ausgewiesenen Windvorranggebieten sollte dem Netzbetreiber beispielsweise ein antizipierender Netzausbau möglich sein. Sollte es im Rahmen von Netzengpässen dennoch zur Abregelung kommen, ist eine Risikowälzung auf Wind- und PV-Anlagen durchführbar. Die nicht abgenommenen Strommengen werden dann nicht länger vergütet. Dafür verlängert sich jedoch der Vergütungszeitraum um die Anzahl der abgeregelten Stunden (20 Jahre plus x Stunden) (Abschnitt 3.6).

■ Die Festlegung der Vergütungssätze sollte neu institutionalisiert und auf Grundlage einer fundierten Markt- und Technologieanalyse nach einer transparenten Berechnungsmethode durch eine Fachbehörde festgelegt werden. Der Prozess der Vergütungsfestlegung ist zeitnah und unabhängig zu organisieren. Die Grundlagen des EEGs werden dagegen weiterhin im parlamentarischen Verfahren festgelegt (Abschnitt 3.7).

■ Offshore-Windparks, die bereits die entsprechende Netzkapazität bei den Übertragungsnetzbetreibern beantragt haben, sollten weiterhin über die bestehende EEG-Vergütung gefördert werden. Für alle weiteren Offshore-Windparks sollte über eine Ausschreibung die optimale Vergütungshöhe ermittelt und gleichzeitig die Zubaumenge gesteuert werden (Abschnitt 3.8).

■ Die Mengensteuerung erneuerbarer Energien sollte in eine umfassendere Systemplanung integriert werden. Dabei sollten Optimierungsziele für die Mengensteuerung (Systemkosten, Netzausbau etc.) in einem Konsultationsprozess transparent diskutiert und nachvollziehbar dargestellt werden (Abschnitt 3.9).

Die Erzeugungsleistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ist nicht beliebig steuerbar. Zur Deckung der Residuallast sind deshalb sogenannte Flexibilitätsoptionen nötig. Neben steuerbaren Kraftwerken (z. B. Gaskraftwerk) oder Energiespeichern (z. B. Pumpspeicherkraftwerk) können bis zu einem gewissen Grad auch flexible Lasten einen wichtigen Beitrag leisten. Der deutsche Elektrizitätsmarkt bietet für flexible Lasten den Energiemarkt (Börsenhandel oder OTC-Handel), den Regelleistungsmarkt und die Verordnung für abschaltbare Lasten (kurz AbLaV) an. Für die Aktivierung flexibler Lasten unterbreitet die Plattform Energiewende folgende Vorschläge:

■ Prinzipiell ist die Struktur der Spotmärkte geeignet, den erforderlichen Flexibilitätsbedarf in der nahen Zukunft zu decken. Entsprechend sind auf kurze Sicht keine tief greifenden Änderungen oder ergänzenden Fördermaßnahmen (z. B. Investitionszuschuss für thermische/physische Speicher) notwendig (Abschnitt 4.4.1).

■ Die Charakteristiken des Regelleistungsmarktes sollten an die Bedürfnisse von flexiblen Lasten angepasst werden, um den Wettbewerb zwischen angebots- und nachfrageseitigen Optionen zu ermöglichen und die Systemeffizienz zu erhöhen. Flexible Lasten sollten bereits heute Erfahrungen am Regelleistungsmarkt sammeln, um den perspektivisch steigenden Regelleistungsbedarf bedienen zu können. Beispielsweise kann der Ausschreibungszeitraum von bis zu einer Woche auf einen Tag reduziert werden. Zudem kann die Mindestproduktlaufzeit von bis zu 24 Stunden auf eine Stunde verkürzt werden (Abschnitt 4.4.2).

---

■ Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) sollte nach der dreijährigen Probezeit auslaufen. Bei der AbLaV handelt es sich um ein zusätzliches Förderungsinstrument für industrielle Lasten, das für den derzeitigen Flexibilitätsbedarf im Stromsystem nicht notwendig ist. Die Zielsetzung sollte stattdessen lauten, Wettbewerb zwischen angebots- und nachfrage-seitigen Optionen zu ermöglichen. Sollte sich in den kommenden Jahren ein Kapazitätsinstrument als notwendig erweisen, ist zu prüfen, in welchem Umfang abschaltbare Lasten mit eingeschränkter Einsatzzeit (z. B. 20 oder 100 Stunden) in diesem Rahmen einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Zudem ist zu prüfen, welche Vergütungsmechanismen für abschaltbare Lasten in diesem Rahmen angemessen sind und ob sie an die Kostenstruktur von abschaltbaren Lasten – kleine Fixkosten, hohe variable Kosten – angepasst werden können. Zudem ist zu klären, wie sich verschiebbare Lasten angemessen in Kapazitätsmärkte integrieren lassen (Abschnitt 4.4.3).

■ Die bestehenden Markteintrittsbarrieren für unabhängige Lastmanagement-Aggregatoren sollten abgeschafft werden. Der Gesetzgeber sollte die Rollen von Aggregatoren im Energiewirtschaftsgesetz definieren und Standardverträge sowie Standard-Kommunikationsschnittstellen einführen (Abschnitt 4.4.4.1).

■ Die Regelungen der Netzentgelte sollten weiterentwickelt werden, damit flexible Lasten keine erhöhten Netzentgelte für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt entrichten müssen. Zudem sollte die Berechnung der Benutzungsstundenzahl überarbeitet werden, sodass die Teilnahme am Regelleistungsmarkt nicht die Beantragung von reduzierten Netzentgelten verhindert (Abschnitt 4.4.4.2).

# 1. Einleitung

Die deutsche Energiewende ist ein langfristiges Gemeinschaftswerk. Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien wird weiterhin von einer breiten Mehrheit der Bevölkerung unterstützt. Dennoch ist eine grundlegende Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und des Strommarktdesigns notwendig. In den vergangenen Monaten wurden dazu viele Studien herausgegeben, die Vorschläge für die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und die künftige Finanzierung erneuerbarer Energien in Deutschland beinhalten. Ein Vergleich der Studieninhalte wurde von der Plattform Energiewende im Februar 2014 präsentiert (Schäuble, Peinl et al. 2014). Die Plattform Energiewende hat ihre Kernthesen bereits im November 2013 in einem Policy Brief dargelegt (Jacobs, Schäuble et al. 2013). Die entsprechenden Vorschläge werden in dieser Studie näher beleuchtet.

Die vorliegende Studie beinhaltet Vorschläge für die Finanzierung von erneuerbaren Energien innerhalb des EEGs und für die Aktivierung von Lastmanagement.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz sollte dabei so ausgestaltet werden, dass die Finanzierungskosten minimiert und möglichst vielen Bürgerinnen und Bürgern auch in Zukunft Investitionsmöglichkeiten geboten werden. Zudem muss aufgrund des steigenden Anteils von nichtsteuerbaren Technologien wie Wind und Photovoltaik die Flexibilität des Stromsystems erhöht werden. Dafür sollte auch Lastmanagement genutzt und sollten bestehende Hürden für die Marktteilnahme zeitnah abgebaut werden.

Zunächst stehen die Grundlagen und Prämissen bezüglich der Finanzierung erneuerbarer Energien in Deutschland im Mittelpunkt der Betrachtung (Kapitel 2). Im Folgenden werden die Vorschläge der Plattform Energiewende für die Finanzierung erneuerbarer Energien (Kapitel 3) und für die Aktivierung von Lastmanagement dargestellt (Kapitel 4). Abschließend werden die Ergebnisse zusammengefasst und ausblickend die kommenden wichtigen Themen der Energiewende dargestellt (Kapitel 5).



---

# 2. Grundlagen und Prämissen

Wenn Deutschland das sich selbst gesteckte Ziel von mindestens 80 % Regenerativstrom bis 2050 erreichen will, wird ein Großteil der Strombereitstellung aus Windkraft und Solarenergie erfolgen müssen. Der sich abzeichnende politische Kompromiss zur Reform des EEG erklärt die vollständige Refinanzierung der Erneuerbare-Energien-Anlagen über den Strommarkt zum mittelfristigen Ziel. Diese Zielsetzung verkennt die Tatsache, dass sich selbst konventionelle Kraftwerke derzeit nicht über Einnahmen aus den bestehenden Strommärkten (Terminmarkt, Spotmarkt, Regelenergiemarkt etc.) refinanzieren können.

Zudem unterscheiden sich Windenergie- und Photovoltaikanlagen maßgeblich von anderen Stromerzeugungstechnologien und sollten im Rahmen des Strommarktdesigns daher auch anders behandelt werden.<sup>1</sup> Die gängige Unterscheidung zwischen erneuerbaren Energien und fossilen Erzeugungstechnologien ist für das Design des künftigen Strommarkts nicht länger zielführend. Im Rahmen der Diskussion um das EEG 2.0 werden wichtige Eigenschaften von Wind und PV (dargebotsabhängig, grenzkostenfrei, kapitalintensiv) nicht berücksichtigt. Zudem wird durch eine nicht produktive Risikowälzung auf Erzeuger von Wind- und PV-Anlagen eine breite finanzielle Beteiligung von Bürgern erschwert. Die notwendige Flexibilität im Stromsystem zur Deckung der Residuallast muss neben steuerbaren Kraftwerken oder Energiespeichern auch über eine Anpassung der Stromnachfrage herbeigeführt werden.

## 2.1 Eigenschaften von Wind und Photovoltaik im Gegensatz zu steuerbaren Erzeugungstechnologien

**Erstens** sind Windkraft und Photovoltaik dargebotsabhängig. Unter Dargebotsabhängigkeit versteht man die Wetterabhängigkeit dieser Technologien. Entsprechend dem Wetter fluktuiert ihre Einspeisung. Technisch sind Wind- und PV-Anlagen zwar regelbar, werden aber typischerweise nur bei Engpassituationen gesteuert und dann lediglich abgeregelt oder heruntergefahren. Im Gegensatz zu steuerbaren Erzeugungsanlagen kann die Erzeugung von Wind- und PV-Anlagen also nur sehr bedingt an die Stromnachfrage angepasst werden.

**Zweitens** haben Wind- und Solaranlagen nahezu keine Grenzkosten. Bei der Stromproduktion aus Sonne und Wind gibt es keine Brennstoffkosten und auch keine Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Daher werden sie im Strommarkt, der ein Grenzkostenmarkt ist, in der Regel zuerst abgenommen. Durch die fehlenden Grenzkosten und die zuvor beschriebenen sehr eingeschränkten Möglichkeiten zur Steuerung reagieren diese Anlagen nur äußerst bedingt auf Marktpreise des Grenzkostenmarkts. Allenfalls bei negativen Spotmarktpreisen würde ein Anlagenbetreiber aus betriebswirtschaftlicher Logik seine Anlage abschalten (siehe dazu auch Abschnitt 3.5). Ansonsten produzieren diese Anlagen immer Strom, wenn der Wind weht und die Sonne scheint – unabhängig davon, ob der Preis an der Strombörse nun bei ein 1 €/MWh oder bei 1.000 €/MWh liegt.

<sup>1</sup> Die nachfolgenden Aspekte treffen im Wesentlichen auch auf Laufwasserkraft zu.

Zudem erschwert sich für grenzkostenfreie Technologien wie Wind und Photovoltaik die Refinanzierung der Anlagen am Spotmarkt. Dieser Effekt wird als Merit-Order-Effekt bezeichnet und wurde bereits in vielen Ländern mit steigenden Anteilen von Wind und Photovoltaik analysiert (Rader und Short 1998; Sáenz de Miera, Del Río González et al. 2008; Sensfuß, Ragwitz et al. 2008; Bode und Groscurth 2010). Bei steigenden Anteilen von grenzkostenfreien erneuerbaren Energien sinkt der Spotmarktpreis und damit auch die Einnahmemöglichkeiten dieser Erzeuger über den Strommarkt. In Deutschland ist der sogenannte Marktwert Solar – also der Wert für am Spotmarkt verkauften Solarstrom – in den vergangenen Jahren signifikant gefallen. Im Jahr 2012 lag der Marktwert Solar bei 4,50 €cent/kWh und im Jahr 2013 bei nur noch 3,97 €cent/kWh.<sup>2</sup> Bei weiter steigenden Anteilen von Wind und Photovoltaik ist davon auszugehen, dass sich dieser Effekt verstärkt. Somit gestaltet sich die Refinanzierung von Wind- und PV-Anlagen über Einnahmen aus dem Spotmarkt auch mittel- und langfristig als schwierig.

**Drittens** zeichnen sich Wind- und Solaranlagen durch relativ hohe Kapitalkosten aus – in Kombination mit relativ geringen Wartungskosten und keinen Brennstoffkosten. Dabei unterscheiden sie sich maßgeblich von anderen Stromerzeugungstechnologien. Gaskraftwerke haben beispielsweise relativ geringe Kapitalkosten, relativ hohe Wartungskosten und tendenziell hohe Brennstoffkosten. Die Kosten von Wind- und Solarstrom hängen also maßgeblich von den Kapitalkosten (Eigenkapital und Fremdkapital) ab. Über eine hohe Investitionssicherheit wird Kapital in der Regel günstiger. Der Erfolg des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist maßgeblich auf diesen Zusammenhang zurückzuführen: Da Wind- und Solarstromproduzenten über das EEG die Einnahmen über die nächsten 20 Jahre abschätzen können, investieren sie in Anlagen und können diese zu relativ geringen Kapitalkosten refinanzieren.

Um die Ziele der deutschen Energiewende zu erreichen, müssen noch große Mengen an neuer Wind- und PV-Leistung zugebaut werden. Daher besteht – auch aus volkswirtschaftlicher Sicht – ein großes Interesse daran, die Finanzierungskosten möglichst gering zu halten. Schon geringfügig höhere Finanzierungskosten fallen angesichts der hohen Gesamtinvestitionssummen für den Umbau des Stromsystems ins Gewicht. Bei Wind und Photovoltaik sollte daher das oberste Ziel sein, die Kapitalkosten so gering wie möglich zu halten. Dies wirkt sich letztlich auch kostenkennend auf die Endkundenpreise aus.

Bei einem Umstieg von einem System mit festen Vergütungssätzen zu einer gleitenden Marktprämie mit Direktvermarktung gehen Projektentwickler und Investoren beispielsweise davon aus, dass sich die Kapitalkosten um 50 bis 215 Basispunkte erhöhen (Giebel und Breitschopf 2011: 26; Hern, Radov et al. 2013: 21). Auch bei einem Wechsel zu Ausschreibungsmodellen ist davon auszugehen, dass die Kapitalkosten steigen werden (Grau 2014). Das Gleiche gilt für einen Wechsel zu ex-ante definierten Prämienzahlungen. Bei der Entscheidung, ob mehr Preisrisiken auf EE-Erzeuger gewälzt werden sollten, gibt es also einen Zielkonflikt zwischen möglichen positiven Effekten auf die Anlagenauslegung und Fahrweise und den daraus resultierenden höheren Finanzierungskosten.

### 2.2 Bürgerbeteiligung bei erneuerbaren Energien in Deutschland

Die finanzielle Beteiligung von Bürgern ist in Deutschland kein Nischenmarkt. Knapp die Hälfte der in Deutschland installierten Leistung von erneuerbaren Energien wurde von Bürgern finanziert (trend:research und Leuphana 2013). Die Beteiligung von Bürgern bei der Finanzierung erneuerbarer Energien ist dabei kein Mehrwert an sich, sondern ein Vehikel für lokale Wertschöpfung und Akzeptanz für den weiteren Ausbau von Wind und PV (Heinbach, Aretz et al. 2014).

<sup>2</sup> Siehe <http://www.netztransparenz.de/de/Referenzmarktwerte.htm>, letzter Zugriff am 31.03.2014.

---

Dabei sollte berücksichtigt werden, dass kleinere, dezentral agierende Akteure (private Haushalte, Bürgerwindparks, Energiegenossenschaften etc.) tendenziell niedrigere Renditeerwartungen haben, dafür jedoch bei ihren Investitionsentscheidungen risikoscheuer sind. Hohe Risiken bei der Anlagenrefinanzierung oder bei der Vermarktung könnten also zu einer Benachteiligung kleiner Akteure führen.

Diese Zusammenhänge sollten auch bei der Festlegung der europäischen Beihilferichtlinien für Energie und Umwelt berücksichtigt werden. In einem zweistufigen Konsultationsverfahren wird die Europäische Kommission die neuen Beihilferichtlinien bis zum Sommer 2014 festlegen. Der erste Entwurf der Richtlinien sieht feste Einspeisetarife nur noch für Anlagen bis ein Megawatt Leistung vor (EU Commission 2013). Die Fähigkeit von Stromerzeugern, mehr Risiken im Rahmen von Marktprämienmodellen oder Ausschreibungen zu übernehmen, hängt jedoch nicht von der Anlagengröße, sondern in erster Linie von der Betreiberstruktur ab. Auch kleine, dezentrale Akteure können große Anlagen finanzieren und betreiben.

Neben einer sozial verträglichen Gestaltung der Kosten der Energiewende sollte den Bürgern also die Möglichkeit gegeben werden, sich aktiv an der Energiewende zu beteiligen. Dafür muss der Förderrahmen für erneuerbare Energie so ausgestaltet sein, dass die bestehende Akteursvielfalt erhalten bleibt und insbesondere auch kleine, dezentrale Akteure weiterhin die Möglichkeit haben, sich finanziell zu beteiligen.



---

# 3. Vorschläge für die Finanzierung erneuerbarer Energien

Auf Basis der oben dargestellten Grundlagen und Prämissen werden im Folgenden Empfehlungen für die Finanzierung erneuerbarer Energien dargestellt.<sup>3</sup> Grundsätzlich gehen wir bei den nachstehenden Vorschlägen der Frage nach, welche Akteure welche Risiken tragen sollen und welche Institutionen am besten für die Erfüllung bestimmter Aufgaben geeignet sind.

Die Marktintegration erneuerbarer Energien ist kein Ziel an sich, sondern ein Vehikel für bessere Systemintegration. Maßnahmen zur Integration in den Grenzkostenmarkt sollten daher auf systemisch passende, d. h. regelbare Technologien mit Grenzkosten, abzielen. Es sollte die Frage gestellt werden, welche Erzeugungstechnologien auf Strompreissignale reagieren können und welche nicht (oder nur sehr bedingt). Die Wälzung eines gewissen Mengenrisikos (wie viele Kilowattstunden kann ich zu den garantierten Preisen verkaufen?) auf Wind- und PV-Erzeuger halten wir dennoch für möglich. Steuerbare Erzeugungstechnologien sollten hingegen mit dem Strompreis konfrontiert werden, um so ihre Anlagenfahrweise an die Stromnachfrage anzupassen.

## **3.1 Die Finanzierung von Wind und PV über reformierte Einspeisevergütungen fortsetzen**

Momentan haben Wind- und PV-Stromproduzenten die Möglichkeit, zwischen verschiedenen Vergütungs- und Vermarktungsoptionen zu wechseln (feste Vergütung, Marktprämienmodell und Eigenverbrauch). Diese Wahlfreiheit wurde ursprünglich geschaffen, damit sich die Erzeuger von Wind- und Solarstrom allmählich mit den bestehenden Märkten vertraut machen und die Förderung – nach der Phase der Technologieförderung – auslaufen kann. Wie oben dargestellt, ist jedoch nicht davon auszugehen, dass sich Wind- und PV-Anlagen mittelfristig am Markt refinanzieren können. Aufgrund der angestrebten Anteile aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und dem daraus resultierenden Merit-Order-Effekt ist auch langfristig gesehen eine Refinanzierung von Anlagen über den Spotmarkt eher unwahrscheinlich.

<sup>3</sup> Von der TU Berlin-WIP wurde in der Arbeitsgruppe am IASS Input aus laufenden Arbeiten zum institutionellen Stromsektordesign im Rahmen von BMU-Forschungsprojekten geleistet, auf den bei der Erarbeitung der Inhalte zurückgegriffen wurde. Zentrale Zwischenergebnisse aus dem Projekt „Weiterentwicklung des Marktdesigns und der Netzregulierung zur Transformation des Stromsystems“ wurden zur Verfügung gestellt. Ein entsprechendes erstes Arbeitspapier wurde im Februar 2014 veröffentlicht. Siehe dazu auch (Becker und Hoffrichter 2014).

Bei dem bisher verfolgten Modell der Marktintegration wird zudem ein wesentlicher Vorteil von Wind- und Solarenergie vernachlässigt: die Möglichkeit der langfristigen Preisstabilisierung. Technologien ohne Brennstoffkosten haben das Potenzial, den Strompreis für Endkunden in Zeiten von steigenden CO<sub>2</sub>-Emissionen und Brennstoffkosten zu stabilisieren. Über die Einspeisepflicht und den Ausschluss alternativer Vermarktungsoptionen wird „Rosinenpicken“ verhindert und das Gesamtsystem günstiger. Über eine konsequente Preisregulierung und eine damit verbundene Einspeiseverpflichtung zu den festgelegten Konditionen könnten diese Vorteile gehoben werden. So wie ein privater Haushalt derzeit durch Eigenstromerzeugung seine privaten Stromkosten stabilisieren kann (Vorhersehbarkeit eines Teils der Stromkosten für die kommenden Dekaden) könnten dann alle Stromverbraucher von Stromerzeugungstechnologien ohne Brennstoffkosten profitieren.

Wenn Wind- und Solarstromproduzenten jedoch angereizt werden, ihren Strom über den Spotmarkt zu verkaufen, ist eine Entkopplung der tendenziell steigenden Kosten für konventionell erzeugten Strom und konstante (Finanzierungs-)Kosten von kapitalintensiven erneuerbaren Energien ohne Grenzkosten nicht möglich. Die Markträumung erfolgt in der Regel durch konventionelle Kraftwerke mit Grenzkosten, und erneuerbare Energien ohne Grenzkosten würden davon profitieren – auch wenn sie zuvor schon finanziell gefördert worden sind.

Daher ist die Preisregulierung im Bereich der Wind- und Solarstromproduktion konsequenter umzusetzen. Insbesondere der optionale Wechsel zwischen der festen Einspeisevergütung und anderen Vermarktungsoptionen soll unterbunden werden. Wenn Regenerativstromerzeuger die Vorteile fester Einspeisevergütungen nutzen und dadurch keinem Preisrisiko ausgesetzt sind, sollten sie auch langfristig gezwungen sein, den erzeugten Strom zu vorher definierten Konditionen abzugeben. Hierbei sollten Regelungen für die gesamte Lebensdauer der Anlagen angestrebt werden (siehe dazu auch Abschnitt 3.2).

In den vergangenen Jahren sind die Spotmarktpreise für Strom stark gefallen. Dies hing in erster Linie mit sinkenden CO<sub>2</sub>-Preisen, weniger Stromnachfrage aufgrund der wirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland und Europa, dem steigenden Anteil von erneuerbaren Energien ohne Grenzkosten und erheblichen Überkapazitäten zusammen. Solange wir es mit einem relativ niedrigen Großhandelspreis zu tun haben, sind die Ambivalenzen des bisherigen Ansatzes zur Marktintegration erneuerbarer Energien ohne Grenzkosten noch nicht sehr offensichtlich. Bei einem Spotmarktpreis von 40 €/MWh könnte man argumentieren, dass die Erlöse beispielsweise die Wartungskosten einer Offshore-Windenergieanlage decken können.

Man kann sich für die kommenden 20 bis 30 Jahre jedoch auch Szenarien mit steigenden Spotmarktpreisen vorstellen. Wenn:

- bestehende Überkapazitäten aus Zeiten monopolistisch organisierter Strommärkte nicht weiter bestehen;
- der CO<sub>2</sub>-Preis stark ansteigt, z. B. über eine Reform des europäischen Emissionshandelssystems oder die Etablierung von CO<sub>2</sub>-Steuern;
- die Brennstoffkosten für Gas und Kohle aufgrund einer internationalen Verknappung der Ressourcen kräftig ansteigen.

Sollten dann EE-Kraftwerke ohne Grenzkosten (Wind und Solar) nicht 100 % der Stromnachfrage decken, wird der Marktpreis beispielsweise von einem Gaskraftwerk gesetzt (mit potenziell hohen CO<sub>2</sub>- und Brennstoffkosten). In diesem Fall setzt dann eine Erzeugungstechnologie mit sehr hohen Grenzkosten den Preis für Technologien gänzlich ohne Grenzkosten. Wenn Wind- und Solarstromproduzenten in diesen Zeiten die Möglichkeit erhalten, ihren Strom über die Strombörse zu verkaufen, obwohl sie zuvor bereits über Einspeisevergütungen gefördert worden sind, können erheblich Mitnahmeeffekte entstehen. Dies würde insbesondere dann der Fall sein, wenn sich der Gesetzgeber in Deutschland gegen die Implementierung eines Kapazitätsmarkts entscheidet und die Refinanzierung von regelbaren Kraftwerken in Zukunft über sehr volatile Spotmarktpreise erreicht werden soll.

Die Plattform Energiewende schlägt vor, die Finanzierung von Wind- und PV-Anlagen weiterhin über reformierte Einspeisevergütungen zu organisieren, die die tatsächlichen Stromgestehungskosten reflektieren. Wind- und PV-Anlagen haben einen sehr hohen Kapitalkostenanteil, keine Brennstoff-/Grenzkosten und sind nicht steuerbar, soweit nicht Speichertechnologien verfügbar gemacht werden können.

Die Festpreisvergütung ermöglicht weitgehende Ertragssicherheit und minimiert dadurch die Risikozuschläge bei der Anlagenfinanzierung. Dadurch sinken die Gesamtkosten für den Ausbau erneuerbarer Energien. Darüber hinaus ist eine Wälzung von Preisrisiken (d. h. Preisschwankungen auf dem Spotmarkt) auf Wind- und PV-Erzeuger nicht produktiv, da diese Anlagen aufgrund der dargebotsabhängigen Erzeugung nur sehr begrenzt fähig sind, auf Marktpreise zu reagieren (nur bei negativen Strompreisen, siehe unten). Eine Flexibilisierung des Systems kann durch ein Zusammenspiel unterschiedlicher erneuerbarer Energien erreicht werden. Anlagenbetreiber werden verpflichtet, jede produzierte Kilowattstunde Wind- und PV-Strom zu den festgelegten Preisen ins Stromnetz einzuspeisen. Nur Anlagen, die zu keinem Zeitpunkt von regulierten Preisen profitiert haben, sollten die Möglichkeit erhalten, den Strom anderweitig zu nutzen oder zu vermarkten (z. B. Eigenverbrauch). Mitnahmeeffekte zugunsten von Wind- und PV-Anlagenbetreibern werden dadurch reduziert.

### 3.2 Preisregulierung für das „Goldenen Ende“ fortsetzen

In den kommenden Dekaden werden im Bereich der Windenergie und Photovoltaik Investitionen in Höhe von mehreren Hundert Milliarden Euro getätigt worden sein. Die Investoren in die Energieerzeugungsinfrastruktur sind im EEG weitestgehend von Preisrisiken befreit, bzw. das Risiko wurde durch die EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt. Da es sich bei Investitionen in Windkraft- und Photovoltaikanlagen in erster Linie um die Refinanzierung von Kapitalkosten handelt, kann der Ausbau von Wind- und Solarenergie auch mit anderen Infrastrukturinvestitionen verglichen werden.

Daher stellt sich die Frage: Wer profitiert letztendlich von der geschaffenen „Erzeugungsinfrastruktur“? Wenn das Preisrisiko für die Investitionen weitgehend auf die Letztverbraucher umgelegt worden ist, fragt sich, was mit den abgeschriebenen Anlagen nach dem Ende der Vergütungsdauer geschieht? Diese Frage stellt sich insbesondere für die Photovoltaik, da hier davon ausgegangen werden kann, dass die Anlagen bis zu 30 Jahre lang Strom liefern (Raugei und Frankl 2009; Breyer und Gerlach 2013). Auch im Bereich der Onshore-Windenergie sind Windkraftanlagen an relativ windschwachen Standorten für einen längeren Betrieb als 20 Jahre geeignet (Berkhout, Faulstich et al. 2013).<sup>4</sup>

Momentan können Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber nach dem Ende der Vergütungsdauer – und auch während der 20-jährigen Vergütungsdauer – in andere Vermarktungsoptionen wechseln. Insbesondere der Eigenverbrauch von PV-Strom wird nach dem Ende der Vergütungsdauer attraktiv werden. Die bisherige Regelung (oder „Nichtregulierung“) entspricht der Grundüberzeugung, dass erneuerbare Energien über die EEG-Vergütung eine Anschubfinanzierung erhalten („das EEG als Instrument zur Technologieeinführung“), die es ihnen dann erlaubt, sich am Markt zu behaupten.

<sup>4</sup> Bei Windkraftanlagen könnten Regelungen des „Goldenen Endes“ letztendlich weniger relevant sein, da bereits heute durch Re-Powering versucht wird, alte Bestandsanlagen durch leistungsstärkere Windkraftanlagen zu ersetzen. Diese Maßnahmen werden in erster Linie ergriffen, um sehr windhöfliche Standorte besser zu nutzen. Bei der Photovoltaik besteht diese Flächenkonkurrenz jedoch nicht. Es ist allerdings zu bedenken, dass insbesondere im Bereich der Konversionsflächen Pachtverträge nur für 20 Jahre geschlossen werden.

Wind- und Solarstromproduzenten werden im Rahmen des EEG jedoch von wesentlichen Risiken, die normalerweise bei der Refinanzierung über den Grenzkostenmarkt bestehen, entbunden (Preisrisiko, Mengenrisiko, Vermarktungsrisiko etc.). Das Preisrisiko wurde auf den Letztverbraucher gewälzt, während der Anlagenbetreiber über die Vermarktung des Stroms frei entscheiden und so zusätzliche Einnahmen erzielen kann. Ziel einer (Preis-)Regulierung des „Goldenen Endes“ ist es also, mögliche Mitnahmeeffekte zu verhindern und einen gesamtgesellschaftlichen Ausgleich von Nutzen und Risiken herbeizuführen. Die Einspeisevergütung wird dann auf die Wartungs- und Instandhaltungskosten der abgeschriebenen Wind- und PV-Anlagen (plus einer gewissen Rendite für den Anlagenbetreiber) abgesenkt.<sup>5</sup> Etwaige Abgaben auf den Eigenverbrauch sollten hierbei berücksichtigt werden. Zudem sollte geprüft werden, für Kleinstanlagen eine Deminimis-Regelung einzuführen. Da die Vergütungszahlungen für das „Goldene Ende“ voraussichtlich unterhalb der Erlöse am Spotmarkt liegen, könnten die Erlöse zur Refinanzierung von Altanlagen über den Vorleistungsfonds genutzt werden.

Nach der 20-jährigen Vergütungsdauer können die Anlagenbetreiber frei entscheiden, ob sie die bestehende Anlage durch eine neue Anlage ersetzen oder ob sie die Anlage weiterbetreiben und den Strom zu den regulierten Vergütungssätzen vollständig ins Netz einspeisen wollen. Für den Regulierer besteht bei der Preisregulierung nach den ersten 20 Jahren also die Schwierigkeit, einerseits ausreichende Anreize für die optimale Wartung und den optimalen Betrieb der Anlagen zu setzen, andererseits jedoch nicht den Ersatz der bestehenden Anlage durch wahrscheinlich leistungsstärkere Neuanlagen zu behindern.<sup>6</sup>

**Die Plattform Energiewende schlägt vor, die Preisregulierung für Wind- und PV-Anlagen auch nach der 20-jährigen Vergütungsdauer fortzusetzen („Goldenes Ende“). Die Einspeisevergütung wird dann auf die Wartungs- und Instandhaltungskosten der abgeschriebenen Wind- und PV-Anlagen (plus einer gewissen Rendite für den Anlagenbetreiber) abgesenkt. Hierbei sollten die geplanten Abgaben auf den Eigenverbrauch berücksichtigt werden. Die Erlöse kommen dann dem EEG-Konto zugute und können für die Finanzierung der Altlasten genutzt werden. Die Einspeisung des erzeugten Wind- und PV-Stroms ist für diejenigen Erzeuger verpflichtend, die zuvor Einspeisevergütungen erhalten haben. Durch die Regulierung des „Goldenen Endes“ können Mitnahmeeffekte verhindert und kann der Letztverbraucher an den wirtschaftlichen Vorteilen von abgeschriebenen Wind- und PV-Anlagen beteiligt werden. So leisten Wind- und PV-Anlagen einen Beitrag zur Finanzierung des Gesamtsystems. Diese Regelung könnte auch für Bestandsanlagen eingeführt werden.**

### **3.3 Vermarktung von Wind- und Solarstrom zentral organisieren**

Die Frage der Vermarktung von Regenerativstrom in Deutschland ist eng mit der Diskussion um die Vergütungsoptionen verknüpft. Im Rahmen der Festpreisvergütung wird der Strom von den Netzbetreibern aufgenommen und von den Übertragungsnetzbetreibern zentral vermarktet. Hier aggregiert der Übertragungsnetzbetreiber alle EEG-Anlagen in einem Bilanzkreis, prognostiziert die zu erwartende Stromerzeugung für den Folgetag, handelt diese Menge an der Strombörse und stellt die Kosten für eventuelle Abweichungen dem EEG-Konto in Rechnung.

<sup>5</sup> Eine Streckung der Vergütungssätze für PV-Anlagen auf 30 Jahren ist nicht sinnvoll, da die Finanzierung der Anlagen somit wahrscheinlich erschwert werden würde. Zudem ist es auch politisch nur schwer vermittelbar, die Zahlungsdauer der Vergütung zu verlängern.

<sup>6</sup> Dies ist insbesondere im Rahmen der Windenergie an Land zu bedenken, da hier die guten Standorte begrenzt sind.



Bei dem Marktprämienmodell wird diese Aufgabe hingegen von Direktvermarktern dezentral übernommen. Entsprechend dem EEG-Referentenentwurf sollen ab 2017 alle Anlagen ab einer Leistung von 100 kW zur Direktvermarktung verpflichtet werden (BMWi 2014). Die verpflichtende Direktvermarktung wird von einer Reihe von Akteuren und Instituten unterstützt (siehe Schäuble, Peinl et al. 2014). Finanzinstitutionen und kleinere Akteure haben hingegen auf die daraus resultierenden Risiken hingewiesen und sich daher für eine optionale Direktvermarktung ausgesprochen (BEE 2013; BEE n 2014; DGRV 2014). Bei der Frage „Wer vermarktet den Wind- und Solarstrom?“ ist zunächst klarzustellen, dass das zu vermarktende Produkt das gleiche bleibt. Auch in Zukunft wird Wind- und Solarstrom dann produziert, wenn der Wind weht und wenn die Sonne scheint. Für beide Optionen – zentrale Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber oder Direktvermarktung – werden zudem dieselben Vermarktungsplätze genutzt.

Gegen die zentrale Vermarktung von Wind- und Solarstrom im Rahmen des Marktprämienmodells sprechen die Unbundling-Vorschriften, also eine klare Trennung der Akteure in den Bereichen Erzeugung und Transport von Strom. Bei einem weiter steigenden Anteil erneuerbarer Energien stellt sich die Frage, ob die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber als Vermarkter des EE-Stroms angesichts des Unbundlings in liberalisierten Strommärkten auch in Zukunft sinnvoll ist. Schließlich werden dann substantielle Anteile der Gesamtstromerzeugung von den Netzbetreibern vermarktet. Zudem könnte eine zentrale Vermarktung in Zukunft beihilferechtlich problematisch sein. Im Dezember 2013 wurde von der Europäischen Kommission ein erster Entwurf der Leitlinien für Umweltbeihilfen für den Zeitraum 2014 bis 2020 vorgelegt.

Zudem wird davon ausgegangen, dass die Übertragungsnetzbetreiber – trotz bestehender Regelungen und Anreize – kein ausreichendes Interesse daran haben, den zu vermarktenden Strom auch zu den bestmöglichen Konditionen zu verkaufen, indem beispielsweise die Prognose der zu erwartenden Wind- und Solareinspeisung verbessert wird. Seitens der Übertragungsnetzbetreiber wird vielmehr argumentiert, dass bereits zur Erreichung der Versorgungssicherheit eine möglichst hohe Prognosegüte angestrebt wird.

Bei Wind- und PV-Anlagen sind die Prognosen diversen stochastischen Faktoren unterworfen, z. B. der Entwicklung lokaler Windströme und der Bewegung von Wolken über PV-Anlagen. Je höher die Prognosegenauigkeit, desto höher – tendenziell – die Kosten für Ausgleichsenergie bei der Bilanzkreisführung. Die Prognosegüte hängt neben den oben genannten Faktoren (Chaos, Technik) jedoch insbesondere von der Größe eines Portfolios und dessen Diversifikation ab. Zum Beispiel hat das Gesamt-EEG-Portfolio eines Übertragungsnetzbetreibers tendenziell eine höhere Prognosegüte als das einzelner Windanlagenbetreiber, da die Aggregation verschiedener EEG-Anlagen mit unterschiedlicher regionaler Aufstellung und Wetterexposition einen glättenden Effekt hat: Prognoseabweichungen gleichen sich gegenseitig aus; das Gesamtportfolio weicht weniger ab.

Bei der Direktvermarktung wird das Prognoserisiko auf die Anlagenbetreiber bzw. die Direktvermarkter gewälzt. Als Prognoserisiko bezeichnet man die Unsicherheit durch Abweichungen der tatsächlichen Erzeugung bzw. des tatsächlichen Verbrauchs von den prognostizierten Werten.<sup>7</sup> Direktvermarkter haben also Interesse an möglichst guten Prognosen und daran, durch entsprechende Handlungsfähigkeit Prognoseabweichungen auszugleichen, beispielsweise durch kontinuierlichen Handel an den Intraday-Märkten.

<sup>7</sup> Jeder Betreiber eines Bilanzkreises ist in Deutschland verpflichtet, seinen geplanten Verbrauch bzw. die geplante Erzeugung auf Viertelstundenbasis einzuhalten. Hält der Bilanzkreis seine Planung nicht ein, so gleicht der Übertragungsnetzbetreiber den Bilanzkreis durch die sogenannte Ausgleichsenergie aus. Diese kann zu Kosten oder Erlösen führen (Erlöse dann, wenn der Bilanzkreis just so fehlversorgt ist, dass er genau die Fehlversorgung anderer Bilanzkreise ausgleicht und damit das Versorgungssystem automatisch stabilisiert). In der wirtschaftlichen Rechnung muss man allerdings davon ausgehen, dass Ausgleichsenergie ein nicht quantifizierbarer Kostenfaktor ist, also eine Preisunsicherheit, d. h. ein Risiko, darstellt. Konventionelle Kraftwerke werden dadurch angehalten, in eine sichere Steuerung zu investieren, und haben typischerweise eine hohe Prognosegüte.

Gegen eine (verpflichtende) Direktvermarktung spricht das dadurch steigende Risiko für kleine Akteure. Die Direktvermarktung ist insbesondere für kleinere Stromerzeuger mit Kosten und Risiken behaftet. Erstens sind die entstehenden Transaktionskosten für kleine Anlagen bedeutend höher. Zweitens könnten kleinere Anbieter stärker der Verhandlungsmacht weniger, großer Direktvermarkter ausgesetzt sein. Drittens könnten durch eine verpflichtende Direktvermarktung die Risikoaufschläge der Banken steigen, da die Investitionssicherheit im Vergleich mit Festpreisvergütungen sinkt.

Zudem zeichnen sich in der Direktvermarktung bereits heute oligopolistische Strukturen ab. Die natürlichen Vorteile eines größeren, regional differenzierten Portfolios sind auch auf dem Markt sichtbar. Bei der Einführung der Direktvermarktung mit dem Marktprämienmodell am 1. Januar 2011 sind zunächst viele Akteure auf den Markt gedrängt, deren Anzahl aber seitdem kontinuierlich abgenommen hat. Größere Portfolios, geführt von Betreibern konventioneller Kraftwerke, konnten sich am stärksten bei der Aufnahme des Stroms aus erneuerbaren Energien in der Direktvermarktung durchsetzen. In der Folge wird die Direktvermarktung heute von einigen wenigen Akteuren dominiert.

Große Direktvermarkter haben einen Vorteil gegenüber kleineren Direktvermarktern. Analog hat ein zentraler Vermarkter, der den erzeugten Wind- und Solarstrom bündelt, einen Vorteil gegenüber einer Reihe von großen Direktvermarktern – auch wenn dieser Mengenvorteil ab einer bestimmten Größe abnimmt. Bei der zentralen Vermarktung von Wind- und Solarstrom kann das jetzige System beibehalten werden (Vermarktung über die Übertragungsnetzbetreiber), da dieses aufgrund der engen Vorgaben bezüglich der Vermarktung die vier ÜNBs faktisch wie ein großer zentraler Vermarkter agiert.

**Die Plattform Energiewende schlägt daher vor, die Vermarktung von Wind- und PV-Strom zentral zu organisieren. Die zentrale Vermarktung ermöglicht eine höhere Prognosegüte, senkt**

**damit die Kosten für Regelleistung und erhöht die Versorgungssicherheit. Für einen verbesserten Intraday-Handel sollte der zentrale Vermarkter auf Ist-Einspeisungsdaten der Anlagenbetreiber zurückgreifen können. Die Fernsteuerung aller Anlagen sollte verpflichtend werden. Sollte eine zentrale Vermarktung aufgrund möglicher Änderungen des europäischen Beihilferechts in Zukunft nicht mehr möglich sein, können kleine Erzeuger durch eine sogenannte Deminimis-Regelung von der verpflichtenden Direktvermarktung ausgenommen werden. Auch für Bürgerwindparks sollte der Gesetzgeber Ausnahmeregelungen ermöglichen.**

### **3.4 Gleitende Marktprämie und Kapazitätzahlungen für steuerbare erneuerbare Energien**

Für steuerbare erneuerbare Energien, insbesondere Biomasse und Biogas, ist eine Konfrontation der Anlagenbetreiber mit dem Strompreissignal wirksam und daher sinnvoll. Hier kann der Anlagenbetreiber die Fahrweise steuern und an die Stromnachfrage oder die Fluktuationen von Wind und Photovoltaik anpassen. Steuerbare Anlagen sind in der Lage, durch Reaktion auf Marktpreise ihre Erlöse zu optimieren; die Preisrisikowälzung ist hier produktiv.

Daher sollte das bestehende Marktprämienmodell fortgesetzt und ausgebaut werden. Dementsprechend ist für steuerbare erneuerbare Energien auch die Direktvermarktung sinnvoll. Bei der Ausgestaltung des Marktprämienmodells stellt sich die Frage, ob Anlagenbetreiber lediglich mit kurzfristigen Strompreisschwankungen konfrontiert werden sollen (gleitende Marktprämie) oder ob auch langfristige Veränderungen der Spotmarktpreise kalkulieren sollten (Ex-ante-Fixprämie). Im Rahmen der gleitenden Marktprämie für steuerbare erneuerbare Energien erhalten die Anlagenbetreiber einen Anreiz, um ihre Anlagenauslegung und ihre Anlagenfahrweise zu optimieren. Eine zusätzliche Konfrontation der Anlagenbetreiber mit langfristigen Strompreisschwankungen scheint angesichts des übergeordneten Ziels, den Anteil erneuerbarer Energien stetig zu erhöhen, nicht sinnvoll zu sein.

Die gleitende Marktprämie sollte jedoch nicht zu hoch angesetzt werden, da sonst die gewünschte Steuerungswirkung des Spotmarkts untergraben wird. Da sich Biogas- und Biomasseanlagen jedoch durch relative hohe spezifische Kapitalkosten (3.000 bis 5.000 €/kW) und relative hohe Betriebs- und Brennstoffkosten (60 bis 100 €/MWh) auszeichnen, sind zusätzliche Kapazitätszahlungen zur Refinanzierung der Kapitalkosten notwendig (Kost, Mayer et al. 2013). Durch die Kapazitätszahlung können außerdem die niedrigeren Volllaststunden pro Jahr kompensiert werden. Zudem sollte geprüft werden, ob die Flexibilität von Biogas durch eine vermehrte Einspeisung ins Gasnetz besser genutzt werden kann. Für steuerbare Anlagen sollten außerdem die Voraussetzungen zur Teilnahme am Regulenergiemarkt vereinfacht werden ((Gawel und Purkus 2012) siehe dazu auch Abschnitt 4.4.2).

**Die Plattform Energiewende schlägt vor, das Marktprämienmodell vornehmlich für steuerbare erneuerbare Energien zu nutzen und weiterzuentwickeln. Bei diesen Technologien kann der Anlagenbetreiber die Fahrweise steuern und an die Stromnachfrage anpassen. Die summierte Einspeisung durch erneuerbare Energien kann damit verstetigt werden. Steuerbare Anlagen sind in der Lage, durch Reaktion auf Marktpreise ihre Erlöse zu optimieren; die Risikowälzung ist hier produktiv. Die Marktprämienzahlungen sind aufgrund der relativ hohen Kapital- und Brennstoffkosten um Kapazitätszahlungen zu ergänzen. Für steuerbare Anlagen sollten außerdem die Voraussetzungen zur Teilnahme am Regulenergiemarkt vereinfacht werden.**

### **3.5 Vergütungszahlung bei stark negativen Spotmarktpreisen stoppen**

In der Vergangenheit sind in einigen Stunden des Jahres stark negative Spotmarktpreise aufgetreten (17 Stunden im Jahr 2012).<sup>8</sup> Negative Strompreise treten dann auf, wenn das Angebot die Stromnachfrage übersteigt. Das ist beispielsweise der Fall, wenn der Stromverbrauch bei gleichzeitig hoher Einspeisung gering ist und wenn diese Einspeisung nicht abgeschaltet werden kann oder soll. Konventionelle Kraftwerke mit geringer Flexibilität in ihrer Fahrweise generieren so eine Einspeisung, genauso wie erneuerbare Energien, die im Rahmen des EEG „Vorrang“ genießen. Im aktuellen Marktsystem können diese Stromerzeuger ihren Strom zu negativen Preisen anbieten, d. h., sie zahlen für die Abnahme des Stroms Geld.

Durch die vorrangige Abnahme von Regenerativstrom im Rahmen der festen Vergütungssätze bieten die dafür zuständigen Übertragungsnetzbetreiber den Strom aus erneuerbaren Energien trotz negativer Strompreise am Spotmarkt an, um somit sicherzustellen, dass dieser Strom (durch die fehlende Flexibilität der Fahrweise konventioneller Kraftwerke) zuerst abgenommen wird.

Im Rahmen des Marktprämienmodells haben Erneuerbare-Energien-Erzeuger bereits heute den ökonomischen Anreiz, ihre Anlagen bei negativen Strompreisen unterhalb der negativen Marktprämien abzuschalten. Bei Windenergie ist dies beispielsweise bei ca. -50 €/MWh der Fall. Fraglich ist, ob diese Regelung auch bei festen Einspeisevergütungen eingeführt werden sollte. Dagegen spricht, dass negative Strompreise eine wertvolle Steuerungswirkung im Elektrizitätssystem entwickeln und mehr Flexibilität anreizen können. Betreiber von konventionellen Kraftwerken mit geringer Flexibilität erhalten so das Signal, ihre Anlagen nachzurüsten oder gegebenenfalls zu ersetzen. Aus klimapolitischer Sicht ist es zudem sinnvoll, erneuerbaren Strom auch bei negativen Strompreisen anzunehmen und nicht den Strom aus unflexiblen konventionellen Kraftwerken.<sup>9</sup>

<sup>8</sup> Der Begriff „stark negativ“ bezieht sich hier auf Werte unterhalb der negativen Marktprämie von Windkraftanlagen, d. h. -50 €/MWh und darunter.

<sup>9</sup> Zu bedenken ist in diesem Zusammenhang jedoch, dass bei einer niedrigen Auslastung von konventionellen Kraftwerken der Wirkungsgrad sinkt und somit die spezifischen Emissionen steigen.

Zudem können stärkere Fluktuationen der Strommarktpreise – nach unten und nach oben – mittelfristig zu einer Flexibilisierung der Nachfrage führen. Es kann also davon ausgegangen werden, dass negative Strompreise nur ein vorübergehendes Phänomen darstellen, da bei niedrigen oder negativen Preisen mehr Nachfrage generiert werden wird. Hier könnte beispielsweise die Nutzung von Strom im Wärme- markt eine wichtige Rolle spielen.

Wird die Vergütungszahlung an Regenerativstromerzeuger bei negativen Strompreisen fortgesetzt, erhöht sich dadurch in erster Linie das finanzielle Risiko der Betreiber unflexibler konventioneller Kraftwerke. Dies ist der Fall, wenn die Kraftwerksbetreiber ihren Strom bei noch niedrigeren negativen Preisen anbieten müssen. Das entstehende Preisrisiko wird also auf die Betreiber unflexibler konventioneller Kraftwerke gewälzt. Die Preise sinken weiter ins Negative, und somit erhöhen sich die Kosten für den Weiterbetrieb dieser Kraftwerke. Im Rahmen ihrer technischen Möglichkeiten besteht dadurch also ein Anreiz, die Flexibilität ihrer Fahrweise zu erhöhen. Dadurch entstehen jedoch volkswirtschaftliche Wohlfahrtsverluste.

Negative Strompreise entwickeln also eine wichtige Steuerungswirkung im Rahmen der Flexibilisierung des Kraftwerksparks. Es entstehen gesellschaftliche Wohlfahrtsverluste. Zudem ist es politisch schwer zu vermitteln, die Vergütungszahlungen für erneuerbare Energien auch dann fortzusetzen, wenn der Strom „keinen Wert“ mehr hat.

**Die Plattform Energiewende schlägt daher vor, Erzeuger in der Festpreisvergütung bei stark negativen Strompreisen abzuregeln und die Vergütungszahlungen auszusetzen. Aufgrund der geringen Stunden mit stark negativen Strompreisen können die Anlagenbetreiber dieses Mengenrisiko übernehmen. Einerseits wird so das EEG-Konto entlastet. Andererseits bestehen immer noch Anreize zur Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke.**

### 3.6 Vergütungszahlungen bei Einspeisemanagement aussetzen und anhängen

Im Rahmen des Einspeisemanagements haben Netzbetreiber die Möglichkeit, Anlagen aus Gründen der Netzstabilität abzuschalten. Dies betrifft derzeit in erster Linie Windkraftanlagen in Norddeutschland, die aufgrund von Netzengpässen abgeschaltet werden müssen. In diesen Fällen stellt sich die Frage, ob der nicht abgenommene Strom dennoch vergütet werden sollte. Die Frage ist eng mit der Abwägung verbunden, welcher Akteur das Risiko für Netzengpässe tragen sollte: Der einzelne Anlagenbetreiber oder die Allgemeinheit, da der Netzausbau eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe ist?

Momentan werden im Rahmen des Einspeisemanagements leicht reduzierte Vergütungssätze an die Erneuerbare-Energien-Erzeuger gezahlt (95 % der ursprünglichen Vergütung), um den Projektplanern (und Anlagenbetreibern) so einen Anreiz zu einer netztechnisch optimalen Standortwahl zu setzen. Bei einer weiteren Absenkung oder Streichung der Vergütungszahlungen im Rahmen des Einspeisemanagements würden die Anreize verstärkt, Standorte zu wählen, an denen die Einspeisung des Stroms kurz- und langfristig gesichert ist.<sup>10</sup>

Zudem wird die Streichung der Einspeisevergütung bei Einspeisemanagement vorgeschlagen, da es politisch schwer zu vermitteln ist, für nicht genutzten Strom zu bezahlen. Anlagenbetreiber können die in den kommenden 20 Jahren auftretenden Netzengpässe jedoch nur bedingt antizipieren. Dennoch ist davon auszugehen, dass Anlagenbetreiber im Bereich des Einspeisemanagements ein gewisses Mengenrisiko tragen können.

<sup>10</sup> Eine weitere Variante ist das von IGBCE vorgeschlagene „hinten anhängen“ von Vergütungszeit. Abgeregelte Stunden können an das Ende der Vergütungszeit angehängt werden. Hierbei ist jedoch zu bedenken, dass aufgrund der Inflation die nominale Vergütungszahlung mehrere Jahre oder Dekaden später weniger wert ist.

**Die Plattform Energiewende schlägt vor, die Abregelung von Wind- und PV-Anlagen durch einen vorausschauenden Netzausbau weitestgehend zu verhindern. In ausgewiesenen Windvorranggebieten sollte dem Netzbetreiber beispielsweise ein antizipierender Netzausbau ermöglicht werden. Sollte es im Rahmen von Netzengpässen dennoch zur Abregelung kommen, ist eine Risikowälzung auf Wind- und PV-Anlagen möglich. Die nicht abgenommenen Strommengen werden dann nicht länger vergütet. Dafür verlängert sich jedoch der Vergütungszeitraum um die Anzahl der abgeregelten Stunden (20 Jahre plus x Stunden).**

### **3.7 Festlegung der Vergütungssätze neu institutionalisieren**

Heute werden die Vergütungssätze über Novellen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes festgelegt. Wie bei jedem anderen Gesetz auch hat der Bundestag das letzte Wort bei der Vergütungshöhe für jede einzelne Technologie. Konkret verläuft die Festsetzung der Vergütungssätze folgendermaßen: Im Rahmen der EEG-Erfahrungsberichte beauftragt das zuständige Ministerium vor den planmäßigen EEG-Novellen Forschungsinstitute mit der Analyse der Technologie- und Marktentwicklung der verschiedenen Technologien. Diese Forschungsinstitute unterbreiten dann Vorschläge für die eventuell notwendige Anpassung der Vergütungssätze. Darauf aufbauend wird vom zuständigen Ministerium anschließend ein Referentenentwurf erarbeitet, der an die Bundesregierung weitergeleitet wird. Die Bundesregierung verfasst einen Gesetzesentwurf für das novellierte EEG und leitet diesen an den Bundestag weiter. Weitere Änderungen des EEG – inklusive der Vergütungssätze – können dann im Bundestag vorgenommen werden. Bei den vergangenen Novellierungen wurden letzte Änderungen zudem durch den Bundesrat veranlasst. Von der wissenschaftlichen Berechnung der Vergütungssätze durch Forschungsinstitute bis zur endgültigen Festschreibung der Vergütungssätze im Bundesgesetzblatt ist es also ein sehr langer politischer Weg.

Für eine Weiterführung des bisherigen Verfahrens zur Festlegung der Vergütungssätze spricht, dass das EEG ein „Parlamentsgesetz“ ist und weder das Stromeinspeisungsgesetz von 1990 noch das EEG von 2000 ohne die Initiativen einzelner Parlamentarier auf den Weg gebracht worden wäre. Zudem kann bezweifelt werden, dass es bei einer Festlegung der Vergütungssätze durch andere Institutionen zu geringerer politischer Einflussnahme kommen würde. In jedem Fall wäre der Entscheidungsfindungsprozess bei einem solchen Vorgehen jedoch weniger transparent als im gesetzgeberischen Verfahren.

Andererseits kann argumentiert werden, dass ein weniger politisch getriebener Prozess zu Ergebnissen/Vergütungssätzen führen könnte, die sich weitestgehend an wissenschaftlichen Markt- und Technologieanalysen orientieren. Bei den vergangenen EEG-Novellen war zu beobachten, dass durch den Bundestag Anpassungen der Vergütungssätze (nach oben) in der Regel bei den Technologien Wind und PV vorgenommen worden sind – die Technologien mit der am stärksten organisierten Industrievertretung.

Außerdem kann die Festlegung von Vergütungssätzen nicht mehr als Instrument zur Technologieeinführung verstanden werden – so wie das Instrument der festen Vergütungssätze in den 1990er- und zu Beginn der 2000er-Jahre diskutiert worden ist. Entsprechend dem hier diskutierten Finanzierungsrahmen wird die Preisregulierung für Wind- und Solarstrom auch in Zukunft ein wichtiger Bestandteil des deutschen Strommarktdesigns bilden. Dieser Tatsache sollte durch eine veränderte Festlegung der Vergütungssätze Rechnung getragen werden.

Daher sollte die Festlegung der Vergütungssätze neu institutionalisiert werden. Die Vergütungssätze sollten weitestgehend das Ergebnis einer soliden wissenschaftlichen Analyse von Technologie- und Marktdaten sein und von einer Fachbehörde festgelegt werden. Änderungen an den Grundlagen der künftigen Förderung von erneuerbaren Energien, die über die Festlegung der Vergütungssätze hinausgehen,

sollen auch weiterhin vom Parlament beschlossen werden. Über diese Trennung der Zuständigkeiten könnten Vergütungssätze bei steilen Lernkurven auch schneller angepasst werden. Im Bereich der Photovoltaik sollte die Vergütungsanpassung neben der Degression jährlich erfolgen. Für alle anderen Technologien ist eine Anpassung alle zwei Jahre ausreichend.

Ein Blick nach Frankreich zeigt, dass die Festlegung der Vergütungssätze und der grundlegenden Rahmenbedingungen für die Förderung erneuerbarer Energien voneinander getrennt werden können. Dort werden die Grundlagen der Einspeisevergütung im Energiewirtschaftsgesetz geregelt, während die Vergütungssätze per Dekret vom zuständigen Ministerium festgelegt werden (Jacobs 2012). Unabhängig von der Institution, die letztendlich für die Berechnung und Festlegung der Vergütungssätze zuständig sein sollte (Bundesnetzagentur, BMU etc.), ist eine Aufstockung des Personals für die Berechnung der Vergütungssätze dringend zu empfehlen, um die Vergütungszahlungen weiter an die tatsächlichen Gesteuerungskosten anzunähern.

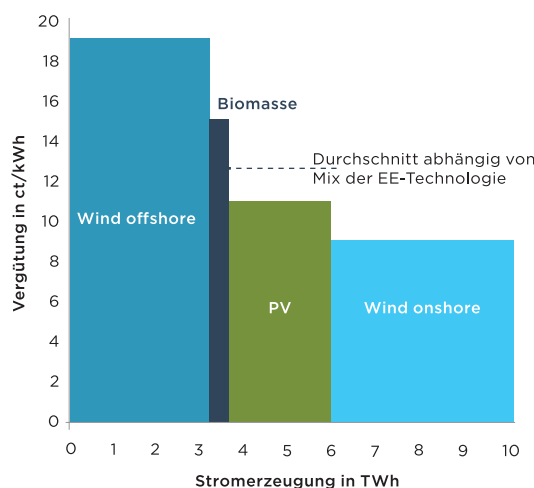
Zudem kann eine Entpolitisierung der Vergütungsfestlegung über die Etablierung von Preisindizes vorangetrieben werden. Im Bereich der Photovoltaik sollten die Veränderungen der Vergütungssätze an die Entwicklung der Spotmarktpreise für PV-Module gekoppelt werden. In der Annahme, dass die Modulkosten – je nach Anlagenklasse – 30 % bis 50 % der Systemkosten ausmachen, kann zumindest ein Teil der Vergütungsanpassung automatisiert werden. Zudem sollten die Vergütungssätze an die Entwicklung der Kapitalkosten indexiert werden. Die derzeitige Niedrigzinspolitik ist nicht nachhaltig, sodass in Zukunft auch mit steigenden Kapitalkosten gerechnet werden muss. Es ist zu prüfen, inwiefern weitere Indizes für die Vergütungsanpassung anderer Technologie geeignet sind. Über sinkende Vergütungssätze können gegebenenfalls Anreize für technologische Innovationen gesetzt werden.

**Die Plattform Energiewende schlägt vor, die Vergütungssätze auf Grundlage einer fundierten Markt- und Technologieanalyse und nach einer transparenten Berechnungsmethode durch eine Fachbehörde festzulegen. Der Prozess der Vergütungsfestlegung ist zeitnah und unabhängig zu organisieren. Die Grundlagen des EEGs werden dagegen weiterhin im parlamentarischen Verfahren festgelegt.**

### 3.8 Wechsel zu einem Ausschreibungsmodell für Offshore-Windenergie

Nach derzeitigen Planungen der Bundesregierung wird die Offshore-Windenergie in Zukunft einen wesentlichen Teil der deutschen Stromversorgung decken. Entsprechend dem EEG-Referentenentwurf vom 18. Februar 2014 sollen bis 2020 6,5 GW Leistung installiert werden. Bis 2030 sollen es 15 GW sein (QUELLE BMWi 2014). Durch die vergleichsweise hohen Vergütungssätze und großen Mengen an Regenerativstrom werden beachtliche Kosten für die Stromverbraucher entstehen.

**ABBILDUNG 1: EEG-VERGÜTUNGSSTRUKTUR FÜR NEUANLAGEN IM JAHR 2015**



Quelle: (BMWi 2014)

---

Die Vergütungssätze für Offshore-Windenergie wurden bei den vergangenen EEG-Novellen kontinuierlich nach oben korrigiert, da sich die Entwicklung dieser noch jungen und relativ risikoreichen Technologie teurer als erwartet herausgestellt hat. Das Preisrisiko wird also auch im Fall der Offshore-Windenergie über die EEG-Umlage auf den Verbraucher gewälzt. Um einen weiteren Anstieg der EEG-Umlage zu verhindern, sollten Alternativen geprüft werden. So könnten beispielsweise die Kosten, die einen bestimmten Schwellenwert übersteigen (z. B. 10 €cent/kWh), über einen Fonds gedeckt werden.

Zudem stellt sich die Frage, ob die heutigen Vergütungssätze den Gesteungskosten dieser noch jungen Technologie entsprechen oder ob über wettbewerblich ermittelte Preise noch Kostensenkungen möglich sind. Im Rahmen von wettbewerblichen Ausschreibungsmodellen tragen Regenerativstromerzeuger ein größeres Risiko als bei Einspeisemodellen. Das erhöhte Risiko ergibt sich in erster Linie aus der Unsicherheit, ob das entsprechende Gebot (in der Regel in €Cent je Kilowattstunde) ausgewählt wird und das Projekt somit realisiert werden kann. Das Risiko besteht also in erster Linie im Rahmen der Projektentwicklung. Zudem bestehen höhere administrative Kosten (Teilnahme an der Ausschreibung, Vorbereitung der Angebote etc.).

Für einen Wechsel der Förderinstrumente im Bereich der Offshore-Windenergie sprechen mehrere Faktoren. Bei der Offshore-Windenergie handelt es sich um eine vergleichsweise junge Technologie. Es gibt daher wenig Vergleichswerte bezüglich der Technologiekosten. Deutschland und Großbritannien sind die einzigen Märkte, in denen Offshore-Windparks in nennenswertem Umfang entwickelt werden. Doch selbst diese beiden Märkte sind nur bedingt vergleichbar (andere Förderinstrumente und andere Wassertiefen/Entfernungen von der Küste). Bei jungen Technologien ist es für den Gesetzgeber schwieriger, die Vergütungssätze administrativ zu bestimmen (Annahmen bezüglich der Anlagekosten, Wartungskosten

etc.). Es bestehen also derzeit erhebliche Informationsasymmetrien zwischen der Offshore-Industrie und den politischen Entscheidungsträgern, die die Vergütungssätze festlegen (Lesser und Su 2008).

Auch bei anderen Technologien wurden die Vergütungssätze in der Vergangenheit geschätzt und über „trial and error“ im Laufe der Zeit korrigiert, etwa im Bereich der Windenergie in den 1990er-Jahren oder im Bereich der Photovoltaik in den frühen 2000er-Jahren. Im Unterschied zur geplanten Offshore-Windenergieentwicklung handelte es sich dabei aber um vergleichsweise kleine Strommengen. Wenn die Vergütungssätze bei Offshore-Windenergie hingegen nur wenig höher angesetzt werden als nötig, könnten dadurch erhebliche Mehrkosten für den Verbraucher entstehen.

Für Ausschreibungen im Rahmen von Offshore-Windenergie spricht die Akteursstruktur. Die Entwicklung von Offshore-Windparks ist sehr kapitalintensiv und wird daher von großen Energieversorgungsunternehmen oder internationalen Projektentwicklern realisiert. Die für die deutsche Energiewende typische Heterogenität von Akteuren ist hier nicht zu finden. Zudem können die durch eine Ausschreibung entstehenden Transaktionskosten bei Projekten mit Investitionskosten von mehreren Hundert Millionen Euro gerechtfertigt werden.

Durch die Einführung von Ausschreibungen im Bereich der Offshore-Windenergie könnte ein „Wettbewerb um den Markt“ etabliert werden. Da die ursprünglichen Zielsetzungen im Bereich des Offshore-Ausbaus mittlerweile von vielen Akteuren hinterfragt werden, wird mittelfristig eine Steuerung des Zubaus notwendig sein. Die Zubaumengen ließen sich im Bereich der Offshore-Windenergie über ein Ausschreibungsmodell steuern.

Es gibt jedoch auch eine Reihe wichtiger Argumente gegen die Einführung eines Ausschreibungsmodells bei der Offshore-Windenergie. Die politische Diskussion um einen Systemwechsel könnte zu Investitionsverzögerung führen und dadurch den Ausbau verlangsamen. Zudem haben die bereits in der Planung und im Bau befindlichen Projekte ihre Finanzierung auf Grundlage der festgelegten Vergütungssätze gesichert.

**Die Plattform Energiewende schlägt vor, Offshore-Windparks, die bereits die entsprechende Netzkapazität bei den Übertragungsnetzbetreibern beantragt haben, weiterhin über die beste EEG-Vergütung zu finanzieren. Für alle weiteren Offshore-Windparks sollte über eine Ausschreibung die optimale Vergütungshöhe ermittelt und gleichzeitig die Zubaumenge gesteuert werden.**

### **3.9 Mengensteuerung erneuerbarer Energien in Systemplanung integrieren**

Im wissenschaftlichen und politischen Diskurs besteht zunehmend Einigkeit darüber, dass das deutsche Stromsystem in Zukunft durch die dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien Wind und Photovoltaik dominiert werden wird (Leprich, Hauser et al. 2012; Nitsch und Pregger 2012). Da Wind- und Solarstromanlagen bei festen Vergütungssätzen nicht mit Preissignalen aus dem Spotmarkt konfrontiert werden, sollte der Gesetzgeber neben den Vergütungssätzen auch verstärkt in die Systemplanung eingreifen. Die Notwendigkeit besteht nicht nur im Rahmen von festen Vergütungen, sondern auch bei der gleitenden Marktprämie und bei Ausschreibungen. Ein gewisser Grad der Systemplanung wird ohnehin notwendig sein, um eine systemisch optimale Kombination aus Windenergie, Photovoltaik und steuerbaren Technologien herbeizuführen.<sup>11</sup>

Der Referentenentwurf des EEG 2014 gibt Ausbauziele für die Anteile erneuerbarer Energien in den Jahren 2025 und 2035 vor. Die bisher genutzten und vorgesehenen Instrumente zur Mengensteuerung der einzelnen Technologien sind ausreichend, beruhen jedoch in erster Linie auf Überlegungen, primär die kostengünstigsten Technologien zu fördern (atmender Deckel von 2,5 GW für Photovoltaik und Onshore-Wind; verbindliche Mengensteuerung für Offshore-Wind; Steuerung über Vergütungsanpas-

sung/Degression) (BMWi 2014). In diesem Zusammenhang sollte entsprechend auch die Begrenzung der Förderung von Photovoltaik bei 52 GW aufgehoben werden.

Neben der Betrachtung der Gestehungskosten sollte mittelfristig jedoch eine Systemplanung etabliert werden, die Aspekte wie Systemstabilität, Optimierungsziele für den Ausbau verschiedener Technologien, Stromimporte und -exporte und andere Faktoren berücksichtigt. Die Systemplanung sollte bereits in den kommenden Jahren institutionell vorbereitet werden. Der Entscheidungsfindungsprozess sollte möglichst transparent gestaltet werden und im Rahmen eines Konsultationsverfahrens – ähnlich wie bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans durch die BNetzA – organisiert werden.

Um die Stromnachfrage zu einem großen Teil aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien decken zu können, benötigt Deutschland eine installierte Gesamtleistung (aus steuerbaren und nicht steuerbaren Technologien), die die maximale Stromnachfrage bei Weitem übertrifft. Schon heute liegt die installierte Wind- und PV-Leistung mit über 70 GW nahe der maximalen Stromnachfrage von 85 GW. Die insgesamt installierte Leistung in Deutschland liegt bei rund 175 GW<sup>12</sup>. Für die Erreichung der Ziele der Bundesregierung muss weiterhin in erheblichem Umfang Wind- und Solarkapazität zugebaut werden.

Wie wichtig ein solches transparentes Verfahren zur Bestimmung der benötigten Mengen ist, zeigt ein Vergleich von Szenarien für Deutschland und Europa. Die entsprechenden Studien bilden in der Regel die langfristigen energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung ab. Dennoch unterscheiden sich die Szenarien beträchtlich, z. B. hinsichtlich der Anzahl der betrachteten Sektoren, der EE-Zielgrößen oder der Möglichkeiten des internationalen Stromaus-tauschs. Die angenommene gesicherte Leistung der einzelnen Erzeugungstechnologien, die meteorologischen Bedingungen oder die sozioökonomischen

<sup>11</sup> Die Mengensteuerung des Zubaus von Windenergie und Photovoltaik über Strompreissignale scheint keine ziel-führende Alternative zu sein, da sich durch die zunehmende Gleichzeitigkeit der Einspeisung der bereits heute zu beobachtende Merit-Order-Effekt verstärken wird.

<sup>12</sup> Kraftwerksliste Bundesnetzagentur, [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de), letzter Zugriff am 31.03.2014.



**TABELLE 1: ENERGIESZENARIOEN FÜR DEUTSCHLAND**

Studien	EE-Anteil und Jahreszahl	Installierte Wind Onshore Leistung	Installierte Wind Offshore Leistung	Installierte PV-Leistung	Annahmen bezüglich der Energieeffizienzsteigerungen	Import EE
<b>Fraunhofer ISE</b> (Henning und Palzer 2012)	100% (Strom, Wärme und Transport) in 2050	200 GW	85 GW	252 GW	Wärmebedarf im Gebäudesektor von 65% des Jahres 2010	Autarkie Deutschland
<b>EWI/GWS/Prognos</b> (Schlesinger, Lindenberger et al. 2010) Szenario II A	Mindestens 50% EE am Primärenergieverbrauch bis 2050	36 GW	28 GW	39 GW	Rückgang des Primärenergieverbrauchs um 1,7% p.a. Bis 2050; Rückgang der Bruttostromnachfrage um 25,2% bis 2050	70,8 TWh (15,4% Bruttostromverbrauch)
<b>DLR/Fraunhofer IWES/IfnE</b> (Nitsch, Pregger et al. 2012) Szenario 2011 A	85% in Stromsektor und 52% am Primärenergieverbrauch bis 2050	50 GW	32 GW	67 GW	Rückgang der Endenergieverbrauchs Strom um 24% auf 393 Twh bis 2050	61,9 TWh Import EE (13% der EE-Stromerzeugung)
<b>UBA</b> (Klaus, Vollmer et al. 2010) Szenario Regionenverbund	100% Strom bis 2050	60 GW	45 GW	120 GW	Rückgang des Endenergieverbrauchs um 58% bis 2050	23 TWh Stromimporte EE (5% des Stromverbrauchs)
<b>EWI</b> (EWI 2011) Szenario A	80% EE-Strom bis 2050	47,3 GW	10,2 GW	0 GW	Wachstum der Stromnachfrage zwischen 0-0,7% pro Dekade bis 2050	43% Import (EE + konventionell) der Stromnachfrage
<b>SRU</b> (SRU 2011) Szenario 2.2 a: Verbund D/DK/NO	100 % Strom bis 2050	24,6 GW	73,2 GW	0 GW	509 TWh Nettostromverbrauch	15% Netto-import aus DK/NO
<b>BNetzA</b> (BNetzA 2013) Szenario B2024	2024, keine Angaben zum Anteil EE-Strom	50,4 GW	12,8 GW	58,3 GW	Endenergieverbrauch und Jahreshöchstlast auf dem Level 2011 werden als konstant angenommen	Ausbau der Importkapazitäten der Grenzkuppelstellen um fast 50% bis 2024 (17.300 ->25.600 MW)

Quelle: Eigene Darstellung

Verhältnisse in Deutschland divergieren ebenfalls erheblich zwischen den Studien. Die Gesamtsumme an installierter Leistung von Wind (on- und offshore) und PV für eine 100-Prozent-EE-Stromversorgung bis 2050 in Deutschland variieren zwischen 97,8 und 537 GW (siehe Tabelle 1).

Bei der Mengensteuerung von Wind und Photovoltaik und der Systemplanung sind daher folgende Fragen zu klären:

- Nach welchen Optimierungszielen werden Mengen für PV, Wind-Onshore und Wind-Offshore festgelegt (z. B. Systemkosten, Netzausbau, Verbraucherkosten, Akzeptanz etc.)? Welche Rolle spielt die Energieeffizienz?

- Welche Annahmen werden bezüglich Stromimporten und -exporten getroffen?
- Durch welche Organisation soll die Mengensteuerung organisiert werden? Wer ist für die Szenarioentwicklung verantwortlich (z. B. BNetzA etc.)?
- Wie werden die limitierten Kapazitäten vergeben (z. B. Windhundprinzip, Ausschreibung)?

**Die Plattform Energiewende schlägt vor, die Mengensteuerung erneuerbarer Energien in eine Systemplanung zu integrieren. Dabei sollten Optimierungsziele für die Mengensteuerung (Systemkosten, Netzausbau etc.) in einem Konsultationsprozess transparent diskutiert und nachvollziehbar dargestellt werden.**



---

# 4. Vorschläge für die Aktivierung von Lastmanagement

## 4.1 Residuallast und Flexibilität des Stromsystems

Die Plattform Energiewende empfiehlt eine grundsätzlich andere Regulierung für dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen (Windenergie und Photovoltaik) mit einem hohen Kapitalkostenanteil und steuerbare Erzeugungsanlagen mit einem wesentlichen Anteil variabler Kosten (Kohle, Gas, Biogas und Biomasse). Da die Erzeugungsleistung von Windenergie und Photovoltaik nicht beliebig steuerbar ist und als Folge nur bedingt auf Preissignale reagiert werden kann, muss sich das restliche Energiesystem an diese beiden Leittechnologien anpassen. Daher ist die Nutzung von Flexibilitätsoptionen im Rahmen des zukünftigen Strommarkts umso wichtiger. Hierfür sind regulatorische Rahmenbedingungen notwendig, die das Potenzial aus vorhandenen Ressourcen – insbesondere auch der Verbraucherseite – ausschöpfen und die passenden technischen Eigenschaften anreizen.

## 4.2 Flexibilitätsbedarf durch Windenergie und Photovoltaik

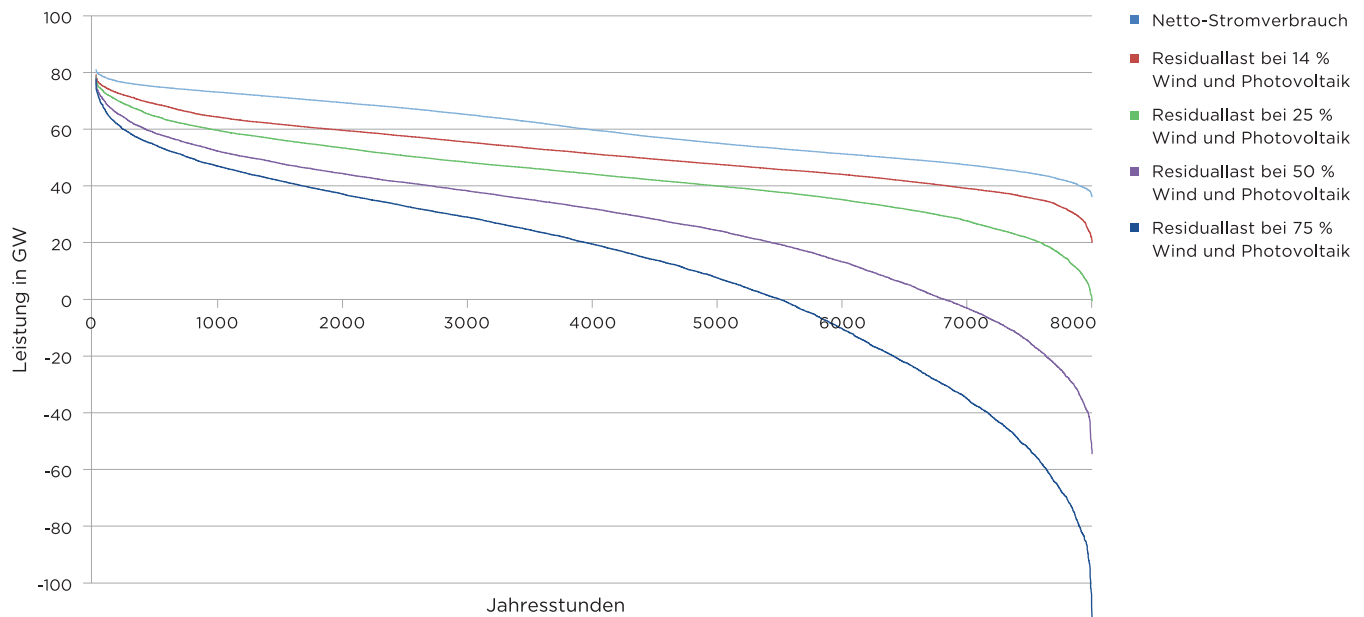
Durch die sehr niedrigen variablen Kosten von Windenergie und Photovoltaik werden steuerbare Erzeugungsanlagen mit höheren variablen Kosten nicht mehr die vollständige Nachfrage, sondern nur noch die sich ergebende Residuallast (Nettostromverbrauch minus Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik) abdecken. Perspektivisch werden neue Flexibilitätsoptionen benötigt, um hinreichend gesicherte Leistung bereitzustellen und temporäre Überschüsse in das Elektrizitätssystem zu integrieren.

Auch die technischen Eigenschaften der Flexibilitätsoptionen (z. B. Leistungsgradienten) werden in Zukunft eine wichtigere Rolle spielen, um die dargebotsabhängige Erzeugungsleistung von Windenergie und Photovoltaik zu komplementieren.

Die notwendige Reserveleistung und ihre jährliche Einsatzdauer sind in Abbildung 2 dargestellt. Die Ausgangskennlinie stellt den Nettostromverbrauch dar. Im Jahr 2012 wurden 14 % des Nettostromverbrauchs durch Windenergie und Photovoltaik gedeckt. Der Bedarf an steuerbaren Erzeugungsanlagen hat sich hierdurch im Durchschnitt um 8 GW reduziert. Die absolute Spitze der Residuallast verringerte sich jedoch nur um 2 GW. Das heißt, dass steuerbare Erzeugungsanlagen annähernd die gleiche Leistung erbringen müssen, sich ihre Einsatzzeiten jedoch erheblich reduzieren. Wird der Ausbau an Photovoltaik und Windenergie weiter zunehmen, werden sich die Einsatzzeiten noch weiter verringern. Bei einem Anteil von 50 % Windenergie und Photovoltaik würden somit Kapazitäten im zweistelligen Gigawattbereich nötig sein, deren Einsatzzeiten unter 100 Stunden im Jahr lägen.

Zudem wird in dieser Grafik gezeigt, dass sich bereits bei einem Anteil von etwa 25 % Windenergie und Photovoltaik am Nettostromverbrauch eine negative Residuallast ergeben wird, sodass weitere Flexibilitätsoptionen benötigt werden, diesen „überschüssigen“ Strom sinnvoll zu integrieren. Die Residuallast kann bei einem Anteil von 50 % in einzelnen Stunden –50 GW unterschreiten. Im Vergleich zu den positiven Spitzen der Residuallast gibt es hier jedoch den Vorteil, dass diese nicht vollständig aufgenommen

**ABBILDUNG 2: ABSCHÄTZUNG DER RESIDUALLASTENTWICKLUNG IN DEUTSCHLAND**



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Lastdaten von ENTSO-E; Wind- und PV-Einspeisedaten von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

werden müssen, da in gewissem Umfang eine Abregelung volkswirtschaftlich sinnvoll ist. In erster Linie werden für diese Überschüsse Flexibilitätsoptionen benötigt, die im Stundenbereich Überschüsse aufnehmen können (Schill 2013). Zusätzliche Überschüsse können entstehen, wenn steuerbare Kraftwerke eine Mindesteinspeisung verursachen. Dies kann z. B. der Fall sein, wenn KWK-Anlagen wärmegeführt betrieben oder konventionelle Kraftwerke für Systemdienstleistungen wie Regelleistung benötigt werden.

### 4.3 Flexibilitätsoptionen und die Rolle von Lastmanagement

Zur Abdeckung des Flexibilitätsbedarfs können neben Erzeugern auch weitere Flexibilitätsoptionen genutzt werden, die sowohl aus technischer, wirtschaftlicher als auch ökologischer Sicht Vorteile bringen können. Die Eignung der verschiedenen Flexibilitätsoptionen wird in den folgenden Absätzen erläutert (BMU 2012).

#### 4.3.1 Netze, thermische Kraftwerke und Energiespeicher

Durch den Ausbau der innerdeutschen Netze sowie der Interkonnektoren zu den Nachbarländern kann der Flexibilitätsbedarf reduziert und durch eine Vielzahl von Ressourcen gedeckt werden. Die Effizienz des Gesamtsystems verbessert sich hierdurch, da die Fluktuationen von Windenergie und Photovoltaik nicht lokal (z.B. Batteriespeicher im Haus) ausgeglichen werden, sondern durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen in anderen Regionen oder günstigere Flexibilitätsoptionen (z. B. Pumpspeicher oder steuerbare Kraftwerke).

**Thermische Kraftwerke** können und werden ebenfalls einen Teil des Flexibilitätsbedarfs decken. Speziell reine Gaskraftwerke (ohne Wärmekopplung) können eingesetzt werden, um hohe Leistungsgradienten nachzufahren. Sie sind unter den thermischen Kraftwerken eine wirtschaftlich interessante Option, um die Spitzenlastzeiten abzudecken. Gaskraftwerke können bei einem Heißstart (Stillstand < acht Stun-

den) innerhalb weniger Minuten auf die Nennleistung hochfahren und so auch auftretende Prognoseungenauigkeiten ausgleichen. Thermische Kraftwerke werden auch in den kommenden Jahrzehnten benötigt, um eine gesicherte Leistung bereitzustellen. Aktuell werden sie zudem benötigt, um Systemdienstleistungen wie Regelleistung bereitzustellen. Bei dieser Aufgabe weisen sie in der Regel den Nachteil auf, dass sie sich kontinuierlich mit gedrosselter Leistung am Netz befinden müssen. Die hierdurch entstehende Mindesterzeugung (sogenannte Must-Run-Kapazität) lässt weniger Raum für die Einspeisung variabler erneuerbarer Energien und kann dadurch die Überschüsse im deutschen Elektrizitätssystem weiter erhöhen.

**Energiespeicher** können aus technischer Sicht ebenfalls einen wichtigen Teil des beschriebenen Flexibilitätsbedarfs decken, wenn sie dem jeweiligen Einsatzbereich entsprechend ausgelegt und betrieben werden. Zum Beispiel kann die schnelle Reaktionszeit von Akkumulatoren (z.B. Lithium-Ionen-Akkumulator) genutzt werden, um Fluktuationen im Sekundenbereich auszugleichen oder sogar die Trägheit von rotierenden Massen („Momentanreserve“) nachzubilden. Pumpspeicherkraftwerke, die bis dato zur kostengünstigsten Energiespeichertechnologie gehören, können für eine Speicherdauer im Stundenbereich eingesetzt werden und einen größeren Anteil der Regelleistung übernehmen. Und zuletzt könnte die Umwandlung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Quellen in Wasserstoff oder Methan dazu beitragen, länger anhaltende Überschüsse und Unterdeckungen von mehreren Wochen auszugleichen.

Letztere Option wird allerdings erst bei einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien sinnvoll und notwendig sein.

#### 4.3.2 Flexible Lasten (Lastmanagement)

Neben diesen Optionen können auch flexible Lasten (d. h. Nachfrage) eine zentrale Rolle beim Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch spielen. So kann, anstatt das Energieangebot zu erhöhen, auch die Nachfrage gesenkt werden und umgekehrt. Als flexibel gelten Lasten, die kurzfristig und planbar auf Preissignale im Markt (z. B. Day-Ahead) reagieren oder im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve (z.B. Minutenreserve) von dem Übertragungsnetzbetreiber abgerufen werden können. Geeignete Prozesse und Anwendungen sind in der Industrie (z.B. Zementmühle), im Gewerbe (z. B. Lebensmittelkühlung) und im Haushaltsbereich (z. B. Wärmepumpe) vorhanden (Apel, Aundrup et al. 2012; Klobasa, von Roon et al. 2013). Die spezifischen Eigenschaften der Lasten entscheiden dabei, welche Aufgabe sie im Elektrizitätssystem übernehmen können. Zu den wesentlichen Eigenschaften von flexiblen Lasten zählt, ob die Anwendung eine negative und/oder positive Leistung bereitstellen kann und ob ein Speicher (z. B. thermisch) auf der Lastseite zur Verfügung steht. Hieraus ergeben sich drei Kategorien, die in Tabelle 2 aufgelistet sind.

**TABELLE 2: ARTEN VON FLEXIBLEN LASTEN MIT BEISPIELEN AUS DEM WÄRMEBEREICH**

Typ	Leistung	Speicher	Anwendungsbeispiel
Lastverschiebung	Positiv und negativ	Vorhanden	Eine überdimensionierte Wärmepumpe lädt in Niedrigpreisen einen Wärmespeicher, der in Hochpreisen die erforderliche Wärme bereitstellt.
Lastreduktion	Positiv	Nicht vorhanden	In Hochpreisen wird die Wärmepumpe temporär gestoppt. Dies hat zur Folge, dass die Raumtemperatur sinkt und es zu Komforteinbußen kommt.
Lasterrhöhung	Negativ	Nicht vorhanden	Im Normalfall übernimmt ein Gaskessel die Wärmebereitstellung und zu Niedrigpreisen wird stattdessen ein Elektro-kessel eingesetzt.

Quelle: Eigene Darstellung

Eine **Lastverschiebung** ist möglich, wenn physische (z. B. Holzlager), thermische (z. B. Kälte- oder Wärmespeicher) oder chemische (z. B. Wasserstoff) Speicher auf der Nachfrageseite genutzt werden können, die eine ähnliche Funktion wie elektrische Energiespeicher erfüllen. Die mögliche Dauer und Häufigkeit der Lastverschiebung ist prozessabhängig. Zu den maßgebenden Parametern gehören die Speichergröße und die Reserveleistung der Anlage. Vorteilhaft bei den Anwendungen mit Speichern ist, dass sie keinen negativen Einfluss auf den nachfolgenden Produktionsprozess haben oder den Komfort beeinträchtigen. Typischerweise sind in der Praxis flexible Lasten zu finden, die eine Lastverschiebung im Minuten- oder Stundenbereich ermöglichen. Dementsprechend kann damit eine Vielzahl von Funktionen übernommen werden, wie sie auch von elektrischen Energiespeichern wie einem Pumpspeicherkraftwerk bereitgestellt werden.

Ist kein Speicher auf der Lastseite vorhanden, kann in manchen Fällen dennoch eine **Lastreduktion** durchgeführt werden. Zum Beispiel kann bei einer Wärmepumpe die Temperatur des Thermostats herabgesetzt oder können industrielle Prozesse gestoppt werden. Ein Großteil des bereits verfügbaren Lastmanagement-Potenzials, das z. B. in verschiedenen Energiemärkten der USA genutzt wird, gehört dieser Kategorie an. Aufgrund der damit verbundenen Produktionsausfälle und Komforteinbußen sind diese Lasten nur (wirtschaftlich) sinnvoll nutzbar, wenn die Einsatzzeiten sehr stark begrenzt sind. Entsprechend

werden diese Anwendungen typischerweise als eine Art Notfallreserve für bis zu 30 Stunden im Jahr eingesetzt.

Für eine **Lasterrhöhung** können z. B. hybrid beheizbare Fernwärmenetze genutzt werden, in denen ein elektrischer Heizstab oder eine Wärmepumpe die Wärmeerzeugung in Zeiten mit einer sehr niedrigen oder negativen Residuallast („Überschüssen“) übernimmt.

### 4.4 Struktur des deutschen Elektrizitätsmarktes und die Eignung für Lastmanagement

In Deutschland stehen verschiedene Märkte und Instrumente zur Verfügung, um Erzeugung und Verbrauch in Einklang zu bringen. Dazu gehören der Energiemarkt, der Regelleistungsmarkt, die Reservekraftwerksverordnung und die Verordnung zu abschaltbaren Lasten. Der strukturelle Aufbau ist in Tabelle 3 dargestellt.

Für die Aktivierung und den Ausbau flexibler Lasten können Anreize durch den Energiemarkt (Day-Ahead oder Intraday), den Regelleistungsmarkt oder die Verordnung für abschaltbare Lasten entstehen. Die Funktionsweise dieser Märkte beziehungsweise Instrumente wird in den kommenden drei Absätzen erläutert und ihre Eignung für flexible Lasten dargestellt.

**TABELLE 3: STRUKTUR DES DEUTSCHEN ELEKTRIZITÄTSMARKTES**

Ausgleich der Residuallast		Redispatch bei Netzengpässen
Energiemarkt	Regelenergiemarkt	Reservekraftwerksverordnung
Außerbörslicher Handel Börsenhandel • Terminmarkt • Spotmarkt	Primärregelleistung Sekundärregelleistung Minutenreserve	
Verordnung zu abschaltbaren Lasten		

Quelle: Eigene Darstellung

#### 4.4.1 Spotmarkt (Day-Ahead, Intraday)

Am Spotmarkt erfolgt der Handel von elektrischer Energie für den geplanten Verbrauch und die geplante Erzeugung. Die europäische Handelsplattform „European Power Exchange“ (EPEX SPOT) stellt hierfür den Day-Ahead-Markt oder den Intraday-Markt zur Verfügung. Preisschwankungen können hier Anreize schaffen, den Stromverbrauch temporär zu reduzieren, zu erhöhen oder zeitlich zu verschieben.

##### 4.4.1.1 Ausgestaltungsmerkmale des Day-Ahead- und Intraday-Marktes

Am Day-Ahead-Markt erfolgt der Handel über die geplante Erzeugung und den Verbrauch des Folgetages auf Basis von 24 Intervallen à einer Stunde. Als Handelsprodukte werden Stundenprodukte (z. B. für Stunde 18) und Blöcke (z. B. Peakload für die Stunden 9 bis 20) angeboten. Die Auktion erfolgt jeweils um 12:00 Uhr des Vortages. Der Preis einer Megawattstunde wird dabei durch das höchste Gebot bestimmt, das notwendig ist, um den Bedarf zu

decken (Market Clearing Price). Typischerweise handelt es sich dabei um die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, das zum Einsatz kommt.

Sind nach 12:00 Uhr des Vortages weitere Handelsgeschäfte notwendig, kann der Intraday-Markt genutzt werden, der um 15:00 Uhr des Vortages eröffnet wird. Die minimale Vorlaufzeit bis zur physischen Lieferung beträgt 45 Minuten. Als Handelsprodukte werden Stundenprodukte und Viertelstundenprodukte angeboten. Die Preisfindung erfolgt über das Prinzip „pay-as-bid“. Bei diesem Prinzip werden erfolgreiche Gebote mit dem angebotenen Preis vergütet.

Flexible Lasten können am Day-Ahead- und Intraday-Markt eingesetzt werden, um den Strombezug zu optimieren. Bei steigendem Anteil von Windenergie und Photovoltaik können die Preisschwankungen an diesen Märkten steigen und entsprechende Anreize für flexible Lasten schaffen. Die drei verschiedenen Typen von Lastmanagement reagieren hierbei auf unterschiedliche Preiskonstellationen, wie Tabelle 5 zeigt.

**TABELLE 4: MERKMALE DES DAY-AHEAD UND INTRADAY-MARKTES**

	Day-Ahead	Intraday
Handelszeitraum	12:00 am Vortag	bis 45min zur physischen Lieferung
Handelsprodukte	Einzelne Stunden, Stundenblöcke	Einzelne Stunden, 15 Minuten-Blöcke
Preisfindung	Einheitspreisauktion	Pay-as-bid Auktion

Quelle: Eigene Darstellung

**TABELLE 5: ANREIZMECHANISMEN FÜR FLEXIBLE LASTEN AM DAY-AHEAD- UND INTRADAY-MARKT**

Typ	Anreize über ...
Lastverschiebung	Regelmäßige Preis-Spreads (z. B. größer 50 €/MWh)
Lastreduktion	Seltene, extrem hohe Preise (z. B. größer 1.000 €/MWh)
Lasterrhöhung	Regelmäßige niedrige Preise (z. B. kleiner 10 €/MWh)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (Gobmaier and von Roon 2010)

Damit **Lastverschiebung** für signifikante Energiemengen angeboten wird, ist es notwendig, dass relativ häufig große Preis-Spreads (z. B. in Höhe von 50 €/MWh zwischen einzelnen Stunden) am Spotmarkt auftreten. Zudem ist es notwendig, dass die Stromversorger diese Preissignale auch an die Endkunden weitergeben, z. B. über zeitvariable Kundentarife (z. B. Tag- und Nachttarif) oder dynamische Kundentarife (z. B. in direkter Abhängigkeit vom Day-Ahead-Markt). Die erzielbaren Erlöse aus der Lastverschiebung müssen ausreichend hoch sein, um die variablen Kosten (z. B. Effizienzverluste) und die Fixkosten (z. B. Abschreibungen, Kapitalkosten) zu decken.

Eine **Lastreduktion** wird dann wirtschaftlich interessant, wenn temporär extrem hohe Preise (z. B. größer 1.000 €/MWh) am Spotmarkt auftreten. Neben dynamischen Tarifen kann der sogenannte kritische Spitzenlasttarif eingesetzt werden. Dieser besteht z. B. aus einem niedrigen Grundtarif und einem eventbasierten Spitzenlasttarif, der bei sehr hohen Preisen am Day-Ahead-Markt ausgelöst wird. Die hierdurch entstehenden Einsparungen müssen ausreichen, die Produktionsausfälle bzw. die Komforteinbußen zu kompensieren. Die variablen Kosten sind typischerweise sehr hoch, die Fixkosten jedoch gering.

Eine **Lasterhöhung** kann wirtschaftlich genutzt werden, wenn die Preise temporär unter einen bestimmten Schwellenwert fallen (z. B. kleiner 10 €/MWh) und dadurch stromintensive Prozesse wirtschaftlich werden. Zum Beispiel kann in einem hybriden Heizsystem ein Elektrokessel den Heizvorgang bei sehr niedrigen Preisen übernehmen und den Gasverbrauch senken. Die Einsparungen müssen ausreichend hoch sein, um die zusätzlichen Fixkosten (z. B. Abschreibungen, Kapitalkosten etc.) zu decken.

### 4.4.1.2 Internationale Erfahrungen

In mehreren Energiemärkten haben Stromversorger flexible Tarifsysteme ausgestaltet, um die Preisschwankungen am Energiemarkt an die Verbraucher weiterzugeben. Mit dem Ziel, die Systemlast an Tagen mit hoher Nachfrage zu senken, werden z.B. in Kalifornien die bereits erwähnten kritischen Spitzenlasttarife von den Stromversorgern angeboten. In Ener-

giemärkten wie PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland) oder New York wurden zusätzliche Programme implementiert, um für Verbraucher einen Anreiz zu schaffen, in Spitzenlastzeiten den Stromverbrauch zu reduzieren. Der Hintergrund dieser Programme ist, dass viele Verbraucher bis heute Strom über feste Einheitstarife beziehen (Monitoring Analytics 2013). Der unabhängige Systembetreiber in New York hat beispielsweise das sogenannte Day-Ahead Demand Response Program eingeführt. Verbraucher können am Day-Ahead-Markt ein Angebot abgeben, bei dem sie bereit sind, den Stromverbrauch am Folgetag zu reduzieren. Liegt der Strompreis über 75 \$/MWh und wird das Angebot angenommen, sind die Verbraucher verpflichtet, ihr Angebot zu erfüllen (NYISO 2013). Die Erfahrungen haben gezeigt, dass sowohl die Teilnahme an diesen Programmen als auch die Auswirkungen auf das Verbraucherverhalten relativ gering sind und nur Nischenanwendungen auf den Marktpreis reagieren. Dies könnte damit zusammenhängen, dass die Marktpreise ähnlich wie in Deutschland nicht die notwendige Größenordnung erreichen, um die Opportunitätskosten einer Lastreduktion zu decken.

### 4.4.1.3 Einschätzung und Empfehlungen

Durch einen weiteren Ausbau von Windenergie und Photovoltaik sind stärkere Preisschwankungen am Day-Ahead- und Intraday-Markt zu erwarten. Wann und ob diese Preisschwankungen ausreichen werden, um sichere Einkommensströme für die Betreiber von flexiblen Lasten zu ermöglichen, ist noch unklar. Sollte sich herausstellen, dass die Preisschwankungen nicht ausreichen, könnten flankierende Maßnahmen (z. B. Investitionszuschuss für thermische/physische Speicher) hilfreich sein.

**Die Plattform Energiewende ist der Auffassung, dass die Struktur der Spotmärkte prinzipiell geeignet ist, den Flexibilitätsbedarf in der nahen Zukunft zu decken. Dementsprechend sind auf kurze Sicht keine tief greifenden Änderungen oder ergänzenden Fördermaßnahmen (z.B. Investitionszuschuss für thermische/physische Speicher) notwendig.**



#### 4.4.2 Regelleistungsmarkt

Regelleistung wird benötigt, um die Frequenzhaltung im deutschen Elektrizitätssystem zu gewährleisten. Dazu verauktionieren die Übertragungsnetzbetreiber die Produkte Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve, die sich unter anderem durch ihre Aktivierungszeit (30 Sekunden, fünf Minuten und 15 Minuten) unterscheiden. Für die Vorhaltung elektrischer Leistung erhalten erfolgreiche Gebote einen Leistungspreis. Bei Abruf der Leistung wird, mit Ausnahme der Primärregelung, zusätzlich ein Arbeitspreis fällig. Typischerweise wird Regelleistung von konventionellen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken angeboten. Ein kleiner Anteil wird jedoch bereits heute schon durch flexible Lasten bereitgestellt.

#### 4.4.2.1 Ausgestaltungsmerkmale des Regelleistungsmarkts

Die wesentlichen Ausgestaltungsmerkmale des Regelleistungsmarktes sind in Tabelle 6 am Beispiel der Sekundärregelung und der Minutenreserve dargestellt<sup>13</sup>. Für die Angebotszeit von mindestens sieben Tagen mit zwölf Stunden pro Tag (Sekundärregelung) beziehungsweise vier Stunden (Minutenreserve) müssen flexible Lasten die vertraglich zugesagte Leistung zu 100% erbringen können. Anbieter von Minutenreserve und Sekundärregelung müssen mindestens 5 MW liefern können. Diese 5 MW können jedoch durch Bündelung kleinerer Verbraucher, z. B. zehn Verbraucher à 500 kW erreicht werden.

**TABELLE 6: MERKMALE DER SEKUNDÄRREGELLEISTUNG UND MINUTENRESERVE**

	Sekundärregelung	Minutenreserve
Reaktionszeit	5 Minuten	15 Minuten
Positive / negative Leistung	Positive oder negative Leistung	Positive oder negative Leistung
Kleinstmögliche Angebotszeit	7 Tage mit 12 Stunden pro Tag	Ein Block von 4 Stunden
Verfügbarkeit innerhalb Angebotszeit	100%	100%
Maximale Abschalthäufigkeit innerhalb Angebotszeit	Keine Einschränkungen	Keine Einschränkungen
Spannungsebene	Keine Einschränkungen	Keine Einschränkungen
Mindestleistung	5 MW	5 MW
Pooling von Lasten	Keine Einschränkungen innerhalb einer Regelzone	Keine Einschränkungen innerhalb einer Regelzone
Maximale Abschaltdauer am Stück	12 Stunden	4 Stunden
Vergütung	Leistungspreis und Arbeitspreis (Ergebnis einer Auktion nach dem pay-as-bid Verfahren)	Leistungspreis und Arbeitspreis (Ergebnis einer Auktion nach dem pay-as-bid Verfahren)

Quelle: Eigene Darstellung

<sup>13</sup> Die Primärregelung wird in dieser Studie nicht getrennt betrachtet, da die Plattform Energiewende davon ausgeht, dass dieses Marktsegment aufgrund der technischen Anforderungen tendenziell eher für elektrische Energiespeicher geeignet ist.

### 4.4.2.2 Internationale Erfahrungen

In verschiedenen Märkten der USA können bereits flexible Lasten am Regelleistungsmarkt teilnehmen. In den Produktsegmenten mit den Namen „Spinning Reserve“ (PJM) bzw. „Response Reserve“ (ERCOT), die hinsichtlich der Reaktionszeit in etwa der deutschen Minutenreserve entsprechen, übernehmen flexible Lasten bis zu 50% der ausgeschriebenen Leistung. Die Übertragbarkeit auf den deutschen Markt ist aufgrund der unterschiedlichen Marktstruktur und dem Einsatzzweck dieser Produkte nur sehr eingeschränkt gegeben. Zum Beispiel wurde im Elektrizitätsmarkt PJM das Produkt „Spinning Reserve“ im Zeitraum von 2009 bis 2012 nur bis zu 36-mal pro Jahr eingesetzt. Die Einsatzdauer war stets unter 45 Minuten und kumulierte auf bis zu neun Stunden im Jahr (Monitoring Analytics 2013). Auch im Elektrizitätsmarkt ERCOT ist die Einsatzhäufigkeit sehr niedrig, und die abschaltbaren Lasten wurden im Zeitraum von 2006 bis 2011 nicht häufiger als sechsmal pro Jahr aktiviert. Im Vergleich dazu ist die positive Minutenreserve in Deutschland deutlich häufiger im Einsatz. 10 % der ausgeschriebenen Leistung ist in ca. 1.000 h/Jahr im Einsatz, und selbst 80 % der positiven Minutenreserve werden noch in 70 h/Jahr genutzt.

### 4.4.2.3 Einschätzung und Empfehlungen

Die Ausgestaltung des Regelleistungsmarktes ist teilweise zu stark auf die Charakteristiken von konventionellen Kraftwerken zugeschnitten, so dass hier Markteintrittsbarrieren für flexible Lasten bestehen. Ein fairer Wettbewerb zwischen angebots- und nachfrageseitigen Optionen ist so nicht möglich. Speziell die kleinstmögliche Angebotszeit von sieben Tagen mit zwölf Stunden pro Tag bei der Sekundärregelleistung ist schrittweise zu reduzieren, da ein Großteil der flexiblen Lasten weder sieben Tage im Voraus noch zwölf Stunden am Stück diese Leistung zusichern kann. Um das Potenzial von flexiblen Lasten zu erschließen und eine Optimierung mit den jeweiligen Produktionsprozessen zu ermöglichen, erachtet die Plattform Energiewende eine Angebotszeit von einer Stunde für Sekundärregelleistung und Minutenreserve als sinnvoll. Die Ausschreibung sollte dabei stets am Vortag stattfinden.

Flexible Lasten sind eine (von mehreren) Möglichkeit, den notwendigen Anteil von synchron am Netz laufenden Kraftwerken (Must-Run-Kapazität) zu reduzieren. Dieser Vorteil wird im zukünftigen deutschen Elektrizitätssystem eine wichtige Rolle spielen. Für den aktuellen Anteil an Photovoltaik und Windenergie sind die Flexibilitäten jedoch ausreichend, sodass derzeit keine zusätzlichen Förderinstrumente (z. B. Mindestquote für abschaltbare Lasten, Floor-Price für abschaltbare Lasten) notwendig sind. Dennoch sollten die genannten Barrieren beseitigt werden, nicht nur aus Effizienzgründen, sondern auch um alle Beteiligten an das – perspektivisch vermehrt notwendige Lastmanagement – heranzuführen und Erfahrungen im Umgang mit Lastmanagement zu sammeln.

**Die Plattform Energiewende schlägt vor, die Charakteristiken des Regelleistungsmarktes an die Bedürfnisse von flexiblen Lasten anzupassen, um den Wettbewerb zwischen angebots- und nachfrageseitigen Optionen zu ermöglichen und die Systemeffizienz zu erhöhen. Flexible Lasten sollten bereits heute Erfahrungen am Regelleistungsmarkt sammeln, um den perspektivisch steigenden Regelleistungsbedarf bedienen zu können. Beispielsweise kann der Ausschreibungszeitraum von bis zu einer Woche stets auf einen Tag reduziert werden. Zudem kann die Mindestproduktlaufzeit von bis zu 24 Stunden auf eine Stunde verkürzt werden.**

### 4.4.3 Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)

Durch die AbLaV wurden die Übertragungsnetzbetreiber angewiesen, 1,5 GW an sofort abschaltbaren Lasten (SOL) und weitere 1,5 GW an schnell abschaltbaren Lasten (SNL) auszuschreiben. Die Übertragungsnetzbetreiber können diese Lasten ähnlich der Regelleistung zur Frequenzhaltung einsetzen. Zusätzlich ist es denkbar, diese Lasten für Redispatch-Maßnahmen oder zu ökonomischen Zwecken bei hohen Spotmarktpreisen einzusetzen.

**TABELLE 7: PRODUKTGRUPPEN DER AbLaV**

	SQL	SNL
Reaktionszeit	1 Sekunde	15 Minuten
Maximale Abschaltdauer am Stück	1 h      4 h      8 h	1 h      4 h      8 h

Quelle: Eigene Darstellung

**TABELLE 8: MERKMALE DER PRODUKTGRUPPEN SOL UND SNL**

Positive / negative Leistung	5 Mi Nur positive Leistung (d.h. Lastreduktion) nutzen
Spannungsebene	>= 110kV
Mindestleistung	Keine Einschränkungen
50 MW	50 MW
Pooling von Lasten	Max. 5 im Wirkungsbereich eines Hochspannungsknotens
Kleinstmögliche Angebotszeit	Ein Kalendermonat ohne zeitlich Einschränkungen
Verfügbarkeit innerhalb Angebotszeit	An 4 Tagen im Monat wird eine nicht 100%ige Vermarktung toleriert, wobei bereits eine Unterbrechung von einer Minute als Nichtverfügbarkeit gilt.
Maximale Abschalthäufigkeit innerhalb Angebotszeit	max. 16 Stunden je Monat (plus produktspezifische Mindestpausen nach einer Unterbrechung)

Quelle: Eigene Darstellung

#### 4.4.3.1 Ausgestaltungsmerkmale der AbLaV

In der AbLaV wurden zwei Produktgruppen definiert. Die SOL erfordern eine Reaktionszeit von einer Sekunde und die SNL eine Reaktionszeit von 15 Minuten, um die angeforderte Leistung bereitzustellen. Zudem wurden drei weitere Unterprodukte in Abhängigkeit von der maximal möglichen Abschaltdauer definiert.

Um an der Ausschreibung dieser Produkte teilzunehmen, ist eine Präqualifikation erforderlich. Neben der Reaktionszeit und Abschaltdauer sind in der AbLaV weitere technische Kriterien definiert, die abschaltbare Lasten einzuhalten haben. Diese sind in Tabelle 8 dargestellt.

Abschaltbare Lasten, die nach der Präqualifikation erfolgreich an der monatlichen Ausschreibung teilnehmen, können mit einer festen Vergütung in Form eines Leistungspreises von 2.500 €/MW pro Monat rechnen. Zudem erhalten sie für eine Abschaltung einen Arbeitspreis von 100 bis 400 €/MWh.

### 4.4.3.2 Internationale Erfahrungen

Lastmanagement-Programme mit ähnlichen Charakteristiken wie die AbLaV wurden bereits in vielen Elektrizitätsmärkten in den USA implementiert. Diese Programme gibt es sowohl in den Elektrizitätsmärkten mit einem zentralen Kapazitätsmarkt (z. B. PJM und New England), bilateralen Kapazitätsmärkten (z. B. Kalifornien) als auch in Elektrizitätsmärkten ohne Kapazitätzahlungen für Kraftwerke (z. B. ERCOT). Gemeinsam ist diesen Programmen, dass abschaltbare Lasten als Notfallreserve genutzt werden, deren Einsatzdauer in der Regel nicht 20 Stunden im Jahr überschreitet. Der Mechanismus für die Festlegung der Vergütung und die weiteren Parameter der Lastmanagement-Programme wie Reaktionszeit, Mindestverfügbarkeit, maximale Abschaltdauer am Stück, kleinstmögliche Angebotszeit etc. sind individuell von den dortigen Regulierungsbehörden festgelegt und unterscheiden sich entsprechend stark. Die Erfahrungen zeigen, dass diese Notfallprogramme international die größte wirtschaftliche Bedeutung für abschaltbare Lasten haben (Hurley, Peterson et al. 2013).

### 4.4.3.3 Einschätzung und Empfehlungen

Die abschaltbaren Lasten, die über die AbLaV kontrahiert sind, könnten sowohl für Redispatch- Maßnahmen, als Alternative zur positiven Minutenreserve und zu ökonomischen Zwecken bei hohen Spotmarktpreisen eingesetzt werden. Als Folge dieser unterschiedlichen Zielsetzungen ist die Ausgestaltung der Verordnung inkonsistent, und es stellt sich die Frage, welchen Systemnutzen die AbLaV tatsächlich bietet.

Redispatch-Maßnahmen werden durchgeführt, um kurzfristig auftretende Engpässe in Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden. Zu den häufig betroffenen Leitungen gehört z. B. die Nord-Süd- Verbindung Remptendorf–Redwitz, die das Netzgebiet 50Hertz mit TenneT verbindet. Im vergangenen Winter 2012/13 wurden an dieser Stelle in insgesamt 983

Stunden Redispatch- Maßnahmen durchgeführt (BNetzA 2013). Die AbLaV lässt hingegen eine Lastreduktion in nur 16 Stunden pro Monat zu. Zudem beinhaltet die AbLaV keine regionale Komponente, z. B. eine Fokussierung auf Süddeutschland und andere Regionen, die von Redispatch-Maßnahmen betroffen sind. Als Folge ist die AbLaV für Redispatch-Maßnahmen in der derzeitigen Ausgestaltung nur bedingt geeignet. Ob Lastmanagement sich generell für Redispatch-Maßnahmen eignet, ist zudem zu überprüfen.

Alternativ können die kontrahierten abschaltbaren Lasten als Alternative zur **Regelleistung**, konkret der positiven Minutenreserve, genutzt werden. Hier lassen sich mehrere Inkonsistenzen feststellen. Zum einen ist es fragwürdig, weshalb nicht der Regelleistungsmarkt genutzt wird, um die Leistungsreserven zu erhöhen. Zum anderen stellt sich die Frage, weshalb nur ein Produkt ähnlich der positiven Minutenreserve gefördert wird, nicht aber eines wie die negative Minutenreserve oder aber positive/negative Sekundärregelleistung. Drittens sind viele Parameter aus der AbLaV ein erheblicher Rückschritt gegenüber dem Marktdesign der Minutenreserve. So besteht beispielsweise die Leistungsverpflichtung für einen gesamten Monat statt für vier Stunden pro Tag. Zudem gibt es starke Beschränkungen hinsichtlich der Mindestgröße und des Anschlusspunkts (Spannungsebene). Die Präqualifikationskriterien lassen entsprechend nur wenige Industrieunternehmen zu.

**Die Plattform Energiewende schlägt vor, die AbLaV nach der dreijährigen Probezeit auslaufen zu lassen. Bei der AbLaV handelt es sich um ein zusätzliches Förderungsinstrument für industrielle Lasten, das für den derzeitigen Flexibilitätsbedarf im Stromsystem nicht notwendig ist. Die Zielsetzung sollte stattdessen sein, Wettbewerb zwischen angebots- und nachfrageseitigen Optionen zu ermöglichen (siehe z. B. Abschnitt 4.4.2 Regelleistungsmarkt).**

---

Sollte sich in den kommenden Jahren ein Kapazitätsinstrument als notwendig erweisen, ist zu prüfen, in welchem Umfang abschaltbare Lasten mit eingeschränkter Einsatzzeit (z. B. 20 oder 100 Stunden) in diesem Rahmen einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Zudem ist zu prüfen, welche Vergütungsmechanismen für abschaltbare Lasten in diesem Rahmen angemessen sind und ob sie an die Kostenstruktur von abschaltbaren Lasten – kleine Fixkosten, hohe variable Kosten – angepasst werden können. Zudem ist zu klären, wie sich verschiebbare Lasten angemessen in Kapazitätsmärkte integrieren lassen.

#### 4.4.4 Weitere regulatorische Rahmenbedingungen für die Teilnahme an den Märkten

Ob Unternehmen an den beschriebenen Märkten teilnehmen können, ist neben den spezifischen Anforderungen des jeweiligen Marktes auch abhängig von den übergeordneten regulatorischen Marktbedingungen.

##### 4.4.4.1 Aggregatoren

Unternehmen mit flexiblen Lasten sind auf sogenannte Aggregatoren angewiesen, die viele verschiedene Lasten bündeln und entsprechend den Marktbedingungen anbieten. Aggregatoren bilden als Intermediäre die notwendige Schnittstelle zwischen den Akteuren im liberalisierten Strommarkt (Bilanzkreisverantwortlicher, Stromhändler, Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber) und übernehmen das operative Management von abschaltbaren Lasten. Aktuell benötigen die Aggregatoren mit diesen Akteuren individuelle Verträge, für die es noch keine standardisierten Regelungen oder Abschlussverpflichtungen gibt. Dies verlangsamt die mögliche Innovationsgeschwindigkeit und verringert die Chance, zu einem positiven Vertragsabschluss zu gelangen.

Die Plattform Energiewende schlägt vor, die bestehenden Markteintrittsbarrieren für unabhängige Aggregatoren zu reduzieren. Dazu ist die Rolle von Aggregatoren im Energiewirtschaftsgesetz zu definieren und sind Standardverträge sowie Standard-Kommunikationsschnittstellen einzuführen.

##### 4.4.4.2 Netzentgelte

Beim Einsatz von flexiblen Lasten am Regelleistungsmarkt oder am Spotmarkt sind die Auswirkungen auf die Netzentgelte zu berücksichtigen. Speziell das Zuschalten von flexiblen Lasten kann neue Lastspitzen verursachen und höhere Netzentgelte zur Folge haben. Diese Kosten müssen Betreiber von flexiblen Lasten mit einpreisen. Hierdurch entsteht für flexible Lasten im Regelleistungsmarkt ein Wettbewerbsnachteil, da Erzeuger für die Netznutzung keine Entgelte entrichten müssen. Hier sind entsprechende Änderungen notwendig, damit flexible Lasten gleichberechtigt am Regelleistungsmarkt teilnehmen können.

Ein weiteres Hindernis für die Teilnahme von flexiblen Lasten am Regelleistungsmarkt könnte durch Ausnahmeregelungen und die Befreiung von Netzentgelten entstehen. Durch die sogenannte intensive Netznutzung gemäß § 19 Abs. 1 S. 2–3 StromNEV entstehen finanzielle Anreize, eine hohe Benutzungsstundenzahl zu erreichen. Die Teilnahme am Regelleistungsmarkt könnte jedoch zur Folge haben, dass die Benutzungsstundenzahl unter die erforderliche Höhe von 7.000, 7.500 oder 8.000 Stunden im Jahr fällt. Die Teilnahme am Regelleistungsmarkt würde hierdurch praktisch verhindert.

**Die Plattform Energiewende schlägt vor, die Regelungen der Netzentgelte weiterzuentwickeln, sodass flexible Lasten keine erhöhten Netzentgelte für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt entrichten müssen. Zudem sollte die Berechnung der Benutzungsstundenzahl überarbeitet werden, sodass die Teilnahme am Regelleistungsmarkt nicht die Beantragung von reduzierten Netzentgelten verhindert.**

# 5. Zusammenfassung und Ausblick

Mit der vorliegenden Studie hat die Plattform Energiewende Vorschläge für die Finanzierung erneuerbarer Energien und die Aktivierung von Lastmanagement unterbreitet. Die hier dargelegten Vorschläge beruhen auf folgenden Grundüberlegungen:

Zunächst geht die Plattform Energiewende davon aus, dass dargebotsabhängige Technologien anders behandelt werden sollten als steuerbare Erzeugungstechnologien. Wind- und PV-Anlagen haben einen sehr hohen Kapitalkostenanteil, keine Brennstoff-/ Grenzkosten und sind nicht steuerbar, soweit nicht Speichertechnologien verfügbar gemacht werden können. Die Finanzierung dieser Technologien sollte also so ausgestaltet werden, dass die Risikozuschläge bei der Anlagenfinanzierung minimiert werden. Eine Wälzung von Preisrisiken (d. h. Preisschwankungen auf dem Spotmarkt) auf Wind- und PV-Erzeuger ist daher nicht produktiv.

Zudem wird durch eine nicht produktive Risikowälzung auf Erzeuger von Wind- und PV- Anlagen eine breite finanzielle Beteiligung von Bürgern erschwert. Bis heute wurde knapp die Hälfte der in Deutschland installierten Leistung von erneuerbaren Energien durch Bürger finanziert. Die Beteiligung der Bürger an der Finanzierung erneuerbarer Energien ist dabei kein Mehrwert an sich, sondern ein Vehikel für lokale Wertschöpfung und Akzeptanz für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass kleinere, dezentral agierende Akteure (private Haushalte, Bürgerwindparks, Energiegenossenschaften etc.) tendenziell niedrigere Ren-

dateerwartungen haben, dafür jedoch bei ihren Investitionsentscheidungen risikoscheuer sind. Hohe Risiken bei der Anlagenrefinanzierung oder bei der Vermarktung könnten also zu einer Benachteiligung kleiner, dezentraler Akteure führen.

Aufgrund des steigenden Anteils von nichtsteuerbaren Technologien wie Wind und Photovoltaik muss das Stromsystem flexibler werden. Die notwendige Flexibilität im Stromsystem zur Deckung der Residuallast muss neben steuerbaren Kraftwerken oder Energiespeichern auch über eine Anpassung der Stromnachfrage herbeigeführt werden. Dafür sollte auch Lastmanagement genutzt werden und bestehende Hürden für dessen Marktteilnahme zeitnah abgebaut werden.

Zudem sollten alte Erneuerbare-Energien-Anlagen, für die bereits Zahlungsverpflichtungen im Rahmen des EEG eingegangen worden sind, künftig nicht mehr ausschließlich über die Umlage finanziert werden, sondern teilweise über einen Vorleistungsfonds. Das EEG hat industrialisierungsbedingte Innovationen hervorgerufen, die – analog zu anderen Stromerzeugungstechnologien – nicht über eine Umlage auf den Strompreis finanziert werden sollten. Zudem würde somit deutlich werden, dass Wind und Photovoltaik schon heute Strom zu Kosten erzeugen, die mit neuen konventionellen Kraftwerken vergleichbar sind. Die Vorschläge für die Refinanzierung von Altanlagen über einen Vorleistungsfonds werden in gesonderten Studien und Gutachten beleuchtet.

---

Nach dem gegenwärtigen Zeitplan soll die EEG-Novelle am 8. April 2014 vom Kabinett beschlossen werden. Die erste Beratung im Bundesrat soll am 23. Mai 2014 stattfinden. Der Bundestag soll sich im Mai und Juni mit dem Gesetzentwurf auseinandersetzen. Es ist geplant, dass der Bundestag die EEG-Novelle am 26./27. Juni und der Bundesrat am 11. Juli 2014 beschließt, damit das Gesetz am 1. August 2014 in Kraft treten kann. Der Referentenentwurf des BMWi zielt derzeit auf eine verpflichtende Direktvermarktung aller Erzeuger erneuerbarer Energien im Rahmen des Marktprämienmodells ab. Beim Energiewendemonitoring sollte beobachtet werden, wie sich diese Maßnahmen auf die Akteursstruktur und die Finanzierungskosten auswirken.

Nach der Novelle des EEG müssen weitere wichtige energiepolitische Weichen gestellt werden. Neben dem Stromsektor werden in Zukunft verstärkt die Treibhausgasemissionen in den Bereichen Wärme und Transport in den Vordergrund rücken. Auf europäischer Ebene wird zudem über die Energie- und Klimapolitik nach 2020 entschieden. In diesem Zusammenhang wird auch über eine strukturelle Reform des EU Emissionshandels verhandelt. Die Plattform Energiewende am IASS wird sich dieser Themen annehmen und unter Einbindung von Experten aus Wirtschaft, Politik Zivilgesellschaft und Forschung Lösungsvorschläge erarbeiten.

# Anhang 1: Die Arbeitsgruppe „Marktsystem für erneuerbare Energien“

## Transdisziplinäre Arbeit der Plattform Energiewende

Die wissenschaftliche Begleitung der Energiewende durch die *Plattform Energiewende* am IASS erfolgt unabhängig und transdisziplinär. Die Themen werden von einem interdisziplinären Team erarbeitet – unter Einbindung von Experten aus Wirtschaft, Politik Zivilgesellschaft und Forschung. Die Diskussionen im Rahmen der Arbeitsgruppe „Das Marktsystem für Erneuerbare Energien – der Weg zur Novelle des Rechts der Erneuerbaren Energien“ waren für die Erarbeitung der vorliegenden Studie wesentlich. Eine Liste der aktiven Arbeitsgruppenmitglieder findet sich weiter unten. Die Inhalte der vorliegenden Studie sind jedoch keine Konsensmeinung, sondern ausschließlich Positionen der Plattform Energiewende am IASS.

**Dr. Peter Ahmels**, Deutsche Umwelthilfe e. V., Leiter Bereich Erneuerbare Energien, Berlin

**Prof. Dr. Torsten Beckers**, TU Berlin, Lehrstuhl Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik, Berlin

**Robert Brandt**, Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE), Referent Energiemärkte und Regulierung, Berlin

**Thomas Duvéau**, WWF, Referent Erneuerbare Energien und Infrastruktur, Berlin

**Andreas Kuhlmann**, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Leiter Geschäftsbereich Strategie und Politik, Berlin

**Eva Hauser**, Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) gGmbH, Saarbrücken

**RA Dr. Sebastian Lovens**, Clearingstelle EEG (neutrale Einrichtung zur Klärung von Streitigkeiten und Anwendungsfragen des EEG, errichtet durch das BMU), LL.M., Vorsitzender und Leiter Clearingstelle EEG, Berlin

**Dr. Christoph Mayer**, Oldenburger Forschungs- und Entwicklungsinstitut für Informatik (OFFIS), Spezialist Energiesystem Deutschland/ Bereichsleiter Energie, Oldenburg

**Thorsten Müller**, Stiftung Umweltenergierecht, Vorstandsvorsitzender, Würzburg

**Carsten Pfeiffer**, Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE), Leiter Strategie und Politik, Berlin

**Dr. Jan Reshöft**, Rechtsanwälte Berghaus, Duin & Kollegen, LL.M., Aurich

**Sindy Vollmert**, Bundesverband der Mittelständischen Wirtschaft; Berlin.



---

# Glossar

**Akkumulator:** Wiederaufladbare Batterie

**Anlagenauslegung:** Ausrichtung einer Stromerzeugungsanlage nach Himmelsrichtung bzw. Dimensionierung ihrer technischen Bestandteile hinsichtlich einer erwünschten Erzeugungsweise

**Anlagenfahrweise:** Zeitliches Einsatzmuster einer Stromerzeugungsanlage

**Arbeitspreis:** Entgelt/Preis pro verbrauchter/erzeugter Mengeneinheit

**Bilanzkreis:** Energiemengenkonto, in dem Energieerzeuger und -verbraucher zu Abrechnungszwecken zusammengefasst werden

**Bivalente Fernwärmenetze:** Fernwärmenetze, die durch verschiedene Wärmequellen versorgt werden können

**BMU:** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

**BNetzA:** Bundesnetzagentur

**CO<sub>2</sub>:** Kohlenstoffdioxid

**Day-Ahead-Markt:** Teilmarkt des Spotmarktes, an dem Waren bis einen Tag vor Lieferung gehandelt werden

**Demand Response Aggregator:** Unternehmen, das unterschiedliche, flexible Lasten informationstechnisch bündelt und diese als Flexibilitätsoption vermarktet

**Deckungsbeitrag:** Differenz zwischen Erlösen und Kosten einer produzierten Einheit. Positive Deckungsbeiträge ermöglichen es, nicht direkt auf die einzelne Produktionseinheit umzulegende Kosten (Fixkosten) zu decken.

**Direktvermarktung:** Ungeförderte Vermarktung

**Dispatch:** Kraftwerkseinsatzplanung

**Diversifikation:** Streuung, Erhöhung der Vielfalt

**EE:** erneuerbare Energie

**EEG:** Erneuerbare-Energien-Gesetz

**EEG-Konto:** Von den Übertragungsnetzbetreibern verwaltetes Konto, auf dem die monatlichen Einnahmen und Ausgaben der EEG-geförderten Stromerzeugungsanlagen geführt werden

**EEX:** European Energy Exchange (Bezeichnung der Strombörse)

**Eigenverbrauch:** Stromverbrauch, der vor Ort durch eigene Stromerzeugungsanlagen ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes gedeckt wird

**Einspeisemanagement:** Abregelung von Regenerativstromanlagen aus Gründen der Netzstabilität

**Energieeffizienz:** Quotient aus Energieeinsatz und dem dadurch zu erzielenden Nutzen

**Engpass:** Zustand, in der die Leitungskapazität eines Netzes kleiner ist als die Nachfrage nach Transportkapazität

**Energy-only-Markt:** Strommengenmarkt

**Festpreisvergütung:** Vergütung einer Leistung zu einem vorab definierten spezifischen Preis

**Frequenz:** Physikalische Maßeinheit, die die Schwingung pro Zeiteinheit beschreibt (Einheit [Hertz]). Im Kontext eines Wechselstromnetzes wird damit die Anzahl der Richtungsänderung des Stromflusses pro Sekunde beschrieben. Die normierte Frequenz bei Wechselstrom beträgt 50 Hertz.

**Gemeinschaftswerk:** Ein durch die gesamte Gesellschaft und ihrer diversen Institutionen und Gremien gestalteter Prozess

**Generator:** Maschine, die Bewegungsenergie in elektrische Energie umwandelt

**Gesicherte Leistung:** Leistung, die von einem Erzeuger unter Berücksichtigung von technologiespezifischen Ausfallwahrscheinlichkeiten durch Revisionen, technische Störungen etc. mit einer Wahrscheinlichkeit von mehr als 99,5 % bereitgestellt werden kann

**Gestehungskosten:** Herstellungskosten einer Einheit eines Gutes, Quotient aus Gesamtkosten und Gesamterzeugungsmenge

**Goldenes Ende:** Zeitraum, in dem buchhalterisch abbeschriebene Anlagen Güter zu sehr geringen Kosten produzieren können

**Grenzkosten:** Grenzkosten (oder Marginalkosten) sind die Kosten, die für Bereitstellung einer zusätzlichen Gütereinheit entstehen

**GuD-Anlagen:** Gas-und-Dampf-Anlagen

**Heißstart:** Start eines Kraftwerks, wenn dieses weniger als acht Stunden zuvor stillgestanden hat

**HGÜ:** Hochspannungs-Gleichstromübertragung

**Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz:** Höchstspannungsnetze dienen dem Ferntransport, an ihnen liegt eine Spannung von 220–380 kV an.

■ *Hochspannungsnetze* sind für den überregionalen Transport ausgelegt, an ihnen liegt eine Spannung von 35–110 kV an.

■ *Mittelspannungsnetze* sind für die regionale Verteilung zuständig, an ihnen liegt eine Spannung von 1–30 kV an.

■ *Niederspannungsnetze* mit angeschlossenen Spannungen von 220–380 V dienen der Feinverteilung an die Endverbraucher.

**Interkonnektor:** Stromleitung, die zwei Länder miteinander verbindet

**Kapazitätsmarkt:** Markt, auf dem die Verfügbarkeit von Kapazität gehandelt wird

**Konventionelle Kraftwerke:** Unter konventionellen Kraftwerken werden Kraftwerke verstanden, die zur Stromerzeugung auf fossile Brennstoffe (z.B. Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Erdöl) zurückgreifen.

**Last:** Unter elektrischer Last wird der Abruf (Verbrauch) von elektrischer Leistung verstanden.

**Lastmanagement:** Gezielte Steuerung der Last zu definierten Zwecken

**Leistung:** (Elektrische) Leistung ist definiert als der Quotient aus gelieferter (oder bezogener) elektrischer Energie pro Zeiteinheit.

■ *Wirkleistung* ist der Anteil elektrischer Leistung, der für die Umwandlung in andere Leistungsformen (z. B. mechanisch, thermisch oder chemisch) verfügbar ist.

■ *Blindleistung* ist in mit Wechsel- bzw. Drehstrom betriebenen Elektrizitätsnetzen zusätzlich fließende Energie, die durch induktive oder kapazitive Widerstände für den Aufbau elektromagnetischer Felder benutzt wird. Sie pendelt zeitversetzt zwischen Erzeugern und bestimmten elektrischen Verbrauchern (Spulen, Kondensato-

ren) ungenutzt und erzeugt weder Arbeit noch Wärme.

■ **Scheinleistung** ist die Summe aus Wirkleistung und Blindleistung.

**Leistungspreis:** Entgelt/Preis für die Verfügbarkeit von Kapazität

**Marktdesign:** Regulatorische Ausgestaltung eines Marktes

**Marktintegration:** Überwälzung sämtlicher Produzentenrisiken und -chancen auf den Anlagenbetreiber einer bisher regulatorisch vom Marktgeschehen (Preis- und Mengenfindung) ausgenommenen Anlage

**Marktprämie:** Definierter, monetärer Aufschlag auf den Marktpreis

**Mengensteuerung:** Planerische Festlegung von zukünftig zu errichtenden/betreibenden Anlagen

**Merit-Order-Effekt:** An der Strombörse auftretender, preissenkender Effekt bei hoher Einspeisung (grenzkostenfreier) erneuerbarer Energien

**Mitnahmeeffekt:** Inanspruchnahme eines finanzieller Anreizes als Belohnung für ein Verhalten, das auch ohne den zusätzlichen Anreiz stattgefunden hätte

**Must-Run-Kapazität:** Von Netzbetreiber ausgewähltes im Allgemeinen konventionelles Kraftwerk, das in einem definierten Zeitraum im Betrieb bleiben muss, um den Netzbetrieb durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu gewährleisten.

**Nennleistung:** Erzielbare Maximalleistung eines Kraftwerks, die bei bestimmungsgemäßem Betrieb ohne zeitliche Einschränkung erbracht werden kann

**Netzbetreiber:** Unternehmen, das ein Übertragungs- oder Verteilnetz von elektrischer Energie betreibt

**Netzentgelt:** Entgelt, das Netzbetreiber für die Netznutzung erheben

**Netzkapazität:** Maximales Leitungspotenzial eines (Strom-)Netzes

**Offshore-Wind:** Windenergienutzung auf offener See

**Photovoltaik (PV):** Technologie zur direkten Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie

**Portfolio:** Sammlung, Zusammenstellung

**Pumpspeicherkraftwerk:** Speicherkraftwerk (mit oder ohne natürlichen Zufluss), das Energie speichert, in dem es Wasser von einem niedrigen Niveau (Unterbecken) auf ein höheres Niveau (Oberbecken) pumpt. Zur Rückumwandlung wird Wasser aus dem Oberbecken abgelassen und die Höhenenergie über Turbinen wieder in Strom umgewandelt.

**Regelenergie:** Durch Regelleistung bereitgestellte Ausgleichsenergie, die bei unvorhergesehenen Ereignissen die Frequenz im Netz konstant hält. Regelenergie umfasst positive (zusätzliche) Energiebereitstellung oder negative (zusätzliche Last bzw. Reduktion der) Energiebereitstellung.

**Regelleistung:** Die Regelleistung wird in drei Stufen unterteilt:

■ Primärregelenergie muss innerhalb von 30 Sekunden in vollem Umfang bereitstehen (automatische Aktivierung).

■ Sekundärregelenergie muss für Einzelanlagen innerhalb von 5 Minuten, insgesamt innerhalb von 15 Minuten abrufbar sein.

■ Tertiärregelenergie (Minutenreserve) muss innerhalb von 15 Minuten abrufbar sein.

**Repowering:** Ersatz bzw. Aufrüstung bestehender (Wind-)Erzeugungsanlagen durch leistungsstärkere Neuanlagen.

**Residuallast:** Nach Abzug der nach EEG vorrangig abzunehmenden Einspeisung erneuerbarer Energien verbleibende Last

**Rotor:** Der sich drehende Teil einer Windkraftanlage bestehend aus Kopf, Nabe und Blättern

**Volatilität:** Statistisches Schwankungsmaß eines Merkmals

**Spitzenlast:** Zeitspanne sehr hoher Stromnachfrage

**Spotmarkt:** Standardisierter Markt mit kurzfristiger (maximal zweitägiger) Erfüllung von Handelsgeschäften

**Spread:** Differenz

**stochastisch:** zufallsbedingt

**Systemdienstleistungen:** Dienstleistungen zur Gewährleistung eines zuverlässigen Betriebs des Stromsystems. Zu den Systemdienstleistungen zählen:

- Regelenergie (Primärregelung, Sekundärregelung, Tertiärregelung) - Spannungshaltung
- Ausgleich der Wirkverluste
- Schwarzstart-/Inselbetriebsfähigkeit
- Systemkoordination
- Betriebliche Messungen

**Systemintegration:** Anpassung des Erzeugungsprofils eines Stromerzeugers an die Nachfrage

**Thermisches Kraftwerk:** Kraftwerk, in dem mittels Verbrennung Dampf erzeugt wird und damit ein Generator angetrieben wird

**Transaktionskosten:** Kosten, die für die Durchführung einer Transaktion (z. B. Suchkosten, Verhandlungskosten, Durchsetzungskosten) entstehen

**Unbundling:** Juristische und organisatorische Entflechtung von Wertschöpfungsstufen/Geschäftsfeldern eines Unternehmens

**Übertragungsnetzbetreiber:** Unternehmen, das ein Stromnetz auf Höchst- und/oder Hochspannungsebene betreibt

**Versorgungssicherheit:** Langfristige, stetige Sicherung der effizienten, ökologischen und preisgünstigen Stromversorgung der Allgemeinheit

---

# Literaturverzeichnis

**Apel, R., T. Aundrup, et al. (2012).** Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Energietechnische Gesellschaft. Berlin, VDE.

**Beckers, T. und A. Hoffrichter (2014).** Grundsätzliche und aktuelle Fragen des institutionellen Stromsektordesigns - Eine institutionenökonomische Analyse zur Bereitstellung und Refinanzierung von Erzeugungsanlagen mit Fokus auf FEE, Arbeitspapier, Januar 2014. Berlin, TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP).

**BEE (2013).** Berliner Erklärung der Finanzwirtschaft zu den Rahmenbedingungen von Investitionen in Erneuerbare Energien. Berlin, Bundesverband Erneuerbare Energien.

**BEE n (2014).** Energiewende braucht Bürgerenergie. Berlin, Bündnis Bürgerenergie e.V. .

**Berkhout, V., S. Faulstich, et al. (2013).** Windenergiereport Deutschland 2012. Kassel, Fraunhofer- Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).

**BMU (2012).** Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder, Stand: 15. Oktober 2012. Berlin, BMU - Plattform Erneuerbare Energien.

**BMWi (2014).** Eckpunkte für die Reform des EEG. Berlin, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

**BMWi (2014).** Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien- Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts, Referentenentwurf, 18. Februar 2014. Berlin, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (E I 7).

**BNetzA (2013).** Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13 Berlin, Bundesnetzagentur.

**BNetzA (2013).** Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2014 Berlin, Bundesnetzagentur.

**Bode, S. und H.-M. Groscurth (2010).** The impact of PV on the German power market - Or why the debate on PV feed-in tariffs needs to be reopened. Hamburg, Germany, arrhenius Institute for Energy and Climate Policy.

**Breyer, C. und A. Gerlach (2013).** „Global overview on grid-parity.“ Progress in Photovoltaics: Research and Applications 1(21): 121-136.

**DGRV (2014).** Positionen der Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften zur EEG - Novelle 2014. Berlin, Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e. V., Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften.

**Ethikkommission (2011).** Deutschlands Energie-wende – Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft, Abschlussbericht der Ethikkommission „Sichere Energieversorgung“, Berlin, Mai 2011.

**EU Commission (2013).** Paper of the Services of DG Competition containing draft Guidelines on environmental and energy aid for 2014-2020, December 2013. DG Competition. Brussels.

**EWI (2011).** Roadmap 2050 – a closer look. Köln, Energiewirtschaftliches Institut.

**Gawel, E. und A. Purkus (2012).** Die Marktprä-mie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, UFZ Diskussionspapiere, Departments Ökonomie und Bioenergie 12/2012. Leipzig, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH - UFZ.

**Giebel, O. und B. Breitschopf (2011).** The impact of policy elements on the financing costs of RE in vestment – the case of wind power in Germany, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 11/2011. Karlsruhe, Fraunhofer ISI.

**Gobmaier, T. und S. von Roon (2010).** Demand-Response in der Industrie. Status und Potentiale in Deutschland. München Kurzbericht, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, Dezember 2010.

**Grau, T. (2014).** Comparison of Feed-in Tariffs and Tenders to Remunerate Solar Power Generation, DIW Discussion Paper 1363. Berlin, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW).

**Heinbach, K., A. Aretz, et al. (2014).** „Renewable energies and their impact on local value added and employment.“ Energy, Sustainability and Society 4(1): 1-10.

**Henning, H.-M. und A. Palzer (2012).** 100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. Freiburg (Germany) Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

**Hern, R., D. Radov, et al. (2013).** Changes in Hurdle Rates for Low Carbon Generation Technologies due to the Shift from the UK Renewables Obligation to a Contracts for Difference Regime London, NERA Economic Consulting - Department of Energy and Climate Change.

**Hurley, D., P. Peterson, et al. (2013).** Demand Response as a Power System Resource – Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States. Brussels, Regulatory Assistance Project and Synapse Energy Economics.

**Jacobs, D. (2012).** Policy convergence in the European Union: The case of feed-in tariffs in Germany, Spain and France. Farnham, UK, Ash-gate Publishing.

**Jacobs, D., D. Schäuble, et al. (2013).** Eckpunkte für die Gestaltung der Energiewende. IASS Policy Brief 2/2013. Potsdam, Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS).

**Klaus, T., C. Vollmer, et al. (2010).** Energieziel 2050 - 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau, Umweltbundesamt.

**Klobasa, M., S. von Roon, et al. (2013).** Lastma-nagement als Beitrag zur Deckung des Spitzen-lastbedarfs in Süddeutschland. Endbericht. Hg. v. Agora Energiewende. Endbericht. Berlin, Studie von Fraunhofer ISE und Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (im Auftrag von Agora Energiewende).

**Kost, C., J. Mayer, et al. (2013).** Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Version November 2013. Freiburg, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE).

**Leprich, U., E. Hauser, et al. (2012).** Kompass-studie Marktdesign - Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuie-render Erneuerbarer Energien. Saarbrücken, IZES gGmbH – Institut für ZukunftsEnergieSys-teme.

---

**Lesser, J. A. und X. Su (2008).** „Design of an economically efficient feed-in tariff structure for renewable energy development.“ *Energy Policy* 36(3): 981-990.

**Monitoring Analytics (2013).** State of the Market Report for PJM – Volume 2: Detailed Analysis. Eagleville, PA Monitoring Analytics, Independent Market Monitor for PJM.

**Nitsch, J., T. Pregger, et al. (2012).** Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Schlussbericht (BMU). Berlin, DLR/Fraunhofer IWES/IfnE.

**Nitsch, J., T. und Pregger (2012).** Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart, Kassel, Teltow.

**NYISO (2013).** Annual Report to the Federal Energy Regulatory Commission on the NYISO's Demand Side Management Programs. New York, New York ISO.

**Rader, N. und W. Short (1998).** „Competitive retail markets: Tenuous ground for renewable energy.“ *The Electricity Journal* 11(3): 72-80.

**Raugei, M. und P. Frankl (2009).** „Life cycle impacts and costs of photovoltaic systems: Current state of the art and future outlooks.“ *Energy* 34(3): 392-399.

**Sáenz de Miera, G., P. Del Río González, et al. (2008).** „Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain.“ *Energy Policy* 36(9): 3345-3359.

**Schäuble, D., H. Peinl, et al. (2014).** Einordnung der Studien zum EEG 2.0 und des Referententwurfes zur Reform des EEGs. IASS Working Paper, Plattform Energiewende, IASS Potsdam.

**Schill, W. (2013).** „Integration von Wind- und Solarenergie: Flexibles Stromsystem verringert Überschüsse.“ *DIW Wochenbericht* 34(1): 3-14.

**Schlesinger, M., D. Lindenberg, et al. (2010).** Studie: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Basel/Köln/Osnabrück, EWI/GWS/Prognos.

**Sensfuß, F., M. Ragwitz, et al. (2008).** „The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany.“ *Energy Policy* 36(8): 3076-3084.

**SRU (2011).** 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar - Sondergutachten. Berlin (Erich Schmidt Verlag), Sachverständigenrat für Umweltfragen.

**trend:research und Leuphana (2013).** Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland. Berlin, trend:research und der Leuphana Universität Lüneburg.



## Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS) e.V.

Das 2009 in Potsdam gegründete Institut für Nachhaltigkeitsstudien ist zugleich eine international vernetzte Forschungseinrichtung und ein transdisziplinär arbeitender Thinktank. Ziel des mit öffentlichen Mitteln geförderten Instituts ist es, mit seiner Spitzenforschung Entwicklungspfade für die globale Transformation zu einer nachhaltigen Gesellschaft aufzuweisen und interaktiv den Dialog zwischen Wissenschaft, Politik und Gesellschaft zu fördern. Forschungsgebiete sind die globale Nachhaltigkeitspolitik, innovative Technologien für die Energieversorgung der Zukunft, die nachhaltige Nutzung von Ressourcen wie Ozeane, Böden oder Rohstoffe sowie die Herausforderungen für unser Erdsystem durch Klimawandel und Luftverschmutzung.

### IASS Study April 2014

Institute for Advanced Sustainability Studies Potsdam (IASS) e. V.

**Adresse:**

Berliner Straße 130  
14467 Potsdam  
Deutschland  
Telefon 0049 331-28822-340  
[www.iass-potsdam.de](http://www.iass-potsdam.de)

**E-Mail:**

[media@iass-potsdam.de](mailto:media@iass-potsdam.de)

**Vorstand:**

Prof. Dr. Dr. hc. mult. Klaus Töpfer  
Prof. Dr. Dr. hc. mult. Carlo Rubbia  
Prof. Dr. Mark Lawrence

**Generalsekretär:**

Dr. Dr. Mario Tobias

