

# LANDTAG RHEINLAND-PFALZ

## 16. Wahlperiode

**Unterausschuss**  
**„Begleitung der Energiewende**  
**in Rheinland-Pfalz“**

7. Sitzung am 20.11.2013  
– Öffentliche Sitzung –

– Elektronische Fassung –

## Protokoll

Beginn der Sitzung: 14:03 Uhr

Ende der Sitzung: 17:01 Uhr

### Tagesordnung:

#### 1. Festlegungen zum weiteren Verfahren

a) Termine 2014

b) Erstellung eines Zwischenberichts

dazu: Vorlage 16/3224

2. Neues Strommarktdesign für die Energiewende  
Antrag der Fraktionen der SPD, CDU, BÜNDNIS 90/DIE  
GRÜNEN nach § 76 Abs. 2 GOLT  
– Vorlage 16/2653 –

dazu: Vorlagen 16/3222/3223/3253

Anhörverfahren

#### 3. Verschiedenes

### Ergebnis:

Sitzungstermine beschlos-  
sen  
(S. 2)

Erstellung beschlossen  
(S. 2)

Anhörverfahren durchge-  
führt, Antrag vertagt  
(S. 3 – 41)

Nicht behandelt

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun** eröffnet die Sitzung, begrüßt die Anwesenden und gibt zur Kenntnis, dass sich Frau Staatsministerin Lemke in einer Pressekonferenz befinde und direkt im Anschluss zur Ausschusssitzung komme.

**Punkt 1** der Tagesordnung:

#### **Festlegungen zum weiteren Verfahren**

##### **a) Termine 2014**

Der Ausschuss beschließt einstimmig folgende Sitzungstermine:

Mittwoch, 5. Februar 2014, 14:00 Uhr

Mittwoch, 28. Mai 2014, 14:00 Uhr

Mittwoch, 1. Oktober 2014, 14:00 Uhr

Mittwoch, 26. November 2014, 14:00 Uhr.

Der Ausschuss beschließt einstimmig die Durchführung einer auswärtigen Sitzung am 5. Februar 2014 zu den Stadtwerken Mainz, um sich über eine geplante Power-to-Gas-Anlage zu informieren.

##### **b) Erstellung eines Zwischenberichts**

**dazu:** Vorlage 16/3224

Der Ausschuss beschließt einstimmig die Erstellung eines Zwischenberichts.

Dafür soll eine Auswertung der bisherigen Anhörungen durch den Wissenschaftlichen Dienst erfolgen. Auf dieser Grundlage bereiten die Fraktionen ein inhaltliches Fazit vor.

Die Verabschiedung des Zwischenberichts soll am 28. Mai 2014 erfolgen.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Ich rufe **Punkt 2** der Tagesordnung auf:

**Neues Strommarktdesign für die Energiewende**  
**Antrag der Fraktionen der SPD, CDU, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN nach § 76 Abs. 2 GOLT**  
– Vorlage 16/2653 –

**dazu:** Vorlagen 16/3222/3223/3253

#### **Anhörverfahren**

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Dazu begrüße ich Herrn Dr. Matthes vom Ökoinstitut, Berlin, Herrn Andreas Kuhlmann, BDEW Bundesverband, ebenfalls aus Berlin – danke, dass Sie den weiten Weg auf sich genommen haben –, Herrn Günter Hoffmann, Verband kommunaler Unternehmen, Mainz, Herrn Professor Dr. Uwe Leprich, der noch im Zug sitzt, soweit ich informiert bin, aber um 15:00 Uhr da sein wird, wissenschaftlicher Leiter des Instituts für ZukunftsEnergieSysteme, Saarbrücken, und Herrn Chassein, Vorstandsmitglied der Pfalzwerke AG. Herzlich willkommen!

Wir beginnen nun mit der Anhörung. Vorab noch ein Kommentar von Herrn Dr. Mittrücker.

**Herr Abg. Dr. Mittrücker:** Herzlichen Dank auch von unserer Seite, dass Sie den Weg nach Mainz, in die Metropole schlechthin, gefunden haben. Insofern erwarten wir eine sehr gute Diskussion.

Bevor Sie Ihre Referate beginnen, möchte ich um Folgendes bitten. Ich sage es zu Beginn, damit Sie alle auf dem gleichen Stand sind.

Wir kennen relativ viele Diskussionspunkte, was das neue Marktdesign angeht. Das sind in aller Regel singuläre Forderungen, die mit Sicherheit für sich betrachtet überall anerkannt sind. Die Summe von Einzelbetrachtungen macht jedoch noch lange kein Ganzes aus. Wenn Sie sich das Ganze einmal von der finanziellen Seite aus oder aus CO<sub>2</sub>-Sicht oder aus markt- und gesellschaftspolitischer Sicht betrachten, hat das immer eine andere Dimension.

Deswegen würde ich Sie gerne bitten – wenn Sie es irgendwie einrichten könnten –, wenn Sie Ihre berechtigten Forderungen formulieren, dass Sie die Auswirkungen, die diese Forderungen mit sich bringen, in Ihren Vortrag mit einbauen.

Sie müssen nur wissen – dann komme ich auch gleich zum Schluss –, wenn wir als Politiker, insbesondere in Rheinland-Pfalz, eine Gesetzesvorlage erarbeiten, müssen wir eine Gesetzesfolgenabschätzung nachreichen, damit das auch Bestand hat. Wenn man den Bestand sichern will, wäre es schön, wenn wir die Argumentationen und die Entwicklungen, also die Folge, abschätzen könnten. Da wäre uns in der Tat wichtig, dass Sie Ihre Punkte etwas quantifizieren, in eine Reihe bringen, die Auswirkungen erläutern. Wenn Sie das könnten, wären wir Ihnen sehr zu Dank verpflichtet.

Vielen Dank.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Herr Dr. Mittrücker, ergänzend möchte ich sagen, dass dies eine sehr aktuelle Diskussion ist. Als wir dies beschlossen haben, wussten wir nicht, dass es bei den derzeitigen Koalitionsverhandlungen in Berlin auch um das Marktdesign gehen wird und gehen muss. Aktuelle Bezüge sind natürlich erwünscht, und wir wären Ihnen sehr dankbar, wenn Sie die aktuellen Forderungen, die Ihre Verbände jeweils einbringen, erwähnen können.

Auf der anderen Seite haben wir die residuale Last schon einmal besprochen. Das heißt, der Schwerpunkt ist natürlich im Moment das Marktdesign, wie wir die Möglichkeiten gestalten, residuale Last zur Verfügung zu haben und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wie angesprochen natürlich zu den entsprechenden Konditionen, dem Umbau der Energieerzeugung und der preislichen Gestaltung.

Ich bitte nun Herrn Dr. Matthes um seinen Vortrag. Hierzu liegt die Vorlage 16/3253 vor.

**Herr Dr. Felix Christian Matthes**  
**Ökoinstitut e.V., Büro Berlin**

**Herr Dr. Matthes:** Herzlichen Dank, Herr Vorsitzender. Meine Damen und Herren, herzlichen Dank für die Einladung. Nach dieser Einführung bin ich nicht mehr sicher, ob ich meinen Vortrag so halten sollte, wie ich ihn eigentlich geplant habe; denn meine übergreifende Hypothese ist, dass wir bei der Diskussion um das zukünftige Marktdesign sehr schnell in eine Vielzahl von sehr detaillierten Vorschlägen gesprungen sind, in denen einem die Orientierung verloren gehen kann, was man davon braucht und was nicht und was in welchem Zeithorizont sinnvoll ist.

Deswegen bin ich mir nicht ganz sicher, ob es die richtige Antwort auf diese Konfusionsphase ist, bei sehr detaillierten Marktdesignfragen gleich noch Kosten dahinter zu schreiben, oder ob man das nicht tun muss, aber sich in einem ersten Schritt noch einmal ganz kurz zurücklehnen und sich die Frage stellen, was das soll. Was soll das, und wo muss man agieren? Man muss schließlich nicht überall agieren, wo es Probleme gibt. Einige Probleme lösen sich auch von selbst.

Deswegen bin ich nun trotzdem wieder bei meinem vorbereiteten Vortrag. Ich habe Ihnen eine relativ umfangreiche Stellungnahme abgegeben, die für mich noch einmal eine Selbstvergewisserung bedeutet hat. Statt vieler Details zu konkreten Vorschlägen will ich versuchen, Ihnen meine Antworten auf sechs relativ simple Fragen nachvollziehbar zu machen. Die letzte dieser Fragen beantwortet vielleicht auch einige der Dinge, die eben eingefordert worden sind. Es ist aber nur eine von sechs Fragen, und ich will explizit nicht damit beginnen.

Eine Vorbemerkung: Wir haben natürlich einen Kapazitätsmarkt- und EEG-Reformvorschlag, da kann ich Ihnen in jedem beliebigen Detail gerne Auskunft geben. Ich glaube nur, dass es im Moment nicht sinnvoll ist, ohne die vorgelagerte Debatte darüber zu sprechen.

Ich komme nun zu meinen sechs Fragen. Die erste Frage betrifft das heutige Marktdesign. Ich sage explizit, das heutige Marktdesign, und nicht der heutige Markt, weil wir bereits heute ein Marktdesign haben, das im Bereich der Stromwirtschaft aus verschiedenen Märkten besteht, nämlich Strombörse, Systemdienstleistungsmärkten, die oft vergessen werden – Regelenergie usw. –, und kostenorientierter Einspeisevergütung (EEG).

Ist dieses Marktdesign tragfähig für eine Zukunft der Energiewende? Meine Antwort darauf ist ganz klar: Nein! Dieses Marktdesign wird nämlich unter den wahrscheinlichen Rahmenbedingungen nicht in der Lage sein, die notwendigen Investitionen in der gesamten Breite des Systems zu realisieren. Die gesamte Breite des Systems sind – auch in der Welt der Energiewende – konventionelle Backup-Kraftwerke, die nachfrageseitige Flexibilität, die auch nicht vom Himmel fällt, sondern finanziert werden muss, und zukünftig Speicher.

Es gibt aber keine Anreize für den systemdienlichen Betrieb und die systemdienliche Investition in erneuerbare Kraftwerke. Das muss man sich klarmachen. Wir haben in unserer Analyse zur EEG-Reform eine schöne Grafik aufgeplottet, die stündliche Einspeisung von Biomasse- und Braunkohlekraftwerken. Braunkohlekraftwerke sind eine hässliche, inflexible Option des Systems, und dazu noch CO<sub>2</sub>-intensiv.

Wenn Sie das aber einmal mit der Einspeiserealität von Biomassekraftwerken in Deutschland vergleichen, dann wird durch das EEG ein Betrieb angereizt, der strikt zum grundlastorientierten Betrieb von Biomasseanlagen zwingt, und das in einer Situation, in der wir alle sagen, wir brauchen in Zukunft die Grundlast gar nicht mehr. In der Zukunft gibt es keinen Grundlastbedarf mehr.

Wir zwingen regulatorisch über unser Flankierungssystem des EEG Biomasse in den Grundlastbetrieb. Wir zwingen weiterhin die Errichtung von Windenergieanlagen in Strukturen, die zu sehr hohen Spitzeneinspeisungen führen, nämlich Starkwindanlagen, die allein auf die Maximierung der Produktion orientiert sind, und für deren Auslegung es überhaupt keine Rolle spielt, ob die Produktion zu den jeweiligen Zeitpunkten noch irgendeinen Wert hat.

Das heißt also, Investitionen im konventionellen Segment werden nicht finanziert. Sie werden aber über die Strombörse optimal koordiniert. Wir haben kein Investitionsproblem im Bereich der erneuer-

**7. Sitzung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ am 20.11.2013  
– Öffentliche Sitzung –**

baren Energien. Wir haben aber ein Anreizsystem geschaffen, das systemdienlichen Betrieb und systemdienliche Auslegung in keiner Weise adressiert und nahezu vollständig außen vor lässt. Das ist beides für die Energiewende nicht tragbar.

Die zweite Frage ist: Ist das heutige Marktdesign aus Strombörse, Systemdienstleistungsmärkten und EEG das einzig mögliche oder aus theoretischer Perspektive gebotene Modell? Hier muss man sich klar machen, das Marktdesign, das wir heute vorfinden, ist nicht auf der grünen Wiese im Wettbewerb entstanden, sondern in einer spezifischen historischen Situation auf der Basis eines spezifischen Kapitalstocks, nämlich eines spezifischen Kraftwerksparks. Dieser Kraftwerkspark ist nach 63 Jahren Gebietsmonopol und Investitionsregulierung nicht im Wettbewerb zustandegekommen. Man muss das immer wieder sagen.

Bis 1991 war in Deutschland auf der Grundlage des Dritten Verstromungsgesetzes die Errichtung von Erdgaskraftwerken jenseits der Kraft-Wärme-Kopplung verboten. Deswegen haben wir einen Kapitalstock, der geprägt ist durch Kraftwerke mit niedrigen kurzfristigen Grenzkosten, mit niedrigen Betriebskosten, die entsprechend niedrige Preise in einem zentralen Element unseres heutigen Marktdesigns, nämlich der Strombörse, erzeugen. Diese Preise werden – auch aus der theoretischen Perspektive – keine Deckungsbeiträge erwirtschaften können, mit denen Investition möglich ist.

Wenn Sie sich einmal anschauen, wie in anderen Regionen der Welt in investitionsintensiven Phasen der Markt organisiert ist, sehen Sie sehr deutlich, dass kein Markt dieser Welt in investitionsintensiven Phasen allein mit dem Einkommensstrom aus der Strombörse zurande kommt.

Drittens, wenn das alles so ist, dass das heutige Marktdesign nicht tragfähig ist und auch nicht tragfähig sein wird oder sein kann, ist dann die Veränderung des Marktdesigns zeitkritisch? Die Antwort auf diese Frage ist Ja. Diese Antwort wird deswegen mit Ja gegeben, weil die nächste Dekade von erheblichen Umbrüchen geprägt sein wird.

Wir werden in den nächsten zehn Jahren im Bereich der konventionellen Kraftwerke in der Größenordnung von 20.000 Megawatt konventionelle Kraftwerke verlieren, etwas mehr als die Hälfte davon wegen des Kernenergie-Ausstiegs, und noch einmal eine ähnliche Größenordnung aus wirtschaftlichen und Altersgründen, wenn die Situation so bleibt, wie sie ist.

Wir werden eine ähnliche Kapazität in unseren europäischen Nachbarstaaten verlieren. Was bei uns der Kernenergie-Ausstieg ist, ist in den europäischen Nachbarstaaten die Durchsetzung von Luftreinhaltstandards, die insbesondere in Polen, Belgien und Frankreich zu massiven Abschaltungen von Kraftwerkskapazitäten führen wird. Das betrifft nach konservativer Schätzung nochmals 20.000 Megawatt.

Das heißt, im kontinentaleuropäischen Markt werden etwa 40.000 Megawatt Kraftwerksleistung verlorengehen. Es muss eine ökonomische Basis geschaffen werden für den Ersatz, egal ob durch Kraftwerke oder Flexibilität oder Speicher, was auch immer.

Es werden Investitionen erforderlich. Diese Investitionen müssen wirksam werden im Bereich der nächsten Dekade, und wenn Sie das zurückrechnen, müssen diese Veränderungen des Marktdesigns in den nächsten fünf Jahren erfolgen.

Die Veränderung des Marktdesigns ist aber auch deshalb zeitkritisch, weil die Entwicklung der erneuerbaren Energien in eine Phase kommt, in der diese die Nische verlassen. Bei diesem Nischenvergleich, einem semantisch schönen Vergleich, stellt sich die Frage: Was ist die Nische? Ich gebe Ihnen eine ein bisschen flapsige Definition: Man ist so lange in der Nische, wie man immer noch jemanden zum Kannibalisieren findet. In dem Moment, in dem keiner mehr zum Kannibalisieren, also zum Verdrängen, mehr da ist, ist man raus aus der Nische.

Hier muss man sich die Sache klar machen: Wir haben bis jetzt noch keine einzige Stunde gehabt, in der erneuerbare Energien den gesamten Bedarf abgedeckt haben. Wir werden aber bis zum Jahr 2025 bei dem vorgesehenen Ausbau etwa 1.000 Stunden im Jahr, das heißt ein Neuntel der Jahreszeit, die Situation haben, dass erneuerbare Energien den gesamten Bedarf abdecken.

**7. Sitzung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ am 20.11.2013  
– Öffentliche Sitzung –**

Das heißt, dass wir in etwa 1.000 und wahrscheinlich etwas mehr Stunden im Jahr einen Strompreis an der Börse von null haben werden. Das ist ein qualitativer Umschwung. In einer Welt eines solchen qualitativen Umschwungs mit 1.000 Stunden Strompreis null stellt sich die Frage, was mit Erneuerbaren-Energien-Anlagen in einer Welt passiert, in der der Strompreis null ist, und wie Investitionsanreize über ein Marktdesign so gegeben werden, dass diese Zahl der Stunden mit dem Strompreis null verringert wird, indem nämlich weniger Anlagen gebaut werden, die dann produzieren, wenn alle anderen auch produzieren.

Um das plastisch zu machen, die Photovoltaikanlage, die nach Süden ausgerichtet ist, produziert um 12:00 Uhr mittags. Eine, die nach Ost und West ausgerichtet ist, produziert Strom zu wertvolleren Stunden.

Eine Schwachwindanlage produziert mehr Strom in werthaltigen Stunden. Eine Starkwindanlage produziert Strom zuzeiten, zu denen zukünftig der Strompreis null ist.

Diese Anreizsysteme müssen aus dem zukünftigen Strommarktdesign erzeugt werden.

Die vierte Frage ist eine Grundsatzfrage – da ist jetzt leider Herr Kollege Leprich nicht dabei –, weil Sie sich über diese Frage klar werden müssen. Soll das zukünftige Stromsystem über Preise gesteuert werden?

Wir haben 63 Jahre lang in Deutschland ein Stromversorgungssystem über Regulierung koordiniert. Die Frage ist: Können oder sollen wir ein zukünftiges Stromsystem über Preise koordinieren oder über regulierende Vorschriften? – Meine Antwort darauf ist, wir werden keine Alternative dazu haben, dieses System über Preise zu steuern, und zwar aus einem ganz einfachen Grund. Wir haben 63 Jahre lang das System über Regulierung steuern können, weil das deutsche Stromversorgungssystem aus 200 Kraftwerken bestanden hat. Die konnte man regulieren.

Ich habe vor meinem Urlaub versucht, die aktuelle deutsche Kraftwerksdatenbank in mein Excel zu laden – und ich habe das modernste Excel von allen –, und es ist mir nicht gelungen, weil wir heute bei einem Stand von 23 % Stromerzeugung durch erneuerbare Energien in Deutschland 1,4 Millionen Erzeugungsanlagen haben.

Wir werden in einer Welt von 40 %, 50 %, 60 %, 70 % oder 80 % erneuerbaren Energien ein Stromversorgungssystem koordinieren müssen, das aus 20 oder 30 Millionen Erzeugungsanlagen bestehen wird. Ich habe überhaupt nicht die Spur einer Idee, wie wir diese Menge von Erzeugungsanlagen anders koordinieren können als über Preissignale, im Betrieb sowieso und auch in Bezug auf die Investitionen.

Das heißt, sowohl bei den Betriebsentscheidungen als auch bei den Investitionsentscheidungen stellt sich die Frage, wollen wir PV-Anlagen nach Süden und Starkwindanlagen verbieten, wollen wir versuchen, das zu regulieren, oder wollen wir versuchen, diese Entscheidung den dezentralen Akteuren zu überlassen und dafür die notwendigen Preissignale bereitzustellen?

Das ist eine Grundsatzfrage, die man entscheiden muss. Ich beantworte sie mit einem klaren Ja. Es gibt aber auch Leute, die sagen, wir müssen in eine Welt zurück, in der man das reguliert. –

Damit bin ich bei der fünften Frage. Das ist vielleicht die wichtigste Orientierungsfrage für die Marktdesigndebatte. Wenn die Situation nicht so bleiben kann wie sie ist, und wenn wir über neue Anreizstrukturen oder Koordinationsfunktionen über Preissysteme nachdenken, in Richtung welcher Zielstrukturen müssen wir das künftige Marktdesign entwickeln?

Eines ist nämlich klar, das neue Marktdesign wird nicht in einem Schub und über Nacht entwickelt werden können. Wir haben in den bekannt gewordenen Entwürfen zum Koalitionsvertrag viele markige Formulierungen, die aber eigentlich alle im Kern bedeuten, es geht so weiter wie bisher.

**7. Sitzung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ am 20.11.2013  
– Öffentliche Sitzung –**

Die spannende Frage ist, wenn man nicht so weitermachen kann wie bisher, und wenn man schrittweise weitermachen will: Ist es möglich, eine Zielstruktur zu entwickeln, in deren Richtung man die verschiedenen Schritte organisieren kann? –

Wenn man diese Zielstruktur nicht vor Augen hat, ist man in einem beliebigen Herumoperieren. Eigentlich ist das nicht so schwer. Ich persönlich weiß nicht, wie das Stromversorgungssystem im Jahr 2050 aussieht – ich will das auch gar nicht wissen –, ich kann es aber qualitativ beschreiben.

Diese qualitative Beschreibung lässt sich im Wesentlichen mit vier Eigenschaften machen. Es ist extrem koordinationsintensiv – ich habe darauf hingewiesen –, es ist zweitens sehr kapitalintensiv, es soll drittens regenerativ dominiert sein, und es ist viertens infrastrukturintensiv.

Die Infrastruktur gliedere ich einmal auf. Die Regulierung der Infrastruktur ist auch ein spannendes Thema. Wir wissen aber, wir müssen viele Betriebs- und Investitionsentscheidungen koordinieren. Das Ganze wird kapitalintensiv sein, und es wird regenerativ sein müssen.

Die Konsequenz daraus ist, wenn wir das über Preissignale steuern müssen, müssen wir ein Preissignal erzeugen, das den Betrieb von Anlagen repräsentiert. Das heißt, wir müssen jegliche Stromerzeugung mit dem Wert des erzeugten Produkts, nämlich dem Börsenpreis an der Strombörse, konfrontieren.

Wir müssen einen Einkommensstrom erzeugen, der die notwendige Lücke zur Finanzierung schließt. Das ist am Ende des Tages eine Kapazitätzahlung. Implizit wissen Sie das alle, weil Sie das Zukunftsmodell alle in der Tasche haben. Das ist nämlich das Modell hier.

Die kurzfristigen Grenzkosten einer zusätzlichen Telefonminute sind null. Deswegen ist der Preis für die Telefonminute auch immer mehr unterwegs in Richtung null, und deshalb refinanzieren sich diese Dinge über Flatrates. Flatrates sind nichts anderes als Kapazitätzahlungen.

Das heißt, wir wandern in eine Welt von Kapazitätzahlungen, und zwar für Erzeugungsanlagen und auch für Infrastruktur. Das hat viele Probleme. Es ist sozial regressiv, und damit muss man umgehen. Deswegen muss man es schrittweise machen. Das heißt, wir müssen alle mit dem Strombörsenpreissignal konfrontieren. Wir müssen einen Markt, eine Nachfrage und einen Einkommensstrom für die Bereitstellung von gesicherter Leistung erzeugen, und wir müssen einen Markt und einen Einkommensstrom für die Bereitstellung regenerativer Leistungen erzeugen.

Wenn Sie diese Strukturen vor Augen haben, wissen Sie auch, in welche Richtung das gehen muss.

Damit bin ich bei meiner sechsten Frage. Was ist bei den nächsten Schritten zu beachten? Aus der Vielzahl von Punkten nenne ich eine Auswahl von vier Unterpunkten, die relativ kurz sind.

Erstens, je früher man in die Richtung der zukünftigen Strukturen einsteigt und je klarer man die Zielstrukturen formuliert, umso reibungsloser und risikoärmer wird der Übergangsprozess. Man kann das alles noch ein paar Jahre hinauszögern, aber dann werden die Schritte und die notwendigen Veränderungen sehr groß sein. Sie sind auch nicht umgehbar. Das heißt, je früher man beginnt und je klarer man das Zielsystem macht, umso mehr kann man lernen und sanfte Übergänge organisieren.

Zweitens, die Kosten sind wichtig, aber wir brauchen einen aufgeklärten Blick auf die Kosten. Wir haben im Moment – und das ist ein Problem politischer Kommunikation – eine Kostendiskussion, die sich allein auf einen Indikator richtet, der für die Kostenbewertung und für die Steuerung völlig sinnlos ist. Die EEG-Umlage sagt nichts, aber auch gar nichts über die Systemkosten.

Was wir machen müssen, ist, die Systemkosten optimieren. Insbesondere müssen wir die Folgekosten adressieren.

Um das noch einmal sehr klar zu sagen, wenn wir weiter damit fortfahren, Starkwindanlagen zu bauen, die eine Spitzeneinspeisung produzieren, die um 30 % bis 40 % höher ist als die von Schwachwindanlagen, müssen wir 30 % bis 40 % mehr Infrastruktur und 30 % bis 40 % mehr teure Speicher

**7. Sitzung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ am 20.11.2013  
– Öffentliche Sitzung –**

bauen. Das sind Folgekosten. Das muss man berücksichtigen. Wenn man diese Folgekosten nicht in das Kalkül und Design der Maßnahmen einbezieht, hat man ein Problem.

Das heißt, wir müssen über Technologiebandbreite und die Systemdienlichkeit, was wir dort morgen bauen, reden.

Drittens, Strukturreformen sind dringlicher als Umsetzungstechniken.

Wir müssen Kapazitätsmärkte für Residuallast, Nachfrageflexibilität und Speicher konstruieren. Da gibt es viele Vorschläge. Wir werden das tun müssen. Wir werden den Einkommensstrom für gesicherte Leistung oder gesicherte Abschaltleistung produzieren müssen. Ich komme gleich darauf zurück. Da haben wir unterschiedliche Vorstellungen, aber im Grundsatz muss man sich dem widmen.

Wir müssen bei den erneuerbaren Energien als nächsten Schritt zwei wesentliche Dinge machen, nämlich jede Produktion von Erneuerbaren-Energien-Anlagen, zumindest von neuen Anlagen, mit dem Wert ihres Produkts, mit dem Wert des Stroms, das heißt, mit dem Börsenpreissignal, konfrontieren, ob man das über verpflichtende Direktvermarktungen oder wie auch immer machen will. Das kann man unterschiedlich machen, aber die müssen mitbekommen, was der Wert ihres Produktes ist.

Außerdem müssen wir die notwendigen Finanzierungsbeiträge für die erneuerbaren Energien, die notwendig bleiben, – – – Wenn wir im konventionellen System Kapazitätsmärkte brauchen, heißt das, dass der Strommarkt, den wir heute haben, keine Gasturbine refinanzieren kann. Dieser Strommarkt wird auch keine Windturbine refinanzieren können.

Das heißt, wir müssen diesen Einkommensstrom erzeugen, und den sollten wir in Form von Kapazitätzahlungen erzeugen, nämlich einer Zahlung, die das Börsenpreissignal nicht verzerrt. Das müssen wir so machen, um systemdienliche und damit folgekostenarme Kapazität einzubringen.

Diese Strukturreform ist wichtiger, als im nächsten Schritt mit Auktionen oder Ausschreibungen von irgendetwas zu beginnen. Es stellt sich nämlich die Frage, was man lernt. Wenn man ein sinnloses Produkt verauktioniert, das in der Zukunft nicht sinnvoll sein kann, hat man für den Lernprozess, für den Übergangsprozess nichts getan.

Das heißt, wir müssen erst die Produkte und Strukturen verändern, um diese Strukturen dann wettbewerblichen Preisfindungsprozessen zugänglich zu machen. Das ist ein ganz zentraler Punkt.

Ich komme nun zur letzten Forderung. Wir haben eine Effizienzdiskussion. Effizienz ist ein schöner ökonomischer Begriff, man kann sie auch schwierig operationalisieren. Am Ende des Tages geht es aber um Verbraucherkosten. Die Kosten für die Verbraucher sind die entscheidende Frage.

Da sind wir dann bei den Unterschieden im Bereich der Kapazitätsmärkte. Machen wir als nächsten Schritt den Übergang zu Kapazitätsmärkten, die den gesamten Kraftwerkspark bepreisen, oder fangen wir den nächsten Übergangsschritt erst einmal damit an, indem wir die Problembereiche des Kraftwerksparks bepreisen, nämlich die Neubauanlagen und die stilllegungsgefährdeten Bestandskraftwerke?

Das ist eine Frage, ob Sie das Volumen der Bepreisung um den Faktor 4 variieren. Dieser Faktor 4 wird auch irgendwie in entsprechenden Verhältnissen von Verbraucherkosten hinzukommen.

Wir müssen bei dieser Strukturreform beachten, dass es nicht um Leistung geht. Es geht um systemdienliche Leistung. Wir brauchen flexible Nachfrage, wir brauchen flexible Kraftwerke, wir brauchen regenerative Kraftwerke, die nicht in der Grundlast fahren, und wir brauchen Wind- und Solarkraftwerke, die eine möglichst geringe Spitzeneinspeisung haben, die also möglichst wenig Flexibilitätsbedarf erzeugen. Dieser Frage werden wir uns widmen müssen.

Schließlich müssen wir – und das ist eine politische Aufgabe, der werden Sie sich nicht entziehen können – im Bereich der regenerativen Energien, aber insbesondere im Bereich der Kapazitätsmärkte, die Frage stellen müssen: Ist Versorgungssicherheit ein öffentliches Gut, das heißt, müssen wir Versorgungssicherheit leisten in einer Welt, in der Trittbrettfahrer ein reales Problem sind, oder kön-



**7. Sitzung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ am 20.11.2013  
– Öffentliche Sitzung –**

nen wir Versorgungssicherheit privatisieren? – Das ist die spannende Frage. Das ist eine akademische Frage, an der wir uns dann unterscheiden. Die Leute, die Kapazitätsmärkte mit zentraler Nachfrage vorschlagen, begreifen Versorgungssicherheit als ein öffentliches Gut, weil es das Problem von Trittbrettfahrern gibt. Die Leute, die sagen, wir wollen diese Nachfrage dezentral organisieren, verfolgen im Grundsatz die Struktur, Versorgungssicherheit zu privatisieren.

Ich komme nun zu zwei Nachbemerken und Bitten an die politischen Profis. Wir wissen alle, es geht immer darum, Probleme zu lösen. Wir wissen aber auch, dass politische Prozesse von Stimmungen getrieben werden.

Ich will Ihnen zwei Beobachtungen nennen, bei denen ich Ihnen sehr dankbar wäre, wenn Sie das in Ihrer Arbeit reflektieren würden.

Erstens, wir haben eine zunehmende Reflexion, dass Kapazitätsmärkte für konventionelle Kraftwerke als Chiffre für die Subvention von Kohlekraftwerken gelten. Das sehen Sie sehr genau in der Berichtserstattung über die Koalitionsverhandlungen. Immer, wenn in den Koalitionsverhandlungstexten „Kapazitätsmärkte“ steht, berichtet die Presse über Subventionen für Kohlekraftwerke.

Das ist weder angemessen noch richtig, und es ist in der Perspektive fatal, weil es den Weg in Richtung einer Struktur des Marktdesigns, die wir brauchen, verbaut.

Zweitens haben wir eine Kommunikation im Bereich der Veränderungen des EEG, die zwischen zwei extremen Polen schwankt. Das eine Extrem ist, dass jegliche Veränderung der heutigen Finanzierungsmechanismen für die erneuerbaren Energien unwiederbringlich in den Absturz der Entwicklung der erneuerbaren Energien führt. Jede Veränderung führt zum Ende des Ausbaus der Erneuerbaren.

Das zweite Extrem ist, das Einzige, das wir im Bereich der erneuerbaren Energien tun müssen, ist, irgendwelche Mengenkorridore festzulegen und sie zu instrumentieren. Es geht um die Etablierung von Preissignalen, und da können Mengenmechanismen eine Rolle spielen. Das ist aber – wie vorhin ausgeführt – eher ein sekundäres Ziel.

Vielen Dank.

Ich hoffe, ich habe nicht zu viel Verwirrung gestiftet und bin dankbar für Ihre Fragen und Anmerkungen.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Herzlichen Dank für die klaren Worte.

Ich möchte noch die zuständige Ministerin, Frau Lemke, und Herrn Professor Dr. Leprich, der es geschafft hat, mit dem Zug rechtzeitig hier zu sein, begrüßen. Herzlich willkommen!

Wir haben natürlich ein Zeitproblem, darauf möchte ich hinweisen, aber es waren natürlich auch sehr umfangreiche Fragen, die wir bei Kapazitätsmärkten, bei Marktdesign überhaupt zu stellen haben. Deswegen will ich nicht so sehr auf die zeitlichen Begrenzungen achten.

Ich glaube, wir haben eine aktuelle Diskussion, die wir im Moment in Rheinland-Pfalz, aber eben auch auf Bundesebene, lösen müssen. Deswegen danke ich Ihnen für die klaren Thesen. – Gibt es Nachfragen?

(Zuruf)

Es wurde vorgeschlagen, dass wir die Fragen zusammen behandeln. Ich glaube, es gibt verschiedene Ansätze. Daher ist es sinnvoll, dass wir am Schluss vielleicht zusammenfassen und die Nachfragen dann machen, wenn die verschiedenen Ansätze vorgestellt worden sind.

Ich bitte Herrn Kuhlmann vom BDEW um seinen Vortrag.

**Herr Andreas Kuhlmann**  
**BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin**

**Herr Kuhlmann:** Herr Dr. Braun, Frau Ministerin Lemke, meine Damen und Herren! Ich freue mich wirklich sehr über die Gelegenheit, Ihnen heute ein bisschen vorstellen zu können, was wir beim BDEW – übrigens in enger Zusammenarbeit und im engen Austausch mit den Kollegen vom VKU – in den letzten zwei Jahren erarbeitet haben.

Es ist für einen Verband eine ziemlich anstrengende Sache, so tief in diese Fragen einzudringen. Es ist aber so, alle, die wir hier am Tisch sind, haben in den letzten zwei Jahren das Gefühl gehabt, dass es eine Zeit ist, in der man selbst ein Thinktank sein muss, weil die Probleme wirklich so groß, aber auch so komplex sind.

Ich will noch sagen, ich bin gerne aus Berlin angereist, aber Frau Schmidt-Schlaeger, die Sie hoffentlich alle kennen – sie leitet unseren Landesverband –, ist auch dabei.

Nun beginne ich mit meinem Vortrag.

(Herr Kuhlmann unterstützt seinen Vortrag mithilfe einer PowerPoint-Präsentation.)

Ich glaube, dieses Bild war bei Ihnen schon im Grunde Thema bei einer der letzten Anhörungen. Es beschreibt noch einmal das Kernproblem, vor dem wir gegenwärtig stehen. Da ist die Lastkurve oben aufgezeichnet und dann die entsprechende Einspeisung durch Wind und Sonne. Es gibt jetzt schon Zeiten, in denen wir eine Lastabdeckung durch Wind und Solar von 65 % haben, wenige Stunden später nur noch von 3 %.

Wie wir das miteinander regeln bei manchmal auch negativen Preisen, das ist die Kernherausforderung im Strommarkt. Das blockiert uns gegenwärtig alle, wenn wir auf die vielen innovativen Dinge, die uns die Energiewende hoffentlich noch bringen wird, schauen wollen. Wir müssen dieses Problem lösen, wie wir das Miteinander von konventionellen Kraftwerken und erneuerbaren Energien für die kommende Phase in den Griff bekommen.

Das alles wird ein wenig dadurch erschwert, dass wir eine sehr intensive Debatte über die EEG-Umlage haben, zu der Herr Dr. Matthes schon alles gesagt hat, was ich im Grunde so auch unterstützen kann, ehrlich gesagt. Wir haben eine Entwicklung an der Strombörse für Preise, die alles andere als freundlich ist für die Unternehmen, die in Zukunft investieren wollen oder Kraftwerke betreiben. Die Preise gehen derart stark zurück, dass sehr viele Kraftwerke heute nicht mehr ökonomisch sinnvoll im Betrieb sind.

Wir haben eine Entwicklung von Primärenergiepreisen, die ganz interessant anzuschauen ist. Sie sehen hier das Auseinanderdriften von den Kohlepreisen einerseits und den Gaspreisen andererseits. Das hat Auswirkungen auf die Situation der Ausnutzung, der Auslastung der Kraftwerke.

Ich hüpfte durch die ersten Folien ein bisschen durch, weil das Hintergrund für die Debatte ist, die wir da zu führen haben.

Sie sehen die viel diskutierten CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate, wie sie Jahr für Jahr heruntergegangen sind. Jetzt gibt es wohl so eine Art Bodenbildung. Ich denke, mit der neuen Koalition – um diese Anspielung auch gelegentlich einzubauen – gibt es die Möglichkeit, dass es auch da wieder einen Schub gibt. Man will sich doch auf europäischer Ebene für ambitioniertere Ziele zumindest einsetzen, was die CO<sub>2</sub>-Emissionen angeht.

Hier sehen Sie einmal, wie jemand – nicht wir, sondern BP – ausgerechnet hat, wie im europäischen Mittel ungefähr die Stromerzeugungskosten für Steinkohle oder Erdgas sind. Da sehen Sie – bedingt auch durch das, was ich Ihnen gerade so skizziert habe –, dass es da mittlerweile sehr große Diskrepanzen gibt. Im Januar 2010 – hier auf der Grafik – war das noch dicht beieinander. Kohle und Gas haben sich stark auseinanderentwickelt. All das hat entsprechend Auswirkung auf die Jahresvolllaststunden der verschiedenen Kraftwerke.

**7. Sitzung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ am 20.11.2013**  
– Öffentliche Sitzung –

Erdgaskraftwerke – wir haben hier in Rheinland-Pfalz auch ein Erdgaskraftwerk – sind stark rückläufig, und die anderen, die davon relevant sind – Braunkohle und Steinkohle – sind relativ konstant, vielleicht eine leichte Steigerung, aber wegen der Preise an der Börse bei Weitem nicht mehr so im Geld, wie sich das zumindest die Kraftwerksbetreiber wünschen.

Welche Auswirkungen hat das alles? Wir vom BDEW machen regelmäßig einmal im Jahr im April Analysen des Marktes, wer eigentlich welche Projekte wie und zu welchem Zeitpunkt plant. Das war das Ergebnis im Jahr 2010. Links aufgetragen sehen Sie die Bruttokapazitäten auf der zeitlichen Schiene. Sie sehen, 2011 ist es schon ein bisschen weniger und ein bisschen zeitlich verschoben. 2012 ist es deutlich weniger und noch mehr zeitlich verschoben, und 2013 sehr ähnlich.

Grundsätzlich sehen Sie aber, dass diese Unsicherheit im Kraftwerksbereich natürlich Auswirkungen auf die Planung der entsprechenden Investoren hat. Ich finde, das sieht man an dieser Grafik ganz schön.

Nichtsdestotrotz ist noch ganz viel in Planung. Man hört immer, wir haben doch so viele Kraftwerke, die jetzt in Planung sind, haben wir da nicht einen Überschuss? –

Es ist in der Tat ein sehr ambivalentes Problem. Wir haben jetzt – das kann man, glaube ich, sagen – zu viele Kapazitäten am Markt, oder zumindest stark ausreichend. Wir haben aber mit Blick auf die Zeit 2020 ff. sehr wahrscheinlich doch ein Problem.

Hier sieht man, was alles geplant ist mit Offshore. 38 GW klingt unheimlich viel, wenn man aber einmal die Planung abzieht, also sehr unsicher, und die, die noch im Genehmigungsverfahren sind, kommt man schon auf nur ungefähr 20,7 GW. Dann muss man natürlich Offshore noch abziehen, weil es uns um gesicherte Leistung geht. Es geht um die Stilllegungen, die vertraglich zugesichert sind aufgrund von Neubau, die muss man abziehen. Man muss den weiteren Kernenergieausstieg abziehen, der natürlich noch kommt, erst einmal bis zum Jahr 2020, und dann noch die aus gesetzlichen Gründen erwarteten Stilllegungen. Herr Matthes hat sie gerade schon erwähnt.

Wenn man dann noch hinzu nimmt, dass eine ganze Reihe Kraftwerke in der nächsten Zeit vom Netz gehen werden, weil sie wirtschaftlich unter Druck sind, kommen wir – wir wissen nicht, wie viele es am Ende des Tages sein werden – aber möglicherweise schon deutlich unter die Nulllinie.

Wenn wir dann noch einmal auf das finale Datum des Kernenergieausstiegs blicken, sehen wir, hier deutet sich ein Problem an, das wir entsprechend lösen müssen. Es ist Zeit zum Handeln.

Unsere Bausteine: Ich will Ihnen kurz sagen, was wir uns da überlegt haben. Ich mache es beim Thema „erneuerbare Energien“ etwas knapper, weil mir sehr daran liegt, unsere Vorstellungen von dem dezentralen Leistungsmarkt etwas näher zu bringen.

Völlig klar ist aber, wir haben jetzt erst einmal zwei grundlegende Aufgaben: einerseits, Ausbau der erneuerbaren Energien in den kommenden Jahrzehnten entlang der politisch-gesellschaftlich gewollten Zielvorstellungen, die wir als Verband unterstützen und die von einem breiten Konsens getragen werden, und andererseits die Absicherung durch residuale Kraftwerke, Speicher und Flexibilitäten, und das alles idealerweise so, dass es die Verbraucher und die Industrie nicht über die Maßen belastet.

Das Thema „erneuerbare Energien“ ist heiß umstritten, es wird auch in den gegenwärtigen Koalitionsverhandlungen viel diskutiert. Da haben wir im Grunde drei Kernpunkte, die uns wichtig sind. Wir sind der Auffassung, dass eine verpflichtende Direktvermarktung – das, was wir jetzt schon als Möglichkeit haben, dass wir das in Zukunft verpflichtend, obligatorisch, machen für Neuanlagen –, ein wichtiger Schritt in die richtige Richtung ist. Man kann sich immer noch mehr wünschen, aber ich glaube, dass wir hier etwas gefunden haben, das insgesamt auf jeden Fall einen guten Pfad beschreibt.

Wir wollen das so machen, dass wir aufbauend auf dem bestehenden System mit der gleitenden Marktprämie – dazu kann ich nachher gerne etwas sagen, wenn gewollt – erst einmal anfangen, und dann erst – das ist uns sehr wichtig, erst Schritt 1, dann Schritt 2 – in einem zweiten Schritt zu einer

**7. Sitzung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ am 20.11.2013  
– Öffentliche Sitzung –**

wettbewerblichen Ermittlung dieser Förderung, sage ich einmal, dieser ex ante, im Vorhinein festgelegten, Marktprämie, kommen.

Wir glauben, dass am Ende des Tages ein Zielmodell ohne eine Ausschreibung möglicherweise nicht auskommen wird. Wir wissen aber, dass das eine relativ starke Veränderung ist und glauben, dass wir mit dem, was wir für einen ersten Schritt skizziert haben, schon wirklich ausreichend und wichtiges Material haben, um eine grundlegende Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes hinzubekommen.

Synchronisation des Zubaus erneuerbarer Energien mit dem Verteilnetzausbau ist ein ganz wichtiges Thema. Ich werde gleich ein paar einzelne Maßnahmen skizzieren. Natürlich müssen wir schauen, dass wir alles, was irgendwie technologisch auf dem Markt ist, entsprechend nutzen, damit wir in Zukunft moderne Anlagen bekommen.

Was kann in diesem ersten Schritt alles mit dabei sein? Obligatorische Direktvermarktung habe ich schon genannt. Wenn das kommt, können wir die Managementprämie, die es gegenwärtig noch gibt, sicherlich abschaffen.

Wir wollen in Zukunft eine obligatorische Fernsteuerbarkeit von Erneuerbare-Energien-Anlagen haben, damit wir sie auch systemisch vernünftig einsetzen können. Wir wollen sicherlich auch – das hatte ich gerade erwähnt – die Vorhaltung technischer Einrichtungen zur Erbringung von Systemdienstleistungen stärken. Da gibt es noch einiges, was gegenwärtig möglich ist, Frequenzhaltung, Spannungshaltung und später andere Sachen mehr. Das muss im ersten Schritt schon umgesetzt werden.

Dann haben wir eine Sache, über die wir sicherlich noch diskutieren werden müssen, aber von der wir glauben, dass sie wichtige Steuerungselemente enthält. Gegenwärtig ist es in der Regel so, dass Sie für eine Erneuerbare-Energien-Anlage 20 Jahre lang eine Förderung bekommen. Man kann sich aber auch vorstellen, dass man ermittelt, welche Menge das in etwa wäre, und eine Förderung sozusagen entlang dieser Menge ausspricht. Dann ist es nicht mehr entscheidend, ob diese Menge in 18 Jahren, 20 Jahren, zwei Jahren oder 25 Jahren ihre Förderung bekommt.

Wir glauben, dass jemand, der eine solche Anlage hat, mit der Zusage, dass er eine gewisse Menge gefördert bekommt, anders mit dieser Menge umgehen würde. Garantiert würde er sie in einem Regime der obligatorischen Direktvermarktung beispielsweise nicht zu negativen Preisen auf den Markt werfen. Wir halten das für ein möglicherweise sehr interessantes Steuerungsinstrument, über das wir gegenwärtig mit vielen diskutieren.

Wie bekommt man den Ausbau erneuerbarer Energien und Netzausbau zueinander? Davon reden im Grunde alle, nur wie macht man das, ohne am Ende des Tages zu viel kaputt zu machen?

Wir glauben, dass es ausreichen würde, wenn die Netzbetreiber auferlegt bekommen, die Dimensionierung der Netze nur noch auf 97 % der jährlich möglichen Einspeisemenge auszubauen, und nicht mehr auf 100 %. Selbst wenn man dann die Anlagenbetreiber, die man diesbezüglich abregeln müsste, für den recht wenigen Strom entschädigen würde, würde man doch einiges beim Ausbau der Netze sparen. Wir glauben, dass das eine vernünftige Idee ist.

Außerdem sind wir der Auffassung, dass wir den Anlageninvestoren, also denjenigen, die in ein Gebiet investieren wollen, in dem wir schon Netzengpässe haben, sagen, auf jeden Fall gibt es dann zwei Jahre lang einen Verzicht bei Einspeisemanagemententschädigung, sodass es auch Anreize dafür gibt, sich Standorte auszusuchen, die noch nicht so voll belegt sind wie andere.

Der zweite Schritt ist dann das, was ich gerade mit der wettbewerblichen Ermittlung einer entsprechenden Förderhöhe beschrieben habe. Sie müssen wissen, dazu braucht man ein paar Bedingungen.

Das eine ist, man braucht ein Auktionsdesign. Das ist unserer Auffassung nach nicht so leicht zu ermitteln.

**7. Sitzung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ am 20.11.2013**  
– Öffentliche Sitzung –

Das Zweite ist, man braucht einen Bund-Länder-Korridor. Man muss schließlich wissen, was man am Ende des Tages ausschreibt. Das muss also relativ genau bekannt sein.

Drittens sind wir der Auffassung, dass man das nicht so gestalten sollte, dass man eine große Anzahl von Akteuren auf diesem Weg verliert. Ich meine, es ist sicherlich auch ein politisches Thema. Viele Akteure sind aktiv, und wenn der Wechsel hin zu einem solchen System zu rasch erfolgt, verliert man viele, die sich da beteiligen wollen. Das ist nicht unsere Absicht.

Ich komme jetzt zu dem Thema „dezentraler Leistungsmarkt“. Zu diesem Thema hat Herr Matthes einiges gesagt. Ich will Ihnen kurz darlegen, wie wir uns dieser Frage genähert haben.

Zuerst einmal haben wir uns angesehen, wie das eigentlich ist. Das hier sind die im Grunde politisch vorgegebenen, zukünftigen Mengen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Der Rest ist noch konventionell.

Wie viele konventionelle Kraftwerke braucht man dann eigentlich noch? Das haben wir vor knapp drei Jahren einmal ausgerechnet. Da kam man zu dem Ergebnis, da wird sich nicht so sehr viel ändern, weil wir diese dunklen Flauten haben, von denen wir immer reden.

Ich habe lange bei jemandem gearbeitet, der wahrscheinlich gesagt hätte, wenn er ein solches Bild gesehen hätte: Da reicht Volkshochschule Sauerland, um zu sehen, dass das eine schwierige Angelegenheit wird. – Wenn man mit der gleichen Menge von Kapazitäten immer weniger Strom erzeugt, ist es klar, dass man da möglicherweise in Finanzierungsschwierigkeiten kommt.

Wir haben uns dann überlegt, was eigentlich die Kriterien sind, an denen wir einen solchen Mechanismus ausrichten wollen. Wir haben uns auch international unglaublich viele Modelle angesehen, und alle, das können Sie mir glauben, sind nicht so ganz einfach zu implementieren. Das ist durchaus komplex.

Wir glauben, dass wir uns mit dem Instrument eines Kapazitätsmechanismus wirklich darauf konzentrieren sollten, gesicherte Leistung zur Verfügung zu stellen. Wenn man dort noch andere Ziele hineinfügt, könnte es noch komplizierter werden, und das ist eigentlich das wichtigste Kriterium, auf das ich Sie hinweisen möchte.

Natürlich müssen wir Europa mit bedenken. Ich werde am Ende noch ganz kurz dazu kommen. Wir hoffen, dass, wenn wir schon einen solchen Eingriff machen, es dann eine dauerhaft belastbare Struktur gibt, mit der Kraftwerksbetreiber auch arbeiten können.

Bei der Frage, wer das am Ende genau machen soll, kann man sich viel überlegen, ob das von den Erneuerbaren ausgehen soll, es zentral geregelt werden soll, der Handel eine Rolle spielen soll.

Wir sind der Auffassung, dass man dieses Problem am besten dezentral angehen kann. Wir glauben, das passt auch gut zu den Strukturen der Energiewende. Ich werde Ihnen gleich erläutern, wie das funktioniert. Hier ist aber eine ganz wichtige Frage zu klären: Wollen wir zentral, also mit einer Festlegung auf staatlicher Ebene – soundso viele Kapazitäten brauchen wir – agieren, oder wollen wir vielleicht auf dezentraler Ebene ermitteln, wie viel Kapazität wir brauchen, und wie sich das nach oben hin aufsummiert?

Der Kern unserer Idee ist im Grunde folgender, dass wir Strom aufspalten in zwei Produkte: erstens Arbeit, „Energy-Only-Markt“, und zweitens Versorgungssicherheitsnachweise, Kapazität.

Es geht im Grunde um die Erkenntnis, dass das mit der gesicherten Leistung nicht mehr so sicher ist, wie wir vor einigen Jahren noch angenommen haben. Deswegen wollen wir für dieses Gut „gesicherte Leistung“ einen möglichst effizienten Markt schaffen, an dem dieses Gut dann entsprechend zur Verfügung gestellt werden kann.

7. Sitzung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ am 20.11.2013  
– Öffentliche Sitzung –

Die Idee ist, dass wir eine Pflicht für Stromlieferanten, also im Grunde die Vertriebe, zur Vorhaltung von Versorgungssicherheitsnachweisen in Höhe der Summe der von ihnen bezogenen elektrischen Leistung zum Knappheitszeitpunkt wollen.

Sie müssen sich das so vorstellen: Ein Vertrieb kennt seine Kunden in der Regel ganz gut. Er weiß ziemlich genau, wie viel gesicherte Leistung er am Ende des Tages zur Verfügung haben muss. Nun wollen wir denen sagen, spricht mit euren Kunden. Schaut, ob sie wirklich 100 % dieser gesicherten Leistung brauchen, oder ob sie vielleicht auch mit 95 % oder 90 % auskommen. –

Wenn das so ist, muss der Vertrieb sich mit weniger Zertifikaten eindecken. Der Kunde spart Geld, weil er weniger gesicherte Leistung kaufen muss. Was ich persönlich besonders charmant an diesem Modell finde, ist, dass wir dadurch volkswirtschaftlich insgesamt den Sockel an gesicherter Leistung, die wir in Deutschland brauchen, so gering wie möglich haben werden. Das ist eigentlich die Kernidee, die wir dabei haben.

Anbieten können solche Zertifikate Kraftwerke, Speicher, aber auch steuerbare Erneuerbare-Energien-Anlagen. Wir wollen, dass diese Zertifikate standardisiert sind, also dass sie börsentauglich sind. Wir wollen aber auf dieser Ebene Kunde/Vertrieb eine möglichst hohe Flexibilität haben, damit wir dort auch alle Kreativität und Innovation nutzen können.

Das Ganze wird nicht ohne entsprechenden administrativen Aufwand gehen. Da kennt sich Herr Matthes sehr gut aus. Er hat mich schon in vielen Gesprächen, die wir hatten, auf viele Punkte hingewiesen. Man wird für solche Zertifikate sicherlich ein zentrales Register brauchen. Man muss Fragen der Laufzeit klären. Man muss sicherlich auch Fragen klären, was in einem solchen Modell mit Trittbrettfahermöglichkeiten passiert.

Im Grunde ist es aber am Ende so, dass wir alle die, die sich unterdecken, die Vertriebe, die zu wenig einkaufen, mit einer finanziellen Pönale belegen wollen, und Anbieter von gesicherten Leistungen entsprechend auch, wenn sie nicht liefern können, was sie am Ende liefern. Die Einrichtung dieser Pönale ist ein wichtiger Punkt beim Thema „dezentraler Leistungsmarkt“.

Wir glauben, dass wir so am Ende des Tages auf jeden Fall einen Markt entwickelt haben, an dem möglichst viele Akteure teilnehmen können, damit das auch möglichst günstig wird, und bei dem wir am Ende des Tages auch möglichst wenig gesicherte Leistung brauchen.

Ich glaube, ich muss mich ein bisschen sputen, weil Sie noch viele andere Kollegen hier im Raum haben. Das werde ich jetzt auch tun.

„Strategische Reserve“ haben Sie sicherlich schon gehört. Wir sind der Auffassung, dass das ein sehr günstiges Instrument zur Absicherung in dieser Phase des Übergangs ist.

Das muss man sich so vorstellen, dass man eine gewisse Menge an Kapazität ausschreibt und dort in einer solchen Reserve Kapazitäten auffängt, die sonst vom Markt gehen würden, dass man das wettbewerblich ermittelt mit einem Verfahren, das auf den günstigsten Preis dafür – – –

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Darf ich an dieser Stelle kurz einhaken? – Ich glaube, „strategische Reserve“ ist bekannt, das müssen Sie nicht erläutern, sondern die Vorschläge, die Sie damit machen.

**Herr Kuhlmann:** Umso besser. Alles klar. Dann will ich nur noch auf einen kleinen Punkt am Ende hinweisen.

Das Kernelement dessen, was jetzt so stark in der Diskussion ist, ist das, was ich gerade versucht habe, mit dem dezentralen Leistungsmarkt zu beschreiben, bei dem es sicherlich Nachfragen geben wird, die ich gerne beantworte.

Für uns ist ganz wichtig – und das zum Abschluss –, dass wir alles das, was wir in Zukunft machen, europäisch einbetten. So sehen gegenwärtig die Märkte in Europa aus. Es gibt durchaus schon zusammenhängende Märkte. Wenn wir über Börsenpreise reden, reden wir nicht nur über die Preise in

Deutschland. Wir merken immer mehr, dass die Märkte der einzelnen Länder zusammenwachsen. Dementsprechend ergibt es heute keinen Sinn mehr, die Dinge nur national anzugehen.

Man kann in einem europäischen Markt den Abfluss des Stroms ins Ausland in einer Knappheitssituation heute nicht einfach so verhindern. Wir haben das vor ein paar Jahren gemerkt, als wir auch noch Probleme mit russischen Gaslieferungen hatten und die Franzosen im Winter plötzlich unheimlich viel von unserem Strom gezogen haben. Da haben einige überlegt: Können wir nicht die Grenzen zumachen? – Das geht nicht. Das haben sie auch Gott sei Dank nicht gemacht, sonst hätten wir einen ganz andersartigen Blackout gehabt. So ist alles gut gegangen.

Wir müssen uns auf europäischer Ebene auch bezüglich des Emissionshandels einig werden, dass wir das ambitioniert und mit strengeren Zielen weiter vorantreiben; denn die Regulierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist unserer Auffassung nach wirklich nur auf europäischer Ebene sinnvoll. Nur dann bekommen wir auch die entsprechenden Signale.

Ich glaube, das Portfolio für die Bundesregierung, da europäisch tätig zu werden, ist eigentlich klar umschrieben. Es gibt verschiedene Gruppen, in die man sich hier sehr stark einbringen kann. Das mit dem Zertifikatehandel habe ich schon genannt, aber einige gemeinsame Vorstellungen zum Thema Versorgungssicherheitsniveau müssen auch unbedingt entwickelt werden.

Wenn das alles gelingt, bin ich am Ende des Tages ganz zuversichtlich, dass wir etwas Vernünftiges hinbekommen werden.

Aber dieses Zusammenspiel zwischen fluktuierender Erneuerbarer-Energien-Einspeisung und Backup-Kraftwerken müssen wir unbedingt wieder ins Lot bekommen. Da bin ich ganz dicht bei Herrn Matthes. Da sollten wir nicht weiter herumfrickeln, sondern diese Erkenntnis einfach akzeptieren und uns dann gerne noch darüber streiten, ob es dieses Modell oder jenes ist. Weil das aber unter hohem Zeitdruck steht, müssen wir jetzt wirklich voranmachen und diese ein bis zwei Modelle, die in Frage kommen, wirklich so prüfen, dass wir sie zumindest einführen können, ohne dass sie gleich Geld kosten, aber sie dann, wenn wir sie aktivieren müssen, auch zur Verfügung haben.

Das sind die Vorstellungen von uns, zu großen Teilen auch vom VKU. Deswegen bedanke ich mich für Ihre Aufmerksamkeit.

Vielen Dank.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Herzlichen Dank. Ich glaube, auf jeden Fall ist festzustellen, dass die Probleme, die wir haben, nicht auszusetzen sind, sondern aktiv angegangen werden müssen, und zwar möglichst schnell. Es gibt auch ein Marktdesignmodell des VKU. Ich glaube, dass es für den VKU nicht ganz leicht ist, sich auf ein Modell zu einigen. Da gibt es sehr verschiedene Beteiligte. Ich darf Herrn Hoffmann bitten, kurz das VKU-Modell vorzustellen. Hierzu liegt die Vorlage 16/3223 vor.

**Günter Hoffmann**  
**Verband kommunaler Unternehmen e.V., Mainz**

**Herr Hoffmann:** Frau Ministerin, Herr Vorsitzender, meine Damen und Herren! Erst einmal vielen Dank, dass wir heute hier in der Anhörung auch etwas zu diesem Thema ausführen können.

(Herr Hoffmann unterstützt seinen Vortrag mithilfe einer PowerPoint-Präsentation.)

Meine Vorredner haben eigentlich schon vom Grundsatz her global und auch sehr detailliert, Herr Kuhlmann, über die Wege gesprochen, die wir brauchen, um ein Strommarktdesign zu konzipieren. Diese Positionen – insbesondere auch vom BDEW – sind auch Positionen, die Sie in unseren Papieren wiederfinden. Ich will jetzt in meinen Ausführungen das Ganze nicht noch einmal wiederholen, sondern einfach auf einige Dinge ein bisschen aus der Sicht der kommunalen Unternehmen und auch ein bisschen aus der Sicht meiner Mitgliedsunternehmen hinweisen. Rheinland-Pfalz ist geprägt von großen, aber auch von mittleren und kleinen kommunalen Unternehmen, die praktisch mit diesem Thema arbeiten müssen und vor diesen praktischen Problemen stehen. Dazu möchte ich ergänzend ein paar Anmerkungen machen.

Für uns ist vom Grundsatz her erst einmal wichtig, die Versorgung muss weiter sicher sein, und die Energie muss auch bezahlbar bleiben. Ich glaube, wenn uns das nicht gelingt, werden wir insgesamt mit der Energiewende ein Problem bekommen. Wir stellen auch fest, die Energiewende zeigt in der Zwischenzeit Wirkung. Wir stellen allerdings auch fest, dass die Wirkung dahin gehend zeigt, dass das nicht nur positiv ist, sondern wir auch schon notleidende effiziente Erzeugungsanlagen haben. Hier kommen wir eigentlich an den Punkt, was auch Herr Kuhlmann gesagt hat, wir brauchen ein neues Marktsystem. Das bisherige Marktsystem bringt uns hier keine Lösungen.

Wir haben dazu in unserem Papier einmal acht Punkte aufgelistet, die ich hier jetzt hier nicht im Einzelnen wiederholen möchte, weil sie im Wesentlichen Punkte sind, die die Vorredner auch schon aufgebracht haben. Ich möchte aber vielleicht zu dem einen oder anderen Punkt noch etwas ergänzend sagen.

Wir haben gehört, dass wir eine sichere Versorgung brauchen. Wir denken da schon wie auch die Vorredner daran, dass es ein umfassender Mechanismus sein muss unter Einbeziehung aller Anbieter, die eine gesicherte Leistung anbieten können, für uns bevorzugt aus hoch effizienten Kraftwerken. Vor allen Dingen hat für uns hier die Kraft-Wärme-Kopplung einen hohen und großen Stellenwert.

Das Argument der Ermittlung des Kapazitätsbedarfs am Markt zur Vermeidung von Ineffizienz teilen wir. Genauso sind wir auch der Meinung, dass wir noch Nachfrage flexibilisieren können, um hier auch Kapazitäten unter Umständen einzusparen und zu reduzieren. Über das Thema „EU-Emissionshandel“ ist schon das eine oder andere gesagt worden.

Wenn wir über erneuerbare Energien und über Förderungen sprechen, geht es darum, wie wir ein zielsicheres Fördersystem hinkriegen. Wir haben ein bisschen die Bedenken, dass das in der Diskussion noch etwas dauern wird. Deshalb möchte ich eigentlich einmal drei Punkte vorab nennen. Wir brauchen auch etwas, bis wir zu Regelungen kommen. Das sind für uns an und für sich drei Punkte, die ich hier einmal aufgeschrieben habe. Für uns ist erst einmal kurzfristig eine weitere Entwicklung der Direktvermarktung, eine Anpassung an die EEG-Vergütung und eine Modifizierung der Privilegierungstatbestände wichtig. Darauf aufbauend müssen wir dann einfach einmal schauen, wie wir diese Fördersysteme zielgerichtet gestalten. Die Argumente und die Wege dazu haben wir eigentlich schon gehört. Dem kann ich mich eigentlich anschließen. Für uns ist halt wichtig – insbesondere, wenn ich das für meine Mitglieder sehe –, alles das, was wir machen, muss auch für kleine und mittlere Unternehmen handelbar sein und handelbar bleiben. Wir können und sollten das jetzt nicht einfach so aufbauen, dass es nachher nur für ein gewisses Klientel von großen Unternehmen möglich ist.

Energie und Wärmespeicher sind für uns eine sehr wesentliche Grundlage in einem Energiemarktdesign; denn wir müssen das, was wir erzeugen – das ist nun einmal volatil, in welcher Art auch immer –, in irgendeiner Form speichern können, um es zeitversetzt wieder in den Markt zu bringen. Hier sind es für uns zwei Punkte, die ich ansprechen möchte. Wir würden uns eine Aufstockung der



Förderung für die Erforschung neuer und nachhaltiger Energiespeichertechnologien als ganzheitliche Systeme wünschen und die Thematik „power to gas“ – Sie werden sich das bei den Kollegen in Mainz im Februar ansehen – hier schon deutlich mit einzubringen.

Auf einen Punkt will ich noch einmal besonders hinweisen. Das ist die Thematik der Anreizregulierung und der Netzentgeltautomatik. Wir haben gehört, alles, was wir jetzt machen, kostet Geld, in den Netzen und auch sonst, und ist nicht umsonst zu haben. Hier haben wir eigentlich nach wie vor das Problem, dass wir eine Anreizregulierung haben, die von anderen Voraussetzungen ausgeht und nicht die Erfordernisse der Energiewende so in den Fokus rückt, wie es sein muss. Deshalb sind wir schon der Meinung, zum Energiemarktdesign gehört auch, dass dieses System überprüft und angepasst wird, einmal die Beseitigung des Zeitverzuges bei der Anerkennung von Investitionen, die Anerkennung von Mehraufwendungen für Information und Kommunikation (smart meter) – wir brauchen das für die Energiewende –, und wir denken auch, dass die Entnahmeentgeltunabhängigkeit hier etwas weiter nach vorne gebracht werden muss.

Die Thematik von Konzessionen und Konzessionsübergaben haben wir hier einmal mit aufgebracht, weil wir meinen, es ist wichtig, dass hier der Gesetzgeber einfach etwas klarere Regelungen schafft, damit hinterher diese Diskussionen in der Praxis nicht so unendlich lange dauern.

Eine Sache ist für uns noch wichtig. Das ist das Thema der Energieeffizienz; denn wir wissen auch, alles, was wir in einer solchen Phase an Energie einsparen können und sollten, ist eigentlich die optimalste Geschichte und kostet nachher am wenigsten an Investitionen. Hier gibt es nun die EU-Energieeffizienzrichtlinie. Die Effizienzrichtlinie muss in nationales Recht umgesetzt werden. Hier wäre unsere Forderung bzw. unsere Bitte, dass wir bei der Umsetzung nicht über die ambitionierten Anforderungen in der Richtlinie hinausgehen und die Umsetzung auch mittels sogenannter alternativer Maßnahmen erfolgen kann und das, was wir uns im Energiedienstleistungsmarkt bis heute schon erarbeitet haben – insbesondere auch die kommunalen Unternehmen –, hier mit einbeziehen können. Das sollten wir unserer Meinung nach unbedingt tun.

Zum Energiedienstleistungsmarkt habe ich noch eine oder zwei kurze Anmerkungen. Das Ganze ist sehr wichtig, aber wir stellen auf der anderen Seite fest, dass wir hier auch immer wieder Hemmnisse haben. Ich will nur eines aufzeigen. Das ist das Thema „Contracting“ im Mietrecht. Hier gibt es eine sehr ungleiche Behandlung bei der Eigenregielösung und bei dem Wärmelieferungs-Contracting. Bei der Eigenregielösung kann entsprechendes Invest in die Mieten untergebracht werden. Wenn es ein Dritter im Gebäude macht, kann er es nicht. Er muss es einfach über die Einsparungen finanzieren. Daran kranken eigentlich viele Anlagen, dass man das dann rechnerisch so nicht hinbekommt.

Wir würden uns auch wünschen, dass bestehende Förderprogramme in diesem Bereich auf Bundes- und Landesebene zusammengeführt werden und etwas vereinfacht werden. In diesem Zusammenhang hätten wir auch die Bitte, dass kommunale Energieversorgungsunternehmen bei relevanten Förderprogrammen in diesem Bereich zur Steigerung der Energieeffizienz auch antragsberechtigt sind.

Zum Schluss habe ich noch eine kleine Bitte. Das ist insbesondere für unsere kleinen Unternehmen wichtig. Wir reden hier über MiFID II. Auch kleinen und mittleren Unternehmen muss es in der Zukunft noch möglich sein, an der Börse Strom zu kaufen und Strom zu handeln. Wir dürfen nicht von diesen Großhandelsmärkten abgekoppelt werden; denn das könnte auch negative Preissignale haben.

Das war es ergänzend aus meiner Sicht. Vielen Dank.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Herzlichen Dank, Herr Hoffmann. Wir machen direkt weiter wie anfänglich beschlossen. Die Fragerunde wird am Schluss stattfinden. Als nächster ist Herr Prof. Dr. Leprich an der Reihe, der gerade den Stick laden lässt. Herr Professor Leprich, wenn das technisch alles erledigt ist, können Sie gern vortragen.

**Prof. Dr. Uwe Leprich**  
**Wissenschaftlicher Leiter des Instituts für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Saarbrücken**

**Herr Prof. Dr. Leprich:** Ich habe notfalls mein Notebook dabei, falls es Probleme gibt, aber es scheint zu funktionieren.

Frau Ministerin, Herr Vorsitzender, meine sehr verehrten Damen und Herren! Herzlichen Dank auch an Sie für die Einladung, hier zu Ihnen zu dem großen Thema „Energiewende und Energiemärkte in Energiesystemen“ einen Input leisten zu dürfen.

(Herr Prof. Dr. Leprich unterstützt seinen Vortrag mithilfe einer PowerPoint-Präsentation;  
siehe Vorlage 16/3306.)

Ich würde erst einmal ganz kurz auf den Strommarkt oder Energiemarkt eingehen wollen, weil ich dezidiert der Ansicht bin, dass das Wort „Markt“ in diesem Zusammenhang viel zu leichtfertig gebraucht wird. Ich würde mir wünschen, dass man etwas sorgfältiger mit diesem Wort umgeht. Ich will das kurz erläutern. Ich denke, es sind viele unterwegs, gerade auch in den Medien, die eine sehr, sehr schlichte Vorstellung vom Strommarkt haben. Sie haben vielleicht irgendwann einmal gehört, da gibt es Märkte, die auf der Basis von Angebot und Nachfrage funktionieren. Da haben wir eine Preisbildung, einen Gleichgewichtspreis und eine Gleichgewichtsmenge. Das versucht man auf den Strommarkt zu übertragen und scheitert natürlich immer. Insofern ist das eigentlich nicht geeignet, dieses Thema umfassend zu erschließen. Deswegen bemühe ich mich immer, von einem Stromsektor oder Stromsystem zu sprechen, weil es in der Tat eine sehr komplexe Sache ist.

Seit der Liberalisierung wissen wir, wir haben einzelne Wertschöpfungsstufen. Früher hatten wir die sogenannten Energieversorgungsunternehmen als integrierte Unternehmen, die alles gemacht haben und letztlich nicht dem Wettbewerb unterlagen, in keiner Wertschöpfungsstufe. Durch die Liberalisierung haben wir mittlerweile gelernt, wir wollen an diesen Sektor mit der ganz großen Lupe herangehen und schauen, wo wir wettbewerbliche Teilmärkte organisieren können. Das ist Liberalisierung. Da ist man auch schon sehr breit fündig geworden. Wir wissen, im Bereich der Stromerzeugung können wir das machen, im Bereich Handel genauso. Wir haben selbst bei den Netzen, von denen wir nie unterstellen würden, dass wir da Markt machen wollen, gesehen, Teilbereiche der Netze können wir auch wettbewerblich organisieren, sprich die Regelenergiemärkte im Übertragungsnetzbereich, im Verteilnetzbereich die Verlustenergie bei beiden Netzbereichen.

Ob jetzt der Wettbewerbsprozess im Bereich Zähl- und Messwesen der Weisheit letzter Schluss ist vor dem Hintergrund einer stärker dezentralisierten Stromwirtschaft, dahinter würde ich einmal ein Fragezeichen machen. Man kann es auch mit den Märkten oder der Marktsuche möglicherweise übertreiben, aber wichtig ist, es ist ein Gesamtsystem. Den Markt gibt es sowieso schon nicht, sondern wir haben sehr, sehr viele unterschiedliche Teilmärkte. Manche funktionieren schon hervorragend. Manche funktionieren noch nicht so gut. Das ist sehr komplex. Deswegen von dem Energiemarkt und dem Strommarkt zu reden, verbietet sich, wie ich glaube.

Ich spreche vom Stromsystem und habe versucht, das sehr holzschnittartig darzustellen, wie sich das künftig abzeichnen wird. Wir haben im Zentrum dieses künftigen Systems in der Tat nicht nur die erneuerbaren Energien, sondern vor allen Dingen auch die fluktuierenden erneuerbaren Energien, also Windenergie und Solarenergie, weil sich die in den letzten 20 Jahren als die Gewinner der erneuerbaren Energien herausgestellt haben. Wir haben drum herum etwas, was wir für die Systemsicherheit brauchen. Das sind netztechnische Anlagen. Die Systemdienstleistungen – das habe ich gerade schon dargestellt – lassen sich zum Teil wettbewerblich organisieren – Stichwort „Regelenergiemärkte“ –, zum Teil auch nicht. Es ist noch keiner auf die Idee gekommen, Blindleistung über Wettbewerb bereitzustellen oder Schwarzstartfähigkeit über Wettbewerb bereitzustellen. Das heißt, da habe ich Dinge, die werden vom Netzbetreiber bestellt. Die braucht der, und dann werden die bezahlt. Auch das ist System und auch ein wichtiger Bestandteil des Systems, zu dem wir noch kommen werden.

Dann haben wir die gesamte Infrastruktur des Systems. Das sind die Netze, wobei das nicht nur die Stromnetze sind, das sind auch die Gasnetze, die wichtig für das Stromsystem sind. Es sind die Wärmenetze im Zusammenhang mit der Kraft-Wärme-Kopplung. Das sind aber auch zunehmend Datenetze, Kommunikationsnetze, Stichwort „smart grids“. Das zusammen ist auch ein wesentlicher Be-

standteil. Drum herum haben wir die Flankierung. Das wird mittlerweile als Flexibilitätsoption bezeichnet. Es ist auch vernünftig das zu machen, also, wie kann man diesen fluktuierenden Kern des Systems dahin gehend flankieren, dass man diese Volatilitäten ausgleicht und das System sicher macht.

Da haben wir vom bestehenden Kraftwerkspark über den europäischen Verbund, über neue flexible Kraftwerke, die man mit Gas, GuD und Gasturbine bezeichnet, die Kraft-Wärme-Kopplung, Erdgas oder Biomasse. Wir haben das Lastmanagement, die Speicher, die Netze hatte ich gerade schon erwähnt, und schließlich unten noch einmal so ein bisschen als Joker ein Thema, dass etwas ins Abseits geraten ist, „concentrated solar power“ als Importmöglichkeit aus Südeuropa oder Nordafrika. Das ist noch ein Stückchen weg. Ob es je kommt, weiß man nicht, aber auch das wäre natürlich eine solche Option, die man flexibel um das bestehende System drum herum gruppieren kann.

Robuste Schritte für eine solche jetzt erst einmal technisch angedeutete Systemtransformation würde ich dann mit Systemdesign belegen. Da kann man durchaus an diesen Elementen, die ich gerade gezeigt habe, ansetzen und schauen, wie kann ich denn dieses neue System finanzieren, und wo kann ich das auch über Märkte machen.

Da sind wir beim ersten Thema, nämlich die fluktuierenden erneuerbaren Energien. Da heißt es ja seit längerer Zeit, die müssen jetzt auch marktfähig werden. Sie müssen sich in die Märkte integrieren, haben wir gerade gehört. Sie müssen erwachsen werden. Ich glaube, das ist eine falsche Darstellung und auch eine völlig falsche Sichtweise, weil Erwachsenwerden bedeutet, man orientiert sich an denen, die schon erwachsen sind. Das sind die Kohlekraftwerke und die anderen Großkraftwerke, Kernkraftwerke oder Gaskraftwerke. In diese Schublade werden die fluktuierenden erneuerbaren Energien niemals hineinkommen, sondern sie haben ganz andere Charakteristika und ganz andere Funktionalitäten. Sie werden sich – das ist mittlerweile die Prognose von den allermeisten in der Wissenschaftlergemeinschaft – nicht finanzieren können über die bestehenden Teilmärkte.

Wir haben gerade schon gesehen – deswegen kann ich das schnell machen –, die Strompreise an der Börse selbst sind in den letzten Jahren stark gesunken, nicht nur wegen der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise, sondern auch wegen des Merit-Order-Effekts, wo sich die erneuerbaren Energien ihre Preise und damit ihre Erlöse an der Börse selbst kannibalisieren. Also immer, wenn der Wind weht und die Sonne scheint, sind die Preise niedriger, als sie im Durchschnitt sind. Das sind die sogenannten Marktwerte, die sich ermitteln lassen. Das ist hier einmal von der MVV Energie Agentur mit ihrem Strommarktmodell gemacht worden, die das dann einmal ausgetestet haben bis 2050, wie denn der Marktwert bei Wind onshore in der Entwicklung zu beurteilen ist. Sie kommen zum Ergebnis, es kann dahin gehen, dass von einem ohnehin schon relativ niedrigen Spotmarktpreis die Erlöse bei der Windeinspeisung gerade einmal 50 % dieses Preises betragen.

Insofern kann man heute eigentlich sagen, fluktuierende erneuerbare Energien werden sich in einem absehbaren Zeitrahmen nicht über die existierenden Großhandelsmärkte refinanzieren können. Das ist deswegen eine wichtige Aussage, weil in dem Moment spricht man dann auch nicht mehr über eine Subvention von erneuerbaren Energien oder über eine Förderung von erneuerbaren Energien, sondern man spricht über eine Finanzierung erneuerbarer Energien. Das ist ein großer Unterschied.

Regelenergiemärkte bieten übrigens auch keine Ausflucht. Es wird oft gesagt, wir haben die Großhandelsmärkte, aber wir haben auch noch Refinanzierungsmöglichkeiten über Regelenergiemärkte. Auch das wird in der Summe nicht ansatzweise funktionieren, die fluktuierenden erneuerbaren Energien zu finanzieren. Deswegen braucht man ein Finanzierungsmodell. Wir haben uns in dem Gutachten für die Landesregierung Baden-Württemberg einmal bemüht, einen Gesamtüberblick über die Modelle zu geben, die überhaupt für die Finanzierung erneuerbarer Energien in Frage kommen. Da haben wir neben der Einspeisevergütung die Prämienmodelle, und das in dem Segment technologie-spezifische Modelle oder differenzierte Modelle – das kann auch über Technologiedifferenzierung hinausgehen –, dass man regional differenziert, wie es ja zurzeit auch bei Wind onshore schon gemacht wird.

Davon zu unterscheiden sind die technologie-neutralen Modelle, die prominent in die Diskussion gekommen sind durch den Vorschlag des Quotenmodells. Auch da kann ich mir natürlich technologie-neutrale Prämien überlegen. Wir haben in dieser Studie die Aussage getroffen, dass technologie-neutrale Finanzierungsmodelle wie vor allen Dingen auch das Quotenmodell nicht kosteneffizient sind. Sie

führen zu überhöhten Produzentenrenten, damit überhöhten Gewinnen, und zwar völlig unnötigerweise, und bergen zudem das Risiko kostspieliger Technologiesprünge. Das heißt, ich kann mit relativ niedrigen Quotenvorgaben mit einer Technologie auskommen. Wenn ich dann die Quote erhöhe, muss ich in die nächste Technologie springen und bin letztlich nicht darauf vorbereitet, also eine kontinuierliche Technologieentwicklung findet in diesen Modellen nicht statt. Deswegen haben wir sie aus dem Portfolio herausgenommen und gesagt, die kommen eigentlich überhaupt nicht infrage. Wenn ich die Diskussion in Deutschland mittlerweile richtig einschätze, spielen die letztlich auch keine Rolle mehr in der Diskussion, also bis vielleicht auf die Monopolkommission, die diese Fahne noch hoch hängt.

Ausschreibungen – dazu haben wir schon einiges gehört – sind sicherlich eine sehr interessante Alternative zur administrativen Festlegung von Vergütungen, aber es sind noch sehr, sehr viele Umsetzungsfragen zu beantworten. Ich würde sagen, die Untersuchung, ob Ausschreibungen zielführend sind, ist auch noch ergebnisoffen. Ich würde keine Prognose wagen, dass wir dann in drei Jahren sagen, das ist ganz toll, das machen wir jetzt, weil es eine Menge Fallstricke bei Ausschreibungen gibt. Ich weiß nicht, ob wir in der Lage sind, die wirklich alle zu beseitigen und die Probleme alle zu lösen.

Wenn man die einmal ausklammert, dann bleiben nicht so viele Finanzierungsmodelle übrig. Da haben wir die Einspeisevergütung, und wir haben bei den Prämienmodellen letztlich die gleitende Marktprämie, die fixe Marktprämie und die fixe Kapazitätsprämie. Da gibt es nicht das Königsmodell, von dem man sagen könnte, das überragt alle anderen, sondern jedes Modell hat seine Vor- und Nachteile. Es ist deswegen auch sehr sorgfältig abzuwägen, welches man denn nimmt, wenn man ein Vermarktungsmodell wählt.

Dass Vermarktungsmodelle auch Nachteile haben, möchte ich einmal ganz kurz erläutern. Dazu habe ich jetzt keine Folie. Herr Kuhlmann hat schon gesagt, er ist dafür, in Zukunft eine obligatorische Direktvermarktung zu machen. Ich bin da eher ein bisschen skeptisch, schon gar, wenn es in diese Richtung gehen würde, dass man das Signal gibt, sobald wir negative Preise haben, sollen die Windanlagen aus dem Wind drehen und die Photovoltaikanlagen verschattet werden, weil, wenn das passiert, haben wir keine negativen Preise mehr. Das fände ich persönlich extrem schlecht, weil negative Preise ein maximales Signal in Richtung Inflexibilitäten im System geben. Das heißt, die inflexiblen Braunkohlekraftwerke, Kernkraftwerke, die nicht weiter reagieren konnten in der Vergangenheit – auch die Steinkohlekraftwerke konnten das früher nicht –, bekommen das Signal, ihr müsst euch flexibilisieren. Das heißt, je stärker dieser negative Preis ist, desto stärker ist das Signal, dass dort etwas passieren muss. In dem Moment, wo ich diese Preise durch das Herausnehmen von Wind und Photovoltaik aus dem System abdämpfe, wird das Signal verwässert. Das halte ich für absolut schlecht.

Insofern bin ich, was diese Auswirkungen von Vermarktung anbelangt, relativ skeptisch. Ich halte auch nicht viel von einer obligatorischen Vermarktung, weil wir jetzt 85 % der Wind-onshore-Anlagen in der Vermarktung auf freiwilliger Basis optional haben. Warum will ich denn die anderen 15 % – jetzt einmal übertragen auf Neuanlagen – da noch in das System hineinzwingen? Vielleicht haben die auch gute Gründe, dass sie da nicht hinein wollen. Den Strom können wir im Jahr 2013 immer noch sehr gut im System gebrauchen. Wir sind nicht im Jahr 2025, wo wir schon von Überschusssituationen reden, die wir irgendwie verarbeiten müssen.

Aber zurück zum Thema „Finanzierungsmodell für erneuerbare Energien“. Man kann relativ nüchtern darüber diskutieren, wie man das ausgestaltet. Wir haben uns da relativ viele Gedanken gemacht. Man kann natürlich die Einspeisevergütung dahin gehend weiterentwickeln, dass man versucht, die Defizite, die nun einmal da waren, zum Beispiel, dass die Anpassung zu träge war, dass die Vergütungen gerade bei Wind onshore nicht differenziert genug gewesen sind, dass man bestimmte Kostentreiber in Erwägung zieht und da anpasst, zu kurieren. Natürlich sind auch Netzengpasssignale durchaus ein Schritt in die richtige Richtung, also ein Stück weit eine Entschädigung zu verweigern in Netzen, wo wegen Netzengpässen abgeregelt werden muss, wäre schon sinnvoll, weil dann ein Investor natürlich überlegt, gehe ich in das Teilnetz mit meinem Windpark oder gehe ich in ein anderes Teilnetz, von dem ich weiß, da habe ich eine entspannte Situation.

Man kann da durchaus noch vernünftige Dinge bei der Einspeisevergütung machen. Was wir auch ganz wichtig finden, ist, dass man in Zukunft nicht mehr so von einem Einheitsmodell bei der Finanzierung erneuerbarer Energien ausgeht, sondern schaut, nach welchen Kriterien kann ich die einzelnen erneuerbaren Energien klassifizieren und auf jede einzelne erneuerbare Energie dann auch ein vernünftiges Modell draufsetzen. Wir haben da die Cluster gebildet Wind, Photovoltaik und Wasserkraft, bei denen man sagen kann, die kann man gleich behandeln und in eine Schublade tun.

Davon völlig zu trennen ist unserer Ansicht nach die Biomasse als regelbare erneuerbare Energie. Davon wiederum zu trennen ist Wind offshore, also eine Technologie mit relativ hohen Risiken, wo ich naturgemäß relativ hohe Renditen ermöglichen muss, und die Geothermie, die letztlich das Problem hat, dass sie das Bohrrisiko vor allen Dingen trägt und insofern da eine Abfederung von Nöten wäre, um das vielleicht ein Stück weit zum Laufen zu kriegen. Aber von der Größenordnung her ist es ohnehin eher vernachlässigbar. Das heißt, es ist ein Plädoyer dafür, hier zu differenzieren und zu schauen, was am besten passt.

Wenn ich das alles ausführen wollte, bräuchte ich noch eine Stunde. Das mache ich nicht. Wir haben das in dem veröffentlichten Gutachten für das Umweltministerium alles niedergelegt. Ich denke, wir haben da einen ganz guten Weg gefunden, um mit dieser Komplexität der Finanzierung erneuerbarer Energien gut umgehen zu können.

Das zweite Segment mache ich jetzt deutlich kürzer, nämlich die netztechnischen Anlagen. Da wird es so sein, dass eine der Hauptaufgaben in den nächsten Jahren darin liegen wird, immer mehr von den Systemdienstleistungen durch die erneuerbaren Energien selbst bereitstellen zu lassen. Wir haben das Problem, dass in diesem Segment vor allen Dingen große fossile Kraftwerke unterwegs sind, die Inflexibilität in das System hineinbringen. Das können wir uns auf Dauer in einem erneuerbaren System nicht leisten. Das heißt, wir müssen auf jeden Fall schauen, dass wir relativ schnell und sukzessive diese Mast-run-Funktionalitäten im Bereich der netztechnischen Anlagen durch erneuerbare Energien ersetzen. Da gibt es auch schon erste Überlegungen, wo man anfangen könnte. Das ist eine zweite Hausaufgabe, die zu machen ist. Wir haben zum Teil natürlich auch schon gerade bei den fluktuellen erneuerbaren Energien Zeichen mit dem Systemdienstleistungsbonus Wind gesetzt, der jetzt schon Standards bei Windanlagen gesetzt hat, oder die Blindleistungsbereitstellung durch PV-Wechselrichter. Ich denke, solche Dinge müssen selbstverständlich werden, dass gerade die fluktuierenden erneuerbaren Energien immer da systemdienliche Beiträge leisten, wo das möglich ist.

Das dritte Segment sind dann die Dispatch-Märkte, also die Optimierung des Einsatzes von bestehenden Anlagen mit den Großhandelsmärkten und den Regelenenergiemärkten. Da ist nicht mehr so ganz viel zu machen. Aber natürlich würde man sich eine stärkere Anpassung dieser Märkte an die Kurzfristigkeit der fluktuierenden erneuerbaren Energien wünschen, also so etwas wie Fristen zwischen Auktionierung und Lieferzeit. Den Day-ahead-Markt könnte man verkürzen, den Day-ahead-Handel generell auf eine viertelstündliche Basis stellen, Teilnahme an Regelenenergiemärkten zumindest ermöglichen usw.

Das scheint erst einmal keine so ganz große Aufgabe zu sein. Das kriegt man hin, würde man vermuten. Aber ein Problem, das immer stärker an mein Ohr dringt, je weiter man vordringt, ist, dass möglicherweise die europäischen Netzcodes da zurzeit ziemlich falsche Weichen stellen und diese Art von Anpassung des Handelsgeschäfts an die Rationalität von Wind und Photovoltaik offensichtlich konterkarieren. Ich muss zugeben, in dem Thema bin ich noch nicht so tief drin, dass ich mir da ein abschließendes Urteil erlauben könnte. Da ist sicherlich ein Punkt – da gebe ich Herrn Kuhlmann recht – wo man ganz stark Richtung Europa schauen muss, ob da irgendetwas konterkariert wird, was wir für unser Gesamtsystem gut gebrauchen könnten.

Schließlich das letzte Segment des Stromsektors/Stromsystems: Kapazitätsmechanismen. – Dazu möchte ich gar nicht so viel sagen, nur das, Versorgungssicherheit war meiner Ansicht nach der große blinde Fleck der Liberalisierung des Stromsektors. Man hatte einfach genügend Kapazitäten und hoffte, dass die bestehenden Teilmärkte das Problem so nebenbei miterledigen. Ich glaube, dass denkt man heute nicht mehr. Für mich ist ganz wichtig, dass Versorgungssicherheit ganz klar den Charakter eines öffentlichen Gutes hat. Das wissen meine Studenten im ersten Semester bereits. Es gibt zwei Charakteristika eines öffentlichen Gutes, nämlich keine Gültigkeit des Ausschlussprinzips und Nichtrivalität beim Konsum. Beides tritt zu. Das hat die Konsequenz, dass sich die Bereitstellung von Ver-

sorgungssicherheit im Stromsystem niemals alleine Märkten überlassen kann, weil Märkte stellen per Definition keine öffentlichen Güter bereit.

Insofern, so viel Sympathie ich durchaus habe für den dezentralen Ansatz, wir entwickeln die Leistungsnachfrage von unten. Am Ende des Tages muss jemand da stehen, der die Verantwortung für das öffentliche Gut Versorgungssicherheit übernimmt. Das kann natürlich nur die öffentliche Hand, nur der Staat sein. Dann kann man darüber diskutieren, wie man das so weit organisiert, dass ich wettbewerbliche Beiträge für diese Bereitstellung des öffentlichen Gutes erbringen kann. Aber am Ende des Tages hat die öffentliche Hand Verantwortung für die Bereitstellung des öffentlichen Gutes. Ich glaube, das ist ein ganz wichtiger Aspekt, der manchmal vergessen wird.

Wir haben zurzeit schon eine Reihe von politisch gewollten Kapazitätsmechanismen. Wir wollen Kraft-Wärme-Kopplung. Wir haben das Signal gegeben, die Kraft-Wärme-Kopplung soll sich flexibilisieren, indem wir Wärmespeicher in KWK-Gesetz beispielsweise fordern, indem wir auch den Zeitraum der Vergütung nicht mehr auf vier Jahre eingegrenzt haben. Wir wollen die Biomasse als Kapazitätsmechanismus, weil wir sie im EEG haben und finanzieren und über die Flexi-Prämie auch dort schon das Signal gegeben haben, jawohl, das ist eine willkommene Ergänzung des Systems. Wir haben die Lastabschaltverordnung, so trefflich man darüber streiten kann, ob die vielleicht nicht doch zu schlecht ausgestaltet ist, aber sie hat das Signal gegeben, ja wir wollen Lastmanagement im Bereich der großen Industriekunden. Wir wollen sogar Speicher. Speicherförderung seit Mai im Bereich Photovoltaik ist systemisch sicherlich nicht – wenn man es vorsichtig formulieren will – der optimale Ansatz, aber es gab politisch ein Zeichen, dass wir erst einmal machen wollen. All das sind schon Kapazitätsmechanismen.

Deswegen ist es nicht ganz einfach, einen Schritt zurückzutreten und zu sagen, wie können wir denn das System der Bereitstellung von Kapazitäten und von Flexibilitäten optimal gestalten. Das wird sicherlich in den nächsten Monaten oder Jahren eine Hauptrolle spielen, wie ich das insgesamt organisieren kann, dass der Wettbewerb nicht völlig hinten runter fällt, dass aber an einem solchen System ja nicht die Mitnahmeeffekte maximiert werden, dass wir bestimmte Dinge auf jeden Fall drin haben, wie die stromorientierte Kraft-Wärme-Kopplung, dass wir aber auch nichts übers Knie brechen. Ich bin ein bisschen allergisch, wenn man argumentiert, wir hätten an einer bestimmten Stelle im Netz ein Problem, wo wir unbedingt ein Kraftwerk bräuchten, und deswegen müssten wir relativ schnell diesen Mechanismus einführen. Ich denke, ein bisschen mehr Gelassenheit ist dort angesagt.

An manchen Stellen kann man auch einmal nicht mit der reinen Lehre, aber pragmatisch Lösungen finden. Das wäre in dem Fall, dass der Übertragungsnetzbetreiber sagt, ich brauche deine Kapazität, und dann wird die gebaut. Die kann auch ein Übertragungsnetzbetreiber bauen und kann die auch über die Netzentgelte finanzieren. Auch das ist natürlich möglich. Wir sind ohnehin zurzeit nicht unterwegs mit der reinen Lehre in diesem Bereich. Wir haben die Reserverkraftwerksverordnung bereits. Wir haben den Fall E.ON. Man mogelt sich also so ein bisschen durch. Das wird auf Dauer nicht tragen. Das ist schon klar. Ich will aber sagen, man muss nichts übers Knie brechen, um eine solche, sehr weitreichende Systemergänzung jetzt innerhalb sehr kurzer Zeit hinzubekommen.

Das machen wir ein bisschen schneller. Es gibt eine Reihe von Herausforderungen. Ich hatte Mitnahmeeffekte angesprochen, die Marktmacht, die ausgenutzt werden kann. Wann ist der richtige Zeitpunkt, und wie lässt sich das möglicherweise mit dem europäischen Verbundsystem harmonisieren? Da bin ich extrem pessimistisch leider, weil ich glaube, der Zug ist fast schon abgefahren. Man kriegt das noch nicht einmal grenzüberschreitend in dieser Region hin mit den sechs Ländern des pentalateralen Forums. Es wäre natürlich schön, wenn man das hinkriegen würde, aber ich sehe das nicht.

Wettbewerblich das Ganze zu gestalten, auch da gibt es schon eine Reihe von Vorschlägen. Man kann natürlich den zentralen Auktionator nehmen, der sagt: Ich schreibe 10 Gigawatt an Flexibilitätsoptionen aus. – Der Übertragungsnetzbetreiber kann das in seinen Regelzonen machen. Bilanzkreisverantwortliche können via Nachfrage das Feld von unten aufrollen, über einen Residuallastmarkt oder das VKU-Modell, wonach der Endverbraucher selbst über Leistungsbestellungen das macht. Das sind alles Vorschläge, die interessant sind. Man sollte aber immer im Hinterkopf haben, man muss es irgendwann um jemand ergänzen, der letztlich die Verantwortung für die Versorgungssicherheit hat.

7. Sitzung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ am 20.11.2013  
– Öffentliche Sitzung –

Was wissenschaftlich und reizvoll ist, diese sehr idealtypisch umrissenen Segmente des gesamten Stromsystems stehen natürlich nicht separat nebeneinander, sondern sind vielfältig interdependent miteinander verwoben. Das heißt, Zahlungsströme, vereinzelte Optionen, werden zu einem Teil aus mehreren dieser Segmente generiert. Das muss man natürlich sehr genau analysieren.

Deswegen das Fazit: Fluktuierende erneuerbare Energien – Wind und Photovoltaik – werden das künftige Stromsystem prägen und es dadurch umfassen transformieren. Ein intelligentes Systemdesign ist notwendig für Systemoptimierung und -sicherheit. Das Systemdesign besteht aus vier Elementen, nämlich einem Finanzierungsmodell für fluktuierende erneuerbare Energien, ein sukzessiver Ersatz fossil-nuklearer Must-Run-Anlagen für Systemsicherheit, eine Harmonisierung der Dispatch-Märkte mit den Erfordernissen der fluktuellen erneuerbaren Energien und schließlich eine Systemergänzung durch Kapazitätsmechanismen für Versorgungssicherheit.

Ich hoffe, ich habe jetzt nicht zu lange vorgetragen, aber ich danke Ihnen schon einmal für die Aufmerksamkeit.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Herzlichen Dank dafür. Wir kommen zum letzten Vortrag, Herr Chassein von den Pfalzwerken dann sozusagen auch direkt für einen großen Netzbetreiber in Rheinland-Pfalz, der bestimmt auch einige praktische Problematiken mit in seinem Vortrag dabei hat. Dann kommen wir zu einer Fragerunde, und dann werden wir weitersehen.

ELEKTRONISCHE FASSUNG

**René Chassein**  
**Vorstandsmitglied der Pfalzwerke AG, Ludwigshafen**

**Herr Chassein:** Frau Ministerin, Herr Vorsitzender, sehr geehrten Damen und Herren! In der Tat ist das der Anspruch für mich gewesen, als ich gesehen habe, dass ich hier zur Anhörung eingeladen bin und als ich gesehen habe, wer noch zur Anhörung eingeladen ist; denn selbstverständlich können wir als wirtschaftliches Unternehmen nicht die wissenschaftlichen Kapazitäten vorhalten wie die Institute, die hier gesprochen haben. Wir haben zwar einerseits durch die Mitarbeit in den Verbänden natürlich auch den Überblick, aber andererseits auch eine gewisse Freiheit für uns als Unternehmen, mit den spezifischen Gegebenheiten auch hier in Rheinland-Pfalz sprechen zu können, wo der Verband natürlich dann letztendlich eher in der Situation ist, auch heterogene Mitgliederstrukturen in einer Aussage zu bündeln.

(Herr Chassein unterstützt seinen Vortrag mithilfe einer PowerPoint-Präsentation.)

Insofern – das ist natürlich die Problematik des letzten Vortragenden, dass er in einer Situation ist, dass alles schon gesagt ist, nur noch nicht von jedem – möchte ich mich natürlich auf die Punkte konzentrieren, die gerade für uns als Unternehmen hier in Rheinland-Pfalz maßgeblich sind und das – wie Sie es erwarten, Herr Dr. Braun – auch mit ein paar Themen aus der Praxis belegen.

Wenn ich zu Beginn meiner Ausführungen auf die vielleicht banal wirkende Fragestellung, was denn eigentlich die Ursachen dafür sind, dass das etablierte Energy-Only-Market-System, das wir ganz gezielt und konsequent und gerade wir in Deutschland auch sehr konsequent seit Beginn der Liberalisierung eingeführt haben, das bisher funktioniert hat – was wir seit 1996 an dieser Stelle auf den Weg gebracht haben, war tatsächlich im Vergleich zu den alten Strukturen, meine Vorredner haben es geschildert, aus Monopolzeiten ein sehr gutes wettbewerblich funktionierendes Modell –, jetzt nicht mehr funktioniert. Warum das jetzt nicht mehr funktioniert und wir über die Notwendigkeit sprechen, ein neues Strommarktsystem – ich nenne es lieber Systemdesign, weil es nicht nur marktwirtschaftliche Komponenten hat – ausprägen zu müssen, dann deshalb, weil ich fest davon überzeugt bin, dass wir – das zeigt auch die gegenwärtige Diskussion bis hin in die Koalitionsverhandlungen –, wenn wir keine Einigkeit über die Ursachen des derzeitigen Modellversagens haben, wir auch keine Einigkeit über die Prämissen haben, die ein zukünftiges Modell haben muss.

Insofern steckt in Ihrer Aufzählung und natürlich nicht abschließenden und vielleicht auch etwas trivial wirkenden Übersicht tatsächlich mehr Sprengstoff, als uns vielleicht zunächst bewusst ist; denn – ich will die einzelnen Punkte kurz ansprechen – natürlich geht es darum, dass unser Energy-Only-Market nunmehr an seine Grenzen dadurch kommt, dass wir durch unser deutsches EEG und durch energiepolitische Zielsetzungen, die wir uns (aus gutem Grund) in Deutschland gegeben haben, hier einen nationalen Eingriff in dieses Marktsystem vornehmen, auf den reagiert werden muss.

Ein zweiter Punkt, den ich an dieser Stelle ausgemacht habe, ist schon angesprochen worden, ist, wir haben natürlich durch das Thema, das wir bei Grenzkosten null der erneuerbaren Energien massiv in die „Merit Order“ eingreifen, einen entsprechenden Verfall der Börsenpreise. Insbesondere sind dann diejenigen betroffen, die aus konventionellen Kraftwerken Energie erzeugen. An dieser Aufzählung ist mir das Thema „Gemeinsamer Markt“ wichtig. Es ist ein wesentliches Problem, dass wir heute gesicherte Leistung und fluktuierende Leistung auf einem gemeinsamen Börsenmarktplatz doch übergehend handeln. Auch da müssen wir uns zukünftig überlegen, ob das der richtige Rahmen ist. Wir haben – das ist ebenfalls angesprochen – den systemischen Fehler bei der CO<sub>2</sub>-Bepreisung. Ich denke, da sind wir durch das Thema „Backloading“ dann hoffentlich zumindest einmal in die richtige Richtung zukünftig unterwegs. Aber auch das prägt das zukünftige System mit, weil das über CO<sub>2</sub>-Preise für die weiterhin CO<sub>2</sub>-emittierenden konventionellen Kraftwerke, die wir zukünftig brauchen werden, natürlich eine wesentliche Vorgabe ist.

Nicht abschließend beantworten kann ich – da kann ich nur ein Stimmungsbild als Versorger geben, der in der Pfalz 300.000 Kunden und darüber hinaus noch weitere 150.000 Kunden deutschlandweit versorgt –, ob wir tatsächlich in der Diskussion um die Strompreisentwicklung an der Toleranzgrenze sind. Natürlich ist das eine wichtige Diskussion, die wir im Hinblick auf unsere Industrie und unser Gewerbe zu führen haben, was unsere Wirtschaftsbetriebe, gerade die energieintensiven, an dieser



Stelle noch vertragen können. Haben wir da schon eine Grenze überschritten? Das Thema „Strompreise“ für private Kunden, für die Belastung der Bürgerinnen und Bürger ist ein Thema. Es ist auch ein mediales Thema. Aber wenn ich es in Kontext dessen stelle, was Menschen für Telekommunikation und andere Dinge ausgeben, dann relativiert sich für mich die Fragestellung, ob plus 5 Euro oder plus 3 Euro im Monat tatsächlich schon systemprägend und systemrelevant sind, wobei ich das Thema „Soziale Härten“ an dieser Stelle nicht bagatellisieren will. Das ist ein Punkt, auf den wir schauen müssen.

Der nächste Punkt, die politische, – da denke ich an die Kernkraft –, aber eben auch die altersbedingte Stilllegung von gesichertem Kraftwerksbestand ist natürlich ein Thema. Wir haben hier eine gewisse Bilanz. Politisch haben wir einen Zeitplan für den Ausstieg aus der Kernenergie. Wir haben verlässliche Rahmenbedingungen, wann was vom Netz geht. Was die altersbedingte Stilllegung angeht, auch das ist schon kumuliert und in der Übersicht dargestellt worden. Uns fehlt an dieser Stelle aber der Zeitplan. Wir wissen nicht, wann welche konventionellen Kraftwerke tatsächlich letztendlich vom Netz gehen, eben auch bedingt dadurch, dass wirtschaftliche Überlegungen der heutigen Kraftwerksbetreiber hier eine Rolle spielen. Das wird aber ganz maßgeblich für das zukünftige Systemdesign sein, weil wir das natürlich miteinander verschneiden müssen, wann welche gesicherte Leistung zum Beispiel durch Lastflussmanagement, durch Speicher etc. dann zu ersetzen ist und wir dann auch bis zu welchem Zeitpunkt über diese Dinge verfügen müssen, die auch erst entwickelt und installiert werden müssen.

Fast schon ein Steckenpferd von mir – ich habe das Thema nicht ohne Grund auch in den Anhörungen zum Landesentwicklungsprogramm IV hier ausgeführt – ist das Thema der fehlenden Netzinfrastruktur – da können wir als der Regionalversorger, der für den Pfälzerwald zuständig ist, nun quasi als Kronzeuge aufgerufen werden – und natürlich auch das Thema des verzögerten Netzausbaus, der zudem nicht synchronisiert ist. Darauf werden wir zu sprechen kommen müssen, spätestens dann, wenn wir uns anschauen, wie in einem zukünftigen Marktdesign die Wertschöpfungsstufen dringend bei aller Liberalisierung und bei aller Entflechtung, wie sie uns auch europarechtlich vorgegeben ist, dann doch wieder stärker integrativ betrachtet werden müssen, damit wir diese Dinge auch in ihren Zeitkonstanten miteinander zusammenbringen. Ich werde darauf zu sprechen kommen.

Ich habe einmal aus unserer Sicht ein paar Eckpfeiler angeführt, also das, wo wir als Pfalzwerke sagen würden, das muss zwingend gegeben sein, ganz gleich, für welches Modell wir uns am Ende des Tages entscheiden werden. Ich glaube, allen möglichen Systemdesigns sind ein paar Gemeinsamkeiten zu eigen. Ich habe versucht, sie hier einmal zusammenzufassen.

Eine ganz wichtige Voraussetzung für das zukünftige Systemdesign ist – da möchte ich auch ganz massiv an Sie als Politiker appellieren –, wir brauchen verlässliche energiepolitische Zielsetzungen. Diese Taktung dessen, was wir uns als neues Systemdesign vorgeben, muss und kann nur von der Politik kommen. Ich bin kein Freund von Zentralverwaltungswirtschaft und dirigistischen Eingriffen, aber diese Taktung im Sinne von energiepolitischen Festlegungen und auch den dazugehörigen Zeitstrahlen muss – auch das haben wir schon gehört, warum – in enger Abstimmung mit europäischen Vorgaben von der Politik kommen.

Ich bin da bei den Themen „Ausbauziele“, „Mengensteuerung“ und „Zeitpläne“. Ich will es an dieser Stelle einmal etwas lapidar sagen. Das soll Sie als Politiker vielleicht auch ein Stück weit entlasten. Im Prinzip können Sie an dieser Stelle gar keinen Fehler machen, bzw. können Sie nur einen Fehler machen, indem Sie nämlich nicht bei dem bleiben, was Sie festlegen. Das ist genau das Thema, das wir auch bei rein in die Kernkraft, raus aus der Kernkraft, rein und raus aus der Kernkraft immer wieder erlebt haben. Das, was Sie als energiepolitische Zielsetzung festlegen, muss natürlich Hand und Fuß haben, aber danach ist es wichtig, dass man bei allem Monitoring natürlich darauf schauen muss, wie es sich entwickelt und unterwegs dann auch letztendlich die Festlegungen überprüfen.

Aber wenn man sich entschieden hat, man fährt nach Süden in den Urlaub, dann braucht man nicht mehr darüber nachzudenken, wie es an der Nordsee ist, sondern dann muss man sich überlegen, was die konkreten Ziele für uns auf dem Weg nach Süden sind. Diese Vorgabe wird die Branche und werden auch die Bürgerinnen und Bürger von der Politik einfordern, wo die Reise hingehet, auf was wir uns einstellen müssen. Da bin ich bei dem Thema „Investitionen“. Nichts ist schädlicher als unausgegrenzte halbseidene Ankündigungen, die zurückgenommen und wieder erhoben werden. Das führt zu der

**7. Sitzung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ am 20.11.2013  
– Öffentliche Sitzung –**

Verunsicherung, die wir teilweise heute haben. Insofern möchte ich Sie da ganz nachdrücklich ermutigen, Pflöcke einzuschlagen und konsequent zu verfolgen.

Das Thema „Systemverantwortung für alle Energiemarktakteure“ ist auch angesprochen worden; denn wir müssen dringend weg von dieser Sicht im zukünftigen Design, dass für die eingespeiste Kilowattstunde, und zwar egal, über welche Art sie erzeugt wurde, im Prinzip die Betrachtung des Investors aufhört, wenn die Kilowattstunde den Einspeisezähler passiert hat. Wir brauchen hier integrative Sichten auf das System vom Erzeuger, vom Verteiler bis hin zu den Vertrieben und Verbrauchern; denn nur über diese integrative Sicht ist letztendlich eine Versorgungssicherheit dann auch entsprechend zu gewährleisten. Da haben meine Vorredner bestimmte Dinge angesprochen, eben auch die erneuerbaren und auch die fluktuierenden erneuerbaren Energien müssen hier – es gibt Möglichkeiten, Stichwort „Blindleistungsbereitstellung“ – Systemverantwortung übernehmen.

Marktmechanismen für erneuerbare Energien – Stichwort Direktvermarktung – sind angesprochen worden. Das werden wir brauchen. Auf dem Weg sind wir. Ich denke, das ist gut so. Die systemische Verzahnung steuerbarer und nicht steuerbarer Erzeugung, da bin ich wieder bei dem, was ich vorher gesagt habe. Wir handeln das derzeit zwar auf einen gemeinsamen Marktplatz, das ist aber mitnichten eine systemische Verzahnung, sondern wir werden – ob das über diese Versorgungssicherheitsnachweiszertifikate passiert oder über andere Instrumente sei dahingestellt, das will ich nicht abschließend beurteilen –, diese Verbindung im Systemdesign, im Marktdesign von steuerbarer und nicht steuerbarer Einspeiseleistung benötigen.

Auch die bepreiste Leistungskomponente ist mittlerweile quasi in jedem Kopf angekommen. Es geht nicht nur darum, wie viel Energie, sondern es geht um die Fragestellung: Wie viel Energie wann? – Ich kriege da immer hohen Blutdruck, wenn ich im Jahr 2013 noch Diskussionen über bilanzielle Betrachtungen höre und dass sich Gemeinden bilanziell autark stellen. Das ist Steinzeit. Davon müssen wir weg. Da müssen wir auch politische Aufklärungsarbeit betreiben, dass die Menschen nicht mehr in diesen Kategorien denken, ich bin bilanziell 100 % erneuerbar. Das ist Unfug hoch drei.

(Herr Ramsauer: Fünf Minuten zu spät, die Ministerin ist weg!)

– Es ist nie zu spät. Wie gesagt, Sie merken, das ist für mich als Ingenieur schon eine Fragestellung. Man spricht über Leistung und über Kapazitätsmechanismen, über die wir Leistung bereitstellen, und parallel dazu bewegen wir uns immer noch in einer bilanziellen Welt, die praktisch die Negation von Leistungsmärkten ist.

Zu Koordination und Synchronisation des Netzausbaus kann ich gerade als Pfälzer Unternehmen und als Unternehmen, das auch massiven Einspeisewünschen vonseiten der Windkraftprojektierer ausgesetzt ist, nur dafür plädieren, dass wir dringend an dieser Koordination arbeiten müssen. Ich denke, erste Schritte sind getan, und erste Entwicklungen sind angestoßen. Da sind wir aber bei weitem noch nicht mit ausreichend Fahrt unterwegs. Wir werden, wenn wir hier nicht massiv und schnell gegensteuern, in die Situation kommen, die wir offshore haben. Da werden Windprojektierer – zu denen gehören auch kommunale Unternehmen – sehr laut schreien, weil sie innerhalb von drei Jahren durch sämtliche Verfahren mit AW „Faunistik“ und BlmschV durch sind, die Anlage da steht, und es kein Netz gibt, um einzuspeisen. Ich weiß schon heute, mit wem dann die Schelte nach Hause geht, nämlich mit dem Netzbetreiber, der leider Gottes für das Planfeststellungsverfahren/Raumordnungsverfahren für eine 110-KV-Leitung – ganz egal ob Freileitung oder Kabel, da hilft das Kabel auch nicht weiter – dann natürlich Zeitkonstanten von acht bis zehn Jahren für die Realisierung eines solchen Projekts hat. Dann steht die Windkraftanlage schon fünf Jahre da und bekommt womöglich über ähnlich abstruse Mechanismen, wie wir das offshore haben, dann eine fiktive Einspeisevergütung. Das muss vermieden werden.

Bei Bestandsschutz für Förderzusagen bzw. Übergangsregelungen für laufende Projekte haben wir bei der altmaierschen Diskussion erlebt, welche Verunsicherung das herbeiführt, wenn wir uns da plötzlich über in unserem Land eigentlich garantierte grundrechtlich geschützte Aussagen und Werte hinwegsetzen. Da darf es nicht rückwärts irgendwelche Eingriffe in in gutem Vertrauen getätigte Investitionen geben. Ich glaube, damit würden wir die ohnehin verunsicherte Investorenwelt weiter massiv irritieren.

Nun komme ich zu dem, was aktuell in der Diskussion ist, ohne einerseits den Anspruch zu haben, das jetzt hier ausführen zu wollen, und schon gar nicht im wissenschaftlichen Detail und dem Anspruch, dass mit dieser Übersicht die Möglichkeiten zu Ende sind. Meine Vorredner haben das relativ deutlich dargestellt. Lassen Sie mich nur zu diesen Modellen oder Modellmöglichkeiten, Modellausprägungen ein paar Anmerkungen aus unserer Sicht machen.

Der Glaube, dass wir das heute vorhandene EEG nur ein wenig im Sinne von Kosmetik und Reparaturarbeit überarbeiten müssen, wäre meines Erachtens ein heftiger Trugschluss. Wir reden nicht umsonst von einem neuen Markt- und Systemdesign. Insofern werden wir, auch wenn das vielleicht an der einen oder anderen Stelle politisch opportuner und auch vielleicht besser händelbar wäre, weil nicht gar so große Räder zu drehen wären, damit auf keinen Fall die Zukunft gestalten, indem wir das EEG jetzt nur etwas aufhübschen.

Zum Thema „regulierte strategische Reserve“ will ich Ihnen sagen, wir sind in den Abschaltscenarien des Übertragungsnetzbetreibers Amprion direkt eingebunden. Über den oder die nächsten Winter zu kommen, ist beileibe keine Metapher mehr, sondern das ist real existierende Anwendungspraxis. Damit werden wir keine Zukunft gestalten. Nur über den oder die nächsten Winter zu kommen, das ist kein Marktdesign. Insofern verdient für mich das Thema „strategische Reserve“ noch nicht einmal das Attribut einer Übergangs- und Brückenlösung, sondern das ist wirklich Sterbehilfe für das alte System. Da müssen wir schauen, dass wir da schnellstmöglich herauskommen und wirklich belastbare Zukunftsinstrumente finden. Auch hier wieder grundrechtlich sehr bedenkliche Eingriffe in Eigentumsverhältnisse vorzunehmen, indem Eigentümern verboten wird, unwirtschaftlich arbeitende Kraftwerke vom Netz zu nehmen und dann auch nur unzureichende Entschädigungszahlungen dafür auszuloben, ist eigentlich auch irgendwo ein Makel für unsere deutsche Marktwirtschaft.

Zum zentralen Kapazitätsmarkt will ich Ihnen nur sagen: Achtung, Planwirtschaft droht! – Welche Instanz soll das händeln: Die Bundesnetzagentur? – Irgendwann wird Bonn nur noch aus Bundesnetzagentur bestehen, weil die dort heute schon marktwirtschaftlich agierenden 2.400 Planstelleninhaber dann zum Thema des zentralen Kapazitätsmarktes um weitere Hundertschaften aufgebaut werden müssen. Also können wir bei aller Erfahrung, die wir an dieser Stelle mit zentraler Regulierung gemacht haben, nur heftigst davor warnen.

Zum dezentralen Leistungsmarkt über Quote bzw. Zertifikatehandel sagen wir Ja. Das sind natürlich gangbare Wege. Meine Vorredner haben das aufgezeigt. Aber hier will ich Ihnen sagen, Achtung, das wird kein Selbstläufer werden, und das wird nicht von heute auf morgen zu haben sein. Es birgt auch Gefahren. Ich denke, der BDEW ist sich dessen auch bewusst. Diese Dinge sind auch an- und teilweise ausdiskutiert. Ich will es hier nur noch einmal erwähnen. Über einen solchen Zertifikatehandel drohen wir – da habe ich jetzt einmal die volkswirtschaftliche und gesamtgesellschaftliche Sicht –, in die gleiche Abseitsfalle zu laufen, die wir mit den Teldafax dieser Welt gehabt haben. Dass es nämlich risikoaffinere Marktteilnehmer geben wird, die in einer chronischen Unterdeckung mit diesen Zertifikaten eine gewisse Spekulation eingehen, kann gut gehen, muss aber nicht gut gehen, wie wir gesehen haben.

Dann stellt sich natürlich die Frage – das wiederum ist politische Verantwortung –, wer dann eintritt, wenn diese Kollegen baden gehen. Wer tritt dann ein – das meine ich technisch und betriebswirtschaftlich –, wenn sich diese Akteure vom Markt verabschieden und sich verzockt haben? Insofern müssen wir hier schon mit entsprechenden Mechanismen auch diesem Missbrauch vorbeugen, wenn wir hier diesen Markt einführen. Die Fragestellung der Pönalisierung ist hier ganz, ganz wichtig; denn Pönale ja, aber die Höhe der Pönale wird hier schon das Marktdesign ganz wesentlich beeinflussen auch im Hinblick auf die Frage, was noch Investitionsanreize auslöst.

Zur fixen Prämie (administrativ oder über Auktion) sind die Nachteile in der Diskussion schon aufgetaucht. Wer glaubt aus heutiger Sicht die Glaskugel zu haben, um eine Vollkostenbetrachtung über 15 und 20 Jahre anstellen zu können? Da bin ich dann natürlich sehr schnell bei einer gleitenden Marktprämie, um aus dieser Momentaufnahme dann relativ schnell in ein Monitoring der Preisentwicklung am Markt zu kommen, um dann rechtzeitig entsprechend gegensteuern und das Ganze volkswirtschaftlich im Griff haben zu können.

Zur Auktionierung will ich an dieser Stelle nur auf das alte Sprichwort verweisen, es ist gut, aus eigenen Fehlern zu lernen, aber ist noch besser, aus den Fehlern anderer zu lernen. Insofern sollten wir uns das, was als Auktionierung im europäischen und im internationalen Umfeld gelebte Praxis ist, ganz genau anschauen. Hier gibt es sehr gute Beispiele, wie gesagt, bis hin nach China, wo wir Auktionierung haben – natürlich aus ganz anderen Motiven heraus –, und da sollten wir uns diese Modelle und die dort gemachten Erfahrungen ganz genau anschauen und die Dinge verinnerlichen, bevor wir zu eigenen Entscheidungen kommen.

Lassen Sie mich dann doch noch einige Worte zur konkreten Ausgestaltung des Modells sagen, wobei ich auch hier sage, diese Themen, also diese Methoden und Maßnahmen, die wir vielleicht dann auch in einem zukünftigen Modell konkret werden installieren müssen, sind relativ modellunabhängig. Egal, ob Quote, gleitende Marktprämie oder die atmenden Deckel für alle Arten von erneuerbaren Energien, da bin ich wieder bei dem Punkt, ja, wagen Sie als Politik, das vorzugeben nach entsprechender Beratung und Diskussion, aber wagen Sie es, es vorzugeben und auch diese Gestaltungsmöglichkeit als Politik wahrzunehmen. Die Reaktionsfähigkeit des Systems muss gewährleistet bleiben, auch unterwegs, auch auf dem Weg nach Süden, aber bitte nicht fünfmal rein und raus aus den Pantoffeln.

Bei der Beteiligung der erneuerbaren Energien an den Netzausbaukosten bin ich auch wiederum als Netzbetreiber Pfalzwerke bei einem ganz sensiblen Punkt. Die integrative Sicht, die wir hier auf die Energiewende benötigen, wird an diesem Beispiel ganz deutlich. Die vielleicht zu Beginn der erneuerbaren Energien einmal richtige Aussage, dass dezentrale Einspeisungen, wie Sie die erneuerbaren Energien eben darstellen, eigentlich eine Netzentlastung bewirken und wir deshalb über vermiedene Netznutzungsentgelte an dieser Stelle gesprochen haben, das war zu einer bestimmten Zeit richtig, aber ist natürlich längst überholt und ad absurdum geführt.

Heute sind die wesentlichen Treiber des Netzausbaus gerade die dezentralen Einspeiser. Sie deshalb von dieser Kostenverantwortung für den Netzausbau freizustellen, ist natürlich ein großer Fehler und auch eine große Ungerechtigkeit letztendlich, weil sich diejenigen, die in dieser Wertschöpfungsstufe investieren, zulasten derjenigen optimieren, die über die Sozialisierung dieser Kosten dann letztendlich in die Verantwortung genommen werden, nämlich alle Netznutzer.

In die gleiche Richtung geht das Thema der Abschaltbarkeit statt Einspeisevorrang. Auch hier sind wir einfach in dem System ein Stück weit vorangekommen. Einspeisevorrang mag einmal richtig gewesen sein, aber – auch das hat Herr Kuhlmann dargelegt, und wir haben als Pfalzwerke auch entsprechende Beispiele aus der Praxis – wenn wir es uns heute „leisten“, eine Windenergieanlage um 30 % in der Leistungsspitze abzuregeln, dann werden wir eine Einspeiseminderung von 2 % bis 5 % haben. Mit dieser Abregelung um 30 % Leitungskapazität können wir aber 30 % andere Einspeiser mit in die gleiche Netzinfrastruktur aufnehmen bei, wie gesagt, vertretbarer Minderung der Einspeisevergütung. Insofern ist es vielfach durch entsprechende Beispiele, und nicht nur für die Windkraft, sondern auch für die Photovoltaik belegt, wir müssen hier die Möglichkeit haben, auch um unnötigen Netzausbau zu vermeiden, entsprechende Anlagen auch ohne Entschädigung abregeln zu können, nicht nur im Sinne der Systemstabilität und Systemsicherheit, sondern auch im Hinblick auf die Reduzierung der entsprechenden Systemkosten.

Ich glaube, wir werden, wenn wir auch immer wieder über Strommarktdesign bzw. Stromsystemdesign sprechen, viel stärker die Verzahnung mit anderen Märkten benötigen. Das ist hier nicht nur über das Thema „Energieeffizienz“, sondern auch über das Thema „Speicherung“ ganz massiv der Gas- und auch der Wärmemarkt, beispielsweise „power to heat“. Wir haben hier sehr gute Möglichkeiten. Das sollte im neuen System auch abgebildet sein, dass wir nicht zu sehr nur auf die Stromwelt fokussieren. „power to gas“ betrifft das gleiche Thema.

Leistungspreisanteile für alle Kunden, also auch für Tarifkunden, also auch für Eigenerzeuger, ist eine Frage der Systemverantwortung und auch des Solidaritätsprinzips. Ich meine, auch diese Diskussion wird geführt. Die letzte Kilowattstunde, die noch über das vorhandene Netz geht, wird im Hinblick auf Umlagen und entsprechende Aufschläge unendlich teuer. Das kann es nicht sein, sondern hier muss das Gesamtsystem optimiert werden, und es muss gegengewirkt werden, dass sich hier Einzelne optimieren. Da sind Leistungspreis und Leistungspreisanteile bis hin zum Privatkunden ein ganz probates Mittel.

**7. Sitzung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ am 20.11.2013**  
– Öffentliche Sitzung –

Das gleiche Thema und die gleiche Zielsetzung ist es bei der Beteiligung der Eigenstromerzeuger an den Systemkosten. Systemkosten sind gesicherte Leistung und – ich sage es noch einmal – Netzinfrastrukturkosten.

Wir haben jetzt viel über Leistungsprodukte, Kapazitätsmärkte und Leistungsmärkte gesprochen. Natürlich werden wir in solchen Märkten kurz, mittel- und langfristige Produkte sehen. Natürlich werden wir intermediäre brauchen, die das händeln – wahrscheinlich werden es die klassischen Vertriebe sein –, aber ich will an der Stelle noch einmal ganz deutlich sagen, Leistung kommt nicht nur aus Kraftwerken, sondern sie kann auch aus Speichern kommen und auch über ein Lastmanagement – Stichwort „Demand-Zeitmanagement“ – abgerufen werden. Diese Dinge müssen wir gleichermaßen im Fokus haben und vorantreiben.

Zum Thema Speicher: Wir sind als Pfalzwerke in der Cluster-Initiative StoREgio nicht ohne Grund engagiert. Das Thema „Speicher“ muss hier eine entsprechende Aufmerksamkeit und Förderung genießen; denn Speicher – auch das ist eine Binsenweisheit – wird Netzausbau einsparen, nicht gänzlich, aber doch spürbar.

Das Thema einer Bilanzkreisverantwortung für EEG ist ein weiteres Beispiel dafür, dass wir dem alten Modell entwachsen sind. Wenn Sie sich die Netzentgeltverordnung anschauen, müssen die Bilanzkreisverantwortlichen für Regelenergie und alle andere Dinge da aufkommen, und die erneuerbaren Energien sind von alledem freigestellt. Das war zum Puschen und zum Anschieben des Systems sicherlich der richtige Ansatz, aber darüber sind wir längst hinweg. Auch hier müssen die erneuerbaren Energien in eine Verantwortung genommen werden, ob das EEG-Bilanzkreise sind oder andere Mechanismen, sei dahingestellt, aber es ist die Beteiligung an der Systemverantwortung.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Herr Chassein, darf ich darauf hinweisen, Sie reden jetzt fast eine halbe Stunde.

**Herr Chassein:** Ich komme zur letzten Seite.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Die letzte Seite ist mit „Fazit“ überschrieben. Ich habe sie jetzt durchgelesen. Das ist noch einmal eine Zusammenfassung dessen, was Sie gesagt haben. Es wäre schön, wenn Sie es ganz kurz machen könnten, damit wir noch Fragemöglichkeiten haben.

**Herr Chassein:** Sehr gerne. An dieser Stelle komme ich zum ersten Punkt, der Liberalisierung der Energiemärkte. Wir sind durch das Thema „EEG-Intervention“ in dieser Liberalisierung, die bisher sehr erfolgreich war, an einen Scheideweg gekommen. Wir müssen an dieser Stelle darauf reagieren. Ohne eine Rolle rückwärts machen zu wollen – verstehen Sie mich da nicht falsch, ich bin kein Anhänger der Monopolwelt, aber ohne an dieser Stelle die alten Zeiten glorifizieren zu wollen –, das, was wir heute als Aufgabe vor der Brust haben, würde uns in der integrativen Sicht der alten Energieversorgungsunternehmen, die über alle Wertschöpfungsstufen hinweg aktiv waren, deutlich leichter fallen.

Wenn ich sage, ich will keine Rolle rückwärts, dann ist die Quintessenz dieser Aussage oder dieser Feststellung, dass wir auch in einem Marktdesign, das diese Trennung der Wertschöpfungsstufen natürlich nicht mehr verlassen wird, wieder in eine integrativere Sicht kommen müssen. All das, was ich schon angesprochen habe – deshalb kann ich es an dieser Stelle tatsächlich abkürzen –, wird sich dann von selbst ergeben, wenn wir tatsächlich hier integrativ über die Wertschöpfungsstufen hinweg arbeiten und nicht der eine sich gegen den anderen optimieren kann, weil es das Marktdesign gerade hergibt.

Zum Thema „dirigistische Eingriffe“ kann ich aus unseren Erfahrungen und aus den Erfahrungen, die eigentlich alle Netzbetreiber machen – der eine mehr, der andere weniger, je nachdem, wo er gerade reguliert wird –, nur sagen, so viel Markt als möglich und so wenig dirigistische Eingriffe wie notwendig. Wenn ich die Politik aufgerufen habe, hier Vorgaben zu machen, ja, aber hinter diesen Vorgaben bitte so viel Marktmechanismen als irgend möglich, sonst laufen wir in die gleiche Abseitsfalle wie mit der Netzregulierung.

Zum Thema „Versorgungssicherheit“ will ich, ohne im wahrsten Sinne des Wortes Blackoutszenarien aufzeigen und schwarzmalen zu wollen, an eines erinnern, weil wir in diesen Abschaltzenarien auch

7. Sitzung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ am 20.11.2013  
– Öffentliche Sitzung –

zu Hause sind und uns damit beschäftigen müssen, ohne dass man sich das wirklich vorstellen will, was das für die Bevölkerung und für unsere Industrie bedeuten würde. Wir müssen uns vor Augen führen, wenn wir in eine Situation kommen, dass wir – da rede ich gar nicht deutschlandweit, sondern lassen Sie es einmal nur ein solches Gebiet wie die Pfalz sein oder ein bisschen größer – in einen Blackout geraten, kann man die volkswirtschaftlichen Kosten nachlesen, auf wie viel 100 Millionen, nämlich 600 Millionen Euro pro Stunde das jetzt hochgerechnet ist, ganz egal, wie groß die Schwankungsbreite dieser Zahl ist. Wir laufen hier in erhebliche volkswirtschaftliche Risiken.

Das noch größere Risiko, das ich an dieser Stelle sehe, ist folgendes: Wenn die Bürgerinnen und Bürger, wenn Teile unseres produzierenden Gewerbes so etwas einmal erleben müssten, dann hätten wir Auswirkungen auf die Politik, die ein zukünftiges Marktdesign definieren muss, die wir nicht unterschätzen sollten. Nach einem Blackout würden wir das Thema „Energiewende“ gänzlich anders diskutieren. Deshalb muss es oberste Zielsetzung sein, dass wir dieses hier wirklich ausschließen. Wenn Sie mit den Übertragungsnetzbetreibern sprechen, wie viele Systemeingriffe mittlerweile notwendig sind, um das System stabil zu halten – Stichwort Spannung und Frequenzhaltung –, reiten wir auf der Rasierklinge. Wir sollten das bitte nicht überreizen.

Verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen habe ich angesprochen, dass sich die Wertschöpfungsstufen integrativ hier miteinander im neuen Marktdesign wiederfinden müssen, auch.

Lassen Sie mich vielleicht zwei ganz konkrete Praxisbeispiele zum Schluss anführen. Zum einen müssen wir nicht sämtliche Räder neu erfinden. Wenn ich beim Lastmanagementpotenzial und Demand-Zeitmanagement bin, wir führen gerade über das Thema „ISO 50.001“ ff. Systeme ein, wo wir ganz wunderbar Lastpotenziale/Leistungspotenziale aus einer ganz anderen Sichtweise heraus, aber auf den Tisch bekommen. Lassen Sie uns das doch bitte aufgreifen und in dieses System eines Lastmanagements dann auch entsprechend einbauen. Das muss nicht neu erfunden werden. Ich sage das an dieser Stelle exemplarisch. So haben wir viele gute Ansätze, die heute bereits wirtschaftlich verankert sind, die wir einfach in diesem neuen Marktdesign nur zusammenfügen müssen, um gute Effekte zu erzielen.

Das zweite und vielleicht noch greifbarere Praxisbeispiel – da bin ich bei einem in der Tat in der Vergangenheit natürlich auch ein wenig ideologisch verbrämtem Thema oder Technologie – unsere Speicherheizungen. Während wir händeringend nach Speicherpotenzialen suchen, haben wir das Thema „Nachtspeicherheizungen“ quasi als Potenzial brach liegen. Warum? Weil wir durch die Trennung der Wertschöpfungsstufen niemanden haben, der investiv diesen Schritt vollzieht, um aus den Nachtspeicherheizungen Windspeicherheizungen zu machen.

Ich kann Ihnen das ganz konkret an unserem Haus schildern. Derjenige, der das machen könnte, der die Anlagen kennt, der die Netzsituation kennt, der auch den Zugang zum Zähler hat, der die TAE-Rundsteuerung – zukünftig wird das über „smart meter“ erfolgen – für diese Anlagen operativ verantwortet, der also in unserem Netz fast 20.000 Netzspeicherheizungen zu Windspeicherheizungen mit vielen Megawattstunden Speicherpotenzial umfunktionalisieren könnte, ist von einer Regulierung stranguliert und erwürgt. Der hat nicht einen einzigen Euro, um in diesem Weg zu investieren. Dem Vertrieb fehlen die Preissignale, um hier diese Investitionen zu tätigen. Sie glauben gar nicht, wie viele Besprechungen – weil mir persönlich das ein Herzensanliegen wäre – ich schon geleitet habe, in denen die eine Wertschöpfungsstufe Vertrieb – natürlich streng unbundlingkonform, die Besprechung selbstverständlich – auf die andere Wertschöpfungsstufe Netz schaut, und umgekehrt, und jeder sagt: Mach du es. – Der eine kann nicht, und der andere darf nicht, weil die Regulierung ihm diese Investitionen nicht anerkennt.

An diesem Beispiel bitte noch einmal abschließend der Appell, die Regulierung im Netz nicht zu übertreiben und im neuen Marktdesign vielleicht auch die eine oder andere regulatorische Vorgabe etwas lockern, damit wir hier auch wieder Flexibilität und Investitionsbereitschaft gewinnen.

Vielen Dank.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Danke schön, Herr Chassein. Wir haben einige Fragen. Ich schlage wegen der fortgeschrittenen Zeit vor, erst einmal Fragen zu sammeln und dann an die entsprechenden Beantworter weiterzuleiten.

Ich möchte vorab noch einmal kurz feststellen, ich glaube, dass es wirklich von Ihnen allen gesagt worden ist, das jetzige politische Modell, auch das, was im Moment aktuell diskutiert wird und was uns sozusagen in Vorschlägen allen vorliegt aus den Koalitionsverhandlungen, würde nicht reichen, um zukunftsfähig zu sein. Die Frage ist dann natürlich, welche Schritte wir weiter gehen müssen. Wir haben jetzt sehr interessante und sehr verschiedene Ansätze gehört. Wir werden das natürlich auch entsprechend später noch einmal politisch bewerten müssen.

Ich habe jetzt verschiedene Wortmeldungen. Als allererstes hatte sich Herr Dötsch vorher gemeldet.

(Herr Abg. Dötsch: Das hat sich erledigt!)

– Das hat sich erledigt. Dann kam Herr Ramsauer und dann Herr Dr. Mittrücker.

**Herr Abg. Ramsauer:** Ich habe eine Frage, die die Aussagen von Herrn Professor Leprich und von Herrn Chassein betreffen. Wenn Sie als zentrale Aussage treffen, es ist die Verantwortung des Staates, für die Versorgungssicherheit zu sorgen, dann kommt man wohl um eine Regulierung nicht herum. Wenn Sie aber gleichzeitig feststellen, dass die Verteilung wenig geeignet ist, nach Marktgesetzen organisiert zu werden, dann heißt das ja, es muss staatlich reguliert werden. Wir hören jetzt von Herrn Chassein den Begriff der Regulierungsfalle Netz. Davon weiß ich zahlenmäßig ein bisschen mehr. Es ist die Frage, wie man aus dieser Frage herauskommt, dass einerseits zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit reguliert wird, andererseits aber die Netzbetreiber, die Verteiler, dann auch entsprechend finanziell ausgestattet sind, dass sie überleben können. Die konkrete Frage, die wir im Moment erleben, ist, dass immer noch nicht klar ist, wie dezentrale Produzenten von Windanlagen am Netzausbau beteiligt werden. Wie löst man die vernünftig?

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Wir sammeln zuerst die Fragen, und dann kommt die Beantwortung.

**Herr Abg. Dr. Mittrücker:** Vielen Dank noch einmal an die Herren für das wirklich engagierte Vortragen ihrer Bedingungen. Ich habe nun eine Gefühlswelt in mir. Vielleicht beschreibe ich sie ganz kurz. Ich habe jetzt erkannt oder zumindest bestätigt bekommen, dass es das 100 : 0-Patentrezept eigentlich nicht gibt. Es ist auch verboten, in diesem Bereich reine Ideologie zu verfolgen, weil das auch nicht zielführend ist.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Das ist überall verboten.

**Herr Abg. Dr. Mittrücker:** Das sollten Sie sich merken.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Überall verboten!

**Herr Abg. Dr. Mittrücker:** Es gibt eine hohe Variation, wie ich das empfunden habe, der unterschiedlichen Betrachtungsweisen und insbesondere der Betrachtungsweisen zu unterschiedlichen Zeitpunkten. Das heißt, wenn wir heute eine Definition haben und eine Betrachtung anstellen, kann es sein – das ist mit hoher Wahrscheinlichkeit so –, dass in fünf Jahren diese Betrachtung anders ausfallen würde, weil andere Rahmenbedingungen da sind. Das möchte ich als Vorbemerkung sagen.

Jetzt habe ich drei Dinge festgehalten. Herr Chassein hat drei Dinge gesagt, die sind nicht faktisch, sondern einfach nur emotional. Aber ich komme darauf zurück, was ich daraus ableite. So haben Sie gesagt, „egal, für welches Design wir uns irgendwann entscheiden“, Sie haben darüber hinaus gesagt, „unterwegs die Festlegungen überprüfen“, und drittens haben Sie gesagt, wer glaubt, „eine Glaskugel zu besitzen, in die man in 15 Jahren noch hineinschauen kann, was dann an Marktdesign notwendig ist“.

Herr Kuhlmann hat einen schönen Begriff benutzt: Ex-ante-Betrachtung. – Genau das passt zusammen. Diese drei Dinge passen zusammen. Deswegen meine Frage. Ich leite daraus ab, dass wir einen moderierten Prozess brauchen, dass es heute nicht möglich ist, abschließend etwas zu formulieren, dass wir in einem Evaluationsschritt jeweils neue Aspekte brauchen, um das Ganze neu zu bewerten, und innerhalb von fünf Jahren muss eine Evaluation notwendig sein.

Also die Frage: Wie können Sie sich vorstellen, dass es eine Kombination aus Verbänden, Instituten und Wissenschaft als eine installierte Institution gibt und die Politik durch die Moderation und politische Vorgaben diese Kombination lenkt und um Ergebnisse bittet? – Wenn wir das installiert haben, alle fünf Jahre zu evaluieren, so wie wir das übrigens, Herr Hartenfels, in Südamerika festgestellt haben, dass Mexiko genau diesen Weg geht, in einer vorgegebenen Evaluation die neuen Dinge zu bewerten, wäre das ein Weg, noch einmal für Verbände und Institutionen in Verbindung mit der Wissenschaft moderiert durch die Politik und deren Vorgaben Evaluationsschritte zu definieren, die dann jeweils neues Marktdesign, verändertes Marktdesign als Ziel hätte, wenn überhaupt notwendig.

(Frau Abg. Mohr: Das war das Vorwort!)

Es kann auch herauskommen, dass nichts zu verändern wäre. Aber es wäre ein evaluierender Schritt, der für uns wichtig wäre. Wenn Sie dazu vielleicht Ihre Meinung sagen könnten, wäre es mir sehr recht.

Vielen Dank.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Ich dachte, es wäre unser Unterausschuss auf gewisser Ebene, der sich immer wieder an die neuesten Erkenntnisse heranwagt. Jetzt kommt Herr Baldauf, und ich habe dann auch noch eine Frage. Dann machen wir eine Runde der Beantwortung.

**Herr Abg. Baldauf:** Ich habe zwei Fragen. Bei der zwischenzeitlich immer mehr aufkommenden Eigenenergieversorgung würde mich interessieren, wie Sie dazu stehen. Ich hatte das bei Ihnen auf der letzten Folie gesehen, dass Sie sagen, es muss eine Beteiligung dieser Unternehmen erfolgen. In welcher Form und für welche Anlagen, neu zu installierende, bereits bestehende, zu repowernde und ähnliche Dinge soll das geschehen?

Das Zweite: Wie bewerten Sie in Bezug auf unsere Standortsituation in Deutschland die Ermäßigungen beim EEG? Sie alle haben problematisiert, dass da etwas zu verändern ist. Ich glaube, das dürfte zwischenzeitlich unstrittig sein. Wenn Sie es zu entscheiden hätten, wie würden Sie mit diesen Reduzierungen umgehen? Würden Sie sie erweitern, verringern? Würden Sie bei 14 % bleiben, oder würden Sie sagen, auch die Mittelständler – 2 % bis 4 %, ähnlich – sollten entlastet werden? – Das würde mich interessieren.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Noch ergänzend, die Vorschläge beim EEG sind vor der Diskussion, die jetzt um das Marktdesign herrscht, auch schon öfter diskutiert worden. Dass es eine Überförderung an der Küste gab, war klar, und dass es einen atmenden Deckel bei der Solarförderung gibt, ist auch schon länger der Fall. Da ist eher die Frage: Gibt es Ihrer Auffassung nach Wege weg vom EEG innerhalb kürzerer Zeit, die erfolgversprechend sind?

Ich hätte noch eine weitere Frage: Es gibt im Normalfall 18/19 Gigawattstunden Braunkohle im Netz und etwa 10/11 Gigawattstunden Atomstrom im Netz und dann fluktuierend natürlich auch die erneuerbaren Energien und sehr stark auf- und abgeregelt Steinkohle und Gas. Wir haben beim Preis von 0 Cent pro Kilowattstunde meistens immer noch 10 Gigawatt Braunkohle im Netz und meistens auch noch Atomstrom – vielleicht 5 Gigawatt – im Netz. Natürlich kann man dann nicht sagen, der Windstrom wird verschenkt, sondern man kann auch sagen, der Braunkohlestrom wird verschenkt. Wie sehen Sie Möglichkeiten, doch schneller in eine Regulierung dieser permanent eingespeisten Strommengen zu kommen, die dazu geführt haben – vor allem auch bei Braunkohle –, dass der CO<sub>2</sub>-Anteil bei der Verstromung angewachsen ist, also genau das Gegenteil von dem, was alle politischen Meinungen und Zielsetzungen waren, passiert ist? Wie sehen Sie da Möglichkeiten, möglichst schnell in eine Handlung zu kommen jenseits der Backloading-Politik für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate, die wahrscheinlich auch nicht gerade schnell wirken wird? Gibt es da Mechanismen, die Sie vorschlagen?

Am besten, wir machen einfach einmal die Reihe durch. Dann werden wir sehen, ob wir noch einmal Nachfragen haben. Herzlichen Dank.

Herr Dr. Matthes, bitte schön.



**Herr Dr. Matthes:** Ich fange einmal mit der Frage der Struktur und dem Prozess an. Ich glaube, so etwas ist sinnvoll, aber unter zwei Voraussetzungen. Die Erfahrungen mit der Diskussion um das Marktdesign, und das Marktdesign jetzt wirklich einmal definiert nicht als ein Kampfbegriff, sondern Marktdesign als ein Zusammenwirken von Mechanismen in unterschiedlichen Bereichen. Das klingt jetzt vielleicht ein bisschen akademisch, wenn ich das einmal sage. Die Frage von Markt oder nicht Markt entscheidet sich nicht an der Frage, wer die Nachfrage erzeugt, lieber Herr Volkswirtschaftsprofessor, sondern die Frage von Markt oder nicht Markt ist, auf welche Art und Weise Angebot und Nachfrage übereinander kommen und miteinander in Übereinstimmung gebracht werden.

Wir haben natürlich einen Markt für KFZ-Haftpflichtversicherung, obwohl der Gesetzgeber die Nachfrage schafft. Wir haben natürlich einen Markt für CO<sub>2</sub>-Zertifikate, weil der Regulierer die Nachfrage geschaffen hat. Wir können natürlich einen Markt für Versorgungssicherheit haben, in dem aber der Regulierer die Nachfrage schaffen muss, wenn das ein öffentliches Gut ist. Wenn es ein öffentliches Gut ist, entsteht die Nachfrage nicht aus sich heraus. Das ist thematisiert worden. Sobald Sie die Frage von Trittbrettfahrern haben, müssen Sie die Frage nach dem öffentlichen Gut stellen. Das heißt also, Sie müssen diese unterschiedlichen Nachfragen daraufhin abtesten, ob Marktmechanismen geeignet sind, die Nachfrage zu befriedigen. Wenn Sie das im Kopf haben als die Marktdesignfrage, müssen Sie drei Dinge abschichten.

Die erste Frage lautet: Sind wir uns über das Problem einig? – Wenn über die Problemstellung keine Einigkeit erzielt wird – das ist die Voraussetzung eines solchen auch moderierten Prozesses –, kommen Sie durch den Prozess nicht durch, weil Sie bei jeder unbequemen Frage sofort die Grundsatzfrage wieder thematisieren können.

Das Zweite – das ist mir ein Anliegen, und das habe ich hoffentlich klar herübergebracht – ist: Wir müssen unterscheiden zwischen Strukturen und Instrumenten. – Bei den Strukturen, wie so ein System strukturiert werden soll, was da mit Einkommensströmen versorgt werden soll, werden wir uns irgendwann festlegen müssen. Das kann man nicht beliebig hin- und hermachen. Ob das Instrument nachher zentral oder dezentral über Auktionen, Ausschreibungen usw. erfolgt, das kann sich über die Zeit ändern. Das ist einem solchen Prozess, wie Sie ihn beschrieben haben, zugänglich. Das ist aber die Instrumentenfrage.

Meine Besorgnis ist – der Kollege Leprich hat Ihnen das sehr schön vorgeführt –, wir flicken an einem System an immer mehr Details herum, kriegen sozusagen die Rückwirkung gar nicht mehr mit und sind eigentlich in der Situation, ein paar Schneisen schlagen zu müssen. Die Frage von Strompreissignalen ist doch nicht nur die Frage, ob Braunkohle oder Kernenergie gefragt wird, sondern die Frage der Strompreissignale ist auch, inwieweit es eine objektivierte Information gibt, ob es sinnvoll ist, in den Regelenergiemarkt zu gehen oder nicht. Diese Entscheidung kriegt man nur, wenn man das Preissignal nicht durch eine kilowattstundenbezogene Prämie verzerrt. Dann geht man da nicht rein, wenn man sozusagen nur im Strommengenmarkt eine Prämie kriegt. Diese Interaktion zwischen den unterschiedlichen Segmenten müssen wir optimieren.

Dass wir da auf dem Implosionspfad sind, zeigt sich auch wieder bei den Punkten, die der Kollege Leprich beschrieben hat. Wir haben erst durch Anreizstrukturen des EEG die Biomasse in die Grundlast getrieben. Dann haben wir einen Bonus erfunden, Flexibilisierung, um etwas, was wir vorher in die Inflexibilität getrieben, mit zusätzlichen Geld wieder aus der Inflexibilität herauszuholen. Wir verzerren für Windenergieanlagen das Preissignal, um dann einen Systemdienstleistungsbonus einzuführen, damit die das machen, woran wir sie vorher gehindert haben. Diese Schneise muss geschlagen werden. Das ist der Unterschied zwischen Förderung und Marktmechanismen. Bei Förderung können Sie in beliebigen Details irgendetwas stören. Beim Marktmechanismus müssen Sie sich auf ein paar Grundprinzipien einigen. Sie müssen die Interaktion dieser immer verschiedenen Segmente ermöglichen, und Sie müssen bei Makrostrukturen bleiben. Wenn Sie diese Grundsatzentscheidung nicht getroffen haben in der Anlage, dann hilft Ihnen auch ein solcher Prozess nicht weiter.

Jetzt komme ich zur Ideologie. Ehrlich gesagt – ich bin ja Politologe –, Ideologie war in der Französischen Revolution einmal ein positiv besetzter Begriff. Wir benutzen den inzwischen immer so als Denunziationsbegriff anderer Weltansichten. Aber deswegen versuche ich diesen Begriff ein bisschen wegzunehmen.

7. Sitzung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ am 20.11.2013  
– Öffentliche Sitzung –

Stichwort „Eigenversorgung“: Eigenversorgung ist ein Holzweg, wenn er ökonomisch auf der Tatsache beruht, dass die eigenen wirtschaftlichen Vorteile dadurch entstehen, dass andere die Rechnung bezahlen.

(Herr Abg. Baldauf: Ja, das ist klar!)

– Ja, aber das ist die Situation. Wir gehen in die Eigenversorgung, weil die Leute 7 Cent Netznutzungsentgelte sparen. Wir gehen in die Eigenversorgung, weil die Leute 6 Cent EEG-Umlage sparen. Wir gehen in die Eigenversorgung, weil die Leute 2 Cent sparen. Wenn Sie das aufsummieren, haben Sie für viele dezentrale Anlagen einen leistungslosen ökonomischen Vorteil, der sich auf 16 Cent summiert. Das ist ein Holzweg. Da muss man raus. Wenn man da die Leute noch mit Förderprogrammen für Batteriespeicher im Keller noch weiter dahin treibt, ist das ein Holzweg, der auch zu riesigen Problemen führt. Deswegen müssen wir die Eigenversorgung entprivilegieren. Ich komme darauf gleich bei der EEG-Reform zurück.

Bei der Industrieprivilegierung haben wir sozusagen ein relativ einfaches Modell. Das kann man im Dezember auch nachlesen. Wir haben nicht nur das Problem, dass die Privilegierungen aus dem Ruder gelaufen sind, sondern die sind ja auch zwischen großen und kleinen Unternehmen aus dem Ruder gelaufen, weil die großen sozusagen Gestaltungsmöglichkeiten haben, das ausgegliedert haben, die Werkvertragsgeschichte in der Schlachtindustrie – ein ganz eigenes Thema – usw. Deswegen haben wir einen relativ einfachen Vorschlag für die Privilegierung insgesamt:

Wir gehen erstens von der Unternehmensprivilegierung weg zu einer Sektorprivilegierung, weil Sektoren sozusagen bestimmte Produkte beschreiben, und nur Produkte befinden sich im internationalen Wettbewerb oder nicht. Wir haben eine Blaupause für diese Sektorbefreiung. Das ist die Kompensationsrichtlinie für die indirekten CO<sub>2</sub>-Kosten im Rahmen des EU-Emissionshandels. Da ist auf europäischer Ebene eine Liste von 15 Sektoren beihilferechtlich abgesichert, die als im internationalen Wettbewerb befindlich und als stromintensiv klassifiziert ist. Wenn man diese Liste nimmt, die dann auch den Vorteil hat, dass sie beihilferechtlich abgesichert ist, kann man die Unternehmen klar zuordnen, wer zu den Gefährdeten gehört und wer nicht. Die Gefährdeten kriegen sozusagen eine Privilegierung. Alle anderen fallen heraus, und zwar sektororientiert. Damit würden wir die Letztverbrauchsflexibilisierung von etwa 110 Terawattstunden auf etwa 70 Terawattstunden wieder zurück bekommen. Das ist da, wo wir 2006 einmal gestartet sind. Auch da war die Chemische Industrie und die Kupfer- und Stahlindustrie mit drin.

Das ist aber nur die eine Hälfte der Wahrheit. Die andere Hälfte der Wahrheit ist, dass natürlich der große Gewinner der Energiewende im Moment die energieintensive Industrie ist. Die profitieren von den stromsenkenden Großhandelspreiseffekten und tragen zur Finanzierung der erneuerbaren Energien nicht bei.

(Frau Abg. Mohr: Da muss er gut zuhören, Herr Baldauf! –  
Herr Abg. Baldauf: Das stimmt ja nicht!)

– Bitte?

(Frau Abg. Mohr: Entschuldigung, ich habe ihm nur gesagt, er soll gut zuhören!)

Das heißt also auch, die privilegierten Unternehmen müssen einen entsprechenden Anteil übernehmen. Wir schlagen eine 90%ige Befreiung von der EEG-Umlage vor. Das ist etwa der Wert, von dem Sie am Stromhandelsmarkt sozusagen auch profitieren. Das ist sogar weniger, aber so in etwa in der Größenordnung. Das ist auch etwas, was EU-rechtlich durchsetzbar ist.

Drittes Element: Jegliche Eigenerzeugung – und zwar zunächst erst einmal jegliche – wird an der EEG-Umlage beteiligt, weil man da mit Vertrauensschutz umgehen muss. Sagen wir, es konnte in der Vergangenheit niemand auf Eigenerzeugungsanlagen investieren, sozusagen auf einen wirtschaftlichen Vorteil aus der EEG-Umlage oberhalb der Merkel-Röttgen-Schwelle von 3,5 Cent. Das heißt also, oberhalb der Schwelle von 3,5 Cent müssen alle Eigenerzeugungsanlagen, und zwar regenerative, Kraft-Wärme-Kopplung und sonstige, die EEG-Umlage mit tragen.

Viertes Element: Damit führt das natürlich dazu, dass die privilegierte Industrie, die dann 0,5 % oder ähnlich für die EEG-Umlage bezahlt, raus aus der Eigenerzeugung und rein in den Netzbezug getrieben wird. Deswegen ist das vierte Element unseres Vorschlages, dass die Eigenerzeugungsanlagen, die Strom an privilegierte Industriesektoren liefern, für diese Stromlieferung von der EEG-Umlage ganz befreit werden, um sozusagen diesen Vorteil weiterhin zu erhalten.

Letzter Punkt: Wie kriegt man „must run“ aus dem System? – Das einzige machtvolle Instrument, um die CO<sub>2</sub>-intensive „must run“ aus dem System zu bekommen, ist und bleibt der CO<sub>2</sub>-Emissionshandel. Da gibt es kein anderes Instrument. Deswegen muss der repariert werden. Wir müssen aber auch dafür sorgen, dass die erneuerbaren Energien in die Bereiche hineinkommen können, für die die „Must-run“-Situation einiger Braunkohlenkraftwerke –heute teilweise vom Netzbetreiber angewiesen werden, wegen Netzstabilität in Betrieb zu bleiben. In diese netzstabilisierende Funktion müssen die erneuerbaren Energien schrittweise hinein. Da kommen Sie aber nur rein, wenn das Marktdesign – diese Optimierung: Betreibe ich im Energy-Only-Markt, gehe ich in Richtung der Systemstabilisierung? – funktioniert. Damit bin ich wieder am Anfang. Wir müssen einfach aufhören zu versuchen, an verschiedenen Punkten Wundpflaster aufzukleben. Das geht auch. Das kann man auch tun. Das führt nur nicht zu Selbstregulierungsmechanismen, um die wir am Ende des Tages nicht drum herum kommen werden.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Vielen Dank. Ich glaube, wir haben allgemein das Ziel, gegen 17:00 Uhr zu Ende zu sein. Deswegen darf ich Sie bitten, möglichst kompakt zu antworten.

**Herr Prof. Dr. Leprich:** Dem komme ich gerne nach.

Zur ersten Frage von Herrn Ramsauer, Regulierung, Netzregulierung, Versorgungssicherheitsregulierung, muss ich sagen, dass ich nie befangen war gegenüber der Netzregulierung in Deutschland wie die meisten anderen, weil ich Netzregulierung in den angelsächsischen Staaten USA und Großbritannien sehr intensiv studiert habe. Da ist das seit 100 Jahren immer eine Selbstverständlichkeit gewesen, ein natürliches Monopol, wodurch einfach klar ist, da gibt es keinen Wettbewerb, das macht keinen Sinn, zu regulieren. In Deutschland war das immer Sozialismus. Das wurde uns auch eingetrichtert, dass es Sozialismus ist. Ich habe noch die Stimmen in den 90iger-Jahren im Hinterkopf – ich hatte 1993 zu dem Thema promoviert – von allen möglichen Verbänden und Unternehmen, um Gottes Willen, Netzregulierung ist Sozialismus, das wollen wir nicht.

Ich habe das nie nachvollziehen können. Ich finde Netzregulierung absolut notwendig. Sie muss sein, weil es natürlich so ist, dass Nichtregulierung von natürlichen Monopolen viel teurer ist als Regulierung und zu viel ineffizienteren Ergebnissen führt. Deswegen bin ich da nicht befangen. Wie sie heute konkret läuft, darüber kann mit Fug und Recht länger diskutieren. Das ist schon klar. Aber dass wir eine Netzregulierung brauchen, darüber sollte man meines Erachtens nicht mehr diskutieren müssen. Dass man sie vernünftig ausgestalten kann, da gibt es auch eine Reihe von Staaten, die das nachgewiesen haben.

Zum Thema „Versorgungssicherheit“: Wenn man es nicht explizit reguliert, wird das implizit passieren. Wir haben die Situation schon jetzt. Sie müssen sich nur anschauen, was in den letzten zwei Jahren diese Bundesregierung zum Thema „Versorgungssicherheit“ auf den Weg gebracht hat. Da ist ein FDP-Wirtschaftsminister, der sagt: Ich gebrauche jetzt einmal Polizeirecht, indem ich Unternehmen verbiete, Anlagen stillzulegen, wenn sie es nicht zwölf Monate vorher angemeldet haben. – Ich finde das deswegen durchaus richtig, das gemacht zu haben, weil damit implizit klargeworden ist, Versorgungssicherheit ist so ein hoch aufgehängtes Gut, das ist so wichtig, und es gibt niemanden, der sich darum kümmert, also muss sich die Politik die Hände schmutzig machen. Das hat sie zur Genüge gemacht.

Ich will aber sagen, dass diese Art von Hände schmutzig machen mit Regelungen teilweise auch untergesetzlicher Art nicht das Problem grundsätzlich löst. Das Problem grundsätzlich kann nur gelöst werden, indem klar benannt wird, wer für Versorgungssicherheit verantwortlich ist und welche Schritte zu unternehmen sind, wenn Versorgungssicherheit gefährdet ist. Das ist zum Teil heute bei Übertragungsnetzbetreibern. Die müssen Lücken identifizieren. Wenn sie das getan haben, gehen sie zur Bundesnetzagentur. Die haben ein gewisses Mandat, da Dinge vorzuschreiben, aber das ist noch nicht ausreichend. Das heißt, wir brauchen sozusagen politisch da ein ganz klares Bekenntnis, wer

letztlich die Entscheidung trifft. Ich hätte nichts dagegen, wenn die Bundesnetzagentur diese Kompetenz dann auch bekommen würde in dem Moment, in dem es brennt und die öffentlichen Netzbetreiber melden, sie haben ein Versorgungssicherheitsproblem, dann zu entscheiden, jawohl, wir machen das und das und das. In dem Sinne: Jawohl Regulierung. – Aber wie man das dann organisiert, wenn man einen Bedarf identifiziert hat, da gibt es vielfältige Vorschläge. Da kann man noch intensiver darüber diskutieren.

Die anderen Dinge kann ich sehr schnell machen. Besondere Ausgleichsregelung, wenn man jetzt die Träger der Politik mit einbezieht und – – –

(Herr Abg. Baldauf: Nein, sie sind König von Deutschland!)

– Ja, habe ich auch immer gedacht, aber ich habe zehn Jahre lang mit den Unternehmen zusammengesessen im WMI und WMU, und wir sind immer reingegangen, hatten schöne Vorschläge für eine Sonderausgleichsregelung, und der erste Satz war immer: Wir können über alles reden, nur es darf sich nicht verschlechtern. – Dann war die Diskussion eigentlich fast immer vorbei. Ich bin da ein gebranntes Kind. Wir sind 2004 mit 120 Unternehmen gestartet, die privilegiert wurden, und 60 Terawattstunden Gesamtstrommenge. Ich denke, die wird keiner ernsthaft in Frage stellen. Diese 120 Unternehmen mit 60 Terawattstunden ist der Kern dessen, was auf jeden Fall privilegiert werden muss.

In der nächsten Tranche kamen dann 900 Unternehmen dazu. Wir waren bei 90 Terawattstunden. Jetzt sind noch einmal 1.000 Unternehmen hinzugekommen. Jetzt sind wir bei 115 oder 120 Terawattstunden. Wenn man ganz pragmatisch vorgehen wollte, würde ich sagen, lasst uns den Status quo 2009 wieder herstellen. Da hatten wir 15 % Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung und runter bis 10 Gigawattstunden. Schluss, Aus, Fertig! Das ist keine saubere, keine gute Lösung. Da haben wir auch noch immer noch diese Stufen drin, aber ich habe das Gefühl, die Politik ist es so leid, da noch einmal über neue Modelle zu reden, weil wir das seit 10 Jahren gemacht haben. Ich fürchte aber, dass sie sagen, gebt uns etwas Schnelles, was man auch schnell durchsetzen kann. Dann wäre das ein Weg zu sagen: Komm, da waren wir schon einmal aus dem Stand. Daran ist kein Unternehmen gestorben. Lasst uns dahin zurückgehen. – Ich lasse mich aber überraschen. Es kann durchaus sein, dass der Vorstandskollege Matthes da auf fruchtbaren Boden fällt. Es ist ja nie zu spät, auch wieder einmal einen neuen Vorschlag zu machen.

Noch ein Wort zum Thema „EEG“. Da ist die Messlatte eigentlich in den letzten Monaten sehr hoch gehängt worden: EEG ist am Ende. Wir brauchen unbedingt etwas umfassend Neues. Das geht gar nicht mehr. – Ich halte das für völlig falsch. Ich halte das EEG für ein wahnsinnig gutes Instrument. Es hat ermöglicht, dass wir 25 % erneuerbare Energien zu relativ geringen Kosten bekommen haben, weil einfach die Risiken sehr niedrig waren. Wir haben einen oder zwei Kardinalfehler gemacht, die ich angedeutet habe. Wenn wir die Anpassung bei der Photovoltaik gehabt hätten – hätte, hätte, hätte, ich weiß. Das war der eine Kardinalfehler, dieser Wahnsinnsverfall der Preise bei den Solarzellen nicht angepasst bei den Vergütungen.

Der zweite Kardinalfehler war, Wind onshore war nicht differenziert genug. Wenn das nicht gewesen wäre, würde heute niemand davon reden, dass wir zu viel Geld für die 25 % erneuerbaren Energien ausgegeben hätten. Im Gegenteil, das wäre sehr kosteneffizient gewesen. Deswegen warne ich auch davor, jetzt das Kind mit dem Bade auszuschütten, weil 25 % ist der Anfang. Wir stehen ganz am Anfang. Wir wollen erst einmal mittelfristig im Jahr 2020 die 40 % erreichen. Das steht obendrüber.

Das heißt, mit all den Anmerkungen und Vorschlägen, die Sie gemacht haben, Herr Chassein, ist das völlig unmöglich. Da kann man sich von dem Ziel sofort verabschieden. Das heißt, ich muss dann auch konsequent sein. Entweder will ich das Ziel nicht, dann wird man all das machen können, oder ich will das Ziel. Wenn man das Ziel 40 % erneuerbare Energien hat, muss ich mir sehr gut überlegen, wie ich Investoren dazu bekomme, dass sie investieren, und wie muss ich die Renditen ausgestalten, dass sie investieren. Das ist die Schlüsselfrage.

Wenn man der Meinung ist, die geringsten Renditeerwartungen gibt es bei einem EEG, weil da einfach die Risiken auch am niedrigsten sind, wird man das machen. Da ist es aber klar, die Risiken sind dann nicht beim Investor, die sind beim Verbraucher. Wenn man das nicht will, teilt man es auf und

sagt, ein Teil der Risiken trägt der Investor und ein Teil der Verbraucher. Dann wird es aber teurer. Also alle Nicht-EEG-Lösungen beim Ausbau erneuerbarer Energien sind teurer als das EEG. Das muss aber nicht falsch sein. Das sage ich nicht.

Es kann schon sein, dass bestimmte Risiken beim Investor auch gut aufgehoben sind. Dann wird er eine höhere Risikoprämie einfordern wollen und höhere Renditeerwartungen haben. Dann ist es so. Darüber muss man sich klar sein. Man muss dann auch sehr ehrlich sagen, wenn ich die 40 % haben will und das als Ziel habe, muss ich die Weichen dafür stellen und die Finanzierungsmechanismen entsprechend gestalten. Wenn ich das nicht will, dann kann ich all die Belastungen den erneuerbaren Energien auferlegen, die aufgelistet wurden. Da komme ich nie zu dem Ziel.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Mit der Forderung der Klarheit der Ziele und der jetzigen Bestätigung der 40 % müsste das natürlich auch sein, dass die Ziele beibehalten werden. Aber das müssen wir natürlich auch abwarten.

Herr Hoffmann, haben Sie dazu Anmerkungen?

**Herr Kuhlmann:** Wenn wir tauschen dürften, wäre ich ihnen sehr dankbar, weil ich nämlich, so leid es mir tut, tatsächlich um 17:00 Uhr aufbrechen muss.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Gerne. Das versuchen wir alle.

**Herr Kuhlmann:** Ich bin natürlich jederzeit telefonisch erreichbar.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Ja klar, gerne. Herr Kuhlmann, bitte schön.

**Herr Kuhlmann:** Erst einmal zum Thema „Regulierung“. Das sehe ich ganz klar auch so, es gibt die Regulierung, und die hat auch einiges erreicht. Die Preise sind in den vergangenen Jahren untergegangen. Ich glaube aber, bei der Regulierung müssen wir sehr darauf achten, dass die Umsetzung der Energiewende nicht aus dem Blick verloren wird. Unsere Netzbetreiber insgesamt – sie werden das viel besser sagen können – haben wirklich zu leiden teilweise, gerade auch im Verteilnetzbereich. Eben weil die teilweise auf eine solche fiese Art und Weise auch gegängelt werden, zum Teil gehört das dazu, aber zum Teil finde ich, sind das schon systemische Probleme. Die Bundesnetzagentur muss im Grunde mit dafür sorgen, dass das, was nötig ist für die Umsetzung der politischen Ziele, auch möglich ist. Da muss ich wirklich für unsere Mitgliedsunternehmen an der Stelle werben. Ich hoffe, dass das passiert. Die Stichworte sind adressiert im Koalitionsvertrag, soweit ich ihn bisher kenne. Das sind alles nur so Flugentwürfe. Da brauchen wir jetzt wirklich konkretes Handeln.

Wie ist das mit diesem moderierten Prozess usw.? Das fand ich eine ganz interessante Frage. Natürlich gibt es irgendwie so 1000 verschiedene Prozesse, Kraftwerksforum, Plattform erneuerbare Energien, aber irgendwie einmal so ein strukturiertes begleitendes Gremium, um diese Energiewende zu begleiten, das hat viel Charme, sage ich einmal generell, weil die Energiewende ist ein lernendes System. Wir wissen heute nur eines, wir brauchen noch viele Innovationen. Da müssen sich noch viele Dinge ändern. Wir wissen aber leider nicht, welche genau, oder nur zum Teil und wie die am Ende aussehen werden.

Ich will aber davor warnen, alle Entscheidungen jetzt quasi in den Rat der Weisen zu verlagern. An manchen Stellen muss Politik dann auch einmal sagen, jetzt haben wir zwei Jahre darüber diskutiert mit irgendwelchen Foren und Akteuren usw., jetzt ist der eine Weg 95 % gut, und der andere vielleicht 96 % oder wie auch immer. Wir brauchen Klarheit für die nächste Strecke. Ich glaube, diese Frage, wie weiter mit dem Bereich Kapazitäten usw. verfahren wird, heißt nicht, dass die morgen eingeführt werden müssen, aber der Prozess der Einführung oder der Analyse müsste wirklich beschleunigt werden, auch beim Thema „erneuerbare Energien“.

Zum Thema „Eigenstromverbrauch“ usw. wurde schon viel gesagt. Ich glaube, das ist jetzt auch in der politischen Debatte in Berlin adressiert. Klar, keine Eingriffe in den Bestand. Ich fand das ganz charmant. Wir haben kurz vor der Anhörung schon ein bisschen darüber gesprochen. Was sich Herr Mattes vorgestellt hat, muss man sich einmal ein bisschen genauer anschauen. Aber zwei Punkte sind für mich dabei wichtig. Einmal sollten wir schon dafür Sorge tragen, dass wir insgesamt bei aller Popu-

larität, die die Belastung von Industrieunternehmen in Deutschland in Standardumfragen immer hat, dass wir darauf achten, dass wir den industriellen Standorten in Deutschland nicht den Garaus machen. Wir werden die nicht nur für die Energiewende, sondern auch für die Arbeitsplätze und für Wohlstand brauchen. Es ist das eine, das 370.000 Menschen jetzt im Bereich der erneuerbaren Energien tätig sind – das ist gut und soll weiter wachsen –, aber das andere ist, wenn man einmal schaut, wie viele Arbeitsplätze letztendlich auch von einer auch am Ende des Tages kostengünstigen Energieversorgung abhängig sind. Das ist jetzt nicht unser Kernpunkt, aber natürlich im Interesse unserer Kunden, gerade auch der großen.

Zur Sache mit der Braunkohle, die in der Debatte irgendwie immer stört und jetzt auch für höhere CO<sub>2</sub>-Emissionen sorgt, kann ich wirklich nur bitten, aus verschiedenen Gründen ein bisschen gelassener damit umzugehen:

Erstens, die treibende Kraft alldessen muss in der Tat – da bin ich ganz bei Herrn Matthes – der Zertifikatehandel in der EU sein. Da müssen wir wirklich die Anstrengungen fokussieren, dass da mehr Druck hinein kommt und darüber auch ein bisschen zumindest Signale wiederkommen. Ansonsten, wenn wir „must run“ brauchen, idealerweise irgendwann nicht mehr, gut, aber wenn wir „must run“ brauchen, dann sollten wir doch ein Interesse daran haben, dass das so günstig wie möglich zur Verfügung gestellt wird. Natürlich kann man sagen, wir machen das alles irgendwie mit anderen teureren Kraftwerken alleine, aber dann muss man auch immer wissen, dann wird auch der Strompreis teurer. Ich glaube, an der Stelle, wenn wir wissen, wir machen Druck bei CO<sub>2</sub> über den Zertifikatehandel, dann kann man hier auch einmal fünf gerade sein lassen, weil das am Ende des Tages sowieso letztendlich nur ein Verschiebeparkplatz ist.

So weit, so gut. Es gibt viele verschiedene Fragen noch, aber das war meines Erachtens in der Kürze das, was in den Fragen angesprochen wurde.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Ich muss jetzt doch noch zwei kurze Anmerkungen machen. Wenn ich das Vertrauen in den CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel hätte, würde ich die Frage nicht stellen. Die Energiewende ist nicht dazu da, Windräder aufzustellen, sondern CO<sub>2</sub>-Begrenzungen zu machen. Ich glaube, insofern hat das schon eine Warnwirkung, wenn wir in der Energiewende mehr CO<sub>2</sub> produzieren als vorher. Der Weg kann es nicht sein.

Eine andere Anmerkung habe ich noch. Der größte Eigenstromverbraucher Deutschlands ist wahrscheinlich die BASF. Deswegen hier in Rheinland-Pfalz nur einmal als Information, das Parlament hat einstimmig beschlossen, dass in einer KWK-Situation, die effektiv ist, der Eigenstromverbrauch nach wie vor freigestellt sein soll. Das ist aber sehr zweischneidig. Dann haben wir nämlich die Entsolidarisierung einerseits, aber andererseits haben wir bei der BASF natürlich einen derjenigen Verbraucher, der auch unter diese erste Privilegierung gefallen ist. Ich glaube, insofern ist die Politik in Rheinland-Pfalz ganz gut aufgestellt. Die anderen Dinge haben Sie erklärt. Mit den Batterien im Haus werden wir das Problem wohl auch nicht lösen, aber es ist jetzt einmal ein Ansatz gewesen, der gefördert wurde.

**Herr Kuhlmann:** Ich muss darauf jetzt noch einmal eingehen. Mich ärgert in der Debatte immer ein bisschen, was denn da passiert. Wir haben den Zertifikatehandel nun einmal als Instrument vorhanden. Wenn wir jetzt sagen, wir haben hier einen Pott Schlamm und wollen den irgendwie reduzieren, und das geht mit dem europäischen Druck nicht, dann hilft es nicht, wenn ich den in zwei Eimer umverteile und den einen über die Grenze bringe und dann sage, in Deutschland habe ich zwar jetzt nur noch die Hälfte, und die andere Hälfte wird jetzt quasi in den Nachbarländern verbraucht. Ich verstehe, dass es ärgerlich ist, dass wir beim Thema „Energiewende“ nicht sagen können: Seht her, wie schön die CO<sub>2</sub>-Emissionen jetzt schon gesunken sind. – Aber das hat etwas mit Stromexport zu tun. Das hat etwas mit der europäischen Situation zu tun. Glauben Sie mir, es ist am Ende des Tages einfach kostenintensiv. Aber gut.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Ich habe jetzt doch noch zwei Wortmeldungen dazu gesehen, ich möchte aber den beiden anderen Herren noch die Chance zur Antwort geben. Wenn wir dann noch nicht bei 17:00 Uhr sind, können Sie noch einmal antworten.

Herr Hoffmann, bitte schön.

**Herr Hoffmann:** Vielen Dank. Ich sage jetzt einmal etwas flapsig am Anfang, wenn ich hier jetzt so als kleiner Stadtwerker auf diese ganze Geschichte schaue, ist das eine schwierige Angelegenheit. Das ist keine Frage. Was Regulierung angeht, denke ich, die Regulierung hat sicherlich sinnvolle Dinge gemacht. Nicht alles, was sie gemacht hat, kann man als Unternehmen, als Netzbetreiber dort auch gutheißen. Man muss hier ein bisschen unterscheiden. Viele der Unternehmen, die hier im Land reguliert werden von der Landesregulierungsbehörde, haben da einen besseren und engeren Kontakt, als wir das zur Bundesnetzagentur haben. Aber eine Sache ist ganz klar. Wenn sich die Regulierungsbedingungen nicht verändern in dieser Art und Weise, wie wir sie auch beschrieben haben, wird es keine ausreichenden Investitionen in die Netze geben können. Es wird keine Investitionen in IT geben können. Wir werden das Thema „smart grid und smart meter“ nicht stemmen und, selbst wenn wir es wollten, nicht können. Die Unternehmen haben einfach nicht die wirtschaftliche Kraft dafür. Das ist eine ganz klare Angelegenheit.

Wir wissen auch aus Gesprächen mit Herrn Krüger, dass er das Problem von der Landesregulierungsbehörde eigentlich vom Grundsatz her auch erkennt und auch anerkennt, aber im Moment es nicht anders regulieren kann, wie es im Moment gegeben ist. Das muss man einfach einmal so sehen. Das ist für mich eine grundsätzliche Voraussetzung für viele Dinge, dass wir da weiterkommen.

Herr Dr. Mittrücker, ich denke schon, man muss das moderieren, in welcher Art auch immer; denn wir stellen hier schon fest, keiner von uns weiß genau, wie es funktionieren wird. Ich glaube, wenn wir das wüssten, wäre das eine wunderbare Geschichte. Man wird vielleicht auch ein bisschen step by step gehen müssen und Erfahrungen machen müssen. Vielleicht fällt man in dem einen oder anderen Punkt auch noch einmal auf einen Punkt zurück. Aber ich denke schon, so oder ähnlich wird es Prozesse geben müssen, welcher Art auch immer.

Was die Frage von Herrn Baldauf zur Reduktion anging, denke ich, hier sind vielleicht Vorschläge gemacht worden, auch ganz einfache greifbare Vorschläge. Ich glaube nur eines – das soll jetzt auch nicht abwertend oder flapsig klingen –, die Industrie ist da schon findig. Wenn wir das im Moment jetzt wieder runterfahren, dann fährt sie das auch wieder rauf. Das ist eine Geschichte, die wir in der Vergangenheit auch hatten.

Was die Überföderung angeht, denke ich auch, dieser CO<sub>2</sub>-Handel ist ein Thema und eine Sache, mit der wir uns beschäftigen müssen, um das zu lösen. Vielleicht sollte man wirklich noch einmal schauen, wie viel Kapazität wir wirklich brauchen, dass man das tatsächlich auch noch etwas besser von der Nachfrageseite her ausbröseln, um da vielleicht das eine oder andere noch etwas besser strukturieren zu können.

**Herr Chassein:** Eigentlich nur in Ergänzung der Antworten meiner Vorredner möchte ich Folgendes sagen: Zum einen, wie wir die erneuerbaren Energien an den Netzausbaukosten beteiligen. Da haben wir als Pfalzwerke ganz einfache und operable Vorschläge gemacht. Wir haben schlichtweg das, was wir im Rahmen der Versorgung und dem Aufbau von Versorgungsnetzen seit vielen Jahrzehnten in dieser Republik bewährt im Einsatz haben, nämlich zum Beispiel das Instrument der Baukostenzuschüsse, dass über das Verursachungsprinzip derjenige, der aus einem Versorgungsnetz Leistungsbereitstellung erwartet, sich daran verursachungsgerecht beteiligt, praktisch auf die Einspeisesituation angewandt und haben gesagt, wer heute Einspeiseleistungskapazitäten in der vorhandenen oder in der neu zu errichteten Netzinfrastruktur benötigt, der möchte sich ebenfalls verursachungsgerecht daran beteiligen. Man kann im Vorfeld diese Gesamtkosten abschätzen, so wie man das auch bei Versorgungsnetzen macht.

Das ist die wirtschaftliche Komponente. Die lässt sich damit gestalten. Wenn man sagt, man will die erneuerbaren Energien fördern, dann legt man es nicht zu 100 % um, sondern dann sagt man, die Netzinfrastrukturkosten, die entstehen oder entstanden sind, werden nur mit einer gewissen Quote letztendlich dann über Baukostenzuschüsse verrechnet. Auch einverstanden, aber das man die erneuerbaren Einspeiser völlig freistellt von diesem Thema ist nicht vertretbar, denke ich.

Das beantwortet aber nicht die Frage nach der Koordination, die hier auch noch einmal entstanden ist. Ich will es an einem Beispiel deutlich machen. Wenn heute eine Kommune irgendwo ein Gewerbegebiet erschließt, dann macht sie dort die Bebauungsplanung. Es ist auch in etwa – mit allen Unsicher-

heiten – klar, was man da ansiedeln will und wer sich da ansiedeln soll, wer sich dort voraussichtlich ansiedeln kann. Daraus entsteht ein Leistungsbedarf. Wir als Netzbetreiber bekommen das übermittelt und errichten entsprechend ein Versorgungsnetz mit der Leistungsbereitstellung in dieser Größenordnung.

So: Die Kosten werden dann, wie gesagt, von uns vorfinanziert und über Baukostenzuschüsse letztendlich dann verursachungsgerecht auf die späteren Betriebe, die sich in diesem Gewerbegebiet ansiedeln, dann entsprechend getragen. An dieser Stelle sehen wir, wir brauchen diese Moderatorenrolle. Das ist in diesem Beispiel die Kommune. Mit der stehen wir in Interaktion. Das ist natürlich für das Modell der Einspeiseleistung nicht ausreichend, weil wir dort regionale und überregionale Dinge haben.

Das heißt, wir brauchen in dieser Moderatorenrolle entsprechend auch mehr als die Kommune, als die politische Verantwortung vor Ort, sondern wir brauchen – das habe ich in der Diskussion um das Landesentwicklungsprogramm IV auch gesagt – überregionale Planungsinstitutionen für diese Moderatorenrolle. Ob das die Planungsgemeinschaften sind, ob man etwas Neues aufziehen will, da sind wir völlig offen. Nur irgendjemand muss es machen, und das mit einem übergeordneten Blick auf die Dinge. Wir als Netzbetreiber brauchen an dieser Stelle Input. Wir selbst wollen und können es nicht entscheiden.

Eine letzte Anmerkung zu dem Thema „Freistellung und differenzierte Betrachtung der Belastungen über EEG-Umlage“. Ich denke schon, dass man auch hier, um das Kind nicht mit dem Bade auszuschütten, differenziert draufschauen muss und sehen muss, wer welche Lasten zu tragen hat und wo es welche Härten gibt. Ich möchte an dieser Stelle nur eines zu bedenken geben. Wir haben über das Thema „Energieeinspeisung“ heute als Pflanzwerke 4.500 Einspeisetarife einfach nur über die Abrechnung der Einspeisung zu händeln. Das ist eine Aufgabe, die dem Netzbetreiber zufällt. Das erfordert gewaltige Investitionen, auch einhergehend mit den Marktrollen, die wir im EEG und im Energiewirtschaftsgesetz definiert haben. Das erfordert gewaltige Investitionen in die Systeme und führt die an ihre Grenzen. Die Anlagenbetreiber wollen jeden Monat ihr Geld. Die haben kein Verständnis dafür, wenn wir hier irgendwann systemische Probleme haben, weil wir für 20.000 Einspeiseanlagen mittlerweile 4.500 verschiedenen Einspeisetarife mit Nawaro-Zuschlag oder ohne – Sie kennen das alles – abrechnen müssen.

Da würde ich im Hinblick auf die Befreiungssystematik, die wir implementieren müssen und auch wollen dann aber bitte zu bedenken geben, in der Komplexität bitte nach Möglichkeit in der Vorschau einen Deckel drauf zu machen, damit das nicht das nächste Instrument ist, das uns aufwandsseitig völlig aus dem Ruder läuft und im Endeffekt mehr Kosten erzeugt, als man vielleicht irgendwo vom Verbraucher, vom Netznutzer an anderer Stelle einspart.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Vielen Dank.

**Herr Chassein:** Vielleicht noch eine Aussage, Herr Dr. Braun, weil ich glaube, das ist bisher insgesamt zu kurz gekommen, zu dem Prozess der Evaluierung.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Herr Chassein, jetzt nehme ich die anderen beiden auch nicht mehr dran, dann sollten wir jetzt auf 17:00 Uhr achten.

**Herr Chassein:** Das schaffe ich.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Da wäre ich Ihnen dankbar.

**Herr Chassein:** Zur Evaluierung nur einen Satz. Wir müssen uns irgendwann auf den Weg machen, Herr Dr. Mittrücker. Wenn wir alle Zeit der Welt hätten, dann würden wir noch lange über die Modelle diskutieren. Aber wir haben ein paar Pflöcke in den Zeitstrahl reingeschlagen. Das ist das Abschalten der Kernkraftwerke, und das ist auch irgendwo bei aller Unsicherheit gegeben durch das Herausfallen alter, konventioneller Kraftwerke. Da können wir jetzt nicht noch in unserem deutschen Sonderweg jahrzehntelang Nabelschau betreiben. Wir müssen in das System eintreten und natürlich unterwegs auch immer wieder letztendlich dann ein Auge darauf haben, Korrekturen vorzunehmen.



7. Sitzung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ am 20.11.2013  
– Öffentliche Sitzung –

Jetzt sage ich vielleicht noch abschließend ein Wort als Bürger, Herr Dr. Braun, nicht als Pflanzwerk-Vorstand, sondern als Bürger, wie man diese Evaluation macht. Ich glaube, die parlamentarische Demokratie tut sich keinen Gefallen, wenn sie für zugegebenermaßen schwierige Sonderthemen dann immer Kommissionen und zusätzliche Gremien und was weiß ich einrichtet, sondern dafür haben wir eigentlich Parlamente und Ministerien. Dort sollen die Dinge politisch gestaltet werden. Das würde ich als Bürger an dieser Stelle einmal sagen.

**Herr Vors. Abg. Dr. Braun:** Darum haben wir auch hier im Parlament den Unterausschuss und machen die Anhörung. Leider hätten Sie als Bürger hier nicht reden dürfen. Aber das führen wir irgendwann auch noch einmal ein.

Ich darf mich bei Ihnen allen bedanken. Wenn Sie weitere Bemerkungen haben, würde ich mich freuen, wenn Sie es eventuell noch schriftlich nachreichen können oder wollen. Das können wir dann in die Verschiedung aufnehmen. Ich bedanke mich für heute bei allen für die Fragen, vor allem für die vielen Antworten und für die Ideen. Wir hoffen, dass wir damit eine gute Politik machen können.

Herzlichen Dank. Die Sitzung ist geschlossen.

gez.: Schorr

ELEKTRONISCHE FASSUNG