

**Umsetzung
der Energiewende.
Herausforderungen,
Handlungsoptionen und
Spannungsfelder**

LANDTAG
NORDRHEIN-WESTFALEN
16. WAHLPERIODE
**NEUDRUCK
STELLUNGNAHME
16/501**
A17, A18

Stellungnahme zur Öffentlichen Anhörung
des Ausschusses für Wirtschaft, Energie,
Industrie, Mittelstand und Handwerk
des Landtages Nordrhein-Westfalen
am 20. Februar 2013

Berlin, 18. Februar 2013

Dr. Felix Chr. Matthes

Öko-Institut e.V.
Büro Berlin
Schicklerstr. 5-7
D-10179 Berlin
Tel.: (030) 405085-0
Fax: (030) 405085-388

Geschäftsstelle Freiburg
Merzhauser Straße 173
D-79100 Freiburg
Tel.: (0761) 4 52 95-0
Fax (0761) 4 52 95-88

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: (06151) 81 91-0
Fax (06151) 81 91-33

www.oeko.de

Fragenkomplex I: Energiewende (allgemein)

1. Was sind Ihrer Ansicht nach die größten Herausforderungen der Energiewende für die nächsten Jahre und aus welchen Gründen?

Die Energiewende ist ein langfristig angelegtes politisches Projekt. Für die nächsten Jahre bestehen die größten Herausforderungen vor allem darin, einerseits für eine Ste-tigkeit bei Maßnahmen mit Langfristwirkungen zu sorgen und andererseits die notwen-digen Langfristprozesse zu initiieren. Dies betrifft insbesondere

- im Bereich des langlebigen Kapitalstocks
 - einen geeigneten wirtschaftlichen Rahmen für ambitionierte Gebäu-desanierungen zu schaffen;
 - mit Blick auf die anstehende Modernisierungswelle bei der Stromer-zeugung Lock-in-Effekte in CO₂-intensive Kraftwerksanlagen zu ver-meiden;
 - ein neues Marktdesign für die Stromversorgung zu entwickeln, das (schrittweise) einen nachhaltigen ökonomischen Rahmen für optimale Investitions- und Betriebsentscheidungen von konventionellen Kraft-werken, regenerativen Stromerzeugungsanlagen und Stromspeichern schaffen kann;
- im Bereich der Maßnahmen mit erheblichem Vorlaufbedarf
 - die Planung und Umsetzung der notwendigen Anpassungen und Er-weiterungen der Übertragungsnetze;
 - die Planung sowie die Schaffung eines investitionsfördernden regulati-ven Rahmens für die notwendigen Anpassungen und Erweiterungen der Verteilnetze;
 - die Einleitung eines schrittweisen und lernorientierten Integrationspro-zesses der strom- und gasmarktrelevanten Prozesse auf Ebene der regionale Strommärkte und längerfristig des europäischen Binnen-marktes (für den die europarechtlichen und institutionellen Rahmenbe-dingungen nicht oder nur sehr rudimentär existieren);
- im Bereich der Maßnahmen mit erheblichem Innovationsvorlaufbedarf
 - die Einleitung eines Klärungsprozesses, welches die langfristig unab-dingbaren CO₂-freien Energieträger für den Gebäudesektor und die Industrie sein können und welche Innovations-Roadmaps für techni-sche Entwicklungen und politische Instrumente aufgelegt werden müs-sen;

- die Entwicklung von nachhaltigen Biokraftstoffen für den Flug- und Langstrecken-Schwerlastverkehr;
- die Entwicklung der Grundlagen für eine massive Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs;
- die Entwicklung von innovativen energiepolitischen Instrumenten zur Sicherung einer hohen Stromanwendungseffizienz in einem Elektrizitätsmarkt, der zunehmend durch Kapazitätzahlungen charakterisiert ist.

Diese Aufzählung ist naturgemäß nicht abschließend, beschreibt aber wesentliche Weichenstellungen, die in den nächsten 15 Jahren erforderlich sind, um die kurz-, mittel- und langfristigen Ziele des Energiekonzepts von 2010/2011 bezüglich der Treibhausgas-Emissionsminderungen, der Energieeffizienz und des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu erreichen.

| |
|---|
| <p>2. <i>Worin bestehen aus Ihrer Sicht die wesentlichen Potenziale und Hemmnisse der Energiewende?</i></p> |
|---|

Das Potenzial der Energiewende, d.h. der Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts von 2010/2011 in ihrer Gesamtheit besteht

- in einem klaren politischen Signal (auch und besonders in den internationalen Raum), dass Deutschland sich seiner spezifischen Verantwortung für die Bekämpfung der globalen Erwärmung im Sinne der „Common but differentiated responsibility“ bewusst ist und dies in politisches Handeln umsetzt;
- in einer klaren, robusten und hinreichend flexiblen Richtungsentscheidung für die in den nächsten Jahren in jedem Fall anstehenden Modernisierungszyklen, die mittel- und längerfristig „Stranded assets“ sehr weitgehend vermeiden kann;
- in einer Entwicklung, die Energiekonsumenten in Deutschland und die deutsche Volkswirtschaft weniger verletzbar in Bezug auf hohe und vor allem volatile Preise auf den Weltenergiemärkten macht;
- in einer klar innovationsorientierten Umsetzungsstrategie, die die Stellung der deutschen Volkswirtschaft v.a. mittel- und langfristig stärken wird.

Hinsichtlich der Hemmnisse wird auf die in den Ausführungen zu Frage 1 beschriebenen Herausforderungen verwiesen, entscheidend ist jedoch, dass im Bereich von Politik, Wirtschaft und Bürgerschaft für die Energie- und Klimapolitik Handlungs- und Sichtweisen wie auch Traditionen entwickelt werden müssen, die

- die Erreichung kurz- und mittelfristiger Ziele ermöglicht,
- deren Konsistenz zu den langfristigen Zielen sichert und

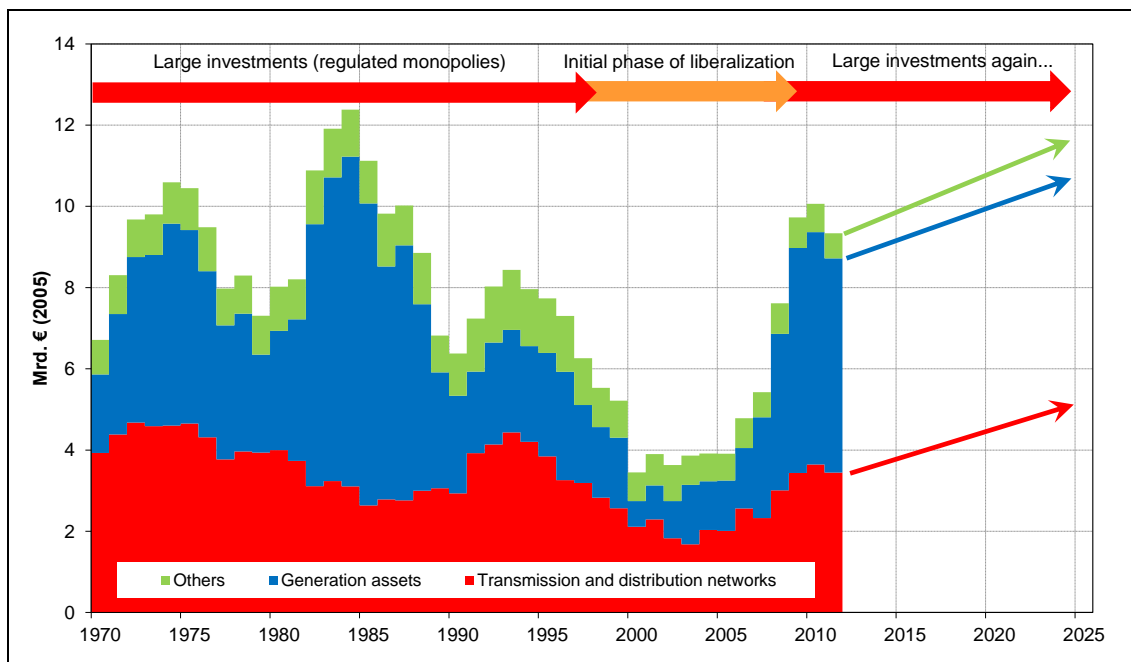
- die langfristigen Ziele mit dem notwendigen Vorlauf adressiert.

3. *Welcher Handlungsbedarf besteht für den Bund bzw. die Länder bis 2015 und 2017?*

Der prioritäre Handlungsbedarf für den Bund bzw. die Länder besteht in den Jahren 2015 bis 2017 vor allem in folgenden Punkten

- Schaffung eines institutionellen und rechtlichen Rahmens zur Strukturierung der ganzen Bandbreite der zur Umsetzung der Energiewende notwendigen Maßnahmen (Klimaschutzgesetz, Energiewende-Rahmen-Gesetz o.ä.);
- Schaffung eines attraktiven wirtschaftlichen Rahmens für die Gebäudesanierung;
- Einführung erster Elemente eines zukunfts- und integrationsfähigen Marktdesigns für das konventionelle Segment der Stromversorgung (einschließlich der Erschließung des Potenzials nachfrageseitiger Maßnahmen), mit dem auch und vor allem die noch ausstehenden Schritte bei der Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke flankiert werden können;
- Reform des Flankierungssystems für erneuerbare Energien, das die bisher existierende Produktionsmengenmaximierung durch eine Produktionswertoptimierung ablöst und die schrittweise Konvergenz und Integration der Segmente für konventionelle und regenerative Stromerzeugung sowie Speicher ermöglicht;
- Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie in einer Weise, dass innovative und langfristig unausweichliche Instrumente zur Erhöhung der Energieeffizienz vor allem im Stromsektor mit entsprechenden Lernphasen entwickelt und aufgesetzt werden können;
- Weiterführung der Vorbereitungs- und Umsetzungsmaßnahmen zum zügigen Ausbau des Übertragungsnetzes;
- Spezifikation der in den Verteilnetzen im Zuge der Energiewende notwendigen Anpassungs- und Erweiterungsmaßnahmen und Überprüfung des Netzregulierungsrahmens mit Blick auf die Frage, ob dieser die dafür notwendigen Investitionen in ausreichendem Umfang ermöglicht;
- Konzeption der notwendigen Innovations-Roadmaps (vgl. hierzu die Ausführungen zu Frage 1).

Abbildung 1 Investitionen der deutschen Energieversorgungsunternehmen in Erzeugungsanlagen und Infrastruktur,



Quelle: VDEW, BDEW, Berechnungen des Öko-Instituts.

Nicht nur im Kontext der Energiewende, aber durch die Energiewende deutlich beschleunigt, werden in den nächsten Jahren massive Investitionen notwendig, die nach über einer Dekade deutlicher Unterinvestments (Abbildung 1) unausweichlich werden, denen aber mit der Energiewende eine klare Richtung gegeben werden kann und muss. Die Gestaltung des notwendigen Investitionsumfeldes bildet als übergreifende Herausforderung eines der wichtigsten Handlungsfelder bereits in den nächsten Jahren.

4. *Wie wird bzw. sollte sich der Strommarkt Ihrer Einschätzung nach in den nächsten Jahren entwickeln, wenn man die Energiewende ernst nimmt, und welche Änderungen des Strommarktdesigns sollten vorgenommen werden?*

Der heute existierende Strommarkt bzw. dessen Design hat sich in einer bestimmten historischen Situation auf der Basis eines spezifischen Kapitalstocks (zu Monopolzeiten entstanden sowie durch erheblichen Überkapazitäten gekennzeichnet) entwickelt.

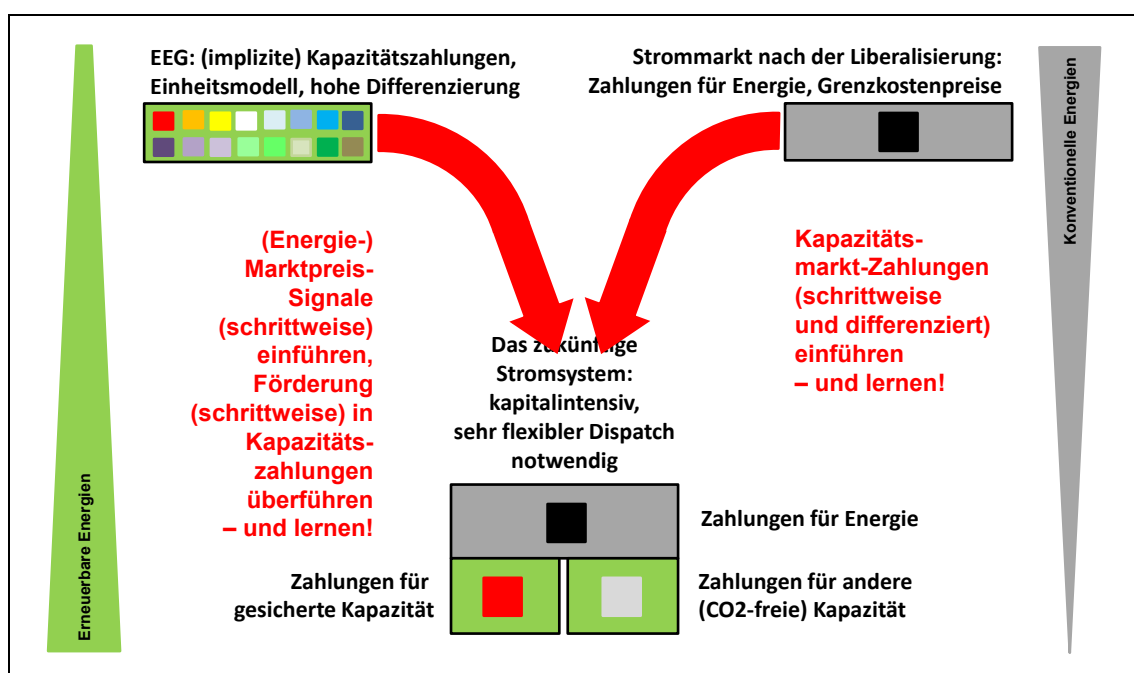
Das heutige Stromversorgungssystem ist hinsichtlich der Anlagenfinanzierung und Betriebsoptimierung durch zwei diametral entgegengesetzte Konzepte geprägt:

- einen Strommengen- (Energy only-) Markt, auf dem sich Preise auf Grundlage der kurzfristigen Grenzkosten der marginalen Erzeugungseinheit bilden, der eine umfassende Optimierung des Anlageneinsatzes bewirkt und bei realitäts-

naher Betrachtung keine nachhaltige Basis für die Finanzierung von Neuinvestitionen bildet;

- ein hoch ausdifferenziertes Vergütungssystem für regenerative Stromerzeugungsanlagen auf Basis kostenorientierter Preise für einen langen Zeitraum, das aber keinerlei Einbeziehung der Preissignale aus dem Strommengenmarkt und damit auch keine Berücksichtigung des Wertes der produzierten Regenerativstrommengen bei Betriebs- oder Investitionsentscheidungen berücksichtigt.

Abbildung 2 Schematische Übersicht für ein „marktrealistisches“ Konzept für die Anpassung des Strommarktdesigns



Quelle: Bundesnetzagentur, Berechnungen des Öko-Instituts.

Das Marktdesign für beide Segmente muss entlang der langfristig zu erwartenden Einkommensströme im zukünftigen Energiesystem angepasst werden (Abbildung 2):

- einem sehr vielfältigen System, das extrem koordinationsintensiv ist und in dem die Betriebsoptimierung sinnvollerweise auf ein Strommengenmarktsegment abstellt;
- einem sehr kapitalintensiven System, in dem sich Investitionen zu erheblichen Teilen nur über Kapazitätszahlungen werden refinanzieren lassen;
- wobei die Herausbildung des zukünftigen Marktdesigns explizit als Lernprozess ausgestaltet werden sollte, der realweltliche Erfahrungen in den verschiedenen Segmenten und ihrem Zusammenspiel schrittweise aufnehmen kann.

Für den nächsten Reformschritt in diesem Konvergenzprozess hat das Öko-Institut zwei Reformvorschläge unterbreitet:

- das Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes für stilllegungsgefährdete Bestandskraftwerke, flexible Neubaukraftwerke sowie Maßnahmen des Lastmanagements (dieses Konzept wird unter Frage 38 weiter erläutert);
- das Konzept der stromwertoptimierenden EEG-Reform, das aus den Elementen „Innovationsorientierte Differenzierung“, „Vereinfachung“, „Einbeziehung der Preissignale aus dem Strommengenmarkt“ sowie „Sonderfinanzierung von Sonderzielen“ besteht (vgl. dazu <http://www.oeko.de/oekodoc/1639/2013-009-de.pdf>).

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass ähnliche Herausforderungen in den meisten EU-Staaten bewältigt werden müssen, bietet ein solcher Ansatz auch eine Grundlage für einen zumindest regionalmarktweit organisierten Konvergenzprozess (vgl. dazu <http://www.oeko.de/oekodoc/1638/2013-008-en.pdf>).

Letztlich müssen alle Reformvorhaben im Bereich des konventionellen wie auch des regenerativen Segments das Ziel verfolgen, das entsprechende Marktdesign so zu verändern, dass Betriebs- und Investitionsentscheidungen sich im Kontext der folgenden Preissignale bzw. Einkommensströme ergeben:

- Zahlungen für die Produktion von Energie;
- Zahlungen für die Bereitstellung gesicherter Leistung;
- Zahlungen für die Bereitstellung CO₂-freier Leistung;
- Zahlungen für Systemdienstleistungen.

5. *Welches sind die wichtigsten Handlungsfelder in NRW?*

Mangels vertiefter Kompetenz zu NRW-spezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

6. *Wie kann die Umsetzung der Energiewende in NRW besser mit Bund, Ländern und den europäischen Nachbarstaaten abgestimmt werden? Welche Koordinationsmechanismen können dazu genutzt werden? Welche Voraussetzungen sind noch zu schaffen? Führt der Klimaschutzplan auf Basis des Klimaschutzgesetzes zu einem NRW-Alleingang?*

Die genannte Koordination erfordert eine Verständigung über Ziele, Umsetzungsstrategien (jenseits der konkreten Instrumentenwahl) sowie situationsangepasste politische Instrumentierungen. Für die Koordination innerhalb Deutschlands ist dies auf der Ebe-

ne der Ziele gegeben, hinsichtlich Strategien und Instrumentierung ist jedoch weiterhin keine klare Linie zu erkennen. Hier bedarf es einer Institutionalisierung, wobei dies nicht nur die Administration (Ressortzuschnitt bzw. –zusammenarbeit, Bund-Länder-Koordinierung etc.), sondern auch die Parlamente (Enquete-Kommissionen zur Klärung von längerfristigen Fragen, Energiewende-Ausschüsse zur fokussierten Begleitung des Prozesses etc.) sowie Wirtschaft und Bürgerschaft (hier sei an das von der Ethik-Kommission vorgeschlagene „Nationale Forum Energiewende“ erinnert) betrifft.

Die Regelungen des Klimaschutzgesetzes NRW bilden hier in einigen Punkten einen interessanten Ansatz, die verschiedenen Themen und Akteure zu verklammern. In der derzeitigen Situation ist das Klimaschutzgesetz NRW eher ein innovativer Ansatz im Prozess der Politikformierung (hier sei an die durchaus prägende Wirkung einer ganzen Reihe von Landes-Energiegesetzen erinnert, in denen eine Vielzahl von Maßnahmen erprobt worden sind, die später auch Eingang in den größeren Rahmen der Bundespolitik gefunden haben) als ein wenig sinnvoller Alleingang.

7. *Wie kann bei der Energiewende die größtmögliche volkswirtschaftliche Effizienz erreicht und gleichzeitig Versorgungssicherheit gewährleistet werden?*

Die größtmögliche volkswirtschaftliche Effizienz (die gleichwohl stets ein hypothetisches, empirisch nicht überprüfbares und so schwer operationalisierbares Kriterium bleibt) ist eine der grundlegenden Anforderungen an die Energiewende. In der realen Welt spielen jedoch auch Kriterien wie Robustheit und Effektivität sowie das möglichst faire Management von Verteilungsfragen eine herausgehobene Rolle bzw. dürften im Fall der Verteilungsfragen – mit guten Gründen – im Vordergrund stehen. Letztlich sollte eine optimale Strategie zur Umsetzung der Energiewende auf

- ambitionierte Innovationspolitik,
- sorgfältig austarierte Regulierung bzw. Marktstrukturierung (in Bereichen, in denen Preissignale unter den konkreten Bedingungen des jeweiligen Kapitalstocks bzw. wegen sehr unterschiedlicher Zeithorizonte der jeweiligen Handlungsfelder realweltlich nur eine eingeschränkte Rolle spielen können) und
- möglichst umfassende Nutzung von Preissignalen (wo diese eine hinreichend robuste Grundlage für die Koordination von dezentralen Entscheidungen der verschiedenen Akteure bilden können)

abstellen. Der daraus resultierende und sich im Zeitverlauf ändernde Politikmix wird sich für die sehr unterschiedlichen Sektoren, die für die Energiewende von besonderer Bedeutung sind (Stromsektor, Gebäude, Verkehrssektor, Industrie), deutlich unterscheiden (müssen), kann jedoch im Rahmen der hier vorgelegten Stellungnahme nicht im Detail diskutiert werden.

8. *Handelt es sich bei einem „Masterplan Energiewende“ um eine „politische Selbstentmachtung“ oder um ein Instrument zur Unterstützung einer besseren Koordination zwischen den Akteuren auf den unterschiedlichen Ebenen?*

„Masterpläne“ werden derzeit aus vielen (nahezu allen) Richtungen gefordert, wobei unter solchen Masterplänen für die Energiewende sehr unterschiedliche Instrumente verstanden werden. Wesentlich ist eine politische Strategiebildung, die neben den notwendigen Zielen vor allem längerfristige Handlungsansätze beschreiben, die zunächst unabhängig von konkreten Instrumentierungsansätzen sind und einen robusten und für möglichst viele Akteure berechenbaren Rahmen bilden, in dem sich dann zwangsläufig kurz- und mittelfristig bzw. an politischen Opportunitäten orientierte Instrumentierungsansätze ausrichten können. Gerade für die Kooperation verschiedener Akteursebenen sind solche Ansätze von besonderer Bedeutung.

9. *Welche Art der Koordination zwischen den einzelnen Elementen und den unterschiedlichen politischen Ebenen ist Ihrer Ansicht nach notwendig?*

Notwendig ist im Kontext der Energiewende zunächst ein aufgeklärter Diskurs über die „Subsidiarität der Energiewende“, nach der nur für diejenigen Handlungsfelder die Verantwortung auf andere („höhere“) Ebenen der Jurisdiktion oder größere Akteursgruppen übertragen werden sollte, die die notwendigen Maßnahmen aus Gründen niedrigerer Hürden oder leichteren Problemlagen effektiver und effizienter umsetzen können. Die historisch gewachsenen Verantwortungszuweisungen für die verschiedenen Handlungsbereiche der Energiewende entsprechen dabei nur teilweise den Notwendigkeiten der Energiewende und müssen sukzessive angepasst werden. Dies geschieht beispielsweise im Kontext der großflächigen Infrastrukturplanung zumindest ansatzweise, bleibt aber in vielen anderen Bereichen, vor allem bei sektorübergreifenden Handlungsfeldern (Integration von Strom- und Wärmemarkt bzw. des Verkehrssektors) noch zu wenig beachtet. Die „Subsidiarität der Energiewende“ sollte daher auch ein wichtiges Thema parlamentarischer Befassung werden.

10. *Kann ein „Masterplan Energiewende“ auf Bundesebene behilflich sein?*

Vergleiche dazu die Ausführungen zur Frage 8.

11. *Wie beurteilen Sie das Energiekonzept der Bundesregierung und den aktuellen Stand der Umsetzung?*

Eine umfassende Bewertung des aktuellen Umsetzungsstandes des Energiekonzepts von 2010/2011 sprengt den Rahmen der hier vorgelegten Stellungnahme. Deshalb kann hier nur eine orientierende Einordnung für wenige Handlungsfelder erfolgen:

- gut fortgeschritten sind
 - der schrittweise Verzicht auf die Kernenergie;
 - die Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Kraft-Wärme-Kopplung;
 - der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung;
- erhebliche Fortschritte sind zu erkennen
 - im Bereich der Netzinfrastrukturplanung für die Übertragungsnetze mit umfangreicher Beteiligung;
 - bei den Innovationsanstrengungen in einigen zentralen Bereichen (Speicheroptionen etc.);
 - bei der Versorgungssicherheitsbewertung;
- geringe bis marginale Fortschritte sind zu verzeichnen
 - im Bereich des Strommarktdesigns (mit allerdings zunehmender Dynamik);
 - im Bereich der Weiterentwicklung des Flankierungsregimes für die erneuerbaren Energien (mit allerdings zunehmender Dynamik);
 - im Bereich von Gebäudeeffizienzstandards und der Gebäudesanierung;
 - im Bereich einer umfassenden Biomassestrategie;
 - in den verschiedenen Handlungsbereichen des Verkehrssektors.

12. *Wie bewerten Sie die Option eines regelmäßigen Monitoringberichts der Landesregierung zur Energiewende?*

Bei umfassenden politischen Vorhaben wie der Energiewende bilden regelmäßig erstellte und ggf. extern evaluierte Monitoring-Berichte ein zentrales Element zur Politikevaluierung und –Anpassung.

Fragenkomplex II: Ausbau der Erneuerbaren Energien

13. *Ist aus Ihrer Sicht eine Marketingintegration der Erneuerbaren Energien eine der Herausforderungen der Energiewende oder bedarf es einer Weiterentwicklung des Strommarktdesigns? Warum?*

Die für Deutschland bei einem Übergang zu einem ganz oder ganz überwiegend auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromversorgungssystem mit großer Wahrscheinlichkeit dominierenden Erzeugungsoptionen Solar- und Windenergie sind in Märkte mit dem aktuellen Design letztlich nicht integrierbar. Es bedarf der Veränderung des Marktdesigns für konventionelle Erzeugungsoptionen sowie einer Fortentwicklung des Flankierungsregimes für erneuerbare Energien in Richtung eines integrierten Strommarktdesigns. Vergleiche hierzu die Ausführungen zu Frage 4.

14. *Wie sollte die Systemintegration der Erneuerbaren verbessert werden?*

Vergleiche hierzu die Antworten zu den Fragen 4 und 14.

15. *Wie kann der Ausbau der Erneuerbaren mit dem Netzausbau synchronisiert werden?*

Der Netzausbau bildet nahezu immer die kostengünstigste Flexibilitätsoption zur Ergänzung der Stromerzeugung aus variablen erneuerbaren Energien, also zur Residuallastdeckung. Eine Investition von 10 Mrd. € in die Netzinfrastruktur führt im regulierten Netzgeschäft zu Netznutzungsentgelten von etwa 0,15 ct/kWh.

Von daher sollte dem massiven Netzausbau die oberste Priorität zukommen, wobei darauf hinzuweisen ist, dass zumindest für die in den nächsten zwei Dekaden relevanten Projekte sich allenfalls die „Wann“- oder „Wie“-Frage und keineswegs die „Ob“-Frage stellt. Eine Abdämpfung des Ausbautempos für die erneuerbaren Energien mit der Begründung des Netzausbaus würde nach allen Erfahrungen die Dynamik des Netzausbaus eher verringern und somit den Zielen der Energiewende zuwiderlaufen. Solange erhebliche Netzengpässe bestehen, können durch Lokalisierungs-Preissignale (entweder direkt oder ggf. auch im Rahmen des Einspeisemanagements) eine Überbrückungsrolle spielen – sofern die Entwicklung des Systems auf Preissignale und nicht auf den wenig zukunftssträchtigen Weg kleinteiliger Regulierung abstellen soll (wie dies im Rahmen von PV- oder Biomasse-Standort-Zulassungskatastern derzeit teilweise diskutiert wird).

16. *Inwieweit sollten die Ausbaupläne der erneuerbaren Energien aus Ihrer Sicht mit dem Strombedarf und der Aufnahmefähigkeit der Netze konform gehen?*

Derzeit gibt es realiter keine verbindlichen Ausbaupläne für die erneuerbaren Energien sondern im Wesentlichen einen Finanzierungsmechanismus (der wenige MengenkompONENTEN beinhaltet). Wenn die Priorität des Netzausbaus – auch in der Umsetzung – erhalten bleibt, das Flankierungsregime für erneuerbare Energien auf die Optimierung der Stromwertschöpfung ausgerichtet wird und das konventionelle Stromerzeugungsssegment in ein Marktdesign überführt wird, in dem nachfrageseitige Maßnahmen gleichberechtigt angereizt werden, besteht zumindest für die nächsten Jahre kein Grund, hieran etwas grundsätzlich zu ändern. Dies gilt auch und gerade im Kontext der mittel- und langfristigen Ausbauziele.

17. *Wie sollte die Förderung des Ausbaus der Erneuerbaren-Energien weiterentwickelt werden, damit es der Zielstellung des Ausbaus der erneuerbaren Energien gerecht wird, ohne andere energiewirtschaftliche Ziele wie Versorgungssicherheit und Preisstabilität zu gefährden?*

Notwendigkeit ist die massive Verstärkung der Netze (kostengünstige Flexibilitätsoption, erheblicher Beitrag zur Versorgungssicherheit), eine Weiterentwicklung des Marktdesigns für das konventionelle Segment der Stromerzeugung (Versorgungssicherheit, Preisstabilität) sowie die Umorientierung des Flankierungsregimes für die regenerative Stromerzeugung, das sich zukünftig deutlich stärker am Prinzip der Stromwertoptimierung orientieren sollte. Vgl. dazu die Antworten zu den Fragen 4 und 15.

18. *Welche Kriterien halten Sie für die Weiterentwicklung des EEGs für notwendig?*

Anstelle von abstrakten Kriterien wird hier auf sechs Prämissen abgestellt, die einen stark handlungsleitenden Charakter haben. Die Weiterentwicklung des EEG wie auch die Entwicklung des Strommarktdesigns sollte sich diesbezüglich an den folgenden Leitfragen orientieren:

1. Sollen sich die Veränderungen an kurzfristigen (2020) oder langfristigen (2030/2050) Ausbauzielen orientieren?

Beides, ausschließlich kurzfristige Orientierungen können in die Sackgasse führen, nur langfristige auch!

2. Sollen über Märkte generierte Preissignale eine wichtige Rolle für die Koordination und Optimierung von Investitions- wie auch Betriebsentscheidungen spielen?

So weit wie möglich, die Durchregulierung des sehr koordinationsintensiven Systems wird kaum funktionieren!

3. Soll der (Markt-) Rahmen für erneuerbare Energien, Speicher und konventionelle (Residuallast-) Kraftwerke längerfristig separiert bleiben oder (strukturell) zusammengeführt werden?

Für ein schrittweise optimiertes Gesamtsystem ist letztlich nur die (perspektivische) Zusammenführung sinnvoll!

4. Sollen Errungenschaften des EEG wie
 - a. hohe Akteursvielfalt,
 - b. eine sinnvolle Technologiebandbreite sowie
 - c. geringe Erlösdauerrisiken

erhalten bleiben?

Zumindest diese drei Errungenschaften des EEG sollten im Reformprozess spezifisch adressiert werden!

5. Ist eine Neuverteilung der Kosten- und Risiken zwischen
 - a. Betreibern von regenerativen Stromerzeugungsanlagen sowie
 - b. (bisher) privilegierten bzw.
 - c. (bisher) nicht privilegierten

Stromverbrauchern notwendig?

Ja, eine Neuverteilung zwischen diesen drei (!) Gruppen muss vorgenommen werden!

6. Sollen die Veränderungen auf schrittweise Veränderungen und Lernprozesse oder eher einen „Großen Wurf“ angelegt sein?

Ein Prozess, der explizit auf schrittweise Reformen und Lernprozesse abzielt, ist nötig – und möglich!

| |
|---|
| 19. <i>Wie kann die Förderung der Erneuerbaren sozial gerechter gestaltet werden?</i> |
|---|

Signifikante und vor allem originär durch die Förderung erneuerbarer Energien verursachte soziale Schieflagen sind vor allem mit Blick auf andere Kostenbereiche eher nicht zu konstatieren. Insbesondere gilt dies für den Vergleich mit der kontrafaktischen Entwicklung.

20. *Wie bewerten Sie das Verhältnis der finanziellen Belastungen durch die Energiewende der Verbraucher im Vergleich zu den finanziellen Belastungen der stromintensiven Industrie?*

Mit Blick auf die finanziellen Netto-Belastungen sind folgende Aspekte zu unterscheiden:

- Die derzeit im Rahmen des EEG privilegierten Letztverbraucher (Strombezieher aus dem Netz der allgemeinen Versorgung) umfassen nicht nur die stromintensive Industrie, sondern auch eine Vielzahl von Verbrauchsbereichen, für die das Kriterium der Wettbewerbsverzerrung nicht belastbar herangezogen werden kann. Hier entstehen erhebliche Mitnahmeeffekte.
- Die im internationalen Wettbewerb befindliche stromintensive Industrie profitiert von den (nachweisbar) preissenkenden Effekten des Ausbaus erneuerbarer Energien und wird an den einschlägigen Kosten nicht beteiligt.
- Ebenfalls von der Förderung der erneuerbaren Energien profitiert die bisher von den Umlagemechanismen des EEG grundsätzlich nicht erfassten Stromerzeugung für den Eigenverbrauch (Privilegierung des Eigenverbrauchs). Dazu gehören industrielle Stromversorgungsanlagen, Anlagen der Objektversorgung und darunter ein bisher kleiner, aber steigender Anteil von regenerativen Stromerzeugungsanlagen.
- Auch werden die meisten Investoren-Risiken für regenerative Stromerzeugungsanlagen (bisher) auf die nicht privilegierten Letztverbraucher überwältzt.
- Für einen großen Teil der nicht privilegierten Letztverbraucher entstehen erhebliche Zusatzkosten durch die Befreiung der o.g. Bereiche, zumindest für den Bereich der Grundversorgung muss auch konstatiert werden, dass eine Weitergabe der Preisveränderungen an den Großhandelsmärkten nicht erfolgt sondern (bisher) vor allem die Margen der Lieferanten vergrößern.

Bezüglich des letztgenannten Aspekts wird in der Debatte um die Entwicklung der EEG-Umlage und ihrer Folgen für den Endkunden-Strompreis weitgehend ausgeblendet, dass die Strompreise an den Großhandelsmärkten für Strom seit 2008 massiv gesunken sind und inzwischen für die meisten in Tabelle 1 gezeigten Produkte unter dem Niveau von 2005 liegen.

Die Ursachen für diese Entwicklung sind vielfältig und vor allem durch die Preisentwicklungen für Brennstoffe und Emissionsberechtigungen, in zunehmendem Maße – vor allem auf den Spotmärkten sowie im Futures-Markt für Peak-Produkte – aber auch durch den massiven Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bedingt.

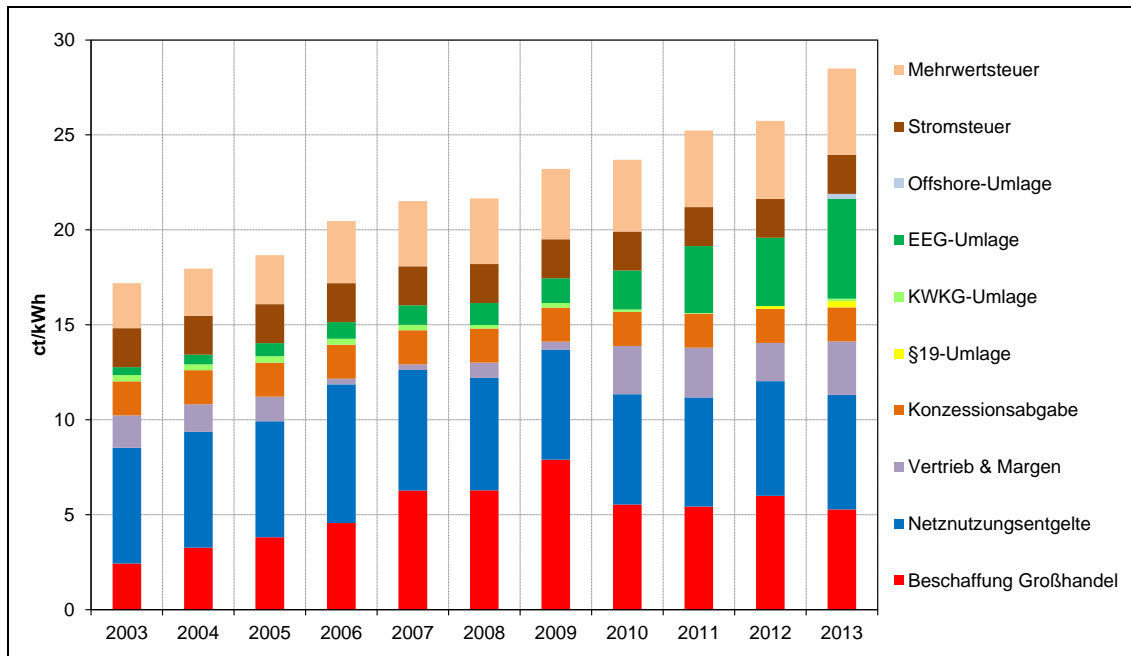
Tabelle 1 Entwicklung der Großhandelspreise auf den Futures- und Spotmärkten sowie der Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden (Grundversorgung), 2005 bis 2013

| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013* |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | €/MWh | | | | | | | | |
| Forward-Preise | | | | | | | | | |
| Base | 41,15 | 55,01 | 55,83 | 70,29 | 49,19 | 49,90 | 56,07 | 49,30 | 42,92 |
| Peak | 56,20 | 81,02 | 79,33 | 99,28 | 69,82 | 64,48 | 69,01 | 60,87 | 54,14 |
| Spot-Preise | | | | | | | | | |
| Base | 45,98 | 50,79 | 37,99 | 65,76 | 38,85 | 44,49 | 51,12 | 42,60 | 36,21 |
| Peak | 56,00 | 63,81 | 48,75 | 79,43 | 46,83 | 50,95 | 57,12 | 48,51 | 44,15 |
| Netznutzungsentgelte** | k.A. | 73,00 | 63,40 | 59,20 | 58,00 | 58,10 | 57,50 | 60,40 | k.A. |
| Anmerkung: * Großhandelspreise für Januar 2013; ** von der Bundesnetzagentur erhobene, mengengewichtete Mittelwerte für Haushaltskunden (Grundversorgung), jeweils zum 1. April d.J. | | | | | | | | | |

Quelle: EEX, Bundesnetzagentur, Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 1 zeigt darüber hinaus die Entwicklung der Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden in der Grundversorgung. Auch diese sind seit 2006 – im Wesentlichen als Folge einer verschärften Netzregulierung – massiv gefallen und liegen trotz einer leichten Steigerung im Jahr 2012 noch erheblich (13 €/MWh bzw. 1,3 ct/kWh) unter dem Niveau von 2006.

Abbildung 3 Repräsentative Entwicklung der nominalen Haushaltstromtarife (Grundversorgungstarif) in Deutschland,



Quelle: BDEW, Eurostat, BNetzA, EEX, Berechnungen des Öko-Instituts

Ein Vergleich dieser Entwicklungen mit dem Endverbrauchspreisen für private Haushalte zeigt, dass zumindest in den Grundversorgungstarifen (also für die wenig wech-

selwilligen oder wechselfähigen Kunden) diese Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten für Strom nicht erkennbar sind.¹

Die Gesamtkosten für Beschaffung, Netznutzung und Margen sind dagegen in den letzten Jahren konstant geblieben, was gerade vor dem Hintergrund der Tatsache bemerkenswert ist, dass die Netznutzungsentgelte bis 2011 stetig gesunken sind und hier erst für 2012 wieder ein leichter Anstieg (um 0,29 ct/kWh) zu verzeichnen ist. Letztlich haben damit die Margen im Haushaltskundengeschäft, zumindest im Bereich der Grundversorgungstarife, erheblich zugenommen und liegen erheblich über den Niveaus von 2005.

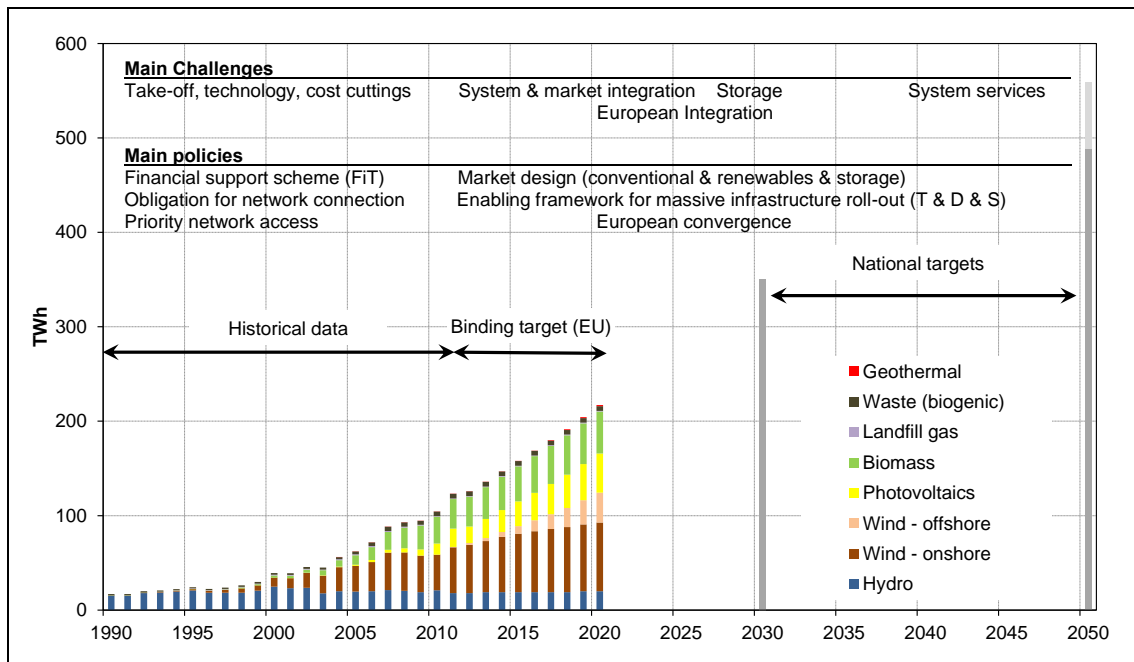
Bei der Weiterentwicklung des EEG (bzw. für ein Nachfolgemodell) müssen zweifelsohne die Verteilungseffekte zugunsten der nicht privilegierten Letztverbraucher korrigiert werden. Dafür ist die Eingrenzung der privilegierten Verbrauchergruppen auf die nachgewiesenermaßen im internationalen Wettbewerb stehenden stromintensiven Branchen notwendig, die Beteiligung dieser stromintensiven Industrie mit einem Selbstbehalt (der den strompreissenkenden Effekten des Ausbaus erneuerbarer Energien entspricht), die Einbeziehung des Eigenverbrauchs in die Umlage sowie die Übernahme zumindest eines Teils der Risiken (Strompreis etc.) durch die Betreiber regenerativer Stromerzeugungsanlagen notwendig.

21. *Wie bewerten Sie die Förderung der erneuerbaren Energien nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz in Bezug auf eine nachhaltige Gestaltung der Energiewende?*

Die Förderung über das Erneuerbare Energien Gesetz war für die Einführungs- und Innovationsphase in der Gesamtbewertung ein sowohl sehr effektives wie auch effizientes Instrument. Bei einer Weiterentwicklung mit dem Ziel der Stromwertoptimierung (vgl. Ausführungen zu Frage 4) bildet ein entsprechend reformiertes EEG auch für die nächsten Phasen (Abbildung 4) noch einen sinnvollen Ansatz.

¹ Vereinfachend wurden hier die Future-Produkte des jeweiligen Vorjahres in der üblichen Beschaffungsstruktur für Haushaltskunden (70% Base, 30% Peak) als Beschaffungskosten auf dem Großhandelsmarkt angesetzt. Selbst wenn eine längerfristige Eindeckung mit Futures-Verträgen unterstellt wird, müssten die rückläufigen Preistrends seit 2008 inzwischen bei den Endverbrauchspreisen sichtbar werden.

Abbildung 4 Herausforderungen und politische Umsetzungsinstrumente in den unterschiedlichen Phasen des Ausbaus erneuerbarer Energien



Quelle: Öko-Institut

22. Unter welchen Bedingungen sind die unterschiedlichen Erneuerbaren Energieträger marktfähig? Und welche Aspekte (z. B. Markteingriffe, indirekte Subventionen, etc.) verhindern ggf. heute die Marktfähigkeit?

Die Frage nach der Marktfähigkeit kann stets nur im Kontext eines bestimmten Markt-designs beantwortet werden. Von diesem Startpunkt können folgenden Schlussfolgerungen gezogen werden:

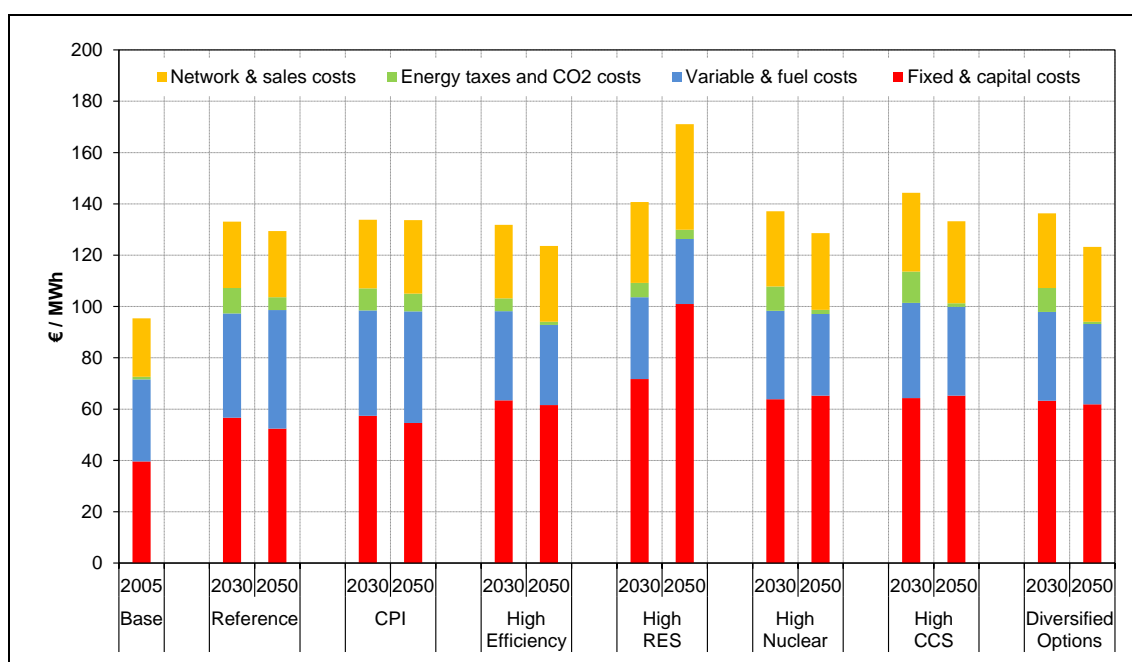
- In den Strommarkt nach heutigem Design ist unter den absehbaren Rahmenbedingungen keine der zukünftig besonders wichtigen regenerativen Stromerzeugungsoptionen auf Basis von Wind- und Solarenergie integrierbar, sie können sich also in diesem Sinne nicht als marktfähig erweisen.
- Bei einer Umgestaltung des Strommarkt-designs können regenerative Stromerzeugungsoptionen marktfähig werden. Dies ergibt sich jedoch auch aus ihrer Positionierung auf der Lernkurve
 - Onshore-Windkraft und Fotovoltaik haben die Lernkurve bereits sehr weitgehend durchlaufen;
 - Offshore-Windkraft steht am Anfang der Lernkurve;
 - für die anderen regenerativen Stromerzeugungsoptionen sind (bisher) Lernkurveneffekte bisher weitgehend ausgeblieben.

Als marktfähig im hier gebrauchten Sinne werden sich damit vor allem die Stromerzeugung auf Wind- und Solarenergie erweisen, die zukünftig den Hauptanteil der regenerativen Stromerzeugung repräsentieren werden.

- Einen wesentlichen Beitrag zur Erlangung der Marktfähigkeit für die regenerativen Stromerzeugungsoptionen wird der Abbau von Subventionen für die fossile Stromerzeugung (Befreiung von diversen Abgaben, direkte Subventionen) sowie die Wiederherstellung eines ambitionierten Emissionshandelssystems mit signifikanten CO₂-Preisen erweisen.

Letztlich geht es aber weniger um die Frage nach der Marktfähigkeit der erneuerbaren Energien als um die Einordnung der Gesamtkosten des Systems. In diesem Zusammenhang verdeutlichen die Modellierungsarbeiten zur Energy Roadmap 2050 der Europäischen Kommission einige wichtige Zusammenhänge (Abbildung 5).

Abbildung 5 Systemkosten des europäischen Stromversorgungssystems nach den Modellierungsarbeiten für die Energy Roadmap 2050 der Europäischen Kommission



Quelle: Europäische Kommission, Felix Chr. Matthes

Der Vergleich verschiedener Szenarien für die Fortsetzung des politischen Status Quo (Reference, CPI) sowie von fünf verschiedenen ausgeprägten Dekarbonisierungsszenarien erlaubt vier wesentliche Schlussfolgerungen:

- Im Kontext der in jedem Fall bevorstehenden Investitionsnotwendigkeiten werden die Systemkosten der Stromversorgungssysteme in jedem Fall deutlich steigen müssen, die entsprechenden Systemkosten müssen refinanziert werden. Vor dem Hintergrund steigender Brennstoff- und Anlagenkosten wer-

den zur Refinanzierung der Systemkosten die Preise – je nach Marktdesign – signifikant steigen müssen.

- Die Unterschiede zwischen den Status-Quo-Szenarien und den Dekarbonisierungsszenarien für die Zeithorizonte 2030 und 2050 unterscheiden sich – mit der Ausnahme eines Szenarios für das Jahr 2050 – nur marginal, in jedem Fall liegen die Unterschiede unterhalb der Modellierungsunsicherheiten (aus heutiger Sicht wurden in den Modellierungsarbeiten die Kosten für Kernenergie massiv unterschätzt, sind für CCS-Anlagen wahrscheinlich real und für die erneuerbaren Energien deutlich zu pessimistisch). Entscheidend für die Strompreisentwicklungen ist damit eher die bevorstehende Investitionswelle an sich als deren konkrete Ausprägung.
- Alle Szenarien zeigen einen grundsätzlichen Trend zu deutlich stärker kapital- und infrastrukturintensiven Kostenstrukturen. Diese Verlagerung hin zu den Kapitalkosten wird im Marktdesign Berücksichtigung finden müssen.
- Den einzigen „Ausreißer“ bildet die Kostenprojektion für das „High Renewables“-Szenario für das Jahr 2050. Der Grund für die von 2030 bis 2050 weiter steigenden Systemkosten ist vor allem dem in diesem Zeitraum massiv wachsenden Speicherbedarf und den dafür getroffenen, eher pessimistischen Kostenannahmen geschuldet. Damit ist auch der Innovationsbedarf im Bereich der Speicherung für den Zeithorizont 2030 prägnant beschrieben.

23. Welche zum EEG alternativen Fördermodelle sind vorzugswürdiger?

In der Gesamtabwägung aller Aspekte und vor allem mit Blick auf die unter Frage 18 beschriebenen Prämissen erscheinen Quoten- und Ausschreibungsmodelle als nicht geeignet für den angestrebten Ausbau der regenerativen Stromerzeugung. Genauso wenig ist jedoch das EEG in seiner heute existierenden Grundstruktur längerfristig bestandsfähig. Eine Weiterentwicklung des EEG in Richtung eines auf schrittweise Integration von Preissignalen beruhenden Reformmodells (vgl. Antwort auf Frage 4) erscheint hier als vielversprechender Weg.

24. *Welche Reformen des EEG, unter Berücksichtigung der Investitionssicherheit, sind dringend geboten und sollten noch vor der Bundestagswahl durchgeführt werden? Welche weiteren Reformen der Erneuerbaren Förderung müssen sich anschließen?*

Vor der Bundestagswahl wird es keine strukturell wirksamen und zu einer strategischen Neuausrichtung passfähigen Reformen mehr geben können. Kurzfristige Anpassungen werden sich allenfalls aus der (politisch gefühlten) Notwendigkeit zur Begrenzung der EEG-Umlage für die nicht privilegierten Letztverbraucher ergeben. Die Handlungsspielräume hier sind allerdings gering, größere Kostenentlastungsbeiträge für die nicht privilegierten Strombezieher werden sich nahezu ausschließlich auf Umverteilungsmaßnahmen zu Lasten der privilegierten Letztverbraucher bzw. der Eigenerzeugung beschränken, wenn von Maßnahmen mit erheblichen Kollateralschäden abgesehen werden soll (Kürzung der Vergütungen für Bestandsanlagen etc.).

25. *Sollte die Förderung der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen von der Erfüllung bestimmter Kriterien abhängig gemacht werden (z. B. Netzkapazitäten, Wirtschaftlichkeit)?*

Die Förderung der Einspeisung von Strom aus regenerativen Stromerzeugungsanlagen sollte schrittweise auf Preissignale für Stromerzeugung und Kapazitätsbereitstellung umgestellt werden, ein administrierter Zugang auf Basis von Kostendaten etc. ist nicht sinnvoll. Die Berücksichtigung von Netzengpässen kann über Lokalisierungssignale im Flankierungsregime sowie über eine Reduktion der Entschädigungszahlungen im Fall des Einspeisemanagements hinreichend flexibel adressiert werden.

26. *Wie können massive Strompreiserhöhungen durch EEG-Umlagenerhöhungen vermieden werden, ohne die Ziele der Energiewende zu gefährden?*

Die EEG-Umlage ist nur ein Bestandteil der effektiven Strompreise. Eine Fokussierung von Maßnahmen zur Strompreisdämpfung allein auf die EEG-Umlage ist weder sinnvoll noch zielführend (vgl. Ausführungen zur Frage 20). Die auch längerfristig sinnvollen Maßnahmen zur Neuausrichtung des EEG, die auch kostendämpfende Effekte haben, bleiben natürlich ebenfalls dringlich. Hingewiesen werden soll jedoch an dieser Stelle auf die Folgekosten verzögerten bzw. falsch ausgerichteten Handelns:

- Eines der klaren Defizite des derzeitigen EEG ist die mangelnde Adressierung eines flexiblen Anlagenbetriebs. Da diese Flexibilisierung in jedem Fall unausweichlich sein wird, entstehen mit jeder Anlagenkohorte, die ohne dieses Optimierungskalkül in das Flankierungsregime aufgenommen wird, in der Zu-

kunft zusätzliche Kosten für die nachbessernde Flexibilisierung dieser Anlagen.

- Oft werden die Folgekosten der verschiedenen regenerativen Erzeugungsoptionen in einem weitgehend auf erneuerbare Energien umgestellten Stromversorgungssystem ausgeblendet. So ziehen Offshore-Windenergie, Onshore-Windkraft und Fotovoltaik langfristig unterschiedliche Speichernotwendigkeiten und –profile nach sich, die ggf. eine erhebliche Kostenposition darstellen können. Auch aus diesem Grund ist bis auf weiteres eine ausbalancierte Technologiedifferenzierung beim Ausbau der erneuerbaren Energien sinnvoll und notwendig.

Die Frage der Strompreisentwicklung wird damit stets unter Berücksichtigung der Kostenentwicklungen im Bereich der konventionellen Stromerzeugungsanlagen (und längerfristig der Speicher), der Weitergabe von Entwicklungen am Großhandelsmarkt an die Endkunden und den Flankierungskosten für die regenerative Stromerzeugung betrachtet werden müssen.

Unbeschadet davon wird akzeptiert werden müssen, dass das zukünftige Stromversorgungssystem, gleich welcher Ausprägung, einen erhöhten Investitions- und damit Refinanzierungsbedarf mit sich bringen wird.

27. Welchen Beitrag kann die Photovoltaik in NRW zur Versorgungssicherheit leisten, unter Berücksichtigung größtmöglicher volkswirtschaftlicher Effizienz bei der Energiewende?

Mangels vertiefter Kompetenz zu NRW-spezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

28. Welchen Beitrag kann die Windkraft in NRW zur Versorgungssicherheit leisten, unter Berücksichtigung größtmöglicher volkswirtschaftlicher Effizienz bei der Energiewende?

Mangels vertiefter Kompetenz zu NRW-spezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

29. *Hat sich der „atmende Deckel“ bewährt? Sollte er ausgeweitet werden auf die übrigen nach dem EEG förderfähigen Technologien?*

Der atmende Deckel ist eine administrierte Ausbausteuerung und damit ein Fallbeispiel für einen regulierten Koordinationsprozess. Für die vergleichsweise „einfache“ Herausforderung des PV-Ausbaus ist erst nach mehreren Anpassungen, d.h. vor allem der Umstellung auf eine monatliche Anpassung ein zielführender Mechanismus ohne unerwünschte Nebeneffekte (Stichtags-Rallye) entstanden.

Eine Alternative wäre die Einbeziehung des Strompreises für die konkret produzierten Strommengen und damit die Einbeziehung des Stromwertes in das Investoren- bzw. Betreiberkalkül. Damit könne eine sachgerechte Dynamisierung des Ausbaupfades auf der Basis von Preissignalen bewirkt werden.

Vor diesem Hintergrund ist der sog. „atmende Deckel“ insbesondere in der längerfristigen Perspektive keine wirklich sinnvolle Lösung für andere regenerative Erzeugungsoptionen, die auch durch deutlich langsamere Produktzyklen, erhebliche Vorlaufzeiten und hohe Standortbindung charakterisiert sind.

Wie dem auch sei, dynamisierten Anpassungsmechanismen ist vor allem bei sehr schnelllebigen Produktzyklen in jedem Fall der Vorzug vor politischen Aushandlungsprozessen zu geben. Die Verzögerungen bei der Anpassung der Einspeisevergütungen für die Fotovoltaik über politische Verhandlungen in den Jahren 2010/2011 haben eine letztlich unnötige Erhöhung der EEG-Umlage von mindestens 0,5 ct/kWh mit sich gebracht.

Fragenkomplex III: Investitionssicherheit herstellen und Versorgungssicherheit gewährleisten

30. *Wie kann der Netzbetrieb optimiert werden? Mit welchen Maßnahmen sollte Netzengpässen begegnet werden und wie würde sich dies auf die Netzentgelte auswirken? Wären beispielsweise punktuelle Aufhebungen von Einspeisevorrang und Vergütungsentschädigung nach EEG geeignete Maßnahmen?*

Mangels vertiefter Kompetenz zu netzspezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

31. *Wie beurteilen Sie die Rolle der fossilen Kraftwerke im Hinblick auf die Energiewende in den nächsten Jahren und Jahrzehnten?*

Fossile Kraftwerke werden mindestens in den nächsten zwei Dekaden eine wichtige Rolle als vergleichsweise günstige Flexibilitätsoption (nach Infrastruktur und Lastmanagement) zu spielen haben. Die sich verändernde Rolle als Flexibilitätsoption wird jedoch gravierende Veränderungen bei der wirtschaftlichen Bewertung dieser Kraftwerksoptionen nach sich ziehen. Sehr kapitalintensive Kraftwerksanlagen (wie Stein- oder Braunkohlenkraftwerke) werden bei notwendigerweise drastisch zurückgehenden Auslastungen zumindest im Bereich von Neubauten wirtschaftlich nicht mehr darstellbar sein. Auch die Einführung von Kapazitätsmärkten mit im Wettbewerb vergebenen Kapazitätzahlungen wird an dieser Situation nichts ändern. Eine deutlich größere Rolle werden hier im Zeitverlauf Anlagen spielen (müssen), deren Kostenstrukturen (niedrige Kapitalkosten, ggf. höhere Betriebskosten) besser passfähig zu den neuen Einsatzbedingungen (deutlich kürzere Einsatzzeiten etc.) sind.

32. *Inwieweit können neben Gaskraftwerken auch flexible Kohlekraftwerke in Ergänzung zur Stromerzeugung aus den Erneuerbaren Versorgungssicherheit gewährleisten?*

Im Bereich der Bestandsanlagen werden auch flexible Kohlekraftwerke, d.h. v.a. Kraftwerke neuerer Bauart eine Rolle spielen können. Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass bei fortschreitender Ausweitung der Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken die sog. „Must run“-Kapazitäten aus dem System gedrängt werden (müssen), reicht es allerdings nicht mehr aus, wenn die notwendigen Flexibilitätsparameter nur oberhalb eines (hohen) Mindestlastniveaus erbracht werden können. Die Errichtung von extrem flexiblen Neubaukraftwerken mit geringen Mindestlastniveaus und hohen Lastgradienten wird damit im Zeitverlauf unausweichlich. Mit Blick auf die Kostenstrukturen und die erwirtschaftbaren Einkommen werden für dieses Segment unter den absehbaren Rahmenbedingungen Kohlekraftwerke keine Rolle mehr spielen können.

33. *Welche Anforderungen stellt die Energiewende an fossile Kraftwerke in den nächsten Jahren und welche Herausforderungen sehen Sie in diesem Zusammenhang?*

Wenn fossile Kraftwerke vor allem als Flexibilitätsoptionen zur Residuallastdeckung bzw. zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit erforderlich werden, bestehen die zentralen Anforderungen aus geringen Mindestlastniveaus, hohen Lastgradienten und niedrigen Emissionswerten.

34. *Wie können Investitionen in neue fossile Kraftwerke gesichert werden? Welcher Beitrag ist von der „Plattform Kraftwerke“ zu erwarten?*

Sowohl im Bereich der Sicherung stilllegungsgefährdeter Bestandskraftwerke als auch der Neuerrichtung hoch flexibler Residuallastkraftwerke ist mit Blick auf die Schaffung einer nachhaltigen wirtschaftlichen Basis unter den absehbaren energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine Ergänzung des heutigen Strommengen- (Energy only-) Marktes um Kapazitätsmärkte unvermeidlich.

35. *Welche Maßnahmen zur Erneuerung des Kraftwerksparks in NRW sind notwendig? Welche Rolle sollte das Land hierbei einnehmen?*

Mangels vertiefter Kompetenz zu NRW-spezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

36. *Welche Bedeutung hat aus Ihrer Sicht die Braunkohleverstromung für die Energiewende?*

Braunkohle ist ein Energieträger mit niedrigen kurzfristigen Grenzkosten, aber hohen Kapitalkosten für die Anlagenerrichtung und den Tagebauaufschluss. Die Braunkohlenverstromung gehört damit zu den besonders kapitalkostenintensiven Stromerzeugungsoptionen. In Verbindung mit den spezifisch sehr hohen CO₂-Emissionen kann damit die zukünftige Rolle als Flexibilitätsoption nur sehr begrenzt sein.

Die wirtschaftliche Darstellbarkeit von neuen Braunkohlenkraftwerken, in Kombination mit entsprechenden Tagebauaufschlüssen kann dabei auch unter Maßgabe von Kapazitätsmärkten weitgehend ausgeschlossen werden. Der Beitrag von bestehenden Braunkohlenkraftwerken hängt im Wesentlichen von der Knappheit an CO₂-Emissionsberechtigungen, also dem CO₂-Preis ab.

37. *Woran müsste eine Verbesserung der Rahmenbedingungen ansetzen, um Investitionen privater und öffentlicher Investoren in die Energiewende anzureizen und zu fördern?*

Zu unterscheiden ist hier zwischen Investitionen in Kraftwerke und Netze (zur Thematik der erneuerbaren Energien wurde oben Stellung genommen):

- eine Verbesserung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die zur Gesamtstrategie der Energiewende passfähigen Kraftwerksinvestitionen hängt vor allem ab
 - von der Neuausrichtung des EU-Emissionshandelssystems zu einer Situation mit echter Knappheit an CO₂-Zertifikaten (derzeit beträgt der Überschuss im System mindestens 2 Mrd. t CO₂, dies entspricht nahezu einer Jahresemission aller regulierten Anlagen, vgl. dazu <http://www.oeko.de/oekodoc/1484/2012-056-en.pdf>), also höheren CO₂-Preisen und entsprechend erhöhten Deckungsbeiträgen;
 - von der Einführung sinnvoll ausgestalteter Kapazitätsmärkte, also einem System, in dem Kapazitätzahlungen auf wettbewerblicher Basis vergeben werden und die in den Genuss von Kapazitätzahlungen kommenden Anlagen frei an den Strommengen- und Regelenergiemärkten agieren können (der letztgenannte Aspekt unterscheidet Kapazitätsmärkte vom Kapazitätsinstrument der sog. Strategischen Reserve).
- eine Verbesserung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Netzinfrstrukturinvestitionen hängt vor allem von einem Investitionen anreizenden Regulierungsregime ab, dies ist für Investitionen im Übertragungsnetzbereich offensichtlich überwiegend gegeben, für den Bereich der Verteilnetze ist dies – v.a. im Kontext der Anreizregulierung – umstritten

38. *Sollte ein Kapazitätsmechanismus eingeführt werden? Wenn ja, welcher? Sollten andere Faktoren als die Gewährleistung von Versorgungssicherheit (z.B. CO₂-Emissionen) berücksichtigt werden?*

Wie bereits weiter oben ausgeführt, ist die Einführung von Kapazitätsmechanismen unausweichlich, wenn mit Blick auf Versorgungssicherheit und Umbau des Stromversorgungssystems eine nachhaltige wirtschaftliche Basis für die notwendigen konventionellen Kraftwerke, Speicher bzw. nachfrageseitigen Maßnahmen geschaffen werden soll.

Mit Blick auf die Bandbreite der verschiedenen Anforderungen wie auch die Probleme der bisher vorgelegten Kapazitätsmarktmodelle (Strategische Reserve, umfassender Kapazitätsmarkt) haben Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft und Raue LLP das

Konzept des „Fokussierten Kapazitätsmarktes“ entwickelt (<http://www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf>). Diese Ausgestaltungsvariante eines Kapazitätsmarkts besteht aus zwei verschiedenen Segmenten, für die jeweils getrennte Auktionen durchgeführt werden und für die sich verschiedene Kraftwerke, aber auch Maßnahmen zur Flexibilisierung der Stromnachfrage sowie Speicher beteiligen können. Im Marktsegment „Bestandskraftwerke“ konkurrieren stilllegungsbedrohte Kraftwerke und steuerbare Lasten im Wettbewerb um Kapazitätsszahlungen für ein oder vier Jahre. Im Marktsegment „Neubaukraftwerke“ konkurrieren Kraftwerke, die hohen Flexibilitäts- und Umweltauflagen genügen, und neue Speicher um Kapazitätsszahlungen über 15 Jahre. Die unterschiedlich lang laufenden Kapazitätsszahlungen erhöhen die Planungssicherheit für die Investoren und Betreiber, senken Risikozuschläge und so die Kosten für die Verbraucher.

Die Abgrenzung der beiden Segmente macht sinnvoll zugeschnittene Zeiträume für die Kapazitätsszahlungen möglich, ermöglicht die produktive Einbeziehung von steuerbaren Lasten bzw. Speichern und vermeidet sehr weitgehend Mitnahmeeffekte. Die strikt wettbewerbliche Ausgestaltung des Vergabeverfahrens erzeugt hohen Wettbewerbsdruck und sichert niedrige Preise. Die Möglichkeit, dass die erfolgreichen Bieter in den Kapazitätsauktionen regulär am Strom- und Energiemarkt teilnehmen können, erhält die Wettbewerbsintensität im Strommarkt, vermeidet zumindest teilweise erratische Knappheitspreise und die entsprechende Belastung der Kunden und ermöglicht den Aufbau eines hochflexiblen Kraftwerkssegments, das als Ergänzung zu den variablen erneuerbaren Energien Wind und Solar perspektivisch dringend benötigt wird. Zudem besteht die Möglichkeit, regionale Aspekte, v.a. für Neubauprojekte einzubeziehen und so einen Beitrag zur Netzentlastung zu leisten.

Die aus den genannten Gründen erheblich gedämpften Kosten werden über die Netznutzungsentgelte auf der Übertragungsnetzebene refinanziert.

Definitionsgemäß sichert das System ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit. Über die Umsetzung des Systems mit Call-Optionen, mit denen die ausschreibende Stelle die Erträge der erfolgreichen Bieter für den Fall sehr hoher Strompreise teilweise abschöpfen kann, werden die Ausübung von Marktmacht durch die in den Genuss von Kapazitätsszahlungen kommenden Kraftwerke verhindert und die Kosten für die Stromverbraucher reduziert.

Die technische Umsetzung des Fokussierten Kapazitätsmarktes erfordert eine Reihe von Prozeduren (Registrierung der Anlagen, Identifikation der Mengenziele in einem Konsultationsverfahren, Auktionierung, Erfüllungskontrolle etc.). Diese Umsetzungsmaßnahmen fallen jedoch für alle anderen Alternativen in ähnlichem Umfang an und halten sich in Grenzen. Die Fokussierung des Kapazitätsmarktes auf die beiden Segmente „Bestandsanlagen“ und „Neuanlagen“ ermöglicht auch eine einfache Anpassung und die Umsetzung als lernendes System.

Idealerweise wird ein Kapazitätsmarkt im Rahmen des integrierten Strommarktes in Kontinentaleuropa umgesetzt. Die institutionellen Zuständigkeitszuweisungen im aktuellen Rechtsrahmen lassen dies jedoch nicht ohne weiteres zu. Versorgungssicherheit

und damit auch die Umsetzung der Kapazitätsmärkte liegt bisher in der Verantwortung nationaler Behörden. Zu präferieren wäre eine koordinierte Initiative der Staaten des Pentilateralen Energie-Forums (Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, ab 2011 auch Österreich), mit der ein solches Modell auf Basis entsprechender Vereinbarungen umgesetzt wird, ohne dass ein einheitliches EU-weites Regelwerk geschaffen werden muss. Dieser Ansatz steht jedoch vor dem Problem, dass einige Nachbarstaaten Deutschlands in der Diskussion und Umsetzung von Kapazitätsmärkten bereits deutlich weiter fortgeschritten sind und eine Harmonisierung damit erheblich erschwert wird. Gleichwohl ist zumindest eine konsultative Abstimmung der für den Kapazitätsmarkt notwendigen Zielgrößen für die Kapazitätsausschreibungen sinnvoll und empfehlenswert.

Ein Fokussierter Kapazitätsmarkt für Deutschland könnte vergleichsweise zügig umgesetzt werden. Würden die gesetzlichen Regelungen im Laufe des Jahres 2014 umgesetzt und die untergesetzlichen und anderen Regelwerke bis 2015 geschaffen, so könnten 2015/2016 die ersten Auktionen für Kraftwerkskapazitäten durchgeführt werden. Damit würden ab 2017 die ersten Bestandskraftwerke bzw. nachfrageseitigen Maßnahmen durch Kapazitätzahlungen honoriert und gesichert. Ab 2019/2020 könnten die ersten Neubaukraftwerke in Betrieb gehen und damit die letzten beiden Stufen des Ausstiegs aus der Kernenergie (2021/2022) materiell flankieren.

Der Fokussierte Kapazitätsmarkt bildet einen pragmatischen und im Vergleich zu den bisher diskutierten Modellen eines umfassenden Kapazitätsmarktes bzw. einer Strategischen Reserve durchaus vorteilhaften Ansatz zur Lösung der aktuellen und absehbaren Herausforderungen im Bereich der Versorgungssicherheit. Gleichzeitig kann der Fokussierte Kapazitätsmarkt aber einen maßgeblichen Beitrag zur Flankierung des Umbaus des Energiesystems in Richtung erneuerbarer Energien sowie zur Erhaltung einer hohen Wettbewerbsintensität im Strommarkt und zur maßgeblichen Begrenzung der Kosten für die Verbraucher erbringen.

39. *Bis wann sollte das zukünftige Strommarktdesign feststehen? Wie kann das Land dessen Entwicklung begleiten?*

Vergleiche die Ausführungen zu Frage 38. Wenn Kapazitätzahlungen zur (zeitweisen) Bestandssicherung stilllegungsgefährdeter Kraftwerke kurzfristig notwendig sind und mit der Perspektive 2020/2022 die Neuerrichtung von Anlagen notwendig wird, müsste die erforderliche Gesetzgebung in der ersten Hälfte der nächsten Legislaturperiode erfolgen.

40. *Ist die Einführung von regionalen Strompreisen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit, z.B. abhängig nach Netzknoten, sinnvoll?*

Die Bepreisung von Infrastrukturengpässen über Preiszonen oder Knotenpreise sind zweifelsohne Instrumente zur Effizienzerhöhung im Kraftwerksbetrieb (Vermeidung von Redispatch). Im Umfeld eines sehr dynamischen (und in jedem Fall erforderlichen) Netzausbaus kann jedoch mit guten Gründen bezweifelt werden, ob über die Engpassbepreisung Preissignale erzeugt werden können, die eine ausreichend robuste Grundlage für Investitionsentscheidungen bieten können. Für den Zeitraum, in dem Infrastrukturengpässe von besonderer Bedeutung sind, bildet wahrscheinlich die Einführung von Lokalisierungsprämien oder –vorgaben für Kraftwerksinvestitionen (im konventionellen wie auch im regenerativen Bereich) einen sinnvolleren Ansatz.

41. *Welche Folgen haben die weiter zunehmenden Stromexporte aufgrund der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Versorgungssicherheit in den Nachbarstaaten?*

Ernsthafte bzw. grundsätzliche neue Versorgungssicherheitsprobleme in den Nachbarstaaten durch die Integration des Angebots erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen in den grenzüberschreitenden Strommarkt bisher nicht zu erkennen.

42. *Welche Möglichkeiten bietet die Nachfrage-Flexibilisierung bei Verbrauchern und Industrie in NRW?*

Die Nachfrageflexibilisierung ist zweifelsohne eine wichtige und kostengünstige Flexibilisierungsoption. Das erschließbare Volumen bzw. die entsprechenden Kosten sind jedoch umstritten. Letztlich wird eine Eingrenzung des erschließbaren Potenzials nur durch marktliche Nachfrageprozesse möglich sein. Das Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes (vgl. Ausführungen zu Frage 38) bietet dazu einen geeigneten, auf Wettbewerb der verschiedenen Optionen auf der Angebots- und Nachfrageseite abzielenden Ansatz.

Fragenkomplex IV: Netzausbau

43. *Welche Herausforderungen sehen Sie beim Netzausbau?*

Mangels vertiefter Kompetenz zu netzspezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

44. *Wie beurteilen Sie das Konzept, die Netze auf Höchst- und Hochspannungsebene in einer Netzgesellschaft zusammenzuführen?*

Mangels vertiefter Kompetenz zu netzspezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

45. *Welcher Ausbaubedarf besteht für die Verteilnetze in NRW bis 2015 und 2020? Welcher Ausbaustand wird bis dahin voraussichtlich erreicht werden?*

Mangels vertiefter Kompetenz zu netzspezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

46. *Welcher Ausbaubedarf besteht für die Übertragungsnetze in NRW bis 2015 und 2020? Welcher Ausbaustand wird bis dahin voraussichtlich erreicht werden?*

Mangels vertiefter Kompetenz zu netzspezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

47. *Wie kann der Netzausbau beschleunigt werden? Wie kann die Akzeptanz für die Notwendigkeit des Netzausbaus erhöht werden? Welche Maßnahmen sind seitens des Landes NRW zu ergreifen?*

Mangels vertiefter Kompetenz zu netzspezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

48. *Wie können die Investitionsbedingungen für den Netzausbau attraktiver gestaltet werden? Welche regulatorischen Rahmenbedingungen wären zu ändern und welche Auswirkungen hätte dies auf die Verbraucher?*

Mangels vertiefter Kompetenz zu netzspezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

49. *Welche Vor- und Nachteile sehen Sie für die Option einer (Teil)verstaatlichung der deutschen Stromnetze?*

Mangels vertiefter Kompetenz zu netzspezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

50. *Wie kann der Netzausbau bundes- und europaweit koordiniert werden? Welche Rolle sollte die Landesregierung übernehmen?*

Mangels vertiefter Kompetenz zu netzspezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

51. *Inwieweit können sog. Smart-grids den Ausbaubedarf für Verteilnetze reduzieren?*

Mangels vertiefter Kompetenz zu netzspezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

Fragenkomplex IV: Energieeffizienz

52. *Welche Potenziale hat NRW im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung und der Fernwärmeversorgung in der dicht besiedelten Rhein-Ruhr-Region?*

Mangels vertiefter Kompetenz zu NRW-spezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

53. *Wie können Innovationen in der Stromspeichertechnik durch das Land NRW verstärkt unterstützt werden? Welche Rahmenbedingungen sind zu schaffen?*

Mangels vertiefter Kompetenz zu NRW-spezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

54. *Wie kann die energetische Gebäudesanierung voran gebracht werden?*

Eine zentrale Rahmenbedingung für eine Intensivierung der Gebäudesanierung sind entsprechende Förderprogramme, wobei erhebliche Innovationen auf der instrumentellen Seite notwendig sind. Ansatzpunkte dafür können sich beispielsweise aus folgenden Aspekten ergeben:

- sehr sinnvoll und wirksam wäre nach wie vor steuerliche Absetzbarkeit ambitionierter Sanierungsinvestitionen;
- einen interessanten Ansatz bildet die Einführung mietspiegelorientierter Hebesätze für die einschlägigen Förderprogramme, um die örtlich sehr unterschiedlichen Refinanzierungskapazitäten für Tiefensanierungen ausreichend zu berücksichtigen;
- dringend geboten ist weiterhin die Entwicklung budgetunabhängiger Finanzierungsinstrumente für die Tiefensanierung von Gebäuden.

55. *Welche ausbaufähigen Potentiale hat die NRW-Wirtschaft im Bereich der Klimaschutztechnologien? Mit welchen Maßnahmen kann das Land die Rahmenbedingungen für Forschung und Wirtschaft verbessern?*

Mangels vertiefter Kompetenz zu NRW-spezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

Fragenkomplex IV: Wirtschaft

56. *Wie beurteilen Sie die Situation und die Rolle der Industrie im Kontext der Energiewende?*

Die Industrie gehört in der Gesamtbewertung bisher überwiegend zu den Gewinnern der Energiewende:

- für viele Industriesektoren ergeben sich neue Ansatz- und Innovationsfelder;
- viele der relevanten Industriesektoren kommen in den Genuss von Ausnahmeregelungen und können gleichzeitig von den Großhandelsmarkteffekten des Ausbaus erneuerbarer Energien profitieren;
- mit dem novellierten Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz sind für viele Industriebetriebe die Rahmenbedingungen zum Aufbau einer hocheffizienten Eigenversorgung mit Strom und Wärme verbessert worden.

Hinsichtlich dieser Bewertung ist ausdrücklich darauf hinzuweisen, dass eine vergleichende Bewertung zur Situation der Industrie stets auch die kontrafaktische Entwicklung berücksichtigen muss. Der Vergleich mit einer Situation, die durch völlig andere Rahmenbedingungen (Brennstoffpreise auf dem Weltmarkt, Kostenniveaus auf den Anlagenmärkten etc.) gekennzeichnet war, ist weder sinnvoll noch produktiv.

57. *Welche Auswirkung hat die Energiewende bisher auf die Industriestrompreise gehabt und welche Auswirkungen sind zu erwarten?*

Im Vergleich zur kontrafaktischen Entwicklung sind keine signifikanten Änderungen zu bilanzieren, sofern eine Privilegierung hinsichtlich der EEG-Umlage erfolgt.

58. *Wie beurteilen Sie die Ausweitung der Ausnahmeregelung für die EEG-Umlage und die Netzentgelte und welche Auswirkungen haben diese Regelungen?*

Die direkten (privilegierter Letztverbrauch) oder indirekten (Ausnahme der Eigenerzeugung) Privilegierungen sowie die weitgehende Befreiung von den Netznutzungsentgelten haben weitgehende Verteilungseffekte zu Lasten der nicht privilegierten Letztverbraucher. Die Privilegierungen der Industrie und anderer Branchen im Rahmen der beiden genannten Regelungen summieren sich inzwischen auf eine Zusatzbelastung der nicht privilegierten Letztverbraucher auf mehr als 1,5 ct/kWh

59. Welche Bedeutung haben die Ausnahmeregelungen beim EEG, der Stromsteuer und dem Netzentgelt für die im internationalen Wettbewerb stehende stromintensive Industrie in Nordrhein-Westfalen?

Mangels vertiefter Kompetenz zu NRW-spezifischen Sachverhalten kann zu dieser Frage keine Stellungnahme erfolgen.

60. Welche Maßnahmen sind erforderlich, um die Wettbewerbsnachteile durch hohe Strompreise für in Deutschland ansässige Unternehmen zu begrenzen bzw. abzumildern? Welche Möglichkeiten haben der Landtag und die Landesregierung von Nordrhein-Westfalen?

Unabhängig von der konkreten Situation in NRW erscheinen folgende Anmerkungen als notwendig:

- Eine mögliche Perspektive besteht im Vergleich mit Unternehmen in anderen Staaten. Hier sind aus ganz unterschiedlichen Gründen für einige (nicht alle) Staaten Vorteile bei den Strompreisen zu verzeichnen, die in Deutschland nicht repliziert werden können (fehlende Weltmarktintegration der Brennstoffmärkte, massive Subventionen, regulierte Strommärkte etc.) oder sollen (deutlich niedrigere Versorgungssicherheitsniveaus mit entsprechend niedrigeren Netznutzungsentgelten).
- Eine andere Perspektive resultiert aus der Beteiligung der hiesigen Industrie an den Systemkosten der Stromversorgung. Wenn energieintensive Industrien heute
 - ihren Strom zum heutigen Großhandelspreis beziehen (also Brennstoff- und CO₂-Kosten erstatten),
 - die Kosten für den CO₂-Anteil im Großhandels-Strompreis zumindest teilweise kompensiert bekommen,
 - keine oder stark reduzierte Netznutzungsentgelte bezahlen,
 - sich an der Finanzierung von Investitionen und Energiepolitik (dies steckt letztlich hinter den heutigen Umlagen für EEG und KWKG) nicht beteiligen

dann bedeutet dies letztendlich, dass sie sich an den Systemkosten der Stromversorgung nur im Bereich der Brennstoffkosten beteiligen. Neben der Situation im internationalen Wettbewerb wird Politik längerfristig der Frage nicht ausweichen können, wie mit Industrien umgegangen werden soll, die – unabhängig von der Beteiligung an den Kosten von Energie- und Klimapolitik – erklärtermaßen nur für einen (kleineren) Teil der von ihnen konkret verursachten Kosten (d.h. die Brennstoffkosten) für den Bezug des Produkts Strom

aufkommen wollen und letztlich einen Anspruch auf Transfers von anderen Verbrauchern für den Rest der zu deckenden Kosten erheben.

Gerade vor dem Hintergrund dieses Spannungsfeldes wird die Gesamtheit der Privilegierungstatbestände immer wieder zu überprüfen und ggf. auch die Nutzung anderer, direkter Transfermechanismen zu diskutieren sein.

61. *Welche Auswirkungen hätte es auf die Wirtschaft und in der Folge auf die Verbraucher, wenn die Sondertatbestände für energieintensive Unternehmen (z.B. besondere Ausgleichsregelung, Spitzenausgleich, Entlastung bei Netzentgelten, Emissionshandel) abgeschafft würden? Welcher Reformbedarf besteht hier konkret?*

Insgesamt besteht die Notwendigkeit, eine Reihe von Privilegierungstatbeständen perspektivisch anzupassen, hier sei nur auf ausgewählte Aspekte hingewiesen:

- Beschränkung der Privilegierungen auf Unternehmen, die einerseits nachweislich sehr hohe Energie- oder CO₂-Kosten zu tragen haben und die andererseits nachweislich keine Möglichkeiten zur Überwälzung dieser Kosten haben bzw. nachweislich in einem entsprechenden internationalen Wettbewerb stehen. Nach ersten Abschätzungen könnte über die Setzung sachgerechter und ambitionierter Schwellwerte für beide Kriterien der Umfang des heute privilegierten Letztverbrauchs um bis zu 40% reduziert werden;
- Einführung eines Selbstbehaltes für die Unternehmen, die von (indirekt) kostensenkenden Effekten der unterschiedlichen energie- und klimapolitischen Maßnahmen (z.B. im Großhandelsmarkt für Strom) profitieren oder profitieren können;
- zumindest teilweiser Abbau der Privilegierung der Stromerzeugung für den Eigenverbrauch, wobei dies nicht nur für die industrielle Eigenerzeugung sondern auch für die dezentrale Objektversorgung und darüber hinaus (zukünftig wahrscheinlich zunehmend) für die Eigenerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien relevant ist.

62. *Wie beurteilen Sie die Wettbewerbssituation auf dem Energiemarkt, besonders unter Berücksichtigung der Entwicklung der letzten zwei Jahrzehnte?*

Die Wettbewerbsintensität hat sowohl auf der Produktions-, wie auch der Großhandels- und Endkundenstufe seit 1998 und insbesondere seit 2007 massiv zugenommen. Davon unberührt ist der Befund, dass im Bereich der Haushaltskunden ein (zu) großer Anteil der Verbraucher im Bereich der wenig wettbewerbsintensiven Grundversorgung geblieben ist.