

(Beginn: 10.03 Uhr)

Vorsitzender Ernst Hinsken: Meine sehr verehrten Damen und Herren! Ich darf die heutige öffentliche Anhörung eröffnen und Sie herzlich willkommen heißen und begrüßen. Ich möchte eingangs scherzhaft bemerken: Ich habe vor dem Sitzungsbeginn zu einem Gruppenfoto gebeten, damit man im Verlauf der Geschichte nachvollziehen kann, wer dafür verantwortlich zeichnete, dass die Lichter in der Bundesrepublik Deutschland noch brennen bzw. abgeschaltet werden.

Spaß beiseite - heute geht es um sehr ernste Angelegenheiten. Es ist eine der wichtigsten Anhörungen, die im Laufe dieser Legislaturperiode durchzuführen sind. Ich freue mich, dass alle Sachverständigen, die eingeladen wurden, diesem Wunsch nachgekommen und heute zugegen sind.

Ich rufe jetzt den **einzigsten Punkt der heutigen Tagesordnung** auf:

Öffentliche Anhörung zu den Vorlagen

Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP

Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften

- BT-Drucksache 17/6072 -

Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP

Entwurf eines Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze

- BT-Drucksache 17/6073 -

Antrag der Fraktion der SPD

Auf dem Weg zu einem nachhaltigen, effizienten, bezahlbaren und sicheren Energiesystem

- BT-Drucksache 17/5181 -

Antrag der Fraktion der SPD

Programm für eine nachhaltige, bezahlbare und sichere Energieversorgung

- BT-Drucksache 17/5481 -

Antrag der Fraktion der SPD

Die Energiewende gelingt nur mit KWK

- BT-Drucksache 17/6084 -

Antrag der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

Modernisierung der Stromnetze - Bürgernah, zügig, für erneuerbare Energien

- BT-Drucksache 17/5762 -

Uns sind über 400 Seiten an Stellungnahmen zugeleitet worden. Von außen kamen weitere 500 Seiten dazu. Sie können sich vorstellen, dass verschiedene Kolleginnen und Kollegen, die sich intensiv mit dieser Themenstellung auseinandergesetzt haben, tagelang lesen und darüber brüten mussten, um alles zur Kenntnis nehmen zu können, was Sie uns zu berichten wussten. Auch dafür vielen herzlichen Dank!

Ich darf die Experten begrüßen, die uns in dieser Runde für die Beratung zu diesem Thema ihren Sachverstand zur Verfügung stellen, sowie die Kolleginnen und Kollegen des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie und anderer Ausschüsse. Für die Bundesregierung begrüße ich besonders herzlich Herrn Parlamentarischen Staatssekretär Hans-Joachim Otto. Ab 12.15 Uhr wird er vom Parlamentarischen Staatssekretär Ernst Burgbacher abgelöst werden. Des Weiteren nehmen Fachbeamte des Bundeswirtschaftsministeriums an dieser Anhörung teil. Ich begrüße die Vertreter der Länder, soweit anwesend die Vertreter der Bild-, Ton- und Printmedien und nicht zuletzt die als Zuhörer erschienenen Gäste.

Zum Ablauf der heutigen Anhörung darf ich folgende Erläuterungen geben. Für die Anhörung ist ein Zeitraum von vier Stunden, also bis 14 Uhr, vorgesehen. In den ersten zwei Stunden, also bis 12 Uhr, wollen wir uns schwerpunktmäßig mit dem Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und der FDP

zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften auf Drucksache 17/6072 und den Anträgen der Fraktion der SPD „Auf dem Weg zu einem nachhaltigen, effizienten, bezahlbaren und sicheren Energiesystem“, „Programm für eine nachhaltige, bezahlbare und sichere Energieversorgung“ und „Die Energiewende gelingt nur mit KWK“ beschäftigen. Anschließend sollen in der verbleibenden Zeit bis 14 Uhr der Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und der FDP über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze und der Antrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen „Modernisierung der Stromnetze - Bürgernah, zügig, für erneuerbare Energien“ erörtert werden. Zwischen beiden Blöcken werden wir eine kurze Umbauphase von wenigen Minuten benötigen, damit die zum zweiten Themenblock geladenen Sachverständigen platziert werden können.

Wir werden jeweils zunächst mit einer Fragerunde durch die Fraktionen beginnen und dann die Befragung entsprechend der Größe der Fraktionen fortsetzen. Es sollen höchstens zwei Fragen an höchstens zwei Sachverständigen gerichtet werden. Ich habe eine Bitte an die fragstellenden Kolleginnen und Kollegen: Bitte nennen Sie zu Beginn Ihrer Frage stets die Namen der Sachverständigen, an die sich Ihre Frage richtet. Die Fragen werden durch die Sachverständigen direkt beantwortet. Wegen der Kürze der zur Verfügung stehenden Zeit sind Eingangstatements der Sachverständigen nicht vorgesehen. Die vorliegenden schriftlichen Stellungnahmen der Sachverständigen liegen in der Ausschussdrucksache 17(9)500 zusammengefasst vor.

Zu der Anhörung wird der Stenografische Dienst des Deutschen Bundestages, dem ich ausdrücklich für seine Unterstützung danken möchte, ein Wortprotokoll erstellen. Zur Erleichterung derjenigen, die das Protokoll erstellen, werden die Sachverständigen vor jeder Abgabe einer Stellungnahme vom Vorsitzenden namentlich aufgerufen.

Wir beginnen nun mit der Befragung. Wir kommen zur ersten Runde.

Thomas Bareiß (CDU/CSU): Ich weiß nicht, ob wir als Parlamentarier froh oder besorgt sein sollen, dass wir nicht auf dem Foto sind, das vor dem Sitzungsbeginn gemacht wurde.

(Heiterkeit)

Ich nehme das Ganze einfach einmal zur Kenntnis.

Herzlichen Dank auch von meiner, von unserer Seite an die Sachverständigen, dass Sie heute so zahlreich erschienen sind und dass Sie Ihre Stellungnahmen im Vorfeld abgegeben haben. Es ist für uns alle ein enormes Pensum, das wir erledigen müssen; aber Sie bewältigen das genauso wie wir.

Ich habe zwei Fragen, wie eingeräumt. Meine erste Frage stelle ich Frau Müller vom BDEW. Es geht konkret um den § 13 EnWG, der zukünftig eine besondere Rolle im Bereich der Netzstabilität spielen wird. Es stellt sich die Frage, wie Kraftwerke zu- bzw. abgeschaltet werden können. Zukünftig wird viel über den § 13 EnWG gesteuert. Wie schätzen Sie die Rolle des künftigen § 13 EnWG ein? Inwiefern gehen die getroffenen Regelungen in die richtige Richtung?

Meine zweite Frage richtet sich an Herrn Schneller von TenneT. Auch hier geht es um Netzstabilität, die für uns eine besondere Rolle spielt. In den derzeit stattfindenden Gesprächen wurde das Thema Reservekraftwerke sehr intensiv diskutiert, insbesondere die Notwendigkeit von Reservekraftwerken für die nächsten zwei, drei Winter. Inwiefern erachten Sie die Reservekraftwerke für notwendig? Wo sollten sie sein, und wie sollte das Ganze ausgestaltet werden?

Sachverständige Hildegard Müller (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.): Die Systemstabilität ist in der Tat ein hohes Gut. Mit der gleichzeitigen Abschaltung von acht Kernkraftwerken ist es wesentlich schwieriger geworden, die Systemstabilität in jeder Situation, an jedem Ort und zu jedem Zeitpunkt aufrechtzuerhalten. Grundsätzlich ist es deshalb aus unserer Sicht richtig, das Instrumentarium der Übertragungsnetzbetreiber zur Sicherung der Systemstabilität auszuweiten.

Die Vorschläge, die gemacht worden sind, greifen allerdings sehr tief in die marktwirtschaftliche Struktur der Energieversorgung ein; als Beispiel ist die Verschiebung der Kraftwerksrevision zu nennen. Derzeit ist im Vorhinein bekannt, wann solche Revisionen stattfinden. Es erfolgen Planungen, und die Börse preist das ein, weil die EEX genau weiß, wann welche Kraftwerksrevisionen anstehen. So bildet sich der Marktpreis lange vor der tatsächlichen Abschaltung eines Kraftwerkes. Das erhöht das Vertrauen in den Markt und auch in die Liquidität des

Marktes. Der nun eingefügte Abs. 1 a führt dazu, dass längst getätigte, langfristige Käufe und Verkäufe von Strom plötzlich an Wert gewinnen oder verlieren können, weil die Vorabbepreisung, die Vorwegnahme von Markterwartungen, nicht mehr stattfindet und ad hoc eingegriffen werden kann. Sollten solche Markteingriffe regelmäßig erforderlich sein, würde der freie Markt in Teilen faktisch außer Kraft gesetzt werden. Ähnliches gilt für die Redispatch-Maßnahmen, also für Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz am Liefertag.

Damit wird aus meiner Sicht deutlich, dass eine Erweiterung des Maßnahmenkatalogs gut austariert sein muss. Meines Erachtens ist es der richtige Weg, die Kriterien im Rahmen einer Rechtsverordnung festzulegen. Das wäre aus unserer Sicht rechtsstaatlich sauber. Es schafft Berechenbarkeit und schränkt den Wettbewerb nicht mehr als nötig ein.

Sachverständiger Dr. Christian Schneller (TenneT TSO GmbH): Es haben sich gegenüber dem Bericht, den wir Ende Mai abgegeben haben, bzw. dem damaligen Bericht der Bundesnetzagentur bislang keine neuen Erkenntnisse ergeben. Das heißt, wir gehen davon aus, dass im kommenden Winter die Situation auftreten kann, dass wir in Süddeutschland bei der sogenannten Wirkleistung - das ist die Leistung, die uns zu Verfügung steht, um Wirkenergie in Nutzenergie umzuwandeln - ein Defizit zu verzeichnen haben. Um das Szenario grob zu skizzieren: Das wäre dann der Fall, wenn wir ein Hochdruckgebiet über Zentraleuropa, also niedrige Temperaturen, und gleichzeitig einen hohen Stromverbrauch in Frankreich und anderen angrenzenden europäischen Ländern zu verzeichnen hätten. In einer solchen Situation, insbesondere wenn ein weiteres Betriebsmittel ausfallen würde, könnte es in Süddeutschland zu einem Erzeugungsdefizit kommen. Deshalb begrüßen wir die Regelung, die in § 118 a des Gesetzentwurfes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vorgesehen worden ist, um für entsprechende Reserveleistungen zu sorgen.

Rolf Hempelmann (SPD): Meine erste Frage geht an Herrn Dr. Tillmann vom EID VCI, Energieintensive Industrien in Deutschland. Herr Tillmann, die Netzbetreiber haben vorausgesagt, dass es künftig häufiger dazu kommen kann, dass die Kunden aus der

Großindustrie in schwierigen Netzsituationen helfen müssen, die Netzstabilität aufrechtzuerhalten, insbesondere indem sie ihre Last abschalten lassen oder reduzieren lassen. Das Ganze hat nach unserer Einschätzung einen Gegenwert, da die Vorhaltung von Regelenergie vermieden wird. Könnten Sie kurz skizzieren, wie Sie sich eine angemessene Vergütung und eine angemessene Regelung bezüglich der abschaltbaren Lasten vorstellen und wie Sie die bisherige Regelung in § 13 Abs. 4 EnWG diesbezüglich bewerten?

Meine zweite Frage richtet sich an Herrn Hörschemeyer von der IGBCE. Sie betrifft den gleichen Komplex, nämlich die stromintensiven Industrien. Aus Ihrer Richtung ist der Vorschlag gemacht worden, ein Grundlaststromsegment zu definieren - die Unternehmen, von denen wir reden, sind klassische Grundlaststrombezieher -, um letztlich dafür zu sorgen, dass sie auf diese Art und Weise einen produktbezogenen Preis zahlen, was ihnen helfen würde, wettbewerbsfähig zu sein. Könnten Sie skizzieren, wie ein solches Modell aussehen könnte und warum Sie sich so viel davon versprechen?

Sachverständiger Dr. Utz Tillmann (Energieintensive Industrien in Deutschland e. V.): Sie haben völlig recht, Herr Hempelmann, die Schwankungen werden deutlich zunehmen, und wir können mit unseren großen stromintensiven Anlagen dazu beitragen, Stabilität zu gewährleisten. Das muss natürlich einen Gegenwert haben; das ist gar keine Frage.

Lassen Sie mich folgendes Beispiel anführen: Man kann ausrechnen, wie viel eine Megawattstunde in einem Regelkraftwerk, beispielsweise einem Gasturbinenkraftwerk, kosten würde. Die Kosten lägen bei 120 000 Euro. Wenn wir uns entscheiden würden, unsere Anlagen sowohl herunter- als auch hochzufahren - in bestimmten Zeitsegmenten und mit bestimmten Vorankündigungen können wir das; es gibt ein holländisches Modell, das das ganz gut beschreibt -, dann könnten wir mit einem Gegenwert von circa 60 000 Euro rechnen. Das ist die Größenordnung, über die man reden sollte, wenn es darum geht, ob die Industrie ihre Eigenkapazitäten nach oben oder nach unten fahren soll. Das ist ein wichtiger Aspekt.

Des Weiteren sollte man beachten, dass keine zusätzlichen Netzentgelte für derartige Aktionen erhoben werden. Momentan ist das

vorgesehen: Es werden Netzentgelte gefordert. Dazu sagen wir: Davon sollte abgesehen werden, weil wir helfend eingreifen. Wir sind nicht diejenigen, die Strom ziehen oder geben, um daran zu verdienen. Vielmehr ist es unsere Aufgabe, das Netz zu stabilisieren. Das ist eine ganz andere Aufgabe. Vor diesem Hintergrund sind die zwei genannten Punkte für uns sehr wichtig.

Sachverständiger Franz-Gerd Hörschemeyer (Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie): Wir sind der Meinung, dass ein gewisser Sockel an Kraftwerken kontinuierlich im Jahr in Betrieb sein sollte, um Systemdienstleistungen, Regelleistungen, Mindestreserve, Kurzschlussleistung etc. pp. sicher erbringen zu können. Die Sicherheit kommt dabei aus der rotierenden Masse der Kraftwerke. Diese Kraftwerke hätten nach unserer Überzeugung eine Volllaststundenzahl von 7 000 bis 7 500 Stunden zu fahren. Angesichts der zunehmend fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien ist es sicherlich ein gewisser Vorteil, dass diese Kraftwerke im Grundlastbetrieb - es geht hier nicht um Mittellast oder Spitzenlast - gefahren werden können. Darauf sind viele Kraftwerke im Moment auch noch eher eingestellt, sodass sich hier ein gewisses Plus ergibt.

Auf der anderen Seite müsste bei Schwachlast, also etwa am Pfingstmontag mit vielleicht 30 Gigawatt, der ÜNB eine gesicherte, eine beeinflussbare Abnahme auf der Nachfrageseite organisieren; das wäre seine Verantwortung. Daraus leiten wir systemstabilisierende Wirkungen ab, die einen gewissen Wert haben. Wir glauben, dass es sinnvoll wäre, im Rahmen der Novelle des EnWG eine Verordnungsermächtigung aufzunehmen, die es dem BMWi ermöglicht, mit Zustimmung des Bundesrates weitere Prüfungen vorzunehmen, um zum Beispiel die Größe des Sockels zu ermitteln sowie technische Parameter der Anlagen etc. festzulegen.

Klaus Breil (FDP): Ich habe eine Frage an Herrn Dr. Schäfer von CURRENTA und an Frau Ortlieb vom VIK. Welche Bedeutung hat das Thema Industrieparks für die Stromversorgung der Industrie? Können die Betreiber geschlossener Verteilernetze von der Bürokratie, die die Entflechtungsregeln mit sich bringen, ohne Verstoß gegen EU-Recht noch stärker entlastet werden?

Wenn ich gleich noch eine zweite Frage stellen darf, dann nehme ich die Gelegenheit gern wahr. Diese Frage richtet sich an Herrn Busch vom bne und an den Herrn Präsidenten Mundt vom Bundeskartellamt. Die Anbietervielfalt soll durch einen diskriminierungsfreien Netzzugang erhöht werden, und der Trend zur Rekommunalisierung soll unterstützt werden. Passt dies nach Ihrer Auffassung zusammen?

Sachverständiger Dr. Klaus Schäfer (CURRENTA GmbH & Co. OHG): Die Situation heute ist so, dass mehr als 50 Prozent der Chemieproduktion in Deutschland aus Chemieparks kommen. Das ist auf der Energieversorgungsseite typischerweise kein Massenkundengeschäft. Ein Chemiepark hat typischerweise weniger als 100 Kunden. Unser Chemiepark, der CURRENTA CHEMPARK, hat verschiedene Kunden, die ihren Strom heute von anderen Anbietern und nicht von uns kaufen. Wir stehen dem Wechsel sehr offen gegenüber und unterstützen das. Was es zu vermeiden gilt, ist, dass wir uns durch die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes einen Zusatzaufwand für massenkundentaugliche Wechselprozesse einfangen.

Des Weiteren gilt es zu vermeiden, dass es beim buchhalterischen Unbundling in diesen relativ kleinen und überschaubaren Netzen im Vergleich zu dem Kostenstellenunbundling, wie wir es heute betreiben, einmalig zu einem erheblichen Zusatzaufwand kommt. Darüber hinaus - das ist für die deutsche Wirtschaft von ganz besonderer Bedeutung - werden durch das buchhalterische Unbundling wettbewerbsrelevante Daten der Unternehmen nach außen sichtbar, was heute nicht der Fall ist. Solche Informationen können Nachteile im Wettbewerb bedeuten und Finanzhaien Einblicke in die Unternehmen gewähren, die möglicherweise zu negativen Konsequenzen an anderer Stelle führen.

Sachverständige Birgit Ortlieb (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.): Für industrielle Standorte ist der geltende § 110 Energiewirtschaftsgesetz maßgebend. Damit sind diese Standorte, die unter anderem von Herrn Dr. Schäfer repräsentiert werden, von der Regulierung in weiten Teilen ausgenommen. Infolge der Änderung des europäischen Rechts sollen nun Regulierungsvorschriften eingeführt werden,

die bisher nur für Stadtwerke oder Übertragungsnetzbetreiber, beispielsweise TenneT, gegolten haben. Ganz praktisch geht es dabei darum, dass solche Standorte in Zukunft Netzentgelte kalkulieren müssen wie Stadtwerke. Sie sollen insbesondere nach den Vorstellungen der Bundesnetzagentur gehalten sein, die Festlegungen der Bundesnetzagentur anzuwenden. Wir sagen: Das ist nicht nötig, weil das europäische Recht für die Frage, was im Einzelnen angewendet werden muss, Ausnahmen vorsieht. Es ist also keinesfalls zwingend, dass alle Festlegungen der Bundesnetzagentur für die geschlossenen Verteilernetze, heute: Objektetze, angewendet werden müssen.

Außerdem muss bei allem, was ins deutsche Recht umgesetzt werden muss, auch der europäische Vertrag beachtet werden sollte. Dieser europäische Vertrag sieht den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit vor. Aus unserer Sicht sollen unverhältnismäßige Auflagen in die Regelung des § 110 EnWG aufgenommen werden, die die Industriestandorte erheblich belasten würden. Deswegen bitten wir darum, davon abzusehen. Selbst die Europäische Kommission hat in einer interpretierenden Note hervorgehoben, dass unter dem Gesichtspunkt des Erwägungsgrundes 31 bzw. 28 der Richtlinien dort steht, dass man unnötigen Verwaltungsaufwand vermeiden sollte - Besonderheiten für die geschlossenen Verteilernetze, die eben nicht mit öffentlichen Netzen gleichzusetzen sind, zu berücksichtigen sind. Das bestätigt uns in unserer Auffassung, und deswegen sagen wir: Das europäische Recht erlaubt mehr Ausnahmen, als sie vom Gesetzgeber derzeit vorgesehen sind. Wir bitten daher um weitere Ausnahmen.

Sachverständiger Robert Busch (Bundesverband Neuer Energieanbieter e. V.): Ich bin gefragt worden, inwiefern die Rekommunalisierung und damit die Verteilernetzproblematik Wettbewerb nicht fördert, sondern eher behindert. Das ist in der Tat nach wie vor eines unserer zentralen Probleme, wenn wir als neuer Anbieter für den Kunden günstige, gute und angemessene Angebote machen wollen. Man muss sich das einmal von außen ansehen. In Deutschland gibt es 900 Stromnetze und 700 Gasnetze. Wenn man überlegt, was für eine Aufgabe mit der Gestaltung der neuen Energielandschaft vor uns liegt und wie wichtig es sein wird, die dadurch entstehenden hohen Kosten abzufuf-

fern, kommt man zu dem Schluss, dass der Wettbewerb das zentrale Instrument ist. Alles, was den Wettbewerb behindert, muss aus dem Weg geräumt werden. Das wird mit dieser Novelle noch nicht erreicht; im Gegenteil: Einige Regelungen bedeuten leider eher eine Verschlimmerung.

Unser Plädoyer ist, den De-minimis-Grenzwert statt auf 100 000 auf 10 000 festzusetzen. Rekommunalisierung funktioniert nur mit dieser De-minimis-Regelung. Das ist so, weil sich Netzbetreiber, die weniger als 100 000 Kunden haben, mittelbar oder unmittelbar, hinter dieser Ausnahmeregelung, die keine ist, verstecken können. Über 90 Prozent der Netzbetreiber in den Bereichen Gas und Strom sind in weiten Teilen von Regelungen des Gesetzes ausgenommen und müssen weder genügend unbunden noch ein diskriminierungsfreies Netz zur Verfügung stellen. Das reicht also noch nicht.

Ein besonderes Beispiel, mit dem ich das klarmachen möchte, ist der neue § 7 a EnWG. Danach sollen Verteilernetzbetreiber in ihrer Markenpolitik gewährleisten, dass eine Verwechslung zwischen Verteilernetzbetreiber und den Vertriebsaktivitäten des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens ausgeschlossen ist. Es gibt aber eine Ausnahme. Ausgenommen sind nämlich solche Unternehmen, die weniger als 100 000 Kunden haben. 90 Prozent der Netze unterliegen dieser Regelung also nicht. Da frage ich mich, wozu wir diese Regelung brauchen.

Im Zuge dieser Überlegungen haben wir die Bitte, dass der De-minimis-Grenzwert herabgesetzt wird - im Interesse einer fairen, angemessenen und günstigen Netzlandschaft. Wir halten eine Grenze von 10 000 für sinnvoll; 100 000 ist auf jeden Fall zu hoch.

Sachverständiger Andreas Mundt (Bundeskartellamt): Zum Thema Rekommunalisierung, Ausschreibung von Gas- und Stromnetzen: Sie wissen, dass das Bundeskartellamt gemeinsam mit der Bundesnetzagentur einen Leitfaden zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers erarbeitet hat. Es geht dabei um die diskriminierungsfreie Vergabe solcher Netze. Ich glaube, man kann wirklich sagen, dass dieser Leitfaden in der Branche relativ positiv aufgenommen worden ist. Damit ist schon bei der Vergabe klar, dass bestimmte Punkte einzuhalten sind, sodass die Unternehmen und auch die

Kommunen wissen, was auf sie zukommt und dass für eine diskriminierungsfreie Vergabe zu sorgen ist. In der Branche ist dieser Leitfaden auf relativ große Zustimmung gestoßen.

In der Sache selber glaube ich, dass man die Neuvergabe in dieser Form heutzutage eigentlich gar nicht mehr braucht. Die Regelung stammt aus einer Zeit, als wir keinen Wettbewerb im Markt hatten. Heute haben wir Wettbewerb im Markt. Mit der ständigen Neuausschreibung folgen wir eigentlich einem alten Pfad, indem wir den Wettbewerb *um* den Markt eröffnen. Das ist eine Frage, der sich der Gesetzgeber nicht noch einmal grundsätzlich gestellt hat; das System wird so übernommen, wie es ist. Ob man diese Form der regelmäßigen Ausschreibung alle 20 Jahre so braucht, ob man vielleicht die Kommunen darüber entscheiden lassen kann, ist eine Frage, die der Gesetzgeber jetzt nicht aufgegriffen hat.

In der Sache sind wir ein bisschen skeptisch. Wir begrüßen das Engagement der Stadtwerke im Bereich der Produktion, insbesondere der Stromproduktion, weil wir hier schon ein Wettbewerbspotenzial sehen, das auf den Markt wirkt. Was die Vergabe der Konzessionen für die Leitungen betrifft, ist die Situation etwas anders. Wir sehen zumindest die Möglichkeit der Zersplitterung der Netze, was zu höheren Kosten beim Netzbetrieb führen kann. Die Fixkosten bleiben gleich hoch, aber die Zahl der angeschlossenen Haushalte wird kleiner, sodass wir es möglicherweise unmittelbar mit einer Kostensteigerung zu tun haben.

Eine Situation, in der es eine Vielzahl von kleineren Netzen gibt, ist gerade für neue Anbieter möglicherweise schwieriger zu handeln als eine Situation, in der weniger Netze und weniger Betreiber vorhanden sind. Insofern kann es insbesondere für die kleineren Anbieter schwieriger werden.

Last, but not least: Es ist in der Tat so, dass Netzbetreiber mit weniger als 100 000 Kunden einer weniger strengen Regulierung unterliegen. 100 000 Kunden, das sind gar nicht so wenige. Eine Befürchtung von uns ist, dass infolge des Trends zur Rekommunalisierung diese weniger strenge Regulierung mehr Platz greift, dass die Bundesnetzagentur weniger Zugriff hat, als sie eigentlich haben sollte, und dass die gesetzlichen Vorgaben weniger streng sind.

Noch nicht richtig abschätzen können wir im Moment, inwieweit es in der Zukunft wirk-

lich zu einer anderweitigen Vergabe dieser Konzessionen kommen wird. Es gibt sehr attraktive Gebiete, größere Städte etwa, für die sehr viele bieten werden. In anderen Gebieten sieht das vielleicht anders aus. Da fällt das Ganze dann unter Umständen doch an die Kommune, weil einfach kein anderer Bieter vorhanden ist. Die Kommune könnte dann überlegen, wie sie das Ganze im Ergebnis attraktiver machen kann, damit es überhaupt externe Bewerber gibt, die das Netz betreiben wollen. In welchem Maße solche Wechselbewegungen in der Zukunft stattfinden werden, können wir im Moment, wie gesagt, noch nicht abschätzen; aber wettbewerbsfähig sind wir etwas skeptisch und fürchten eher Nachteile für den Wettbewerb.

Ralph Lenkert (DIE LINKE): Meine erste Frage richte ich an Herrn Stubner vom Bundesverband Erneuerbare Energie. Herr Stubner, werden aus Ihrer Sicht die Netzbetreiber in ausreichendem Maße dazu verpflichtet, erneuerbare Energien zu integrieren? Was insbesondere den Bereich der Verteilernetze angeht, habe ich dazu im Entwurf relativ wenig gelesen. Wie ist Ihr Standpunkt dazu? Muss an dieser Stelle nachgebessert werden?

Dann richte ich mich an Herrn Kurth von der Bundesnetzagentur. Herr Kurth, bisher war es so, dass Sie die Daten der Netzbetreiber nur nachvollziehen konnten, sie aber nicht bekommen haben. Sind die neuen Informationspflichten ausreichend? Sind Sie der Meinung, dass mit diesen Daten die Planung der Netze besser begleitet werden kann als bisher? Wie stehen Sie dazu, dass nach neuesten Äußerungen des Bundesrates die Zuständigkeit für die Planfeststellung doch nicht auf die Bundesnetzagentur übergehen, sondern bei den Bundesländern bleiben soll? Aus meiner Sicht könnte das technisch relativ schwierig werden.

Vorsitzender Ernst Hinsken: Letzteres wollen wir beim zweiten Themenblock besprechen.

Sachverständiger Heiko Stubner (Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.): Wir haben es mit Regelungen in verschiedenen Gesetzen zu tun. Die Aufnahmepflicht ist immer noch sehr stark im EEG verankert. Wir hätten uns da einen stärkeren Anreiz für die Netzbetreiber gewünscht, Strom aus erneuerbaren Energien aufzunehmen und das

Netz dafür auszubauen. Man könnte sich ein Stufenmodell vorstellen. Wenn die notwendigen Netzkapazitäten nicht vorhanden sind und über das Einspeisemanagement nach § 11 EEG abgeregelt wird, entstehen Kosten. Man könnte vorsehen, dass ab einem gewissen Zeitraum diese Kosten nicht mehr in voller Höhe über die Netznutzungsentgelte übergewälzt werden können. Dann hätte der Netzbetreiber einen sehr starken Anreiz, mit dem Ausbau schneller hinterherzukommen. Vor dem Hintergrund des Regulierungsregimes, anderer Akteure oder auch der Stakeholder in den jeweiligen Unternehmen hält sich bei den Netzbetreibern die Investitionsbereitschaft manchmal, vorsichtig formuliert, in Grenzen. So gäbe es einen finanziellen Anreiz, das Netz schneller auszubauen.

Des Weiteren hätte ich mir einen stärkeren Abgleich zwischen dem EnWG und dem EEG gewünscht. Wir haben mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz einen guten Rahmen für den Ausbau der erneuerbaren Energien, aber das Energiewirtschaftsgesetz wird dabei immer wichtiger. Es gibt - das muss man den Netzbetreibern fairerweise zugestehen - gewisse Rechtskonflikte zwischen beiden Gesetzen. Herr Schneller von TenneT zum Beispiel ist über das Energiewirtschaftsgesetz verpflichtet, die Stromversorgung verlässlich aufrechtzuerhalten - er ist als ÜNB Systemverantwortlicher -; gleichzeitig ist er nach § 8 EEG verpflichtet, jeglichen Strom aus erneuerbaren Energien aufzunehmen. Er muss sein Netz aber irgendwann auch einmal warten und abschalten. Er wird da in einen Rechtskonflikt getrieben.

Ich hätte mir gewünscht, dass man diesen Rechtskonflikt entschärft, indem man in das EnWG aufnimmt, dass der Netzbetreiber, sei es als ÜNB oder als VNB, mit Blick auf die Wartungsintervalle rechtzeitig auf die Betreiber von Anlagen, auch im Bereich der erneuerbaren Energien, zugeht, um abzustimmen, wann der beste Zeitpunkt für eine solche Wartung ist. Bei Windkraftanlagen zum Beispiel ist ja zu berücksichtigen, dass es windschwache Wochen oder Monate gibt, gerade im Sommer. Wenn in dieser Zeit gewartet würde, wäre der Ausfall von Strom aus erneuerbaren Energien am geringsten. Hier gäbe es also Möglichkeiten, das zu koordinieren und damit sicherzustellen, dass möglichst viel Strom aus erneuerbaren Energien ins Netz aufgenommen wird.

Sachverständiger Matthias Kurth (Bundesnetzagentur): Herr Abgeordneter Lenkert, Ihre zweite Frage an mich - der Vorsitzende hat dazu schon eine Anmerkung gemacht - würde ich lieber beim zweiten Themenblock beantworten, weil es dabei um das NABEG geht, um die Frage von Raumordnung und Planfeststellung. Das werden wir sicherlich noch vertiefen; ich komme darauf zurück.

Zu Ihrer ersten Frage an mich: Die Gesetzentwürfe sehen durchaus Verbesserungen vor. Bei der Frage der Systemsicherheit und der Netzstabilität, die in den letzten Wochen auch öffentlich sehr intensiv diskutiert worden ist, wird der Fokus mehr auf Datenerhebung und Datenhaltung gerichtet. Es ist klar, dass man mit Blick auf das Netz sehr viele Daten braucht, um zu beurteilen, ob Eingriffe, zum Beispiel im Erzeugungsbereich, notwendig sind, um letzten Endes zu klären, ob Reservekapazitäten zur Verfügung stehen. Das haben Sie ja gefordert, meine Damen und Herren Abgeordneten. Ich nenne hier nur das Stichwort „Kaltreserve“; es geht aber auch um Möglichkeiten im konventionellen Bereich. Das betrifft ja nicht nur das AKW-Moratorium. Es geht auch um die Fragen, welche Kapazitäten überhaupt verfügbar sind und wie die Kraftwerke angefahren werden können.

Diesbezüglich haben wir in der Vergangenheit einiges getan. Wir haben zum Beispiel einen Leitfaden für das Einspeisemanagement erstellt, der sich insbesondere auf die erneuerbaren Energien bezieht. Dabei haben wir die Abschaltreihenfolge der Erzeuger geregelt. In der Tat gibt es Konsistenzprobleme zwischen den verschiedenen Materien, zwischen EEG, KWKG usw. Wir bemühen uns, diese Vorschriften in einem konsistenten System zusammenzubringen. Dazu trägt der Gesetzentwurf bei.

Nach wie vor sind in erster Linie die Netzbetreiber aufgefordert, eine entsprechende Netzplanung vorzunehmen und die dafür erforderlichen Daten vorzuhalten. Wir werden die Planungen der Netzbetreiber aber - darauf zielte Ihre Frage - gründlich prüfen müssen; ich glaube, darüber werden wir heute Nachmittag diskutieren. Wir werden die Netzbetreiber konsultieren müssen. Dafür werden wir eine eigene Beurteilungskompetenz aufbauen müssen, auch was die Lastflussdaten und andere Details anbelangt.

Ich glaube, es ist erkannt worden, dass Netzplanung, Netzsicherheit und Versorgungssicherheit in einem komplexen Zu-

sammenhang stehen und die Integration der erneuerbaren Energien ein Mehr an Datenhaltung und -bewältigung erfordert. Wir glauben aber, dass der Rahmen, der mit diesem Gesetzentwurf vorgeschlagen bzw. gesetzt wird, dafür ausreichend sein wird.

Ingrid Nestle (BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN): Meine erste Frage richtet sich an Herrn Matthes. Das EnWG enthält zwar eine Verordnungsermächtigung - Stichwort: Flexibilisierungsregelung -; es ist aber völlig unklar, was da wirklich kommen wird. Wir würden uns hierzu ein klareres Statement wünschen. Vor allem vor dem Hintergrund der Tatsache, dass wir den Neubau von Kohlekraftwerken sehr skeptisch sehen, möchte ich Sie, Herr Matthes, fragen: Welche Rollen messen Sie weiteren Kohlekraftwerken im künftigen Energiesystem bei?

Meine zweite Frage richtet sich an Herrn Kurth von der Bundesnetzagentur. Auch zum Thema Marktüberwachung/Markttransparenz hätten wir uns eine klarere Regelung im EnWG gewünscht. Für wie wichtig erachten Sie es, dass die Marktüberwachung schnell geregelt wird? Was fehlt eigentlich noch, damit diese Regelung umgesetzt und eine Markttransparenzstelle geschaffen werden kann? Wo wäre diese am besten angesiedelt?

Sachverständiger Dr. Felix Christian Matthes (Öko-Institut e. V.): Zunächst muss man deutlich sagen: Das Stromversorgungssystem ist ein marktwirtschaftliches System. Das heißt, all das, was geregelt werden muss, muss geregelt werden, und das, was nicht geregelt werden muss, muss nicht geregelt werden. Das ist, glaube ich, ein wichtiger Punkt.

Dessen ungeachtet ist völlig klar, dass Kohlekraftwerke auf längere Sicht - das wird klar, wenn man sich die langfristigen Ziele anschaut - keine Rolle spielen können und auch keine Rolle spielen dürfen, zumindest nicht, solange sie CO₂ emittieren, und angesichts der Tatsache, dass sie bekanntermaßen nicht zu den erneuerbaren Energien zählen. Deswegen wird es darauf ankommen, eine zweite Runde von Stranded Assets zu vermeiden. Bei dem Ausstieg aus der Kernenergienutzung geht es zurzeit ja auch um die Frage, wie man kapitalintensive Ressourcen wieder aus dem Markt drückt. Eine vergleichbare Situation schafft man mit dem Bau von neuen Kohlekraftwerken. Des-

wegen ist es aus meiner Sicht gerechtfertigt, erstens bestimmte Flexibilisierungsanforderungen an die Kraftwerke zu stellen und zweitens im Bereich der Systemdienstleistungen das Portfolio zu öffnen.

Wenn Sie sich die Diskussion in Nordamerika anschauen, stellen Sie fest, dass es dort hinsichtlich der Systemstabilität eine ganz andere Tradition gibt. Dort werden zum Beispiel nachfrageseitige Ressourcen mit in das Management aufgenommen. In den letzten Jahren betrug der Lastunterschied zwischen der Stunde der Höchstlast und der Stunde der fünfzigsthöchsten Last - also 50 Stunden im Jahr - zwischen 3 000 und 5 000 Megawatt. Das heißt, man kann hinsichtlich der Systemstabilität zum Beispiel auf der Nachfrageseite Potenzial erschließen.

Das Gleiche wird man im Bereich der erneuerbaren Energien tun müssen, um solche Funktionen auch zukünftig erfüllen zu können. Man darf nicht in die Falle tappen, Subventionen für Kraftwerke zu offerieren - das, was Herr Hörnschemeyer vorgeschlagen hat, ist ein verborgenes Subventionsmodell -, obwohl diese Kraftwerke keine große Perspektive haben. Die Grenzkostenpreisbildung ist ein hohes Gut. Dabei sollte man bleiben.

Ich gebe Ihnen also zwei Antworten: Erstens. Wir müssen aufpassen, dass wir keine Kohlekraftwerke in das System einbauen, die wir aus den bekannten Gründen relativ schnell wieder herausdrängen müssen.

Zweitens. Das Portfolio zur Erhöhung der Systemstabilität ist sehr viel größer, als wir traditionell glauben. Die Nachfrageseite könnte erschlossen werden, die erneuerbaren Energien müssten aufgenommen werden. Wenn man das in die Regelung des § 13 EnWG aufnimmt, dann wird sich manche Prüfung in Bezug auf den künftigen § 118 a EnWG relativ schnell erledigen, weil im Bereich der Nachfrage sehr kostengünstig Potenziale erschlossen werden können. Dann hat man eine Win-win-Situation: Für die im Regelfall energieintensiven Verbraucher kann man eine neue Einkommensmöglichkeit erschließen, strikt marktbasiert und in Konkurrenz zu anderen Dingen. Dann müssten bestimmte Gärtchen auch nicht eingezäunt werden; die niedrigeren Strompreise, die man sich davon verspricht, werden auf lange Sicht ohnehin nicht erreicht.

Sachverständiger Matthias Kurth (Bundesnetzagentur): Der Kollege Mundt hat

schon erwähnt, dass wir hinsichtlich des Energiemarktes in vielerlei Weise mit dem Bundeskartellamt zusammenarbeiten. Das gilt auch für die Förderung des Wettbewerbs auf den Märkten. Ihre Frage, Frau Abgeordnete Nestle, zielt darauf, dass die Bundesregierung die Absicht hat, eine Markttransparenzstelle beim Bundeskartellamt einzurichten. Das ist Teil der Verabredungen. Das wird allerdings nicht mit diesem Paket verabschiedet, sondern ist einem anderen Gesetzgebungsvorhaben vorbehalten.

Frau Nestle, meiner Meinung nach wird man darauf achten müssen, dass diese Befugnisse so unbürokratisch wie möglich geregelt werden und im Einklang mit den europäischen Regeln stehen. Der Wettbewerb auf dem Energiemarkt hat nämlich auch eine europäische Dimension. Der Wettbewerb wird nicht nur in Deutschland - das sehen wir zurzeit bei den grenzüberschreitenden Stromflüssen -, sondern auch in Europa kontrolliert. Diesbezüglich sieht EU-Kommissar Oettinger im REMIT-Verfahren umfangreiche Datenübermittlungen an die europäische Organisation ACER vor. Man wird sehen, wie beide Prozesse miteinander in Einklang gebracht werden können.

Wir haben in unserer Stellungnahme auf Art. 3, der sich mit dem Monitoring befasst, Bezug genommen. Dieses Thema hat gar nichts mit Befugnissen zu tun, sondern es geht lediglich um die Frage, wie wir Daten erheben. Da Entlastungen erwünscht sind und immer wieder gefragt wird, wie wir das so unbürokratisch wie möglich regeln können, schlage ich einen gemeinsamen Datenpool vor, auf den beide Behörden, abhängig von den jeweiligen Bedürfnissen, zugreifen können. Diesen Vorschlag haben wir schon früher einmal eingebracht. Ich glaube, dass eine Fülle von sogenannten Erzeugungsdaten erforderlich sein wird - darüber haben wir vorhin schon einmal diskutiert -, um Systemsicherheit, Netzstabilität, Versorgungssicherheit und anderes beurteilen zu können. Auch die Einspeisung von erneuerbaren Energien hat Einfluss auf die Markttransparenz. Ich glaube, es würde einen großen Mehrwert bedeuten, wenn man einen solchen Datenpool gemeinsam erstellen und ein einheitliches Monitoring durchführen würde.

Bei unseren Datenerhebungen wird immer wieder die Frage gestellt: Warum müsst ihr ständig mit neuen Fragebögen und neuen Abfragen an die betroffenen Unternehmen herantreten? Wenn wir einen Prozessdaten-

beschleuniger nutzen und alle Daten in einem einheitlichen, IT-gepflegten System verarbeiten würden, könnte das auch für die Unternehmen sehr viele Vorteile mit sich bringen. Deshalb würde ich dazu raten, das Monitoring einheitlich durchzuführen - das hat nichts mit Kompetenzen zu tun - und die Entscheidung bezüglich Art. 3 jetzt noch nicht zu treffen - jedenfalls nicht so -, sondern uns die Möglichkeit offenzuhalten, einen gemeinsamen Datenpool zu entwickeln.

Vorsitzender Ernst Hinsken: Ich eröffne nun die zweite Runde.

Dr. Joachim Pfeiffer (CDU/CSU): Ich möchte an die Ausführungen des Kollegen Hempelmann anknüpfen. In der Tat geht es bei diesem Paket auch darum, sicherzustellen, dass die energieintensive Industrie in Deutschland beheimatet bleibt und weiterhin wettbewerbsfähig ist. Deshalb müssen wir nicht nur dafür sorgen, dass die besonderen Ausgleichsgelungen im EEG - das ist heute nicht das Thema - mittelstandsfreundlicher gestaltet und erweitert werden, sondern auch dafür, dass der Status quo für die energieintensive Industrie vollumfänglich erhalten bleibt.

Jetzt aber zu den Punkten, die uns hier interessieren. Ich würde gerne Herrn Niese und Herrn Kurth befragen. Das eine Thema sind die Netznutzungsentgelte und die Befreiung von denselben, was nicht nur unter Wettbewerbsgesichtspunkten Sinn macht, sondern auch mit Blick auf die Stabilität, die Netzintegration usw. Wenn das nicht so geregelt wäre, wären die Kosten im Zweifel sogar noch höher, und die Wettbewerbsfähigkeit wäre auch nicht gewährleistet. Ich bitte Sie, das zu unterfüttern und etwas zur konkreten Umsetzung zu sagen.

Die zweite Frage bezieht sich auf die abschaltbaren Lasten. Darüber diskutieren wir seit zweieinhalb Jahren. Jetzt muss endlich einmal gehandelt werden. Ich glaube, dass der Verordnungsweg ein möglicher Weg ist. Auf jeden Fall muss gewährleistet sein, dass diese Verordnung in den nächsten Monaten kommt. Diesbezüglich frage ich die beiden Sachverständigen: Was muss konkret geregelt werden, damit wir nicht aufgrund europarechtlicher Aspekte usw. in der Warteschleife landen?

Damit bin ich bei meinem letzten Punkt, der, wie ich glaube, sensibel ist. Bei uns ist die Bereitschaft vorhanden, ein Grundlast-

stromangebot zu machen, weil wir dies als notwendig ansehen. Sonst machen wir überall Planwirtschaft. Im EEG halten wir alles fest, bei der Industrie machen wir das nicht. Ich bin der Meinung, wenn es um die Sicherung der Industrie geht, ist diese Frage vorrangig. Der Wille ist also da. Die Regelung muss aber so belastbar sein, dass uns das Ganze nicht in ein paar Wochen oder Monaten wieder vor die Füße fällt, weil zum Beispiel Brüssel Vorbehalte äußert.

Ich bitte Sie, zu diesen Punkten Stellung zu nehmen.

Sachverständiger Dr. Michael Niese (Wirtschaftsvereinigung Metalle e. V.): Ich fasse Ihre ersten beiden Fragen zu einer Frage zusammen. Es geht also um die völlige Befreiung von den Netznutzungsentgelten und die Vergütung abschaltbarer Lasten.

Zu den Netznutzungsentgelten: Derzeit wird den atypischen Netznutzern entsprechend der geltenden Verordnung - StromNEV - ein individuelles Netzentgelt zugestanden. Dies muss mindestens 20 Prozent des regulären Entgeltes betragen. Ich denke, wenn man auf diese 20 Prozent verzichten würde, bedeutete dies keine wesentliche Mehrbelastung der anderen Netznutzer. Man hätte aber eine Menge Bürokratie gespart. Wir sind jetzt in der zweiten Runde. Zuerst hatten wir 50 Prozent, jetzt haben wir 20 Prozent. Die Unternehmen erreichen diese 20 Prozent, sodass es auf 20 Prozent eingestellt wird. Dies wäre eine kleine, hinsichtlich des Geschäftsgebarens aber sehr gute Entlastung.

Der zweite Punkt ist die Vergütung abschaltbarer Lasten. Dieses Thema verfolgen wir seit gut zwei Jahren. Wir sind davon überzeugt, dass die jetzt vorgeschlagene Regelung - § 13 Abs. 4 a (neu) EnWG - in die richtige Richtung weist. Solche Abschaltungen sollten nicht mehr entschädigungsfrei vorgenommen werden dürfen. Sie sollten nur dann entschädigungsfrei vorgenommen werden können, wenn zuvor bilaterale Verträge abgeschlossen wurden. Hier stehen wir vor einer schwierigen Situation, die nach unserer Überzeugung durch Rechtsverordnung geregelt werden sollte, weil sich die Wertermittlung in der Vergangenheit als schwierig herausgestellt hat.

Wir empfehlen, über den Tellerrand zu schauen. Es wird zwar immer gesagt, dass Europa eine gemeinsame Energiewirtschaft hat; es gibt aber auch andere Lösungen. In

den Niederlanden wird diese abschaltbare Last von TenneT kontrahiert. Man hat damit, glaube ich, sehr gute Erfahrungen gemacht. Es gibt eine Menge Gründe, die dafür sprechen, sich - das hat Dr. Tillmann gesagt - die 60 000 Euro vorzunehmen. Man kann die Alternativkosten berechnen: Wie hoch sind die Opportunitätskosten der Abschaltbarkeit im Regenergiemarkt? 60 000 Euro pro Megawatt und Jahr sind wesentlich günstiger als das, was der Regenergiemarkt bietet. Auch ein Reservekraftwerk wäre wesentlich teurer. In den Niederlanden wurden in den vergangenen Jahren vom Netzbetreiber im Durchschnitt 60 000 Euro gezahlt. Wir halten das für eine gute Lösung.

Wir sollten den Mut haben, diesen Markt ins Rollen zu bringen; denn die industriellen Lasten werden in Zukunft - Herr Matthes hat das angesprochen - eine wesentlich größere Rolle spielen. Bisher sind die Märkte auf die Kraftwerke der Energiewirtschaft zugeschnitten. Das ist keine Anklage, sondern Historie. Wenn wir jetzt die Nachfrageseite in den Markt hineinbringen wollen, dann müssen wir das ein bisschen unterstützen.

Zur zweiten Frage von Herrn Dr. Pfeiffer: Wie bekommen wir für Grundlastabnehmer Grundlaststrom zu wettbewerbsfähigen Preisen? Herr Hörnschemeyer hat das schon ausgeführt. Nach unserer Überzeugung geht es hier nicht um eine Subvention, sondern es geht darum, den Markt zu separieren. Die Kraftwerke, die Grundlaststrom anbieten, sind mit denjenigen Nachfragern zusammenzubringen, die Grundlaststrom nachfragen. Das Grenzkostenpreismodell wird davon nicht berührt. Man hätte in beiden Teilmärkten jeweils eine Grenzkostenpreisbildung. Auf dem größeren Markt wird der Marktpreis - das ist das Marktergebnis - der gleiche sein, weil man die gleiche Menge an Grundlastnachfrage und -angebot heraus-schneiden wird. Dazu muss man kein Geld in die Hand nehmen. Das wird sich von alleine einstellen. Wir denken, dass die Energiewirtschaft sehr gerne bereit sein wird, auf diesem Markt anzubieten, weil sie dann die Gelegenheit hat, ihre Anlagen länger laufen zu lassen. Das ist auf jeden Fall eine Lösung, die man kurzfristig anstreben kann.

Sachverständiger Matthias Kurth (Bundesnetzagentur): Zunächst einmal zur Frage nach den Netznutzungsentgelten: Hier ist schon dargelegt worden, dass wir ein bewährtes System haben. Größere Verbrau-

cher, die am Netz sind und damit zur Netzstabilität beitragen, werden bei den Netzentgelten entlastet und zahlen ein individuelles Netzentgelt, soweit das wirtschaftlich indiziert ist. Wir finden, diese gesetzliche Regelung hat sich bewährt. Das würden wir fortsetzen wollen.

Ich möchte eine generelle Anmerkung machen: Der Gesetzentwurf enthält weitergehende Regelungen, um weitere förderungswürdige Erzeuger von den Netzentgelten zu befreien. Es ist ganz klar, dass ein gewisser Förderzweck dahintersteckt. Denken Sie an die Pumpspeicherwerke, die wir alle fördern wollen. Grundsätzlich muss man sich aber über Folgendes bewusst sein: Wenn man das Instrument der Netzentgeltbefreiung zur Förderung dessen, was man gerne haben möchte, einsetzt - das gilt für die Pumpspeicherkraftwerke -, dann fallen die Kosten nicht weg. Sie werden nur umverteilt. Andere tragen die Kosten. Wir können das alles machen. Letzen Endes gibt es dann aber die nächste Gruppe, die gerade nicht mehr zu den stromintensiven Verbrauchern zählt. Denken Sie an Chemiebetriebe wie BASF oder an Automobilhersteller. Das weckt immer neue Begehrlichkeiten. Ich sage vorbeugend: Am Ende bleiben die privaten Verbraucher über. Das wollen Sie sicherlich auch nicht.

(Zuruf des Abg. Dr. Joachim Pfeiffer
(CDU/CSU))

- Na ja. Wir sollten dieses Argument nicht überstrapazieren. - Wie gesagt: So, wie es jetzt ist, geht es. Wir sollten das aber nicht als Regelinstrument ansehen.

Zu den abschaltbaren Lasten ist mit Recht gesagt worden, dass diesbezüglich Potenziale vorhanden sind. Seitens der Bundesnetzagentur haben wir darüber sehr viele Gespräche geführt. Wir begrüßen die Regelung, die im Entwurf des § 13 Abs. 4 a EnWG vorgesehen ist: Die Details sollen in einer Verordnung geregelt werden. Wir haben entsprechende Vorarbeiten erbracht.

Wir haben übrigens auch die stromintensiven Betriebe mit den Netzbetreibern zusammgebracht. Es ist immer leicht gesagt, dass abschaltbare Lasten generell etwas bringen. Das ist aber abstrakt. Bei den Problemen mit der Netzstabilität haben wir gesehen, dass die abschaltbare Last am richtigen Ort vorhanden sein muss. In manchen Fällen wäre es sogar sinnvoller, wir hätten eine zuschaltbare und keine abschalt-

bare Last. Das kann man nur individuell aushandeln, sonst ist das möglicherweise der falsche Ort.

Wir sollten die wirtschaftliche Betrachtung in den Vordergrund stellen. Herr Pfeiffer, Sie haben mit Recht gefragt, wie wir das europarechtsbeständig gestalten können. Ich würde davor warnen, irgendwelche Werte ins Gesetz zu schreiben, was ja einmal in der Diskussion war. Wir sollten die wirtschaftliche Bedeutung ausloten und möglicherweise die Erfahrung anderer einbeziehen. Wir haben diesbezüglich Gutachten und anderes in Auftrag gegeben.

Man muss dann natürlich auch klären: Was und wie lange kann wirklich abgeschaltet werden? Ich habe den Eindruck, dass dieses Argument oftmals angeführt wird. Aber wenn man eine solche Versicherungslösung, wie das ja immer wieder diskutiert wird, macht, muss klar sein: Jede Versicherung muss auch damit rechnen, dass der Versicherungsfall einmal eintritt. Ich höre immer, dass viele sagen: Eine Viertelstunde können wir unseren Hochofen vielleicht stilllegen, aber nicht zwei Stunden; denn dann wäre der Ofen kaputt.

Wir sollten klar sagen: Was wird eigentlich angeboten? Das sollten wir vergüten und den wirtschaftlichen Wert ermitteln. Dazu gibt es viele Vorarbeiten. Der sachgerechte Ort ist eine Verordnung; denn die Unternehmen wollen freiwillige Vereinbarungen. Wenn ich es recht sehe - so ist es in § 4 a des Entwurfs des Energiewirtschaftsgesetzes vorgesehen -, will niemand eine Zwangsabschaltung durch die Netzbetreiber, weil der Eingriff in die Produktion dann zu schwerwiegend wäre. Ich glaube, es ist wichtig, hier die Balance zu halten. Man muss klären: Was ist es wert? Wo steht es? Wo wird es ermittelt? Das soll im Rahmen freiwilliger Vereinbarungen geschehen. Dann wird das vergütet, was wirtschaftlich verantwortbar und sinnvoll ist.

Garrelt Duin (SPD): Es reizt mich natürlich sehr, auf die gerade von Herrn Pfeiffer angesprochenen Themen einzugehen. Aber wir wollen in dieser Anhörung noch ein paar andere Themen behandeln. Deswegen konzentriere ich mich auf zwei andere Aspekte.

Erstens möchte ich eine Frage an Herrn Reck vom VKU richten. Sie haben sicherlich gehört, was Ihr Nachbar, Herr Mundt, gerade zur Rolle der Stadtwerke bei der Produktion gesagt hat. Vielleicht können Sie das, was er dazu gesagt hat, aufgreifen und

sich zur Größenordnung und zu den Folgen im Hinblick auf den Bürokratieaufbau, der mit manch einer Regelung verbunden wäre, äußern. Vielleicht können Sie auch die Frage beantworten - darum geht es mir im Kern -, ob die Regelung, die im EnWG bei Wechsel des Konzessionsnehmers vorgesehen ist, aus Ihrer Sicht sinnvoll ist und wie man diese Prozesse schneller und rechtssicher ausgestalten kann.

Meine zweite Frage würde ich gerne an Frau Müller und Herrn Mundt richten. Ich möchte auf das, was Dr. Matthes vorhin zur Rolle des konventionellen Kraftwerksparks gesagt hat, Bezug nehmen. Ich bitte Sie beide, den Vorschlag des Bundesrates, einen Kapazitätsmarkt zu schaffen, zu bewerten und zu sagen, aufgrund welcher Erfordernisse bzw. unter welchen Umständen ein solcher Kapazitätsmarkt aus Ihrer Sicht sinnvoll sein kann und wie er ausgestaltet sein müsste.

Sachverständiger Hans-Joachim Reck (Verband kommunaler Unternehmen e. V.): Herr Duin, eine grundsätzliche Vorbemerkung: Der Transformationsprozess, vor dem wir beim energiewirtschaftlichen Umbau unseres Landes stehen, wird zunehmend zu dezentralen Strukturen führen. Deshalb sind die dezentralen Einheiten und die Kommunalwirtschaft in besonderer Weise gefordert.

Um den ersten Teil Ihrer Frage zu beantworten: Wir begrüßen ausdrücklich, dass die De-minimis-Regelung, die von Herrn Busch - ziemlich massiv - und von Herrn Mundt - eher kritisch fragend - infrage gestellt wurde, beibehalten wird.

Die De-minimis-Regelung enthält die Verpflichtung der Strom- und Gasnetzbetreiber zur rechtlichen und operationellen Entflechtung und gilt für Unternehmen mit weniger als 100 000 Kunden. Wir sind verpflichtet, einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten. Die Unternehmen unterliegen allen Verpflichtungen, die sich aus den Festlegungen der Bundesnetzagentur zum Lieferantenwechsel ergeben. Sie unterliegen auch der Anreizregulierungsverordnung.

Auch aufgrund der Studien der Bundesnetzagentur sehen wir keine Ineffizienzen im Verhältnis zu größeren Netzbetreibern. Für den Kunden wird der Wechsel nicht erschwert. Als Fazit kann man das festhalten, was das Dritte EU-Binnenmarktpaket zum Ausdruck bringt und was der zuständige EU-Kommissar Almunia immer wieder betont:

dass überbürokratische Anforderungen, die nicht zwingend sind, bei der nationalen Umsetzung unterlassen werden sollten. Deshalb ist meine dringende Bitte, dass Sie es bei der jetzigen Regelung belassen.

Was Kommunalisierung ausmacht, sollte im Übrigen nicht allein im Zusammenhang mit einem Wechsel des Konzessionsnehmers diskutiert werden. Vielmehr besteht nach der Wirtschafts- und Finanzkrise das umfassende Bedürfnis der kommunalen Selbstverwaltung, insbesondere der kommunalen Spitzenverbände als Eigentümer von Kommunalwirtschaft, dezentrale, ganzheitliche Energiekonzepte zu entwickeln. Es wird eine große Chance für die Politik und die Wirtschaft sein, diesen Transformationsprozess zu gestalten. Meine dringende Bitte lautet also: Versuchen Sie nicht, über das EnWG Strukturpolitik zu machen. Dadurch würde in unser föderales System und in unser System der kommunalen Selbstverwaltung über Gebühr eingegriffen.

Bei meiner Antwort auf den zweiten Teil Ihrer Frage beziehe ich mich auf die im Gesetzentwurf der Bundesregierung vorgesehene Regelung des § 46 EnWG; so habe jedenfalls ich Sie verstanden. Hier sind wir an zwei Stellen sehr zufrieden. Jetzt wird klargestellt - das war bei Netzübergaben häufig strittig -, dass übereignet werden muss. Es wird also keine Besitzübertragung geben, sondern es muss eine Übereignung erfolgen.

Allerdings beschwert uns die Frage der Entschädigung; sie ist in der jetzigen Fassung nicht geregelt. Hier gibt es bei den Mitgliedsunternehmen meines Verbandes eine ganz klare Linie - wir bitten Sie, diesen Gedanken aufzugreifen, damit durch die Regelung des § 46 EnWG keine künstliche Barriere geschaffen wird, mit der Netzübernahmen verhindert oder langwierigen Prozessen ausgesetzt werden -: Wir plädieren klar dafür, dass das Ertragswertverfahren als Grundlage genommen wird. Das ist im deutschen Entschädigungsrecht seit Jahrzehnten geregelt. Dieses Verfahren stellt auch sicher, dass keine Beträge festgesetzt werden, die nicht zu verdienen sind. Dieses Verfahren ist gewissermaßen regulierungsadäquat und macht eine vernünftige Übernahme möglich.

Wenn Sie hier keine Regelung treffen, kommt es unter Umständen wirklich zu Fahrten ins Ungewisse, wie es momentan der Fall ist: Es finden nämlich Übernahmen unter Ausklammerung der Kaufpreisfrage

statt, was zu endlos langen Prozessen führt. Das kann im Hinblick auf die Rechtsklarheit nicht im Sinne des Gesetzgebers sein. Deshalb wären wir sehr dankbar, wenn Sie an dieser Stelle nachjustieren würden.

Sachverständige Hildegard Müller (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.): Zunächst möchte ich mir das Recht nehmen, die Ausführungen meines Vorredners zur De-minimis-Regelung zu unterstützen. Auch ich finde, dass wir de facto kein Problem mit dem Netzzugang haben. 78 Prozent der Verteilnetze sind bereits entflochten, auch rechtlich. Ich denke, man sollte überlegen, ob man die freiwillige Entflechtung vielleicht steuerneutral gestaltet, um an diesem Punkt weiter voranzukommen.

Zum Thema Kapazitätsmärkte: In der Tat wissen wir, dass es bei den Kraftwerkskapazitäten erheblichen Neubaubedarf gibt. Der BDEW hat dazu in diesem Gesetzgebungsverfahren ausführlich Stellung genommen, deutlich gemacht, was Reservekapazitäten und Ersatzkapazitäten sind, und darauf hingewiesen, dass wir erheblichen Zubau brauchen, wenn wir den Ausstieg aus der Kernenergie so vorziehen, wie es jetzt gesetzgeberisch geplant ist. Insofern werden vom Bundesrat richtige Fragen gestellt.

Ich will betonen, dass weitere Fragen gestellt werden müssen. Eine dieser Fragen lautet: Wann wissen wir genau, wo und wie der Markt versagen wird? Bis zum Beginn des Moratoriums gab es in Deutschland einen Überhang an Kapazitäten. Jetzt stellt sich die Frage, wie der Markt stabile Rahmenbedingungen erhalten kann.

Die Einführung von Kapazitätsmärkten ist aus unserer Sicht eine Option von vielen. Der Regenergiemarkt kann hier eine ganz wichtige Rolle spielen. Das ist auch der Grund, warum die Energiewirtschaft darauf drängt, den Regenergiemarkt nicht zu zersstückeln, sondern - im Gegenteil - dort Liquidität zu bündeln.

Es stellt sich auch die Frage: Kennen wir schon die Auswirkungen, die mit der Schaffung von Kapazitätsmärkten verbunden sind? Ich habe das Gefühl: Zurzeit spricht jeder über etwas anderes, wenn es darum geht, wie hier die Ausgestaltung erfolgen kann. Ich glaube, bevor das Marktsystem gravierend verändert wird, sollten wir uns jetzt die nötige Zeit nehmen - dies sollte allerdings möglichst zeitnah geschehen; ich will das nicht auf die lange Bank schieben -, die verschiedenen

Ideen zu beurteilen. Der BDEW führt dazu zurzeit eine umfassende Umfrage unter seinen Mitgliedsunternehmen durch. Wir wollen die verschiedenen Modelle und Ideen zu diesem Thema bündeln, sodass wir uns schnellstmöglich, noch im Herbst dieses Jahres, mit diesem Sachverhalt beschäftigen und Informationen an die Politik geben können. Wir müssen bei all dem auch den europäischen Binnenmarkt berücksichtigen. Bevor eine Festlegung erfolgt, müssen diese Aspekte, wie ich glaube, gegeneinander abgewogen werden.

Noch einmal: Ich glaube, es besteht Handlungsbedarf. Allerdings ist die Modellvielfalt noch sehr groß. Wir sollten die Vor- und Nachteile der Optionen gegeneinander abwägen. Der BDEW wird hierzu in naher Zukunft mit Sicherheit einen sehr konkreten Vorschlag machen.

Sachverständiger Andreas Mundt (Bundeskartellamt): Herr Duin, Frau Müller hat im Zusammenhang mit Ihren Fragen gerade ganz viele Fragen gestellt.

(Heiterkeit - Garrelt Duin (SPD):
Aber Antworten angekündigt!
Zeitnah sogar!)

- Ja. - Ich glaube, ich kann noch ein paar Fragen hinzufügen.

(Rolf Hempelmann (SPD): Geben
Sie doch Antworten! Antworten
wären auch gut!)

- Nein. Ich füge meine eigenen Fragen hinzu, Herr Hempelmann.

Natürlich ist offensichtlich, dass sich der Energiebedarf nicht nach Wind und Sonne richtet und dass die Volatilität der erneuerbaren Energien in irgendeiner Form ausgeglichen werden muss; das bleibt auch uns nicht verborgen. Die Energiewende kann einem Wettbewerbsrechtler natürlich das eine oder andere graue Haar wachsen lassen, wenn er sich die Pläne ansieht, wie die Erneuerbaren ausgebaut werden sollen, und sich vor Augen hält, was von europäischer Ebene in Form von REMIT möglicherweise über uns kommt; auch dieses Thema haben wir im Ausschuss schon kurz angesprochen.

Die Schaffung von Kapazitätsmärkten ist ein weiteres Beispiel. Wir sehen selbstverständlich, dass der Zubau konventioneller Kraftwerke notwendig ist, dass er sich möglicherweise aber nicht mehr lohnt, jedenfalls nicht angesichts dessen, wie die Märkte

heute strukturiert sind. Einerseits sollen diese Kraftwerke zwar gebaut werden, andererseits sollen sie aber nur noch dann laufen und Strom einspeisen dürfen, wenn gerade kein Strom aus erneuerbaren Energien fließt. Eine Idee, dies auszugleichen, ist die Schaffung sogenannter Kapazitätsmärkte.

Ich glaube, dass die Diskussion über dieses Thema ganz am Anfang steht. „Schaffung von Kapazitätsmärkten“ sagt sich leicht. Aber wie macht man das? Dabei wird ein enormer Planungsaufwand auf uns zukommen. Bevor man Kapazitätsmärkte schafft, wird man entscheiden müssen, wer ein solches Kraftwerk, das für den Ausgleich sorgen soll, baut, wo es gebaut wird und welches Kraftwerk gebaut wird. Wenn man als Wettbewerbsrechtler diesen Gedanken weiterspinnst, dann kommt man natürlich schnell auf die Idee, solche Kapazitäten auszu-schreiben. Dadurch wäre zumindest ein diskriminierungsfreier Zugang zu diesem Kapazitätsmarkt gewährleistet.

Wenn ein solches Kraftwerk steht - egal welches, egal wo -, läuft es 40 Jahre. Das heißt, in einem solchen Kapazitätsmarkt wird ein solches Kraftwerk alle 40 Jahre einmal ausgeschrieben. Damit schafft man nur ein bisschen Wettbewerb; mehr ist das nicht. Die Betreiber werden dann ja nicht mehr dafür bezahlt, dass sie den Strom liefern; in Wahrheit werden sie dafür bezahlt, dass sie den Strom vorhalten und ihn bei Bedarf bereitstellen. Wenn man eine solche Kapazität nur alle 40 Jahre ausschreibt, dann ist klar - das brauche ich Ihnen nicht zu erläutern -, dass das mit Wettbewerb relativ wenig zu tun hat. Ferner ist es ja so: Wenn Sie es ausschreiben, ist der Markt für 40 Jahre, vielleicht auch für 50 Jahre, blockiert. Denn Sie werden ein solches Kraftwerk wohl kaum alle zehn Jahre an einen neuen Betreiber weiterreichen wollen.

Ich will nicht sagen: Das ist keine gute Idee. - Aber wie Frau Müller glaube auch ich, dass noch eine unglaublich große Zahl von Fragen im Raum steht, die Sie bzw. wir beantworten müssen, bevor wir uns diesem Thema nähern können. Man darf den Wettbewerb in diesem Bereich nicht auf Jahrzehnte verhindern. Das kann nicht das sein, was wir wollen. Eine solche Regelung würde uns allen letzten Endes auf die Füße fallen.

Insofern: Ich bin Lichtjahre davon entfernt, Ihre Frage beantworten zu können. Deswegen wiederhole ich, was ich eingangs sagte: Ich kann den Fragen von Frau Müller eigent-

lich nur neue und weitere Fragen hinzufügen; ich glaube, wie gesagt, dass diese Diskussion noch ganz am Anfang steht.

Vorsitzender Ernst Hinsken: Das ist nicht unbedingt erforderlich. Es sind genug Fragesteller da, Herr Präsident.

(Heiterkeit - Sachverständiger
Andreas Mundt (Bundeskartellamt):
Manchmal ist eine Gegenfrage ja
eine gute Sache!)

- Ja, Sie sind verstanden worden. Aber wir wollen in der Kürze der Zeit möglichst vieles hinterfragen, um es zu guter Letzt auch in die parlamentarischen Beratungen einfließen zu lassen. Diesem Anliegen dient vor allen Dingen diese Anhörung.

Klaus Breil (FDP): Ich habe zunächst einmal eine Frage an Herrn Dr. Niese von der WVM. Sie sprachen die Netzentgeltbefreiung an. Können Sie uns vielleicht noch etwas deutlicher sagen, was sie eigentlich bringt?

Meine zweite Frage, die sich auf das Thema „Smart Meter“ bezieht, möchte ich gerne an Herrn Busch vom bne richten. Die Einführung von Smart Metern soll durch das Gesetz vorangetrieben werden. Welche neuartigen Dienstleistungen können aus Ihrer Sicht in Verbindung mit diesen intelligenten Zählern angeboten werden? Welche Kundengruppen werden Ihrer Meinung nach zum Beispiel an lastvariablen Tarifen besonders interessiert sein?

Sachverständiger Dr. Michael Niese (Wirtschaftsvereinigung Metalle e. V.): Herr Breil, die jetzigen Netznutzungsentgelte belaufen sich bei den Unternehmen, die für diese Befreiung potenziell infrage kommen - das sind alle Unternehmen mit mehr als 7 000 Benutzungsstunden im Jahr -, auf 1,5 oder 2 Euro je Megawattstunde. Dahinter steckt ein Strombedarf von 10 Terawattstunden. Das macht eine Entlastung in Höhe von 15 bis 20 Millionen Euro im Jahr aus.

Sachverständiger Robert Busch (Bundesverband Neuer Energieanbieter e. V.): Zu Ihrer Frage zum Smart Metering: In der Tat ist dies einer der Märkte, auf denen sich unsere Mitglieder als neue Energieanbieter ganz besonders tummeln wollen. Was ich sagen will, schließt an einiges, was ich von

anderen Experten vorhin schon gehört habe, an.

Interessieren werden sich dafür Kunden mit größeren Verbräuchen. Beim Smart Metering geht es um die Frage: Soll es ein flächendeckendes Rollout geben - ja oder nein? Oder führen wir erst eine Evaluierung durch, untersuchen, bei welchen Kunden sich das lohnt, und setzen es bei diesen Kunden wettbewerblich um? In diesem Fall würde man sagen: Bei einem Unternehmen, dessen Verbrauch eine bestimmte Grenze überschreitet, lohnt es sich, den Verbrauch zu beeinflussen. Einem solchen Unternehmen würden wir dann die Nutzung eines wie auch immer gearteten intelligenten Zählers vorschreiben, ihm aber im Rahmen des Wettbewerbs die Wahl überlassen, welcher es ist.

Nun zu den Kundengruppen, die dafür infrage kommen. Das bekannteste Beispiel ist SchwarmStrom, eines unserer Mitglieder. Insofern: Dezentrale Erzeugung ist nicht nur in kleinen Kommunen möglich. Sie ist auch für ein großes ökologisch orientiertes Unternehmen in Hamburg möglich, wenn man diesen dezentralen Ansatz deutschlandweit anbietet. Das ist also kein Argument gegen die De-minimis-Regelung.

Zur Stromheizung: Wir sehen, dass die Stromheizung wiederkommen wird. Ich spreche nicht von dem alten Asbestblock, der mit einem Widerstand nachts durch Atomstrom erzeugte Energie abpuffert, sondern ich meine das intelligente Windklima, wie wir es manchmal nennen; es kann auch anders genannt werden. Es wird in der Zukunft darum gehen, Speicher zu bekommen bzw. Kunden den Speicher abzukaufen. Es ist ein Umbau hin zu fluktuierender Einspeisung zu verzeichnen, und wir müssen überlegen: Wie bekommen wir das hin? Da sind Speicher das Richtige.

Man kann zum Beispiel in einem Schwarmkraftwerk mit dezentraler KWK - ganz landläufig gesagt - einen Tauchsieder in einen Wassertank einbauen. Wenn der Wind richtig weht - egal ob der Strompreis bei 0 Euro oder sogar bei minus 350 Euro liegt -, dann ist das eine CO₂-freie Heizung, und man speichert die Energie in dem Wassertank.

Das sind die Kundengruppen, um die es geht. Für diese Kundengruppen brauchen wir intelligente Zähler, damit man auch sehen kann: Was ist der Effekt? Der Zähler ist ja nur in dem Sinne intelligent, dass er Leistung

und Arbeit zählt; mehr kann er nicht. Ein intelligenter Zähler ist noch lange nicht Smart Home und noch lange nicht Smart Grid. Er ist nur ein Werkzeug auf dem Weg dorthin.

Wir plädieren dafür, den Weg des Bundeswirtschaftsministeriums zu unterstützen und eine wirtschaftliche Analyse durchzuführen, bei welchen Kundengruppen sich das lohnt. In Singlewohnungen, Kleinhaushalten, Fahrstühlen und Parkhausbeleuchtungen wird man nie eine intelligente Steuerung einbauen, jedenfalls auf absehbare Zeit nicht; ganz langfristig gesehen vielleicht dann, wenn es einmal sehr billig sein sollte. Diese Verbräuche sind momentan nicht beeinflussbar. Die Technik, die man dafür braucht, zum Beispiel die Fernsteuerung, kostet sehr viel Geld. Diesen Betrag wird man dadurch, dass man den Kühlschrank nur ein paar Mal ein- und ausschaltet, nicht wieder hereinbekommen.

Wenn Sie einen flächendeckenden Rollout von Smart Metern mit dem Argument durchführen wollten, Kühlschränke und Waschmaschinen fernzusteuern, wäre das eine wirtschaftliche Milchmädchenrechnung. Man muss erst analysieren: Bei wem lohnt sich das? Dann muss man einen wettbewerblichen Ansatz verfolgen. Würde man einen flächendeckenden Rollout durchführen, würden davon natürlich die Netzbetreiber vor Ort, die für die Umsetzung zuständig wären, profitieren; anders wäre das so schnell gar nicht möglich. Das könnten die Netzbetreiber vor Ort auch leisten. Natürlich werden sie behaupten, es sei günstiger, wenn man dabei straßenweise vorgeht, statt die Umsetzung wettbewerbsgetrieben bei einzelnen Kunden durchzuführen. Das Problem ist: Dies würde zu riesigen „stranded investments“ führen, also zu Investitionen, die man eigentlich nicht gebrauchen kann.

Thomas Bareiß (CDU/CSU): Meine erste Frage richtet sich an Herrn Schneller von TenneT. Eine wichtige Frage wird in den nächsten Jahren lauten: Wie schaffen wir es, dass die Offshorewindparks ans Netz angeschlossen werden, und wie bringen wir den Netzausbau voran? Nachher werden wir bestimmt auch über das NABEG diskutieren. Auch im EnWG sind einige Komponenten enthalten, die in diesem Zusammenhang wichtig sind. Vielleicht können Sie uns noch einmal kurz schildern, wie Sie die rechtlichen Rahmenbedingungen der EnWG-Novelle

sehen. Sind sie hilfreich, oder gibt es noch Stellschrauben, die wir anpacken müssen?

Meine zweite Frage geht an Herrn Schneller und Frau Müller. Ich weiß nicht, wer von den beiden die Frage besser beantworten kann.

Es gibt jetzt neue Regelungen zur operationellen Entflechtung. Ich hätte einfach gerne einmal gewusst, wie Sie das sehen. Manche sagen, sie gehen über die bisherigen EU-Binnenmarktrichtlinien hinaus; andere sagen, sie seien darin beinhaltet. Ich hätte von Ihnen gerne gewusst, inwiefern wir bei der Entflechtung über das hinausgehen, was uns die EU vorschreibt.

Von Frau Müller hätte ich gerne auch noch einmal das Thema Smart Metering durchleuchtet. Wir vonseiten der Politik haben ja große Hoffnungen hinsichtlich dieses Themas. Die Frage wird sein, wie stark hierbei die Kosten-Nutzen-Analyse beachtet wird. Daneben stellt sich die Frage, wie viel Potenzial wir hier heben können. Für mich ist beim Thema Smart Metering auch wichtig, wie stark das Thema Technologieoffenheit berücksichtigt wird. Wie stark können wir hier also auf verschiedene Technologien bauen, und wie stark sind diese letztendlich im Wettbewerb?

Diese drei Fragen hätte ich gerne beantwortet.

Sachverständiger Dr. Christian Schneller (TenneT TSO GmbH): Der Offshorenetzausbau ist nicht nur eine neue Aufgabe, sondern er stellt eine neue Dimension dar. Hier kommt eine andere Technik - Gleichstrom - zum Tragen, und zwar offshore, also nicht mehr an Land. Die finanziellen Investitionen haben ganz andere Dimensionen, als wir das vom Netzausbau an Land her kennen.

Der EnWG-Entwurf ist für uns an einer Stelle auf jeden Fall sehr hilfreich, weil er zu dem führt, was alle Beteiligten an den Prozessen der Herstellung der Offshoreanschlussleitungen benötigen, nämlich Planungs- und Rechtssicherheit. Es ist ja vorgesehen, dass das heutige Positionspapier der Bundesnetzagentur zu Offshore demnächst verrechtlicht werden soll. Eine entsprechende Ermächtigung ist enthalten. Das wird sehr begrüßt.

Es gibt zwei Punkte, bei denen wir uns noch Verbesserungen vorstellen können, und zwar deshalb, weil wir einfach auf externe Eigenkapitalgeber angewiesen sind, um die Investitionen in die Offshoreanschlusslei-

tungen zu stemmen. Das gilt gerade für die Betreiber von Übertragungsnetzen, die heute nicht mehr im Konzernverbund aktiv und auf den Kapitalmarkt angewiesen sind.

Es geht konkret um die Klarstellung von Haftungsrisiken, und zwar in diesem Fall um das Verfügbarkeitsrisiko in Bezug auf die Anschlussleitungen. Hier stellen wir uns eine Klarstellung in Anlehnung an die allgemeinen Haftungsregeln vor - ich glaube, das ist keine Neuregelung -, die in der Niederspannungsanschlussverordnung enthalten sind. Gleichzeitig plädieren wir dafür, dass sich in den Fällen, in denen danach eine Haftungsbegrenzung greifen würde, nämlich bei leichter Fahrlässigkeit, der Förderzeitraum zugunsten der Betreiber von Offshorewindparks entsprechend verlängert, um einen interessengerechten Ausgleich herzustellen.

Mit meinem letzten Punkt knüpfe ich gleich an die zweite Frage an, die Sie gestellt hatten, nämlich daran, was die Umbundling-Vorgaben des europäischen Gesetzgebers sind. Wir plädieren auch dafür, bei den Vorgaben zur eigentumsrechtlichen Entflechtung keine unnötigen Beschränkungen für solche externen Eigenkapitalgeber vorzusehen. Hier geht es konkret um eine Formulierung in der Begründung des Gesetzentwurfs, wonach die Beteiligungsgrenze für Finanzinvestoren, für institutionelle Investoren, hinsichtlich der Finanzierung beispielsweise eines solchen Offshoreanschlussprojektes auf 25 Prozent festgelegt werden soll. Dazu besteht keine Notwendigkeit. In der Europäischen Strommarktrichtlinie steht, dass keine Mehrheitsbeteiligungen solcher Investoren zulässig sind, wenn sie gleichzeitig auch in die Erzeugung investieren. Es steht aber nirgendwo geschrieben, dass es nur 25 Prozent sein dürfen.

Deshalb lautet unser Petition, es hier bei der gesetzlichen Formulierung zu belassen und den entsprechenden Satz in der Gesetzesbegründung, in dem die 25 Prozent aufgeführt werden, herauszunehmen.

Sachverständige Hildegard Müller (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.): Zum Thema Entflechtung: Der Begriff des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens führt nach jetziger Auffassung zu einer überschießenden Umsetzung des dritten Binnenmarktpaketes, wodurch wesentliche Punkte der die Unternehmen ohnehin schon sehr belastenden Entflechtungsbestimmungen aus unserer

Sicht weiter erheblich verschärft würden. Praktisch betrifft dies unter anderem Regelungen zu dem sehr weitgehenden Verbot von Personalrotationen zwischen dem Netz und anderen Teilen des vertikal integrierten Unternehmens, aber auch die Dienstleistungs-IT und Liegenschaftsverbote, Vorgaben zur personellen Unabhängigkeit - dort ist eine Menge im Detail geregelt -, die Kommunikation zur Markenpolitik, das Gleichstellungsprogramm und Gleichbehandlungsbeauftragte. Wir glauben hier in der Tat, dass wir es bei der Eins-zu-eins-Umsetzung der Richtlinie belassen und die überschießenden Punkte hinausnehmen sollten.

Zum Thema Smart Meter vielleicht auch noch etwas in Ergänzung zu dem, was Herr Busch gesagt hat: Die in den EU-Richtlinien empfohlene Kosten-Nutzen-Analyse sollte ja eigentlich Grundlage für die Entscheidung sein, Messsysteme einzuführen. Mit dieser Kosten-Nutzen-Analyse wurde auch das Ziel verfolgt, Verbundeffekte beim Umbau zu berücksichtigen und damit am Ende auch die Kosten für den Verbraucher positiv zu beeinflussen.

Der Gesetzgeber sieht jetzt zwar eine Kosten-Nutzen-Analyse vor, mit der Einführung einer sofortigen Einbaupflicht nimmt er das Ergebnis für weite Teile aber schon vorweg. Letztendlich würde diese Analyse nur noch für den Klein- und Kleinstkundenbereich erfolgen. Die 6 000 Kilowattstunden Jahresverbrauch - hier muss man sich nichts vormachen - entsprechen dem Stromverbrauch eines Vierpersonenhaushalts in Deutschland für die elektrische Warmwasserbereitung. 10 bis 15 Prozent der Standardlastprofilkunden verbrauchen circa 40 bis 50 Prozent des Stroms. Eine Familie mit zwei Teenagern weiß, worüber man redet, wenn es um die Nutzung von Strom geht. Deshalb greifen wir hier, glaube ich, bei einem Großteil der Bevölkerung ein. Kunden, bei denen eine registrierende Leistungsmessung erfolgt, liegen ohnehin regelmäßig über dieser Grenze. Das sind in der Tat Industriegewerbetunden, bei denen sich diese Dinge aus unserer Sicht lohnen würden.

Hinzufügen möchte ich, dass derzeit auch die Schutzprofile überarbeitet werden, um die ganz wichtigen Punkte Datensicherheit und Datenschutz zu überarbeiten, die man meines Erachtens nicht geringerschätzen darf. Wir wissen, dass es hier bei den Datenschutzbeauftragten immer sehr große Sorgen gibt. Es gibt hier ohnehin einen Zeitverzug, weil

die Geräte, die jetzt eingebaut werden sollen, überhaupt noch nicht am Markt sind, sondern erst in Kürze - davon gehen wir aus - zur Verfügung stehen werden. Man wird hinsichtlich der Anwendbarkeit sehen, dass sich hier die Spreu noch ein bisschen vom Weizen trennen wird.

Mein Vorschlag ist daher, das Ergebnis einer echten Kosten-Nutzen-Analyse abzuwarten. Hierzu sollte die Verpflichtung in § 21 c EnWG, ab 6 000 Kilowattstunden einen Zählerwechsel vorzunehmen, wieder gestrichen werden. Darüber hinaus sollten die Übergangsregelungen in § 21 e Abs. 5 EnWG und der in § 7 Abs. 1 EEG enthaltende Verweis auf die Messvorschriften des EnWG in der logischen Konsequenz überarbeitet werden.

Dorothee Menzner (DIE LINKE): Ich habe als Erstes eine Frage an Herrn Stubner. Bei dem Umbau unserer Energieerzeugung werden wir zukünftig ja deutlich weniger Grundlastkraftwerke und sehr viel stärker flexible Anlagen benötigen, die sozusagen die fluktuierende Energie aus Erneuerbaren ersetzen können. Sind aus Ihrer Sicht genug Anreize gesetzt, in fluktuierende Kraftwerke zu investieren, und wird in dem Gesetzentwurf deutlich genug gemacht, dass weniger flexible Kraftwerke nicht zukunftsfähig sind, oder meinen Sie, dass man hier vielleicht sogar schrittweise Regelungen anstreben müsste, um sie vom Markt zu nehmen?

Meine zweite Frage geht an Herrn Reck. Es geht um die Rekommunalisierung. Wir haben in den vergangenen Monaten und Jahren eine deutliche Welle von Rekommunalisierung erlebt, aber es gab dabei immer wieder Stolpersteine. Ist § 46 in dem Gesetzentwurf aus Ihrer Sicht konkret genug formuliert, um angemessen rechtssicher agieren zu können? Meinen Sie, dass in diesem Zusammenhang die Daten für die Kommunen zugänglicher sein sollten? Könnte hier durch den Gesetzentwurf etwas geleistet werden, was aus Ihrer Sicht jetzt vielleicht noch nicht ausreichend genug geregelt ist?

Sachverständiger Heiko Stubner (Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.): In Deutschland wird der zukünftige Energiemix - auch der Energiemix aus erneuerbaren Energien - natürlich durch Wind - egal, wie hoch der Anteil von Offshore sein wird - und

Photovoltaik geprägt sein, das heißt durch zwei fluktuierende erneuerbare Energien. Das bedeutet ganz klar, dass Grundlastkraftwerke keine Zukunft haben werden.

Wir werden in Zukunft sehr flexible Kraftwerke brauchen, die übergangsweise eventuell mit Erdgas zu betreiben sind. Es gibt zurzeit die Diskussion über synthetisches Biomethan und anderes. Das heißt, wir werden gewisse Anlagen mit entsprechenden Kapazitäten brauchen, die aber nur ein paar Wochen im Jahr betrieben werden müssen, um Schwankungen durch erneuerbare Energien auszugleichen.

Anreize für den Kraftwerksbau in Deutschland erfolgen noch immer über den Markt. Der Strommarkt in Deutschland ist aber auf Grenzbetriebskosten ausgerichtet. Das wurde hier schon von mehreren Seiten gesagt. Es wird in Zukunft ziemlich schwer sein, dort Investitionen zu erreichen; denn das ist die eigentliche Revolution, die wir durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien haben werden: Die Strompreisbildung wird so nicht mehr funktionieren. Die Grenzbetriebskosten einer Windkraftanlage sind null. Bei der Photovoltaik erleben wir es schon jetzt: Die altbekannte Mittagsspitze bei den Strompreisen ist weg. Das heißt, es wird zu einer Abflachung der Merit Order kommen. Damit wird es immer weniger Anreize für Investitionen in Kraftwerke geben. Das gilt erst recht für flexible Kraftwerke. Das heißt, wir müssen darüber nachdenken, wie wir einen solchen Anreiz schaffen.

Ein Stichwort in der Runde waren die Kapazitätsmärkte. Sie können eine Option sein. Ich hätte mir sehr wohl gewünscht, dass man den Mut gehabt hätte, hier mit einer Verordnungsermächtigung anzufangen. Wir können darüber streiten - das sehen wir als Branche der erneuerbaren Energien vielleicht auch ein bisschen anders als Sie -, wie viele fossile oder konventionelle Kapazitäten wirklich notwendig sind, aber man hätte dann - flapsig gesagt - eine kleine Spielwiese gehabt, auf der man das einmal hätte ausprobieren können. Herr Mundt und Frau Müller haben ja schon auf einige Probleme hingewiesen.

In mehreren Staaten gibt es schon Kapazitätsmärkte. Die Ausschreibungszeit beträgt hier nicht 40 Jahre. Das heißt, Sie hätten die Möglichkeit gehabt, das mit flexiblen Kraftwerken und ein paar Gigawatt auszuprobieren und vielleicht auch einmal Fehler zu machen, durch die das ganze System in

Deutschland aber nicht kaputt gemacht worden wäre.

Es hätte auch gar nicht um Erzeugungslasten gehen müssen. Der Kollege neben mir spricht immer so schön von negativen Kapazitätsmärkten. Das heißt, statt über die Netznutzungsentgelte - ob das für den Ausbau von Speichern reicht, sei dahingestellt - hätten Sie über eigene Kapazitätsmärkte vorgehen können. Sie können noch eine entsprechende kleine Verordnungsermächtigung ins EnWG einfügen, um das einmal mit diesen flexiblen Kraftwerken auszuprobieren und um einen verlässlichen Rahmen zu bekommen.

Gleichzeitig - das ist auch wichtig - müssen Sie natürlich auch mehr auf die Nachfrageseite schauen. Es gibt Kapazitätsmärkte in anderen Ländern, die natürlich genau diese industriellen Lasten nutzen. Es gibt dort eine stärkere Nachfragesteuerung. Deshalb finde ich gewisse Anreize im EnWG, die es jetzt geben soll, sehr spannend, um stärker industriell abschaltbare Lasten zum Ausgleich der erneuerbaren Energien zu verwenden. Sie müssen schauen, wie Sie die Regelenergiemärkte für diese Lasten noch weiter öffnen können. Es ist aber notwendig, das zu erreichen.

Schädlich wäre dagegen, eine Art Grundlastband zur Unterstützung der deutschen Industrie einzuführen. Das wäre ziemlich problematisch. Damit würden Sie einen fossilen konventionellen Sockel in Deutschland einführen, der sozusagen die Untergrenze bildet und durch den der Ausbau der erneuerbaren Energien sehr schnell eingegrenzt werden würde. Hier ist es, wie gesagt, viel spannender, Anreize für die Industrien zu bieten, damit sie flexibler reagieren und ihre abschaltbaren und zuschaltbaren Lasten zum Ausgleich der erneuerbaren Energien nutzen.

Sachverständiger Hans-Joachim Reck (Verband kommunaler Unternehmen e. V.): Aufgrund der Komplexität Ihrer Fragestellung möchte ich eingangs auf unsere Darlegungen auf Seite 13 f. der Stellungnahme verweisen, die Ihnen in Langfassung vorliegt, und drei Aspekte herausgreifen.

Grundsätzlich begrüßen wir die explizite Darstellung der Informationsansprüche der Gebietskörperschaften. Das hat es in der Vergangenheit nicht gegeben. Ich habe vorhin schon erwähnt, dass es auch richtig ist, den Übereignungsanspruch, also die Über-

eignungsverpflichtung, im sachenrechtlichen Sinne festzulegen.

Für uns ist das Thema „Angemessene Vergütung“ von zentraler Bedeutung - Stichwort: Regelung und Festlegung des Ertragswertverfahrens -, weil aus unserer Sicht nur so sichergestellt werden kann, dass überhaupt eine regulierungsadäquate Entschädigungsregelung festgelegt wird. Durch eine Rekurrierung auf das Sachwertverfahren ist eine Übereignung und Übertragung faktisch nicht möglich.

Rechtspolitisch sehr kritisch sehen wir, dass der Verweis darauf, dass die Gebietskörperschaften bei den Entscheidungen und Abwägungsverpflichtungen den Programmsatz in § 1 EnWG zu beachten haben, in § 46 EnWG aufgenommen wird. Das ist eine sehr komplexe Angelegenheit. Darüber kann man habilitieren. Ich weise nur darauf hin, dass wir den Rechtsstandpunkt einnehmen werden, dass durch § 46 EnWG in der jetzigen Fassung - korrelierend zu § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes - trotz des kritischen Blickes von Herrn Busch nicht der Kernbereich der kommunalen Selbstverwaltung tangiert werden darf. Sie werden hier mit Sicherheit auch noch entsprechende prozessuale Auseinandersetzungen erleben. Deshalb sind wir nicht ganz glücklich über diese Verknüpfung. Darauf will ich nur hinweisen.

Wir glauben, dass es im Lichte dieser ganzen Regelungen auch zu einer Änderung der Konzessionsabgabenverordnung kommen muss. Aber das ist gewissermaßen konnexes Recht. Ich will das nur der guten Ordnung halber hier noch einmal erwähnen.

Oliver Krischer (BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN): Herr Reck hat meine Frage zum Thema Konzessionsverträge auf Nachfrage von Herrn Duin und Frau Menzner schon beantwortet. Deshalb will ich mir das an dieser Stelle sparen und gerne zwei Fragen an Herrn Matthes stellen.

Zunächst einmal geht es um das Thema Kraft-Wärme-Kopplung. Das gesetzliche Ziel lautet im Moment, dass der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung auf 25 Prozent ausgebaut wird. Im vorliegenden Gesetzentwurf sind Änderungen im KWKG vorgesehen. Ist das Ihrer Meinung nach ausreichend? Wenn nicht: Welche Änderungen schlagen Sie hier vor bzw. würden Sie im Hinblick auf den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung als Ergänzung zum Ausbau der fluktuierenden

erneuerbaren Energien anregen? Welche Rolle kann die KWK hier spielen?

Zu meiner zweiten Frage: Bitte legen Sie noch einmal dar, welche Kapazitätsmechanismen Sie insgesamt sehen - hinsichtlich des Lastmanagements der Industrie und des Themas Kaltreserve. Eine solche Kaltreserve enthält zwar nicht das Energiewirtschaftsgesetz, aber das Atomgesetz. Legen Sie bitte noch einmal dar, welche Bedeutung Sie dem Thema beimessen und welche Regelungen hier getroffen werden müssten.

Sachverständiger Dr. Felix Christian Matthes (Öko-Institut e. V.): Lassen Sie mich mit dem letzten Teil beginnen.

Ich bin bekanntermaßen ein Mensch der Kapazitätsmechanismen. Man muss hier akademisch korrekt sein: Es gibt Kapazitätsmärkte nach dem Vorbild von Neuengland in den USA, und es gibt Kapazitätsmechanismen nach den skandinavischen Vorbildern. Hier gibt es auch eine Lehrformel zu den Kapazitätsmärkten, durch die ein großer Konsens gestiftet wird.

Ich glaube, wir haben hier eine ganze Reihe von Erfahrungen. Viele Fragen, die von Frau Müller und Herrn Mundt hier aufgeworfen wurden, sind praktisch beantwortet. Hierzu gibt es praktische Erfahrungen. Diese praktischen Erfahrungen gibt es nicht für jedes Segment. Deswegen glaube ich, dass man hier weiter Erfahrungen sammeln muss - gerade bei solchen Märkten.

Ich habe die letzten zehn Jahre meines Lebens mit dem EU-Emissionshandelssystem verbracht. Zum Schluss hat hier wenig so wie im Lehrbuch funktioniert. Das heißt, es führt überhaupt nichts an einem Lernprozess hinsichtlich der Frage vorbei, wie für die entsprechenden Kapazitäten möglichst auf Marktbasis ein Einkommensstrom zur Verfügung gestellt werden kann, weil man - das ist der zweite Punkt - in der ganzen Debatte konsistent sein muss.

Der Treiber für Kapazitätsmechanismen - zumindest in Nordamerika - ist das sogenannte Missing-Money-Problem. Das heißt, die Deckungsbeiträge, die auf den Märkten erzielt werden, reichen nicht mehr aus, um Investitionen zu refinanzieren. Ich sage deswegen „konsistent“, weil man natürlich nicht auf der einen Seite ein Niedrigpreissegment etablieren kann, was definitionsgemäß geringere Deckungsbeiträge hat, während man auf der anderen Seite sagt: Wir brauchen aber einen zusätzlichen Einkommensstrom,

weil das Missing-Money-Problem existiert. Man muss also konsistent bleiben. Das heißt, die wirtschaftliche Ertragskraft aufgrund der Grenzkostenpreisbildung muss das primäre Instrument bleiben. Die damit verbundenen Möglichkeiten müssen ausgeschöpft werden. Darüber hinaus wird man mit Kapazitätsmechanismen arbeiten müssen.

Es gibt, wie gesagt, das traditionelle Missing-Money-Problem. Wenn man aber wirklich ernsthaft erneuerbare Energien und auch Speicher irgendwann einmal in Märkte integrieren will, dann müssen die Einkommensströme aus der Bereitstellung von Kapazitäten fließen. Das gilt ganz evident für Speicher. Dieser Punkt wird auch für die Spitzenlastkraftwerke eine große Rolle spielen. Deswegen tut man gut daran, auf marktlicher Basis hier ein paar Erfahrungen zu sammeln.

Man muss eines deutlich sehen: Es gibt in der politischen Diskussion, was die Kapazitäten und Einkommensströme angeht, durchaus Alternativmodelle. Ich nenne beispielsweise Subventionen, die aus den Auktionserlösen finanziert werden. Das ist natürlich der Worst Case, weil Kapazitäten zwar honoriert, aber der Markt und entsprechende Perspektiven außer Acht gelassen werden. Deswegen glaube ich, dass man solche Ausschreibungsmechanismen ausprobieren muss und dass man sie nicht durch irgendwelche Niedrigpreissegmente konterkarieren darf, bei denen Deckungsbeiträge heruntergerechnet werden. Man muss diese Mechanismen auch perspektivisch anlegen, weil sie ein entscheidendes Element für die Marktintegration von erneuerbaren Energien bilden werden.

Ausschreibungsmechanismen sind für die Systemstabilität und für die Preisfindung ein wichtiger Punkt. In diesem Zusammenhang spielt auch das Demand Side Management eine wichtige Rolle. Eine der interessantesten Erfahrungen aus den PJM-Kapazitätsmärkten ist ja, dass auf einmal Nachfrageoptionen ganz aggressiv in die Märkte hineingebracht wurden - auch im Bereich der Systemstabilität -, über die vorher niemand diskutiert hat.

Mit den Ausschreibungsmodellen würde ein sukzessiver Erfahrungsweg beschritten werden. Diese Möglichkeiten im EnWG zu eröffnen, hielte ich für eine extrem sinnvolle Sache. Diese Diskussion gibt es übrigens nicht nur in Deutschland. Wie gesagt, es gibt solche Mechanismen in Skandinavien und

auch anderswo. Man sollte damit also relativ schnell anfangen.

Ein anderes Thema ist die Kraft-Wärme-Kopplung. Sie ist eine interessante Option mit Blick auf den Klimaschutz und im Übrigen auch auf das Abfedern des Strompreises für energieintensive Industrien. Wer eigenen Strom erzeugt und nicht mit Opportunitätskosten Geld verdienen will, kann damit natürlich Risiken absichern. Dazu sind dankenswerterweise in der Novelle des EnWG zwei Vorschläge gemacht worden. Ich glaube aber, dass sie nicht richtig wirken werden. In meiner Stellungnahme habe ich für zwei Punkte Vorschläge gemacht, die man relativ einfach und relativ kostenarm umsetzen kann.

Ich habe auch entsprechende Formulierungsvorschläge gemacht. Diese beziehen sich unter anderem auf eine Kompensation für den Wegfall der kostenlosen Zuteilung im Bereich der Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen. Wir reden viel über Speicher. Es ist bereits auf Folgendes hingewiesen worden: Die Wärmeseite im KWK-Sektor ist eine potenzielle Speicheroption. Wenn man da mit relativ wenig Geld den Einsatz von Wärmespeichern sozusagen antriggert, hat man auf einmal eine Flexibilitätsoption im System, die sonst nur zu hohen Kosten erreichbar wäre. Auf diese Weise käme man zu einer schnellen Umsetzung.

Zwei Punkte müssten im KWK-Gesetz geändert werden. Der erste Punkt ist, dass die Vergütungssätze oder auch die Zeiträume angepasst werden müssen, wodurch sich niedrigere Barwerte ergeben und die kleineren Anlagen etwas weniger gefördert werden. Der zweite Punkt ist, nicht mit viel Geld dicke Rohre für Fernwärme zu fördern, sondern für sehr wenig Geld Wärmespeicher ins System zu bringen und damit erhebliche Flexibilitätspotenziale zu erschließen.

Vorsitzender Ernst Hinsken: Das war jetzt die zweite Runde. Ich eröffne die dritte Runde.

Rolf Hempelmann (SPD): Meine erste Frage bezüglich zu- und abschaltbarer Lasten geht an die Vertreter von WVM und EID; denn Herr Kurth von der Bundesnetzagentur hat sich vorhin skeptisch zu der Frage geäußert, ob ihre Unternehmen tatsächlich in der Lage sind, in ausreichendem Maße eine solche Abschaltbarkeit zuzulassen. Ich höre umgekehrt aus den Unternehmen, dass sie

mittlerweile ihre Produktionsweise so weiterentwickelt haben, dass sie nicht nur umfangreich abschalten, sondern auch zuschalten können oder sogar eine Bewirtschaftung ihrer Lasten ermöglichen können. Vielleicht können Sie einmal erläutern, in welcher Art und Weise und in welchem Umfang dieses Instrument von den Netzbetreibern tatsächlich genutzt werden könnte.

Meine zweite Frage geht an Herrn Hörnschemeyer von der IGBCE. Es gab vorhin von Herrn Pfeiffer den nachvollziehbaren Wunsch, den Vorschlag zu konkretisieren, damit wir in Brüssel nicht in eine Beihilfefalle laufen. Vielleicht können Sie auch dazu Ausführungen machen. Sie haben eben die Must-Run-Kapazität angedeutet. Können Sie einmal darstellen, inwieweit hier der notwendige Betrieb von Grundlastkraftwerken über einen bestimmten und überschaubaren Zeitraum - wir reden wahrscheinlich über nicht mehr als die nächsten zehn Jahre - gesichert ist? Erst wenn es eine gesicherte Abnahme gibt, haben Erzeuger und Netzbetreiber einen Vorteil von einer solchen Konstruktion.

Sachverständiger Dr. Michael Niese (Wirtschaftsvereinigung Metalle e. V.): Man muss bei der Betrachtung, welche Flexibilität vorhanden ist, bedenken, dass der Hauptzweck einer Industrieanlage die industrielle Güterproduktion ist, dass im Rahmen dieser Güterproduktion Flexibilitäten bestehen, dass in großem Umfang abgeschaltet, möglicherweise bei bestimmten Anlagen auch zugeschaltet werden kann und dass eine Bewirtschaftung möglich ist.

Diese Bewirtschaftung, wenn ich einmal das Beispiel der Aluminiumelektrolyse nennen darf, richtet sich natürlich nach dem thermischen Gleichgewicht, das in dem Prozess einzuhalten ist. Diese Elektrolyse - Herr Kurth nickt; wir haben das schon häufig besprochen - kann man eine Stunde am Tag, fünfmal in der Woche und sehr oft in einem Jahr abschalten. Aber man kann sie nicht, wie das zum Beispiel bei der Sekundärregelreserve der Fall ist, am Wochenende 72 Stunden abschalten. Das sollte klar sein. Das ist aber keine Limitation, wodurch dieses Potenzial sozusagen an den Rand gedrängt wird. Ganz im Gegenteil: Wir sollten dieses Potenzial nutzen. Aber wir brauchen zur Erschließung dieses Potenzials ein bisschen mehr Rückenwind, als dies bei anderen Anlagen der Fall ist. Ich glaube, das ist ein ganz wichtiger Punkt.

Die Bewirtschaftung setzt Folgendes voraus: Die Anlagenbetreiber brauchen ein gewisses Maß an Planungssicherheit, um die notwendigen Investitionen tätigen zu können. Natürlich kann man die Anlagen von außen schalten; dafür muss man ein bisschen Geld in die Hand nehmen. Man kann dies sogar sehr flexibel - also nicht nur 400 Megawatt en bloc, sondern beispielsweise auch 120 Megawatt - handhaben. Der Anlagenbetreiber braucht Planungssicherheit für die nächsten Jahre, damit sichergestellt ist, dass sich seine Investitionen auszahlen.

Deshalb ist es sinnvoll, in der Rechtsverordnung das, was möglich ist, zu regeln, um dem Anlagenbetreiber eine Sicherheit zu geben; denn den anderen Marktteilnehmern wird jede Menge Sicherheit geboten. Bisher ist es mit Blick auf die internationalen Produktmärkte so - nicht zuletzt wegen der Energiewende -, dass die energieintensive Industrie eine sehr hohe Unsicherheit in puncto Strompreis und Versorgungskapazitäten bewältigen muss.

Sachverständiger Dr. Utz Tillmann (Energieintensive Industrien in Deutschland e. V.): Ich möchte in diesem Zusammenhang ein paar Zahlen nennen. In der energieintensiven Industrie würden Ab- und Zuschaltungen in der Größenordnung von etwa 2 000 Megawatt möglich sein. Das ist ein großer Vorteil. Es geht ja nicht darum, mit diesen Kapazitäten die Grundlast zu ersetzen, sondern es geht darum, Schwankungen zu vermeiden. Dieser Punkt ist entscheidend. Deshalb reicht es, wenn man eine solche Zu- und Abschaltung zeitlich begrenzt vornehmen kann. Das heißt, man muss keinen Dauerbetrieb haben, wie Sie es vorhin angedeutet haben, Herr Kurth. Nur in bestimmten Zeitintervallen muss sozusagen gepuffert werden. Das ist der entscheidende Aspekt.

Man muss individuelle Vereinbarungen treffen; das ist ganz klar. Um die Kapazitäten zu erhöhen und die Potenziale besser auszuschnöpfen, schlagen wir vor, dass in § 13 Abs. 4 a des Gesetzentwurfs zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes die Grenze von derzeit 50 auf 20 Megawatt heruntergesetzt wird, damit wir besser poolen und die Ressourcen besser zur Verfügung stellen können. Das ist dabei der wesentliche Punkt. Wenn man all das berücksichtigt, kann man gerade von der energieintensiven Industrie eine ganze Menge an Puffermöglichkeiten erwarten. Aber, wie gesagt, das muss zeitlich

klar limitiert sein und muss vorher abgesprochen sein. Ansonsten macht es keinen Sinn. Man muss dafür natürlich auch die entsprechenden Entgelte vorsehen.

Sachverständiger Franz-Gerd Hörnschemeyer (Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie): Man muss zunächst einmal das Thema Grundlastband in Verbindung mit der Nachfrageseite ansprechen. Es geht nicht darum, ein Kapazitätsmodell zu entwickeln; denn der Kapazitätsmarkt soll die Leistungsspitze abdecken, worüber wir aber nicht reden. Vielmehr reden wir hier von einer systemnotwendigen Dienstleistung, die bestimmte Kraftwerke für die Stabilisierung des ÜNB-Systems, also des Höchstspannungsnetzes, bereitstellen. Da gibt es verschiedene Anforderungen. Diese können im Moment überwiegend aus der rotierenden Masse dargestellt werden.

In diesen Überlegungen ist überhaupt nicht enthalten - das ist auch nicht vorgesehen -, dass dafür etwas bezahlt wird. Wenn sich eine bestimmte Volllaststundenzahl für bestimmte Kraftwerkstypen einstellt, stellt dies einen Wert an sich dar. Größere Einzelnachfragen kommen in der Regel aus den energieintensiven Industrien wie der chemischen Industrie, der Papier- und Zementindustrie. Deren Energieverbrauch ist an bestimmte Prozesse gekoppelt. Sie fahren in aller Regel 8 760 Stunden im Jahr, zwar nicht immer unter Volllast, aber dafür durchgehend.

Damit hätte man einen systemstabilisierenden Sockel im Netz, der es erlaubt, die fluktuierenden Einspeisungen im Rahmen des EEG zu verarbeiten und die Qualität der Versorgung aufrechtzuerhalten; denn bestimmte Produktionslinien sind bei uns schon sehr genau an die Frequenz gebunden. Wenn man dies nicht beachten würde, würde es bei bestimmten Prozessen teilweise zu Störungen kommen. Die genehmigte Abweichung ist für bestimmte Produktionslinien ohnehin schon relativ groß.

Das Problem - Herr Kurth hat es schon erwähnt - ist nicht unbedingt die Lastspitze. Ein Problem könnte sich eher dann ergeben, wenn bei einer relativ geringen Nachfrage kein Grundband vorhanden ist, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Dem ÜNB kann nicht zugemutet werden, ständig Eingriffe vorzunehmen und entsprechende Meldungen an die Bundesnetzagentur zu geben. Wir müssen einfach eine gewisse Grund-

leistung sicherstellen. Bei einer Niedriglast von 30 oder 40 Gigawatt ergibt sich ein Bedarf - das haben wir einmal abgeschätzt - von 10 bis 20 Gigawatt. Das heißt, bei einer Leistung von etwa 60 Gigawatt, vielleicht auch 65 Gigawatt, besteht genug Spielraum.

Wie gesagt, es sind keine gesonderten Zahlungen zu erwarten. Hier wird ein Markt definiert, in dem bestimmte Kundengruppen, die sich ähnlich wie die Anbieter präqualifizieren müssen, gewisse technische Kriterien erfüllen müssen, damit sie an dem Marktgeschehen teilnehmen können. Wir gehen davon aus, dass sich für beide Seiten nach entsprechenden Verhandlungen gewisse ökonomische Vorteile einstellen. Da brauchen wir nicht staatlich einzugreifen. Das ist von Vorteil.

Sie fragten nach den Konsequenzen. Wenn eine Erdgasturbine mit 150 Volllaststunden im Jahr demnächst den Preis setzt, dann haben wir aus Sicht der energieverbrauchenden Industrie eine bestimmte Vorstellung von den Preisen. Wir kennen diese Industrien relativ gut. Die meisten Unternehmen in diesem Bereich sind größer, und wir können dort mitbestimmen. Es gibt Betriebsräte und auch Wirtschaftsausschüsse. Die Kollegen hören sehr genau hin und können gut rechnen. Häufig haben wir dort auch ausgebildete Elektriker sitzen, die ganz genau wissen, worum es geht.

Mit GuD-Anlagen mit wenigen Volllaststunden im Jahr wird es für bestimmte Industriebereiche mehr als schwierig werden. Wir haben nicht noch einige Jahre Zeit; denn die Unternehmen planen im Voraus und treffen jetzt Entscheidungen über Investitionen in den nächsten drei bis fünf Jahren. Eine solche Anlage kann man nicht einfach an der nächsten Ecke kaufen.

Wir sehen einen erheblichen Investitionsbedarf dafür, die energieintensiven Industrien an unserem Standort zu halten. Wichtig ist uns, festzustellen: Die energieintensiven Industrien und bestimmte Kraftwerkstypen leisten wesentliche Beiträge zur Sicherheit des Systems.

Thomas Bareiß (CDU/CSU): Ich habe eine Frage zum Thema abschaltbare Lasten, weil ich an diesem Punkt noch nicht den Erkenntnisgewinn habe, den ich mir von dieser Veranstaltung versprochen habe. Wir haben gehört, dass das Potenzial vorhanden ist, um eine systemstabilisierende Dienstleistung anzubieten. Aber ich möchte gerne

wissen, wie wir diese Dienstleistung so vergüten können, dass die notwendige Wettbewerbsfähigkeit sichergestellt ist. Das ist bei dieser Frage ein ganz entscheidender Punkt.

Ich möchte gerne Frau Ortlieb fragen, wie sie das einerseits einschätzt und wie andererseits die Vergütung aussehen kann. Die beihilferechtliche Frage, die von meinem Kollegen Hempelmann gestellt wurde, ist ebenfalls noch nicht abschließend beantwortet. Auch dazu möchte ich gerne etwas hören.

Eine weitere Frage zum grundlegenden Thema Netzstabilität geht an Herrn Kurth. Die Reservekraftwerke werden in den nächsten Wochen festgelegt; dazu findet sich auch etwas im Gesetzentwurf zur Änderung des EnWG. Vielleicht können Sie etwas dazu sagen, wie diese Reservekraftwerke aus Ihrer Sicht ausgestaltet werden müssen und ob die gesetzlichen Rahmenbedingungen, wie sie im vorliegenden Entwurf gesetzt worden sind, so beschaffen sind, dass sie die Netzstabilität in den nächsten zwei bis drei Jahren gewährleisten werden. In diesen Jahren wird die Situation angespannt sein, da neben den acht Kernkraftwerken, die jetzt schon dauerhaft vom Netz sind, noch weitere Kraftwerke vom Netz genommen werden.

Sachverständige Birgit Ortlieb (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.): Es ist natürlich immer schwierig, eine Zahl in den Raum zu werfen. Vorhin wurde von der Wirtschaftsvereinigung Metalle zu Recht die Zahl von 60 000 Euro genannt. Wir wünschen uns eine angemessene Vergütung. Die wirtschaftlichen Anreize müssen in die Verordnungsermächtigung aufgenommen werden. Im Moment sind sie dort noch nicht enthalten. Die Verordnungsermächtigung gemäß § 24 des Gesetzentwurfs sieht zwar gute Ansätze vor, aber sie reichen unseres Erachtens nicht aus. Die Anreize sind natürlich von den einzelnen Beiträgen abhängig, die jedes Unternehmen leisten kann. Man kann also nicht alle über einen Kamm scheren, sondern man muss sich die einzelnen Bereiche anschauen. An dieser Stelle muss ich Herrn Mundt recht geben.

Wir müssen uns sowohl die Netzentgelte als auch die atypischen Verhältnisse anschauen, die es zum Beispiel im Energiemarkt bei der negativen Regelenergie gibt. Es kann nicht sein, dass Unternehmen durch das Senken der eigenen Produktionskapazi-

täten einen Beitrag zur Entlastung des Netzes leisten, dies aber zu zusätzlichen Netzentgelten führt. Wenn man beispielsweise die eigenen Kraftwerke herunterfährt und dafür aus dem Netz Strom bezieht, dann führt das dazu, dass die Netzentgelte einen Spitzenwert erreichen und dass diese Entgelte das ganze Jahr hindurch gezahlt werden müssen. Kraftwerke, die im Rahmen der allgemeinen Versorgung hochgefahren werden, haben diese Lasten nicht zu tragen.

Man hat sich also noch nicht genug Gedanken darüber gemacht, was an einzelnen Beiträgen möglich wäre. Dazu gehört aus unserer Sicht auch die Überlegung, wie man den Ausfall eines Kraftwerks - Stichwort Netzreserve - bewerten soll. Dafür hatte RWE seinerzeit einen Marktpreis festgelegt, der aber wieder abgeschafft worden ist. Wir wollen, dass die unterschiedlichen Beiträge zum Netz, die durch ein Zusammenwirken der Industrie möglich sind, stärker in den Blick genommen werden.

Sachverständiger Matthias Kurth (Bundesnetzagentur): Ich möchte kurz daran anknüpfen. Man muss zwischen der Teilnahme am Regelenergiemarkt und dem Thema abschaltbare Lasten unterscheiden. Wir sind uns in den Gesprächen immer einig gewesen, dass man nicht beides gleichzeitig machen kann. Es gibt durchaus auch Beiträge, mit denen energieintensive Betriebe am Regelenergiemarkt teilnehmen, durch die wir schon Erleichterungen erzielt haben. Wir haben unter anderem die Werte sehr reduziert, um Erleichterungen zu schaffen. Man wird also nicht die gleiche Leistung zweimal verkaufen können.

(Dr. Joachim Pfeiffer (CDU/CSU):
Die gleiche nicht, aber Alternativen!
Wir machen alles, was möglich ist!)

- Ja, genau. Das tun wir, und der Weg ist richtig beschrieben.

Zunächst einmal soll Freiwilligkeit gelten. Das ist, glaube ich, unstrittig. Sie sagen selbst, dass wir eine zwangsweise Abschaltung nicht hinnehmen können; wir können das nur dann anbieten, wenn es mit den Produktionsabläufen vereinbar ist. Die Netzbetreiber müssen in den Gesprächen, die wir initiiert haben, sagen, was sie an welcher Stelle gebrauchen können. Dieser Dialog ist bereits zustande gekommen. Insoweit muss auch bei diesem Thema die Nachfrageseite mit der Angebotsseite übereinstimmen. Erst

dann kann die Angemessenheit bewertet werden. Eine Leistung, die zur falschen Zeit am falschen Standort angeboten wird, ist nichts wert. Insoweit sind die Gespräche jetzt sehr wichtig.

Die Verordnung ist in der Tat die richtige Ebene. Darin müssen die Einzelheiten geklärt werden. Das kann man nicht von vornherein abstrakt festlegen.

Jetzt komme ich zu der anderen Frage. Ich denke, die vorgenommenen Verbesserungen sind richtig. Wir haben bereits - das hat Frau Müller schon angesprochen - ein Festlegungsverfahren eröffnet. Denn was die Frage angeht, welche Kraftwerke hoch- oder heruntergefahren und welche Revisionszeiten verschoben werden, hatten wir zwar schon ein Instrumentarium, aber es ist noch nie so stark in Anspruch genommen worden wie jetzt. Die Netzbetreiber sind in der Tat bisher im Regelfall mit Vereinbarungen über die Runden gekommen. Eine Vereinbarungslösung stößt aber dort an ihre Grenzen - das ist der Hintergrund Ihrer Frage -, wo wir händierend nach zusätzlichen Kapazitäten suchen, die gegebenenfalls bereitstehen, Thema Kaltreserve.

Um nur ein Beispiel zu nennen: In unserem Bericht, der Ihnen bekannt ist, haben wir die Frage aufgeworfen, ob ein Kraftwerk im bayerischen Pleinting, also im Süden Deutschlands, als Kaltreservkraftwerk dienen kann. Eine genauere Überprüfung hat ergeben, dass dieses Schwerölkraftwerk vor über zehn Jahren stillgelegt wurde. Das Kraftwerk wird nicht mehr genutzt, und es gibt kein Personal mehr. Es würde mindestens anderthalb Jahre dauern, dieses Kraftwerk wieder betriebsfähig zu machen. - So viel zum Thema Kaltreserve. Ganz abgesehen davon wären die Menschen in Pleinting sicherlich nicht begeistert, wenn dort wieder schweres Heizöl eingesetzt würde. Die Planung eines Gaskraftwerks an dieser Stelle würde mindestens vier bis fünf Jahre dauern.

Sie sehen, dass wir bemüht sind, an jedem einzelnen Standort eine konventionelle Kaltreserve zu finden. Mir wird aber bei diesem Thema immer klarer, dass ein konventionelles Kraftwerk, das nicht am Netz ist und keinen Strom produziert - das wäre das Einzige, was wir als Kaltreserve definieren könnten -, relativ schwer zu finden ist. Denn wer lässt schon ein Kraftwerk sozusagen in Reservehaltung stehen? Alle anderen Kraftwerke, die am Netz sind und in irgendeiner

Weise Strom produzieren, kommen als Kaltreserve nicht in Betracht. Das muss man sehen. Es wird sicherlich sehr schwer, etwas zu finden.

Was die Frage des nuklearen Ersatzkraftwerks angeht - das ist im Atomgesetz geregelt -, glauben wir, dass die Ermächtigungsgrundlage handhabbar ist. Der Vorrang, andere zu finden, ist in der Tat richtig. Aber es wird insbesondere in Süddeutschland - das ist der Punkt; wir müssen schließlich in Süddeutschland Anlagen finden, die auch im Winter zur Verfügung stehen - schwer werden, andere Kapazitäten zu finden.

Vorsitzender Ernst Hinsken: Das war die Antwort auf die letzte Frage im ersten Themenblock. Wir machen jetzt eine Umstellungspause von einigen Minuten. Dann fahren wir mit dem zweiten Themenblock fort.

Den Sachverständigen, die für den zweiten Themenblock nicht mehr zur Verfügung stehen, danke ich herzlich dafür, dass sie zu den vielen Fragen, die heute gestellt wurden, ihren Sachverstand eingebracht haben. Vielen herzlichen Dank und weiterhin frohes Schaffen für den restlichen Tag! Wir machen in Ihrem Sinne weiter.

(Unterbrechung von
12.05 bis 12.11 Uhr)

Vorsitzender Ernst Hinsken: Meine Damen und Herren, wir kommen jetzt zum zweiten Themenblock „NABeG“. Ich eröffne die erste Fragerunde.

Thomas Bareiß (CDU/CSU): Ich habe zu Beginn eine grundsätzliche Frage an Frau Dr. Saßnick und Herrn Kohler. Wir wollen mit dem NABeG den Leitungsausbau vorantreiben und die 3 500 bis 4 500 Kilometer Leitungen, die in den nächsten 10, 15 Jahren notwendig sind, verwirklichen. Welche Grundprobleme sehen Sie konkret im Leitungsausbau vor Ort? Wo müssen wir ansetzen, um voranzukommen? Es gibt eine Fülle von Themen, angefangen bei der Akzeptanz, über das Planverfahren, die Raumplanung, bis zu den unterschiedlichen Zuständigkeiten über die Ländergrenzen hinweg. Können Sie einige Punkte nennen, bei denen wir Ihrer Meinung nach ansetzen müssen, um relativ schnell voranzukommen, und die dann

Grundlage für das NABeG oder weitergehende Gesetzesinitiativen sein müssten?

Sachverständige Dr. Yvonne Saßnick (50 Hertz Transmission GmbH): Das ist eine grundsätzliche Frage, über die man sehr lange reden könnte. Wir haben in unserer Stellungnahme einiges deutlich gemacht. Grundsätzlich begrüßen wir den Entwurf des NABeG, und wir glauben, dass man durch die Bündelung der Zuständigkeiten eine ganze Menge zur Beschleunigung beitragen kann. Zurzeit ist es so, dass gerade bei länderübergreifenden Vorhaben - die meisten Vorhaben eines Übertragungsnetzbetreibers sind aufgrund ihrer Länge länderübergreifend - recht lange Bearbeitungszeiten zustande kommen, zumal die Vorhaben in den Bundesländern nicht einheitlich behandelt werden. Insofern sind einheitliche Verfahren nach gleichen Musterplanungsleitlinien in allen Bundesländern erforderlich, die dann auch beibehalten werden, damit nicht jedes Bundesland seine eigenen Leitlinien hat, wie es beispielsweise in Schleswig-Holstein der Fall ist, das seine eigene Fassung einer Musterplanungsleitlinie vorgelegt hat.

Die Bündelung der Zuständigkeiten begrüßen wir also ausdrücklich. Wir erwarten von ihr, wie gesagt, eine Beschleunigungswirkung. Wir begrüßen auch die ausdrückliche Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für bestimmte Vorhaben - nicht für alle -, weil Doppelungen vermieden werden, wenn ein Vorhaben von der Raumordnung bis zur Planfeststellung in einer Hand ist. Bisher sind unterschiedliche Behörden zuständig: Die Raumordnung erfolgt in der einen Behörde, die Planfeststellung in einer anderen. Dadurch kommt es logischerweise zu Doppelungen. Insofern begrüßen wir es ausdrücklich, dass die Bundesnetzagentur diese zentrale Zuständigkeit bekommen soll. Wir erwarten auch davon eine Beschleunigung.

Unabdingbar ist aber auch die Durchsetzung einheitlicher Verfahren dort, wo noch die Länder zuständig sind. Ich nenne in diesem Zusammenhang als Beispiel die Windsammelschiene, über die derzeit viel in den Medien berichtet wird. Wir haben unter Mitnahme einer 110-kV-Leitung eine Leitung errichtet, die seit über einem Jahr in Betrieb ist; aber wir kommen bei einem relativ kurzen Stück von 19 Kilometern unspektakulärer Trasse in Schleswig-Holstein nicht aus dem Planfeststellungsverfahren heraus.

Bundes- und Landesinteressen sind nicht immer dieselben. Landesbehörden setzen Prioritäten, die nicht unbedingt immer mit Bundesinteressen im Einklang stehen. Insofern ist es auf der einen Seite wichtig, die Zuständigkeiten zu bündeln. Auf der anderen Seite gilt es, die Akzeptanz zu fördern. Die Einbeziehung der Öffentlichkeit von Anfang an, beim Raumordnungsverfahren beginnend, halte ich für außerordentlich wichtig. Je kürzer die Dauer eines Vorhabens ist, umso größer ist die Transparenz. Bei einem elend lange dauernden Vorhaben wie Stuttgart 21, bei dem am Ende keiner mehr weiß, was am Anfang war, ist die Akzeptanz sehr gering. Eine kurze Bearbeitungszeit und die Einbeziehung der Öffentlichkeit von Anfang an sind also unbedingt wichtig.

Ein weiterer Punkt ist der Ausgleich zwischen Klimaschutz und Naturschutz. Zurzeit tun wir sehr viel für den Naturschutz, was gut und richtig ist. Man muss aber auch darauf achten, dass man nicht Jahre braucht, um eine Leitung zu errichten, die für den Klimaschutz wichtig ist. Es geht darum, ein Gleichgewicht zwischen den Erfordernissen im Klimaschutz und im Naturschutz zu finden.

Sachverständiger Stephan Kohler (Deutsche Energie-Agentur GmbH): Ich kann mich den Ausführungen von Frau Dr. Saßnick anschließen, was die ganzen Vereinfachungen und die Zusammenfassung der Planungsverfahren angeht. Auch dass die Bundesnetzagentur eine wichtige und koordinierende Rolle bekommen soll, halten wir für gut.

Für besonders wichtig halte ich angesichts unserer Erfahrungen beim Genehmigungsverfahren, dass es einen Leitungsnetzausbauplan gibt, der verbindlich sein soll. Denn in den einzelnen Verfahren bedeutet die Prüfung, ob eine Trasse notwendig ist, auch einen zeitlichen Engpass. Deshalb ist es besonders wichtig, dass ein bundesweiter Leitungsausbauplan festgelegt wird, in dem die Trassenkorridore festgelegt werden, damit der Bedarf einer Trasse und Leitung nicht in jedem einzelnen Verfahren geprüft werden muss.

Auf die Akzeptanz ist schon eingegangen worden. Ich denke, das ist ein sehr wichtiger Punkt. Man muss die betroffene Bevölkerung davon überzeugen, dass die Energiewende nur dann möglich ist, wenn die Infrastruktur entsprechend ausgebaut wird. Dabei sind die Einbeziehung und auch die Fach- und Sach-

aufklärung der Betroffenen dringend notwendig. Denn es gibt - das machen auch die Stellungnahmen in dieser Anhörung deutlich - noch viel Unverständnis.

In der dena-Netzstudie II wurde untersucht, welche Übertragungskapazitäten von Norden nach Süden benötigt werden. Die Übertragung ist nicht etwa deshalb nötig, weil im Süden kein Windstrom erzeugt wird, sondern weil der im Norden erzeugte Windstrom dort nicht verbraucht werden kann. Wenn im Süden Windkraftwerke gebaut werden sollen und es zur Diskussion darüber kommt, ob dann kein Übertragungsbedarf mehr besteht, ist eine fundierte Sachaufklärung notwendig. Akzeptanz heißt also: Wir müssen die Bürger und Verbände darüber aufklären, dass auch dann Übertragungsbedarf besteht, wenn künftig im Süden Deutschlands Windenergie zugebaut wird.

Für einen weiteren wichtigen Punkt halte ich die Bündelung der Vorhaben. Wie sie im Detail gestaltet werden kann, kann man noch sehen. Die Bündelung von Vorhaben trägt sicherlich erheblich zur Akzeptanz bei. Angesichts dessen, was mancherorts unter Bündelung verstanden wird, ist allerdings auch hier Sachaufklärung notwendig. Manche denken, man könnte künftig Windstrom über Bahnstromleitungen transportieren. Das ist mit Bündelung nicht gemeint. Es geht dabei vielmehr um die Zusammenfassung von Infrastrukturmaßnahmen. Ich denke, auch das wird die Akzeptanz in der Bevölkerung erhöhen.

Einen finanziellen Ausgleich - das ist schon angesprochen worden - halten wir ebenfalls für wichtig. Denn es sind sehr viele Naturschutzausgleichsmaßnahmen vorgesehen; aber für die betroffenen Kommunen, öffentlichen Träger und Grundstücksbesitzer ist der finanzielle Ausgleich bisher nicht oder nur in sehr geringem Umfang vorgesehen. Wir halten zusätzliche Ausgleichsmaßnahmen für wichtig.

Rolf Hempelmann (SPD): Meine erste Frage geht an Herrn Klopffleisch von Verdi. Vielleicht können Sie eine kurze Einschätzung geben, ob mit dem Gesetzentwurf die beabsichtigte Beschleunigung erreicht wird bzw. welche weiteren Maßnahmen, möglicherweise auch im Bereich der Regulierung, Ihres Erachtens notwendig sind, um Beschleunigungseffekte zu erzielen.

Meine zweite Frage geht an Herrn Reck vom VKU. Sie ähnelt meiner ersten Frage,

aber ich möchte Ihre Einschätzung gerade im Hinblick auf die kommunalen Netze hören. Wie schätzen Sie die Beschleunigungseffekte des Gesetzes ein, und wo haben Sie Verbesserungsvorschläge, um tatsächlich zu einer Beschleunigung zu kommen?

Vielleicht können Sie im Zusammenhang mit dem Thema finanzieller Ausgleich für die Kommunen auch darauf eingehen, ob die im Gesetzentwurf vorgesehenen Regelungen Ihres Erachtens richtig sind.

Sachverständiger Dr. Reinhard Klopffleisch (Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft): Es ist schon von meinen Vorrednern gesagt worden, dass das NABeG ein ganz wesentlicher Schritt ist, um den für die Infrastruktur der Zukunft notwendigen Netzausbau zu beschleunigen. Im Bereich Übertragungs- und Hochspannungsnetze sehe ich durchaus die Effekte, die wir brauchen, um insbesondere zentrale erneuerbare Energien im Wesentlichen von der Küste zu den Verbrauchern zu bringen. Das kann im Bereich Übertragungsnetze funktionieren, wenn es einen klaren und verbindlichen Leitungsnetzausbauplan mit den entsprechenden Schritten hin zur Realisierung gibt. Das setzt voraus, dass wir eine klare Vorstellung von dem haben, was wir brauchen. Dazu gibt es Vorarbeiten nicht nur von der dena, sondern auch vom Verband der europäischen Netzbetreiber, ENTSO-E, der sich auch mit der europäischen Integration befasst.

Von daher denke ich, dass die Zielvorstellung, erneuerbare Energien in den Markt zu integrieren, den Netzausbau erfordert. Das wird allerdings nicht ausreichen, weil erneuerbare Energien nicht zentral produziert werden, sondern im Mix mit dezentralen Anlagen. Dazu brauchen wir entsprechende Ausbau- bzw. Modernisierungspläne für die dezentralen Netze, also die Netze, die dezentrale Energie aufnehmen müssen wie die aus Photovoltaikanlagen. Sie wissen vielleicht, dass das schon für regionale Versorger ein großes Problem darstellt. Photovoltaikstrom wird meist nicht in Städten oder an anderen Orten, wo die entsprechende Infrastruktur vorhanden ist, ins Netz eingespeist, sondern auf dem platten Land. Insofern sind die nötigen Strukturen zu schaffen, um die dezentralen Energien aufnehmen zu können. Dazu fehlt bisher der Ansatz. Man kann sicherlich nicht alles in einem Gesetz regeln. Aber wir brauchen dezentrale Strukturen und Verteilnetze, auch um die vielfälti-

gen Aufgaben der Integration sehr unterschiedlicher dezentraler Energien wahrzunehmen.

Auch in einem zweiten Punkt fehlt ein Ansatz. Das NABeG ist zur Beschleunigung der Planungsvorhaben konzipiert worden. Das ist vernünftig und richtig. Wir brauchen aber auch Anreize, damit entsprechend ausgebaut wird und Investitionen im notwendigen Umfang getätigt werden. Wir sehen das Problem, dass die bestehende Anreizregulierung im Wesentlichen noch Impulse für Kostensenkungen über Effizienz gibt - das war in der Vergangenheit notwendig; das wollen wir nicht bestreiten -, dass aber Anreize fehlen, den Netzausbau im Hinblick auf die notwendigen Strukturen vorzunehmen. Das gilt sowohl für die Übertragungsnetze als auch für die Verteilnetze.

Ich denke, im nächsten Schritt sind bei der Novellierung der Anreizregulierungsverordnung Nachbesserungen nötig, weil Investitionspläne entsprechend von der Bundesnetzagentur anerkannt werden müssen. Wenn das passiert, wenn dieser zweite Schritt gegangen wird, dann, glaube ich, ist es sehr klug und richtig, beide Dinge in eine Hand zu geben, nämlich sowohl die Netzausbauplanung als auch die Anreizregulierung für Investitionen. Herr Kurth kann sich freuen, dass er dann derjenige ist, der das ausführen darf. Dann hat er eine weitere Aufgabe. Zudem werden dadurch, wie zu lesen ist, viele Arbeitsplätze bei der Bundesnetzagentur - das ist für uns Gewerkschafter wichtig - geschaffen.

Sachverständiger Hans-Joachim Reck (Verband kommunaler Unternehmen e. V.): Wir begrüßen die Intention des NABeG uneingeschränkt, was die Bündelung und vor allen Dingen die Beschleunigung der Verfahren angeht. Aber ich schließe an das an, was mein Vorredner gerade gesagt hat. Aus Sicht der Kommunalwirtschaft kommt in Bezug auf die Verteilnetzebene die Aufgabenstellung erst noch auf uns zu. Ich möchte ausdrücklich darauf hinweisen, dass die Integration der erneuerbaren Energien, die zu 82 Prozent an die Verteilnetzebene angeschlossen sind, kurzfristig Handlungsbedarf erzeugt. Dieser wird durch das Gesetz nicht gedeckt. Insofern ist es aus unserer Sicht erforderlich, komplementär im Herbst eine Diskussion über die Weiterentwicklung der Anreizregulierungsverordnung zu führen. Ich erinnere nur an den kurzfristigen Um- und Ausbau von

Netz-, Steuer-, Leit- und Regeltechniken in den dezentralen Verteilnetzen, an die Umrüstung von Ortsnetzstationen und an vieles andere mehr. Hier haben wir ganz klar Finanzierungs- und Anerkennungsbedarf, auch im Rahmen von Investitionsbudgets, auf die mein Vorredner hingewiesen hat.

Die vorgesehenen Zahlungen an Städte und Gemeinden begrüßen wir sehr. Neben einem Dialog ist Geld immer sinnvoll.

Vorsitzender Ernst Hinsken: Sie werden es nicht glauben, aber das denken viele hier.

(Heiterkeit)

Sachverständiger Hans-Joachim Reck (Verband kommunaler Unternehmen e. V.): Davon bin ich absolut überzeugt. - Die Regelungen in § 5 Abs. 4 sind absolut richtig. Die Lösung, die Ausgleichszahlungen im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung zu berücksichtigen, ist systemimmanent richtig. Wir sehen auf Seite 4 unserer Stellungnahme - in Abstimmung mit den kommunalen Spitzenverbänden - eine Ergänzung vor. Freileitungen haben neben der Hochspannungsebene generell Akzeptanzprobleme. Deshalb schlagen wir eine Einfügung vor, die dazu dient, Hochspannungsfreileitungen zu erfassen. Es wäre schön, wenn Sie das berücksichtigen könnten.

Dr. Martin Lindner (Berlin) (FDP): Ich habe zuerst eine Frage an Frau Heinrichs. Welche Elemente tragen aus den Erfahrungen der Bahn mit dem Bau von Schienenwegen und Bahnstromtrassen dazu bei, dass der Ausbau der Bahninfrastruktur relativ problemlos abläuft?

Dann habe ich eine Frage an Herrn Maurer. Immer wieder wird der Ausbaubedarf bei den Netzen mit dem Hinweis auf die ausschließlich dezentrale Infrastruktur bestritten. Wie sehen Sie dies, und wo besteht akuter Handlungsbedarf?

Sachverständige Maria Heinrichs (Deutsche Bahn AG): Aus unserer Sicht ist es natürlich begrüßenswert, dass Planfeststellungsbehörden auf Bundesebene angesiedelt sind. Wir haben mit dem Eisenbahn-Bundesamt als Planfeststellungsbehörde sehr gute Erfahrungen. Eine Bundesoberbehörde ist letztendlich politisch unabhängig und auch resistent gegen die eine oder andere Schwankung in Wahljahren.

Eine bundeseinheitliche Verwaltung ist durch Planfeststellungsrichtlinien und regelmäßig tagende Arbeitskreise - teilweise zusammen mit der Bahn - die ganze Zeit über gewährleistet. Es ist sehr unangenehm, die Antragsunterlagen ständig nach Ländergusto auszurichten. Das ist für uns relativ schwierig. Das geht schon los bei der Ausschreibung und Vergabe von Ingenieurleistungen. Wir müssen die Länderbesonderheiten bei der Vergabe von Ingenieurleistungen zum Beispiel für Planfeststellungsunterlagen teilweise berücksichtigen. Das macht es punktuell recht schwierig.

Ich habe Folgendes ein bisschen vermisst: Bei dem Gesetzentwurf handelt es sich um ein in sich geschlossenes, konsequentes Werk. Fast alle Instrumente der Beschleunigung werden ergriffen. Ich möchte aber für die weitere Diskussion anregen, über die Aufnahme eines weiteren Instruments nachzudenken, das uns und den Straßenlastbauträgern zur Verfügung steht: das Bundesverwaltungsgericht als erste Instanz. Ich habe sehr gute Erfahrungen mit dem Bundesverwaltungsgericht gemacht. Es ist fachlich hervorragend; das versteht sich von selber. Es ist aber auch für die Betroffenen eine erhebliche Entlastung, wenn sie sich nicht durch alle Instanzen quälen müssen. Es ist etwas anderes, wenn man zuerst vor dem Verwaltungsgericht und dann vor dem Oberverwaltungsgericht klagen muss, bevor sich das Bundesverwaltungsgericht der Sache annimmt. Das alles ist mit erheblichen Kosten und enormem Zeitaufwand für die Kläger verbunden. Vor dem Hintergrund, dass die Kläger eine ziemliche Hängepartie erdulden müssen, dass sie in der Zeit, bevor eine Entscheidung getroffen wird, nicht wissen, was aus ihrem Eigentum wird, und dass der Vorhabenträger ebenfalls nicht weiß, wie sich das Vorhaben entwickelt, sollte geprüft werden, ob es nicht sinnvoll ist, für den vorrangigen Bedarf das Bundesverwaltungsgericht als erste Instanz vorzusehen.

Sachverständiger Dr.-Ing. Christoph Maurer (Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH): Wenn von Netzausbaubedarf und dem Aspekt Dezentralität die Rede ist, dann liegt dem aus meiner Sicht ein gewisses Missverständnis zugrunde. Wir haben zwar einen Anschluss der weit überwiegenen Zahl der Anlagen der erneuerbaren Energien in den Verteilnetzen. Aber es handelt sich deshalb nicht um eine dezentrale

Art der Versorgung. Wir haben einen Netzausbaubedarf, der aus dem Verteilnetz resultiert, weil die Energie zuerst auf die Übertragungsebene hochtransportiert werden muss. Aber beim Übertragungsnetz handelt es sich um eine hochgradig zentralisierte Versorgung. Ich gehe sogar so weit und sage, dass die alten Kraftwerke, die über das ganze Land verteilt sind, dezentraler sind als die Windenergieanlagen, die in bestimmten Teilen des Landes konzentriert angesiedelt sind und deren eingespeiste Leistung bei weitem die vor Ort abnehmbare Last übersteigt. Das heißt, wir müssen die Windenergie aus diesen Regionen wegtransportieren. Dies wird umso notwendiger sein, wenn die Offshorewindenergie zunimmt. Diese Energie hat nämlich einen noch wesentlich zentraleren Charakter als die einigermaßen flächige Onshorewindenergie.

Die Versorgung mit erneuerbaren Energien ist also mitnichten dezentral. Vielmehr handelt es sich um eine hochgradig zentrale Versorgung. Das bedingt die Erfüllung neuer Transportaufgaben im Übertragungsnetz, mit Transportvolumina, für die die bestehende Netzinfrastruktur nicht ausgelegt ist. Daraus ergibt sich der unumkehrbare Schluss, dass wir die Übertragungsnetzinfrastruktur anpassen müssen. Hier sehe ich dringenden Handlungsbedarf.

Ich möchte an dieser Stelle darauf hinweisen, dass sich das NABEG ausdrücklich auf Leitungen beschränkt, die nicht im EnLAG behandelt werden. Man sollte meiner Meinung nach aus energiepolitischer Sicht darauf achten, dass der Ausbau der EnLAG-Leitungen mit aller Entschiedenheit weiter vorangetrieben wird. Das sind eigentlich die kritischsten Leitungen; denn es handelt sich hier um konkrete Projekte, die wir in den nächsten Jahren umsetzen müssen, wenn wir nicht die Versorgungssicherheit in Deutschland gefährden wollen. Insofern sollte der Fokus nicht auf abstrakte Projekte, sondern auf die Projekte gerichtet werden, die wir konkret im Auge haben. Es ist daher zu überlegen, inwieweit sich NABEG-Regelungen auf diese Projekte anwenden lassen. Es soll natürlich durch einen Wechsel nicht zu unnötigen, neuen Verzögerungen kommen; das muss man berücksichtigen. Aber ansonsten wäre es aus meiner Sicht sinnvoll, das so zu machen.

Johanna Voß (DIE LINKE): Ich habe eine Frage an Herrn Professor von Hirschhausen

von der TU Berlin. Dem NABEG liegen die Zahlen der dena-Netzstudie II zugrunde; das geht aus der Begründung des Gesetzentwurfs hervor. Daraus wird im Gesetz geschlussfolgert, dass bis zum Jahr 2020 3 600 Kilometer Höchstspannungstrassen gebaut werden müssen, und zwar zusätzlich - so habe ich das verstanden - zu den in der dena-Netzstudie I genannten 850 Kilometern. Sie haben sich eingehend mit der dena-Netzstudie II befasst. Wie beurteilen Sie das Ergebnis der Studie und das methodische Vorgehen? Halten Sie die Ergebnisse dieser Studie für geeignet, als Grundlage für die Stromnetzplanung zur Integration erneuerbarer Energien zu dienen? Was sagen Sie dazu, dass Alternativen zum Stromnetzausbau wie Hochtemperaturseile und Freileitungsmonitoring in der dena-Netzstudie II als unwirtschaftlich bewertet werden und daher im NABEG nicht mehr vorkommen, im NABEG also allein auf den Ausbau gesetzt wird und die Netzoptimierung nicht mehr vorkommt? In diesem Zusammenhang ist mir ein weiterer Punkt wichtig. Gemäß NABEG bleiben die Lastflussdaten der Übertragungsnetzbetreiber Betriebsgeheimnis und müssen nicht veröffentlicht werden. Die Öffentlichkeit muss sich also mit einer Netzbauplanung zufriedengeben, die auf Daten beruht, die sie nicht nachvollziehen kann. Können Sie sich hier eine Lösung vorstellen? Ich jedenfalls sehe hierin ein großes Problem, wenn die Bürger in die Planungen einbezogen werden sollen.

Damit bin ich bei meiner Frage an Herrn Dr. Peter Ahmels von der Deutschen Umwelthilfe. Das NABEG soll die Akzeptanz der Bevölkerung für Stromleitungsneubauten vor allem durch eine stärkere Beteiligung der Öffentlichkeit erhöhen. Wie beurteilen Sie die Beteiligung der Öffentlichkeit im NABEG? Die ausschließlichen Maximalfristen zur Stellungnahme oder Fristen von zum Teil nur zwei Wochen bei der Planfeststellung erscheinen uns für ein solch komplexes Thema reichlich kurz. Müssten nicht auch Bürgerinitiativen zur Antragskonferenz nach § 20 eingeladen werden, wenn solche zum fraglichen Zeitpunkt schon existieren?

Sachverständiger Prof. Dr. Christian von Hirschhausen (TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik): Ich möchte meinen Antworten auf die beiden Fragen meine Interpretation der Infrastrukturplanung voranstellen. Das wesentliche

Problem besteht darin, dass es zurzeit keine Trennung zwischen der Planung - das ist eine öffentliche Aufgabe, die sich an gesamtwirtschaftlichen Zielfunktionen zu orientieren hat - und der betriebswirtschaftlichen Umsetzung in Deutschland gibt. In anderen Ländern ist das anders. Wir haben in § 9 EnWG die Möglichkeit, das über einen unabhängigen Systembetreiber machen zu lassen. Ich glaube, das ist mittelfristig eine sinnvolle Perspektive. Ob das Herr Kurth oder jemand anderes macht, darüber können wir noch diskutieren. Es darf jedoch nicht eine Studie auf den Tisch gelegt werden, in der mit Sicherheit viel Arbeit steckt, in der aber eine rein betriebswirtschaftliche Zielfunktion behandelt wird, ohne dass die gesamtwirtschaftliche Perspektive, geschweige denn die Energiewende berücksichtigt wird.

Angesichts dieser Vorbemerkungen lautet meine Antwort auf Ihre erste Frage Nein. Ich denke, dass die dena-Netzstudie II nicht geeignet ist, um den Energiewegeplan mit der Perspektive, bis 2030 eine Energiewende zu vollziehen, voranzutreiben, und zwar aus mehreren Gründen. Der erste Grund ist die zeitliche Perspektive. Die dena-Netzstudie II berücksichtigt eine Perspektive bis 2020 und gibt einen Ausblick auf 2025. Sie berücksichtigt aber nicht die mittel- und langfristigen Ziele der Energiewende. Das steht im Widerspruch zum Energiekonzept. Zurzeit wird versucht, das auf Arbeitsebene zu ändern. Die dena-Netzstudie II berücksichtigt des Weiteren nicht die Innovationstätigkeit von Netzbetreibern und Anlagebauern in den Bereichen Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturseile, wie das in Nachbarländern bereits der Fall ist, sondern hat eine statische Perspektive. Im Grunde genommen wird der Status quo nur fortgeschrieben. Das ist angesichts der Herausforderungen der Energiewende nicht angemessen.

Ich möchte neben den Hochtemperaturseilen die HGÜ-Leitungen als Beispiel nennen. Wir haben zwar die Möglichkeit, im Rahmen eines HGÜ-Pilotprojektes Prüfungen vorzunehmen. Wir brauchen aber mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit mindestens zwei Leitungen, die Leitung aus Bentwisch nach Süddeutschland und die Leitung durch das TenneT-Gebiet, ebenfalls nach Süddeutschland. Hier ist sozusagen ein Wettbewerb der Systeme angesagt. Dieser muss vorangetrieben werden, um die energiewirtschaftlichen Ziele zu erreichen, die sich die Bundesregierung selber gesetzt hat.

Zur zweiten Frage: Bezüglich der Transparenz sind die Vorgaben im NABEG in Verbindung mit § 12 f EnWG unzureichend. Nach meiner Auffassung gibt es keinen Grund, irgendwelche Netz-, Last- oder Erzeugungsdaten geheim zu halten. Es gibt eine Klausel, wonach Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse nicht veröffentlicht werden dürfen. Angesichts einer Infrastruktur, die in gesamtwirtschaftlicher Hinsicht riesige Bedeutung hat, ist mir eine solche Klausel unverständlich. Sie ist der Tatsache geschuldet, dass es hier in Deutschland keine Trennung zwischen gesamtwirtschaftlicher Perspektive, Planung und Ausführung mit dem Ziel, Netzsicherheit herzustellen, gibt. Um diese brauchen wir uns zum Glück keine Sorgen zu machen. Wir haben sehr gute Netzbetreiber. Dass nun regulierend eingegriffen werden muss, ist völlig normal. So lange wir aber keine Trennung haben, ist die Intransparenz der Daten sozusagen systemisch angelegt; denn wenn ich ein kommerzielles Interesse habe, dann habe ich kein Interesse, die Daten herauszugeben. Das sollte geändert werden. Nach meiner Meinung ist das einzige Organisationsmodell, mit dem das geändert werden kann, der unabhängige Netzbetreiber.

Sachverständiger Dr. Peter Ahmels (Deutsche Umwelthilfe e. V.): Es geht um die Frage, ob das, was das NABEG vorsieht, ausreicht, um die Akzeptanz für neue Netze und Leitungen zu erhöhen. In der Tat enthält das NABEG einige Punkte, die dazu beitragen können, zum Beispiel die drei Szenarien, die zu Anfang einer Planung dargelegt werden müssen. Des Weiteren ist eine Beteiligung der Bürger an der Antragskonferenz nach § 20, also zu einem sehr frühen Zeitpunkt, vorgesehen. Frau Voß, Sie haben gefragt, ob das ausreichend ist bzw. ob der Wortlaut passend ist; denn es ist dort von Vereinigungen die Rede. Richtig ist, dass Bürgerinitiativen zum fraglichen Zeitpunkt nicht immer gegründet sind. Insofern wäre es wünschenswert, die alte Formulierung „Bürger“ wieder zu verwenden und damit jedem vor Ort die Möglichkeit zu geben, zu einem frühen Zeitpunkt Einfluss auf die Planung zu nehmen und Anmerkungen zu machen. Erfreulich ist sicherlich, dass auch Alternativen eingeplant werden müssen, dass eine Strategische Umweltprüfung bei neuen Vorhaben vorgeschaltet werden muss und dass damit - für den Bürger nachvollziehbar - die am we-

nigsten schädliche Variante herausgesucht werden kann.

Ein Problem könnte sein, dass dieses an sich sehr breit aufgestellte Verfahren durch die Einführung des Begriffs „vereinfachtes Verfahren“ ein Stück weit relativiert wird. So unterliegen Leitungen, die auf vorhandenen Korridoren aufgesetzt, neben vorhandene Trassen gestellt oder hochgerüstet werden, nicht der SUP, der Strategischen Umweltprüfung. Damit haben die Bürger keine Möglichkeiten, Informationen über Alternativen zu bekommen. Da ein Großteil der neuen Leitungen eben nicht quer durch die Landschaft gebaut wird, sondern sich auf vorhandenen Trassen befindet, kann ich mir vorstellen, dass es hier Klärungsbedarf gibt und dass diese Leitungen nicht die Akzeptanz finden, wie es sich der Gesetzgeber im NABEG wünscht und wie es für einen schnelleren Ausbau notwendig wäre. Ansonsten kann ich nur das unterstreichen, was Herr von Hirschhausen gesagt hat. Die Regelungen gelten nur für neue Leitungen. Das Problem mit den alten Leitungen ist damit nicht gelöst. So viel zum Ersten.

Ingrid Nestle (BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN): Ich würde gern noch zwei Fragen an Herrn Ahmels stellen. Wir haben gerade über den Netzausbau und die Akzeptanz gesprochen. Dabei geht es um die Frage, wie man die Netze so ausbauen kann, dass die Menschen vor Ort möglichst wenig belastet werden. Wäre hier eine Abstandsregelung für Höchstspannungsnetze eine geeignete Maßnahme? Diese Regelung enthält das Gesetz in der jetzigen Fassung nicht. Eine solche Regelung sieht vor, dass ein gewisser Abstand zu geschlossenen Ortschaften eingehalten werden muss. Wer es nicht schafft, diesen Mindestabstand einzuhalten, muss die Trasse unterirdisch verlegen oder eine andere Trassenführung finden. Was halten Sie von einer gesetzlichen Regelung in diese Richtung?

Daran knüpfe ich meine zweite Frage nach den technischen Innovationen an. Es muss nicht immer die alte Freileitung auf der kürzesten Trasse sein. Im 110-kV-Bereich ist dankenswerterweise eine Verbesserung für die Verlegung von Erdkabeln vorgesehen. Wäre es nicht sinnvoll, hier grundsätzlich Erdkabel zu fordern? Nach meiner Einschätzung ergeben die Kostenvergleichsprüfungen meistens, dass man das Erdkabel bauen kann. Diese Prüfungen kosten aber wieder

rum Zeit und stellen einen Aufwand dar. Braucht man diese Kostenvergleichsprüfungen wirklich? Kann man die Leitungen nicht grundsätzlich unter der Erde verlegen?

Reichen beim 380-kV-Bereich Ihrer Meinung nach die Regelungen für Innovationen aus, für strahlungsarme Masten, für HGÜ, für Erdverkabelungslösungen usw.?

Sachverständiger Dr. Peter Ahmels (Deutsche Umwelthilfe e. V.): Die erste Frage betraf die Mindestabstände. Wir halten das - das ergaben viele Gespräche, die wir in den letzten zweieinhalb Jahren mit Bürgern vor Ort geführt haben - für einen Punkt, der in diesem Gesetz fehlt. Er ist ganz zu Beginn der Diskussion, als in Niedersachsen die Frage des Ausbaus sehr dringlich war, ausdrücklich ins Gesetz gekommen, weil sonst vor Ort die Probleme nicht lösbar gewesen wären. Im Niedersächsischen Erdkabelgesetz war eine Mindestabstandsregelung vorhanden. Sie war dann im Energieleitungsausbaugesetz nicht mehr vorgesehen. Unserer Ansicht nach ist neben der allgemeinen Zustimmung zu einem neuen Leitungsnetz, die durch eine Informationsoffensive und die eben genannten Maßnahmen erreicht werden kann, auch wichtig, dass die lokalen Belange berücksichtigt werden. Es muss ein gewisses Mindestmaß an Schutz des Wohnumfelds gewährleistet sein. Dafür wären Mindestabstände eine denkbare Regelung.

Sie fragten weiterhin nach Innovationen im 110-kV-Bereich und im 380-kV-Bereich. Im 110-kV-Bereich ist es mittlerweile Stand der Technik, dass Erdkabel verlegt werden können. Die Regelung sieht auch vor, dass Erdkabel bis zu einem Faktor von 2,75 Mehrkosten im Vergleich zu Freileitungen genutzt werden können. Wir hätten uns gewünscht, dass der Mehrkostenfaktor weggefallen wäre und es eine generelle Erdverkabelungspflicht gegeben hätte, weil es da keine technischen Implikationen mehr gibt.

Beim 380-kV-Bereich sind diese technischen Implikationen noch vorhanden. Deswegen ist ein erhöhter Innovationsansatz der richtige Weg. Er kommt uns in der Formulierung dieses Gesetzes etwas zu kurz, da letztlich nur Teile, innovative Pilotprojekte, erdverkabelt werden können, wenn sie wirtschaftlich effizient sind. Das ist eine einschränkende Formulierung. Angesichts der Aufgabe, dass wir schnell und intensiv nach neuen Lösungen suchen müssen, wäre es hilfreich gewesen, wenn dieser Begriff weiter

gefasst worden wäre. Wir müssen mehr und schneller Innovationen betreiben, vor allem im 380-kV-Bereich. Der 110-kV-Bereich ist nicht so sehr das Problem.

Vorsitzender Ernst Hinsken: Ich habe eine Bitte. Wenn Sie, Herr Dr. Ahmels, wieder als Sachverständiger geladen werden, dann sagen Sie bitte nicht schon vorher der Presse, was Sie uns jetzt im Ausschuss ausführen. Das ist kein Stil, der dieses Hauses würdig ist. Ich bitte Sie, das zu berücksichtigen.

Dr. Joachim Pfeiffer (CDU/CSU): Ich möchte an die Fragen zur Erdverkabelung anknüpfen und Herrn Kurth sowie Herrn Kohler von der dena dazu befragen. Wir haben bei der letzten Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes und beim EnLAG um die Erdverkabelung gerungen. Wir haben uns dafür ausgesprochen, gerade im 110-kV-Bereich aufgrund von Opportunitätskosten manches zu verkabeln, weil das sinnvoller ist, als wenn 10 oder 15 Jahre überhaupt nichts geschieht. Ich bitte Sie um eine Einschätzung, wie hoch die Mehrkosten aus Ihrer Sicht sein können; denn wir reden fast über eine Verdreifachung der Kosten. Wenn ich die Dimensionen betrachte, über die wir beim Netzausbau reden, dann sehe ich die Gefahr, dass die gesamten Erfolge der Regulierung der letzten Jahre durch die Erdverkabelung wieder konterkariert werden und damit letztlich die Netznutzungsentgelte wieder die Größenordnungen erreichen, die wir schon einmal hatten.

Gelegentlich wird gefordert, dass man die Kosten über das ganze Netz verteilt. Das ist Sozialismus, weil man die Kosten auf möglichst viele umlegt. Ich würde einwenden, dass die Anwendung des Verursacherprinzips sinnvoll wäre. Diejenigen, die die Verkabelung wollen, müssen sie vor Ort bezahlen. Sonst wird es schwierig. Von den Verbänden kam das Argument, dass die Leute von den Leitungen begeistert sind, wenn durch sie Strom aus erneuerbaren Energien fließt. Das kann ich allerdings nicht bestätigen. Das zeigt auch die Praxis vor Ort. Wir müssen uns genau anschauen, ob das Ganze in dem Umfang und in der Höhe, wie es vorgeschlagen wird, sinnvoll ist.

Sachverständiger Matthias Kurth (Bundesnetzagentur): Ich stimme Ihnen zu, dass wir uns das genau anschauen sollten. Wir

müssen zwischen 110-kV-Leitungen und 380-kV-Leitungen trennen. Das haben auch meine Vorredner getan. Wenn wir den voraussichtlichen Ausbaubedarf bei 110-kV-Leitungen ermitteln, dann greifen wir auf die Pläne zurück, die uns von den Netzbetreibern, insbesondere von den Verteilnetzbetreibern, vorgelegt worden sind. Für die nächsten Jahre sehen die Netzzustand- und -ausbauberichte einen Zubaubedarf von 2 500 Kilometern in den 110-kV-Netzen vor. Das verursacht Anschaffungskosten von circa 500 Millionen Euro, wenn man den Ausbau mit Freileitungen durchführen würde. Bei der Erdverkabelung kommt man bei Anwendung des jetzt im Gesetz stehenden Mehrkostenfaktors von 2,75 - das braucht man nur zu multiplizieren - auf 1,4 Milliarden Euro. Somit würden bei Anwendung dieses Faktors 900 Millionen Euro zusätzliche Anschaffungs- und Herstellungskosten entstehen, was ungefähr 90 Millionen Euro jährliche Mehrkosten in den Erlösobergrenzen bundesweit zur Folge hätte. Das ist die Zahl für die 110-kV-Netze. Das sollte man in der Tat bedenken.

Auch die Frage der Akzeptanzförderung im Zusammenhang mit der Erdverkabelung ist meines Erachtens nicht ausreichend beantwortet. Offenbar geht man davon aus, dass Erdkabel prinzipiell die Akzeptanz fördern. Meines Erachtens ist das wissenschaftlich nicht erwiesen. Bevor beispielsweise die Thüringer Strombrücke geplant wurde, wurde über eine Erdverkabelung nachgedacht. Die meisten Menschen denken, dass etwas, was unter dem Boden ist, weg ist. In diesem Fall hat sich herausgestellt, dass man ein solches Kabel nicht verstecken kann. Viele denken, das Kabel würde irgendwo unten durchgezogen. Aber gerade wenn es durch Wald und Natur verlegt wird, müssen große Schneisen freigehalten werden. Auch was die Spannungsbelastung der Menschen anbelangt, sagt einem schon der gesunde Menschenverstand, dass der Mensch viel näher am Erdkabel ist als an einer Freileitung. Auch die Auswirkungen auf den Boden sind zu problematisieren. In Thüringen sind die Leute nach einer ausführlichen Diskussion zu der Ansicht gekommen, es sei besser, kein Erdkabel, sondern eine Freileitung zu verlegen. Das wird jetzt in die Planfeststellung aufgenommen. Ich denke, wir sollten das den Vorhabenträgern und den Verfahren überlassen. Das heißt nicht, dass man nicht auch Erdkabel verlegen kann; aber

generell zu sagen, ein Erdkabel sei immer besser und fördere immer die Akzeptanz, ist im wahrsten Sinne des Wortes ein Kurzschluss.

Bei 110-kV-Leitungen kann man das verantworten - die Mehrkosten habe ich genannt -; aber bei 380-kV-Leitungen haben wir bis auf wenige Strecken im großstädtischen Bereich auch weltweit keine Erfahrungen. Es gibt natürlich die HGÜ-Leitungen auf See; aber das ist eine andere Diskussion. Auf See können Sie nämlich die HGÜ-Leitungen mit großen Spulen auf den Schiffen verlegen, was an Land nicht geht. Sie werden erheblich mehr Muffen einsetzen müssen. Es wird immer von Innovation und Forschung gesprochen und davon, dass wir das alles schaffen werden. Im Moment aber sind die Muffen noch der Schwachpunkt. Es kann uns durchaus passieren, dass in zehn Jahren die Muffen ausgetauscht werden müssen. Dann müsste man sehr aufwendig wieder die Erdkabel setzen. Deshalb hat der Bundestag bewusst das Energieleitungsausbaugesetz beschlossen. Man hat gesagt: Wir müssen erst Erfahrungen auf Pilotstrecken sammeln, bevor wir eine flächendeckende Erdverkabelung vornehmen. - Diese Ansicht ist - unterhalten Sie sich darüber einmal mit Technikern - nach wie vor richtig. Wir müssen das erproben. Im 380-kV-Bereich zeigt die alte, klassische Freileitungstechnik durchaus ihre Vorteile. Bei den 380-kV-Leitungen wäre im Übrigen der Mehrkostenfaktor erheblich höher als bei den 110-kV-Leitungen. Dort ist von einem Faktor 6 bis 8 die Rede. Das ist noch sehr optimistisch geschätzt und stellt wahrscheinlich eine untere Grenze dar.

Es sollten flexible Regelungen geschaffen werden. Wir müssen die Menschen beteiligen. Aber bei einer solchen Diskussion kann möglicherweise auch eine Freileitung herauskommen. Wenn man einmal analysiert - das ist mein letzter Punkt -, warum viele Verfahren des EnLAG nicht vorangekommen, sondern auf der Strecke geblieben sind, dann stellt man fest, dass das zum Teil gerade der Diskussion über die Erdverkabelung geschuldet ist. Die Vorhabenträger werden zum Teil in die Erdverkabelung gedrängt, weil zwei Aussiedlerhöfe darauf bestehen. Das verursacht dann 28 Millionen Euro Mehrkosten und wird vom Vorhabenträger meines Erachtens mit guten Rechtsgründen abgelehnt. Dann wird behauptet, die Planungsunterlagen seien unvollständig, nur weil es eine unterschiedliche Rechtsauffas-

sung über die Frage der Erdverkabelung gibt. Genau diese bestehenden starren Regelungen sind kontraproduktiv, wenn man eine Beschleunigung des Verfahrens erreichen will.

Sachverständiger Stephan Kohler (Deutsche Energie-Agentur GmbH): Ich nutze die Frage, um auf das einzugehen, was in der dena-Netzstudie untersucht worden ist. Entschuldigung, Herr Professor Hirschhausen, was Sie hier zum Besten geben, entspricht nicht der Wahrheit. Wir haben die unterschiedlichen Kosten von Freileitungen, Erdkabeln, Hochtemperaturleiterseilen und Temperaturmonitoring in der dena-Netzstudie untersucht, und deshalb sind wir da auch auskunftsfähig. Wir haben bezüglich des Durchleitungsentgelts ermittelt, dass wir umgerechnet auf die Kilowattstunden eine Bandbreite zwischen 0,3 und 0,5 bis 0,6 Eurocent haben, je nachdem, welche Technik verwendet wird. Wir haben keine bestimmte Technik empfohlen, sondern es muss bei der konkreten Untersuchung der Trasse festgelegt werden, ob Freileitungen, Hochtemperaturleiterseile oder Erdkabel verwendet werden. All das ist untersucht worden. Das Ergebnis der dena-Netzstudie - das bitte ich zu berücksichtigen - ist, dass wir zwischen 1 600 und 3 700 Kilometer Neubaustrecken brauchen, 1 600 Kilometer bei Verwendung von Hochtemperaturleiterseilen - ich weiß gar nicht, wie wir auf die Zahl kommen sollen, wenn wir das nicht untersucht haben - und 3 700 Kilometer, wenn wir die heutige Technik verwenden.

Ich stimme Ihnen zu, dass die dena nicht mehr auf dem aktuellen Stand ist; das gilt aber in einer anderen Richtung, als Sie meinen. Wir leiten gerade im Rahmen der Netzplattform den Arbeitskreis Szenarioentwicklung für den Ausbau der Windenergie und der erneuerbaren Energien in Deutschland. Wir haben unter den Bundesländern eine aktuelle Abfrage gestartet und einige Zahlen erfahren. Wir haben in der dena-Netzstudie unterstellt - das war im Jahr 2007 -, dass in Schleswig-Holstein im Jahr 2020 3 600 Megawatt von Onshorewindkraftwerken erzeugt werden. Ich rede nicht über Offshoreanlagen. Aktuell plant das Land Schleswig-Holstein bis zum Jahr 2020 Windkraftanlagen mit einer Kapazität von 9 000 Megawatt. Für Niedersachsen haben wir ungefähr 8 000 Megawatt unterstellt; aktuell plant Niedersachsen Anlagen mit einer Kapazität von 14 000 Mega-

watt. Hinzu kommen die Offshoreanlagen. Wenn Sie aber sagen, dass keine Offshoreanlagen mehr gebaut werden, weil jetzt in Bayern und Baden-Württemberg zugebaut wird, dann sage ich Ihnen: Alleine der Onshorezubau erfordert schon den Netzausbau, den wir ausgewiesen haben, und er reicht nicht einmal aus, weil wir im Offshorebereich nicht die entsprechenden zusätzlichen Kapazitäten unterstellt haben.

Herr Pfeiffer, Sie fragten nach einer Individualisierung der Kosten. Ich finde, der größte Strickfehler in der Energiepolitik und der Energiewende - wir haben 38 Prozent Stromerzeugung aus regenerativen Energien für das Jahr 2020 unterstellt; ich weiß nicht, warum man da nicht von einer Energiewende sprechen sollte - ist, dass wir im Erneuerbare-Energien-Gesetz keine energiewirtschaftlichen Steuerungselemente haben, indem zum Beispiel berücksichtigt wird, wo welche Netzinfrastruktur vorhanden ist und wo welche Erzeugungsanlagen sind. Ich weiß nicht, wie man die Individualisierung von Erdverkabelungskosten berücksichtigen können sollte. Man müsste damit anfangen, den Ausbau der erneuerbaren Energien auch nach energiewirtschaftlichen Parametern zu steuern. Dann müsste man die Anpassung an Infrastruktur und Speichertechnologien - darüber reden wir heute nicht, aber auch die benötigen wir sehr schnell - vornehmen. Das wäre aus meiner Sicht das richtige Vorgehen.

Ich wende mich dagegen, sich auf eine Technik festzulegen und für die Höchstspannungsnetze nur Erdkabel vorzuschreiben. Das halte ich wirklich für falsch. Wir haben in der dena-Netzstudie II - auch das bitte ich zu beachten - ein Bewertungsraster erstellt und technische und wirtschaftliche Parameter und solche nach Umweltgesichtspunkten und nach Systemsicherheitsgesichtspunkten entwickelt. Damit kann man die einzelnen Technologien bewerten. Dann erhält man eine bestimmte Punktzahl, und anhand dieser kann man bewerten, welche Technik für welchen Anwendungsfall die richtige ist. Aber eine Festlegung nur auf Erdkabel halten wir für grundfalsch, weil die Technik je nach Bedarf und je nach Situation entsprechend angepasst werden muss.

Ich will nichts zur Umweltverträglichkeit von Erdkabeln sagen. Dazu hat Herr Kurth etwas ausgeführt. Man muss aber auch berücksichtigen, dass die Systemverfügbarkeit von Erdkabeln geringer als die von Freilei-

tungen ist. Das mag etwas komisch klingen; aber die Verfügbarkeit sinkt, weil die Muffen, die derzeit die Schwachstellen sind, häufiger ausfallen. Dadurch steht das gesamte System nicht mehr zur Verfügung, was bei der Netzausbauplanung berücksichtigt werden muss, um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten. Wir haben also auch unter Systemintegrationsgesichtspunkten und Versorgungssicherheitsgesichtspunkten nicht nur Vorteile bei Erdkabeln, sondern auch Nachteile, die ebenfalls berücksichtigt werden müssen.

Garrelt Duin (SPD): Ich habe zunächst eine Frage an Frau Dr. Saßnick von der 50 Hertz Transmission GmbH und an Herrn Kuhlmann, und zwar zu dem Einsatz neuer Technologien für eine optimierte Netzauslastung. Dabei wird es um HGÜ-Trassen gehen, die einen verlustarmen Transport sicherstellen, insbesondere bei besonders langen Distanzen. Inwieweit sehen Sie, dass der Einsatz solcher Technologien durch die vorgesehene Gesetzgebung beeinflusst wird? Welche anderen Aspekte sind zu berücksichtigen, damit die Investitions- und Innovationsförderung wirkt?

Meine zweite Frage richtet sich an Herrn Dr. Ahmels und Frau Dr. Saßnick. Wir kennen die Trianel-Entscheidung des EuGH. Besteht aus Ihrer Sicht die Gefahr, dass wir zwar einerseits bei dem Verfahren hoffentlich schneller werden, aber andererseits durch den Rechtsweg die gewonnene Geschwindigkeit wieder verlieren? Wie schätzen Sie diese Problematik ein? Welche Lösungen schlagen Sie vor, die man im Gesetz verankern könnte?

Sachverständige Dr. Yvonne Saßnick (50 Hertz Transmission GmbH): Zunächst zu den neuen Technologien: Selbstverständlich sind wir gegenüber den neuen Technologien aufgeschlossen. Auch bei uns arbeitet eine ganze Reihe von Ingenieuren, und für jeden Ingenieur ist eine neue Technik eine Herausforderung. Dieser Herausforderung stellen wir uns gerne. Wir haben bereits heute punktuell in Pilotprojekten Hochtemperaturseile im Einsatz, und zwar zunächst klassische Hochtemperaturseile. Ich muss dazu sagen: Je höher eine Leitung belastet wird - das betrifft auch klassische Hochtemperaturseile -, desto höher ist der Durchhang. Das heißt, sie können nur dort eingesetzt werden, wo auch gewährleistet ist, dass dann, wenn

die Leitung höher belastet und damit die Temperatur erhöht wird, der Durchhang keine Gefährdung der Öffentlichkeit darstellt. Das erfolgt zunächst bei solchen Spannungsfeldern, unter denen genügend Platz ist und bei denen man nicht Angst zu haben braucht, dass man eine Straße überspannt und die Sicherheit gefährdet wird. Also, wir haben solche Systeme im Einsatz.

Seit Juni verwenden wir im Rahmen eines Pilotprojekts in einer geschlossenen Anlage in einem Umspannwerk in Güstrow ein neues Hochtemperaturseil, um zu erproben, wie sich dieses System verhält. Es geht also nicht nur um ein Drahtseil, das anders belastet wird, sondern um das gesamte System. Hinten und vorne sind Klemmen. Man muss den Schutz und Ähnliches berücksichtigen. Einen Faktor darf man nie vergessen: Je mehr man ein Seil oder eine Leitung mit Strom belastet, desto größer sind die Verluste. Wir setzen Systeme wie das oben beschriebene ein.

Wir erproben auch Temperaturmonitoring. Es gibt zum Beispiel eine Ausnahmegenehmigung für die Leitung Redwitz-Remptendorf, eine unserer am höchsten belasteten Leitungen. Wir können nicht einfach sagen: Wir belasten eine Leitung höher. - Wir arbeiten in einem Übertragungsnetz. Wir sind für die Systemsicherheit verantwortlich, und wir müssen nach standardisierten Regeln der Technik arbeiten. Um die Leitung Redwitz-Remptendorf höher als nach der DIN zulässig zu belasten, erteilt uns die Energieaufsichtsbehörde des Landes Thüringen eine Ausnahmeregelung: Diese Leitung darf bei einer Temperatur unter 10 Grad Celsius um 20 Prozent mehr belastet werden. Man muss also berücksichtigen, dass man Sondergenehmigungen braucht und dass man die Regeln beim Betreiben des Netzes nicht einfach missachten kann; denn wenn etwas passiert, dann ist der Übertragungsnetzbetreiber dafür verantwortlich.

Man sollte nicht vergessen, dass Temperaturmonitoring ein rein operatives Instrument ist, das heute schon genutzt und sicher noch erweitert wird. Wir werden ab September, ebenfalls auf einer Leitung in Thüringen, ein neues System einführen. Mit diesem System aus Belgien - vielleicht hat der eine oder andere davon schon gehört - kann man die Auslastung der gesamten Leitung überwachen. Wir setzen Systeme ein, und wir sind offen für deren Erprobung; aber das

muss schon nach den Regeln der Technik geschehen.

Gleichstromübertragungen sind im Prinzip nichts Neues - es gibt sie seit mindestens 40 Jahren -, auch wenn es mittlerweile die VSC-Technik gibt. Gleichstromübertragungen werden schon heute angewandt, wenn man etwas über große Entfernungen übertragen muss oder wenn man Netze unterschiedlicher Frequenz bzw. nichtsynchrone Netze koppeln kann. In unserem Netz gibt es seit 1995 die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, Kontek. Übrigens musste dabei nach 15 Betriebsjahren das Kabel wegen Muffenfehlern ausgewechselt werden. Wir setzen HGÜ-Technik ein. Wir planen - das wissen Sie vielleicht - eine von Bentwisch ausgehende Leitung.

Darüber hinaus arbeiten wir an der sogenannten Combined Grid Solution. Im Hinblick auf den Ausbau der Netze wollen wir schauen, wie wir die Anbindung von Offshorewindparks auf der Ostsee mit neuen Stromübertragungen kombinieren können. Zu klären ist etwa, wie man einen Standort mit Windparks dreier Länder - ich denke an das Dreieck Dänemark, Schweden, Deutschland - mit einer Stromübertragung kombinieren kann. Auch hier ist eine Combined Grid Solution, also eine Hochspannungsübertragung, einsetzbar. Wir tun etwas dafür. Wie gesagt, man muss die Regeln der Technik beachten. Systemsicherheit sollte an erster Stelle stehen.

Sachverständiger Andreas Kuhlmann (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.): Es wurde nach den neuen Technologien gefragt. Wir haben gerade einiges zu der Übertragungsnetzebene gehört. Ich will etwas zur Verteilnetzebene sagen. Wie Sie alle wissen, brauchen wir in Zukunft nicht irgendwelche, sondern intelligente Netzlösungen, und wir brauchen erhebliche Investitionen in die Verteilnetze.

Wenn man ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz auf den Weg bringt, dann wäre aus unserer Sicht erforderlich, die Anreizregulierung entsprechend anzupassen, so dass die Verfahren beschleunigt und diejenigen Unternehmen unterstützt werden, die den Netzausbau vor Ort mit Innovationen vorantreiben wollen. Nun hören wir aus dem BMWi, dass das durchaus noch auf der Agenda steht. Es gibt weitere Beratungen auf der Netzplattform. Wir hoffen, dass es alle

zufriedenstellende Lösungen gibt, insbesondere bei dem sogenannten Zeitverzug.

Im NABEG ist die Anreizregulierung durch die Erhöhung des Mehrkostenfaktors behandelt worden. Ich möchte dazu und zum Thema Verteilnetze sagen: Die jetzt vorgesehene Verpflichtung, Erdverkabelung zu verwenden, ist, obwohl sie vor Ort einen gewissen Beitrag zur Akzeptanzerhöhung leisten kann, auch aus unserer Sicht eine Regelung, die Freiheitsgrade raubt. Das kann ineffizient und teuer werden.

Nach der jetzigen Ausstattung würde es, so ist es zumindest uns aufgefallen, gar keine richtigen Übergangsregelungen geben. Diejenigen Projekte, die jetzt im Genehmigungsverfahren sind, müssten theoretisch ebenfalls auf Erdverkabelung umgestellt werden. In der Anreizregulierung ist aber gar nicht geklärt - das können Sie sicherlich bestätigen -, wer dann die Kosten übernimmt. Hinter der jetzigen Lösung verbergen sich für die vielen Unternehmen, die im Verteilnetzbereich tätig ist, eine kleine verpasste Chance, Klarheit bei der Anreizregulierung zu schaffen, sowie ein erhebliches Risiko. Wir wären Ihnen sehr dankbar, wenn Sie sich das noch einmal ganz genau anschauen.

Sachverständiger Dr. Peter Ahmels (Deutsche Umwelthilfe e. V.): Herr Duin, Sie fragten, ob die Gefahr besteht, dass die anfänglich erzielte Beschleunigung aufgrund von Gerichtsverfahren am Ende zum Erliegen kommt. Gerade am Anfang, wenn zwischen der Feststellung eines Bedarfs und dem Baubeginn oftmals längere Zeiträume vergehen, gibt es erhebliche Beschleunigungspotenziale. Diese Zeiträume sollen durch das Management der Bundesnetzagentur deutlich kürzer werden.

Aufgabe aller Beteiligten bleibt es - das ist richtig -, Akzeptanz des Projektes zu schaffen, um die Wahrscheinlichkeit, dass es auf dem Gerichtsweg zu Fall gebracht wird, zu verringern. Selbst wenn das Interesse besteht, bis zur letzten Instanz zu prozessieren, überwiegen die Beschleunigungseffekte. Auf der anderen Seite sehe ich auch: Wenn die Zeiträume zwischen Bedarfsfeststellung und Baubeginn weiter verkürzt werden, dann kommt es zu fehlender Akzeptanz. Somit beißt sich die Katze in den Schwanz.

Sachverständige Dr. Yvonne Saßnick (50 Hertz Transmission GmbH): Ich kann das, was Herr Ahmels gesagt hat, nicht ste-

hen lassen. Wir sehen schon die Gefahr, dass die Nutzung des erweiterten, vollumfänglichen Klagerechts der Umweltverbände - es geht nicht um das normale Verfahren, an dem alle Umweltverbände beteiligt sind - eine Bremswirkung zur Folge hat, wodurch die erzielte Beschleunigung ausgehebelt wird. Wir würden es schon begrüßen, wenn der Klageweg im NABEG in Anlehnung an das Energiewirtschaftsgesetz, wie vorhin schon einmal angesprochen, auf *eine* Instanz - den Weg bis zum Verwaltungsrichter - verkürzt würde.

Dr. Martin Lindner (Berlin) (FDP): Herr Maurer, nach dem Gesetzentwurf wird die Vollverkabelung zum Regelfall für die Leistungen der 110-Kilovolt-Spannungsebene. Eine BDEW-Studie nennt als Ausbaubedarf bis 2020 rund 350 Kilometer. Halten Sie diese Schätzung für zutreffend?

Sachverständiger Dr.-Ing. Christoph Maurer (Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH): Man muss im Kopf haben, wo diese Zahl veröffentlicht worden ist: in einer Studie - der BDEW hat das in seiner Stellungnahme begründet -, die den Gesamtausbaubedarf in den Verteilungsnetzen quantifiziert hat und nicht unbedingt den Anspruch erhoben hat, den Ausbaubedarf in der 110-kV-Ebene exakt zu quantifizieren.

Sicherlich sind die genannten 350 Kilometer zu wenig. Ich kenne Netzbetreiber, die bereits in ihren eigenen Netzen einen Ausbaubedarf in dieser Größenordnung haben. Die Zahl, die Herr Kurth eben genannt hat, scheint mir etwas realistischer zu sein.

Wir werden mittelfristig vermutlich auch in den 110-kV-Netzen einen noch weit darüber hinausgehenden Ausbaubedarf haben. Zahlen sind häufig an Zeitpunkte oder an Szenarien gekoppelt. Der Ausbaubedarf wird größer werden. Auch nach 2020 oder 2030 werden wir Anlagen bauen. Gerade in der 110-kV-Ebene, die dann eine Abtransportfunktion hat, werden wir aus meiner Sicht erheblichen Zubaubedarf haben.

Bei der jetzt vorgesehenen Regelung - sie macht die Vollverkabelung zwar nicht explizit zum Regelfall, aber zum wahrscheinlichsten Fall; das muss man fairerweise sagen - sollten wir bedenken, dass damit gerade für den ländlichen Raum eine Regelung eingeführt wird, die deutlich höhere Kosten als Freileitungsnetze mit sich bringt und die außerdem technisch eigentlich eine suboptimale Lösung

darstellt. Kabelnetze sind in städtischen Versorgungsgebieten in der 110-kV-Ebene durchaus Stand der Technik. Man kann also nicht sagen: Das geht technisch nicht.

In Bezug auf die Höchstspannungsebene ist das sicherlich etwas anders zu sehen, weil wir da den Stand der Technik noch nicht erreicht haben. Man kann das in Kabeltechnik machen. Gerade im Hinblick auf die ländlichen Netze, die heute im Regelfall von sehr ausgedehnten Doppelfreileitungen dominiert werden, entstehen durch zunehmende Kabelanteile, etwa wenn Neubauprojekte in Kabel ausgeführt werden, neue technische Probleme - zum Beispiel die Erdschlusskompensationen -, die ebenfalls gelöst werden müssen.

Hier wird eine teure, technisch suboptimale Lösung vorgesehen. Man sollte die Flexibilität erhalten, Kabel dort einzusetzen, wo sie sinnvoll und notwendig sind. Man sollte sie aber nicht zur Default-Technologie machen.

Andreas G. Lämmel (CDU/CSU): Ich wende mich an Herrn Kurth und Frau Dr. Saßnick. Es geht mir um die Netzentgelte. Als Sie sich dazu vorhin schon einmal kurz äußerten, ging es um die Erdverkabelung.

Im Gesetzentwurf ist für Netzentgelte und Weiteres eine Menge neuer Belastungen versteckt. Ich verweise auf das Thema Erdkabel; darüber wurde schon gesprochen. Die Integration der erneuerbaren Energien kommt verstärkt auf uns zu. Ich verweise in diesem Zusammenhang auf die Offshoreanbindung. Sie wird mit Kosten von ungefähr 25 Milliarden Euro beziffert. Ich verweise außerdem auf die Entschädigung für Leistungen an Kommunen bzw. an Eigentümer. Letztendlich könnte von diesem Gesetzentwurf ausgehen, dass die Bundesnetzagentur ihre Ausgaben für Leistungen auf die Netzentgelte umlegt. Da stellt sich mir die Frage: Droht uns bei den Netzentgelten ein Effekt wie beim EEG? Alle beschwören natürlich, dass es sich nur um Zehntelcents, halbe Cents oder ganze Cents handelt. Wenn man aber alles zusammenrechnet, stellt man fest, dass die Netzentgelte in den nächsten Jahren deutlich steigen.

Die Struktur der Netzentgelte und der Strompreis sind in den letzten Jahren ziemlich gleich geblieben. Die Steigerung der Strompreise ist im Wesentlichen auf staatliche Gebühren und zusätzliche Belastungen

zurückzuführen. Herr Kurth, haben wir denselben Effekt zu erwarten?

Außerdem geht es um die regionale und um die bundesweite Umlegung. Die Offshoreanbindung, die eigentlich nur für Süddeutschland gedacht ist, soll bundesweit umgelegt werden, und die Onshoreanbindung soll regional bezahlt werden. Ostdeutschland zahlt durch diese Umlegung schon jetzt 1,5 bis 2 Cent mehr an Netzentgelten als Westdeutschland, obwohl der Stromverbrauch ganz woanders stattfindet. Sagen Sie beide bitte etwas zu dem System der Finanzierung der Netzentgelte. Ist das wirklich der Weisheit letzter Schluss, oder braucht man ein einheitliches Netzentgelt für ganz Deutschland?

Sachverständiger Matthias Kurth (Bundesnetzagentur): Es ist klar, dass das Ganze an den Netzentgelten nicht spurlos vorbeigeht; das haben wir immer gesagt. Im Gegensatz zu den Beträgen, die auf das EEG zurückgehen - Sie kennen die Zahlen; das sind zurzeit Jahresbeträge von 13 Milliarden Euro; dieser Wert geht mit 3,5 Cent in den Kilowattstundenpreis ein -, sind mit allen Maßnahmen, die das Netz betreffen, gewisse Verzögerungseffekte verbunden:

Erstens. Wir müssen erst einmal neue Netze bauen. Erst wenn das geschehen ist, können wir die Erlösbergrenzen und anderes neu berechnen. Im Moment ist das Haupthindernis - das haben wir die ganze Zeit diskutiert -, dass wir keine Baugenehmigungen haben. Die Entwicklung geht also sukzessive vonstatten.

Zweitens. Man muss sehen: Es geht um Infrastrukturinvestitionen, die über viele Jahre abgeschrieben werden. Die klassischen Freileitungen halten 40 Jahre. Im Offshorebereich gibt es jetzt eine Diskussion darüber, ob die Abschreibungsfrist 20 Jahre betragen sollte. Daran sehen Sie, dass zumindest die Investoren nicht voll darauf vertrauen, dass die Seekabel 40 Jahre lang halten. Es stellt sich also die Frage, wie lange diese Kabel intakt bleiben. Es gibt heute noch Freileitungen, die vor 50 Jahren gebaut worden sind. Wenn an einer Freileitung etwas passiert, dann kann ein Trupp den Schaden schnell beseitigen. Wenn ein Erdkabel defekt ist, dann ist die Reparatur aufwendig. Man muss die schadhafte Stelle zunächst suchen. Dann muss gegraben werden usw. Ich weise darauf hin, weil immer wieder gesagt wird: Erdkabel sind günstiger

und halten länger. All das glaube ich nicht. Davon hängen also die Kosten ab.

Was die Übertragungsebene angeht, beträgt das Investitionsvolumen pro Kilometer 380-kV-Freileitung 800 000 Euro. Bei 3 000 Kilometern 380-kV-Freileitung betrüge das Investitionsvolumen somit 2,4 Milliarden Euro. Wenn wir allerdings auf Erdkabel setzen, wird das Ganze, abhängig von der Anzahl dieser Kabel, mit dem Faktor 6, 8 oder sogar 10 multipliziert. Das Investitionsvolumen könnte dann schon nicht mehr bei 2,4 Milliarden Euro, sondern bei 24 Milliarden Euro liegen. Insoweit ist dies schon relevant. Letzten Endes hängt es von den Technikooptionen ab.

Was die Verteilnetzebene angeht, haben wir derzeit für 2 500 Kilometer ein Investitionsvolumen, und zwar 500 Millionen Euro bei Freileitungen und 1,4 Milliarden Euro bei Erdkabeln. Für eine Offshoreanbindung brauchen wir 25 Milliarden Euro. Wir brauchen pro 1 Gigawatt, also pro Windpark, über den Daumen gepeilt 1 Milliarde Euro. Wir brauchen also allein für die jetzt geplanten Windparks 25 Milliarden Euro. Das fließt, wie gesagt, nur sukzessive ein.

Die Kompensationszahlungen an die Gemeinden, 40 000 Euro pro Kilometer Freileitung, betragen 120 Millionen Euro. Gemessen an den Milliarden Euro für die Pumpspeicherwerke ist das fast ein bescheidener Betrag. Die Netzentgeltbefreiung bedeutet eine Belastung von 13 Millionen Euro. Auf das Thema „Smart Meter“ will ich jetzt nicht eingehen. Sie sehen, was alles einfließt. Angesichts der Länge der Abschreibungszeiten haben wir immer gesagt: Die Belastung wird am Ende des Tages, abhängig von der Technikooption, 1 Cent pro Kilowattstunde ausmachen können. Ich glaube, das Ganze ist wegen der langen Abschreibungsdauer beherrschbar. Alles, was wir über das EEG machen, schlägt viel mehr auf die jährliche Stromrechnung durch als das, was wir im Netz machen. Auch die Verfahrenskosten, die wir jetzt berechnen, gehen in die Planfeststellungskosten ein. Übrigens erheben auch die Länder schon jetzt Verwaltungsgebühren. Das sind Einmalgebühren für die jeweilige Planung.

Bezüglich der Umlegung der Netzentgelte gibt es eine Anregung des Bundesrates, die wir mit einer gewissen Sorge verfolgen: Die Diskussion darüber wird nur EEG-bezogen geführt. Es wird gesagt: Diejenigen Länder, in denen viel Wind eingespeist wird - Sie

sprachen gerade von dem Ost-West-Gefälle -, tragen besondere EEG-Lasten. - Wir sehen einfach keine Möglichkeit, die EEG-bezogenen Kosten von den sonstigen Netzkosten in irgendeiner Weise abzugrenzen. Wir sehen vielmehr die große Gefahr, dass ein Willkürelement entsteht bzw. dass uns die normalen Netzkosten sozusagen als EEG-Netzkosten dargestellt werden.

Dass die Kosten unterschiedlich sind, erklärt sich zu einem großen Teil dadurch, dass die Netze im Osten jünger sind, da sie später aufgebaut wurden. Wenn Sie sich die Karte im Ost-West-Vergleich anschauen, dann erkennen Sie, dass wir im Westen nicht nur wegen des EEG, sondern auch wegen späterer Investitionen höhere Netzkosten haben. Die Abschreibungen dort sind höher und fließen somit verstärkt in die Netzkosten ein.

Ich habe einen Rat: Wenn man wirklich darangeht, für einen bundesweiten Ausgleich zu sorgen - wir haben bundesweite Briefmarken, wir haben bundesweite Telefonnetzentgelte und anderes -, dann sollte man dies auch richtig tun. Dieser Ausgleich sollte dann nicht nur für das EEG gelten, sondern es müsste auch ein bundeseinheitliches Netzentgelt für die Netzverbraucher geben, und zwar ohne dass die Anreizwirkung für die Netzbetreiber verloren geht; denn sie sollen weiter Anreize haben, effizient zu arbeiten und ihre Kosten zu senken. Dafür müsste man eine Umlage schaffen. Allerdings warnen wir vor einer Umlage für die Verbraucher, die nur die EEG-bedingten Kosten zu tragen haben. Das könnte eher eine Gefahr darstellen.

Wenn es zu einer Umlage kommt, dann müsste sie für alle Kosten gelten. Dabei dürfte den Netzbetreibern der Effizienzanzreiz, die Kosten zu senken, nicht genommen werden. Die Netzbetreiber müssten nach der Anreizregulierungsverordnung nach wie vor individuelle Effizienzen heben; nur würde es der Endverbraucher im Netz nicht merken, da man bundesweit das gleiche Entgelt zahlt. So etwas gibt es auch bei anderen Netzen: Etwa beim Telefonnetz zahlt der Endverbraucher immer den gleichen Preis. Über diesen Ansatz müsste man gründlich diskutieren. Abraten würden wir von einer Separierung der EEG-Wälzung bzw. von separaten EEG-Mechanismen.

Vorsitzender Ernst Hinsken: Bevor ich das Wort an Frau Saßnick weitergebe,

möchte ich Sie, Herr Kurth, ganz kurz fragen, ob die Kosten für Pumpspeicherwerke wirklich 13 Millionen Euro betragen, wie Sie sagten, oder nicht doch eher 13 Milliarden Euro.

Sachverständiger Matthias Kurth (Bundesnetzagentur): Es waren wahrscheinlich doch 13 Millionen Euro, weil wir leider so wenig Pumpspeicherwerke haben. Der Betrag ist also relativ niedrig, weil Pumpspeicherwerke in Deutschland die absolute Ausnahme darstellen.

Vorsitzender Ernst Hinsken: Danke schön für diese ergänzende Richtigstellung.

Sachverständige Dr. Yvonne Saßnick (50 Hertz Transmission GmbH): Herr Kurth hat die Frage sehr umfänglich beantwortet; es ist schwer, hier noch etwas zu ergänzen. Auch ich gehe von steigenden Netznutzungsentgelten aus. Angesichts der anstehenden Investitionen kann man wohl auch kaum von sinkenden Nutzungsentgelten ausgehen. Um wie viel sie steigen werden, wird sich zeigen.

Zum Punkt regionale Umlage oder bundesweite Umlage: Wir als einer der beiden Küsten-ÖNB, die am stärksten sowohl vom Ausbau der Offshore- wie auch der Onshorenetze betroffen sind, sind logischerweise sehr stark daran interessiert, dass die Kosten des Netzausbaus bundesweit umgelegt werden. Wir haben ja in den letzten 20 Jahren sehr viel investiert und würden ansonsten dafür bestraft, dass wir unser Netz ausgebaut und ein sehr neues Netz haben. Aus diesem Grund haben wir auch sehr hohe Netznutzungsentgelte. Und der Netzausbau geht weiter. Viele von den neuen Leitungen, die gebaut werden müssen, werden nun einmal in unserem Netzgebiet gebaut. Insofern wäre eine bundesweite Umlage selbstverständlich im Interesse von 50 Hertz.

Noch ein Aspekt zu den Kosten: Es ist unbekannt, wie lange Kabel halten. Bei den Kabeln, die bisher im Einsatz sind, haben wir langfristig nicht unbedingt gute Erfahrungen gemacht. Einige wissen sicherlich, wovon ich rede: Muffenfehler haben immer wieder zu Ausfallzeiten, die bis zu einem Jahr und länger dauerten, geführt, zum Beispiel im Berliner Netz mit einer 400-kV-Diagonale.

Etwas Weiteres können wir jetzt auch noch nicht absehen: Die jetzigen Anschlüsse von Offshoreanlagen sind zwar gesichert;

aber wenn ein Kabel kaputtgeht, steht kein zweites Kabel zur Verfügung, und es stellt sich dann die Frage, wer für die entgangene Einspeisevergütung bezahlt. Das ist ein offenes Problem, für das eine Lösung gefunden werden muss. Es geht hier ja um sehr hohe Millionenbeträge, die anfallen, wenn ein Kabel ausfällt. In Berlin haben wir fast ein Jahr gebraucht, um die Muffen auszuwechseln. Wenn das bei einem Kabel im Meer passiert, wird das noch viel länger dauern, weil Ersatzkabel gar nicht zur Verfügung stehen; denn die Lieferzeiten für diese Kabel betragen derzeit mehrere Jahre.

Dorothee Menzner (DIE LINKE): In Ihrem Haus, Herr Kurth, soll ja, wie man liest, eine neue Abteilung mit 240 Mitarbeitern zur Planungsbeschleunigung aufgebaut werden. Die Länder sahen sich in diese Überlegungen, wie wir zur Kenntnis nehmen mussten, allerdings zu wenig einbezogen. Es besteht auch nicht einhellig die Meinung, dass auf diese Weise der Netzausbau beschleunigt werden könnte. Hierzu habe ich zunächst zwei Fragen.

Zum einen wird auf Seite 38 des Gesetzentwurfes vorgeschlagen, zu prüfen, ob nicht freiwerdendes Personal der Bundeswehr von Ihrem Haus gewonnen werden könnte. Sicherlich gibt es da ausgewiesene Infrastrukturspezialisten. Ich zweifle aber, ob sich all diese wirklich im Verwaltungsrecht auskennen. Hierzu hätte ich gerne eine Einschätzung von Ihnen.

Zum Zweiten würde ich gerne wissen, ob Sie die Formulierungen im Gesetz auch so einschätzen, dass im Zuge des vereinfachten Verfahrens zukünftig kein Unterschied gemacht wird, ob auf einer bestehenden Trasse, auf der bereits eine Hochspannungsleitung verläuft, eine weitere Hochspannungsleitung oder zusätzlich eine Höchstspannungsleitung verlegt wird. Wenn ich das richtig verstehe, bedeutet das, dass in diesen Fällen auch für Höchstspannungsleitungen ein vereinfachtes Verfahren zur Anwendung kommt. Bei aller Notwendigkeit der Beschleunigung des Ausbaus ist das nicht so ganz sinnvoll.

Meine nächsten Fragen richtet sich an Professor von Hirschhausen.

Im Entwurfstext lesen wir, dass für die Netzanbindung von Offshorewindanlagen ein Aufschlag in Höhe von 5 Prozent auf die Netzentgelte erhoben werden kann. Mir erscheint das problematisch, weil ja das - diese

Erfahrung haben Verbraucherinnen und Verbraucher schon oft gemacht -, was einmal auf einen Preis aufgeschlagen wurde, meist nach Ende der Amortisationszeit nicht wieder zurückgenommen wird und es somit zu einer dauerhaften Erhöhung kommt. Hierzu bitte ich um Ihre Einschätzung.

Des Weiteren hätte ich zu folgendem Sachverhalt gern eine Einschätzung von Ihnen: Es wird jetzt eine bundeseinheitliche Planung angestrebt, gleichzeitig findet sich aber im Entwurf auch die Formulierung, dass unwesentliche Änderungen im Anzeigeverfahren von den Ländern zugelassen werden sollen. Ist das überhaupt genau abzugrenzen?

Sachverständiger Matthias Kurth (Bundesnetzagentur): Frau Menzner, zunächst einmal ist zu sagen, dass im Entwurf beabsichtigt ist, dem Thema Netzausbau dadurch eine größere Bedeutung zukommen zu lassen, dass man zur Ausführung der notwendigen Planungsschritte personelle Verstärkungen vornimmt, ohne damit den Kollegen in den Ländern zu nahe zu treten. Auch das EBA - Frau Heinrichs hat darauf vorhin schon einmal hingewiesen - ist ja eine Bundesbehörde, aber die entsprechenden Anhörungsverfahren im Eisenbahnbereich werden von den Regierungspräsidien durchgeführt. Innerhalb der Länder sind dann oftmals auch noch drei verschiedene Stellen zuständig. Die Kollegen bei den Regierungspräsidien beschäftigen sich schließlich auch nicht nur mit der Planung von Stromleitungen, sondern auch mit der von Straßen und anderen Dingen. Jetzt geht es also darum, wie man es schaffen kann, entsprechende Prioritäten zu setzen.

Die Notwendigkeit, das Personal zu verstärken, besteht also unabhängig von der Frage, wer es macht. Die Länderbehörden sollen ja auf jeden Fall - auch das ist Gegenstand des vorliegenden Entwurfs - die vorliegenden EnLAG-Projekte zu Ende bringen. Von den 880 Kilometern Leitungen, die im EnLAG vorgesehen sind, wurden ja bisher erst 80 Kilometer gebaut. Viele Projekte befinden sich noch im Raumordnungsverfahren, andere im Planfeststellungsverfahren. Die Kollegen in den Ländern werden also dringend benötigt, um die 800 Kilometer EnLAG-Projekte zu Ende zu bringen, und stünden gar nicht zur Verfügung, um die zusätzlich erforderlichen Trassen, sei es auf

Basis der Ergebnisse der dena-II-Studie oder eigener Erhebungen, zu bearbeiten.

Die Abgrenzung, nach der Sie gefragt haben, sieht also folgendermaßen aus: Die EnLAG-Projekte werden weiterhin von den Ländern betreut. Wir wollen nicht, dass hier Verzögerungen entstehen. Dass jetzt jemand aufgrund des NABEG noch einmal die Planfeststellung bei den EnLAG-Projekten thematisiert, wie es in Thüringen mit dem Argument geschieht, dass man, wenn die HGÜ-Leitung kommt, die Leitung über den Rennsteig nicht mehr benötigen, wollen wir also gerade nicht. Vielmehr setzen wir mit dem NABEG die EnLAG-Projekte quasi schon als gebaut voraus. Dem juristischen Einwand, dass mit dem NABEG eine Planrechtfertigung von EnLAG-Projekten entfällt, ist also zu begegnen. Die Verwirklichung dieser Projekte brauchen wir auf jeden Fall. Das andere kommt obendrauf, und es gibt keine Querbeziehungen zwischen den Planungen im NABEG und den EnLAG-Projekten.

Auch eine weitere Abgrenzung ist relativ klar: Die Zuständigkeit für die meisten Projekte auf der 110-kV-Ebene - ich habe ja eben die Zahl von 2 500 Kilometern Leitungen genannt - wird bei den Ländern verbleiben. Unser Ziel ist es nur, dass bei länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen nicht nur der Bundesbedarfsplan, sondern auch die Planfeststellung durch die Bundesnetzagentur gemacht werden. Hier sollte ein Konsens mit den Ländern zu erreichen sein, denn gerade bei den länderübergreifenden Projekten gibt es ja Schwachpunkte, und zwar in allen Ländern. Auf Basis der gleichen Unterlagen, die die Firma von Frau Dr. Saßnick vorgelegt hat, wurde zum Beispiel in Mecklenburg-Vorpommern schon die Leitung gebaut, während sie im Nachbarbundesland noch nicht einmal in der Planfeststellung ist, und das bei einem Projekt, das für Hamburg ganz wichtig ist. Zugleich gilt, dass die Planfeststellung in einem Land nur begonnen werden kann, wenn das Raumordnungsverfahren in einem anderen Land beendet ist. Wenn das nicht der Fall ist, muss das Nachbarland warten. Ich könnte noch Dutzende solcher Beispiele nennen. Dabei kann man, wenn mehrere Länder beteiligt sind, keinem Land einen Vorwurf machen, weil jedes Land andere Gutachter heranzieht und nach anderen Kriterien plant. Hinzu kommt dann noch, dass innerhalb der Länder selbst, wie schon gesagt, bis zu drei Behörden für solche Pro-

jekte zuständig sind. Ich halte es also für sinnvoll, all das zu konzentrieren; damit würde man wirklich einen Beschleunigungseffekt erzielen.

Zum Thema Bundeswehr: Es ist in der Tat so, dass im Gesetzentwurf steht, dass auf geeignetes Personal aus der Bundeswehr zurückgegriffen werden soll. Diesbezüglich sind wir schon auf die Verteidigungsverwaltung zugegangen. Wenn entsprechendes Überhangpersonal zur Verfügung steht, werden wir das gerne übernehmen. Ganz klar ist allerdings auch, dass auf diese Weise nicht die Mehrzahl der Stellen besetzt werden kann. Wir brauchen ja auch Planer, Ingenieure, Geografen und Leute, die Umweltverträglichkeitsprüfungen und Ähnliches durchführen können. Auf Basis dieser Geschäftsgrundlage sind wir für Übernahmen allerdings durchaus offen. Wir haben schon im Vorfeld das Verteidigungsministerium informiert. Auf deren Internetseite wird auch schon der Hinweis gegeben, dass sich geeignete Leute bei uns bewerben können.

Eine Sache, Herr Vorsitzender, die ich vorhin vergessen habe, möchte ich gerne noch zu dem Punkt Leiterseilmonitoring sagen. Diejenigen, die Erdkabel im Verteilnetz fordern, vergessen, dass sich diese Technologie mit dem Leiterseilmonitoring völlig beißt. Sie können nämlich den Kühleffekt im Winter nur dann in Anspruch nehmen, wenn Sie eine Freileitung haben. Bei einem Erdkabel tritt dieser Effekt überhaupt nicht auf. Wenn man jetzt Freileitungen mit Erdkabeln kombiniert, wird die Kapazität des Erdkabels immer die Grenze markieren. Da bringt nämlich dieses Leiterseilmonitoring überhaupt nichts. Das zeigt, wie sehr man auch in Zukunft Technikooptionen nicht einfach kombinieren kann. Hier gibt es immer nur ein Entweder-oder.

Sachverständiger Prof. Dr. Christian von Hirschhausen (TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik): Zur ersten Frage nach dem Preisaufschlag: Es ist richtig, dass irgendjemand die zusätzlichen Kosten für die Offshoreanlagen tragen muss. Letzten Endes werden die Kosten ja vom Verbraucher getragen. Das bisherige System, das als Kupferplatte bezeichnet werden kann und bei dem die Gesamtkosten einfach über das ganze Netz abgewälzt werden, ist somit vor dem Hintergrund der notwendigen Integration der Erneuerbaren nicht sinnvoll. Vielmehr werden wir zunehmend zu

einem regional differenzierten Strompreis kommen müssen. De facto findet die Diskussion bezüglich Target-Models und der entsprechenden Grid Calls in Brüssel schon statt. Das passt zwar jetzt in den deutschen Kontext nicht so hinein; es wird aber definitiv eine entweder regionale oder an Knoten ausgerichtete Differenzierung von Preisen geben. Das liegt in Brüssel schon alles auf dem Tisch.

Die Frage ist nur, ob es in Deutschland eine Unterteilung in Regionen, zum Beispiel in Norden und Süden oder auch in drei Regionen, oder ein Knotenpreissystem geben wird. Die internationale Erfahrung aus Nordamerika oder Skandinavien zeigt, dass eine Regionenbildung schiefgehen wird, weil sie die internen Engpässe nicht abbilden kann. Wenn wir uns also entsprechende Versuche in den nächsten Jahren sparen wollen, sollten wir gleich zu einem Knotenpreissystem übergehen. Hiervon unabhängig ist die Gestaltung der Preise für den Endkunden. Wir werden aber - das zeigen Studien, an denen ich selber beteiligt gewesen bin - eine wesentlich effizientere Netznutzung und damit geringere Netznutzungsentgelte haben, wenn wir ein knotenbasiertes, regional stark differenziertes Netznutzungsmodell anstreben.

Bezüglich der zweiten Frage zur europäischen Integration: Ich gebe Ihnen recht, dass der Netzausbau in Deutschland nicht unabhängig von dem gesehen werden kann, was in den europäischen Nachbarländern passiert. Das hängt natürlich an der bestehenden Gesetzgebung. Der Zehn-Jahres-Entwicklungsplan, der zurzeit in Brüssel von der ENTSO-E zusammengeflickt wird, ist zurzeit allerdings lediglich Ausdruck der nationalen Entwicklungspläne. De facto ist aber eine Integration sinnvoll. Das mindert auch das in der vorigen Sitzung diskutierte Problem der Blindleistung und das Problem der Koordinierung über Grenzen.

Mit unseren europäischen Nachbarn im Süden wie Österreich und der Schweiz gibt es ja gar keine Grenzen mehr, weil hier der Strom genauso wie zwischen Berlin und Grafenrheinfeld fließt. Das heißt, unsere Nachbarn unterstützen uns, wenn wir nicht genügend Blindleistungskompensation haben, und umgekehrt. Auch so etwas muss in der Netzplanung berücksichtigt werden. Das macht die Sache relativ einfach, weil ein Netz umso sicherer ist, je mehr Nachbarn einbezogen sind. Das muss bei der europäischen

Netzplanung berücksichtigt werden; zurzeit geschieht das allerdings nur sehr unzureichend. Hier sind weitere Reformen notwendig. Mit dem vierten Paket werden sie dann ja auch bei uns aufschlagen. Insbesondere der Aufbau von HGÜ-Leitungen ist natürlich im europäischen Kontext zu sehen.

Oliver Krischer (BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN): Ich habe zunächst eine Frage an Herrn Kurth zum Thema 110-kV-Erdverkabelung. Da es eben mit den Zahlen ein wenig durcheinander ging, bitte ich Sie, noch einmal darzustellen, wie sich die Kostenseite darstellt. Hier geht es ja nicht nur um Investitionskosten, sondern auch um die Kosten für jahrzehntelangen Betrieb. Wie stellt sich also das Verhältnis von Erdverkabelung zu Freileitungen auf der 110-kV-Ebene vor diesem Hintergrund pro Kilowattstunde dar?

Meine zweite Frage richtet sich an Herrn Ahmels: Das vereinfachte Verfahren soll ja stark ausgeweitet werden und eine größere Bedeutung bekommen. Mich würde interessieren, ob das nicht im Endeffekt dazu führt, dass es zu gerichtlichen Auseinandersetzungen darüber kommt, welche Projekte unter das vereinfachte Verfahren fallen. Wenn all diese dann in den Gerichtsschleifen hängen, wäre man ja nicht weiter als heute. Wie stehen Sie dazu? Macht es aus Ihrer Sicht Sinn, darüber hinaus informelle Vorverfahren durchzuführen? Ich kenne das aus der Schweiz. Hier gibt es das Instrument der Vernehmlassung, also dass man sich im Vorfeld mit Betroffenen, Behörden und Verbänden zusammensetzt. Das ist ja jetzt hier nicht verankert. Würde das Ihrer Meinung nach Sinn machen?

Sachverständiger Matthias Kurth (Bundesnetzagentur): Ich kann die Zahlen gerne noch einmal vortragen. Basis für unsere Zahlen hinsichtlich des Ausbaus des 110-kV-Netzes sind die uns jetzt schon vorliegenden Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber. Wir können sicherlich nicht ausschließen, dass, wie Herr Maurer sagt, noch mehr gebaut wird. Aber auf Basis der oben genannten Zahlen kommen wir auf ein Ausbauvolumen von 2 500 Kilometern. Freileitungen in dieser Länge würden 500 Millionen Euro kosten, Erdkabel 1,4 Milliarden Euro. Das Kostenvolumen ist zwar nicht ganz so hoch wie beim 380-kV-Netz, aber auch hier würden Erdkabel Mehrkosten in Höhe von 900 Millionen Euro mit sich bringen. Ich kann

dieses jetzt leider nicht so schnell auf den Kilowattpreis umrechnen.

Zugleich muss aber auch noch ein zweiter Faktor berücksichtigt werden, nämlich die Dauer der Abschreibung. Leitungen, die innerhalb von 20 Jahren abgeschrieben werden, verursachen ja die doppelten Kosten wie Leitungen, die innerhalb von 40 Jahren abgeschrieben werden. Wir stehen nun vor der spannenden Frage, was länger hält und wann was erneuert werden muss. Ich kann das jetzt nicht aus der Hüfte beantworten; aber unsere Erfahrung, Herr Maurer, ist, dass Freileitungen relativ lange halten. So sind zum Beispiel Leitungen, die schon vor dem Krieg gebaut wurden, immer noch in Betrieb.

Ein dritter Faktor sind die Betriebskosten. Auch diese kann man sich ganz leicht vor Augen führen. Wenn bei einer Freileitung etwas passiert durch einen Sturm oder andere Vorfälle, ist das ganz schnell zu reparieren. Selbst wenn ein Mast umfällt, dauert es nicht lange, einen neuen Mast aufzustellen bzw. den alten zu reparieren. In Japan sind deshalb alle Leitungen in der Luft, weil diese nach einem Erdbeben - das haben wir ja gerade wieder gesehen - viel schneller wieder in Betrieb genommen werden können, als wenn sie im Boden verliefen. Bei Erdkabeln muss man zunächst einmal suchen, an welcher Stelle genau der Fehler steckt. Das ist gar nicht so trivial. Wenn dann eine Reparatur fällig ist, muss gegraben werden. Ich warne deshalb sehr davor, anzunehmen, dass alles, was im Boden verläuft, auf die Dauer billiger wird und länger hält. Unsere derzeitigen Erfahrungen sprechen eher für das Gegenteil. Es mag hier Fortschritte durch Innovationen geben, aber auch das ändert nichts an dem Sachverhalt, dass bei Fehlern immer noch gegraben werden muss. Das Teuerste an unterirdischen Infrastrukturen sind nämlich die Grabungskosten, die 80 Prozent der Kosten ausmachen. Die Leitungen selbst stellen dabei gar keinen so großen Faktor dar. All dies sollte man also sehr gründlich untersuchen.

Schließlich gibt es noch ein Argument, das auch Herr Maurer schon genannt hat: Möglicherweise bilden sich gar nicht überall Bürgerinitiativen, die unbedingt wollen, dass die Leitungen unter der Erde verlegt werden. Es ist, Herr Ahmels, ein großer Irrtum, davon auszugehen, dass es sich hierbei um ein bundesweites Phänomen handelt.

Wir hatten früher bei solchen Akzeptanzfragen große Unterschiede. Die ganze Erdverkabelungsdiskussion konzentriert sich auf bestimmte Regionen. In anderen Bereichen konnte man relativ problemlos 110-kV-Freileitungen bauen; niemand war dagegen. Wenn man jetzt eine Regelung vorsieht, die sozusagen mit dem Rasenmäher über ganz Deutschland hinweggeht, dann geraten am Ende sogar Projekte in die Diskussion, bei denen kein Mensch irgendetwas gegen eine Freileitung hat. Davor würde ich dringend warnen. Ich bin alarmiert gewesen, als jemand sagte: Wenn das sogar für die bestehenden Projekte im Bereich der 110-kV-Freileitungen gelten würde, dann würde es ja eine Verzögerung geben.

Deshalb, wie gesagt, bin ich eher für eine Einzelfalllösung. Viele Leute auf dem Land haben mit diesen Leitungen seit Jahren überhaupt keine Probleme. Wir sollten nicht den Fehler machen, dass wir Einzeldiskussionen verallgemeinern und auf ganz Deutschland übertragen.

Sachverständiger Dr. Peter Ahmels (Deutsche Umwelthilfe e. V.): Herr Krischer, Sie fragten zum einen, inwieweit gerichtliche Auseinandersetzungen bei vereinfachten Verfahren denkbar sind, wobei in der Tat die Definition nicht ganz klar ist, was denn nun eine Aufrüstung ist oder wie genau die Beschaffenheit einer zugebauten Leitung sein muss, um einen zusätzlichen Prüfauftrag zu bewirken oder eine Alternative prüfen zu müssen. Insofern wäre hier sicherlich eine Klarstellung dessen, wann genau eine Alternativenprüfung stattzufinden hat, zum Beispiel bei welcher Spannungserhöhung, bei welcher Leitungsgröße, hilfreich, um das Verfahren zügig durchzuführen.

Sie haben zum anderen gefragt, ob informelle Verfahren hilfreich sind und die Verfahren beschleunigen können. Ich sage dazu grundsätzlich Ja. Es gibt diese Möglichkeit in anderen Ländern. In informellen Verfahren, durch Begleiten des Prozesses können viele Fragen geklärt werden, was zur Entspannung beitragen kann. Grundsätzlich ist zu sagen: Informelle Verfahren würden helfen.

Vorsitzender Ernst Hinsken: Bevor ich jetzt die dritte Runde eröffne, möchte ich kurz darauf hinweisen, dass sich in der Zwischenzeit ein Wechsel vollzogen hat: Der Parlamentarische Staatssekretär Otto ist durch

den Parlamentarischen Staatssekretär Burgbacher ersetzt worden.

Rolf Hempelmann (SPD): Einer der Sachverständigen hat eben gesagt, wir sollten die EnLAG-Leitungsprojekte nicht ganz aus dem Auge verlieren. Es sind, glaube ich, noch 800 Kilometer von 900 Kilometern zu bauen. Ich möchte dazu gerne fragen, was wir Ihrer Einschätzung nach tun können, um zu einer Beschleunigung bei den EnLAG-Projekten zu kommen. Auf der einen Seite könnte man ja von einer vollen Anwendung des NABEG ausgehen. Wenn ich es eben aber richtig verstanden habe, dann könnte das auf der anderen Seite durchaus auch zu Entschleunigungseffekten führen. Wie ist Ihre Einschätzung dazu? Ich würde dazu gerne Herrn Kurth - aber der will nachher vielleicht noch eine Mehrarbeitszulage - und Herrn Kohler fragen.

Dann hätte ich noch eine Frage an Herrn Stock vom VKU. Wir reden ja viel über das Thema „intelligente Netze“, im Wesentlichen im Zusammenhang mit dem Energiewirtschaftsgesetz und der Regulierung. Besteht nach Ihrer Einschätzung im Netzausbaubeschleunigungsgesetz noch Spielraum, um Investitionen in intelligente Netze - das sind in der Regel Verteilnetze - zu befördern und zu beschleunigen, oder sagen Sie: „Die Vorkehrungen, die es derzeit gibt, sind ausreichend“?

Vorsitzender Ernst Hinsken: Herr Kurth, Sie sind gefragt. Aber Sie bekommen natürlich keine Zulage.

(Sachverständiger Matthias Kurth
(Bundesnetzagentur): Jetzt bin ich
aber enttäuscht!)

Aber ich garantiere Ihnen: Sie werden heute noch befördert, und zwar von hier zurück nach Bonn.

(Heiterkeit)

Sachverständiger Matthias Kurth (Bundesnetzagentur): Herr Abgeordneter Hempelmann, natürlich gibt es Möglichkeiten, auch die EnLAG-Projekte zu beschleunigen. Denn eines ist festzustellen - wir diskutieren jetzt sehr viel über Verfahrensfragen -: Das NABEG sieht auch im materiellen Bereich eine Erleichterung vor, was die Abwägungsgrundsätze anbelangt. Es heißt da, dass der Netzausbau und der Leitungsbau von überragender

Bedeutung sind und dies dann sozusagen im Rahmen einer Abwägung sowohl beim Netzausbauplan als auch bei den Planfeststellungsverfahren Vorrang vor anderen Belangen hat. Das ist juristisch akzeptiert.

Man muss natürlich eine Einzelfallabwägung vornehmen. Aber dann sind nicht mehr alle Belange gleichwertig - das ist ja ein Problem, das häufig in den Planungsbehörden besteht -, sondern dieser Belang hat Vorrang. Das kann auch rechtliche Bedeutung haben. Man sollte durchaus überlegen, ob man diesen Aspekt im materiellen Recht zumindest bei den EnLAG-Projekten, die in der Planfeststellung noch nicht so weit gediehen sind, mit anwendet. Das könnte den EnLAG-Projekten nur guttun.

Darüber hinaus haben die Länder mit Recht gesagt: Es geht nicht nur um Verfahrensfragen - natürlich geht es auch um Verfahrensfragen -, sondern auch um materielle Fragen. Da ist die Diskussion - ich glaube, es gibt dazu einen Antrag im Bundesrat - noch nicht zu Ende. Man sollte sich überlegen, was unter Geltung des europäischen Rechts, aber auch des deutschen Verfassungsrechts möglich ist, um eine derartige Beschleunigung zu erreichen.

Es ist natürlich auch denkbar, dass das europäische Recht in bestimmten Fragen praxisgerechter wird, wenn es um den Leitungsausbau geht. Das kann das NABEG nicht abdecken. Aber ich würde sagen: Diese Diskussion ist noch nicht zu Ende. Dort kann man mit Sicherheit für die NABEG-Projekte, aber auch für die EnLAG-Projekte etwas tun. Da ist die Europäische Union, wenn sie den Stromnetzausbau so stark vorantreiben will, gefordert, dass es keine konterkarierenden materiellen Rechtsvorschriften gibt. Aber das kann man auf die Schnelle nicht regeln. Ich würde mir erhoffen, dass wir da eine Folgediskussion bekommen.

Sachverständiger Stephan Kohler (Deutsche Energie-Agentur GmbH): Ich mache es ganz kurz. Die Frage wird in Art. 1 § 2 Abs. 3 des NABEG geregelt. Darin steht:

Dieses Gesetz gilt nicht für Vorhaben, die im Energieleitungsausbau-gesetz

- also im EnLAG -

aufgeführt sind.

Hier könnte unserer Meinung nach eine Differenzierung vorgenommen werden: Für die Vorhaben, die bis Ende 2012 erfolgt sind oder rechtskräftig beschlossen sind, gilt es nicht. Bei den Verfahren, die, wie Sie gerade festgestellt haben, noch gar nicht eröffnet sind, was gerade im Westen Deutschlands der Fall ist, könnte man das NABEG anwenden. Dies könnte man unserer Meinung nach durch eine Ergänzung oder Erweiterung regeln, indem man sagt: Für diejenigen EnLAG-Projekte, die jetzt rechtskräftig beschlossen sind und deren Verfahren bis 2012 abgeschlossen sind, gilt das NABEG nicht; aber bei denjenigen, die heute noch nicht eröffnet sind, könnte man das NABEG anwenden.

Sachverständiger Rainer Stock (Verband kommunaler Unternehmen e. V.): Auf die Frage, ob es im NABEG noch einen Spielraum für Maßnahmen im Zusammenhang mit den intelligenten Netzen gibt, will ich antworten, dass man durchaus prüfen sollte, inwieweit im jeweiligen Fall durch eine Ertüchtigung der Verteilnetze zumindest der Ausbaubedarf auf der vorgelagerten Ebene minimiert werden kann. Das ist ein Punkt, für den wir eintreten. Gerade durch eine intelligente Steuerung der Verteilnetze - es gibt derzeit einige Stadtwerke, die das schon erproben; Herr Reck hatte die regelbaren Ortsnetztrafos schon genannt; das ist eine Maßnahme, die sich schon größerer Bekanntheit erfreut - kann man eine bis zu doppelt so große Strommenge im Netz unterbekommen, weil man die notwendigen, vorgegebenen Sicherheitsreserven ganz anders nutzen kann. Wenn es dadurch gelingt, auf der regionalen Verteilnetzebene zwischen Erzeugung und Last mehr auszugleichen, können wir dadurch das, was an Hochspeisung oder an Bezug, sozusagen an Druck, an Belastungen auf die vorgelagerte Ebene weitergegeben wird, minimieren.

Es ist, nicht zuletzt unter Akzeptanzgesichtspunkten, ein wichtiger Punkt, wenn man argumentieren kann, man habe auf der Verteilnetzebene alles Notwendige getan, um lokal einen Ausgleich herzustellen. Wenn man dann sagt: „Das, was wir jetzt brauchen - es wird genug übrig bleiben -, ist jetzt zwingend notwendig, um den Transport sicherzustellen“, dann kann man gerade in der Diskussion mit Bürgerinitiativen argumentativ eine andere Akzeptanz herstellen, als wenn man diesen Schritt nicht geht, zumal er aus

unserer Sicht technisch unabdingbar ist. Dafür bedarf es - das betrifft dann aber verstärkt die Anreizregulierung - in der Tat noch Anpassungen.

Vorsitzender Ernst Hinsken: Jetzt möchte ich noch Herrn Kollegen Bareiß von der CDU/CSU-Fraktion das Wort erteilen und dann die Rednerliste schließen. Wir haben jetzt kurz vor 14 Uhr. Ich möchte diese Anhörung um 14 Uhr beenden, weil viele Anschlusstermine warten.

Thomas Bareiß (CDU/CSU): Ich habe nur eine einfache Frage an Herrn Professor Säcker und Herrn Kohler; dies ist für mich aber die entscheidende Frage. Derzeit besteht vom Planungsbeginn bis zur Fertigstellung einer Trasse eine zeitliche Distanz von circa acht bis zehn Jahren. Ich habe vonseiten der Bundesregierung gehört, wir könnten diesen Planungs- und Umsetzungszeitraum von circa acht bis zehn Jahren auf vier Jahre reduzieren. Das ist sicherlich notwendig, um die erforderlichen Leitungsausbauprojekte zeitgemäß zu realisieren. Ich hätte gerne von Ihnen gewusst, welchen Zeithorizont Sie zukünftig für die Realisierung solcher Trassen sehen. Wie viele Jahre brauchen wir zukünftig, um solche Trassen zu planen und zu realisieren?

Sachverständiger Prof. Dr. Franz Jürgen Säcker (Freie Universität Berlin): Es lässt sich sicherlich nicht abschätzen, ob man zehn oder fünf oder vier Jahre braucht. Das ist Kaffeesatzleserei. Dass die geplante Regelung vor allem durch die Befristung eine deutliche Beschleunigung herbeiführen wird, liegt auf der Hand. Ob das Bundesverwaltungsgericht, wenn es die alleinige Instanz ist, später vorläufigen Rechtsschutz gewährt, wenn Beschwerden vorhanden sind, und ein Anhalten der Maßnahmen oder eine sofortige Vollziehung anordnet, das ist eine zweite Frage. Denn ein solches Verfahren kann sich ja, wenn wir die Erfahrung mit der Entscheidung über den neuen Flughafen in Berlin zugrunde legen, vier oder fünf Jahre hinziehen. Das ist, was die Zeiträume angeht, ein nicht absolut beherrschbares Verfahren.

Es kommt hinzu, dass, wenn man die Entscheidung vor Ort sehr gründlich vorbereitet - wir reden ja über Trassen, die viele 100 Kilometer lang sind -, dies eine Stabsarbeit der Bundesnetzagentur erfordert, die mit geeignetem Personal von Baum zu

Baum, von Haus zu Haus marschieren muss. Ich selber bin zwei Jahre die Leitung über den Rennsteig durchgegangen und habe gesehen, wie viele Bürgerinitiativen und Bürgermeister mit speziellen, zum Teil sehr berechtigten Wünschen kommen und dann sagen: Hier steht aber ein altes Haus, hier sind besonders alte Bäume. - Dann muss man die Trasse ein Stückchen umlegen; denn eine Trasse ist ja nie katastergenau eingemessen. Es besteht vielmehr immer ein gewisser Spielraum, ob man rechts oder links des Weges einhergeht.

Die Dinge sind auch schwierig, wenn Sie an das vereinfachte Verfahren denken. Wenn Sie eine Verdoppelung der Leitungen vornehmen, ist das für die Bürger, die dadurch nahe an der zweiten und neben der ersten Trasse leben, doppeltes Leid und nicht geringeres Leid. Da entstehen sehr schnell Effekte, die sich nur in Form einer Einzelprüfung mit den Beteiligten vor Ort in einem sorgfältigen Verfahren bearbeiten lassen, unterstützt ein bisschen durch die finanziellen Leistungen, die von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Anreizregulierung berücksichtigt werden können.

Die Antwort auf die Frage, wie sich das Ganze auswirkt, erfordert eine Prognose, die der Jurist ehrlicherweise kaum treffen kann. Aber auch ich hätte den Optimismus, dass man vielleicht in vielen Fällen die Verfahren auf die Hälfte der Zeit minimiert. Einige Verfahren werden sicher, wenn sie von Anwaltsseite sehr gut vorbereitet werden und Bürgerinitiativen eine sehr intensive Gründlichkeit bei jedem Meter der Trassenführung zugrunde legen, wesentlich länger dauern.

Ich selber habe gegenüber einem Planfeststellungsverfahren auf Bundesebene eine gewisse Skepsis geäußert, weil häufig nur vor Ort die notwendige Sachkunde und auch das Fingerspitzengefühl bestehen, um mit Bürgerinitiativen umzugehen. Sosehr ich es rational begrüße, es wird sehr schwierig werden, von Bonn, aus der Vogelperspektive, ein paar 100 Kilometer Leitungen durch das Land genau zu verfolgen. Wenn man den Ländern alle wichtigen Entscheidungen wegnimmt, kann man sie eigentlich gleich abschaffen. Außer Kultur und Planung haben sie nicht mehr viele Kompetenzen. Von daher verstehe ich den Widerstand der Länder, der hier zum Teil herrscht. Trotzdem würde ich es letztendlich befürworten, Zentralisierung und Schnelligkeit herzustellen.

Vorsitzender Ernst Hinsken: Ich befürchte, Herr Professor Dr. Säcker, dass die Vertreter der einzelnen Landesregierungen unter Umständen durchstellen, was Sie eben gesagt haben. Das wird Ihnen nicht sehr gut bekommen.

(Heiterkeit)

Sachverständiger Stephan Kohler (Deutsche Energie-Agentur GmbH): Herr Vorsitzender, nachdem Sie das Ende für 14 Uhr vorgesehen haben, habe ich jetzt nur noch eine Minute Zeit. - Wir gehen davon aus, dass es eine Verkürzung gibt; aber nicht einmal ein Jurist traut sich zu, konkrete Zahlen anzugeben. Wir meinen schon, dass man eine Halbierung des Zeitraums hinbekommen muss, also eine Realisierung innerhalb von fünf bis sechs Jahren.

Ich möchte noch auf den Aspekt der Akzeptanz eingehen; denn dies ist natürlich ein ganz wesentliches Argument. Ich würde zwischen NGOs und persönlich Betroffenen unterscheiden. Die NGOs, zum Beispiel DUH und BUND, haben bisher gegen den Bau von Leitungstrassen Widerstand aufgebaut, weil sie gesagt haben: Die Leitungen werden nur benötigt, um Atomkraftwerke und Kohlekraftwerke weiter betreiben zu können. - Dieses Argument zieht nicht mehr. Deshalb müsste man mit den NGOs in diesem Punkt sehr schnell Akzeptanz herstellen können.

Hinsichtlich der persönlichen Betroffenheit derer, die an der Trasse wohnen, ist zu beachten, dass Ausgleichsmaßnahmen nicht nur im Naturschutzbereich, sondern auch für die betroffenen Bürger oder Gemeinden geschaffen werden. Das hätte schon einen Beschleunigungseffekt.

Wenn man diese beiden Punkte berücksichtigt, dann müsste - so ist meine Prognose - eine Realisierung innerhalb von fünf bis sechs Jahren möglich sein.

Vorsitzender Ernst Hinsken: Meine sehr verehrten Damen und Herren, lassen Sie mich noch das Schlusswort sprechen; auch ich fasse mich ganz kurz. Es waren ungefähr 70 Fragen und ebenso viele Antworten, Antworten, die wir erwartet haben und die in die parlamentarische Beratung Eingang finden werden. Ich gehe davon aus, dass Sie genauso empfinden wie ich: Diese Anhörung hat zu vielen neuen Erkenntnissen geführt. Das ist Sinn und Zweck gerade einer solchen Anhörung.

Ich möchte mich bei Ihnen, werte Experten, herzlich dafür bedanken, dass Sie bereit waren, unserem Wunsch zu entsprechen, hierherzukommen, uns Rede und Antwort zu stehen und uns das eine oder andere aus Ihrer Sicht Wichtige für die weitere parlamentarische Beratung mit auf den Weg zu geben.

In diesem Sinne wünsche ich einen weiteren schönen Tag und alles Gute. Ich bedanke mich nochmals herzlich bei allen hier Anwesenden.

(Beifall)

(Schluss: 14.02 Uhr)