



## Wortprotokoll der 83. Sitzung

**Ausschuss für Klimaschutz und Energie**  
Berlin, den 6. November 2023, 14:03 Uhr  
10557 Berlin, Paul-Löbe-Allee 2  
Paul-Löbe-Haus, Europasaal 4.900

Vorsitz: Klaus Ernst, MdB

## Tagesordnung - Öffentliche Anhörung

### Anhörungsgegenstand

Seite 6

Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung  
des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche  
Vorgaben und zur Änderung weiterer  
energierechtlicher Vorschriften**

**BT-Drucksache 20/7310, 20/8165**

#### Hierzu wurde verteilt:

20(25)366 *Gesetzentwurf*  
20(25)470 *Formulierungshilfe*  
20(25)472 *Stellungnahme*  
20(25)473 *Stellungnahme*  
20(25)474 *Stellungnahme*  
20(25)475 *Stellungnahme*  
20(25)476 *Stellungnahme*  
20(25)477 *Stellungnahme*  
20(25)478 *Stellungnahme*  
20(25)479 *Stellungnahme*  
20(25)480 *Stellungnahme*  
20(25)481 *Stellungnahme*  
20(25)483 *Zusammenstellung*  
20(25)488neu *Änderungsantrag*

#### Federführend:

Ausschuss für Klimaschutz und Energie

#### Mitberatend:

Rechtsausschuss  
Wirtschaftsausschuss  
Verkehrsausschuss  
Ausschuss für Umwelt, Naturschutz,  
nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz  
Ausschuss für die Angelegenheiten der  
Europäischen Union  
Haushaltsausschuss (mb und § 96 GO)

#### Gutachtlich:

Parlamentarischer Beirat für nachhaltige Entwicklung



*20(25)489 Entschließungsantrag  
20(25)494 Mitteilung  
20(25)498 Stellungnahme  
20(25)499 Formulierungshilfe  
20(25)500 Änderungsantrag  
20(25)501 Stellungnahme  
20(25)502 Stellungnahme  
20(25)504 Stellungnahme  
20(26)68-1 gutachtliche Stellungnahme PBnE*



## Liste der Sachverständigen

### **Tetiana Chuvilina<sup>1</sup>**

Leiterin Politik  
TenneT TSO GmbH

### **Andrees Gentsch<sup>2</sup>**

Mitglied der Hauptgeschäftsführung  
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

### **Prof. Dr. Lion Hirth<sup>3</sup>**

Professor of Energy Policy  
Hertie School gGmbH

### **Stefan Kapferer<sup>4</sup>**

Vorsitzender der Geschäftsführung  
50Hertz Transmission GmbH

### **Hanns Koenig<sup>5</sup>**

Managing Director, Central Europe  
Aurora Energy Research

### **Marco Stoltefuß<sup>6</sup>**

Leiter Regulierungsmanagement  
Amprion GmbH

### **Dr. Andreas Zuber<sup>7</sup>**

Geschäftsführer Abteilung Recht, Finanzen und Steuern  
Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)

---

<sup>1</sup> Benannt durch die Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

<sup>2</sup> Benannt durch die Fraktion der SPD

<sup>3</sup> Benannt durch die Fraktion der SPD

<sup>4</sup> Benannt durch die Fraktion der FDP

<sup>5</sup> Benannt durch DIE LINKE.

<sup>6</sup> Benannt durch die Fraktion der CDU/CSU

<sup>7</sup> Benannt durch die Fraktion der CDU/CSU

**Anwesenheit laut Unterschriftenliste oder Rückmeldung bei digitaler Teilnahme:****Mitglieder des Ausschusses**

<b>Fraktion</b>	<b>Ordentliche Mitglieder</b>	<b>Stellvertretende Mitglieder</b>
SPD	Bergt, Bengt Gremmels, Timon Hümpfer, Markus	
CDU/CSU	Gramling, Fabian Heilmann, Thomas Jung, Andreas Lenz, Dr. Andreas Weiss, Maria-Lena	
BÜNDNIS 90/ DIE GRÜNEN	Nestle, Dr. Ingrid	
FDP	Stockmeier, Konrad	
AfD	Hilse, Karsten	
DIE LINKE.	Ernst, Klaus Lenkert, Ralph	

<b>Fraktionsmitarbeiter</b>	
<b>Fraktion</b>	<b>Name</b>
SPD	Werner, Dr. Gabriele
CDU/CSU	Matzke, Philipp Schmidt, Falk Sassenrath, Carl-Philipp
BÜNDNIS 90/ DIE GRÜNEN	Feuerhahn, Janik
FDP	Koch, Michael
AfD	Koitka, Dr. Christian
DIE LINKE.	Kühne, Judith



<b>Bundesrat</b>	
<b>Land</b>	<b>Name</b>
Baden-Württemberg	Kopf, Tobias
Sachsen-Anhalt	Hannemann, Dr. Henrik
Schleswig-Holstein	Deil, Franziska

<b>Ministerium bzw. Dienststelle</b>	<b>Name</b>	<b>Amtsbezeichnung</b>
BMWK	Wenzel, Stefan	PStS

<b>Mitarbeiter Verwaltung</b>	
<b>Referat</b>	<b>Name</b>
IK 5	Schmidt, Michael
EU 2	von Pander, Marlene



## Anhörungsgegenstand

Gesetzentwurf der Bundesregierung

### Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften

**BT-Drucksache 20/7310, 20/8165**

Der **Vorsitzende**: Meine sehr verehrten Damen und Herren, wir sind insoweit komplett, dass alle Parteien vertreten sind. Und ich begrüße Sie recht herzlich zu unserer heutigen Anhörung. Wir haben folgenden Gegenstand zu behandeln: die vorgelegte Regelung eines Zuschusses zu den Übertragungsnetzwerken aus Mitteln des Wirtschaftsstabilisierungsfonds zur Stabilisierung der Übertragungsnetzgelte in Höhe von 5,5 Milliarden Euro. Sie haben dazu erhalten: das Eckpunktepapier auf Ausschussdrucksache 20(25)494 und am vergangenen Mittwoch haben Sie dann noch die konkrete Umsetzung dieser Eckpunkte in gesetzliche Formulierungen auf Ausschussdrucksache 20(25)499 erhalten.

Es können aber auch noch weitere Fragen zu dem Gesetzentwurf zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts gestellt werden. Sie können natürlich dann selbst entscheiden, ob Sie diese Fragen noch beantworten können oder nicht. Das wird dann die Diskussion ergeben.

Ich möchte Sie erst einmal alle recht herzlich begrüßen und ich freue mich, dass Sie unserer Einladung gefolgt sind. Als erstes natürlich unsere Sachverständigen.

Ich rufe auf Frau Tetiana Chuvilina. Ich hoffe, ich habe das richtig ausgesprochen. Sie sind anwesend, recht herzlich willkommen. Herrn Andrees Gentsch, Mitglied der Hauptgeschäftsführung BDEW, Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V. Auch recht herzlich willkommen. Frau Chuvilina ist von TenneT und dort Leiterin der Politik. Das habe ich vergessen zu erwähnen.

Dann begrüße ich Herrn Professor Dr. Hirth, Professor of Energy Policy, Hertie School of Government. Recht herzlichen Dank, dass Sie da sind. Dann Herrn Stephan Kapferer, Vorsitzender der Geschäftsführung 50Hertz Transmission GmbH. Da

freue ich mich ganz besonders heute, dass Sie da sind, Herr Kapferer. Sie haben sich entschieden, Ihren Geburtstag im Kreise von lieben Menschen zu feiern. Das sind wir. Also ich gratuliere Ihnen recht herzlich zum Geburtstag. Wenn Sie einen ausgeben möchten hinterher, wir haben eine Kantine.

So, dann haben wir Herrn Hanns Koenig, Managing Director Central Europe von Aurora Energy Research, auch recht herzlich willkommen, Herr Koenig. Dann Marco Stoltefuß, Leiter Regulierungsmanagement von Amprion GmbH. Schön, dass Sie da sind. Und Herrn Dr. Zuber, Geschäftsführer Abteilung Recht und Finanzen und Steuern, Verband kommunaler Unternehmen. Auch recht herzlich willkommen!

Ich begrüße natürlich die Kolleginnen und Kollegen des Ausschusses für Klimaschutz und Energie sowie der mitberatenden Ausschüsse, für die Bundesregierung, Herrn Parlamentarischen Staatssekretär Stefan Wenzel, recht herzlich willkommen, sowie die weiteren Fachbeamtinnen und -beamten, die vom Ministerium hier anwesend sind. Ich begrüße die Vertreterinnen und Vertreter der Länder, der Medien und nicht zuletzt die Gäste, die uns hier im Saal oder live über das Internet oder Parlamentsfernsehen folgen.

Zum Ablauf: Für einige von Ihnen nichts Neues, weil der Ablauf bei den Anhörungen eigentlich immer gleich ist. Zunächst erhalten die Sachverständigen die Gelegenheit für ein Eingangsstatement von jeweils drei Minuten. Ihre verbleibende Redezeit sehen Sie dort oben auf dem Bildschirm und ich bitte, die Redezeit einzuhalten. Sonst müsste ich eingreifen. Sie kennen das Prozedere. Gleichbehandlung von allen, usw. Anschließend folgen Fragen. Um dies in der uns zur Verfügung stehenden Zeit von insgesamt zwei Stunden durchführen zu können, sind wir darauf angewiesen, dass sich sowohl die fragenden Abgeordneten, als auch den Sachverständigen, möglichst kurz zu fassen. Das heißt die Zeit, wenn die überschritten wird, müsste ich eingreifen und müsste dann unterbrechen. Also bitte, unangenehm für mich, für Sie wahrscheinlich auch. Schauen wir, dass wir das mit der Zeit einigermaßen hinkriegen.



Wir haben zwischen den Fraktionen festgelegt, dass pro Wortmeldung eine maximale Zeit für Frage und Antwort von insgesamt vier Minuten in der ersten Fragerunde und jeweils drei Minuten in den folgenden Fragerunden zur Verfügung steht. Der Grundsatz gilt: Je kürzer die Frage, umso mehr Zeit für die Antwort. Das die Bemerkung an meine Kolleginnen und Kollegen vom Ausschuss.

Noch eine Bitte an die Abgeordneten, bitte wie immer den Namen des oder der Sachverständigen nennen, an die oder den Sie Ihre Frage richten wollen. Ich werde dann die jeweiligen Sachverständigen aufrufen. Es wird ein Wortprotokoll erstellt. Dann weiß auch der Protokollant, die Protokollantin, wer da jeweils spricht.

Die schriftlichen Stellungnahmen der Sachverständigen sind als Ausschussdrucksachen verteilt worden und stehen online allen Interessenten zur Verfügung. So, damit glaube ich, sind alle Unklarheiten beseitigt und wir können in die hoffentlich interessante und spannende Debatte einsteigen.

Zunächst haben also die Sachverständigen das Wort für eine Einführung von drei Minuten. Als erstes, Frau Chuvilina, haben Sie die Möglichkeit, drei Minuten zu sprechen.

**Tetiana Chuvilina** (TenneT TSO GmbH): Vielen Dank. Sehr geehrter Herr Vorsitzender, sehr geehrte Damen und Herren Abgeordnete. Vielen Dank, dass ich heute zu Ihnen als Sachverständige sprechen darf zu diesem Thema Netzentgeltzuschuss.

Die Preise auf den internationalen Energiemärkten sind aufgrund der angespannten geopolitischen Lage, aufgrund des Angriffskrieges Russland auf die Ukraine und auch in Nahost weiterhin sehr hoch. Das belastet nicht nur die Stromverbraucher, Industrie und Gewerbe, sondern spiegelt sich auch in unseren Netzentgelten wider. Allen voran in den Systemdienstleistungskosten. Das sind vor allem Redispatch und Verlustenergie, die die Übertragungsnetzbetreiber einkaufen müssen. Und die Kostensteigerung wirken sich so aus, dass wir für das nächste Jahr mehr als eine Verdopplung der Netzkosten sehen und also faktisch ganz konkret

der Anstieg der Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber von 3,12 auf 6,68 Cent pro Kilowattstunde droht.

Das würde die Verbraucher und vor allem auch die Industrie in der aktuellen, doch sehr angespannten wirtschaftspolitischen Lage sehr stark belasten. Und deswegen unterstützen wir ganz ausdrücklich sehr positiv den Entschluss der Bundesregierung, die Kosten für die Stromverbraucher hier zu stabilisieren mit diesem 5,5 Milliarden Euro Zuschuss.

Die Übertragungsnetzentgelte bieten sich sehr gut an als Vehikel, diesen Zuschuss zu verteilen, weil unsere Netzentgelte bundeseinheitlich sind. Das heißt, wir können diese Kosten sehr gerecht auf alle Stromverbraucher, Industriekunden und Verteilnetzbetreiber verteilen ohne regionale Unterschiede.

Als Unternehmen, also als Übertragungsnetzbetreiber, haben wir keinerlei Vorteile von diesem Zuschuss. Das bedeutet auch, dass wir keine Risiken davon natürlich in der Abwicklung erwarten sollten. Wir begrüßen den Paragraph 24c EnWG, weil er sehr eng, sozusagen angelehnt ist an den Zuschuss aus dem letzten Jahr, den Paragraph 24b EnWG, so dass wir davon ausgehen, dass wir von der Umsatzsteuerpflicht auf den Zuschuss befreit sind. Das ist sehr positiv hervorzuheben. Wir müssen gegebenenfalls noch mal schauen in der späteren Abwicklung, dass uns gewisse Änderungen bei der Verzinsung auf dem Regulierungskonto nicht zum Nachteil gereicht werden, sollten wir mehr Geld abgefragt haben, als wir brauchen. Ansonsten aber haben wir nichts zu beanstanden an dieser Regelung.

Neben der konkreten Umsetzung von diesen Paragraph 24c EnWG regen wir an, eine grundsätzliche Diskussion über die Kosten der Netze zu führen. Es ist nämlich so, dass wir perspektivisch nicht für die nächsten Jahre auch eine Absenkung der Preise für die Systemdienstleistungen sehen. Und auch wenn sich der Redispatchbedarf mit dem zunehmenden Netzausbau minimieren wird und wir die Kosten für Systemdienstleistungen minimieren werden können, werden wir, alle vier Übertragungsnetzbetreiber, bis zum Jahr 2037 rund 156 Milliarden Euro in den Netzausbau onshore investieren. Und das wird natürlich dazu führen, dass wir diese



Kosten in die Netzentgelte einbringen, sodass wir jetzt schon sagen können, ohne Zahlen zu nennen, dass sich die Netzentgelte nicht wieder zurück auf das Niveau vom Jahr 2022 entwickeln. Deswegen regen wir an, eine große Diskussion darüber zu führen, ob es einen dauerhaften Zuschuss zu den Netzentgelten gibt und wenn ja, dann stehen wir dafür gerne zur Verfügung.

Der **Vorsitzende**: Herzlichen Dank. Es ist so weit. Also gucken wir auf die Uhren. Sie ist unbestechlich und bei der entsprechenden Zeit ist es dann auch rot. Also man kann sie erkennen. So, als nächstes bitte ich Herrn Andrees Gentsch um sein Statement.

**Andrees Gentsch (BDEW)**: Sehr geehrter Herr Vorsitzender, sehr geehrte Damen und Herren Abgeordnete! Vielen Dank auch von mir für die Einladung. Der BDEW unterstützt sehr grundsätzlich alle Maßnahmen, die helfen, die Strompreise zu entlasten. Das gilt für diesen Zuschuss zu den Kosten der Übertragungsnetze. Denn gerade bezahlbare Stromversorgung ist in diesen Zeiten, die ja doch von erheblichen Unsicherheiten geprägt sind, von enormer Wichtigkeit auch für die Akzeptanz. Deshalb hat dieses Thema eine große gesellschaftliche Bedeutung.

In diesem Sinne würden wir aber noch mal daran erinnern, dass es auch weitere Aspekte gibt, die wir in den Blick nehmen müssen. Das ist einmal die Verlängerung der Preisbremsen. Da hat das Kabinett ja vor kurzem entschieden, jetzt muss der Bundestag möglichst schnell entscheiden, ob er diese Verlängerung bis zum 30. April 2024 mitgeht. Das wünschen wir uns, damit wir auch da Sicherheit und Ruhe in die Diskussion bekommen.

Zweitens: Die Beibehaltung der abgesenkten Umsatzsteuer über den 1. Januar 2024 hinaus wäre ein wichtiges Thema, das auch zur Beruhigung beitragen würde. Da gibt es eine gegensätzliche Kabinettsentscheidung. Also da ist der Bundestag aus unserer Sicht jetzt gefordert.

Und der dritte Punkt ist, den wir schon länger fordern, die Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß zu reduzieren. Auch das würde erheblich zur

Strompreisreduzierung beitragen und den Staatsanteil deutlich verringern.

Das sind weitere Punkte, die wir neben diesem Zuschuss auch für die Zukunft sehen.

Eins muss klar sein: Das sind jetzt die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber, die jetzt bezuschusst werden. Aber natürlich auch die Verteilnetze sehen sich mit höheren Kosten konfrontiert. Auch dafür muss man sich auf Dauer natürlich etwas überlegen, ob man das so weiterlaufen lässt. Es ist nur wichtig zu wissen, dass auch sowohl bei Übertragungsnetzen, Sie sagten es gerade über 150 Milliarden Euro, aber eben auch auf der Verteilnetzebene Investitionen anstehen. Die werden sich irgendwann in den Netzkosten widerspiegeln und das muss allen klar sein, dass wir uns hier mit erhöhten Netzkosten und auch erhöhten Netzentgelten auseinandersetzen werden müssen.

Um es auch klar zu sagen ist: Es ist richtig, dass wir diese Investitionen tätigen. Wir investieren in moderne, zukunftsfähige Energienetze, in Infrastruktur, die für den Wirtschaftsstandort Deutschland von erheblicher Bedeutung sind. Also darum geht es nicht, dass wir jetzt sagen, wir wollen diese Investitionen nicht. Sondern die Frage ist, wie wir sie finanzieren. Und dass allen klar ist, dass Dinge auch kosten und dass diese Kosten dann auch beglichen werden müssen.

Viel wichtiger ist das zentrale Thema Netzausbau. Wir müssen sehen, dass wir jetzt hier schneller in die Beschleunigung kommen. Dann werden wir auch Systemkosten reduzieren können. Wir müssen die Genehmigungsverfahren beschleunigen, wir müssen wirtschaftlich werden. Das ist Aufgabe der Bundesnetzagentur (BNetzA), hier den geeigneten regulatorischen Rahmen herbeizuführen. Und wir müssen uns vor allem fokussieren auf die relevanten Dinge und uns nicht im Kleinklein verstricken. Aber zusammenfassend: Wir unterstützen den Zuschuss.

Der **Vorsitzende**: Recht herzlichen Dank. Als nächstes Jahr, Professor Hirth bitte.





**Prof. Dr. Lion Hirth** (Hertie School gGmbH): Guten Tag und vielen Dank für die Einladung. Um Energieverbraucher, also private Haushalte, kleine und große Unternehmen zu entlasten angesichts der hohen Energiepreise, ist der Zuschuss zu den Übertragungsnetzkosten sicherlich eine der besseren Optionen. Dies gilt auch insbesondere hinsichtlich der Elektrifizierung. Es ist heute bis zu diesem Tag immer noch so, dass Gas, also Erdgas, deutlich stärker belastet ist von staatlichen Abgaben als Strom, einerseits wegen der Energiesteuer, aber insbesondere auch wegen dem sehr viel höheren CO<sub>2</sub>-Preis, den Kraftwerke bezahlen müssen gegenüber Verbrauchern von Erdgas. Bei den Netzentgelten und damit beim Strompreis zu entlasten, heißt ökonomisch also immer auch, eine ineffiziente Verzerrung abzubauen und dies ist zu begrüßen.

Noch sinnvoller wäre es meines Erachtens – gewesen, könnte man fast sagen, das Geld in Form eines Klimageldes auszuschütten. Ein Klimageld, was der Einkommensteuer unterliegt, das ist insbesondere auch progressiv und entlastet die kleinen Einkommen proportional stärker als diejenigen mit großen Einkommen.

Neben dem Zuschuss zu Netzentgelten muss man aus meiner Sicht vor allem jedoch die Ursachen der hohen Netzentgelte bekämpfen. Wir haben eine immense Kostensteigerung, insbesondere bei den Kosten für das Engpassmanagement, also bei den Kosten für das Redispatch, die heute schon ungefähr 4 Milliarden Euro betragen. Um diese Kosten einzudämmen sind zwei Dinge notwendig: einerseits Netzausbau, andererseits die Teilung der deutschen Gebotszone. Denn nur mit einer geteilten deutschen Preiszone würden Netzengpässe deutlich effizienter vermieden, weil Speicher und Elektroautos und flexible Kraftwerke eben schon aufgrund von Marktpreissignalen netzdienlich betrieben würden und nicht erst kostspielig durch Netzbetreiber dafür angewiesen werden müssten. In Folge würden die Netzentgelte sinken.

Im Übrigen bin ich auch der Meinung, dass wir an Verteilnetzentgelte ran müssen, sowohl hinsichtlich der regionalen Harmonisierung als auch hinsichtlich der Anreize, die diese Netzentgelte brin-

gen, also der zeitvariablen Struktur von Netzentgelten, die eine Flexibilisierung von Elektroautos, Wärmepumpen, Heimspeichern und anderen flexiblen kleinen Verbraucherinnen und Verbrauchern ermöglicht.

Letztlich ist es außerdem notwendig, an den Netzentgeltrabatt heranzukommen, den die Großindustrie enthält. Die sogenannten Ausnahmen in Paragraph 19 StromNEV für gleichmäßigen Strombezug. Diese verhindern nämlich, ... diese verbieten geradezu gewissermaßen, dass Unternehmen heute von günstigen Strompreisen an der Börse profitieren und eine Flexibilisierung vornehmen können, die wir brauchen werden, um die Transformation und auch die Bezahlbarkeit des Stromsystems sicherzustellen. Vielen Dank.

Der **Vorsitzende**: Recht herzlichen Dank! Nun geht das Wort an Herrn Kapferer. Bitte.

**Stefan Kapferer** (50Hertz Transmission GmbH): Herr Vorsitzender, vielen herzlichen Dank auch von meiner Seite für die Gelegenheit, hier als Sachverständiger mitzuwirken. Ich glaube, es ist wichtig, dass man sich noch mal klar macht, dass der Zuschuss, über den Sie heute auch noch mal sprechen mit uns und Fragen, die Herr Hirth gerade aufgeworfen hat, zwei unterschiedliche Zeitachsen betrachten.

Wenn man sich die zurückliegenden Jahre anschaut, dann war es so, dass bei 50Hertz das Netznutzungsentgelt zwischen 2013 und 2022, also bis vor der Krise, in einer Größenordnung von 2,13 und 3,04 Cent geschwankt ist. Das macht deutlich: Es ist nicht der Netzausbau, der hier der große Kostentreiber ist. Und solange die Preise an den Energiemärkten stabil sind, sind auch die Netzentgelte im Hinblick auf die Engpassmanagementkosten, die Systemdienstleistungen ein relativ stabiler Faktor im Preissystem. Es war im letzten Jahr deshalb sehr richtig und dafür noch mal vielen herzlichen Dank, dass der Gesetzgeber sich entschieden hat, einen entsprechenden Zuschuss vorzusehen. Es war auch deshalb hilfreich, weil, hätten wir Ende September des letzten Jahres Netznutzungsentgelte ohne Zuschuss festgelegt, Sie erinnern sich



vielleicht, dann hätten wir ein Netz Nutzungsentgelt von über 10 Cent kalkuliert. Wir wissen heute, dass es dazu nicht gekommen wäre, zu dieser Notwendigkeit. Wir hätten also im Laufe des Jahres erhebliche Überschüsse angehäuft, weil die Strompreise eben so volatil waren zu diesem Zeitpunkt, wie sie waren, und deswegen die Prognose sehr schwierig war. Der Zuschuss hat also nicht nur eine kostendämpfende Wirkung gehabt, er hat auch eine stabilisierende und Planbarkeitswirkung für das System gehabt. Und deswegen glaube ich, dass es auch in diesem Jahr ein kluger Vorschlag ist, darüber noch mal zu befinden, weil auch hier natürlich damit wieder eine Planbarkeit ins System hineinkommt, die wir sonst nicht garantieren könnten, weil die Vorausschau auf zwölf Monate in dieser volatilen Lage sehr, sehr schwierig ist.

Im Hinblick auf die langfristige Situation, glaube ich, ist wirklich eine vorrangige Diskussion erforderlich, wie wir die Kosten beim Ausbau und beim Management des Netzes reduzieren können. Ich glaube, da gibt es eine ganz lange Liste, die wir uns gemeinsam anschauen können. Im letzten Jahr war es so, dass der Anteil der Systemdienstleistungen von 30 auf 70 Prozent im Anteil des Netznutzungsentgeltes gestiegen ist. Aber langfristig wird natürlich der Ausbau des Netzes schrittweise mehr Kosten erfordern. Und deswegen, glaube ich, ist es ganz wichtig, alle Kostensenkungspotenziale zu heben.

Nur eine Bemerkung zur angesprochenen Strompreiszonentrennung. Und ich glaube, ich kann das sehr entspannt sagen, weil das 50Hertz-Netzgebiet wäre immer auf der kostengünstigeren Seite. Ich glaube, dass die Implementierungszeiträume einer solchen Strompreiszonentrennung wir nicht unterschätzen sollten. Unter akademisch – und das ist jetzt bitte nicht kritisch gemeint, Herr Professor, – akademisch marktlich gesehenen Gesichtspunkten ist das eine interessante Diskussion. In der Umsetzung nachher in den Netzgebieten erfordert es einen gewissen zeitlichen Vorlauf und ich glaube, den zeitlichen Vorlauf haben wir nicht. Wir müssen über andere Maßnahmen sprechen. Vielen herzlichen Dank.

Der **Vorsitzende**: Recht herzlichen Dank. Herr Koenig, bitte.

**Hanns Koenig** (Aurora Energy Research): Auch von meiner Seite herzlichen Dank für die Einladung. Ich will mich auf drei Punkte konzentrieren. Einerseits auf den Paragraphen 13k EnWG-Entwurf „Nutzen statt Abregeln“, auf den Paragraphen 24c EnWG-Entwurf, den 5,5 Milliarden Euro Zuschuss und auf den Paragraphen 118 EnWG-Entwurf, der Verlängerung der Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher.

Zu Paragraph 13k, „Nutzen statt Abregeln“: Das ist natürlich auch im Kontext zu der von Kollege Hirth angesprochenen Gebotszonentrennung zu sehen. Das ist eine sehr komplexe Materie. Hier wird jetzt vorgesehen, dass Überschussstrom, der abgeregelt wird, versteigert wird. Und grundsätzlich ist es so, dass es natürlich gut ist, wenn Strom genutzt wird und nicht abgeregelt wird. Aber das hier gewählte Instrument ist ein sehr komplexes. Dazu vielleicht im weiteren Diskussionsverlauf noch mehr.

Zu den 5,5 Milliarden Euro. Das wird natürlich einen kostensenkenden Effekt auf den Verbraucherstrompreis haben. Es ist aber auch wichtig zu sehen, dass das den krisenbedingten Anstieg der Übertragungsnetzentgelte sogar überkompensiert. Also wir hatten letztes Jahr einen Anstieg, ungefähr eine Verdopplung der Übertragungsnetzentgelte, was teilweise durch höhere Redispatchkosten getrieben war, teilweise aber eben auch durch größere Redispatch-Volumina. Und auch im Jahresverlauf haben wir demgegenüber noch einmal höhere Redispatch-Volumina. Und das ist per se jetzt nicht als Auswirkung der Energiekrise zu sehen. Also es handelt sich hier um einen Zuschuss, der auch einen Teil der gestiegenen Energiekosten abfedert in den Strompreisen und nicht nur die steigenden Kosten für den Redispatch.

In dem Kontext zwei Punkte zur Verteilungswirkung. Erstens: Diejenige Verbrauchergruppe, die relativ gesehen am meisten unter den gestiegenen Energiekosten gelitten hat, ist die energieintensive Industrie. Und von denen sind jedoch viele Unternehmen ohnehin von einem Großteil der Netzentgelte, auch der Übertragungsnetzentgelte, befreit.



Sie profitiert von dieser Maßnahme also nur begrenzt.

Zweitens hätte man sicherlich im Laufe des vergangenen Jahres überlegen können, ob es Wege gibt, die Subventionen zielgerichteter zu machen, beispielsweise die den Haushalten zukommen zu lassen, die das wirklich benötigen, beispielsweise durch ein Klimageld.

Drittens: Paragraph 118, Verlängerung der Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher. Das war ein, in der öffentlichen Rezeption, relativ wenig beachteter Punkt der aktuellen EnWG-Novelle, wie ich fand. Was interessant ist, weil Deutschland eigentlich am Anfang eines Booms der Energiespeicher ist. Wir haben 1,3 Gigawatt installierte Leistung, ein paar Gigawatt werden in den nächsten Jahren noch dazukommen. Und die Netzentgelte ab 2026 hätten das gekillt. Und vor dem Hintergrund halte ich das auch für eine sinnvolle Verlängerung.

Der **Vorsitzende**: Danke Herr Koenig, Herr Stoltefuß, bitte.

**Marco Stoltefuß** (Amprion GmbH): Vielen Dank auch von meiner Seite. Herzlichen Dank, Herr Vorsitzender. Sehr geehrte Damen und Herren, für die Einladung. Als betroffener Übertragungsnetzbetreiber begrüßen wir sehr die anteilige Finanzierung der Übertragungsnetzkosten. Die Entlastung der Netzentgelte hilft unseren Industriekunden. Sie hilft aber auch durch den Wälzungsmechanismus denjenigen Netzkunden, die in den untergelagerten Netzebenen angeschlossen sind. Letztlich kommt der Zuschuss somit allen Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zugute und stellt aus unserer Sicht eine gute Kompensation des Energiekostenanstiegs dar.

Der Zuschuss ist eine unbürokratische und preisdämpfende Maßnahme und leistet durch seine Entlastungswirkung einen wichtigen Beitrag zur Sicherung des deutschen Wirtschaftsstandortes. Bereits im letzten Jahr, wie schon mehrfach skizziert, konnten die Übertragungsnetzentgelte trotz steigender Energiepreise und damit einhergehenden steigenden Engpassmanagementkosten stabil gehalten werden. Die Schaffung eines neuen Paragraph 24c,

der in seiner technischen Ausgestaltung dem jetzigen Paragraphen 24b mehr oder minder entspricht, begrüßen wir daher ausdrücklich. Im Ergebnis werden die Regelungen für das Jahr 2023 auch in das Folgejahr übertragen.

Wir empfehlen daher, den Eckpunkten, insbesondere den beabsichtigten Paragraphen 24c zuzustimmen, um die Zuschusswirkung für uns für 2024 rechtzeitig und auch rechtssicher zu ermöglichen. Mit Blick auf die Folgejahre gehen wir weiterhin von steigenden Netzkosten aus und damit auch steigende Netzentgelten. Hauptkostentreiber ist hier nicht etwa der Netzausbau, wie schon skizziert. Trotz eines sehr ambitionierten Investitionsplans mit den beschleunigten Planungs- und Genehmigungsverfahren wird der Netzausbau zwar schneller, die Belastung des Netzes und damit die notwendigen Engpassmanagementmaßnahmen verschärfen sich allerdings auch. Dies liegt im Wesentlichen an den ambitionierten Ausbauzielen der erneuerbaren Energien. Die Kosten des Engpassmanagements sind eng gekoppelt an die Entwicklung der Strompreise und machen bei uns circa 40 Prozent der Netzkosten aus. Die Engpassmanagementkosten sind dabei im besonderen Maße von der Situation an den Brennstoffmärkten abhängig. Weisen die Netzbetreiber Kraftwerke an, die Leistung zu erhöhen, entstehen den Kraftwerken zusätzliche Kosten durch die eingesetzten Brennstoffe. Diese richten sich derzeit massiv an den gestiegenen Brennstoffkosten an den Märkten.

Engpassmanagementkosten sind aus unserer Sicht keine originären Netzkosten. Sie sind vielmehr notwendige Transformationskosten auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem. Wegen dieser Kosten werden in der Transformationsphase des Energiesystems für einige Jahre die Netzentgelte hoch bleiben bzw. sie werden möglicherweise auch weiter steigen. Damit ist bereits jetzt absehbar, dass der Prozess, den wir in den Jahren 2022 und 2023 gestartet haben, inklusive Mittelbeschaffung, Schaffung einer rechtlichen Grundlage etc., dass dieser Prozess auch für die Folgejahre notwendig ist. Deshalb möchten wir aus unserer Sicht eine nachhaltige und längerfristige gesetzliche Lösung für die Problematik der weiterhin steigenden Kosten schaffen. Unsere Sicht darauf wäre das Herauslösen der



Engpassmanagementkosten aus den Netzentgelten und Finanzierung dieser Kosten durch einen Zuschuss.

Der **Vorsitzende**: Recht herzlichen Dank. Herr Dr. Zuber, bitte.

**Dr. Andreas Zuber** (VKU): Sehr geehrter Herr Vorsitzender! Sehr geehrte Damen und Herren Abgeordnete! Vielen Dank für die Einladung zu dieser Anhörung und ich kann mich den Vorrednern anschließen. Wir begrüßen auch die Stabilisierung der Übertragungsnetzentgelte durch den Zuschuss aus dem Wirtschaftsstabilisierungsfonds.

Man kann hier sehen, es gibt hier 5,5 Milliarden Euro, die tatsächlich als Entlastung bei den Verbrauchern ankommen im nächsten Jahr. Und wie wir gehört haben von den Betroffenen mit relativ wenig administrativem Aufwand. Das ist etwas, was man sich auch bei anderen Regelungen wünschen würde. Es ist höchstwahrscheinlich ein bisschen gesetzgeberischer Zufall, aber ganz passend, dass wir über diese Frage jetzt im Rahmen des EnWG-Änderungsgesetzes reden, in dem eigentlich der parlamentarische Einfluss auf die BNetzA weitgehend beseitigt wird und eigentlich eine politische Steuerung oder ein politischer Einfluss auf die Netzentgelte weitgehend ausgeschlossen wird, zumindest im Rahmen der Netzentgeltsystematik. Die Fragen, die vorher angesprochen wurden mit Netzentgeltsystematik, Netzentgeltbefreiung usw. werden keine Fragen mehr sein, die man hier besprechen kann, sondern welche, die bei der BNetzA sind.

Wir haben aber in diesem Gesetz tatsächlich etwas, dass die Politik hier zielgerichtet in die Netzentgelte eingreift, indem sie unterstützt und hier auch eine Unterstützung vornimmt, um bestimmte politische Ziele zu erreichen. Das ist auch noch nach dem EuGH-Urteil möglich. Das ist insoweit aus unserer Sicht auch der richtige Weg, dass man in Zukunft sieht, dass es nicht mehr der Weg ist, in das EnWG die Dinge zu schreiben, die dann die BNetzA machen soll, sondern dass man bei einzelnen Punkten dann tatsächlich auch überlegt, ob es die Möglichkeit gibt, die Gelder, die Unterstützung,

die notwendig ist für bestimmte Probleme, dann auch unmittelbar zu machen.

Jetzt ist es nicht sonderlich überraschend, dass natürlich für uns als Verband der kommunalen Unternehmen wichtig ist, darauf hinzuweisen, dass der Bedarf an Finanzierung in den nächsten Jahren, vor allem auch in den Verteilnetzen groß ist, nicht nur in den Übertragungsnetzen. Und dabei ist zum einen die Frage: Werden diese Kosten übernommen oder kommen die dann in die Netzentgelte? Die andere Frage ist aber auch: Haben wir eigentlich schon in den Verteilnetzen die Sicherheit, dass wir mit den Investitionen, die notwendig sind, um auch vor allem die Wärmewende voranzubringen, überhaupt zu beginnen? Also wir würden uns, das ist vorher auch angesprochen worden, hier auch einen Prozess wünschen zur Diskussion, wie man praktisch neben der Netzentgeltsystematik, neben den Netzentgelten auch noch die Möglichkeit schafft, bestimmte politische Prioritäten durch finanzielle Unterstützung für die Netzbetreiber anzuschieben. Vielen Dank!

Der **Vorsitzende**: Auch von mir recht herzlichen Dank! Das waren die Eingangsstatements. Wir kommen jetzt zur Diskussionsrunde, jeweils vier Minuten für Frage und Antwort. Die erste Frage stellt für die SPD Herr Hümpfer bitte.

Abg. **Markus Hümpfer** (SPD): Vielen Dank. Meine Frage geht an den BDEW, Herrn Gentsch. Zur Projektion über 2023 und 2024 hinaus, erläutern Sie uns bitte noch einmal die Faktoren, die die Übertragungsnetzentgelte langfristig beeinflussen werden. Ist hier mit einem Anstieg auf dem Niveau des vergangenen Jahres zu rechnen?

Der **Vorsitzende**: Danke, Herr Gentsch bitte.

**Andreas Gentsch** (BDEW): Ja, sehr gerne, die Kolleginnen und Kollegen haben es ja zum Teil auch schon gesagt. In der Tat sind die Systemdienstleistungskosten ein ganz relevanter Faktor, die steigen werden. Das Thema Redispatch, das Thema Verlustenergie, natürlich auch Investitionskosten und Netzbetriebskosten. Alles wird teurer, Beschaffung wird teurer, Personal wird teurer. Das darf



man nicht einfach erwarten, dass wir da so glatt durchfahren und die Netzentgelte bleiben, wie sie sind. Die werden steigen und das wird auch zukünftig so sein. Es gibt sicherlich diesen Effekt, je schneller wir oder je besser wir den Netzausbau voranbringen, dass wir dann Systemdienstleistungskosten, wie Redispatch senken können. Das wird aber am Ende nicht aufgehen, das ist meine Prognose. Sondern am Ende wird es natürlich teurer werden. Und das ist ein Fakt, mit dem man tatsächlich auch umgehen muss. Die Frage, wie das dann verteilt wird, wer welche Kosten trägt? Am Ende muss ja jemand das bezahlen. Entweder der Kunde, der Verbraucher, der, der es auch nutzt, der auch – ehrlich gesagt – davon profitiert. Das ist ja nicht so, dass es einfach nur eine Übung ist, die wir jetzt hier machen und keiner profitiert davon. Sondern wir kriegen ja dafür moderne, zukunftsfähige Netze, die Flexibilitäten schaffen, die Erneuerbare aufnehmen können, die dem Kunden jederzeit die Sicherheit geben, dass er seinen Strom bekommt, so wie er es gewohnt ist. Das ist ja schon eine deutliche Verbesserung. Aber wie das dann bezahlt wird, – und im Moment liegen ja die Netzentgelte etwa bei 20, 21, 22 Prozent des Strompreises – das ist am Ende eine politische Entscheidung. Im Moment, und so ist der Regelwert, wird es zu steigenden Netzentgelten kommen.

Der **Vorsitzende**: Danke. Wollen Sie noch Fragen, Herr Hümpfer?

Abg. **Markus Hümpfer** (SPD): Dann richte ich noch eine Frage vielleicht an Herrn Professor Hirth. Was für Möglichkeiten gibt es, im Rahmen von vielleicht auch in einem neuen Strommarktdesign Stellschrauben zu drehen, die so einen Bundeszuschuss in Zukunft vielleicht obsolet machen?

Der **Vorsitzende**: Ja, Herr Professor Hirth, bitte.

**Prof. Dr. Lion Hirth** (Hertie School gGmbH): Die Uhr gilt auch für mich, ja. Also ich glaube, sich jetzt, so wie das letztes Jahr in der europäischen Diskussion zum Teil passiert ist, sich sozusagen vom Reißbrett irgendeinen Fantasie-Strommarkt auszudenken, haben wir alle gelernt, das funktio-

niert nicht. Aber natürlich kann man am Strommarkt was machen, um die Netzentgelte zu senken und damit einen Zuschuss in dieser Form in Zukunft unnötig zu machen. Und das bezieht sich insbesondere auf alle Elemente, die dafür sorgen, dass sich Verbraucherinnen, Erzeuger, Speicher netzdienlicher verhalten.

Wenn also weniger Strom in Norddeutschland eingespeist wird oder, wenn wenigstens im Falle eines Sturms über der Nordsee nicht gleichzeitig noch die Batterien in Norddeutschland Strom ausspeichern, sondern einspeichern, dann entlastet das natürlich die Kosten für Redispatch und damit den größten, vermutlich langfristig größten Einzelblock der Kosten der Übertragungsnetzbetreiber.

Und, um es noch zu wiederholen, der einzige sinnvolle, ökonomisch nachhaltige, durchsetzbare und praktikable Weg dafür ist aus meiner Sicht eine Teilung der deutschen Gebotszone. Dass das ein dickes Brett ist, ist mir klar, aber dem sich deswegen zu verschließen, auch langfristig, wird uns alle viel Geld kosten.

Der **Vorsitzende**: Danke schön. Die nächste Frage geht an die CDU/CSU Fraktion. Herr Heilmann, bitte. Dann Herr Dr. Lenz.

Abg. **Dr. Andreas Lenz** (CDU/CSU): Danke, Herr Vorsitzender. Ja, wir tauschen intern. Ich übernehme gerne. Meine Frage richtet sich an Herrn Kapferer. Sie haben sich sehr klug vorhin bei Ihrem Eingangsstatement bezüglich der Frage der Stromgebotszonen aus meiner Sicht eingelassen. Bezüglich auch des zeitlichen Vollzugs und auch der Tatsache, dass ja mit Hochdruck die Netze ausgebaut werden, dass am Ende der Standort insgesamt verlieren würde. Das ist auch eine politische Einschätzung darüber hinaus. Sie haben außerdem gesagt, dass es Kosteneinsparmöglichkeiten jetzt schon gäbe beim Ausbau, aber auch beim Betrieb. Könnten Sie darauf noch gezielter entsprechend eingehen, bitte? Und die zweite Frage ist die der Zielgenauigkeit der jetzigen Maßnahme. Sehen Sie die gegeben im Großen und Ganzen oder hätten Sie da noch weitere Vorschläge?

Der **Vorsitzende**: Herr Kapferer, bitte



**Stefan Kapferer** (50Hertz Transmission GmbH): Ja, vielen Dank, Herr Vorsitzender. Vielen Dank, Herr Lenz, für die Frage. Ich schicke vorweg, dass Herr Hirth natürlich absolut Recht hat. Die Nutzung von Flexibilitäten im System ist von elementarer Bedeutung. Nur die Nutzung von Flexibilitäten im System kann ich natürlich auch anders anreizen. Das müssen wir tun. Wir brauchen die Batterien, wir brauchen industrielle Lasten als Flexibilität. Wir brauchen da verschiedene Möglichkeiten, auch Elektrolyseure, Power to Heat Anlagen, all das ist ja zum Teil – wie auch angesprochen worden, ist von Hanns Koenig – im Gesetz auch noch mal deutlich angelegt.

Zur Frage der Kostensenkung. Ich glaube, dass die erste interessante Erkenntnis des letzten Winters auch ist, dass die Menschen und auch natürlich die Unternehmen sehr klar Strom eingespart haben. Wir haben alle, glaube ich, mit Überraschung erlebt, dass es nicht nur zu einer deutlichen Reduktion der Gasnachfrage kam. Das war ja politisch auch sehr stark immer thematisiert worden, sondern dass auch 7 bis 8 Prozent weniger Strom verbraucht worden ist. Ich glaube, dass es aber Sinn macht sich nochmal anzuschauen, was würde es bedeuten im Jahr 2037, im Jahr 2045, wenn wir das klimaneutrale Deutschland mit einem, ich sage jetzt mal 10 Prozent niedrigeren Stromverbrauch managen können. Das bedeutet sofort niedriger Ausbaunotwendigkeiten auf der erneuerbaren Seite. Das bedeutet natürlich auch einen niedrigeren Ausbau auf der Stromnetzseite. Ich glaube, dass die Erfahrung des letzten Jahres auch hier noch mal einlädt, sich dieses genauer anzuschauen.

Zweitens: Wir brauchen den Wettbewerb in der Lieferkette. Was wir heute alle gemeinsam sehen, egal ob Verteilnetzbetreiber oder Übertragungsnetzbetreiber, ist, dass vom Tiefbau über die Trafos bis hin zu den Konvertern für die großen Gleichstromtrassen die Kosten wahnsinnig nach oben gehen. Und das ist nicht alleine inflationsgetrieben, das ist auch von der engen Lieferkette getrieben.

Dritte Bemerkung: Wir verknüpfen sehr gerne sehr viele Zusatzthemen mit dem Netzausbau. Archäologische Untersuchungen, zum Beispiel. Die Ersatz-

baustoffverordnung, die die Europäische Kommission erlassen hat, die dazu führt, dass wir jetzt die Erde, die wir bei Tunnelprojekten oder bei Erdkabelprojekten ausheben, untersucht werden muss, was sehr viel Geld kostet. Das sind immer schnell zweistellige Millionenbeträge. Klar, bezogen auf die 154 Milliarden Euro, die die Kollegin Chuvilina genannt hat, ist das ein Betrag, der klingt jetzt nicht dramatisch, aber es summiert sich eben auf.

Und dazu gehört auch eine Frage, wie führen wir Projekte in der Zukunft aus? In welcher technologischen Ausgestaltung führen wir Projekte aus? Ich glaube, auch darüber muss gesprochen werden, wenn es um eine Kostensenkung im System geht.

Zur letzten Frage: War der Zuschuss zielgenau? Herr Abgeordneter Lenz. Ich glaube ja. Und zwar aus den Gründen, die ich vorhin genannt habe. Es ist ein auf ein Jahr bezogener Zuschuss, der damit schon mal deutlich macht: Wir reden über Ausnahmesituationen, die sehr stark getrieben sind durch Verwerfungen auf der Preisseite, durch internationale Situationen. Und es ist ein Zuschuss, der natürlich auch nicht in irgendeinem schwarzen Loch verschwindet und dann nicht mehr nachvollziehbar ist. Sie wissen, dass wir von dem Betrag, den Sie uns freundlicherweise im vergangenen Jahr als Gesetzgeber zur Verfügung gestellt haben, weniger als die Hälfte nach jetziger Lage abrufen werden. Das heißt, von den etwas über 12 Milliarden Euro, die im vergangenen Jahr vorgesehen waren, werden wahrscheinlich mindestens 7 Milliarden Euro übrig bleiben. Das heißt, der Betrag, der jetzt hier diskutiert wird, ist eigentlich ein Betrag, der im vergangenen Jahr nicht ausgeschöpft worden ist. Deswegen, glaube ich, ist es eine zielgenaue Maßnahme.

Der **Vorsitzende**: Danke, Herr Kapferer. Die nächste Frage geht an Frau Nestle, Frau Dr. Nestle von den Grünen.

Abg. **Dr. Ingrid Nestle** (BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN): Herzlichen Dank, Herr Vorsitzender. Zunächst freue ich mich sehr, dass wir hier so durch die Bank weg den Handlungsbedarf anerkannt haben und eine so breite Zustimmung haben zu dem Anhörungsgegenstand heute. Ich kann mich nicht erinnern, dass ich das schon mal erlebt



habe in diesem Ausschuss, dass bei einer Anhörung eigentlich alle Experten sagen so: Jo, das ist gut und ja auch viel Unterstützung zur konkreten Umsetzung, wie wir es gemacht haben, dass wir dieses Instrument gewählt haben. Das freut mich wirklich sehr.

Ich glaube auch fast man weiß ja gar nicht so richtig, wo man jetzt konkret da nachfragen soll, weil es eigentlich im Wesentlichen alles Unterstützung war. Deswegen nutzen wir jetzt ja vielleicht den Raum auch so ein bisschen, um auch ein bisschen weiterzudenken über den konkreten Zuschuss fürs nächste Jahr hinaus. Und das haben wir auch den Eingangsstatement schon ein bisschen erlebt. Und Frau Chuvilina, da würde ich gerne bei Ihnen einmal nachfragen. Sie meinten ja, also dieser plötzliche Anstieg, der in den Übertragungsnetze Entgelten gekommen wäre ohne den Zuschuss, den es ja dieses Jahr auch schon gibt, der kommt schon im Wesentlichen aus den Systemdienstleistungskosten, also damit auch aus den hohen Energiekosten. Und das könnte man vielleicht auch wieder ein Stück weit reduzieren, das vielleicht noch ein bisschen genauer für mich noch mal, damit ich ein Gefühl für die Größenordnungen bekomme, wo wir da mit den Kosten sind, wo da Kostensenkungspotenziale sind. Was wir vielleicht auch machen müssen, um Kostensenkungen zu stützen, und vielleicht auch, welchen Einfluss ... oder ich mache erst mal so, und ich frage danach, damit es ja auch genug Zeit gibt, um zu antworten.

Der **Vorsitzende**: Frau Chuvilina bitte.

**Tetiana Chuvilina** (TenneT TSO GmbH): Ja vielen Dank. Tatsächlich, der Zuschuss ist notwendig geworden, weil die Redispatch-Mengen natürlich mit dem verzögerten Netzausbau zunehmen und wir diese Energiepreiskrise hatten und auch weiterhin haben und das entsprechend die Dienstleistungen, die wir auf dem Markt einkaufen, wesentlich höherpreisiger sind, als sie das in der Vergangenheit waren. In den kommenden Jahren wird es auch so bleiben. Also wir sehen nicht, dass sich die Energiepreise nach unten bewegen. Und wir sehen jetzt auch nicht einen massiven Durchbruch beim Senken der Redispatchzahlen. Ich kann aber sagen,

dass mit jeder Inbetriebnahme, die wir haben, wir haben ja zum Beispiel die Ganderkesee-St. Hülfeleitung fertiggestellt und in Betrieb genommen in Niedersachsen, das hat sofort Millionen, 30 Millionen Euro als Redispatchkosten in diesem Jahr eingespart. Also mit jedem Stück Netzausbau, was wir in Betrieb nehmen, senken wir diese Kosten.

Und dadurch, dass wir jetzt wahnsinnig viele, und es ist auch in diesem Gesetz angelegt, weitere Beschleunigungspotenziale gehoben – oder werden heben können bei der Beschleunigung des Netzausbaus, gehen wir auch davon aus, dass diese Kosten sich perspektivisch in 5 bis 8 Jahren nach unten bewegen werden. Das zeigen alle unsere Analysen. Und die Höhe kann ich dabei allerdings nicht prognostizieren. Die Mengen werden zurückgehen, die Höhe, also der Preis, wird sich an den Energiemärkten orientieren.

Nichtsdestotrotz ist es so: Wir investieren Netzausbau und wir werden diese Kosten in unserer Erlösobergrenze mit einnehmen. Das sind natürlich keine Kosten, die wir wegschmeißen. Es sind Kosten in einer sehr hochwertigen Energieinfrastruktur. Das heißt, es sind sehr gut angelegte Investitionen, aber die werden sich Pi mal Daumen die Waage halten. Ich kann Ihnen heute mit ziemlich großer Wahrscheinlichkeit sagen, dass die Netzentgelte nicht noch einmal auf dem Niveau von dem Jahr 2022 oder 2021 sein werden. Die werden sich natürlich in eine höhere Richtung entwickeln. Allerdings für eine gute Sache, für den Netzausbau, und nicht mehr für den sogenannten "Wegwerfstrom". Auch wenn Sie jetzt das Wort, ich weiß, nicht mögen, aber es ist ja einfach Fakt beim Redispatch und beim Einspeisemanagement, dass wir diese Kosten sinnlos produzieren, weil der Netzausbau verzögert ist.

Der **Vorsitzende**: Herzlichen Dank. Halbe Minute macht keinen Sinn mehr für Frage und Antwort. Dann Herr Hilse, bitte.

Abg. **Karsten Hilse** (AfD): Vielen Dank, Herr Vorsitzender. Meine Frage geht an Herrn Koenig. Sie sprachen davon, dass natürlich die Kosten für diese Redispatchmaßnahmen nicht nur deswegen gestiegen sind aufgrund der Volumina an sich, sondern



auch die Anzahl. Wir sehen also jetzt im Moment haben wir, wenn ich richtig informiert bin, circa 13.000 Eingriffe in diesem Jahr bereits gehabt, und werden ... ja wo werden wir rauskommen, 14.500 oder so etwas. Im Gegensatz dazu hatten wir 2005 hatten wir sechs Eingriffe pro Jahr. Stimmen Sie mir zu, dass die Anzahl, diese rapide gestiegene Anzahl von Redispatchmaßnahmen, die notwendig sind, natürlich auch etwas damit zu tun hat, dass wir unseren Grundlast-Kraftwerkspark von 90 Gigawatt abgeschaltet haben auf 35 Gigawatt Leistung. Dann dazu noch so, wie man es früher gemacht hat, also vorher, vor der Energiewende, dass man dort quasi die Erzeuger hingestellt hat, wo letztendlich auch der höchste Bedarf war, also in Süddeutschland zum Beispiel. Und jetzt wird eben durch den Wind, wenn er denn weht, Strom erzeugt im Norden und der muss dann teuer in den Süden verbracht werden. Stimmen Sie mir zu, dass die exorbitante Steigerung der Redispatchmaßnahmen und natürlich dementsprechend auch der Kosten etwas damit zu tun hat?

Der **Vorsitzende**: Danke, Herr Koenig, bitte.

**Hanns Koenig** (Aurora Energy Research): Also grundsätzlich ist der Umbau des Stromsystems, den wir in den letzten 10, 15 Jahren angefangen haben, den wir in den nächsten 20 Jahren weitermachen wollen, ja schon einer von lastennaher Erzeugung im thermischen Bereich, also das sind Atomkraftwerke, Kohlekraftwerke usw., hin zu intermittierende Erzeugung, die eben schwerpunktmäßig dort stattfinden wird, wo die Flächen verfügbar sind, aber wo auch die erneuerbaren Potenziale gut sind. Und das ist gerade beim Wind, und das ist ja die Ursache für einen Großteil der Eingriffe, um die Netzstabilität zu erhalten, der weht eben stärker in Norddeutschland als in Süddeutschland. Also in dem Sinne hat das natürlich was damit zu tun.

Man muss aber eben auch sehen, dass die Netze, die wir hatten, für das thermische System gebaut und optimiert wurden. Und jetzt steigen wir auf das erneuerbare System um, und das hat eben andere Anforderungen, was die Transportaufgabe, aber auch was Maßnahmen zur Erhaltung der Systemstabilität wie Blindleistung angeht. Und in dem

Sinne ist es, glaube ich, ein bisschen zu kurz gesprungen zu sagen, wir haben den grundlastfähigen Strom in Süddeutschland abgeschaltet und deswegen haben wir jetzt diese Engpässe. Ich glaube es eher, dass wir über mehrere Jahrzehnte hinweg eine Transformation des Stromsystems und des allgemeinen Energiesystems durchführen, und beim Netzausbau bisher nicht so hinterhergekommen sind, wie es dafür nötig wäre, und dadurch entstehen diese Kosten für die Eingriffe zur Erhaltung der Netzstabilität.

Der **Vorsitzende**: Danke. Die nächste Frage geht an Herrn Stockmeier für die FDP.

Abg. **Konrad Stockmeier** (FDP): Danke, Herr Vorsitzender. Wir hatten doch beim letzten Mal dieses Wort ... nicht die nächste Frage, sondern die nächste Fragemöglichkeit. Und ich ergreife die Gelegenheit, meine Frage an Herrn Kapferer zu richten. So, und um das noch mal festzuhalten, ja, also die Netzkosten sind im Wesentlichen auch durch Netzausbau und durchaus auch durch höhere Eigenkapitalverzinsung getrieben. Sie haben eben noch ein paar andere Faktoren ausgeführt. Kann man so eine Daumenpeilung abgeben, wie sich das ungefähr prozentual verteilt? Also in dem Wissen, dass es natürlich auch, sozusagen nur eine dynamische Entwicklung ist, was ist originär durch Netzausbau und Eigenkapitalverzinsung getrieben und durch die anderen Faktoren? Und daran anschließend noch mal eine Frage: Sie hatten erwähnt, dass man aber auch in der Lieferkette, wie soll ich sagen, teilweise noch für mehr Wettbewerb sorgen könnte, um da auch noch mal Netzausbaukosten zu senken. Wenn Sie das ausführen könnten. Vielen Dank.

Der **Vorsitzende**: Herr Kapferer, bitte.

**Stefan Kapferer** (50Hertz Transmission GmbH): Vielen Dank, Herr Vorsitzender. Herr Stockmeier. Ganz wichtig, glaube ich noch mal aufzuschlüsseln, wie ist die Erlösbergrenze? Die Erlösbergrenze, Sie wissen, das ist die Basis, die dann nachher dazu dient, umzurechnen auf die sogenannten Netznutzungsentgelte. Wie verteilt sich das? Da gibt es ja drei große Blöcke. Ich kann das jetzt für





50Hertz beantworten. Bei den Kollegen wird es ähnlich aussehen, aber ich kann jetzt nicht jede einzelne Prozentzahl auf die Kollegen umrechnen. Die Kapitalkosten, also die Frage: Was müssen wir an Geld beim Netzkunden einfordern, um das Netz auszubauen, um die Investitionen zu bezahlen, machen 25 Prozent des Netznutzungsentgelts aus. Die sehr häufig und sehr intensiv diskutierte Frage: Wie hoch ist eigentlich die Eigenkapitalverzinsung, macht davon sieben Prozentpunkte aus, also sieben Prozentpunkte von den 25 Prozentpunkten. Das mal in einen Cent-Betrag umgerechnet. Nur mal zur Vorstellung. Wir reden da über 0,2 Cent. Also wir haben sehr viele Jahre jetzt darüber diskutiert und wir reden da eigentlich über einen sehr kleinen Block, nämlich 0,2 Cent der Preise pro Kilowattstunde.

Die Betriebskosten, also Maintenance und andere Dinge, um das Netz zu betreiben, machen 18 Prozent aus und die Systemdienstleistungen machen im nächsten Jahr nach unseren Schätzungen bei 50Hertz 58 Prozent des Netznutzungsentgelts aus. Und wenn man die 58 Prozent dann noch mal aufgliedert in die drei großen Blöcke Netzverluste, Engpassmanagement und Regelenergie, ist Netzverluste der größte Block, 27 Prozent. Das ist klar, immer größeres Netz steigt natürlich der Kostenfaktor der Netzverluste. Und das Engpassmanagement macht 21 Prozent aus, die Regelenergie mit 9 Prozent ein vergleichsweise kleiner Block.

Das macht noch mal deutlich, was ja auch wiederholt schon heute gesagt worden ist, ein erfolgreicher Netzausbau und auch Regelungen, die die Flexibilität nutzen, also die gesamten „Nutzen statt Abregeln“-Regelungen werden uns helfen. 50Hertz betreibt oder hat finanziert, betreiben tun es ja die Stadtwerke im Normalfall, elf Power to Heat-Anlagen errichtet in seinem Netzgebiet in den letzten Jahren über die Regelung in Paragraph 13 EnWG. Und das ist, glaube ich, ein ganz klares Beispiel dafür. Das wird uns jetzt helfen, über die nächsten Jahre insgesamt fünf Terawattstunden Erneuerbare zusätzlich im System zu nutzen. Und dafür gibt es jetzt weitere Möglichkeiten, weitere Maßnahmen. Und das ist, glaube ich, der Weg, den man gemeinsam beschreiten muss, um die Kosten in den Griff zu bekommen.

Was die Frage der Kosten auf der Zuliefererseite angeht, ist es, glaube ich, ganz offensichtlich so, dass wir aufgrund des hohen Zeitdrucks auf der einen Seite, den wir haben, um die Projekte zu realisieren, da möchten wir als Übertragungsnetzbetreiber keine Abstriche machen. Wir wollen die Klimaneutralität 2045. Deswegen müssen wir die Projekte jetzt so schnell vorantreiben. Und zum anderen natürlich aufgrund der hohen Nachfrage nicht nur aus Europa, aber doch sehr stark auch aus Europa, gerade in den Märkten jetzt sehen, dass es schwierig wird, wo es nur wenige Lieferanten gibt. Für die Konverter, um das klar zu sagen, gibt es im Grunde auf der Welt drei Lieferanten, die infrage kommen, GE, Hitachi und Siemens Energy ...

Der **Vorsitzende**: Okay, Herr Kapferer.

**Stefan Kapferer (50Hertz Transmission GmbH)**: ... und damit wird deutlich, dass das die Preise nach oben treibt und warum es so wichtig ist, ...

Der **Vorsitzende**: Sie haben sicher noch die Möglichkeit, eine Frage zu beantworten, wie ich das einschätze. So, die nächste Frage geht an Herrn Lenkert.

Abg. **Ralph Lenkert (DIE LINKE.)**: Ja, vielen Dank. Ein kurzer Kommentar im Vorfeld: Die Stromgebotssonentrennung Deutschland-Österreich dauerte circa zwei Jahre. Wenn es in Deutschland vier Jahre dauert, ist das sicherlich okay, aber der Netzausbau dauert bedeutend länger. Also insofern die Zeitfrage soll das nicht sein. Meine Frage geht an Herrn Koenig: Wie bewerten Sie den neuen Paragraphen 13k „Nutzen statt Abregeln“? Welche Schwierigkeiten können sich in der Praxis ergeben und was spricht für oder gegen das Kriterium der Zusatzlichkeit?

Der **Vorsitzende**: Herr Koenig, bitte.

**Hanns Koenig (Aurora Energy Research)**: Ja, herzlichen Dank für die Frage. Ich glaube, dass es stärkere lokale Signale im Strommarkt braucht, ergibt sich allein aus dem geplanten Ausbau der Windenergie. Wir wollen gemäß den Zielen der Bundesregierung Offshore-Wind bis 2045 auf 70 Gigawatt



ausbauen. Davon natürlich alles in Norddeutschland und Onshore bis 2040 auf 160 Gigawatt, davon ein Großteil in Norddeutschland. Um das in Relation zu setzen. SuedLink, also die geplante Trasse von der Nordsee nach Baden-Württemberg, hat eine Leistung von vier Gigawatt. Es bräuchte also, wenn es windig ist und man einen Großteil der Windenergie von Norden nach Süden bringen will, 30 bis 40 SuedLinks, um diese Aufgabe zu bewerkstelligen. Das ist in meinen Augen kaum denkbar.

Also von daher sind mehr lokale Anreize grundsätzlich sinnvoll. Das konkrete Instrument bringt jedoch einige Komplexitäten und Herausforderungen mit sich, die die Wirksamkeit in der Praxis deutlich begrenzen dürften. Auf der Angebotsseite steht es nur einem relativ geringen Teilnehmerkreis offen, nämlich neu anzusiedelnden Lasten, was aus Gründen der Anreizkompatibilität sinnvoll ist. Man will Mitnahmeeffekte vermeiden und sicherstellen, dass durch das Instrument, die Netze tatsächlich entlastet werden. Grundsätzlich könnte auch Lastverschiebung von existierenden, also nicht neu anzusiedelnden Lasten netzentlastend wirken. Aber hier dürfte die Abgrenzung, dass tatsächlich Stromverbrauch verschoben wird, in der Praxis kaum durchführbar sein.

Auf der Nachfrageseite, vielleicht gibt es da auch noch Meinungen von den anwesenden Übertragungsnetzbetreibern, ergeben sich in der Umsetzung zahlreiche Komplexitäten, denn die müssen ja die abzuregelnden Strommengen zwei Stunden, wenn nicht sogar zwei Tage vor der Lieferung abschätzen, was fehlerbehaftet sein wird. Also Wettermodellierer sagen mir, dass selbst am Vormittag des Vortages, also im besten Fall unter der Maßgabe die besten Wettermodelle Fehler davon von ungefähr 15 Prozent haben, die tendenziell größer werden, je windiger es wird. Was ja genau die Fälle sind, wenn dann abgeregelt wird. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen das Risiko für etwaige Fehler ein und haben damit einen Anreiz, die zu versteigernden Mengen sehr konservativ einzuschätzen, was die Effektivität noch weiter reduziert.

Eine weitere Herausforderung ergibt sich in meinen Augen aus den Interaktionen des Instruments mit der Direktvermarktung erneuerbaren Stroms. Denn es sind ja die sehr windigen Stunden, in denen die Netzengpässe anfallen. Und das sind auch Stunden, in denen die Strompreise oft negativ werden, wodurch dann die sechs Stunden oder vier Stunden Regel unter dem EEG greift und die Direktvermarkter, die die Anlage ohnehin dann abregeln würden, aber aus Marktgründen. Was passiert dann also, wenn die Übertragungsnetzbetreiber eine Netzabregelung prognostizieren, den Strom versteigern, dann aber der Direktvermarkter die Anlage im Markt abregelt, dann fehlt plötzlich der versteigerte Strom. Das kann man sicher auch irgendwie mit Modellen prognostizieren, aber das erhöht die Unsicherheit für die Übertragungsnetzbetreiber noch weiter.

Also zusammengefasst: Die Intention finde ich eine gute. Die konkrete Umsetzung finde ich sehr komplex, was die Effektivität deutlich reduzieren dürfte.

Der **Vorsitzende**: Recht herzlichen Dank. Damit sind wir mit der ersten Runde zu Ende, kommen in die zweite Runde mit drei Minuten für Frage und Antwort. Die erste Frage stellt bitte Herr Markus Hümpfer.

Abg. **Markus Hümpfer** (SPD): Herr Vorsitzender, vielen Dank! Meine Frage geht an den BDEW. Herr Gentzsch. Aus der Branche haben wir vermehrt gehört, dass die im Entwurf vorgesehene Änderung des Messstellenbetriebgesetzes ihr Ziel verfehlt. Das betrifft vor allem Paragraph 35 Absatz 1c Nummer 6 Messstellenbetriebgesetz. Halten Sie eine Herausnahme von diesem Teil aus dem aktuellen Entwurf und eine Überarbeitung in einem späteren Verfahren für die Branche als zeitlich tragbar? Vielen Dank.

Der **Vorsitzende**: Danke, Herr Gentzsch, bitte.

**Andrees Gentzsch** (BDEW): Ja, sehr gerne. Es ist ja kein Geheimnis, dass wir sehr überrascht waren, dass diese MsbG-Regelungen sich dann in dem Gesetzentwurf wiedergefunden haben. Es ist auch



kein Geheimnis, dass das nicht konsultiert worden ist, diese Regelung mit der Branche. Und wir haben auch Kritik an diesen Regelungen tatsächlich. Die Praktikabilität sehen wir wirklich in Frage gestellt und wir plädieren tatsächlich dafür, – es steht ja jetzt ein Bericht aus nach Paragraf 48 MsbG, der zum 30. Juni 2024 veröffentlicht werden soll, wo es insbesondere um die Preisobergrenzen für die Smart Meter geht – den Bericht abzuwarten und tatsächlich auf die Kosten-Nutzen-Analyse, die damit verbunden ist, das abzuwarten, um dann auf dieser Basis, ein zielgerichtetes Instrumentarium oder eine Regelung auch treffen zu können. Gerade die Themen zu Zusatzleistungen sind aus unserer Sicht sehr unklar formuliert und auch die Höhe der Zusatzleistungen scheint uns nicht angemessen zu sein. Also wenn man dann solche gesetzlichen Vorgaben macht, die dann in der Praxis nicht umsetzbar sind oder wirken können, würden wir eher dazu raten, sich etwas mehr Zeit dafür zu nehmen. Zumal wir die Dringlichkeit dieser Regelung jetzt hier nicht erkennen können.

Der **Vorsitzende**: Eine Nachfrage? Ja, bitte.

Abg. **Markus Hümpfer** (SPD): Vielen Dank. Noch eine Frage an Professor Hirth bezogen auf die Ausführungen von Herrn Koenig. Halten Sie die Ausgestaltung von Paragraf 13k, also „Nutzen statt Abregeln“ für so sicher, dass Inc-Dec-Gaming damit weitestgehend vermieden oder verhindert wird?

Der **Vorsitzende**: Herr Professor Hirth.

**Prof. Dr. Lion Hirth** (Hertie School gGmbH): Weitestgehend ja. Und das ist auch der Grund, warum die Regelung so kompliziert ist und warum sie so wenig genutzt werden wird am Ende. Da beißt sich die Katze in den Schwanz. Also ich sage immer, und das meine ich in vollem Ernst, und ich weiß, dass ich jetzt hier einigen auf die Nerven gehe, das einzige gute „Nutzen statt Abregeln“-Instrument ist eine Gebotszonenteilung und alle anderen Instrumente werden entweder immer Inc-Dec-Gaming verursachen und damit eine ganze Reihe von Problemen und Kosten, auch operative Probleme und Systemsicherheitsrisiken. Oder Sie

vermeiden das. Und dann, glaube ich, ist das sozusagen das beste und einfachste Instrument, – und mir ist die Ironie hier völlig bewusst – das man dann bauen kann, ist das, was wir vor uns haben.

Der **Vorsitzende**: Herzlichen Dank. Die nächste Frage, Herr Gramling für die SPD, bitte, für die CDU/CSU.

Abg. **Fabian Gramling** (CDU/CSU): Ich bin noch bei der CDU. Ist ja nicht bei jedem immer so ganz klar. Herr Vorsitzender, ich habe drei Fragen. Vielen Dank!

Meine Frage geht an den Herrn Stoltefuß. Und zwar erstens: Wie hoch wäre die Kostensteigerung für die Jahre 2023 und 2024 ohne Zuschuss für die Netzkunden der Übertragungsnetzbetreiber? Dann würde mich noch mal interessieren, das Thema, was wir gerade schon angesprochen haben, „Nutzen statt Abregeln“. Welche Anreize hier aus Ihrer Sicht sinnvoll wären? Und die abschließende dritte Frage: Können Sie noch ein bisschen genauer beschreiben, bis wann ein Zuschuss für die Übertragungsnetzbetreiber geboten wäre, um die Netzentgelte zu stabilisieren und ab wann die Zuschüsse abgeschmolzen werden könnten bzw. man dann auch ganz auslaufen lassen könnte? Danke.

Der **Vorsitzende**: Herr Stoltefuß, bitte.

**Marco Stoltefuß** (Amprion GmbH): Zu der ersten Frage hatte Herr Kapferer schon eine Indikation geliefert. Also wir liegen derzeit mit Entgeltzuschuss in den Übertragungsnetzentgelten bei 31 Euro pro Megawattstunde. Wenn es keinen Zuschuss geben würde bzw. gegeben hätte für 2023 liegen wir bei 110 Euro pro Megawattstunde bzw. für 2024 bei circa 67 Euro pro Megawattstunde. Und für die Haushaltskunden und Gewerbekunden käme dann ja noch das Verteilnetzentgelt obendrauf. Zum Vergleich: Der Börsenpreis lag im Oktober bei 96 Euro pro Megawattstunde und es wird ja momentan auch der Industriestrompreis diskutiert mit 60 Euro pro Megawattstunde. Wenn wir also keinen Zuschuss bekämen, lägen die Übertragungsnetzentgelte allein schon über dem Industriestrompreis.



Vielleicht erst zur dritten Frage, weil die ganz gut, glaube ich, dann in den Kontext passt. Ich habe es ja im Eingangsstatement schon skizziert. Wir sehen insbesondere die Engpassmanagementkosten als so eine Art Transformationskosten. Und wenn wir, Frau Chuvilina hat es ja auch schon gesagt, wenn wir dahin kommen und sagen, dass die Projekte realisiert werden, also bei uns beispielsweise A Nord, dann sind wir bei ungefähr 700 Millionen Euro, die wir dann im Jahr 2027/2028 einsparen würden. Also sprich, wenn A Nord kommt, vermeiden wir 700 Millionen Euro Engpassmanagementkosten. Und da sehen wir auch eine Trendumkehr. Das heißt, so ab dem Jahre 2027/2028, natürlich vorausgesetzt, dass wir da pünktlich sind, sehen wir signifikant sinkende Engpassmanagementkosten. Und das wird dann entsprechend auch zur Entlastung führen.

Zur letzten Frage habe ich ehrlicherweise keine ganz klare Meinung, also „Nutzen statt Abregeln“. Ich halte zumindest die Preiszone an der Stelle nicht für den richtigen Weg, denn da auch viele Folgefragen in der Preiszone liegen, beispielsweise wo der Preiszone-Split eigentlich hin muss, und am Ende werden die Engpassmanagementkosten dann eigentlich in den Markt externalisiert. Das hielten wir in der Kurzfristigkeit nicht für sinnvoll.

Der **Vorsitzende**: Recht herzlichen Dank. Nun ist Frau Nestle für die Grünen noch mal dran.

Abg. **Dr. Ingrid Nestle** (BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN): Herzlichen Dank. Dann will ich auch noch mal bei dem Thema „Nutzen statt Abregeln“, weitermachen, das wir jetzt hier gerade in mehreren Statements auch hatten. Wir haben einerseits gehört, dass es unter den bestehenden Strommarktbedingungen das einfachste und beste Modell ist, das man machen kann, dass es trotzdem noch komplex ist. Und das war ja, glaube ich, auf der anderen Stelle so ein bisschen die Kritik, ob es vielleicht zu komplex ist.

Ich habe jetzt zum einen gehört, na ja, die Prognosen sind nicht so genau, deswegen kann es sein, dass nicht die komplette Menge ausgeschrieben wird. Ich meine, da würde ich sagen, bisher wird 0 Prozent genutzt von dem Strom. Ja, 100 Prozent

werden weggeschmissen, wenn wir dann später nur 90 statt 100 Prozent nutzen, muss ich sagen, es ist immer noch ein großer Fortschritt. Und selbst wenn es 85 Prozent sind. Da würde ich sagen, das sind wahrscheinlich so die Entscheidungen, die man im echten Leben treffen muss, dass man, wenn man 100 Prozent nicht kriegt, aber trotzdem was Gutes hinbekommt. Ja, und der andere Punkt war, es ist irgendwie komplex, eventuell Rückwirkungen mit der sechs Stunden-Regel. Frau Chuvilina, ich würde gern mal Sie fragen. Im TenneT-Netz wird ja wahrscheinlich auch eine ganze Menge von diesen „Nutzen statt Abregeln“-Strom liegen. Glauben Sie, dass Sie das hinbekommen in der Komplexität?

Der **Vorsitzende**: Danke, Frau Chuvilina, bitte.

**Tetiana Chuvilina** (TenneT TSO GmbH): Vielen Dank. Ja, tatsächlich glaube ich, wird die Hauptbetroffenheit bei uns im Netz sein und wahrscheinlich auch bei den Kollegen von 50Hertz. Die Regelung ist komplex. Ich stimme dem zu, dass es im aktuellen Strommarktdesign wahrscheinlich die einzige ist, um Inc-Dec-Gaming in großem Umfang zu verhindern. Wir haben aber diese Regelungen ja auch vorher sehr eng mit den Experten abgestimmt und sehen uns durchaus sehr gut gewappnet, diese umzusetzen. Es gibt ja eine Zwei-Jahres-Probefrist sozusagen, in dem wir das Instrument erproben, und wir sind sehr zuversichtlich, dass wir das dann nachher auch gut hinkriegen mit der Ausschreibung. Eigentlich haben wir gar keine andere Möglichkeit, als das hinzukriegen. Denn wir müssen ja noch mal anfangen, Flexibilität sozusagen lokal anzureizen. Und solange wir nicht ein anderes Strommarktdesign haben, müssen wir damit arbeiten, womit wir arbeiten können. Und aus den Erfahrungen, die wir hier sammeln können in den zwei Jahren, werden auch viele andere Flexibilitätspotenziale profitieren. Also insofern bin ich gar nicht so pessimistisch.

Im Übrigen haben wir unsere Prognosen Jahr für Jahr stets verbessert und das werden wir auch weiterhin machen. Und wir als Übertragungsnetzbetreiber haben auch ein intrinsisches Interesse, Re-



dispatch möglichst gering zu halten und Einspeisemanagement auch gering zu halten. Wir haben im Übrigen ja auch dann zukünftig entsprechend Mechanismen mit Bonus Malus Regelungen, die auf unsere Gewinne Ausschlag geben werden. Insofern würde ich sagen haben wir doch ein sehr hohes Interesse daran, diese Kosten zu minimieren und auch entsprechend Anreize zu setzen.

Und Strompreiszone, da würde ich auch gerne was zu sagen. Das ist am Ende eine politische Entscheidung. Ich möchte nur sagen, dass es nicht nur Vorteile gibt, sondern auch Verwerfungskonflikte für zum Beispiel Offshore-Windpark-Anlagen. Die Preise im Norden werden sinken. Und das wird natürlich ein Business Case für Offshore-Windparks, die jetzt ihre Preisgebote abgesetzt haben, ändern. Das kann natürlich auch zu Verwerfungen kommen und die sollten wir nicht unberücksichtigt lassen in dieser gesamten Diskussion, die aber wie gesagt, eine politische ist. Das muss im Bundestag und in der Regierung entschieden werden.

**Der Vorsitzende:** Danke Die nächste Frage stellt Herr Hilse, bitte!

**Abg. Karsten Hilse (AfD):** Ja, Meine Frage geht an Professor Dr. Hirth. Sie sprachen jetzt mehrmals schon von Gebotszonen, Strompreiszonen usw. haben wir jetzt auch wieder gehört. Da geht es ja sicherlich darum. Ich habe mich gerade noch mal mit meinem Kollegen hier besprochen, aber der hat mir das bestätigt. Zumindest teilweise, dass es darum geht, dort, wo also sehr viel Windenergie produziert wird, dass die quasi dann weniger Netzentgelte bzw. niedrigere Preise bezahlen. Wenn ich jetzt diesen Gedanken weiterspinne, ich möchte Sie bloß fragen, wie Sie das sehen, wenn ich den Gedanken weiterspinne, wäre es dann nicht richtig, wenn wir allen – Es gibt ja ein Nord-Süd-Gefälle von den Ländern her, wo viel Windstrom produziert wird und wo wenig produziert werden kann aufgrund der Verhältnisse, der Wetterverhältnisse. Aber wäre es dann nicht richtig folgerichtig, dass man jedem Bundesland selbst überlässt, wie es den Strom produziert? Also diejenigen, wo viel Wind weht, die können mit Windkraftanlagen ihren Strom produzieren. Diejenigen, wo das weniger ist,

die können sich dann andere Optionen aussuchen, Kernkraft, Kohlekraft, Gaskraft usw. und so fort. Das wäre doch, sage ich mal, der folgerichtige, wenn man in diese Richtung weiterdenkt, wäre das der folgerichtige Schritt.

**Der Vorsitzende:** Danke, Herr Professor Hirth, bitte.

**Prof. Dr. Lion Hirth (Hertie School gGmbH):** Also vielleicht noch mal zur Erläuterung. Es geht bei der Gebotszone um den Börsenstrompreis, also in welcher geografischen, regionalen Auflösung der Börsenstrompreis ermittelt wird. Früher war das Deutschland, Österreich, Luxemburg. 2018, glaube ich, hatten wir im Oktober die erste Zuteilung damals in Deutschland, wo wir unsere österreichischen Gebotszonenpartner quasi von Bord geschubst haben und das sind jetzt quasi zwei Gebotszonen. Es geht also um die Strombörse. Das hat erst mal mit den Netzentgelten nichts zu tun. Die würden sich dadurch nicht ändern. Es hat einen indirekten Effekt, einen großen, aber indirekten Effekt auf die Netzentgelte, weil durch eine Gebotszonen-teilung weniger Kosten für den Redispatch anfallen würden. Und es sind diese Redispatch-Kosten, die über die Übertragungsnetzentgelte auf die Stromverbraucher umgelegt werden und über die wir heute hier sprechen, im Wesentlichen.

Sollten Bundesländer selbst entscheiden? Damit kann ich jetzt nicht so richtig viel anfangen, weil es sind ja nicht Bundesländer, die Kraftwerke bauen, es sind ja Unternehmen. Und natürlich können Unternehmen im Rahmen der Gesetze, die wir haben in diesem Land, die zum Teil Landesrecht sind und zum Teil Bundesrecht und zum Teil Europarecht, selber entscheiden, in was sie investieren. Und diese Investitionsentscheidung würde natürlich geprägt werden von der Gebotszonenteilung. Es gäbe also aufgrund der Preisstruktur tendenziell mehr Anreize in süddeutschen Bundesländern, Kraftwerke zu bauen. Vor allem aber würden diese Kraftwerke anders und sinnvoller betrieben. Also Batterien würden dann Strom in Süddeutschland zur Verfügung stellen, wenn er dort gerade knapp ist, und dann Strom einspeichern, wenn er dort gerade zur Verfügung steht und nicht andersrum.



Der **Vorsitzende**: Recht herzlichen Dank. Die nächste Fragemöglichkeit geht an Herrn Stockmeier.

Abg. **Konrad Stockmeier** (FDP): Vielen Dank, Herr Vorsitzender. Kleine Vorabbemerkung. Ich nehme das jetzt mal ein bisschen als Kompliment, dass wir aus beruflichem akademischen Munde hören, dass zum gegenwärtigen Strommarktdesign wir zu „Nutzen statt Abregeln“ noch das Beste konstruiert haben, was überhaupt möglich ist.

Und ich habe eine Frage noch mal an Herrn Kapferer, die jetzt an einen Übertragungsnetzbetreiber vielleicht zugegebenermaßen etwas sportlich ist, aber Sie haben ja schon ausgeführt, wie stark 50 Hertz im Bereich Power to Heat unterwegs ist. Was so ein bisschen aufgreift, dass wir Freie Demokraten ja gewisse Vorbehalte gegenüber einem, wie immer so gelabelt wird, All electric-Ansatz haben, weil wir sagen: ja, die Potenziale der Erneuerbaren schöpfen wir auch dann am besten und am effizientesten an einer anderen Stelle aus, wenn wir auch auf klimaneutrale Gase oder Wasserstoff oder sonst was setzen. Wie schätzen Sie dieses Potenzial auch noch mal vor dem Hintergrund Ihrer Aktivitäten ein? Also wir müssen ja nicht alles verstromen, wir können damit auch was anderes machen. Letzte Bemerkungen, geht es mir da auch immer auf den Keks, wenn immer nur mit physikalischen Effizienzverlusten argumentiert wird, die aber halt mit den Preisen manchmal so herzlich wenig zu tun haben.

Der **Vorsitzende**: Danke, Herr Kapferer bitte.

**Stefan Kapferer** (50 Hertz Transmission GmbH): Vielen Dank, Herr Vorsitzender. Herr Stockmeier, natürlich, und das ist ja in der Regel bei „Nutzen statt Abregeln“ angelegt, gibt es in der Sektorkopplung eine Reihe von Bereichen, wo die Umwandlung von erneuerbarem Strom in eine andere Energieform sinnvoll sein kann. Ich warne nur vor der Annahme, dass das aber heißen würde, dass das dann kostengünstiger wäre. Denn wie ja in der Regelung schon angelegt ist, nutzen wir erneuerbaren Strom, den wir in dem Moment nicht für direkt Elektrifizierung verwenden können, weil wir ihn

nicht transportieren können und sagen dann ja, dann ist es doch besser, bevor wir ihn abregeln, und wirtschaftlicher ihn zu nutzen für eine Power to Heat-Anlage, in Zukunft dann auch für Elektrolyse und andere Sektorkopplungstechnologien. Deswegen klar, wir werden diese Technologien brauchen. Es gibt ja auch Sektoren und Bereiche, in denen wir – berühmter Begriff „Hard to abate“ – gar nicht umhinkommen, andere Energieträger einzusetzen auf der Basis von Erneuerbaren. Aber es ändert nichts daran, dass im Normalfall die direkte Elektrifizierung da, wo sie möglich ist, die kostengünstigste Option darstellt.

Der **Vorsitzende**: Da erübrigt sich eine Nachfrage. Gehe ich von aus bei 25 Sekunden. Der Kollege Lenkert für die Linke bitte.

Abg. **Ralph Lenkert** (DIE LINKE.): Vielen Dank. Also Sie vermarkten die Abregelstrommengen in Viertelstundenkontrakten bzw. an der Strombörse. Das zwei Tage vorher zu wissen, ist recht komplex. Das heißt, Sie werden öfters mal um zwei, drei Stunden verschobene Wetterlagen haben. Das macht es kompliziert. Und deswegen meine Frage an Herrn Koenig: Welche regulatorischen Alternativen zum Paragraphen 13k schlagen Sie vor?

Der **Vorsitzende**: Herr Koenig, bitte.

**Hanns Koenig** (Aurora Energy Research): Danke. Es wurde ja schon angesprochen. Der übliche Weg in Europa, mit strukturellen Netzengpässen umzugehen, ist eine Trennung der Gebotszonen im Stromgroßhandel, wie das Norwegen, Schweden, Dänemark und Italien gemacht haben, und wie das für die Niederlande und Deutschland gerade im sogenannten Bidding Zone Review diskutiert wird.

Ich will das jetzt hier nicht klar fordern, aber es ist zumindest eine Sache, wo das Für und Wider objektiver und ich glaube auch weniger emotional aufgewogen werden sollte, wie das zuweilen in der öffentlichen Debatte passiert. Dafür spricht in meinen Augen, dass wie Herr Hirth schon gesagt hat, dass eben die gesamte Nachfrageseite aktiviert wird zur Vermeidung von Netzengpässen, nicht nur ein



kleiner Teil im Norden, und das ohne komplexe regulatorische Prozesse. Also alternativ muss vermutlich eine digitale Infrastruktur entwickelt werden, mit der die Übertragungsnetzbetreiber dann einzelne Elektroautos und Wärmepumpen ansteuern, um sie redispatchen zu können und dann Netzengpässe zu verhindern. Angesichts der Mengen oder auch der kumulierten Leistung, die dann in 10 bis 20 Jahren redispatcht werden müsste, was ohne Weiteres ein erhebliches Unterfangen wäre. Dagegen werden als Argumente öfter mal genannt negative Effekte auf die Liquidität auf Terminmärkten, negative Effekte auf die Wettbewerbsfähigkeit in Süddeutschland oder aber auch negative Effekte auf den marktgetriebenen Ausbau von Erneuerbaren im Norden, die subventionsfreien Offshore-Windparks. Aber ich glaube, gerade die letzteren beiden Punkte sind eigentlich Themen, die man die man adressieren kann.

Also wir haben das vor kurzem mal gerechnet. Bei einer Zwei-Strompreiszonenkonfiguration würden in den meisten Szenarien Unterschiede zwischen 5 und 15 Euro die Megawattstunde anfallen. Das ist eine Größenordnung, die eigentlich nur für die energieintensive Industrie wirklich relevant ist. Und für die könnte eine Kompensationslösung entwickelt werden, die für 2030 nach unseren Rechnungen 400 Millionen Euro kosten würde, also den Süden mit dem Norden dann gleichzustellen. Und der Norden hat dann ja günstigere Preise als vor einer Trennung. Das heißt, eigentlich stellt man sogar die Industrie im Süden besser im Vergleich zu einer Welt, in der es keine Trennung gibt. Ich glaube, viele von den Punkten, die jetzt als Gegenargumente genutzt werden, sind eigentlich lösbar.

Der **Vorsitzende**: Herzlichen Dank. Wir sind bei der dritten Runde. Die erste Frage geht an Herrn Markus Hümpfer bitte.

Abg. **Markus Hümpfer** (SPD): Vielen Dank, Herr Vorsitzender. Ich bin ja ganz froh, dass die Gebotszonenteilung nicht Teil dieser EnWG-Novelle ist. Insofern finde ich es sehr aufschlussreich, was Sie uns alle mit auf den Weg geben. Will aber den Fokus vielleicht doch wieder zurücklenken auf das, worum es hier heute geht. Und das ist letztendlich

der Netzentgeltzuschuss. Und deshalb würde ich noch mal eine Frage an Professor Hirth stellen, in der Hoffnung, dass nicht gleich wieder über Gebotszonenteilung gesprochen wird. Welche Takeaways aus den letzten zwei Jahren und den beiden notwendig gewordenen Netzentgeltzuschüssen sollte denn die Bundesnetzagentur bzw. auch die Legislative ziehen oder mitnehmen?

Der **Vorsitzende**: Danke für die Frage, Herr Hümpfer. Vielleicht kriegen wir das ja noch hin für die nächsten drei Tage, dass das noch reinkommt. Wir haben ja schon viel hingekriegt. Herr Professor Hirth, bitte.

**Prof. Dr. Lion Hirth** (Hertie School gGmbH): Also das ist natürlich eine Steilvorlage, noch mal auf das Thema zurückzukommen. Aber ich halte mich jetzt dieses Mal zurück. Es ist aber letztlich auch eine große Frage. Es gibt natürlich sehr viele Lehren, die man im Einzelnen ziehen kann. Ich glaube schon, was uns insbesondere die ja wirklich mit einem immensen Aufwand betriebene Abschöpfung der Übergewinne letzten Jahres und die Einsetzung von Strom- und Gaspreisbremse gezeigt haben, ist, wie verdammt schwierig das ist. Also diese Ad hoc-Eingriffe auf dem Markt, wo man alle mit besten Wissen und Gewissen startet und wo wirklich ein ganzer Haufen Praktiker und akademische Experten und Regierungs-Know how und parlamentarisches Know how einfluss, muss man ja schon sagen, am Ende, also gerade bei der Abschöpfung: Ich bin sehr froh, dass die eigentlich nicht relevant wurde. Das da kaum was abgeschöpft wurde, weil die Preise wieder so schnell gesunken sind. Sonst hätten wir da wahrscheinlich allerhand Ungemütlichkeiten noch gesehen. Und das gleiche gilt für die Bremsen, die ja sozusagen nur hauchdünn und ganz kurz wirklich effektiv wirken mussten. Wir hatten da einfach ganz schön Glück.

Meine große Lehre aus dieser Zeit ist, dieses ad hoc-Entwickeln von rumgefickelten, um es mal so zu sagen, Instrumenten wo man versucht, irgendwie sozusagen gewünschte Ergebnisse herzustellen, ist einfach total gefährlich. Und für mich ein Plädoyer für die Einfachheit, also für sozusagen Märkte,



die abbilden, was die Physik bedingt. Wo Preise reale Kosten widerspiegeln und wo man dann darauf hinaus Kompensationsinstrumente und Zuschüsse und so was gewährt für Gruppen, wo man das politisch für richtig hält, zum Beispiel kleine Einkommen, zum Beispiel energieintensive Industrie im internationalen Wettbewerb, die dann aber eher pauschaler, finanzieller und einfacher Natur sind.

Der **Vorsitzende**: Danke. Die nächste Frage geht an die CDU/CSU, Herr Heilmann.

Abg. **Thomas Heilmann** (CDU/CSU): Ja, vielen Dank, Herr Vorsitzender, vielen Dank an die Sachverständigen, dass Sie da sind. Herr Zuber, ich würde gerne noch mal eher auf eine rechtliche denn auf eine ökonomische Frage zurückkommen. Der Einfluss der Politik soll ja durch dieses Gesetz reduziert werden. Wie sehen Sie denn in Zukunft außer der Möglichkeit, aus dem Bundeshaushalt hohe Zuschüsse an die Netzbetreiber zu überweisen, eine Möglichkeit, wie man rechtlich dazu kommen könnte, dass die Netzentgelte möglichst wenig steigen, aber Investitionen logischerweise nicht gebremst werden?

Der **Vorsitzende**: Herr Dr. Zuber

**Dr. Andreas Zuber** (VKU): Vielen herzlichen Dank! Es ist in der Tat so, dass wir hier ein Instrument haben, eins, das dann relativ einfach funktioniert mit dem Zuschuss aus dem Bundeshaushalt. Wir haben bei den Dingen, die jetzt nicht unmittelbar ... also die Netzregulierung ist nichts mehr, wo das Parlament allzu viel dazu sagen könnte. Wir haben rechtlich bei den Instrumenten im Wesentlichen dann immer noch die Schwellen des Beihilferechts, die auch kompliziert sein können, die aber, je breiter so etwas angelegt ist, umso leichter sein können. Also der Zuschuss für Sondersituationen aus dem Bundeshaushalt ist immer eine Option. Und es gibt ja einige besondere Bedarfe, die sich jetzt dann in den nächsten Jahren ergeben, insbesondere im Hinblick auf die Wärmewende, die wir bei den Verteilnetzen sehen.

Die andere Möglichkeit, die allerdings dann schon ein bisschen komplizierter wird, aber über die man

nachdenken muss, sind dann verschiedene Förderprogramme für die Investitionen. Und da gibt es ja, sagen wir auch schon, unterschiedliche Erfahrungen. Wir müssen nur sehen, dass wir einfach in den nächsten Jahren einen sehr großen Investitionsbedarf haben.

Und ein Thema ist natürlich, das Sie auch ansprechen. Die Kosten für die Investitionen können nicht eins zu eins bei den Verbrauchern ankommen, weil das dann zu viel sein könnte, weil man die entlasten will. Die andere Sache ist, damit alle loslegen können, müssen die Netzbetreiber auch Klarheit darüber haben, was überhaupt für Finanzierungsmöglichkeiten bestehen. Und wir sind im Moment eben in der etwas schwierigen Situation, dass die BNetzA bis sie sich selber die Festlegungen dann wieder setzen kann, bis die dann ihr eigenes Recht geschaffen haben und das sicher steht, das wird ein paar Jahre dauern. Und wir haben ja eigentlich noch sehr viel vor bis 2030. Deswegen Bundeszuschüsse, besondere Förderungen für einzelne Situationen werden dringend notwendig sein, wenn man die Dinge, die jetzt anstehen, in den Verteilnetzen über die nächsten Jahre dann auch sicherstellen will, dass die passieren. Die Lieferketten-Problematik, die Herr Kapferer angesprochen hat, die besteht ja unabhängig von der Finanzierung auch noch. Da mag ich gar nicht mehr viel dazu sagen.

Der **Vorsitzende**: Herzlichen Dank Frau Dr. Nestle. Bitte.

Abg. **Dr. Ingrid Nestle** (BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN): Herzlichen Dank. Herr Kapferer, dann würde ich gerne noch einmal bei Ihnen nachfragen. Sie hätten ja gesagt. Es ist ganz klar. Wir brauchen Flexibilitäten. Aber das geht auch anders als dieses Thema, das definitiv nicht Teil dieser Novelle sein wird. Vielleicht können Sie uns ja einfach noch mal ein paar konkrete Ideen, Gedanken mit auf den Weg geben. Also nicht für diese Novelle. Wahrscheinlich. Aber wir reden jetzt ja auch ein bisschen drüber hinaus. Aber auch da meinen Sie, die haben ja noch Ideen und Gedanken.

Der **Vorsitzende**: Herr Kapferer.





**Stefan Kapferer** (50Hertz Transmission GmbH): Ich glaube zu allererst, Frau Nestle, ist natürlich eine relevante Frage, dass die Digitalisierung des Netzes vorankommt. Herr Kollege Gentsch hat dazu ja schon auf eine Frage von Herrn Hümpfer hin etwas zu gesagt. Ich glaube, das ist ganz wichtig, weil wir natürlich neben den heute zu nutzenden Potenzialen, wie sie im Paragraph 13k EnWG ja angelegt sind, also einmal die Power to Heat und zukünftig die Elektrolyseur-Situation auch die ganzen Kleinst-Flexibilitäten in den Haushalten heben müssen. Also die berühmten Elektrofahrzeuge, die Wärmepumpen, die Heimspeicher und andere Themen, die uns da zukünftig zur Verfügung stehen werden oder in dem Fall sicherlich überwiegend den Verteilnetzbetreibern erst mal zur Verfügung stehen werden für eine Erschließung dieser Flexibilitätpotenziale. Das wird ja nicht dadurch gehen, dass wir darauf setzen, wie das heute so ein bisschen passiert mit der WarnApp, die die Kollegen von Transnet BW installiert haben, dass man die Kunden informiert, sie sollen jetzt mal bitte den Verbrauch in den nächsten Stunden reduzieren. Das ist ja, glaube ich, in der Übergangsphase vielleicht ein denkbare Modell, aber nicht nachhaltig. Langfristig wird das ja nur gehen, wenn wir das Netz ganz konkret digital steuern.

Zweite Bemerkung: Ich glaube, dass wir neben diesen Kleinst-Flexibilitäten auch noch einmal über die Frage reden müssen, wie wir die großen Industriebetriebe besser erreichen. Wir haben Industriebetriebe, die heute schon in meinem Netz gibt es in Hamburg einen Stahlhersteller, der schon bei starker Wind-Prognose am Folgetag gesagt hat, er produziert mehr Stahl, weil er Strom bei starker Windsituation hat, der an der Strombörse deutlich günstiger ist. Ich glaube darüber noch mal zu reden, ohne jetzt gleich wieder zum alten Ablauf, also zur abschaltbaren Lastenverordnung, zurückzukehren, über die Frage zu reden: Wie kann ich anreizen, dass große Industriebetriebe ihre Verbrauchssituation stärker an der Erzeugung ausrichten und nicht mehr, wie es schon angeklungen ist, Paragraph 19 Absatz 2 StromNEV dauerhaft eine bestimmte Nachfrage erfüllen, damit sie eine Reduktion bekommen. Ich glaube, an dem Punkt muss man dringend auch noch mal ran, weil da sind

wahrscheinlich erhebliche Potenziale, die man erschließen kann.

Der **Vorsitzende**: Herzlichen Dank. Die nächste Frage geht an Herrn Hilse, bitte

Abg. **Karsten Hilse** (AfD): Vielen Dank, Herr Vorsitzender. Meine Frage jetzt noch mal an Herrn Koenig. Die sogenannten erneuerbaren Energien sollen ja jetzt massiv ausgebaut werden. Unter anderem Balkonkraftwerke. Also auf jedes Dach soll eine Solaranlage, das heißt die Einspeisepunkte werden sich erhöhen. Und wir haben ja vorhin schon festgestellt, dass zumindest ein Grund für höhere Redispatchmaßnahmen ist, dass also mehr Einspeisepunkte kommen, die dann letztendlich auch nicht immer zur selben Zeit den gleichen Strom produzieren usw. und so fort. Also wie schätzen Sie ein, wie das auf die Netzausbaukosten sich auswirken wird? Also die vielen vielen Einspeisepunkte, die letztendlich die Bundesregierung plant?

Der **Vorsitzende**: Herr Koenig bitte.

**Hanns Koenig** (Aurora Energy Research): Vielen Dank für die Frage. Ich glaube, die Auf-Dach-Solaranlagen sind jetzt nicht der ganz große Kostentreiber für die Netzkosten. Aber da sind glaube ich auch hier andere in der Runde besser berufen, das zu beantworten als ich. Das Problem, was ich bei den Auf-Dach-Solaranlagen schon sehe, ist die effiziente Einbindung dieser Anlagen in das System. Denn die haben die sind bisher nicht standardmäßig in der Direktvermarktung, wie das die großen erneuerbaren Energien sind, und haben damit auch keinen Anreiz, beispielsweise abzuregeln, wenn die Strompreise negativ sind. Wenn wir jetzt binnen einigen Jahren, ich glaube, Regierungsziele sind 107,5 Gigawatt Auf-Dach-Solaranlagen bis 2030 installieren, dann kommen wir sehr schnell in eine Situation, wo die Auf-Dach-Solaranlagen so viel oder mehr Strom produzieren als wir eigentlich brauchen. Und eigentlich müssen wir die irgendwie dazu bekommen, marktgetrieben abzuregeln und diese Kopplung fehlt im Moment und das macht mir mehr Sorgen als steigende Netzan-schlusskosten.



Der **Vorsitzende**: Sie können noch eine Minute.

Abg. **Karsten Hilse** (AfD): Danke, nein.

Der **Vorsitzende**: Herr Stockmeier, bitte.

Abg. **Konrad Stockmeier** (FDP): Vielen Dank, Herr Vorsitzender. Ich würde Herrn Dr. Zuber und Herrn Professor Hirth bitten, die Antwortzeit unter sich fair aufzuteilen, und zwar auf folgende Frage. Jetzt auch noch einmal über den Gegenstand unserer Anhörung hinaus. Wir hier sind uns ja alle bewusst, welche massiven Kosten auch noch mal im Verteilnetzausbau auf uns zukommen. Und da wäre meine Frage: Welche Potenziale sehen Sie mit welchen Mitteln, das an der ein oder anderen Stelle zumindest auch so ein bisschen in den Griff zu kriegen. Achtung, unter der Maßgabe, dass es keine weiteren Bundeszuschüsse dazu gibt. Das ist jetzt eine gemeine Anforderung, aber umso mehr interessiert mich die Antwort.

Der **Vorsitzende**: Danke, Herr Dr. Zuber, Bitte.

**Dr. Andreas Zuber** (VKU): Vielen Dank. Also das ist natürlich erst mal eine schwierige Frage, weil es in der Tat eben die Notwendigkeit des Ausbaus gibt. Eins, was auch schon mehrfach angesprochen wurde, was zumindest in den städtischen Netzgebieten helfen kann, ist die Digitalisierung, und dann auch Smart Meter Rollout, weil das den Netzbetreibern helfen kann, tatsächlich zu beobachten und zu steuern, wo es Probleme in den Verteilnetzen gibt und da auch ein bisschen vorausschauender das zu machen. Ansonsten ist es so, dass vor allem auch durch die Umstellung der Wärme in den Städten und in den Gemeinden ganz unterschiedlich, wie die Ausgangssituation ist, einfach ganz klar ist, dass die Stromnetze ausgebaut werden müssen und zwar ganz unabhängig, ob man einen großen Fernwärmeanteil hat oder ob das dann mehr elektrisch ist. Da gibt es die verschiedensten Anforderungen. Also ein Wundermittel, wie man das ohne die Netzentgelte zu erhöhen und ohne zusätzliches Geld zu bekommen, machen kann, kenne ich leider nicht.

Der **Vorsitzende**: Danke, Herr Professor Hirth.

**Prof. Dr. Lion Hirth** (Hertie School gGmbH): Zwei kurze Antworten. Die eine möchte ich als Frage formulieren, ob es sinnvoll ist, tatsächlich in diesem Land 900 Verteilnetzbetreiber zu unterhalten, die ja alle eine Geschäftsführung und einen Overhead haben? Die zweite möchte ich als Antwort formulieren und nicht als Frage. Wir werden in den nächsten Jahren und Jahrzehnten buchstäblich hunderte Gigawatt neue Leistung an Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern bekommen. Und damit ist eine Sorge und eine Hoffnung begründet. Die Sorge ist, wenn diese alle gleichzeitig laden oder heizen, was passieren wird, wenn wir so weitermachen wie jetzt, dann brauchen wir einen wirklich gigantischen Ausbau an Verteilnetzen. Also vielleicht, ich rate mal so ein bisschen in Raum, eine Verdopplung der Leistung bis in die 2030er Jahre. Die Hoffnung ist, wenn wir diese Anlagen intelligent betreiben, die haben ja alle inhärentes Flexibilitätspotenzial. Die können wunderbar ihren Bezug verschieben um ein paar Stunden, allesamt. Und dafür brauchen wir dynamische Tarife auf der Endkundenseite und zeitvariable Netzentgelte als Anreiz auf der Netzseite.

Der **Vorsitzende**: Danke schön. Nun, Herr Lenkert von der Linken.

Abg. **Ralph Lenkert** (DIE LINKE.): Vielen Dank, Herr Vorsitzender. Also wenn man bei einer Gebotszonentrennung 400 Millionen Euro zum Nachteilsausgleich für Süddeutschland braucht und jetzt 5,5 Milliarden Euro Zuschuss beschließt, dann sollte die FDP mindestens mal nachdenken. Meine Frage geht an Herrn Koenig. Die neu errichteten Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie sind gemäß Paragraf 118 Absatz 6 EnWG beim Strombezug von Netzentgelte befreit. Wie bewerten Sie die Verlängerung der Regelung um weitere drei Jahre?

Der **Vorsitzende**: Danke für die Frage, Herr Koenig, bitte.

**Hanns Koenig** (Aurora Energy Research): Vielen Dank für die Frage. Wie schon eingangs gesagt, sehe ich die Verlängerung grundsätzlich positiv, weil sonst ein Fadenriss beim Ausbau der Energiespeicher gedroht hätte ab 2026. Und das sind eben



Investitionsentscheidungen, die jetzt schon kurzfristig getroffen werden müssen, weil es so lang dauert, die Transformation insbesondere zu bestellen. Und die Verlängerung gibt der Bundesnetzagentur die Zeit, ausführlicher darüber nachzudenken, wie denn eine langfristig sinnvolle Netzentgeltstruktur aussieht. Für alle Kraftwerke übrigens, also nicht nur für Batteriespeicher.

Und da wäre es in meinen Augen sinnvoll, nicht nur oder nicht nur auf die Verbraucherseite, sondern auch auf die Erzeugerseite bei den Netzentgelte künftig zu schauen und zu sehen, inwiefern man die nutzen kann, um eine lokale Steuerung von Investitionen hinzubekommen. Da ist ein Beispiel Großbritannien, wo alle Erzeugungseinheiten Netzentgelte zahlen müssen. Und je besser eine Einheit im Netz angebunden ist, desto günstiger sind die Netzentgelte. Windpark in der Nähe von London bekommt sogar etwas gezahlt dafür, dass er so lastnah Strom erzeugt. Ein Windpark in Schottland, wo oft abgeregelt wird, muss sehr hohe Netzentgelte zahlen. Das ist nur ein Beispiel, wie die Netzentgeltsystematik zur Steuerung von Investitionen genutzt werden kann. Denn da würde eine Preiszonentrennung alleine zumindest nach unseren Modellierungen keine besonders starken Anreize setzen, besonders auf der regelbaren Seite. Denn wenn kein oder wenig Wind weht und die Strompreise hoch sind und dann künftig die Wasserstoff- oder Wasserstoff-ready-Kraftwerke laufen, dann sind die Strompreiszonen tendenziell gekoppelt. Das heißt, ich bekomme da keinen starken lokalen Anreiz, beispielsweise in Süddeutschland zu investieren, den ich aber eigentlich brauche.

**Der Vorsitzende:** Danke. Wir kommen damit in die letzte Runde. Die Frage geht an Herrn Hümpfer, bitte.

Abg. **Markus Hümpfer** (SPD): Herr Vorsitzender, Sie haben mich überrascht. Ich dachte, es gibt nur drei. Aber machen wir noch eine vierte. Wir haben uns ... ja, zwei Stunden, genau. Wir haben uns gerade eben schon mal über die Verteilnetzebene unterhalten und darüber, dass auch dort die Netzentgelte steigen. Deshalb habe ich noch mal eine Frage

an den BDEW und der VKU kann ja vielleicht ergänzen. Gibt es aus Ihrer Sicht eine Notwendigkeit zur Deckelung der Verteilnetzentgelte, zumindest in bestimmten Regionen? Gerade wenn ich jetzt zum Beispiel nach Schleswig-Holstein schaue. Und würden Sie das befürworten oder halten Sie andere Instrumente zur Senkung der Verteilnetzentgelte als geeigneter und wenn ja, welche? Vielen Dank.

**Der Vorsitzende:** Danke, Herr Gentsch, bitte.

**Andrees Gentsch** (BDEW): Vielen Dank, Herr Hümpfer für die Frage. In der Tat ist es ja so ... das wäre ja keine Kostensenkung, sondern eine andere Kostenverteilung, wenn man ehrlich ist. Ich sage mal, die Kosten fallen ja an, das ist glaube ich unstrittig. Und die 42 Milliarden Euro Investitionskosten bis 2030 sind ja auch im VNB-Bericht der BNetzA niedergelegt. Also da werden erhebliche Anstrengungen unternommen werden müssen, damit wir diese Transformationsleistung erbringen können. Wir glauben tatsächlich, was die Netzentgeltsystematik im Verteilnetzbereich angeht, dass wir das uns tatsächlich anschauen müssen. Die BNetzA hat das ja auch vor, jetzt demnächst im letzten Quartal auch zu tun und Gerechtigkeitsprobleme, die wir vielleicht haben, auch ein Stück weit zu lösen. Hintergrund ist ja, wie Sie richtig sagen, im Norden, wo sehr viel Einspeisung ist, wo viel Netzausbau auch auf Verteilnetzebene durch die dezentrale Einspeisung erforderlich ist, haben die Kunden, gerade wenn es wenige sind, wenige Verbraucher in diesem Netzgebiet, relativ hohe Netzentgelte zu anderen Situationen, beispielsweise in den Städten. Und da einen gewissen Ausgleich dafür herzustellen, das halten wir für richtig. Das Problem oder das Thema wird dabei sein, dass das dann auch umsetzbar in der Praxis ist, wie so vieles. Wir haben es ja vorhin schon beim „Nutzen statt Abregeln“ gehört: Wichtige, aber auch manchmal nur theoretisch wichtige Punkte und Interessen. Am Ende muss es natürlich in der Praxis umsetzbar sein und auch nicht Zusatzkosten hervorrufen. Aber grundsätzlich halten wir das für richtig, diesen Weg zu gehen und nach einer guten Lösung dafür zu suchen.

**Der Vorsitzende:** Danke. Herr Dr. Zuber, ganz kurze Antwort.



**Dr. Andreas Zuber** (VKU): Vielen Dank. Also man muss aus meiner Sicht auch trennen. Zum einen die Frage, die im Rahmen der Netzentgeltssystematik besprochen wird bei der BNetzA, wo es Ansätze gibt, hier zu einer besseren Gerechtigkeit zu gehen. Das ist allerdings im Einzelnen sehr komplex. Die andere Frage, die Sie hier stellen, ist, ob man daneben auch noch andere Instrumente nehmen könnte. Da denke ich wäre der sinnvolle Ansatz auch, dass man sich besondere Bedarfe, besondere Investitionen ansieht und die dann gezielt fördert. Das hat dann nicht diesen nivellierenden Effekt, hat aber dann den investitionsfördernden Effekt.

Der **Vorsitzende**: Danke, für die CDU/CSU, Herr Jung, bitte.

Abg. **Andreas Jung** (CDU/CSU): Ich habe eine Frage an Herrn Stoltefuß und zwar wie denn Ihrer Auffassung nach eine nachhaltige Lösung für die Netzentgeltentlastung konkret aussehen könnte, also über die jährlichen Ad hoc-Intervention hinaus?

Der **Vorsitzende**: Herr Stoltefuß, bitte.

**Marco Stoltefuß** (Amprion GmbH): Aus unserer Sicht, ich habe es ja gerade schon gesagt sind gerade Engpassmanagementkosten ja so eine Art Transformationskosten, die dann eben anfallen, solange der Netzausbau nicht erfolgt ist. Das gilt sowohl für das Übertragungsnetz als auch für das Verteilnetz. Auch das Verteilnetz hat ja das Problem, gerade die Verteilnetzbetreiber, die viele erneuerbare Energien integrieren müssen, dass sie einmal hohe Netzkosten durch die Integration haben und auch hohe Kosten durch das Engpassmanagement. Und wenn wir hingehen und die Kosten des Engpassmanagements aus den Netzentgelten, sowohl bei den Übertragungsnetzbetreibern wie auch bei den Verteilnetzbetreibern rauslösen und staatlich dann über einen Zuschuss finanzieren, gewinnen auch die Verteilnetzbetreiber was. Und insbesondere die hohen Netzentgelte dieser Verteilnetzbetreiber, die hohe Engpassmanagementkosten haben, nivellieren sich dann ein bisschen. Wir haben eine sehr hohe Verteilung und Kostenunterschiede auf der Netzentgeltseite auch bei den Verteilnetzbetreibern. Und das wäre für uns sicherlich

ein charmanter und ein erster Weg, auch die Kosten auf der Verteilnetzbetreiberebene ein Stück weit zu nivellieren. Und ich habe es gerade schon mal gesagt, mit Blick auf die Jahre 2027/2028/2029, also sprich, wenn die großen Korridore dann realisiert sind, gehen wir auch von stark sinkenden Engpassmanagementmaßnahmen aus, sodass man dann auch sicherlich etwas geschmeidiger ist, was den Zuschuss betrifft.

Der **Vorsitzende**: Herr Jung, wollen Sie noch mal nachfragen? Die nächste Frage an Frau Dr. Nestle bitte.

Abg. **Dr. Ingrid Nestle** (BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN): Herzlichen Dank, Herr Vorsitzender. Dann würde ich gerne bei Professor Hirth noch einmal nachfragen. Sie und andere Experten hatten auch darauf hingewiesen, dass der Paragraph 19 Absatz 2 der Stromnetzentgeltverordnung in seiner jetzigen Form sehr kontraproduktiv ist, was Flexibilität angeht. Ich glaube, alle im Raum waren sich einig, dass Flexibilität notwendig ist. Es ist meine Frage an Sie: Ist aus Ihrer Sicht dieser Paragraph einfach ersatzlos verzichtbar oder hätten Sie Ideen, was man stattdessen machen kann? Weil neben Auswirkungen auf Flexibilität hat die Existenz natürlich auch gewisse industriepolitische Auswirkungen, wo man ja dann vielleicht auch weiterhin Handlungsbedarf sieht.

Der **Vorsitzende**: Vielen Dank, Herr Professor Hirth.

**Prof. Dr. Lion Hirth** (Hertie School gGmbH): Vielen Dank. Tatsächlich glaube ich, und ich habe das jetzt hier auch so wahrgenommen, sowohl in der Runde als auch in der Diskussion von Experten im Allgemeinen, dass das eines der zähesten Probleme ist. Also wir reden da seit zehn Jahren drüber, alle sind sich einig, das ist sozusagen unter vielen Gesichtspunkten Katastrophe und passieren tut nichts. Auch dafür gibt es Gründe. Ich möchte das ganz kurz erläutern. Da geht es um den Rabatt bei Netzentgelten in Höhe von bis zu 90 Prozent, den größere Stromverbrauch, also vor allem energieintensive Industrie, aber zum Beispiel auch Bahnen bekommen, unter zwei unterschiedlichen Voraussetzungen. Da gibt es zum einen die sogenannten



atypischen Netzentgelte. Das ist der Satz 1 der Regelung. Der ist jetzt nicht sozusagen toll und da kann man sicher was verbessern und sollte man auch, aber der ist der Idee nach richtig. Die Idee ist nämlich, wenn ich dann Stromverbraucher, wenn die anderen es nicht tun im Netz, wenn die Netze also frei sind, dann muss ich auch weniger Netzentgelte zahlen. Und das ist zwar nicht ideal geregelt, aber das Prinzip ist ökonomisch sinnvoll und begrüßenswert. Der Satz 2 der Regelung dagegen ist von Grund auf, würde ich jetzt so drastisch sagen, unsinnig. Die Regelung ist nämlich: Ich kriege bis zu 90 Prozent Rabatt, wenn ich gleichmäßig Strom verbrauche. Aber gleichmäßig Strom verbrauchen ist aus Netzsicht überhaupt nicht sinnvoll. Es ist dann sinnvoll, dass ich Strom verbrauche, wenn das Netz frei ist und oder der Strom an der Börse günstig ist. Und genau dieses Verhalten, was wir als Flexibilität bezeichnen, wird dadurch verhindert. Unternehmen werden nämlich nach der aktuellen Regelung, also es geht jetzt um die energieintensive Industrie, Stahlunternehmen, Chlor- und Teile der Chemieindustrie, die werden durch das Wegfallen dieses wirklich großen Rabattes bestraft, immer dann, wenn sie den günstigen Börsenstrom verbrauchen. Wenn ich als Unternehmen also in Hamburg meine Stahlhütte hochfahre, wenn viel Wind weht, dann ist es unter Umständen finanziell ein Schuss ins Knie. Da ist der Börsenstrompreis zwar vielleicht umsonst, aber dafür verliere ich meinen Rabatt in Höhe von vielen Millionen Euro pro Jahr.

Und aus genau dieser Ursache heraus versuchen viele Unternehmen gerade nicht, dem Angebot an Strom zu folgen oder die Netze dann zu benutzen, wenn sie gerade frei sind, sondern versuchen, möglichst gleichmäßig Strom zu verbrauchen, was wirklich energiewirtschaftlicher Unfug ist. Also für diesen Satz 2, glaube ich, gibt es nichts, gibt es keine Hilfe. Der muss gestrichen werden. Ich würde dafür plädieren, das neutral zu machen, finanziell neutral, dass diese Unternehmen an anderer Stelle durch eine weniger schädliche Rabattierung oder Unterstützung finanziell gleichgestellt werden.

Der **Vorsitzende**: Danke. Herr Hilse, bitte für die AfD.

Abg. **Karsten Hilse** (AfD): Vielen Dank. Meine Frage an Herrn Gentsch. Ich habe zwei Fragen. Die erste Frage ist, wir hatten vorhin schon gehört 150 Milliarden Euro Netzausbaukosten, war das richtig? Das hat Ihre Nachbarin glaube ich so erwähnt. Sind bei diesen 150 Milliarden Euro nur die Netzausbaukosten addiert, die dadurch zustande kommen, dass also Strom aus windreichen Gegenden in windarme Gegenden transportiert werden muss? Oder ist dort schon eingepreist auch der Netzausbau im kommunalen Bereich, der dadurch zustande kommt, dass die Netze einfach nicht ausreichen, um zum Beispiel in einem Dorf oder einer kleinen Siedlung mehrere Wärmepumpen zu betreiben bzw. dann unter Umständen auch Ladestationen? Das wäre die erste Frage. Ist wahrscheinlich sehr schnell zu beantworten. Und die zweite Frage bezieht sich darauf, dass Herr Kapferer vorhin sich da lobend geäußert hat, dass die Industrie und mittelständische Betriebe im letzten Winter, also bis zu 10 Prozent Strom gespart haben, und hat dann so einen Ausblick in die Zukunft gewagt, wo wir dann vielleicht noch Einsparpotenzial haben. Aber ich gehe davon aus, dass sich der Strombedarf steigern wird. Was prognostizieren Sie, also durch die Elektrifizierung des Verkehrs, durch die Elektrifizierung der Heizungen usw. und so fort. Kommen wir bei einer Verdopplung an Strombedarf raus oder mehr oder weniger? Vielen Dank.

Der **Vorsitzende**: Herr Gentsch, bitte.

**Andrees Gentsch** (BDEW): Vielen Dank für die Frage. In der Tat, die Aufsplittung der Investitionen: Das sind etwa 150 Milliarden Euro. Das haben schon allein die Übertragungsnetzbetreiber, die das in ihrem Netzentwicklungsplan auch entwickelt haben, an Bedarf bis 2030. Da kommen noch mal 42 Milliarden Euro von den 80 größten Verteilnetzbetreibern dazu. Und dann fehlen ja noch ein paar, die dann auch noch weitere Investitionen tragen. Also das wird schon auf etwa 50 Milliarden Euro im Verteilnetzbereich hinauslaufen. Da ist in der Tat die Perspektive für den Anschluss der Wärmepumpen, für den Anschluss der Elektromobile, für



die Wallboxen, der Einbau der Wallboxen, Photovoltaik. Das alles ist da mit drin, jedenfalls in der Prospektion der Verteilnetzbetreiber.

Was die Frage des Verbrauches angeht und vielleicht da ein Hinweis vorab: Je mehr Strom sie verbrauchen, umso günstiger wird das Netzentgelt für den Einzelnen. Das ist ein interessanter Effekt, den man auch noch mal berücksichtigen muss. Wir glauben aber nicht an eine Verdoppelung (des Strombedarfs). Aber wir glauben an doch an einen stärkeren Verbrauch. Effizienz ist aber ein Bereich, was Stefan Kapferer mit Recht auch noch mal angebracht hat, das wird noch in den Analysen etwas stiefmütterlich behandelt, was dort für ein Potenzial tatsächlich ist. Da haben wir ja die Praxis jetzt gesehen. Das müsste man noch mal verfolgen. Wir glauben aber nicht in der Tat, dass es zu weniger Strom kommt, sondern in der Tat haben Sie Recht. Es wird zu Verschiebungen kommen. Aber, und das ist mir immer wichtig, wenn Sie sagen, wir haben jetzt mehr Stromverbrauch für Elektromobilität, dann haben Sie natürlich auch weniger (Verbrauch bei) Benzin und Diesel. Also Sie verschieben Energielasten und das ist aus meiner Sicht positiv.

Der **Vorsitzende**: Danke schön, Herr Stockmeier. Sie haben die Möglichkeit zur nächsten Frage.

Abg. **Konrad Stockmeier** (FDP): Vielen Dank. Ich richte die Frage an Professor Hirth und rekurrieren noch mal auf ein Gespräch, das ich in der letzten Woche Zuhause in Mannheim am Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung mit ihrer Kollegin Frau Professor von Graevenitz hatte, wo die mich noch mal auf einen Policybrief aus diesem Frühjahr hingewiesen hat, wo die einfach noch mal aufgezeigt haben, dass diskretionäre Eingriffe in die Strompreise als Instrument der Industriepolitik, was immer damit auch gemeint sein mag, auch in der Vergangenheit eigentlich schon regelmäßig verpufft und sich nahezu als wirkungslos erwiesen haben. Das ist ein recht hartes, aber auch stabiles Ergebnis. Und vor diesem Hintergrund möchte ich noch einmal aufgreifen, was Sie eben auch noch mal zu den Energieintensiven ausgeführt haben. Inwiefern halten Sie solche diskretionären Eingriffe

wirklich für ein nachhaltig wirksames Mittel von Industriepolitik? Und daran noch mal angelehnt jetzt mit einem breiten Pinsel. Wir haben viel über die Frage der Flexibilitäten gesprochen. Sehen Sie da auch am Horizont, dass man irgendwann mal dahin kommen könnte bezüglich der Erneuerbaren natürlich auch sagen: Passt mal auf, Leute, wir wollen noch mal anderes dahingehend anreizen, dass es halt immer weniger garantierte Einspeisevergütungen gibt, sondern dann kümmert euch halt selber darum, mit entsprechenden Speichertechnologien beispielsweise, dass ihr dann einspeist, wenn ihr am meisten damit verdient. Lasst es den Markt regeln, wenn er denn gut und fair organisiert ist.

Der **Vorsitzende**: Herr Professor Hirth.

**Prof. Dr. Lion Hirth** (Hertie School gGmbH): Also ich habe jetzt dieses Papier nicht gelesen, deswegen kann ich jetzt also zu den Inhalten nicht im Konkreten Stellung nehmen. Aber die Frage war ja viel größer. Also ich denke schon, dass der Strommarkt die primäre Funktion hat, die richtigen Preissignale zu setzen für Investitionen und für den Einsatz von Anlagen, auf der Speicherseite, auf der Erzeugungsseite und auf der Verbrauchsseite. Und wenn wir das Strommarktdesign und die Ausgestaltung des Strommarkts nutzen, um Industriepolitik oder Sozialpolitik oder letztes Jahr war es auch Geldpolitik zur Inflationsbremsung zu nutzen, dann überfordern wir, glaube ich, diesen Markt. Das ist einfach unrealistisch, das leisten zu können damit aus meiner Sicht. Und das hat auch Kollateralschäden, nämlich dass wir dann ein System bauen, was eben nicht mehr effizient dafür sorgt, dass Speicher und Anlagen auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite so betrieben werden, wie das die Physik und die Verbraucher sich wünschen und bedürfen.

Ich denke also, dass in Krisensituationen wie letztes Jahr Ad hoc-Interventionen schon gerechtfertigt sind. Also es gibt gute Gründe, warum wir die Strompreisbremse gebaut haben, aber die Krise ist jetzt dann doch langsam vorbei, im Wesentlichen zumindest. Und ich würde mich sehr viel wohler fühlen mit einem einigermaßen sauberem Strommarkt im Sinne von: Preise reflektieren die Physik



und die Kosten und was wir an Geldpolitik, Industriepolitik und Sozialpolitik politisch wollen in der Demokratie und entscheiden, das wickeln wir eben ab über Geldpolitik, Sozialpolitik und Industriepolitik außerhalb des Strommarktes.

Der **Vorsitzende**: Herzlichen Dank, Herr Lenkert. Bitte.

Abg. **Ralph Lenkert** (DIE LINKE.): Vielen Dank, Herr Vorsitzender. Wir haben ja im Moment die absurde Situation, dass der Markt Stromverbrauch dort anreizt, wo er knapp ist und wo Engpässe sind und dort bestraft, wo er reichlich verfügbar ist, eben der Brutto-Strompreis dort zu hoch ist. Meine Frage geht an Herrn Koenig. Welche weiteren Netzentgelt-Reform erachten Sie für dringend geboten und gibt es weitere Anregungen für uns?

Der **Vorsitzende**: Herr Koenig, bitte.

**Hanns Koenig** (Aurora Energy Research): Herzlichen Dank für die Frage. Also ich glaube, die beiden großen Bereiche, in denen ich Handlungsbedarf sehe, wurden auch schon von anderen angesprochen. Das ist zum einen die regionalen Ungleichgewichte bei den Verteilnetzentgelten, die dadurch entstehen, dass eben dort, wo die Verteilnetze ausgebaut werden müssen, um die Erneuerbaren, die dort gebaut werden, anzuschließen, die Netzentgelte steigen. Und hier wäre in meinen Augen sinnvoll etwas Ähnliches, was wir bei den Übertragungsnetzentgelten schon gemacht haben, nämlich die deutschlandweit anzugleichen.

Das Zweite ist das Thema Flexibilitätshindernisse. Das wurde auch schon angesprochen. Das können leistungsorientierte Netzentgelte sein, das können aber auch Befreiungen wie der angesprochene Paragraph 19 Absatz 2 Stromnetzentgeltverordnung sein, die immer mehr zum Problem werden, je höher der Anteil Erneuerbare ist, den wir im System haben.

Bezüglich weiteren Anregungen ist eher eine Reflexion auf das Framing Transformationskosten für die Energiewende, also die Redispatchkosten als Transformationskosten zu sehen. Das hat mich so ein bisschen überrascht, weil in meinen Augen ist es genau das Gegenteil ist. Es sind die Kosten der

verschleppten Transformation, die eben dadurch entstehen, dass wir die Netze nicht schnell genug ausbauen und wir es nicht hinbekommen, hinreichende lokale Signale einzuführen. Und dadurch entstehen uns die Redispatchkosten und sie sind eben genau keine Investition in die Zukunft, sondern sie sind Verbrauch, den wir haben, um den Status Quo zu erhalten. Und also so blicke zumindest ich darauf. Vielen Dank.

Der **Vorsitzende**: Danke. Es ist nicht immer so, aber ich möchte jetzt auch noch einmal Herrn Staatssekretär Wenzel das Wort geben, der gebeten hat, eine Frage zu stellen. Und es ist ja immer gut, wenn auch die Regierung noch Fragen hat und nicht nur Antworten.

PStS **Stefan Wenzel** (BMWK): Das ist eine Gelegenheit, die immer interessant ist, wenn so viel Experten für Stromnetze am Tisch sitzen. Der Tagesspiegel berichtete am letzten Donnerstag über eine Untersuchung von einer Forschungsstelle für Energiewirtschaft, wo das Zitat drinsteht, dass ein Ausbau der Möglichkeit zum bidirektionalen Laden ... wie heißt es hier, ein netzdienlicher Einsatz bzw. eine Eingriffsmöglichkeit für den Verteilnetzbetreiber senkt den Ausbaubedarf um 21 Prozent. Meine Frage wäre, ob Ihnen eigene Einschätzungen dazu vorliegen, was für Auswirkungen die volle Nutzung des bidirektionalen Ladens der Elektromobilität zur Folge hat und welche Möglichkeiten Sie da bei der Wärmepumpe sehen, die ja in der Regel mit einem Wasserspeicher von 200 bis teilweise 1000 Liter daherkommt, die man ja auch optimal nutzen kann, wenn man beispielsweise in der Mittagszeit den Wärmespeicher hochfährt. Und was Sie da für Einschätzungen haben, was das für Auswirkungen auf den Ausbaubedarf hat.

Der **Vorsitzende**: An wen möchten Sie denn die Frage richten?

PStS **Stefan Wenzel** (BMWK): Ja, ich habe jetzt die Möglichkeit, wem dazu was vorliegt, würde ich mich über eine Antwort freuen. Das kann ich ja jetzt nicht so ohne weiteres wissen und alle will ich nicht fragen.



Der **Vorsitzende**: Ja, vielleicht. Dann mach ich das, weil wir können nicht alle antworten lassen, würde ich sagen, vielleicht, Herr Zuber.

**Dr. Andreas Zuber (VKU)**: Ja, vielen Dank. Also mir sind jetzt keine konkreten Studien dazu bekannt. Ich kann nur berichten aus den Gesprächen. Vielleicht kann Herr Gentsch da noch was ergänzen, dann mache ich es auch ein bisschen schneller. Aus Gesprächen, dass das in den verschiedenen Städten ganz unterschiedlich ist. Also zum Beispiel Berlin ist ein Land, wo es sehr viele Speicher gibt mit den PV-Anlagen und wo tatsächlich sich dann auch bei den Netzbetreibern dann ein gewisser Minderbedarf zeigt. Im Prinzip ist das etwas, was mit dem zu tun hat, was ich vorher gesagt habe. Wenn man Smart Meter Rollout hat usw. dann lassen sich diese Effekte besser begreifen und auch besser beschreiben. Von den Gesprächen, die jetzt sehr anekdotisch sind, würde ich aber sagen, das hängt sehr davon ab, wie es in dem Stadtgebiet ist. Und ich habe gelernt, dass das auch sehr unterschiedliche Modelle gibt, regional, wie diese Dinge genutzt werden. Aber Herr Gentsch kann sich ergänzen.

Der **Vorsitzende**: Herr Gentsch, bitte.

**Andreas Gentsch (BDEW)**: Ja, kann ich gerne machen. Also in der Tat, die Studie jetzt haben wir jetzt auch nicht ausgewertet und uns genau angeschaut. Aber ich möchte ganz allgemein ein bisschen davor warnen, dass wir solche Studien ohne weiteres übernehmen und sagen, so kommt es dann auch in der Praxis. Beim bidirektionalen Laden haben wir noch einen langen, langen Weg vor uns. Wir müssen erst mal sicherstellen, dass die Autos das überhaupt können. Das können sie im Moment in weiten Teilen nicht. Wir müssen sicherstellen, dass auch bei den Verteilnetzbetreibern, an die sie dann angeschlossen werden, die Digitalisierung erfolgt, dass wir die Smart Meter haben. Das können wir auch noch nicht. Und wenn wir da ein Stück weiter sind, dann, finde ich, können wir uns auch wirklich mit den Nutzen tatsächlich auch beschäftigen. Ich sehe da dadurch ein großes Gap und 21 Prozent, wenn ich mir das erlauben darf, scheint mir deutlich zu groß.

Der **Vorsitzende**: Danke. Damit sind wir am Ende unserer heutigen Anhörung. Ich bedanke mich recht herzlich, dass Sie da waren. Es ist relativ selten, dass wir uns im Grundsatz hier alle einig sind. Es war trotzdem eine sehr spannende Debatte, insbesondere wegen der Themen, die zusätzlich sozusagen gefragt und auf die Tagesordnung kamen. Recht herzlichen Dank auch dafür.

Ich wünsche Ihnen einen guten Nachhauseweg. Noch mal recht herzlichen Dank für Ihre Stellungnahmen, die Sie auch schriftlich eingebracht haben, und für Ihre heutigen Diskussionsbeiträge. Schön, dass Sie da waren.

Und an meine Kolleginnen und Kollegen vom Ausschuss noch mal der Hinweis, dass Sie wissen, dass wir uns am Mittwoch wiedersehen zu einer Ausschusssitzung und auch zu einer anschließenden Anhörung. Herzlichen Dank!

Schluss der Sitzung: 15:53 Uhr  
Sim