



19. Wahlperiode

Ausschuss für Wirtschaft, Landesentwicklung, Energie, Medien und Digitalisierung

50. Sitzung

Donnerstag, 1. Oktober 2026, 10:40 bis 13:40 Uhr

Anhörung

„Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern“

Inhalt

Sachverständige	3
Fragenkatalog	4
Anlagen	6
Anhörung gemäß § 173 Abs. 1 Satz 2 der Geschäftsordnung für den Bayerischen Landtag „Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern“	7

Sachverständige

Nora Elhaus

Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik,
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU)

Prof. Dr. Claudia Kemfert

Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.
(DIW Berlin)

Dr. Andreas Kießling

Leiter Vorstandsbüro und Politik, Bayernwerk AG

Dr. Ariane Lubberger

Geschäftsstellenleiterin, Landesverband Erneuerbare Energien Bayern e.V. (LEE Bayern)

Florian Mattner

Hauptgeschäftsführung,
Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (VBEW)

Thomas Mock

Rechtsanwalt, Sachverständiger für EEG-, Netzausbau- und Energiepolitik der
Bundesinitiative Vernunftkraft e.V.

Prof. Dr. Thorsten Müller

Wissenschaftlicher Leiter der Stiftung Umweltenergierecht

Dr. Stefan Rauh

Geschäftsführer des Fachverbands BIOGAS e.V.

Fragenkatalog

1. Welche Auswirkungen hat die mögliche Einführung von kapazitätslimitierten Netzgebieten mit Redispatch-Vorbehalt auf den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien in Bayern?
2. Welche Regionen des Freistaates wären besonders von kapazitätslimitierten Netzgebieten mit Redispatch-Vorbehalt betroffen?
3. Welche Auswirkungen hat die geplante Abschaffung der Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen bis zu einer installierten Leistung von 25 KW auf den weiteren Ausbau der Photovoltaik in Bayern?
4. Welche Folgen ergeben sich für die Solar-, Wind-, Biogas- und Wasserkraftbranchen und die Wirtschaft in Bayern durch die geplanten Gesetzesvorhaben auf Bundesebene?
5. Welche Alternativen zur Stabilisierung der Stromnetze können ergriffen werden?
6. Welche technischen und rechtlichen Maßnahmen können ergriffen werden, um etwaige negative Folgen für Bayern zu minimieren?
7. Welche weiteren landespolitischen Maßnahmen können ergriffen werden, um den Ausbau erneuerbarer Energien in Bayern zu stärken und Investitionssicherheit für Vorhabenträger zu schaffen?
8. Inwiefern gefährden die starren Vorgaben des Bundes-Netzpakets die bayerische Strategie einer dezentralen und regionalen Energieversorgung?
9. Welche konkreten Hebel hat Bayern, um sich gegen eine drohende Benachteiligung Süddeutschlands bei den Netzentgelten durch den Bund zu wehren?
10. Wie stark konterkariert das EEG 2027 die bayerischen Bemühungen, Planungs- und Genehmigungsverfahren für die heimische Wirtschaft zu entbürokratisieren?
11. Welche existenzbedrohenden Mehrbelastungen kommen durch die Bundesreformen gezielt auf das bayerische Handwerk und den ländlichen Mittelstand zu?
12. Wie können bayerische Bürgerenergiegenossenschaften vor den neuen marktförmigen Ausschreibungsmodellen des EEG 2027 geschützt werden?
13. Welche finanziellen Risiken entstehen für bayerische Kommunen beim verpflichtenden, bundesgesteuerten Verteilnetzausbau?
14. Warum ignoriert das Gesetzpaket des Bundes weiterhin die fundamentale Rolle der bayerischen Biomasse als grundlastfähige Reserve im Süden?
15. Welche Anpassungen im EEG 2027 sind zwingend nötig, um das Sterben bayerischer Biogasanlagen nach Auslaufen der alten Förderung zu verhindern?
16. Wie stark blockieren die neuen Bundesvorgaben die Modernisierung und den Erhalt kleinerer bayerischer Wasserkraftanlagen?

17. Wie kann das Wirtschaftsministerium den bayerischen Wasserstoffhochlauf (H₂-ready) gegen die mangelhafte Anbindung durch das Bundes-Kernnetz absichern?
18. Welche Anreize setzt das Netzpaket für dezentrale Batteriespeicher direkt vor Ort, um teuren Netzausbau und Redispatch-Kosten zu minimieren?

Anlagen

Anlage 1	
Stellungnahme Nora Elhaus	56
Anlage 2	
Stellungnahme Prof. Dr. Claudia Kemfert	67
Anlage 3	
Stellungnahme Dr. Andreas Kießling	79
Anlage 4	
Stellungnahme Dr. Ariane Lubberger	83
Anlage 5	
Stellungnahme Florian Mattner	94
Anlage 6	
Stellungnahme Thomas Mock	98
Anlage 7	
Stellungnahme Dr. Stefan Rauh	112

(Beginn: 10:40 Uhr)

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Ich begrüße Sie ganz herzlich zu unserer heutigen Anhörung zum Thema Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern. Vorneweg möchte ich ein paar organisatorische Hinweise geben. Die Anhörung wird wie immer per Livestream übertragen. Damit auch die zugeschalteten Teilnehmer*innen gut hören, was gesprochen wird, bitte ich Sie, direkt ins Mikro zu sprechen, es gegebenenfalls zu sich zu ziehen und vorneweg Ihren Namen zu sagen, damit bei der Protokollerstellung eine leichtere Zuordnung der Redner erfolgen kann.

Natürlich haben wir die Presse hier vor Ort, aber auch zugeschaltet. Ich gehe davon aus, dass wir die Aufnahmegenehmigung für Presse, Funk und Fernsehen gemäß § 140 der Geschäftsordnung erteilen. – Ich sehe keinen Widerspruch, dann haben wir das erledigt.

An der Stelle möchte ich auch noch die Schülerinnen und Schüler der Mittelschule an der Anton-Günther-Straße Dachau begrüßen. Schön, dass ihr da seid. Euch erwartet heute zugegebenermaßen ein etwas härteres Thema. Ich hoffe, wir verschrecken euch nicht. Es wird in großen Teilen sehr technisch werden, hoffe aber, dass ihr mitnehmen könnt, dass wir uns wirklich ernsthaft mit den Fragen der Energiewende hier beschäftigen und dass wir unser Bestes tun, dass uns diese auch gelingt.

Liebe Kolleginnen und Kollegen, sehr geehrte Sachverständige, ich möchte nur zwei Sätze vorneweg sagen. Ich denke, wir alle wissen, dass sich die Energiewende nicht daran entscheidet, wie viele erneuerbare Anlagen wir ans Netz bringen, entscheidend ist, dass wir Erzeugung, Netze und Verbrauch so zusammenbringen, dass die Energieversorgung zuverlässig, bezahlbar, aber auch klimaverträglich bleibt. Wir sehen in Bayern verschiedene Herausforderungen. Auf der einen Seite haben wir eine riesige Erfolgsgeschichte bei der Photovoltaik, wo wir sehr weit vorne sind, und zugleich haben wir regionale Engpässe bei den Netzen und den Anschlüssen. Das haben wir in der Sitzung gerade eben, bereits diskutiert. Außerdem sehen wir, dass die diskutierten Regelungen vom Bund sehr konkrete Folgen hier für uns in Bayern haben, und zwar für Wind- und Solaranlagen, für Biogas, für Wasserkraft, für Bürgerenergie und Kommunen, aber auch für Handwerk, Mittelstand und private Haushalte.

Den vorab versandten Stellungnahmen kann man entnehmen, dass die Sachverständigen naturgemäß manche Dinge unterschiedlich bewerten. Aber deswegen treffen wir uns heute, um diese Abwägungen zu hören. Unser Ziel muss es sein, dass wir eine sachliche Grundlage dafür bekommen, wie Bayern Versorgungssicherheit, Investitionssicherheit und den weiteren Ausbau der Erneuerbaren gut zusammenbringen.

Ich danke Ihnen schon mal im Voraus für Ihre Zeit und Ihre Expertise, die Sie heute einbringen.

Zu Ihrer Information: Frau Professorin Kemfert ist online zugeschaltet, das heißt, Sie wird nachher ihren Wortbeitrag online erbringen. Wir hatten vorher besprochen, dass es eine fünfminütige Stellungnahme gibt, die kurz das, was Sie uns in der schriftlichen Stellungnahme, die Sie uns vorab zugeschickt haben, zusammenfasst. Wir gehen alphabetisch vor, und dann wird es in geübter Praxis aus dem Kreis der Kolleginnen und Kollegen Fragen geben. Wir werden das gut gemeinsam abarbeiten. Erfahrungsgemäß ist es so, dass am Anfang sehr lebhaft diskutiert wird, im Laufe der Sitzung merkt man irgendwann die Ermüdung, und dann wird man sehen, wann es gut ist, die Sitzung zum Ende zu bringen. Ich freue mich

jetzt aber sehr auf die Stellungnahme von Frau Elhaus. Sie ist am Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik an der FAU. Sie dürfen gerne beginnen, Sie haben das Wort.

Sve Nora Elhaus (FAU): Vielen Dank für die Möglichkeit, heute hier Stellung nehmen zu dürfen. Ich arbeite am Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik der FAU und leite dort die Arbeitsgruppe für Energiewirtschaft und Energiesysteme unter Leitung von Prof. Dr. Jürgen Karl. Ich werde jetzt bewusst nicht jeden einzelnen Paragraphen durchgehen, sondern möchte die beiden Gesetzesvorhaben anhand der Punkte Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Klimaschutz bewerten. Mit dem Punkt Bezahlbarkeit möchte ich beginnen.

Was mir da wichtig ist: Erneuerbare Energien sind die einzige funktionierende Strompreisbremse. Wenn wir viel Wind- und Solarstrom am Markt haben, sind heute schon die Börsenpreise extrem günstig, und je häufiger wir diese Situation haben, umso günstiger ist auch der Strompreis.

Entscheidend ist, dass wir zusätzlich Flexibilität aufbauen. Wir brauchen Speicher wie Batterien oder flexible Biogasanlagen und auch flexible Verbraucher, die es uns ermöglichen, den erneuerbaren Strom dann zu nutzen, wenn wenig Wind und Sonne vorhanden sind.

Die Förderung dieser Flexibilitäten wurde leider im StromVKG im Juli versäumt. Das sollte im Netzpaket und im EEG zumindest teilweise korrigiert werden. Im Netzpaket und im EEG werden durch die Einführung der kapazitätslimitierten Netzgebieten die Investitionsrisiken in neue Wind- und Solarprojekte stark erhöht. Bayern ist davon schwer betroffen, denn schätzungsweise 40 % der deutschlandweit kapazitätslimitierten Gebiete werden in Bayern liegen. Das bremst den Ausbau der erneuerbaren Energien und macht den Strom zukünftig teuer.

Das zweite Kernproblem ist die Versorgungssicherheit. Mit dem Ausbau von Wind und Photovoltaik steigt der Bedarf an gesicherter, flexibel abrufbarer Leistung für Dunkelflauten. Gleichzeitig sollten wir hier vermeiden, dass sich diese Absicherung erneut überwiegend auf fossile Energie stützt. Fossile Gasimporte machen unser System anfällig für geopolitische Krisen und Preisschocks. Zu diesem Thema haben wir Anfang dieses Jahres eine Metastudie veröffentlicht, die zeigt, dass alleine die gestiegenen Erdgaspreise in den Krisenjahren 2022 bis 2025 volkswirtschaftliche Schäden bis zu 235 Milliarden Euro verursacht haben. Dass dieses Risiko nicht historisch ist, können wir aktuell an den gestiegenen Sprit- und Gaspreisen sehen, die jetzt im September mit 80 Euro je MWh schon wieder 140 % über dem Vorjahresniveau für den gleichen Zeitraum liegen.

Für die Versorgungssicherheit ist es deshalb wichtig, dass wir alle technisch verfügbaren und wirtschaftlich sinnvollen Optionen berücksichtigen, und ein wichtiges Beispiel dafür sind unsere Biogasanlagen. Wenn wir diese mit zusätzlicher Motorleistung und ausreichend großen Gasspeichern ausstatten, können wir dort gezielt die Stromproduktion in Knappheitsstunden verlagern und so entscheidend zur Versorgungssicherheit beitragen.

Das dritte Kernproblem ist der Klimaschutz und die Umsetzungsgeschwindigkeit. Als Mitarbeiterin einer Universität arbeite ich täglich mit jungen Menschen zusammen, ich gehöre selbst auch zu einer Generation, die die Folgen der heutigen energiepolitischen Entscheidungen noch über Jahrzehnte erleben wird. Deshalb ist es aus fachlicher Sicht entscheidend, dass wir nicht auf Lösungen warten, die irgendwann einmal verfügbar sind, sondern die jetzt verfügbaren technischen Optionen, wie Windkraft, Photovoltaik, flexible Bioenergie etc. nutzen.

Deshalb fordern wir drei wesentliche Anpassungen. Statt die erneuerbaren Energien jetzt einzubremsen, sollten wir gezielt durch Ausschreibung beispielsweise den Aufbau von Flexibilitäten an EE-Standorten, aber auch die Ost-West-Ausrichtung von Photovoltaikanlagen entsprechend fördern, dass wir Biogasanlagen viel konsequenter flexibilisieren, das heißt, die Ausschreibungsvolumina müssen von 500 bis 1.000 MW auf über 3.000 erhöht werden, und wir brauchen eine Förderung für die Speicherkapazität. Die kapazitätslimitierten Gebiete müssen enger befristet und vor allem mit verbindlichen Ausbaupflichten für die Netzbetreiber verknüpft werden.

Nur so kann es uns gelingen, die Strompreise zu senken, Versorgungssicherheit zu schaffen und unsere Klimaziele einzuhalten.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Vielen Dank, das war eine Punktlandung. – Als Nächste darf Frau Prof. Kemfert die fünf Minuten für sich nutzen. Bitte schön.

Sve Prof. Dr. Claudia Kemfert (DIW Berlin): Vielen herzlichen Dank. – Sehr geehrte Frau Vorsitzende! Meine sehr geehrten Damen und Herren Abgeordnete! Vielen Dank für die Einladung und für die Möglichkeit, hier diese Stellungnahme, die ich schriftlich eingereicht habe und die in den Unterlagen zur Verfügung steht, abzugeben.

Für die Bewertung des EEG 2027 und des Netzpakets ist aus meiner Sicht vor allen Dingen die ökonomische Frage entscheidend: Senken diese vorgeschlagenen Maßnahmen tatsächlich die Gesamtsystemkosten oder werden die Kosten und Risiken lediglich an eine andere Stelle verlagert?

Grundsätzlich ist der Ansatz, den man hier bei beiden Gesetzesvorhaben fährt, richtig, denn mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien müssen auch Erzeugung, Netze, Speicher, Flexibilität und der Verbrauch stärker zusammen gedacht werden. Wir brauchen in der Tat mehr Markt und Systemintegration und müssen auch die vorhandene Netzinfrastruktur sehr viel effizienter nutzen.

Besonders kritisch sehe ich allerdings den Redispatch-Vorbehalt. Er kann zwar ermöglichen, neue Wind- und Solaranlagen trotz bestehender Netzengpässe früher anzuschließen, aber er beseitigt den Engpass nicht. Er verlagert zunächst einen Teil des Abregelungs- und Erlörisikos vom Netzsystem auf die Anlagenbetreiber. Ökonomisch verschwinden diese Kosten damit ja nicht, denn die höheren Risiken können zu höheren Eigenkapitalanforderungen und Fremdkapitalkosten führen und sich schließlich auch in höheren Ausschreibungsgeboten niederschlagen. Es gibt zahlreiche Analysen, die darauf hinweisen, dass sich die Risikoaufschläge auf die Stromgestehungskosten damit erheblich erhöhen können.

Eine vermeintliche Einsparung bei den Redispatch-Entschädigungen kann damit an anderer Stelle neue Kosten verursachen. Deshalb ist es entscheidend: Nicht die Redispatch-Entschädigungen müssen vor allem sinken, sondern der Redispatch-Bedarf selbst. Dafür müssen die richtigen Anreize bestehen bleiben. Wenn die Kosten der Abregelung teilweise nicht mehr vom Netzsystem getragen werden, darf daraus kein Anreiz entstehen, Engpässe länger zu bewirtschaften. Kapazitätslimitierte Netzgebiete sollten deshalb transparent und möglichst kurz befristet sein und mit konkreten Meilensteinen zur Engpassreduktion verbunden werden.

Für Bayern ist die Windenergie besonders wichtig. Windenergie ergänzt das starke photovoltaikgeprägte Erzeugungsprofil und liefert besonders im Winter erneuerbaren Strom. Studien zeigen in einem Szenarienvergleich zudem, dass ein stärker regional ausgewogener Windenergieausbau mit mehr Wind im Süden die Redispatch-Kosten gegenüber einem nordlastigeren Ausbaupfad deutlich reduzieren

können. Es wäre daher kontraproduktiv, systemisch sinnvolle Windprojekte im Süden durch zusätzliche Finanzierungsrisiken zu erschweren.

Kritisch sehe ich auch die Abkehr von den langfristigen Einspeisevergütungen für kleine Dach-PV-Anlagen. Für Haushalte und kleine Gewerbebetriebe ist diese nicht nur Förderung, sondern auch eine einfache und langfristig kalkulierbare Erlösabsicherung. Direktvermarktung kann sinnvoll sein, aber sie sollte nicht schneller eingeführt werden als die dafür notwendige Digitalisierung vorankommt. Smart-Meter, digitale Abrechnung und kostengünstige Direktvermarktung müssen zunächst massenmarktauglich funktionieren.

Mein Fazit lautet deshalb: Marktintegration – Ja, aber nicht durch bloße Risikoverlagerung, sondern wir brauchen ein dezentrales, digitales und flexibles Stromsystem mit Wind, Solar, Batteriespeicher und flexibler Bioenergie, Wasserkraft, flexibler Nachfrage sowie modernisierten und digitalen Verteilnetzen. Netzverstärkung und Netzausbau bleiben dort notwendig, wo strukturelle Engpässe bestehen. Engpässe müssen reduziert und beseitigt werden und nicht dauerhaft verwaltet werden. Marktintegration und Investitionssicherheit sind keine Gegensätze, sondern beides muss gemeinsam gewährleistet sein. – Danke schön.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Vielen Dank. Auch Sie lagen sehr gut in der Zeit. – Als Nächstes kommen wir zu Herrn Dr. Kießling, Leiter Vorstandsbüro und Politik beim Bayernwerk. Auch Sie haben wieder fünf Minuten.

SV Dr. Andreas Kießling (Bayernwerk AG): Danke, liebe Frau Vorsitzende Schuhknecht. Meine Damen und Herren! Die Energiewende geht, glaube ich, in die zweite Halbzeit, würde ich sagen. Die erste Halbzeit war, das haben wir gehört, durchaus sehr erfolgreich hier auch in Bayern.

Allein bei uns beim Bayernwerk speisen mittlerweile über eine Million PV-Anlagen und erneuerbare Energieanlagen insgesamt in unser Netz ein. 27.000 Megawatt sind, wenn man es auf ein 10-kV-Netz bezieht, bei uns angeschlossen und wirken auf unser Netz. Das ist halb so viel wie in ganz Spanien, und das nur in unserem Netzgebiet.

Man kann wirklich sagen, die Erneuerbaren sind bei uns systemdominant geworden, und das hat natürlich Folgen auch für die Gestaltung der zweiten Halbzeit der Energiewende.

Das, was meine Vorrednerinnen dargelegt haben, finde ich schon mal super, weil ich glaube, dass die Erkenntnis, dass wir nicht mehr auf einzelne Systembestandteile schauen dürfen, sondern erneuerbare Energien möglichst schnell ausbauen und eben das Gesamtsystem in den Blick nehmen müssen, doch eine wesentliche Grundrichtung ist, die wir hier gemeinsam vorantreiben wollen. Wahrscheinlich führen wir am Ende des Tages Instrumentendiskussionen. Aber wichtig ist ja, dass wir diese Grundlinie erst einmal gemeinsam festhalten.

Ich möchte das aus der Praxis jetzt anhand von drei Thesen zeigen: Die erste These ist: Netzkapazitäten werden natürlich zum knappen Gut, werden zum Gold der Energiewende, und zwar sowohl auf der Einspeiseseite als auch auf der Nachfrageseite. Das muss man auch so sehen. Deswegen ist der Ausbau des Netzes, insbesondere auch des Verteilnetzes, tatsächlich der zentrale Punkt. Wir müssen das Gold der Energiewende vermehren.

Wir als Bayernwerk geben in den nächsten vier Jahren 12 Milliarden Euro für unser Netz aus. Das ist fast dreimal so viel wie in den letzten Jahren. Das sind massive Budgetsteigerungen, die natürlich mit der Praxis verbunden sind: Sie brauchen

Dienstleister, sie brauchen das Material. Wir kommen da wirklich mit einem Tempo voran, das vor ein paar Jahren noch niemand für möglich gehalten hätte. Im letzten Jahr haben wir 200 Kilometer Hochspannungsleitung gebaut. Wenn ich da zurückblicke: Vor ein paar Jahren waren wir froh, wenn wir zehn geschafft haben. Das ist wirklich ein großer Erfolg, den wir hier gemeinschaftlich sehen. Das ist von der Bundesebene angefangen, über die Genehmigungserleichterung, vor allen Dingen aber auch hier in Bayern, wo sehr viel seitens der Staatsregierung gemacht worden ist. Da ist wirklich hier einiges vorangegangen.

Ausbau allein wird es nicht machen, sondern wir müssen, und da gebe ich auch meinen Vorrednerinnen recht, natürlich die Netzkapazitäten intelligenter nutzen.

Damit kommen wir zu diesem wahrscheinlich am meisten umstrittenen Thema, zu den sogenannten kapazitätslimitierten Gebieten im Netzpaket. Aus Netzbetreibersicht ist es natürlich so, dass eine regionale Steuerung des Zubaus durchaus sehr sinnvoll ist, weil wir in Bayern wirkliche Hotspot-Gebiete haben, wo wir gerade in unserem Sonnengürtel von der Mitte in Richtung Osten Bayerns massiven Redispatch-Bedarf haben, der insbesondere durch den starken Zubau von PV entstanden ist.

Über die Ursachen für Redispatch können wir nachher noch mal diskutieren, die sind vielfältig. Deswegen sehen wir eine regionale Steuerung als durchaus sinnvoll an. Die Analysen zeigen auch, dass 80 % der PV-Flächen des Bayernwerks nicht vom Redispatch-Vorbehalt betroffen sind, bei der Windenergie – das zeigen zumindest die aktuellen Analysen –, würde es gar keine kapazitätslimitierten Gebiete geben.

Wir finden es auch gut, wenn man in Richtung Baukostenzuschuss für Erneuerbare denkt, denn jeder, der das Netz nutzt, sollte aus unserer Sicht was dafür zahlen. Eine regionale Differenzierung ist eine Möglichkeit, diese Synchronisierung besser hinzubringen. Auch in diesem Punkt stimme ich meinen Vorrednern zu.

Für uns ist auch die höhere Auslastung unserer Infrastruktur natürlich zentral. Windenergie in Bayern spielt da eine große Rolle. Wir als Bayernwerk haben 7.000 Megawatt Netznutzungsverträge für Windenergie herausgegeben. Das sind praktisch die 1.000 Windräder, die wir wollen.

Zweitens. Flexibilität ist von entscheidender Bedeutung. Wir müssen die Speicher nach vorne bringen, und zwar die richtigen, die Grünstromspeicher.

Und drittens muss die Energiewende wieder einfacher werden. Die Komplexität der EEG-Novelle insbesondere, was auf uns als Netzbetreiber und die damit verbundenen Verwaltungsaufgaben zukommt, ist enorm. Da würde ich insgesamt für einfache Regelungen plädieren. – Danke.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Vielen Dank. – Dann kommen wir zu Frau Dr. Lubberger von dem Landesverband Erneuerbare Energien. Bitte schön.

SVe Dr. Ariane Lubberger (LEE Bayern): Vielen Dank, Frau Vorsitzende! Sehr geehrte Damen und Herren Abgeordnete! Vielen Dank für die Einladung. Mein Name ist Ariane Lubberger, ich leite die Geschäftsstelle des LEE Bayern.

Ich würde gerne da anknüpfen, wo der Kollege Kießling gerade geendet hat, und zwar bei der Komplexität, denn auch wir sehen da sozusagen den Hasen im Pfeffer: Das geplante EEG 2027 und das Netzpaket dürfen nicht dazu führen, dass die Energiewende in Bayern ausgebremst wird.

Das machen wir nicht an einer konkreten Regelung fest, sondern wir sehen das Problem tatsächlich in einem Zusammenspiel vieler kleiner Änderungen, ganz plakativ bei der Windenergie.

Beim Wind werden in der EEG-Novelle sowohl die Finanzierungsbedingungen verändert als auch das Referenzvertragsmodell angepasst, es wird in bestehende Pachtverträge eingegriffen. Die Wirkleistung wird begrenzt, die Ausgleichszahlungen im Redispatch werden über den sogenannten Redispatch-Vorbehalt eingeschränkt, und dazu kommen noch geplante Änderungen beim Netzentgelt, die es für die Windenergie insgesamt sehr, sehr herausfordernd machen, ihre Wirtschaftlichkeit zu kalkulieren, um die Projekte dann auch wirklich in die Umsetzung zu bringen.

Da droht konkret das Risiko, dass wir auf absehbare Zeit und in der nächsten Zukunft die Windenergie in Bayern nicht voranbringen, und das ist besonders schwierig für uns, weil wir eben in Bayern durch die Vergangenheit, als wir aufgrund der 10H-Regelung nicht so viel bauen konnten, wie wir gerne hätten, einen gewissen Aufholbedarf haben. Die 10H-Regelung hat die Staatsregierung mittlerweile so angepasst, dass ihre Ausbauziele, die genannten 1.000 Windräder, der Kollege Kießling hat es ja gerade schon erwähnt, tatsächlich in greifbare Nähe rücken.

Die Genehmigungen sind da, weil wir in Bayern sehr, sehr viel dafür getan haben, dass die Windenergie zur Genehmigung kommt. Wir haben die Flächen ausgewiesen, wir haben Bürokratie abgebaut, Genehmigungen beschleunigt, und jetzt brauchen wir eben über das EEG die Zuschläge. Da sehen wir in den letzten Ausschreibungsrunden, dass wir im Süden mit unseren Projekten nicht in Konkurrenz mit den Projekten an der windstarken Küste treten können. Das liegt natürlich daran, dass wir hier andere Windbedingungen haben, das darf aber nicht das alleinige Problem sein, denn, wie Frau Kemfert es auch schon richtig genannt hat, geht es hier tatsächlich ums Gesamtsystem. Wir müssen erzeugungsnahe Energie produzieren. Das heißt, wir brauchen die Windenergie in Süddeutschland, wo eben die großen Verbrauchszentren liegen.

Wir haben dazu auch eine Studie in Auftrag gegeben, die berechnet hat, dass, wenn wir die Ziele, die sich die Staatsregierung unter anderem beim Windausbau gegeben hat, erreichen, dann können wir Redispatch-Kosten in Höhe von 1,8 Milliarden Euro einsparen – jedes Jahr.

Das ist doch ein Argument, von dem wir ausgehen, dass es auch im Bundeswirtschaftsministerium gehört werden könnte. Deswegen noch mal der ganz dringliche Appell, wo wir ja aber auch mit der Staatsregierung in Bayern auf einer Linie sind: Das Südsegment beim Wind muss aus unserer Sicht unbedingt ins EEG kommen.

Außerdem brauchen wir natürlich, wie jetzt schon öfter gesagt wurde, den Netzausbau und den Ausbau von Speichern und insgesamt den Ausbau der erneuerbaren Erzeugung.

Damit komme ich jetzt zum zweiten Punkt, dass wir bei kleinen und mittleren Anlagen die Planungssicherheit verlieren. Also nicht nur große Windenergieanlagen tun sich mit den aktuellen Regelungen im EEG-Entwurf schwer, sondern unter anderem auch die kleine PV unter 25 Kilowatt auf Dächern. Ich führe das jetzt nicht weiter aus, weil das die Vorredner bereits gemacht haben. Die sich daraus ergebenden Probleme sehen wir sehr, sehr kritisch.

Außerdem ist gerade für uns in Bayern Biogas ein großes Thema. Wir sind da sehr, sehr stark, ebenso wie beim Solarausbau. Biogas ist eine steuerbare Energie, die erneuerbar ist, die wir unbedingt erhalten müssen, die ganz viel Flexibilität

ins System bringt, die sehr viele Systemdienstleistungen erbringen kann. Daher brauchen wir hier unbedingt Zukunftsperspektiven und höhere Ausschreibungsmengen, als es derzeit vorgelegt wird.

Außerdem möchte ich erneut unterstreichen, dass die Energiewende nicht nur irgendein abstraktes Produkt oder irgendeine Idee von einzelnen ist, sondern dass es hier tatsächlich um Gesamtdeutschland, um den Gesamtarbeitsmarkt und um die Wirtschaftsleistung bei uns, gerade konkret in Bayern, geht. Denn hinter jedem Windrad und jeder PV-Anlage, hinter jedem Biogas-Blockheizkraftwerk und jedem Wasserkraftwerk stehen konkrete Menschen und Unternehmen.

Das sind die Projektierer, das sind aber auch die Handwerksbetriebe, das sind die Landwirte, das sind Stadtwerke, Kommunen, Energiegenossenschaften und Zulieferer. Bis 2035, das hat gerade die Bertelsmann Stiftung berechnet, könnten 706.000 Menschen in den Erneuerbaren arbeiten. Das sind so viele, wie aktuell noch in der Automobilbranche beschäftigt sind. Diesen Entwicklungspfad drohen die aktuellen Entwürfe aber zu blockieren, sodass wir rund ein Viertel weniger Arbeitsplätze in dieser Branche gewinnen werden, wenn das so kommt, wie es im Moment in den Papieren steht. Das halten wir für sehr, sehr bedrohlich und auch für unsere Volkswirtschaft sehr ungünstig.

Außerdem möchte ich noch einmal unterstreichen, dass wir durch die erneuerbaren Energien Unabhängigkeit und Resilienz sowie die Wertschöpfung vor Ort gewinnen. Deswegen sind die Heimatenergien im wahrsten Sinne des Wortes ein Grundpfeiler für die Zukunft, und wir sollten sie nicht abwürgen. – Danke.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Vielen Dank. – Dann kommen wir zu Florian Mattner. Er ist Hauptgeschäftsführer des Verbands der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft. Bitte sehr, Sie haben das Wort.

SV Florian Mattner (VBEW): Vielen Dank, Frau Vorsitzende, vielen Dank, Frau stellvertretende Vorsitzende! Sehr geehrte Damen und Herren Abgeordnete! Der Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft vertritt im Grunde sämtliche kommunalen und privaten Energieversorger in Bayern, und wir bedanken uns herzlich, hier bei der Anhörung dabei zu sein.

In den letzten Jahren hat sich in Bayern auf dem Weg zur Klimaneutralität viel getan. Mehr als die Hälfte unseres Stromverbrauchs wird bereits durch erneuerbare Energien gedeckt. Weit über 1,1 Millionen Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von mehr als 25 Gigawatt sind bereits am Netz. Dieser Erfolg bringt unsere Netze jedoch regional an die Belastungsgrenzen. Der Netzausbau kann mit dem rasanten Zubau aktuell nicht Schritt halten. Netze und Netzanschlüsse werden und sind bereits ein knappes Gut.

Die Kabinettsbeschlüsse zum EEG 2027, zum Netzanschlusspaket, greifen diese fundamentale Herausforderung auf. Für den Verband und unsere 400 bayerischen Mitunternehmen sind in dem laufenden Gesetzgebungsverfahren dabei vier Punkte entscheidend.

Erstens. Die Synchronität von Netz- und erneuerbaren Energieausbau und gleichzeitig der wirksame Bestandsschutz. Es ist richtig, den Zubau der Erneuerbaren und den Netzausbau regional besser zu synchronisieren. Der geplante Redispatch-Vorbehalt in diesen kapazitätslimitierten Gebieten kann hierfür ein wirksames Steuerinstrument sein, um die volkswirtschaftliche Effizienz zu steigern. Die technologiespezifische Ausweisung von kapazitätslimitierten Netzgebieten ist richtig. Da die dargebotsabhängigen Technologien wie Wind und PV unterschiedliche Einspeiseprofile aufweisen, kann die tatsächliche Netzauslastung durch diese Trennung genauer abgebildet werden.

Aber: Wir brauchen einen verlässlichen Vertrauens- und Bestandsschutz. Es darf nicht sein, dass weit fortgeschrittene Projekte nachträglich wieder entwertet werden. Für die systemdienliche Anschlussleistung, die auch Teil des Netzpaketes ist, greift die reine Anknüpfung an den Anschlusstermin ab Januar 2027 zu kurz.

Wir fordern als rechtssicheren Stichtag das Vorliegen eines vollständigen Genehmigungsantrags nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz bei Windkraftanlagen bzw. die erteilte Baugenehmigung bei den Freiflächen-Solaranlagen.

Zweitens. Gesetzliche Kongruenz statt kumulativer Investitionsbremsen. Der Redispatch-Vorbehalt steht nicht allein. Gleichzeitig kommen Instrumente wie die Baukostenzuschüsse für Einspeiser, Einspeiseentgelte und die systemdienliche Anschlussleistung auf die Investierenden zu. Treffen all diese Instrumente unkoordiniert aufeinander, droht eine massive Investitionszurückhaltung. Das würde die Energiewende eher ausbremsen und staatliche Förderkosten sogar erhöhen. Wir brauchen also eine intelligente Verzahnung dieser Reform mit dem laufenden AgNES-Prozess der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik.

Zudem müssen wir die spezifischen Nachteile für den Süden im Blick behalten. Die geplante Leistungsbegrenzung bei der Windkraft benachteiligt schwächere Windstandorte in Bayern mit einer Standortgüte von 50 bis 60 % massiv und konterkariert den gewollten Ausgleichseffekt des Referenzertragsmodells.

Wir begrüßen die Fortsetzung des Ausbaus der Windenergie an Land durch angemessen hohe Ausschreibungsvolumina sowie die Aufnahme der zusätzlichen 12 Gigawatt Ausschreibungsvolumen aus dem geeinten Klimaschutzprogramm der Bundesregierung. Ein verstärkter Windausbau in Süddeutschland ist ein unverzichtbarer Baustein, da Windenergie im Süden systemdienlich wirkt.

Drittens. Praxistaugliche Priorisierung und Zuteilungsverfahren für Verteilernetze. Wir unterstützen Priorisierungsmöglichkeiten bei Netzengpässen, fordern jedoch auch eine gesetzliche Grundlage für die Verteilnetzbetreiber. Die Verteilernetze unterscheiden sich grundlegend von den ÜNBs, den Übertragungsnetzen, sie sichern die regionale Daseinsvorsorge vor Ort, treiben die Wärme- und Verkehrswende voran. Die starren ÜNB-Verfahren der Übertragungsnetzbetreiber lassen sich nicht eins zu eins darauf übertragen.

Gleichzeitig fordern wir ein rechtssicheres Zuteilungsverfahren mit klaren staatlichen Leitlinien. Die Abwägung, welche Anschlussbegehren bei knappen Netzkapazitäten bevorzugt bedient werden, ob also Industrie, Rechenzentrum, LKW-Ladeparks, Wärmepumpen, Batteriespeicher oder Erneuerbare, ist eine wirtschafts- und gesellschaftspolitisch sehr wichtige Entscheidung.

Diese politische Verantwortung darf nicht allein auf die Netzbetreiber abgewälzt werden. Der Staat muss einen klaren diskriminierungsfreien Rahmen schaffen und vorgeben, an dem sich die VNBs und ÜNBs, also die Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber, rechtssicher orientieren können.

Viertens, das wurde schon gesagt, brauchen wir einen beschleunigten Netzausbau und Flexibilitäten als tragendes Fundament. Die beste Steuerung nutzt nichts ohne den tatsächlichen Netzausbau.

Es braucht parallel zum Netzpaket ein Verteilnetzbeschleunigungspaket von Bund und Ländern. Genehmigungsverfahren müssen vereinfacht, Genehmigungsfiktionen bei Fristüberschreitungen eingeführt, Umweltverträglichkeitsprüfungen verschlankt und die Leitungsrechte auch auf privaten Flächen durch Duldungspflichten erleichtert werden.

Netzausbauzeiten von acht bis zwölf Jahren können wir uns nicht mehr leisten.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Kommen Sie langsam zum Schluss?

SV Florian Mattner (VBEW): Gerne. – Dann fasse ich drei wichtige Dinge, die wir als VBEW an die Politik richten, zusammen. Erstens. Gesetzliche Konkurrenz und Bestandsschutz. Das brauchen wir insbesondere mit Blick auf die gleichzeitige Regulierung, die die Bundesnetzagentur fortführt. Das muss mit den Gesetzgebungsprozessen auf der Bundesebene verzahnt werden.

Zweitens brauchen wir eine klare staatliche Verantwortung, was jetzt als Erstes ans Netz gehört und was dann etwas zurückstehen muss. Das können nicht allein die Netzbetreiber verantworten und entscheiden.

Und drittens brauchen wir die Genehmigungsverfahrensbeschleunigung, um den Netzausbau zu beschleunigen. – Vielen Dank.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Vielen Dank. – Dann kommen wir zu Herrn Mock. Er ist Rechtsanwalt und Sachverständiger der Bundesinitiative Vernunftkraft. Bitte, Sie haben das Wort.

SV Thomas Mock (Bundesinitiative Vernunftkraft e.V.): Vielen Dank. – Ja, ich bin seit 36 Jahren Anwalt und seit 1997 mit Windanlagen-Streitigkeiten befasst, insbesondere für private Haushalte und Umweltverbände, und sehe mich hier als einzigen Vertreter der Personenkreise, die das ganze System finanzieren müssen.

Wir haben nun mal ein Riesensubventionssystem mit dem EEG geschaffen, das im Hinblick auf die zunehmend schwierige wirtschaftliche Situation unseres Landes auf Dauer nicht zu finanzieren sein wird. Das heißt, vor dem Hintergrund ist definitiv zu überlegen: Wie kann das System überhaupt fortgesetzt werden? Wie kann man die Industrie auf der anderen Seite davon überzeugen, dass der Strompreis eben günstig sei?

Zudem kommt die gesamtökologische Sicht meines Erachtens viel zu kurz. Denn was passiert eigentlich im Vorfeld, bis eine Windanlage auf einem Acker steht? Und was passiert in den 20 Jahren des Betriebs einer solchen Anlage?

Vor dem Hintergrund ist das EEG, das jetzt vor uns liegt, eine Zäsur oder sollte oder muss sogar eine Zäsur im Hinblick auf die weitere Entwicklung einer gesamtökologischen Sicht des Systems sein.

Daher möchte ich zunächst darauf hinweisen, dass die Industrie nicht glaubt, dass der Strompreis derzeit billig ist oder billig werden könnte. Wenn es so wäre, würde sie mehr investieren. Die Industrie investiert nur, wenn eine Perspektive für eine günstige Preissituation gegeben ist. Wir haben aber in Deutschland jahrzehntelang eine Art Gesellschaftsvertrag gehabt, dass die Regierungen für günstigen Strom, für günstige Energie sorgt. Dieser Gesellschaftsvertrag ist quasi mit dem EEG aufgekündigt worden, und zwar einseitig, und die Industrie ist im Grunde alleingelassen worden mit der Folge, dass sie seit 20 Jahren auswandert und nicht mehr in Deutschland investiert.

Diese Situation ist deshalb dramatisch, weil wir im Hinblick auf die Zukunft der Finanzen jetzt schon sehen, dass überall die jetzige Standardsituation der Haushalte in den Ländern, in den Kommunen, in den Gemeinden nicht mehr aufrechtzuerhalten ist. Das gilt natürlich dann auch für das EEG als das größte Subventionssystem in Deutschland, das wir alle finanzieren müssen, und das so auf Dauer nicht mehr zu finanzieren ist.

Wie kommen wir also wieder zu günstigen Strompreisen, damit die Industrie investiert? – Das geht nur, indem wirklich der Strompreis abgesenkt wird, und das kann nur durch eine radikale Änderung des EEG erfolgen, im Grunde durch eine Abschaffung der Subventionen. Denn nur dann kommen wir wieder zurück zu einer Marktwirtschaft.

Der Börsenpreis zeigt dies beispielhaft. Natürlich ist der Börsenpreis in einigen Stunden niedrig, teilweise im negativen Bereich, weil enorm viel Strom aus Solar und Wind im Netz ist, der teilweise abgeregelt werden muss, wie schon eben geschildert. Aber in Zeiten, wo der Wind nicht weht und wo die Sonne nicht scheint, ist der Strompreis extrem teuer geworden. So teuer wie nie zuvor. Wir haben Rekorde in teuren Strompreisen.

Dies ist natürlich auch für die Industrie, für die Abnehmer von Strom ein großes Problem. Dem können wir nicht begegnen, indem wir das System einfach noch oben draufsetzen und noch dramatischer von der Kostenseite gestalten, sondern hier muss ein Eingreifen stattfinden, um wieder vernünftige Perspektiven im Strompreis, im Energiepreis für die Industrie zu schaffen, damit sie investiert. Denn eine Industrie investiert nicht in eine Maschine, sondern es wird in einen Stromvertrag investiert. Und nur wenn ein 10- oder 20-jähriger Stromvertrag zu auskömmlichen Kosten existiert, wird auch eine Maschine gekauft und dann auch investiert. Diese Perspektive ist nicht mehr da.

Seit 20 Jahren sehen wir im Grunde ein Auswandern der Industrie. Ich darf Ihnen sagen, ich war 20 Jahre Mitglied des Klimaausschusses im Wirtschaftsministerium in Berlin, dem sogenannten AWE.

Dort konnte man sehr gut verfolgen, dass zwar die Industrie CO₂ gemindert hat, aber dadurch, dass sie ausgewandert ist oder geschlossen hat. Das heißt, die tatsächlichen CO₂-Minderungen der Industrie sind nicht durch Effizienzgewinne eingetreten, sondern überwiegend durch Auswanderung und Schließung der Anlagen hier in Deutschland. Das kann keine Perspektive sein.

Wenn wir im Verkehrsbereich und im privaten Bereich derzeit keine Minderungen wie erwünscht sehen, dann liegt das daran, dass die privaten Haushalte und der Verkehr nicht wie die Industrie auswandern können.

Das Ergebnis ist, dass wir im Hinblick auf die geopolitischen Veränderungen dringend darauf angewiesen sind, im eigenen Land auch auf die Ressourcen zurückzugreifen, die wir haben, durchaus im Hinblick von Klimaeffizienz. Das heißt, auch Gas und Kohle, die wir in Deutschland haben, müssen im Rahmen der aktuellen dramatischen wirtschaftlichen Entwicklungen möglicherweise etwas länger genutzt werden, als ursprünglich gedacht. Das ist nicht schön, ist aber notwendig.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Kommen Sie langsam zum Schluss.

SV Thomas Mock (Bundesinitiative Vernunftkraft e.V.): – Ja.

Vor dem Hintergrund, ist es erforderlich, auf diese Dinge einzugehen. Sprich: Wie kann man über eine Übergangszeit im Hinblick auf die eigenen autonomen Energien, die uns wirklich unabhängig machen, während Wind- und Solaranlagen überwiegend aus China kommen und uns jeden Tag abhängiger machen als bisher, diskutieren?

Und der letzte Punkt: Beim Thema Klimaschutz haben wir einen wesentlichen Punkt noch nicht besprochen, und zwar die Thematik Scope 3.

Scope 3 heißt, was passiert, bevor die Windanlagen in Deutschland errichtet werden? – In riesigen Tagebauen, in riesigen Minen überall in der Welt werden die Rohstoffe gewonnen, finden riesige Zerstörungen statt, die mit fossiler Energie und CO₂-Emissionen verbunden sind.

Diese Scope-3-Thematik, die bisher nicht diskutiert wird, macht im Grunde das ganze EEG zu einem Klimaschädlingsgesetz. – Vielen Dank.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Als Nächstes spricht Herr Prof. Thorsten Müller, wissenschaftlicher Leiter der Stiftung Umweltenergierecht. Auch Sie haben fünf Minuten.

SV Prof. Dr. Thorsten Müller (Stiftung Umweltenergierecht): Frau Vorsitzende! Meine sehr geehrten Damen und Herren! Herzlichen Dank für die Einladung. Als Forschungseinrichtung aus Bayern freuen wir uns immer über das Interesse des Landtages und sind deshalb gerne da, auch wenn vielleicht die Rechtsfragen nicht im Mittelpunkt Ihres Fragenkatalogs stehen.

Aber dass das Recht hier von besonderer Bedeutung ist, spüren wir alleine dadurch, dass wir über Gesetze reden.

Über das zentrale Anliegen der Gesetzentwürfe haben wir schon gesprochen. Es besteht große Einigkeit bei der Kostensenkung. Das ist für den Wirtschaftsstandort Deutschland und Bayern von elementarer Bedeutung. Das wird vor allen Dingen wichtig und sichtbar, wenn wir uns die internationalen Entwicklungen angucken. Denn durch die Energiepreiskrisen, die wir im Moment weltweit sehen, haben wir Entwicklungen, die dazu führen werden, dass es noch wichtiger wird, dass wir in Deutschland an der Stelle nicht den Anschluss verlieren.

Diese internationale Entwicklung ist vor allen Dingen eine erneuerbare Entwicklung. Deshalb ist es wichtig, dass wir Effizienz in das System bringen. Ich möchte auf einen konkreten Punkt hinweisen, noch ergänzend zu dem, was wir schon gehört haben. Entscheidend sind letztlich aufgrund des Investitionsvolumens, was vor uns liegt, egal ob das Anlagennetze oder Komponenten sind, die Kapitalkosten.

Die Kapitalkosten hängen unmittelbar mit den rechtlichen Planbarkeiten und fehlenden Rechtsunsicherheiten zusammen. Wenn man sich den Gesetzentwurf an dieser Stelle ansieht, dann muss man sich fragen, ob das dem gerecht wird. Alleine der hier schon häufig genannte Redispatch-Vorbehalt, der gar nicht mehr so heißt, wirft so viele Fragen auf, dass sowohl für die Investoren als auch für die Netzbetreiber erhebliche Risiken in der Umsetzung dieses Gesetzes zutage treten würden. Das kann nicht das Ziel der Gesetzgebung sein.

Mindestens genauso wichtig sind die anderen Effizienzpotenziale in dem Gesamtsystem. Deshalb – auch da herrschte hier Einigkeit – brauchen wir dafür Lösungen. Diese Lösungen, auch das habe ich an allen Seiten herausgehört, können nicht die Bewirtschaftung des Mangels, sondern muss die Lösung des Mangels sein. Das ist vor allen Dingen der Netzausbau und ein Flexibilisierungsthema.

Wenn wir uns das angucken, wird deutlich, dass das, was an Instrumenten vorliegt, eher kontraproduktiv wird, weil bestimmte Netzausbauanreize sogar abgeschwächt werden, aber auch das Instrumentarium, das für das Ziel, was vielleicht unstrittig ist, gewählt wird, diesen Zweck gar nicht erreichen kann.

Die räumliche Steuerung, so wie sie vorgeschlagen wird, droht relativ schnell leerzulaufen. Im Moment schauen wir nur in den Rückspiegel, um zu erahnen, in welchen Gebieten es kritisch wird. Wenn man aber mit den Netzbetreibern

in Deutschland überall spricht, dann ist die Aussage, dass wir die Situation der Netzengpässe in wenigen Jahren fast überall haben werden

Wenn ein Regelwerk zum Normalfall wird und somit die Bedingungen wieder überall gleich oder ähnlich sind, ist das ein Instrument, was dann leerlaufen würde. Mit dem Sofortprogramm "Bayern schneller ans Netz" und dessen Umsetzung haben wir viel stärker die Instrumente adressiert, die wir brauchen, um das zu lösen.

Ich möchte deshalb zwei andere Aspekte in den Mittelpunkt der Diskussion stellen. Das eine haben Sie heute schon angesprochen, das ist der Ausbau der Windenergie. Die Systemungleichgewichte haben nicht nur Effizienzfragen, sondern wirken auch auf technische Anforderungen des Netzbetriebs. Sie sollten unbedingt mit Übertragungsnetzbetreibern sprechen und erörtern, was das für die Systemsicherheit und für die daraus vielleicht zwingenden Konsequenzen auf die Trennung der Strompreiszonen bedeutet, wenn es nicht gelingt, Windenergieausbau in Süddeutschland stärker zu adressieren. Da bleibt der Entwurf wahrscheinlich hinter den Anforderungen zurück.

Aber das zweite Thema, was ich in den Mittelpunkt stellen möchte, ist: Wie verändern wir das Verhältnis von Netzanschlussleistungen erneuerbarer Energien und deren Dimensionierung und den Netzausbau? – Das alte Regelwerk hat sehr leistungsstarke Anlagen angesprochen: 1.000 Anlagen, 7.000 Megawatt. Für Süddeutschland ist es vielleicht gar nicht sinnvoll, wenn wir 1.000 Anlagen bauen wollen. Die Aufgabe in der neuen Phase der Energiewende ist nicht mehr, möglichst viel Leistung, sondern möglichst effizient Leistung zu errichten. Das, was wir mit der Wirkleistungsbegrenzung im Gesetz haben – wird häufig falsch als systemdienliche Netzanschlussleistung betrachtet –, ist eine tatsächliche Systemveränderung, die Effizienzpotenziale heben kann, und nicht nur Verschiebungen mit sich bringt.

Zur Ausgestaltung ist viel zu sagen. Vertrauensschutz haben wir schon gehört, und es gibt noch ganz viele andere Punkte, die in dem Zusammenhang zu adressieren sind. Aber trotzdem ist eine solche Regelung tatsächlich ein Effekt, der das Gesamtsystem deutlich effizienter machen wird. BET, ein Beratungsinstitut, hat dazu Netzausbaukosteneinsparungen in Milliardenhöhe ausgerechnet. Deshalb sind solche Ansätze aus meiner Sicht viel wichtiger als die häufig im Mittelpunkt stehenden Themen in dieser Diskussion. Wir sollten tatsächlich gucken, was Strukturen verändert und nicht nur, was kurzfristig vielleicht Probleme löst, aber mittelfristig mindestens genauso viele Probleme schafft. – Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Vielen Dank. – Dann kommen wir noch zu Herrn Dr. Rauh, Geschäftsführer Fachverband Biogas. Auch Sie haben wiederum fünf Minuten.

SV Dr. Stefan Rauh (BIOGAS e.V.): Vielen Dank für die Einladung. – Sehr geehrte Frau Vorsitzende! Sehr geehrte Damen und Herren hier im Raum! Als letzter Redner darf ich sprechen. Vieles ist schon gesagt worden, und vieles von dem, was gerade meine Kollegin Frau Lubberger wegen der Bedeutung gewisser Energieformen und auch des Systemgedankens für Bayern erwähnt hat, kann ich unterstreichen.

In meiner heutigen Rolle als Geschäftsführer vom Fachverband Biogas möchte ich aber auf etwas hinweisen, bei dem wir uns in einer besonders prekären Lage befinden, nämlich im Biogas-Bereich. Wir haben über den weiteren Ausbau der Windkraft, die wir benötigen, über den weiteren Ausbau der Netze, den wir benötigen, über den weiteren Ausbau von PV, von Speichern, die wir benötigen, diskutiert. Im Biogas-Bereich befinden wir uns in einer Situation, dass wir momentan hauptsächlich darum ankämpfen, nicht einen Rückbau zu bekommen. Das ist schon

eine dramatischere Situation, möchte ich betonen, gerade auch für Bayern. Denn Bayern droht jetzt nicht nur wegen PV und Wind zum Verlierer der EEG-Novelle zu werden, sondern gerade auch wegen Biogas.

Wir haben sehr viele Biogasanlagen in Bayern, sind hier führend in ganz Deutschland, haben 1.500 Megawatt, das ist so viel wie ISAR 2 an Leistung hatte. Das ist schon ein Pfund. Die Biogasanlagen erzeugen aktuell 8 % des Stroms in Bayern, dezentral mit einer starken Verankerung in der ländlichen Gesellschaft, im ländlichen Raum, in der Landwirtschaft. Das ist alles sehr wichtig für Bayern, wichtig für unser Energiesystem, und das droht eben verloren zu gehen, wenn das EEG so ausgestaltet wird, wie es momentan ist.

Frau Lubberger hat schon das Ausschreibungsvolumen für Biogas angesprochen. Frau Reiche hat in der ersten Lesung die Bedeutung von Biomasse adressiert, hat es als Erfolg verkauft, dass zukünftig 9,5 MW ans Netz kommen sollen. Wenn wir uns überlegen, welche Überbauungsanforderungen an die Anlagen kommen, das heißt, die müssen flexibilisieren, sie müssen mehr Leistung im Vergleich zur Durchschnittsleistung ans Netz bringen, Kapazitäten erhöhen, dann wird man schnell sehen, dass der Rückbau die Folge ist. Das ist sehr kritisch, gerade für Bayern, denn wir haben in Bayern andere Strukturen.

Wir befinden uns aber in einer Ausschreibung mit allen Anlagen in ganz Deutschland. Die Strukturen in Deutschland sind dezentraler, kleiner, deswegen aber noch lange nicht schlechter. Denn wir erzeugen auch Wärme und sind bereit, uns weiterzuentwickeln. Aber wir müssen feststellen, dass die Kosten für Überbauung immer weiter gestiegen sind. Deswegen muss, wie richtig gesagt wird, die Erzeugung von Flexibilität mit dem Flexzuschlag berücksichtigt werden, der muss erhöht und an die gestiegenen Kosten angepasst werden. Die Amortisationszeiträume, gerade auch für Bestandsanlagen, müssen auf 15 Jahre erhöht werden, damit die Anlagebetreiber diese Investitionen auch wirklich tätigen können, damit sie flexibel fahren können.

Wir müssen aber auch zur Kenntnis nehmen, dass nicht alle Anlagen gleich sind, auch in Bayern nicht. Wir haben große Anlagen, kleinere Anlagen, mittlere Anlagen. Bei den großen Anlagen haben sich viele auf den Weg gemacht, sich zu flexibilisieren, Speicher hinzuzubauen, Leistung ans Netz zu bringen.

Kleinere Anlagen, oft im Baurecht verhaftet, haben hier große Herausforderungen, diese Vierfachüberbauung, die jetzt kurzfristig im EEG gefordert wird, perspektivisch Sechsfachüberbauung, zu stemmen. Nichtsdestotrotz liefern sie einen wesentlichen Beitrag zur regionalen Stromversorgung, zur regionalen Wärmeversorgung und sollten deshalb ausreichend adressiert werden. Hierzu gibt es Vorschläge, die im Bundesrat auch schon von Bayern vorgetragen wurden, die auch von der Union in dem Papier, das gestern oder vorgestern durch die Medien ging, indem man Bagatellgrenzen und auch Zuschläge für die kleinen Anlagen ermöglicht, damit diese auch wirtschaftlich betrieben werden können im Vergleich zu den ganz großen Anlagen, die bundesweit ans Netz gehen, vorgeschlagen wurden.

Gleichzeitig sollten Effizienzen gehoben werden. Das wird häufiger erwähnt, ist wichtig. Gleichzeitig werden aber im EEG immer wieder Restriktionen eingebaut, die Effizienz verhindern. Zu nennen ist hier ein fachlich nicht gerechtfertigter Maisdeckel oder auch die Überregulierung über die Betriebsviertelstunden, die eine Marktfahrweise häufig verhindert.

Ich habe jetzt sehr viel über das EEG gesprochen und über Regelungen im EEG, was daran liegt, dass das Netzpaket aktuell Biogas weniger tangiert, wir sind weniger angesprochen, was auch daran liegt, dass wir uns ans Netz anpassen können und das auch tun wollen.

Dennoch ist es auch für uns im Biogasbereich sehr herausfordernd, schnell ans Netz zu kommen. Bei uns ist es auch sehr dringlich, gerade für die Bestandsanlagen, die in eine Ausschreibung gehen und zeitnah diesen Netzanschluss haben müssen, sonst können sie nicht zu den gegebenen Anschlussbedingungen ans Netz gehen.

Hiermit möchte ich mich für die Möglichkeit, hier zu sprechen, mit einem Appell bedanken. Ich freue mich jetzt schon über die Unterstützung Bayerns im Bundesrat und bedanke mich dafür. Das darf gerne beim EEG so weitergehen. Landespolitisch hoffe ich auf Unterstützung bei einem zügigen Ausbau der Netze. – Danke.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Vielen herzlichen Dank an alle für diesen Schnelldurchlauf. Jetzt würde ich in die Aussprache kommen. Ich habe schon zwei Wortmeldungen, einmal vom Kollegen von Brunn und vom Kollegen Stümpfig. Ich schaue jetzt, wer sich sonst noch auf die Redeliste setzen lassen möchte. – Herr Nussel, habe ich gesehen. Dann nehmen wir jetzt einfach mal diese drei. Weitere Wortmeldungen würde ich dann sammeln. Bitte sagen Sie doch, an welchen Experten Sie sich wenden möchten, damit wir ein bisschen abschichten können, wenn wir sie nachher aufrufen. Herr von Brunn, bitte.

Abg. Florian von Brunn (SPD): Ja, vielen Dank. – Vielen Dank auch für die sehr interessanten Beiträge. Mein Name ist Florian von Brunn, SPD-Landtagsfraktion. Ich habe drei, vier Fragen. Die erste Frage richtet sich an Frau Elhaus, an Frau Dr. Lubberger und an Herrn Dr. Kießling. In welchen geografischen Bereichen ist Bayern besonders durch den Redispatch-Vorbehalt betroffen, sofern er in der jetzt diskutierten Form kommt?

An Herrn Dr. Kießling sozusagen die Unterfrage: Wie stark ist das Bayernwerk in diesen Bereichen involviert? Ich habe mit Interesse Ihre Aussagen zum Netzausbau gehört.

Meine nächste Frage richtet sich vor allem an Frau Lubberger, vielleicht auch an Herrn Mattner. Wie viele Anlagen, die bereits genehmigt sind, wären von den Auswirkungen des Redispatch-Vorbehalts betroffen?

Dann habe ich eine ganz allgemeine Frage, es wäre die dritte Frage, die sich vor allem an Frau Professor Kemfert, an Frau Elhaus und an den, der sich sonst noch berufen fühlt, richtet. Gibt es denn eine Alternative zu diesen, ich sage aus meiner Sicht, Bremsmanövern, die jetzt gemacht werden, damit wir die Dynamik beim Ausbau der erneuerbaren Energien eben nicht so stark abbremsen, indem wir zum Beispiel die Überbauung statt die Abregulierung fördern? Ich weiß nicht, was da sonst noch infrage kommt.

Und vielleicht noch als Teilfrage: Ist es richtig, dass bestimmte Netzbetreiber wirtschaftliche Vorteile aufgrund der neuen Regulierung, die 2026 in Kraft getreten ist, Stichwort Effizienzvergleich, haben, wenn sie abregeln?

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Danke schön. – Kollege Stümpfig.

Abg. Martin Stümpfig (GRÜNE): Vielen Dank, Frau Vorsitzende! Sehr geehrte Expertinnen und Experten! Es freut mich sehr, dass das heute hier stattfinden kann. Zeitlich haben wir eine sehr gute Punktlandung gemacht. Wir wollten es schon vor der Sommerpause durchführen, aber da lag der Entwurf noch nicht vor. Jetzt sind wir gerade noch vor der Beratung im Bundestag, und ich glaube, das ist genau richtig.

Wir sehen auch, wie wichtig das ist, weil Bayern doch sehr stark betroffen ist. Ich danke Ihnen sehr herzlich für Ihre Stellungnahmen, die klarmachen, welche Risiken man da eigentlich eingeht, das haben wir im Landtag auch schon oft diskutiert. Ich muss wirklich sagen, auch nach Ihren Stellungnahmen heute, sieht man, die Bundesregierung will hier wirklich die Axt an die Energiewende anlegen. Ich vergleiche es immer ein bisschen mit der Situation, die wir hier im Bayerischen Landtag 2014 hatten, als das 10H-Gesetz debattiert wurde und damals CSU und Freie Wähler gesagt haben: Ja, das wird doch alles nicht so schlimm. – Das war eine Operation am offenen Herzen der Energiewende, und wir sehen heute, wie uns das zurückgeschlagen hat. Das Gleiche entnehme ich jetzt Ihren Stellungnahmen, dass das hier drohen kann.

Auch wenn wir keine Glaskugel haben, sehen wir, dass die Risiken doch gewaltig sind, und an diesen Punkt möchte ich jetzt meine Fragen anschließen. Frau Dr. Kemfert, Sie haben ja sehr stark das Thema Risiken angesprochen. Könnten Sie vielleicht noch einmal ausführen, inwieweit die Banken gerade diese Unsicherheiten mit Redispatch-Vorbehalt, flexiblen Einspeisetarifen, Begrenzung der Wirkleistung einpreisen müssen, sodass wir ein wenig besser verstehen, wie das Ganze dann eben, nicht wie Frau Reiche das meint, dass alles günstiger wird, am Ende vielleicht auch nach hinten losgehen kann?

Zum Redispatch-Vorbehalt hätte ich die Frage, weil Sie das sehr stark fokussiert und sehr kritisch gesehen haben, dass sich hier das Risiko auf die Anlagenbetreiber verlagert. Welche Möglichkeiten gäbe es, oder anders gesagt, brauchen wir das überhaupt?

Meine dritte Frage an Sie betrifft die Finanzierungsrisiken für den Süden. Sie haben kurz angesprochen, dass der Wind bei uns sehr wichtig ist. Ja, diese Meinung teile ich. Aber was meinen Sie speziell damit, dass die Finanzierungsrisiken hier sehr groß sind?

Herrn Dr. Müller möchte ich meine nächste Frage stellen. Sie halten auch das Thema Risiken für sehr wichtig. Da möchte ich das Thema Kapitalkosten ansprechen. Vielleicht können Sie auch zu den Fragen, die ich gerade Frau Kemfert gestellt habe, etwas sagen und dieses Thema berücksichtigen. Aber speziell jetzt: Was müsste man aus Ihrer Sicht her ändern, dass nicht nur eine Verschiebung der Risiken stattfindet, sondern ein gezielter Ausbau hier in Deutschland, in Bayern vorangetrieben werden kann?

Meine letzte Frage geht an Frau Dr. Lubberger zu dem Thema Südquote, Südsegment. Ich bin da offen, ob man das so oder so ausgestaltet. Ich meine, die letzte Ausschreibung war bei jetzt 4,7, 4,8 Cent. Wir sind uns sicher, dass hier bayerische Anlagen das Nachsehen haben werden. Könnten Sie noch einmal erläutern, warum das gerade so wichtig ist, dass wir eine Südquote, ein Südsegment für Bayern haben, und was die Staatsregierung über den Bundesrat und über ihre Beteiligung bei der Bundesregierung tun könnte, damit dieses Südsegment hier kommt? – Vielen Dank.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Danke schön. – Jetzt würde ich den Kollegen Walter Nussel dazunehmen und damit die erste Fragerunde schließen. Für weitere Runden habe ich schon weitere Abgeordnete auf der Liste.

Abg. Walter Nussel (CSU): Ich fange mal mit Biogas an, Herr Dr. Rauh. Vielleicht können Sie uns dazu was sagen. In Norddeutschland, so ist es mir bekannt, kann man im Bruchteil von Sekunden das nutzen und abschalten, wenn das Netz quasi überlastet ist. Bei uns wird das von den Netzbetreibern immer noch teilweise infrage gestellt.

Diese Frage geht auch an das Bayernwerk, Herr Dr. Kiesling, dass wir da weiterkommen. Also was meine ich damit? – Wir haben großes Potenzial an Biogasanlagen. Die wollen wir weiterhin auch "unterstützen". Es ist für uns einer der besten Speicher, wenn die Netze an die Kapazitätsgrenzen kommen. Wenn das in Norddeutschland mit der genauen Abschaltung oder Zuschaltung funktioniert, wenn die Netze ziemlich voll sind oder eben das hergeben, dass man zuschalten kann, dann sollten wir das unbedingt nutzen. Vielleicht können Sie, Herr Dr. Rauh, etwas dazu sagen.

Der zweite Punkt. Frau Prof. Kemfert, betrifft die Investitionen ins Netz. Also mir ist es so bekannt, dass wir nicht nur in die Netze, nicht nur in die Stromleitungen investieren müssen, sondern natürlich auch, was ich heute früh hier schon mal gesagt habe, in die Umspannwerke. Uns wurde von der Bundesnetzagentur mitgeteilt, dass wir 500 Umspannwerke mit einer ungefähren Größe von 1,5 Hektar und 34 mit 25 Hektar Größe benötigen. Da müssen wir alle zusammen helfen, parteiübergreifend, dass wir das nicht erst 2040 oder 2045 haben, sondern so schnell wie es geht. Denn daran hängt eigentlich alles, was das Netz aus meiner Sicht instabil machen kann.

Vielleicht auch nochmal ans Bayernwerk, Herr Dr. Kiesling. Können Sie darauf noch einmal näher eingehen?

Mich würde auch interessieren, Frau Kemfert, wie Sie das, was von der Bundesnetzagentur gesagt wurde, einschätzen. Sie sind für mich schon jemand, der eine weite Übersicht hat.

Ich denke, das sind die zentralen Punkte, die wir jetzt in Bayern massiv angehen müssen, damit wir hier nicht, ich sag mal, wirtschaftlich abgehängt werden. Aber es geht vor allem darum, die Grundversorgung für unser Land aufrechterhalten zu können.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Danke schön. – Dann würde ich es jetzt einfach so machen, dass der Reihe nach, wie auch die Expert*innen angesprochen wurden, aufrufe. Ich hoffe, Sie haben alle mitgeschrieben, was jeweils gefragt wurde. Ich würde mit Frau Elhaus, an die Herr von Brunn vor allem seine Fragen gerichtet hat, beginnen.

Sve Nora Elhaus (FAU): Okay. Ich hoffe, ich habe alles mitgeschrieben. Die erste Frage war, welche Gebiete besonders betroffen sind. Es gibt eine Studie, die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie beauftragt wurde. Die zeigt, dass in Bayern insbesondere der Raum Landshut und die Regionen Passau, Bayerischer Wald stark betroffen sein werden. Aber auch die Regionen Regensburg und Oberpfalz haben eine erhöhte Betroffenheit. Das ist insbesondere in den Regionen, wo man jetzt schon einen hohen Anteil an Photovoltaik hat.

Dann war die Frage, welche alternativen Maßnahmen zur Stabilisierung der Netze geschaffen werden können oder als Alternative zum Ausbremsen der erneuerbaren Energien genutzt werden können. Da ist es wichtig, dass wir gezielt Flexibilität aufbauen, indem wir die beispielsweise gezielt ausschreiben. Wichtig ist auch, dass wir Speicher mit größeren Kapazitäts- zu Leistungsverhältnissen schaffen. Das heißt, dass wir Speicher haben, die längere Zeiträume auch wirklich gezielt überbrücken können.

Digitalisierung der Netze ist sicherlich ein Thema. Mit dem AgNes-Paket kommt jetzt auch die Dynamisierung der Netzentgelte.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Vielen Dank. – Dann als Nächstes Frau Lubberger, die von Herrn von Brunn und von Herrn Stümpfig angesprochen wurde. Bitte.

SVe Dr. Ariane Lubberger (LEE Bayern): Danke schön. – Ich gehe auch noch mal auf die Frage ein, die Frau Elhaus gerade beantwortet hat, nämlich wo wir in Bayern besonders vom Redispatch-Vorbehalt betroffen wären. Ich kann das, was Sie gesagt haben, unterschreiben. Das ist die Auswertung, die das BMWF uns vorgelegt hat. Wir möchten aber darauf hinweisen, dass man sich in dieser Analyse wirklich nur auf ein Jahr konzentriert hat. Das ist eine Momentaufnahme aus 2024. Insofern sind diese Zahlen aus unserer Sicht mit Vorsicht zu genießen. Das unterstreicht auch noch mal, was ich dazu sagen möchte, nämlich, dass wir beim Redispatch-Vorbehalt sehr auf dünnen Beinen geplant haben. Da ist vorher wenig bekannt gewesen. Es gab wenig Auswertungen der tatsächlichen Netzverhältnisse, auf die man sich da gestützt hat, sondern es wurde einfach dieser Redispatch-Vorbehalt mit damals noch 3 % eingeführt oder vorgeschlagen. Jetzt sind wir bei 5 %, wenn abgeregelt oder wenn kapazitätslimitiert ist. Wir hätten uns da eine deutlich belastbarere Datengrundlage gewünscht.

Wir können auch über unseren Bundesverband sagen, dass wir, wenn wir die tatsächliche Netzsituation mit unseren Mitgliedern besprechen, in Bayern Gebiete haben, in denen wir auch beim Wind an die 5 % herankommen. Das ist vor allem im Energienetzgebiet der Fall, also im windreichen Franken, wo einzelne Mitglieder tatsächlich mit ihren Anlagen, wenn sie in die Vergangenheit gucken, mit rund 5 % Abregelung schon konfrontiert sind beziehungsweise waren, also auch da in kapazitätslimitierte Netze fallen würden.

Dann war die zweite Frage, wie viele Anlagen das treffen würde, die tatsächlich schon in Bayern genehmigt sind. Also: Wie viele wären von diesem Redispatch-Vorbehalt betroffen? – Das ist sehr, sehr schwierig zu beantworten, weil wir aus unserer Perspektive gar nicht belastbar sagen können, wo der Redispatch-Vorbehalt oder die kapazitätslimitierten Netzgebiete, wie sie jetzt heißen, tatsächlich greifen würden. Deswegen kann ich das jetzt auch nicht in konkreten Zahlen ausdrücken, welche Anlagen das wären. Aber im Worst-Case-Szenario könnte das bis zu 39 % der Neuanlagen, das ist jetzt allerdings deutschlandweit, betreffen. Das ist schon eine Hausnummer.

Ich komme zur Frage von Herrn Stümpfig zum Südsegment, warum das so dringend notwendig ist. Herr Stümpfig, Sie haben selber deutlich gemacht, wie niedrig mittlerweile die Preise in den Ausschreibungen sind. Das ist grundsätzlich etwas sehr Begrüßenswertes. Also mit 4,7 Cent pro Kilowattstunde in den Windausschreibungen haben wir volkswirtschaftlich betrachtet erfreuliche Ergebnisse. Das ist natürlich auch die Richtung, in die wir wollen. Wir wollen möglichst günstig produzieren, und wir können es auch. Trotzdem merken wir, dass die Ausschreibungen deutlich überzeichnet sind. Das ist ein Zustand, den wir beim Wind nicht gewöhnt sind. In der Vergangenheit waren die Ausschreibungen bei der Windenergie nicht überzeichnet. Das lag natürlich auch daran, dass wir wenige Genehmigungen hatten. Die Genehmigungsverfahren in ganz Deutschland und vor allem in Bayern haben sehr, sehr lange gebraucht. Da hat Bayern extrem aufgeholt. Die Genehmigungsverfahren gehen jetzt sehr, sehr schnell. Wir sind mit die schnellsten in Deutschland mittlerweile, was Windenergieanlagen betrifft. Das ist sehr schön und sehr erfreulich, aber jetzt kommen wir eben in den Ausschreibungen nicht zum Zuge, weil die deutlich günstigeren Anlagen an der Küste die Ausschreibungsergebnisse sozusagen abräumen, und dann ist kein Platz mehr für uns. Ja, Windenergieanlagen in Bayern oder in Süddeutschland sind teurer als Windenergieanlagen an der Küste. Das ist richtig.

Wir dürfen jedoch das System insgesamt nicht aus dem Auge verlieren, Deshalb sprechen wir ja heute darüber. Wir müssen den Wind von der Küste natürlich zu den Verbrauchern herunterbekommen, und die Verbraucher sitzen nun mal allen voran in Süddeutschland. Wir sind in Bayern und auch in Baden-Württemberg sehr, sehr industrie- und wirtschaftsstark und brauchen hier die Energie.

Wir merken, wie schwierig der Übertragungsnetzausbau ist, wie schwierig es ist, die Energie hier runterzukriegen. Wir machen das System deutlich resilienter und auch deutlich kostengünstiger – das will ich noch einmal unterstreichen –, wenn wir die Windenergie auch in Süddeutschland verbrauchsnahe aufbauen. Da sind wir uns mit den Netzbetreibern einig. Wir sollten die Windenergie nicht nur geballt an eine Stelle bauen, sondern tatsächlich flächendeckend verteilen. Deshalb brauchen wir das Südsegment, um die Ziele für den Ausbau in Süddeutschland erreichen zu können.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Vielen Dank. – Dann habe ich als Nächstes Herrn Kießling, der von Herrn von Brunn und von Herrn Nussel angesprochen wurde.

SV Dr. Andreas Kießling (Bayernwerk AG): Vielen Dank. – Zu der Frage: Wie ist Bayern oder das Bayernwerk vom Redispatch-Vorbehalt betroffen? Da kann ich nur das bestätigen, was meine Vorrednerinnen gesagt haben. Nach der Auswertung dieser Studie vom Bundeswirtschaftsministerium zusammen mit E-Bridge auf der Basis der Daten von 2024 ist es so, dass 80 % des Netzgebiets des Bayernwerks nicht vom Redispatch-Vorbehalt für PV betroffen ist, ungefähr 20 % sind es. Die Lage ist genau dort, wie beschrieben, es ist vor allen Dingen das östliche Bayern. Die Gründe liegen darin, dass wir da schon in der Vergangenheit immer einen massiven Zubau von PV hatten. Dieser Sonnengürtel war immer unser stärkstes Hotspot-Gebiet. Die Sonneneinstrahlung ist da hoch, und wir haben uns immer gefragt, wie so etwas zustande kommt? – Manchmal ist es ganz praktisch vor Ort. Also da hat ein Bauer – bildlich gesprochen – die PV-Anlage installiert, und sein Nachbar sah das und dachte: Wow, das ist eine coole Sache. Jetzt mache ich es auch. – Über solche Effekte haben wir hier halt eine sehr starke Ballung plus eine relativ historisch bedingt schwache Infrastruktur, weil es ein ländliches Gebiet ist, das natürlich nicht so auf diesen Ansturm vorbereitet ist.

Warum kommt es hier zu Redispatch? Das ist natürlich das Zusammentreffen. Für uns ist es auch ein Hotspot-Gebiet des Netzausbaus, und der Netzausbau führt zu erhöhtem Redispatchbedarf. Es ist ganz einfach, wenn Sie eine Autobahn – wenn wir es vergleichen wollen – von zwei auf vierspurig ausbauen, müssen Sie die vielleicht ganz sperren, vielleicht Fahrstreifen sperren. So ähnlich ist es beim Netzbau auch. Sie müssen dann entsprechende Schaltmaßnahmen vornehmen. Also das ist so die regionale Betroffenheit.

Ich will aber auch betonen, das Netzkpaket enthält durchaus auch noch andere Ansätze für die regionale Steuerung. Für uns als Bayernwerk ist es sehr erfreulich zum Beispiel, dass die sogenannte Einspeisesteckdose, die haben wir, glaube ich, hier im Landtag auch schon ein paar Mal diskutiert, praktisch gesetzt wird. Das ist eine Initiative, die wir als Bayernwerk, hier aus Bayern heraus gemacht haben, ein Pilotprojekt, das wir auch in Niederviehbach umgesetzt haben. Darauf freuen wir uns sehr, und das hat auch eine steuernde Wirkung, weil wir da wirklich konkrete Anreize setzen können, um dort erneuerbare Energien anzusiedeln.

Es wäre auch wichtig, dass solche Einspeisesteckdosen tatsächlich überbaut werden. Also die Kombination vor allen Dingen aus PV und Wind und vielleicht Speicher wäre natürlich ideal. Deswegen brauchen wir auch die Windenergie in

Bayern. Man könnte sagen, dass dadurch dann so eine Art bayerischer Offshore-Netzanschluss entsteht. 1.000 Stunden PV, 2.000 Wind und vielleicht noch mal 1.000 Speicher. Das sind die 4.000 Stunden, die sich ein Offshore-Windradl dreht. Also das wäre wirklich eine tolle Sache, wenn uns das gelingen würde, das in Bayern voranzutreiben.

Dann war die Frage nach Anreizen, Effizienzvorteil bei Abregelungen. Ich bin kein ausgewiesener Regulierungsexperte, muss ich ehrlicherweise gestehen, aber die würde ich nicht sehen. Die Abregelungen sind Teil des Effizienzvergleichs, und insofern hat der Netzbetreiber entgegen der Darstellung jetzt, glaube ich, bei einigen einen sehr, sehr hohen Anreiz, Redispatch entsprechend zu vermeiden. Am Ende des Tages verdienen wir ehrlicherweise unser Geld dadurch, dass wir das Netz ausbauen und entsprechend auch unsere Investitionen verzinst werden. Ob das ausreichend ist, wäre eine andere Diskussion, die wir dann mal in einen Regulierungsrahmen führen müssten.

Zu den Fragen von Herrn Nussel, warum Biogasanlagen nicht sofort auf null runtergesenkt werden. Das wird wahrscheinlich Herr Rauh besser erklären können, aber meiner Kenntnis nach hängt es dann häufig auch mit der dahinterliegenden Wärmeversorgung zusammen, die eine gewisse Mindestleistung erfordert. Deswegen brauchen wir auch, glaube ich, eine größere Flexibilisierung und stärkere Speichermöglichkeiten vor Ort.

Als Bayernwerk haben wir den ersten flexiblen Netzanschlussvertrag tatsächlich für Biogasanlagen ermöglicht und hoffen, dass wir die Biogasanlagen im Stromsystem halten können. Das wäre unser Hauptanliegen, denn da haben wir gesicherte Leistung und Flexibilität.

Letztlich vielleicht aus unserer Sicht zu den genannten Umspannwerken. Ich weiß nicht, ob es 500 sind, ich kann nur aus Bayernwerkssicht sagen, dass die Hochrechnung auf ganz Bayern schon stimmen kann. Wir rechnen ungefähr damit, dass wir die Kapazität von 300 Umspannwerken in dieser Dimension von 1,5 Hektar, 2 Hektar neu brauchen. Es sind nicht nur neue Umspannwerke, sondern auch Erweiterungen, Verstärkungen sind davon betroffen.

Wir brauchen auch erheblich mehr Verknüpfungsleistungen zur TenneT. Da kann ich nur ankündigen, dass wir derzeit die Zahlenbasis zum Netzausbauplan berechnen. Der wird im Laufe des Novembers veröffentlicht. Zurzeit kann ich keine konkreten Zahlen für das Bayernwerk nennen, weil das gerade in der Berechnung ist. Aber es ist schon massiv, nicht nur für die Einspeisung sozusagen zurück zu TenneT, sondern in ganz vielen Fällen in Bayern, Gott sei Dank auch für den Bezug, weil das in vielen Teilen der Engpass ist. Wir brauchen vom Übertragungsnetz mehr Bezugsleistung.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Danke schön. – Dann gab es an Herrn Mattner von Herrn von Brunn eine Nachfrage, wenn ich mich richtig entsinne.

Abg. Florian von Brunn (SPD): Ich hatte Herrn Mattner zu diesen gerade genannten Fragen auch angesprochen, insbesondere zur Abregelung der genehmigten Anlagen.

SV Florian Mattner (VBew): Also zur Zahl der Genehmigungen, die jetzt quasi davon betroffen wären, können wir nichts Genaues sagen, weil wir noch nicht genau wissen, welche Vorbehaltsregelung jetzt kommt. Wir hatten erst einen Leak, in dem andere Prozentsätze genannt wurden. Jetzt haben wir quasi den Entwurf, der durch das Gesetzgebungsverfahren läuft. Da werden wieder andere Prozentsätze aufgeführt. Aktuell vernehmen wir, dass es wieder stärkere Diskussionen

gibt. Also es ist relativ schwierig, das genau zu berechnen. Wenn wir jetzt die Karte vom BET nehmen, können wir jedenfalls für Wind relativ positiv schauen, dass da wahrscheinlich in Bayern zumindest keine Anlage, die bereits genehmigt ist, betroffen sein wird. Ansonsten haben wir da jetzt leider keine vertieften Zahlen.

Zu diesem Thema Effizienzvergleich kann ich dem Kollegen Kießling nur assistieren. Bislang kann der Netzbetreiber die Redispatch-Kosten in der Regulierung noch ansetzen. Das soll künftig dann nicht mehr möglich sein. Das bedeutet, je mehr Redispatch ich dann habe, desto schlechter ist es für meinen Effizienzvergleich. Deshalb habe ich natürlich einen Anreiz, das Netz auszubauen und gerade weniger in die Anlagen einzugreifen. Das macht eigentlich wirtschaftlich keinen Sinn. Darüber hinaus ist der Redispatch ein Thema der Versorgungssicherheit. Es geht nicht darum, irgendwie das Netzentgelt zu optimieren, sondern das Netz sicher zu fahren. Alles andere würde sich ein Anlagenbetreiber nicht gefallen lassen, würde auch Schadensersatzansprüche auslösen, wenn wir irgendwie aus solchen Themen heraus regeln würden.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Du meinst, es wäre ein Missverständnis.

Abg. Florian von Brunn (SPD): Weniger Redispatch, höhere Effizienzbewertung sozusagen, dann kann man auch mehr Erlöse behalten. Deswegen gibt es ja schon einen ökonomischen Anreiz, der ein Grund sein könnte dafür, den Redispatch-Vorbehalt zu machen. Darauf richtete sich meine Frage.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Okay. Möchten Sie es dann noch mal ergänzen, Herr Mattner?

SV Florian Mattner (VBEW): Nach den jetzigen Regelungen ist der Redispatch-Vorbehalt zeitlich begrenzt. Der Netzbetreiber muss das Netz auf jeden Fall in dieser Zeit ausbauen. Darauf zu spekulieren, diesen Vorbehalt zu nutzen, um sich Netzausbaukosten zu sparen, würde sich auf Dauer nicht lohnen. Also das halte ich nicht für ein Anreizinstrument, zumal es auch noch andere Instrumente gibt, wie eben diesen BKZ und Einspeiseentgelte.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Ich gehe der Reihe nach vor, ich denke, jeder kommt noch zu Wort. Ansonsten kommen wir ein bisschen in den Wald, wenn zu so vielen Themen gefragt wird. Ich werde einfach der Reihe nach bei den Experten und Expertinnen durchgehen und denke, das ist die sinnvollste Variante. Frau Professor Kemfert, Sie wurden von allen drei Abgeordneten angesprochen und gefragt. Sie haben das Wort.

Sve Prof. Dr. Claudia Kemfert (DIW Berlin): Vielen Dank. – Ich gehe zunächst auf die Frage von Herrn von Brunn ein. Da ging es darum, diese Debatte nicht nur auf die Alternativen Netzausbau oder Abregelung zu verengen. Es gibt eine ganze Reihe von Möglichkeiten, würde ich sagen, die vorhandenen Netze effizienter zu nutzen, bevor man neue Anlagen pauschal begrenzt oder auch die Abregelungsrisiken auf die Betreiber verlagert. Ich denke, da ist die Überbauung von Netzan-schlüssen beziehungsweise das Cable Pooling ein wichtiger Ansatz, das wurde auch schon genannt. Der Netzanschluss wird nicht nur auf die Summe aller theoretisch möglichen Leitungsspitzen dimensioniert. Es geht um Windenergie, Photovoltaik, Batteriespeicher. Die können sich beispielsweise einen Netzan-schlusspunkt teilen. Wind und Solar produzieren häufig zu unterschiedlichen Zeiten, und ein Speicher kann zusätzlich die Erzeugungsspitzen aufnehmen. Dadurch kann deutlich mehr Erzeugungsleistung an dieselbe vorhandene Netzkapazität angeschlossen werden.

Dazu gehören aber auch, das haben wir eben schon gehört, flexible Netzan-schlussvereinbarungen. Also, statt eine Anlage nicht anzuschließen, kann man ja vereinbaren, welche Anschlussleistung tatsächlich zur Verfügung steht und wie auch in wenigen Engpassstunden flexibel reagiert werden kann. Das ist dann etwas völlig anderes als eine pauschale oder langfristige Begrenzung der erneuer-baren Erzeugung.

Ich würde noch einen zweiten großen Hebel sehen. Das sind die Batteriespei-cher und die flexiblen Verbraucher. Also wenn Strom lokal zwischengespeichert wird oder der Verbrauch auch zeitlich verschoben werden kann, dann müssen die Erzeugungsspitzen nicht automatisch zu Netzengpässen führen. Aber auch Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Industrieprozesse oder Elektrolyseure können zunehmend auf die Netz- und Strommarktsituationen reagieren. Dafür brauchen wir allerdings Smart-Meter, eine Digitalisierung, eine intelligente Steuerung, Preis-informationen in Echtzeit, Netzentgelte in Echtzeit und so weiter. Schließlich ist auch dieser Effizienzvergleich der Netzbetreiber wichtig.

Wir haben es eben schon gehört, dass wenn die Redispatch-Kosten stärker in die Effizienzregulierung einbezogen werden, sollen gerade auch wirtschaftliche Anreize entstehen, diese Kosten durch Netzoptimierung, Digitalisierung, Flexibilität auch durch eine gezielte Netzverstärkung zu reduzieren. Wenn wir gleichzeitig mit diesem Redispatch-Vorbehalt die entschädigungspflichtige Abregelung billiger machen, ohne den physischen Engpass zu beseitigen, müssen wir sehr genau darauf achten, dass wir diesen Ansatz nicht schwächen.

Statt zu fragen, wie wir diese Abregelung möglichst günstig organisieren können, sollte die entscheidende Frage sein, wie wir mit der vorhandenen Netzinfrastuktur möglichst viel erneuerbaren Strom integrieren und den tatsächlichen Redispatch-Bedarf reduzieren können. Dafür ist diese Kombination nötig. Also kurz gesagt, es geht darum, die erneuerbaren Energien nicht ans starre Netz anzupassen, sondern das Stromsystem flexibler und intelligenter zu machen.

Zu Herrn Stümpfig, vielen Dank auch für diese Fragen. Bei der Finanzierung würde ich sehr konkret zwischen Erlösrisiko, Fremdkapitalrisiko und Eigenkapitalbedarf unterscheiden. Es ist schwierig, da so eine belastbare allgemeine Formel wie "der Kreditzins steigt um x Prozentpunkte" zu haben. Die gibt es derzeit, glaube ich, eher nicht. Die Banken warnen aber ausdrücklich vor höheren Risikopuffern, höheren Eigenkapitalanforderungen und auch geringeren Fremdkapitalquoten. In-sofern ist das Finanzierungsrisiko hier überhaupt nicht abstrakt. Wir haben sehr kapitalintensive Wind- und Solarprojekte, die langfristig durch erwartete Cashflows finanziert werden. Aber genau diese Cashflows werden durch diesen Redispatch-Vorbehalt unsicherer. Eine Bank wird jetzt nicht einfach darauf vertrauen, dass eine maximal mögliche Abregelung schon nicht eintreten wird. Die wird eher vor-sichtiger kalkulieren und setzt niedrigere gesicherte Erträge an und verlangt dann wahrscheinlich höhere Schuldendienstpuffer, reduziert möglicherweise die Fremd-kapitalquote und verlangt damit eben mehr Eigenkapital vom Projektentwickler.

Es gibt auch Banken, die schon ausdrücklich davor gewarnt haben. Aber das Ri-siko verschwindet nicht dadurch, dass der Netzbetreiber weniger Redispatch-Ent-schädigungen zahlt, das wandert in die Projektfinanzierung. Dort kommt es dann als höhere Risikoprämie, höhere Kapitalkosten und schließlich auch als höheres Ausschreibungsgebot an.

Wie teuer das insgesamt wird, lässt sich jetzt nicht genau beziffern. Es gibt ein paar Modellstudien, die schon sehr deutlich zeigen, dass sich gerade bei Freiflächen-PV, die Stromgestehungskosten um mehr als 10 % erhöhen können. Deswegen muss man sich die Gesamtsystemkosten ansehen. Wenn wir auf der einen Seite Redispatch-Entschädigungen einsparen, aber auf der anderen Seite

Milliardeninvestitionen mit höheren Kapitalkosten finanzieren müssen, kann das volkswirtschaftlich ein sehr schlechtes Geschäft sein, so würde ich es mal sagen.

Die Fragen von Herrn Nussel wurden gerade schon, glaube ich, durchs Bayernwerk beantwortet. Wir haben bei den Umspannwerken einen erheblichen Flaschenhals. Da würde ich Ihnen, Herr Nussel, uneingeschränkt zustimmen.

Zu diesen Flaschenhälsen. Wenn auf der Mittelspannungsebene viel Photovoltaik und Wind hinzukommt, muss diese Leistung über die Umspannwerke ins System transportiert werden. Das Problem ist aber nicht Geld, sondern vor allen Dingen ist es die Zeit. Sie haben es genannt. Also wenn das bis 2028 dauert, ist das alles viel zu lang. Ich denke, da müssten wir zweigleisig vorgehen. Erstens müssten die Umspannwerke vorausschauender geplant und auch schneller gebaut werden, inklusive Reserven für zusätzliche Transformatoren. Und zweitens dürfen wir nicht warten, bis jedes Umspannwerk fertig ist. Wie eben schon erwähnt, könnten wir durch diese flexiblen Netzanschlussvereinbarungen das alles früher ans Netz bringen. Wir könnten auch Wind, Solar und Speicher an gemeinsamen Netzanschlusspunkten überbauen, weil theoretisch Leistungsspitzen nicht permanent auftreten und diese dann gleichzeitig integriert werden können. Die Speicher können die Spitzen aufnehmen, flexible Verbraucher könnten sie auch nutzen. Dafür bräuchten wir allerdings, und dafür werbe ich auch in meinem Text, transparente digitale Netzkapazitätskarten. Also ein Projektierer sollte frühzeitig wissen, wo er anschließen kann, wo ihm nur flexible oder zusätzliche Kapazitäten zur Verfügung stehen.

Für mich wäre die eigentliche Beschleunigungsstrategie, dass man Netze optimiert, Umspannwerke modernisiert und vorausschauend verstärkt und die Anschlussverfahren digitalisiert, um tatsächlich die Optimierung voranzubringen. – Danke schön.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Vielen Dank. – Herr Dr. Müller.

SV Prof. Dr. Thorsten Müller (Stiftung Umweltenergierecht): Ja, vielen Dank. Ich versuche, die Fragen zusammenzufassen und würde als Erstes den Redispatch als Instrument betrachten, weil er aus meiner Sicht häufig falsch verstanden wird. Er ist ein Systemsicherheitsinstrument, das haben wir gerade gehört, aber er ist vor allen Dingen zweierlei. Er ist einerseits ein Effizienzinstrument, weil wir ganz bewusst die Netze nicht auf die letzte Kilowattstunde auslegen. Nach dem Energiewirtschaftsgesetz sind 3 % der Erzeugung nicht in der Netzplanung einzusetzen. Wir sparen also Investitionskosten in Netze und federn das über den Redispatch ab. Das ist zunächst ein Grundsatz, und deshalb ist Redispatch überhaupt nichts Unnormales oder Schlechtes, sondern ein Ausdruck eines effizienten Systems. Wir bringen ungefähr 97 % der erneuerbaren Erzeugung zu den Kunden. Die Differenz sind die 3 % gemäß Energiewirtschaftsgesetz.

Das heißt nicht, dass Hotspots unproblematisch sein können, aber im Grundsatz ist das erst einmal der Normalzustand, sowohl europarechtlich als auch im nationalen Recht. Darüber muss man sich klar sein, wenn man das einordnet.

Zweitens ist es ein Surrogat, und zwar für den nicht erfolgten bedarfsgerechten Netzausbau. Die Netze sind der energierechtlichen Logik immer folgend. Sie folgen der Anforderung von Verbrauch und Erzeugung. Wenn das nicht schnell genug passiert, dann wird das über den Redispatch vorübergehend gelöst. Also auch insoweit ist es ein Normalzustand und ein Surrogat. Die Kosten werden sozialisiert, und daraus – das ist neu, das betrifft die Frage von Ihnen, Herr von Brunn – soll gleichzeitig ein Anreiz zum Netzausbau erfolgen. Bisher werden diese Redispatch-Kosten als nicht beeinflussbare Kosten im Effizienzvergleich behandelt. Das heißt, für den Netzbetreiber spielen sie keine Rolle. Das ändert sich jetzt nach der Festle-

gung der Bundesnetzagentur, und das soll einen finanziellen Anreiz dafür liefern, schnell die Netze auszubauen, wenn man Engpässe hat.

Natürlich ist der Redispatch-Vorbehalt jetzt kontraproduktiv, weil er diesen Anreiz wegnimmt. In dem Umfang, in dem nicht zusätzliche Redispatch-Kosten entstehen, entsteht auch kein Anreiz, schneller die Netze auszubauen. Gleichzeitig verstehe ich die Zwickmühle, in der die Netzbetreiber sind, denn zaubern können sie auch nicht.

Die eigentliche Aufgabe der Bundesnetzagentur ist zu differenzieren, welche Redispatch-Kosten beim Effizienzvergleich zu betrachten sind. Die 3 %, die wir ohnehin in Kauf nehmen wollen, dürfen sich nicht negativ auf den Effizienzvergleich auswirken. Auch wenn eine Verpflichtung zum Netzanschluss besteht – das haben wir ja –, dann ist das für einen temporären Übergang erst einmal die Erfüllung der Pflicht und kann sich nicht negativ auf den Effizienzvergleich auswirken, aber nur befristet.

Wenn man an der Stelle differenzierte Lösungen entwickeln würde, würde man Anreize erhalten, aber auf bestimmte Effekte zielgenau reagieren. Das ist aber beim Redispatch, über den wir reden, wichtig zu verstehen. Genauso wichtig ist, dass sich an den drei Milliarden Euro Kosten überhaupt nichts ändert, sondern wir nur die zusätzlichen Anlagen betrachten. Da wird es eher um einen zweistelligen Millionenbetrag im Jahr gehen, den wir an Redispatch-Kosten einsparen können, weil das Gesamtsystem erhalten bleibt, so wie es ist.

Wo sich der Redispatch-Vorbehalt auswirkt, wissen wir nicht. Ich würde das gerne an zwei exemplarischen Beobachtungen verdeutlichen. Es ist aus meiner Sicht völlig unklar, wie das Gesetz zu verstehen ist. Ich verstehe es jedenfalls anders als E-Bridge offensichtlich. Denn das, was E-Bridge gerechnet hat, ist nicht das, was im Wortlaut des Gesetzes steht. Im Wortlaut des Gesetzes steht: Jedes Umspannwerk und die verbindenden Leitungen, an denen insgesamt 5 % Redispatch-Volumen abgeregelt wurde.

E-Bridge betrachtet das aber nicht insgesamt, sondern hat geguckt, an welchem Umspannwerk mindestens 5 % nur Wind an Land oder nur mindestens 5 % PV-Freifläche anfallen. Das ist was anderes, denn der Gesetzeswortlaut addiert. Das heißt, da sind viel mehr Umspannwerke betroffen, als wenn ich nur eine Technologie betrachte. Das zeigt an dieser Stelle sehr deutlich, dass der Gesetzentwurf offensichtlich nicht so klar formuliert ist, dass wir genau wissen, was gemeint ist.

Es kommt ein zweiter Effekt dazu. Die Frage, welche Anlagen betroffen sind, können wir nicht nur an den Genehmigungen festmachen, sondern jede Anlage, die zu dem Zeitpunkt der Festlegung des Netzverknüpfungspunktes nicht in einem Redispatch-Gebiet liegt, also in einem kapazitätslimitierten Netzgebiet, ist gar nicht von der Neuregelung betroffen. Deshalb wird diese Regelung erst zeitversetzt wirken. Die wird den Netzbetreibern kurzfristig gar nicht helfen und dann eine noch zusätzliche Unsicherheit schaffen.

Sie können davon ausgehen, dass ganz viele Anlagen, die heute weit in der Planung fortgeschritten sind, längst einen Netzverknüpfungspunkt in irgendeiner Form definiert haben. Da das Gesetz noch nicht wirkt, gibt es keine kapazitätslimitierten Netzgebiete und folglich ist auch keine der Anlagen, die heute diesen Netzverknüpfungspunkt mit dem Netzbetreiber schon vereinbart haben, von der Neuregelung betroffen. Das betrifft mit Sicherheit alle Anlagen, die schon Zuschläge haben, und es wird auch weitere Anlagen betreffen. Das heißt, diese Regelung wird erst in einigen Jahren überhaupt Wirkung entfalten, und dann wird sie eine Wirkung entfalten, die für alle nicht vorhersehbar ist. Denn dann sind all die, die wir noch nicht im Blick haben, auf einmal am Netz und verändern die Netztopografie

und Redispatch-Situation. Das ist, glaube ich, das, was am schwierigsten an dieser Regelung ist. Hinzukommt, dass es zeitlich nicht befristet ist.

Das Gesetz sagt, der Netzbetreiber kann das für sechs Jahre ausweisen, wenn in einem Fotojahr diese Redispatch-Schwellen überschritten worden sind. Das Gesetz sagt dabei nicht, dass er es nicht noch mal ausweisen kann. Das stellt das Gesetz nicht klar. Die Regelung kann zu einem Dauerzustand werden. Sie nimmt Anreize zum Netzausbau und führt zu Dauerzuständen. Das sind solche Dinge, von denen ich glaube, dass sie notwendigerweise gar nicht intendiert sind, die nicht gründlich diskutiert sind und die Fehlanreize schaffen. Deshalb blicken wir mit großen Sorgen auf das, was da ist.

Die Frage nach den Alternativen ist nicht einfach zu beantworten. Die Alternative ist: Nur der Netzausbau kann das Problem lösen. Der Netzausbau, den wir auf ein notwendiges Maß möglichst klein halten, um es effizient zu machen, ist die Anlagenauslegung, die ich vorhin schon ansprach. Das sind die Flexibilitäten und Speicher, die den Netzausbaubedarf reduzieren. Das müssen wir viel stärker in den Blick nehmen.

Herr Nussel, Sie haben das mit dem Ausbau gesagt, und das ist nicht nur ein Thema der Erneuerbaren, sondern wir brauchen die Anschlussleistungen vor allen Dingen auch für die Dekarbonisierung, Elektrifizierung von Gewerbe und Industrie. Wenn wir den Bereich viel stärker in den Blick nehmen, lösen wir mehrere Probleme auf einmal, und nicht nur, was wir jetzt bei Netzkapazitätslimitierungen haben, ein Problem mit dem Ausbau der Erneuerbaren. Deshalb, glaube ich, dass die Grundannahmen dieses Ansatzes infrage gestellt werden sollten.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Vielen Dank. – Nun spricht Herr Dr. Rauh als letzter der Experten, die bisher gefragt wurden. – Ich habe jetzt weitere sechs Abgeordnete auf der Liste. Also ich denke, an Fragen wird es uns nicht mangeln. Bitte, Herr Rauh.

SV Dr. Stefan Rauh (BIOGAS e.V.): Vielen Dank, Herr Nussel, für die Frage zum Thema Biogas und zu den Unterschieden im Norden und im Süden bezüglich des Fahrverhaltens.

Vorweggeschickt gibt es zwei Gründe, warum eine Biogasanlage zwischen Nullleistung und Maximalleistung fahren kann oder fahren wird. Das eine ist durch den Strommarkt ausgelöst. Das ist der Normalfall. Die Biogasanlagen befinden sich zu über 90 % in einem Direktvermarktungsmodell, im Marktprämienmodell, im EEG und fahren je nach Möglichkeit flexibel. Das heißt, sind die Strompreise hoch, wie am Abend, wenn nur die Gaskraftwerke am Netz sind, dann sind die Biogasanlagen aktiv und senken damit auch den Börsenpreis für alle Verbraucher, da sie den Bedarf an teuren Gaskraftwerken senken. Mittags gehen sie raus. Es gibt gewisse Unterschiede in der Fahrweise, sagen wir mal. Im Norden – ich habe es eingangs schon erwähnt –, sind die Strukturen etwas größer. In Niedersachsen und Schleswig-Holstein sind die landwirtschaftlichen Betriebe und die Biogasanlagen größer. Ich würde das mal vorsichtig formulieren, der Spezialisierungsgrad war etwas höher, schneller und insgesamt sind die Anlagen größer. Deswegen sind die besser mit Speichern und auch mit Wärmespeichern ausgestattet, sodass das vielleicht ein Anlass sein kann, warum die Anlagen im Norden eher diese 0-1-Fahrweise haben, während im Süden die größeren Anlagen das ebenfalls machen, während bei kleineren Anlagen es durchaus zu Restriktionen kommt, auch aus Gründen der Baurechtsanforderungen, da sie da noch gewisse Lasten fahren, um gewisse Anforderungen zu bedienen.

Das ist der eine Grund, strommarktbedingt, hat jetzt aber nichts mit den Netzen zu tun. Das andere ist netzbedingt. Wenn das Netz überlastet ist, sei es wegen Wind, wenn wir jetzt in den Norden gehen, ist es der Wind, was da hauptsächlich ein Thema ist, was auch sehr früh ein Thema war, wo die Biogasanlagen abgeregelt werden. Im Süden sind es vermehrt die PV-Anlagen – über die Regionen haben wir schon gesprochen –, die dann auch abgeregelt werden. Hier können Biogasanlagen, das ist aber unabhängig sowohl im Norden als auch im Süden, Scheiben nennen bezüglich des Bedarfs an Wärme, wo sie dann eben nicht oder bis zu einem gewissen Maße abgeregelt werden. Das kommt dann wieder zusammen mit der Unterscheidung Norden und Süden und Größe der Anlage, dass die Anlagen im Süden vielleicht weniger Wärmepuffer haben, sodass sie tatsächlich dann auch mal fahren, wenn das Netz voll ist, wo sie normalerweise nicht fahren würden, weil die Preise ja auch niedrig sind.

Wo man auch einen kleinen Unterschied hat zwischen Norden und Süden ist aktuell der Zugang zum Netz, denn die meisten Biogasanlagen sind am Netz, benötigen aber einen Netzanschluss für zusätzliche Kapazitäten. Da sieht man schon Unterschiede zwischen Norden und Süden. Aus dem Norden hat man lange nichts gehört, dass es ein Problem war, diese Kapazitäten zu stellen, weil dort der Netzzubau wegen des starken Windzubaues schneller war als im Süden. Während wir hier bei NPV-Gebieten nach wie vor Engpassgebiete haben.

Mittlerweile haben wir aber auch im Norden wieder Probleme bei Biogasanlagen, die den Netzanschlusspunkt überbauen wollen. Hier soll ein wirklich voll dynamischer Netzanschlussvertrag eine Lösung sein. Herr Kießling, ich glaube, Sie sind da auch im Austausch mit den Kollegen aus dem Norden, aus dem Schleswig-Holstein-Netz. Es wird ein komplettes Gebiet dann irgendwann ausgerollt werden, wo dann dynamischer auf die tatsächlichen Lasten am Netz und nicht, wie die Verträge jetzt gestaltet sind, relativ statisch reagiert wird. Das heißt, hier ist eine Entwicklung sichtbar, und die brauchen wir, glaube ich, dringend.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Vielen Dank. – Wir haben jetzt als Nächstes die Kollegin Schreyer, dann Herrn Köhler und Herrn Lausch in dem nächsten Block. Bitte, Frau Kollegin Schreyer.

Abg. Kerstin Schreyer (CSU): Meine Fragen richten sich an Andreas Kießling. Herr Dr. Kießling, Sie haben am Anfang einen Vergleich mit Spanien gemacht. Ich habe das leider nicht ordentlich genug mitgeschrieben. Wie war das mit dem Netzausbau? Was war das für ein Vergleich?

Sie sagten auch, dass Sie bei 80 % Ihres Gebietes den Redispatch nicht hätten. Wissen Sie, wie das bei den anderen ist? Denn was bei uns Abgeordneten aufschlägt, vermittelt das Gefühl, als wäre nahezu jeder irgendwie belastet bzw. als hätte man das ständig.

Ein weiterer Punkt ist das Zuteilungsverfahren. Sie haben das Zuteilungsverfahren von Windhund auf ein, wie ich finde, sehr durchlässiges Verfahren geändert, das auch nachvollziehbar ist. Dazu werden Sie mir vermutlich nach den wenigen Wochen noch nicht über Erfahrungen berichten können. Wenn wir jetzt in Berlin aber Regelungen diskutieren, dann müsste man allerdings doch erst einmal schauen, wie sich Ihr Verfahren verändert. Ich bitte Sie diesbezüglich um eine Einordnung.

Abg. Florian Köhler (AfD): Meine Fragen richten sich an Herrn Mock.

Erstens. Im Gesetz soll eine Deckelung der Pachten für Windanlagenstandorte eingeführt werden. Das könnte und würde wahrscheinlich bisher vereinbarte Pachten deutlich senken. Eine analoge Regelung für PV-Anlagen und Biomasseflächen ist nicht vorgesehen. Welche Erfahrungen haben Sie mit den Pachten in Nord-

deutschland? Wie entwickeln sich die Pachten für Wind, PV und Biomasse? Was sind die Ursachen für den Anstieg, und welche Folgen hat dies für Landwirte und Grundstückseigentümer?

Zweitens. Wie bewerten Sie einen verstärkten Einsatz von Batteriespeichern zum Ausgleich volatiler Wind- und Solarstromerzeugung? Welches System, welcher Wirkungsgrad, welcher Lebenszyklus und welche Netzkosten müssen dabei aus Ihrer Sicht einbezogen werden?

Drittens. Wind- und Solarenergie werden politisch teilweise als "Freiheitsenergien" bezeichnet. Wie bewerten Sie diese These mit Blick auf Importabhängigkeiten bei Rohstoffen, Komponenten, gesicherter Leistung und Netzinfrastruktur?

Abg. Josef Lausch (FREIE WÄHLER): Ich habe Fragen an Herrn Stefan Rauh vom Fachverband BIOGAS.

Bei mir ploppen auch mehr Beschwerden hinsichtlich der Bürokratie bei Biogasanlagen auf, die den Alltagsbetrieb deutlich erschweren – Stichwort: Viertelstundenregelung usw. Damit sind Betreiber, Direktvermarkter, Netzbetreiber tatsächlich faktisch überlastet. Ploppt das bei Ihnen im Fachverband ebenfalls auf?

Kann der Fachverband BIOGAS schon abschätzen, wie es sich konkret auf den Biogasanlagenbestand in Bayern in Anzahl und Megawatt auswirken würde, wenn das EEG in der jetzigen Fassung käme? Könnten Sie auch die Rolle der Bundeswirtschaftsministerin Reiche hier kurz beurteilen?

Dann habe ich eine Frage zur Südquote; ich hatte dazu erst gestern mit dem Landesverband Erneuerbare Energien ein längeres Gespräch wegen der Windenergie im Süden. Es steht hier auch die Rechtssicherheit im Raum – ich weiß nicht, ob das diskutiert wurde, denn ich musste den Saal gerade kurz verlassen –, weil die Förderrichtlinien der EU diese Südquote nicht zulassen würden. Mir ist von einer namhaften Rechtsanwaltskanzlei ein Gutachten, eine gutachterliche Stellungnahme zugegangen, wonach dies nach den beihilferechtlichen Grundlagen sehr wohl genehmigungsfähig wäre. Wie sehen Sie das?

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Vielen Dank. – Das ist jetzt ein wenig übersichtlicher. Wir hatten die Fragen von Frau Schreyer an Herr Kießling, von Herrn Köhler an Herrn Mock und von Herrn Lausch an Herrn Rauh. Insofern haben Sie, Herr Kießling, das Wort.

SV Dr. Andreas Kießling (Bayernwerk AG): Mein Vergleich zu Spanien bezog sich auf die installierte PV-Leistung, die auf unser 110-kV-Netz wirkt, das heißt, auf das Bayernwerk-Netz inklusive der nachgelagerten Netzbetreiber. Wir haben ungefähr 160 nachgelagerte Netzbetreiber wie zum Beispiel Stadtwerke. Da ist es so, dass 27.000 Megawatt an unserem Netz wirken, an unser Netz angeschlossen sind. Das ist in etwa die Hälfte der installierten Leistung wie in Spanien – das war der Vergleich –, was die erhebliche Leistungsfähigkeit unseres Netzes zeigt.

Es kommen in der Spitze mindestens 13.000 Megawatt bei uns tatsächlich an. Diese müssen wir zum Teil in das Netz der TenneT hochtransformieren. In der Spitze sind das ungefähr 7.000 Megawatt. Wir speisen dort also locker fünf bis sechs Kernkraftwerksblöcke tagsüber zurück. Daran sieht man, wie wahnsinnig stark sich das System gewandelt hat und wie leistungsfähig es ist.

Dennoch gibt es natürlich einen Redispatch. Meine Aussage zu den 80 % bezog sich auf die Kriterien, die in dem Gesetzentwurf zu den kapazitätslimitierten Gebieten vorhanden sind. In diesen Gebieten werden mehr als 5 % der Jahresmenge

entsprechend abgeregelt. Bei PV wären das in der Auslegung, die jetzt E-Bridge genommen hat, ungefähr 20 % der Fläche des Bayernwerk-Netzes, die davon betroffen wären, und 80 % nicht. Beim Wind haben wir die Situation – zumindest war das 2024 der Fall –, dass gar kein Gebiet von uns betroffen wäre.

Gleichwohl kommt ein Redispatch in geringerem Umfang auch in anderen Landesteilen natürlich immer wieder einmal vor. Deswegen gibt es das also in anderen Landesteilen, aber eben nicht in dieser Hotspot-Ausprägung. Ich würde dem Kollegen Müller, der sagte, das würde ins Leere laufen, weil immer mehr Gebiete darunterfallen würden, deshalb insoweit widersprechen. Das ist nicht unbedingt unsere Erfahrung, sondern wir sehen schon, dass in den Hotspot-Gebieten der meiste zusätzliche Redispatch-Bedarf anfällt. Außerdem ist das durchaus eine dynamische Situation, weil zum Beispiel durch einen erfolgten Netzausbau Gebiete auch wieder herausfallen.

Sechs Jahre sind für einen 110-kV-Netzausbau nicht unambitioniert, obwohl wir in Bayern dabei wirklich gute Schritte vorangekommen sind. Denn es sind nicht nur die Genehmigungsverfahren, die häufig ein Problem darstellen, sondern beispielsweise auch die Grundstücksverfügbarkeiten. Gerade bei den Umspannwerken, die Herr Nussel angesprochen hat, ist das eigentlich die Hauptherausforderung.

Nichtsdestoweniger sind wir in Bayern sehr viel schneller geworden. Heute geht durch die Presse, dass BMW sein Werk in Irlbach ans Netz nimmt. Auch da wird natürlich stromversorgt, und wir haben dort in Rekordzeit ein UW, das erste genehmigungsfreie Umspannwerk in Bayern, hingestellt. Insofern legen wir auch hier an Tempo zu.

Zum Zuteilungsverfahren kann ich leider noch keine Erfahrungen teilen. Wir haben dieses Verfahren Mitte August angekündigt, und die Antragsphase startet am 12. Oktober. Da werden wir außerdem eine Transparenzkarte über die verfügbaren Netzkapazitäten veröffentlichen. Frau Kemfert hat das auch angefordert. Ich bin jedoch ein wenig skeptisch. Man wird es nicht schaffen, zu sagen: "An dem und dem Ort wird das Netz 4 MW-frei", weil die Netzsituation viel zu dynamisch ist. Wie viele Anfragen liegen gleichzeitig vor? An so etwas kann man sich schon in etwa orientieren.

Auf der Bundesebene ist beim Gesetzgebungsverfahren wichtig – der Kollege Mattner sagte es bereits –, dass wir uns gewisse Freiräume behalten, um zum Beispiel zwischen der ÜNB- und VNB-Ebene zu unterscheiden. Ich glaube, dass die Diskussionen im Bund aber in die richtige Richtung gehen.

Allerdings macht es einfach einen Unterschied, ob man wie die Übertragungsnetzbetreiber wenige Dutzend Großkunden hat. TenneT hat veröffentlicht, 72 Anfragen für ihr Reifegradverfahren zu haben. Das hätte ich auch gerne. Ich habe das jetzt ein wenig ironisch gesagt und meine das nicht so, denn natürlich sind das hochkomplexe Großprojekte. Bei uns laufen vielleicht 720 oder 1.720 pro Vergabezyklus aus; wir werden es sehen. Das bedarf einfach eines ganz anderen Vorgehens. Bei uns ist von Klein bis Groß alles dabei, und wir brauchen weiter Flexibilität und eine verteilnetzbetreibergerechte Lösung.

SV Thomas Mock (Bundesinitiative Vernunftkraft e.V.): Vielen Dank für die Gelegenheit, auf die Fragen zu antworten. – Vorweg eine kurze Erklärung zum System: Warum sind momentan viele Ausschreibungen und die Ausschreibungsmengen insbesondere in Bayern nicht mehr berücksichtigt? Meines Erachtens hängt das damit zusammen, dass man vor vier Jahren den NRW-Kohleausstieg auf 2030 vorgezogen und die dortige Koalition dann die Rahmengesetzgebung für viele vereinfachte Genehmigungen massiv ermöglicht hat.

Inzwischen wurden mehrere Tausend Megawatt Windanlagen genehmigt. Natürlich drängten alle in die Ausschreibungen hinein und führten damit eine Verknappung herbei, die wiederum zum Nachteil Bayerns führte. Es ist also eine Folge des Kohleausstiegs, des vorgezogenen Kohleausstiegs in NRW, unter den dortigen Bemühungen besonders viele Windanlagen zu genehmigen und in die Ausschreibungen der Bundesnetzagentur zu schicken – zum Nachteil von Bayern. Das muss man sehen.

Ein weiterer Grund dafür, warum das so knapp wurde, ist, dass die Anlagen immer größer wurden. Eine Ausschreibung beteiligend einer Anlage mit drei Megawatt, wie früher üblich, oder heute mit sieben Megawatt, führt natürlich dazu, dass sich die Menge automatisch verdoppelt, mehr als verdoppelt und dementsprechend die Kapazität der Ausschreibungen knapper wird. Je größer die Anlagen mit sieben Megawatt eben sind, umso knapper wird am Ende für alle Beteiligten das Gesamtbudget der Bundesnetzagentur, das zu verteilen ist. Die Menge und die Effizienz der Großanlagen, die auch aufgrund der dritten Potenz, der hohen Windgeschwindigkeiten, der achtfachen Stromerzeugung, die damit zusammenhängt, sehr viel mehr Strom produzieren, bleibt aber natürlich.

Mit anderen Worten: Hier ist auch zu sehen, dass der Kohleausstieg, der vorgezogene Kohleausstieg, der ja begrüßt wurde, eine Konsequenz hat, die man vorher vielleicht nicht gesehen hat. Diese Konsequenz ist aber zu tragen, und sie stellt einen Teil des Gesamtsystems dar.

Ich komme jetzt zu den an mich gerichteten Fragen.

Zu den Pachten: Der Hype bei den Pachten hat seine Grundlage in Habecks EEG vom 24.12.2022. Darin wurde die EEG-Vergütung Wind-Onshore um 25 % angehoben. Das bedeutet wiederum, dass der Höchstsatz durch diesen Bundestagsbeschluss auf bis zu 7,25 angehoben wurde. Herr Müller, der Präsident der Bundesnetzagentur, hat das am 27.12.2022 – es lag also kein Werktag dazwischen – mit einem Beschluss umgesetzt, sodass den Projektierern von diesem Zeitpunkt an 25 % mehr Geld zur Verfügung stand.

Um die Flächen und die Realisierung zu sichern, hat das natürlich zu einem Hype bei den Pachten geführt. Das führte aber auch zu erheblichen Nachteilen bei denjenigen, die die Betroffenen waren, und das waren insbesondere die Landwirte.

Diejenigen Landwirte, die das Glück hatten, nun besonders hohe Pachten zu erzielen – in verschiedenen Medienberichten wurde kolportiert, dass das in den ersten zwei, drei Jahren bis zu 500.000 Euro pro Anlage pro Standort für eine Sieben-Megawatt-Anlage gewesen seien –, bekamen derart viel Geld für einen Standort oder für zwei oder drei Standorte, dass sie damit die Nachbarlandwirte aufkaufen konnten. Wenn sie nicht aufkauften, haben sie bei den nächsten Gelegenheiten bei Pachtverlängerungsverträgen den Nachbarn die Pachtverträge weggepachtet, weil sie viel mehr Geld durch die Einnahmen aus diesen Windpachtverträgen usw. hatten.

Das ist eine äußerst ungesunde, sehr unsoziale Entwicklung, die vor allem in Norddeutschland zu sehen war. Ich kann mir nicht vorstellen, dass das in Bayern sehr viel günstiger oder schöner gesehen wird. Im Gegenteil: Diese extrem hohen Vergütungen, die gar nicht notwendig waren, weil sie auch zu extremen Gewinnen geführt haben, hatten höchst unsoziale Folgen.

Darüber hinaus ist es so, dass das natürlich insgesamt ein System und ein Problem ist. Die Pachten sind seit über zehn Jahren und insbesondere in den letzten fünf Jahren und die Preise durch das EEG insgesamt so dramatisch gestiegen

– sprich: durch PV, durch Biomasse, durch Wind –, dass die Pachten für die Landwirte zu einem großen Problem wurden. Es ist aber auch die Wirtschaftlichkeit für viele Landwirte ein Problem geworden, und zwar insbesondere dann, wenn sie eben nicht durch EEG-Pachten bevorteilt wurden, die markttypische Geldflüsse ermöglichen.

Die Folge ist, dass diese Kosten irgendwo erwirtschaftet werden müssen. Diejenigen Landwirte, die das nicht können, werden erst recht verkaufen oder ihre Pachten an solche Landwirte verlieren, die eben über EEG-Einnahmen über mehr Geld verfügen. Das ist meines Erachtens eine große Verwerfung innerhalb der Landwirtschaft bzw. unter den Landwirten.

Zu den Fragen hinsichtlich der Batterien: Bei den Batterien bin ich inzwischen auch bekehrt. Das EEG entwickelt sich durch die Batterien zu einer finanziellen Ewigkeitslast. Vor wenigen Jahren waren Batterien gar kein Thema; die Energiewende sollte ohne Batterien stattfinden. Plötzlich sollen Batterien nun das EEG retten. Wenn man sich die Situation genauer ansieht, dann halte ich diese Rettungsaktion durch Batterien für sehr zweifelhaft.

Der Batteriehype beruht auf erheblichen Subventionen unter anderem durch erlassene Netzentgelte. Das ist also noch ein Subventionssystem, das mit dem Narrativ erkaufte, den so wertvollen Windstrom durch das Speichern in Batterien irgendwie zu retten. Tatsächlich ist nach meiner Überzeugung aber das Ziel, mit den subventionierten Batterien das EEG-System als Basissubventionssystem zu retten; das heißt, jede Kilowattstunde einer Windanlage subventioniert zu bekommen und weiterhin zu stützen.

Ein additives Subventionssystem durch solche Batterien stützt ein schon bestehendes Subventionssystem. Das wird durch zwei ineinander abhängige und verflochtene Subventionssysteme zu einem subventionierten Ewigkeitssystem. Dabei steht die Subventionierung von Windanlagen seit 1991 mit EEG-Garantie der Bundesnetzagentur von heute an für 22 weitere Jahre bis 2046. Das heißt, wir haben ein Subventionssystem von 1991 bis 2046 und damit ein 55 Jahre andauerndes Subventionssystem, das jedes Jahr noch um ein Jahr länger ginge.

Wie lange soll das noch gehen? Kann da der Vertrauensschutz überhaupt noch gerechtfertigt sein? Müsste der Vertrauensschutz nicht mit einem Fragezeichen versehen werden?

Das Subventionssystem mit dem sogenannten Kohlepfennig, über das immer wieder diskutiert wurde, dauerte nur 21 Jahre. Es wurde 1974 eingeführt und ist mit Ablauf des Jahres 1995 ausgelaufen – aufgrund einer historischen Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts, die diese Zahlung nämlich Sonderabgabe darstellte. Der Bundesregierung wurde eine Übergangsfrist eingeräumt, weshalb der Kohlepfennig letztmalig im Jahre 1995 erhoben wurde. Danach wurden die verbleibenden Steinkohlesubventionen direkt aus dem Bundeshaushalt finanziert. Genau deshalb wird seit 2023 auch das EEG offiziell aus dem Bundeshaushalt finanziert.

Früher war es, wie wir vielleicht noch wissen, in der Stromrechnung transparent und für den Bürger nachvollziehbar. Heute ist es intransparent und kaum noch nachvollziehbar, wie das alles finanziert wird.

Der KTF, der Klimafonds, der zwischendurch – zwischen Mitte 2022 und 2023 – eingegriffen hat, ist mittlerweile auch durch den Bundeshaushalt abgelöst worden. Das EEG wurde dann nicht mehr mit dem KTF finanziert, und die Gelder aus der CO₂-Steuer wurden insoweit frei. Dennoch erfolgte keine Umsetzung der Rückzahlung der Einnahmen aus der CO₂-Steuer an die Bürger, obwohl das vielfach ver-

sprochen wurde. Stattdessen wurden damit vielfach NGO-Projekte und ähnliches finanziert, wodurch eine grüne Klientelpolitik zum Nachteil der Bürger erfolgt bzw. verfolgt wird.

Des Weiteren ist es aus meiner Sicht ein Witz, wenn für kurzfristige Störungen im Netz, verursacht durch volatile Windanlagen, ausgerechnet Batterien – subventioniert – als ausgleichende Lösung angeboten werden. Denn ohne die Volatilität der Windanlagen und ihrer Probleme käme es erst gar nicht zu den Störungen und man bräuchte keine Batterien.

Außerdem ist bei Batterien Scope 3 einzubeziehen. Das bedeutet eine hohe Zerstörung der Umwelt zur Gewinnung der Rohstoffe, Verminderung der Trinkwasser in den betroffenen Regionen, Einschränkung der Rechte der Indigenen, nur kurze Lebenszeiten der Batterien von 12 bis 15 Jahren sowie hohe Umwandlungsverluste beim Ein- und Ausspeisen von insgesamt bis zu 30 %. Dadurch wird der Strom automatisch erheblich verteuert.

Das ganze System und dementsprechend auch der Strom werden verteuert. Diese Perspektive ist für Investitionen für die Industrie in Deutschland Gift.

Zur Frage betreffend "Freiheitsenergien": Auch da sehe ich das sehr kritisch. Windanlagen sind Anlagen, die uns in die Unfreiheit führen. Eine rasante Abhängigkeit von China, von PV und von inzwischen 50 % der Anlagenteile aus China gemäß einer Studie von IW Köln macht die ganze Situation für uns dramatisch. Wenn wir also nur noch Wind- und Solaranlagen haben wollen, befinden wir uns in voller Abhängigkeit, wie wir das nie zuvor gesehen haben. Selbst von Russland waren wir nie so abhängig, wie wir es dann von China werden könnten.

Vor diesem Hintergrund muss man die Alternativen sehen, die damals immer bestanden. Gas und Öl aus Norwegen, autonomer Strom aus Atomkraftwerken sowie Braunkohle: damit war und ist Deutschland vom Mining im Tagebau bis hin zum Kraftwerk und der entsprechenden Stromverteilung zu 100 % autonom und von geopolitischen Einflüssen vollkommen unabhängig bis 2030.

Gerade diese Kraftwerke könnten als Grundlastkraftwerke auch die Basis einer systemischen Elektrifizierung für die Zukunft darstellen. Die drei großen 1.000-Megawatt-Blöcke – BoA-Blöcke, braunkohleoptimierte Anlagentechnik – würden mit hoher Effizienz eine weitgehende Ermöglichung der Elektrifizierung unterstützen. Da diese aufgrund ihrer modernen Technik auch fast wie Gaskraftwerke hoch- und heruntergefahren werden können und ein Weiterbetrieb noch 40 Jahre möglich wäre, weil sie erst 20 Jahre alt sind, sollten wir den Fehler aus dem AKW-Ausstieg hier nicht ohne Weiteres wiederholen.

Dabei spreche ich nicht für die Kohle. Ich spreche einzig allein aus der wirtschaftlichen Notwendigkeit der dramatischen Entwicklungen heraus, die wir in diesem Land derzeit sehen. Wir müssen der Industrie mit preiswerterem Strom, mit einer Perspektive dringend helfen, bevor die Industrie komplett abgewandert ist, die wir nicht zurückholen.

Mein letzter Punkt ist: Im Rheinischen Revier zwischen Köln und Aachen liegen noch 45 Milliarden Tonnen Braunkohle mit einer Wertschöpfung von über 1.000 Milliarden Euro. Mit diesem Rohstoff ist Deutschland das rohstoffreichste Land Europas. Der Niedergang der energieintensiven Industrie ist dem Kohleausstieg schon 2030 zu verdanken. Hier leidet derzeit besonders das Land NRW als ehemals das Land mit der energieintensiven Industrie, aber mittelfristig sicher auch Bayern.

Der vorgezogene Kohleausstieg 2030 in NRW wird für Bayern auch deshalb sehr teuer, denn Bayern wird dann im Länderfinanzausgleich das verarmte NRW noch in erheblich höherem Umfang als bisher unterstützen müssen. Das wird sehr viel teurer als die nächste Olympiade in München.

SV Dr. Stefan Rauh (BIOGAS e.V.): Eine der an mich gerichteten Fragen ging in Richtung Bürokratie bei Biogasanlagen, Betriebsviertelstunden. Die entsprechende Regelung wurde im EEG 2023 eingeführt. Der Hintergrund war der Wunsch, Biogasanlagen in die Flexibilität zu zwingen unter der Annahme, sie würden nicht flexibel fahren. Das wurde getriggert durch die grüne Linie, die Sie vielleicht aus vielen Grafiken kennen, mit welcher Leistung Biomasse fährt. Diese Linie ist jedoch nur geschätzt, da die Anlagen aufgrund der geringen Größe nicht konkret dargestellt werden können.

Es ist auch so, dass Biogasanlagen lange nicht flexibel fahren mussten, da die Preissignale an den Märkten nicht so deutlich waren, wie sie es jetzt sind. Jetzt sind Anlagen deutlich flexibler als vor zwei, drei, vier, fünf Jahren unterwegs, und das ganz ohne Betriebsviertelstunden.

Die Regelungen, die wir kennen – Höchstbemessungsleistung, Flexprämie, die es im alten EEG und in den vorherigen EEGs gab –, haben dazu geführt, dass vor allem die Anlagen in der Anschlussförderung auch ohne Betriebsviertelstunden nahezu komplett einen Null-Eins-Betrieb fahren. Das bedeutet, dass sie bei niedrigen Preisen mittags komplett herausgehen.

Die Betriebsviertelstundenregelung war daher voreilig, vollkommen unnötig und hat einen Systemwechsel bedingt: komplett neue Rahmenbedingungen, auf die sich die Anlagenbetreiber erst einstellen mussten mit all den Unsicherheiten, die damit einhergehen und die damit einhergehen, dass das Betriebsviertelstundenmodell deutlich einschränkender ist.

Es wird nahezu planwirtschaftlich festgelegt, welche Betriebsviertelstunden man fahren sollte, und das muss anhand einer möglichen Glaskugel prognostiziert werden. Das heißt, das geht sehr weit weg vom tatsächlichen Markt und behindert eher den Marktzugang, als dass er hilft, gerade wenn man noch andere Restriktionen außerhalb des Strommarktes wie die Wärmeversorgung im ländlichen Raum hat.

Von daher war das eine Bürokratie, die definitiv nicht notwendig war. Vor allem hat das auch für Unsicherheit gesorgt, die zu einer sehr schlechten Stimmung bezogen auf dieses damalige Biomassepaket führte.

Damit komme ich zur Antwort auf die Frage, welche Folgen es haben kann, wenn es jetzt keine Verbesserungen allgemein im EEG gibt.

Wir haben eine Grundstimmung, von der man sagen kann: Ein Drittel der Anlagen sieht für sich eine Perspektive. Ein Drittel ist unentschlossen bis skeptisch. Ein Drittel ist gerade in Bayern eher der Ansicht, aufzuhören, wenn es nicht tatsächlich besser wird. Das ist zwar sicher eher bezogen auf die Anlagenanzahl als auf die Leistung, aber das zeigt dennoch ein sehr kritisches Bild gerade für die kleineren Anlagen, die eben sehr stark verwurzelt sind und standortangepasst betrieben werden.

Zur Frage nach der Position von Frau Reiche: Frau Reiche hat Biogas, Biomasse eigentlich überhaupt nicht auf dem Schirm. Sie hat den Bedarf an Kapazitäten erkannt, um einen Ausgleich der Fluktuierenden mitgestalten zu können. Leider setzt sie dabei aber nur auf die fossilen Gase. Aus meiner Sicht greift das viel zu kurz, weil diese fossilen Gase bzw. überhaupt die fossilen Energien eben nicht günstig,

sondern gerade auch perspektivisch gesehen teurer sind. Deswegen passt also diese Ansicht von Reiche nicht, wenn sie sagt: Es ist der Weg, alle Preise nach unten zu bekommen, indem man hier auf die Fossilen setzt.

Wir müssen verstärkt auf die Erneuerbaren insgesamt setzen. Wir müssen aber auch weiterhin verstärkt auf Biogas in allen Kombinationen setzen.

Es ist vielleicht tatsächlich auch die Person Reiche, die Biogas kritisch sieht. Denn im BMWi steht man neuen Regularien durchaus aufgeschlossen gegenüber und denkt unter anderem an Kombinationen mit Batteriespeichern und Biogasanlagen. Da wird jetzt also vieles durchdacht. Wenn man sich die Reden im Bundestag bei der ersten Lesung angehört hat, konnte man ebenfalls feststellen, dass es durchaus auch für die Bundesregierung Aspekte gibt, hier noch zu Verbesserungen zu kommen.

Auf diese Verbesserungen setzen wir. Dazu gehört auch die Südquote im Bereich Wind. Hierzu gibt es ein Gutachten, das vom LEE in Zusammenarbeit mit dem BWE erstellt wurde. Danach ist diese Südquote oder auch Südsegmentierung möglich. Wenn es tiefer gehen soll oder es noch Fragen gibt, dann würde meine Kollegin Frau Lubberger antworten, die an diesem Gutachten deutlich näher dran ist.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Danke schön. – Ich habe jetzt auf der Redeliste den Kollegen Vogel, den Kollegen Stümpfig, Herrn Ludwig und Herrn Köhler. Gibt es weitere Wortmeldungen? – Das sehe ich nicht. Angesichts der Zeit werde ich Sie alle nacheinander aufrufen. Steffen Vogel, bitte schön.

Abg. Steffen Vogel (CSU): Sehr geehrte Frau Vorsitzende, ich muss um 13:00 Uhr gehen, und wahrscheinlich höre ich deshalb die Antwort auf meine Fragen nicht mehr. Ich bin Vorsitzender der Enquetekommission Bürokratieabbau. Wir haben heute die letzte Sitzung, und es war bei der Festlegung dieses Sitzungstermins nicht absehbar, dass vorher diese Anhörung stattfindet.

Ich möchte darauf eingehen, was der Sachverständige Mock mit einem leidenschaftlichen Plädoyer gegen Batteriespeicher angesprochen hat. Nach meiner Überzeugung, und da bitte ich einfach um eine Rückmeldung, kann Speicherkapazität doch der Schlüssel sein, um das Netz zu entlasten. Bei mir in Franken wollen sie jetzt zehn Windkraftanlagen bauen, aber sie kommen nicht so richtig ins Netz. Wenn man einen ausreichend großen Speicher hätte, könnte man sagen: Wenn sich die Windräder drehen, wird der Speicher vollgemacht, und wenn nachts nichts läuft, kann man den Strom wieder herausgreifen.

Wir fliegen zum Mond, wir machen, was weiß ich was. Das einfache Prinzip der Speichertechnik in einer größeren Ordnung bringen wir technisch aber nicht hin. Woran liegt das? Die Speichertechnik kann oder muss doch eigentlich der Schlüssel sein. Damit haben wir doch eine deutliche Entlastung, weil wir dann entsprechend, wie Sie das vorher sagten, nur abrufen, wenn wirklich etwas gebraucht wird oder wenn es wirtschaftlich ist.

Deshalb lautet meine Frage an diejenigen, die sich berufen fühlen, darauf zu antworten: Sehen Sie die Speichertechnik als große Chance? Ich verstehe einfach nicht – ich bin Jurist und kein Techniker –, warum wir technisch in der Lage sind, unglaubliche Sachen auf der Welt zu machen, aber das Prinzip einer Speichertechnik, einer Batterie in größerem Umfang nach meinem Eindruck nicht so richtig hinbekommen.

Abg. Martin Stümpfig (GRÜNE): Ich möchte zum Netzausbau nachfragen. Im Prinzip geht es mir ein wenig um Daumenschrauben. Ich komme aus dem Raum Landkreis Ansbach, und wir haben vor zwei Jahren mit unserem Regionalen Planungsverband 60 neue Flächen für die Windkraft ausgewiesen. Wir sind ein Hotspot-Gebiet; unsere Stromnetze in Westmittelfranken sind voll mit Solarstrom. Es sind aber ganz negative FCAs, also flexible Einspeisetarife, die der dortige Netzbetreiber, die N-ERGIE, hier abschließt. Was noch dazukommt, wenn der Redispatch-Vorbehalt kommt, sind die Ausschreibungen, in die man nicht hineinkommt.

Das alles läuft also Gefahr, dass hier der Windausbau in Bayern tot ist. Wenn das so kommt, ist meine Befürchtung, dass die ganze Arbeit, die wir geleistet haben, umsonst war. Das wäre sehr dramatisch. Deswegen möchte ich die Expertinnen und die Experten fragen: Inwieweit könnte man im EEG, im Netzpaket Daumenschrauben haben, damit die Netzbetreiber hier mehr tun?

Sie sagen: "Ich brauche eine gewisse Zeit, um eine 110-kV-Leitung zu bauen." Das verstehe ich, Herr Kießling. Es gibt aber andere Maßnahmen; unter anderem regelbare Ortsnetztrafos und die Speicher.

Wie schaffen wir es, dass ein Netzbetreiber wirklich Interesse hat, einen Speicher ins Netz zu lassen? Wie schaffen wir es, dass er ein FCA macht, in dem nicht gesagt wird: "Der Speicher darf erst ab 20:00 Uhr einspeisen"? Denn solche FCAs haben wir. Die Bundesnetzagentur sagt, sie würde nicht genau darauf schauen, was im FCA steht. Wie kommen wir also dazu, dass wir diese Maßnahmen noch einmal stärker anreizen? Geht das zum Beispiel über Pönaln über § 8?

Herr Dr. Rauh, bei den Biogasanlagen sehe ich es auch so. Wenn jetzt jemand bei uns in der Region überbauen will – die Netze sind schon voll –, dann bekommt auch die Biogasanlage einen flexiblen Einspeisevertrag, der so negativ ist, dass man sich nur noch schüttelt.

Vielleicht könnten Sie, Herr Dr. Rauh, Frau Elhaus und Frau Kemfert, darauf eingehen.

Herr Kießling, Sie hatten das Gartenzaunprinzip angesprochen, das auch Herr Mattner in seiner Stellungnahme dargelegt hat. Ich finde es eine tolle Geschichte, dass man nicht am Wechselrichter, sondern am Netzeinspeisepunkt abregelt. Nach wie vor ist es rechtlich aber immer noch strittig, wo eigentlich abgeregelt wird. Ich glaube, es sind die technischen Anschlussbedingungen, die der Netzbetreiber sagen kann. Dann heißt es wieder: "Im EnWG steht etwas anderes." Herr Dr. Müller oder Herr Dr. Kießling, könnten Sie zu diesem Gartenzaunprinzip noch etwas sagen?

Dann wollte ich noch darauf hinweisen: Wir hatten 2025 diese Redispatch-Gebiete. Jetzt heißt es, Stand 2024 seien im Bayerngebiet 20 % nur bezogen auf Photovoltaik – da ist die Addition nicht erfolgt – betroffen. 2025 hatten wir aber so viel PV-Zubau wie noch nie. Wir haben 2026 einen enormen PV-Zubau, und es wird 2027 kommen. Das heißt, wir könnten im Stichjahr 2027 darauf zulaufen, dass wir 40 % Redispatch-Vorbehalt in der Fläche haben.

Herr Kießling, ist das auch Ihre Prognose? Brauchen wir den Redispatch-Vorbehalt wirklich so, oder kann man es nicht schaffen, dass Sie, wie es jetzt ist, FCAs machen, dass Sie unterschiedliche Maßnahmen haben, damit dieses zusätzliche sehr komplexe Instrument, bei dem wir wirklich nicht wissen, wohin wir steuern, überflüssig ist?

Eine Frage habe ich auch zu den kleinen PV-Anlagen, die wir heute noch wenig diskutiert haben. Die Stellungnahme von Frau Kemfert zeigt sehr deutlich, dass es gerade bei den kleinen PV-Anlagen unter 25-kWp fürchterlich kompliziert wird, wenn keine Einspeisevergütung mehr kommt. Die Regelung der Vorgänger-Ampel-Regierung war, dass man gesagt hat: "Wir machen es einfach, da braucht man gar nicht mehr Förderung", und die Leute haben es gemacht. Ich befürchte, dass genau das, was wir in den letzten Jahren gesehen haben, jetzt rückwärtsgeht.

Das heißt, es kommt zu sehr hohen Unsicherheiten, und die Direktvermarktung vieler kleiner PV-Anlagen kostet dann mehr als das, was am Ende dabei herauskommt. Wir in Bayern sagen: Da kostet die Brüh' mehr als die Fisch'.

Frau Kemfert, Sie haben das in Ihrer Stellungnahme angesprochen. Vielleicht könnten Sie noch einmal kurz auf die kleinen PV-Anlagen und auf Ihren Vorschlag eingehen, dass man sagt: Die Reihenfolge muss passen, indem man das Ganze noch einmal deutlicher nach hinten schiebt bzw. die kleinen wirklich außen vor lässt.

Abg. Rainer Ludwig (FREIE WÄHLER): Frau Vorsitzende, meine Damen und Herren! Ich möchte auf die Aussage von Walter Nussel zurückkommen, der die Bedeutung der Umspannwerke als zentrales Rückgrat für die Grundversorgung und den Netzausbau bezeichnet hat. Meine Frage diesbezüglich richtet sich an Herrn Dr. Kießling.

Herr Dr. Kießling, die beteiligten Akteure mögen mir verzeihen, dass ich eine regionalspezifische Frage an Sie richte. Ich komme aus Oberfranken. Dort bewegt die Menschen gerade das Umspannwerk Marktleuthen/Kirchenlamitz. Wo gebaut wird, gibt es natürlich auch immer wieder Bürgerinitiativen und erhebliche Widerstände. In dieser Region ist es so, dass Bayernwerk einen entsprechenden Bedarf für diesen Standort verneint. TenneT dagegen begründet das Umspannwerk, soweit ich das weiß, mit dem Bedarf des nachgelagerten Verteilnetzes. Die Bundesnetzagentur hat diesen konkreten Bedarf wiederum nicht geprüft.

Es gibt also Widersprüche in sich. Deshalb lautet meine Frage, wenn wir Sie heute schon hier haben: Könnten Sie ein aktuelles Update geben? Mich als örtlichen Abgeordneten interessiert sehr stark, wie es da weitergeht.

In Bezug auf die Aussage von Frau Dr. Kemfert habe ich noch die folgende Frage: Welche flexiblen alternativen Optionen gäbe es, die Beschleunigung, die Optimierung der Netze in dieser Sache voranzutreiben?

Abg. Florian Köhler (AfD): Ich habe zwei Fragen an Herrn Dr. Rauh und zwei Fragen an Herrn Mock.

Herr Dr. Rauh, Biogas ist steuerbar und kann eine gesicherte Leistung bereitstellen; das ist klar. Welche Vergütungsarchitektur würde diesen Kapazitäts- und Flexibilitätswert gezielt honorieren, ohne zugleich möglichst viele Kilowattstunden dauerhaft über das EEG zu subventionieren?

Welche Kosten je gesichertem Kilowatt und tatsächlich in Dunkelflauten bereitgestellten Megawattstunden ergeben sich bei flexibilisiertem Biogas im Vergleich zu neuen Gaskraftwerken und Batteriespeichern mit unterschiedlicher Speicherdauer?

Herr Mock, sind Ihnen ausländische Beteiligungen an Windparks in Deutschland bekannt bzw. wie hoch schätzen Sie deren Umfang ein? Wie sollte transparent

gemacht werden, welcher Anteil von EEG-Zahlungen oder sonstigen staatlich abgesicherten Erlösen letztlich an in- und ausländische Kapitalgeber fließt?

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Ich blicke in die Runde. Gibt es weitere Fragen seitens der Abgeordneten? Denn ich würde jetzt gerne noch einmal alle Expertinnen und Experten zu Wort kommen lassen. Gehen Sie dabei bitte auf die Fragen ein. Falls Sie nichts mehr sagen möchten, ist das auch in Ordnung. – Herr von Brunn, Sie haben noch eine Frage.

Abg. Florian von Brunn (SPD): Ich will eine perspektivische Frage stellen. Wir haben über den Zubau erneuerbarer Energien, über die Netze und über Batteriespeicher gesprochen. Ich möchte erweitern: Wir haben eine zunehmende Elektrifizierung von anderen Gesellschafts- und Wirtschaftsbereichen. Ich spreche dabei von E-Mobilität, der Elektrifizierung von Produktionsvorgängen in der Industrie und von Rechenzentren. Wie lässt sich das in dieses System integrieren? Denn das erhöht natürlich die Komplexität der Aufgabe.

Wenn wir die Erneuerbaren jetzt abregeln, haben wir nicht genug Energie zum Beispiel für KI, die wir in Europa gemeinsam voranbringen wollen. Insofern spricht das dafür, dass wir in allen Bereichen stärker tätig werden. Sind die Annahmen der Bundesnetzagentur realistisch? Was müssen wir tun, wenn wir diesen Aspekt noch mitdenken?

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Vielen Dank. – Wir beginnen jetzt wieder mit Frau Elhaus. Bitte.

SVe Nora Elhaus (FAU): Ich möchte zunächst auf die Frage von Herrn Vogel eingehen, warum wir es nicht hinbekommen, dass wir mehr Batteriespeicher ans Netz bekommen. Wir bekommen das hin. Es gibt gerade unfassbar viele Anschlussbegehren für Batteriespeicher. Wir haben jedoch ein Stück weit das Problem, dass diese Batteriespeicher eine relativ kleine Kapazität zu den Leistungsverhältnissen haben.

Das heißt, man hat eine bestimmte Leistung, die in der Regel im Moment ungefähr den Wert im Verhältnis zu einer Kapazität von zwei hat. Das bedeutet wiederum, dass nach zwei Stunden der Speicher voll geladen ist. Eigentlich benötigen wir aber Speicher, die wirklich auch länger brauchen, um voll geladen zu werden.

Eine Möglichkeit wäre tatsächlich gewesen, im StromVKG solche Speicher zuzulassen, um diese größeren Verhältnisse wie die dort eben geforderten zehn Stunden mit Speichern überbrücken zu können. Es wäre wichtig, das zu schaffen, und diesbezüglich wäre eine Möglichkeit, das im EEG über gezielte Ausschreibungen von diesen Speichern zu tun.

Dann möchte ich auf die Frage von Herrn von Brunn eingehen, was den Aufbau neuer Verbraucher anbelangt. Bei der Bundesnetzagentur oder auch im Netzentwicklungsplan sehen wir, dass in den nächsten Jahren noch einmal rund 300 Terrawattstunden an Bedarf in Deutschland aus dem Bereich E-Mobilität, aber auch aufgrund von Rechenzentren und Wärmepumpen hinzukommen. Aus unserer Sicht ist wichtig, dass wir noch einmal Anreize schaffen, damit diese Verbraucher gleich ein Stück weit beim Stromverbrauch flexibel und dann, wenn wir viele erneuerbare Energien zum Beispiel aufgrund entsprechender Netzentgeltregelungen haben, entsprechend dynamisch sind.

(Zuruf)

– Auch dort ist es so. Gerade bei den Rechenzentren gibt es viele Aufgaben, die repetitiv sind. Ein Beispiel dafür ist das Wörterbuch, das regelmäßig upgedatet

wird. Solche typischen Rechenaufgaben kann man tatsächlich timen. Des Weiteren können diese Verbraucher natürlich auch schauen, dass sie selbst ein Stück weit erneuerbare Energien haben und sie sich selbst noch mit Speichern entsprechend ausstatten.

SVe Prof. Dr. Claudia Kemfert (DIW Berlin): Ich möchte zunächst auf die Fragen von Herrn Stümpfig eingehen. Eine Frage bezog sich auf flexible Netzanschlussvereinbarungen und mögliche Daumenschrauben. Eine Anlage kann auch früher angeschlossen werden, oder sie bekommt zum Beispiel in bestimmten Stunden- oder Netzzugängen eine begrenzte Einspeiseleistung. Außerdem sieht die Bundesnetzagentur ausdrücklich statisch zeitlich begrenzte und perspektivisch dynamischere Modelle vor.

Aber noch wichtiger ist – ich hatte das vorhin erläutert und in meiner Stellungnahme dargelegt – die Überbauung des Netzanschlusses, wenn Wind, Photovoltaik und Speicher sich einen Netzverknüpfungspunkt teilen können und diese installierte Gesamtleistung dann auch höher als die Anschlussleistung sein kann. Denn die Erzeugungsspitzen treten nicht permanent gleichzeitig auf, und die Speicher können zusätzliche Spitzen aufnehmen. Genau so ist dieses Cabel Pooling bereits möglich. Dann bräuchte man auch keine pauschale Dauerbremse, wie sie vorgesehen ist, sondern nur dann eine intelligente Begrenzung, wenn ein Engpass besteht.

Den Netzbetreiber darf das aber nicht aus der Verantwortung entlassen. Ein flexibler Anschluss kann eine Brücke sein, bis ein Engpass beseitigt ist. Er darf jedoch kein Ersatz dazu sein, dass Netze optimiert und digitalisiert, Umspannwerke verstärkt und die notwendigen Investitionen dafür vorgenommen werden.

Deswegen ist wichtig: So viel Anschluss wie technisch möglich und so wenig Begrenzung wie tatsächlich nötig. Außerdem gilt es, bei jeder Begrenzung eine klare Perspektive zur Engpassbeseitigung vorzusehen.

Herr Stümpfig, Sie fragten auch nach den kleinen PV-Anlagen. Auf dieses Thema bin ich in meiner Stellungnahme ausführlich eingegangen, und die Folgen für PV bis 25 kW sind ausdrücklich Gegenstand der Diskussion.

Bei kleineren PV-Anlagen sehe ich den geplanten Systemwechsel deutlich kritischer als bei den größeren professionellen Anlagen. Die Einspeisevergütung ist für private Haushalte und kleine Gewerbebetriebe nicht einfach nur eine Förderung, sondern auch eine einfache und langfristig kalkulierbare Erlösabsicherung. Wenn diese Absicherung wegfällt und die Anlagen stärker in die Direktvermarktung müssen, werden Marktpreis- und Vermarktungsrisiken auf die Akteure übertragen, die diese Risiken dann kaum diversifizieren können. Gleichzeitig fallen fixe Kosten für Messungen, Abrechnungen und Vermarktung an.

Bei kleineren Strommengen fällt das besonders ins Gewicht, und das Problem ist dann vor allem die Reihenfolge. Smart Meter, standardisierte digitale Abrechnung und kostengünstige Direktvermarktungen sind noch nicht flächendeckend massenmarktauglich. Gerade die Digitalisierung lässt zu wünschen übrig, ganz zu schweigen vom Einbau von Smart Metern; da gab es ja schon entsprechende Anforderungen auch von Ihnen.

Ich sehe da tatsächlich einen falschen Anreiz. Die Haushalte könnten ihre Anlagen dann auch kleiner dimensionieren und stärker nur noch auf den Eigenverbrauch optimieren, statt die verfügbare Dachfläche vollständig für die Stromerzeugung zu nutzen. Diese Nutzung brauchen wir für die Energiewende aber dringend, denn sonst können wir diese Investitionen gar nicht leisten.

Deshalb ist es richtig: Marktintegration ist wichtig, aber nicht, wenn man bei kleineren Anlagen die Investitionssicherheit abbaut und erst anschließend die notwendige Infrastruktur schafft. Das muss genau umgekehrt sein; das heißt, erst Smart Meter, Digitalisierung, Speicher, einfache Direktvermarktung, Massenmarktauglichkeit. So sollte das gestaltet werden, und danach kann man die Marktintegration schrittweise ausweiten.

Zur Frage von Herrn Ludwig nach den Möglichkeiten einer flexibleren Optimierung der Netze:

Dafür sind erstens die flexiblen Netzanschlüsse wichtig. Eine Wind- und Solaranlage kann bereits angeschlossen werden, aber sie bekommt nicht zusätzlich zu jeder Stunde die volle Einspeiseleistung. Entscheidend wäre, möglichst nur dann zu begrenzen, wenn der Engpass wirklich besteht.

Zweitens. Wir können die Netzanschlüsse überbauen – ich hatte das eben dargelegt –, weil die Leistungsspitzen dann nicht gleichzeitig auftreten.

Drittens. Wir brauchen Speicher insbesondere an solchen Engpasspunkten – es wurde vorhin ja auch gesagt, dass die Speicher zentral sind – und gerade Batteriespeicher zur Senkung der Kosten und Optimierung der Netze. Der Speicher kann den Strom aufnehmen, wenn das Umspannwerk durch eine hohe Einspeisung belastet ist. Später kann er wieder abgegeben werden. Das ist wesentlich intelligenter, als den erneuerbaren Strom einfach abzuregeln.

Viertens. Die Netze müssen digitalisiert werden. Dazu brauchen wir eine bessere Kenntnis des tatsächlichen Netzzustands.

Ich wäre weiterhin dafür: intelligente Ortsnetzstationen – ich weiß, dass das Bayernwerk solche intelligenten Ortsnetzstationen bereits nutzt –, regelbare Transformatoren und eine automatische Steuerung; dann können wir auch diese vorhandenen Sicherheitsmargen besser nutzen. Das sollte transparent gemacht werden, wodurch dann unter anderem die Flexibilität gewährleistet werden kann.

Zur Frage von Herrn von Brunn hinsichtlich KI und Strom sowie der Bundesnetzagentur: Es ist wichtig, dass man nicht einfach nur den heutigen Stromverbrauch festlegt, wie das jetzt der Fall ist, denn – Sie haben es zu Recht erwähnt – wir elektrifizieren den Verkehr, die Wärme, die Industrie. Hinzu kommen noch Großverbraucher wie Rechenzentren, KI und andere Industrien – wir sehen das gerade in Brandenburg –, und insbesondere die Rechenzentren sind von der Größenordnung her erheblich. Dieser Stromverbrauch muss hinzugerechnet werden.

Das Entscheidende ist hier für mich: Wir dürfen die Netzinfrastruktur nicht am heutigen Stromverbrauch ausrichten, sondern wir müssen sie am künftigen Stromverbrauch inklusive der zusätzlichen neuen Strommengen und Strombedarfe ausrichten. Unsere Szenarien zeigen, dass der Stromverbrauch deutlich zunehmen wird, gerade wenn wir mehr KI, mehr Rechenzentren, Wärmepumpen, Elektromobilität usw. ins Netz lassen. Deshalb sollte man deutlich höher kalkulieren, als das derzeit die Karte des Bundeswirtschaftsministeriums macht.

SV Dr. Andreas Kießling (Bayernwerk AG): Es waren einige Fragen an mich gerichtet. Zu den Speichern, auch wenn Herr Vogel nicht mehr hier ist: Als Netzbetreiber Bayernwerk haben wir ein großes Interesse an Speichern. Allerdings müssen es die richtigen Speicher sein. Dabei kommt es sehr stark auf die Betriebsweise an.

Insbesondere sogenannte Grünstromspeicher, die auch bei der Erzeugungsanlage entstehen, sind sehr vorteilhaft, weil dort eine Verschiebung der Einspeisung statt-

finden kann, ohne das Netz zusätzlich zu belasten. Diese Speicher galten lange Zeit als unwirtschaftlich. Jetzt kommt aber eine starke Bewegung in Bayern hinein. Wir haben 140 Netzanschlussverträge mit 1.250 Megawattleistung für Grünstromspeicher.

Das Bayernwerk hat auch den ersten netzdienlichen Speicher mit der Bundesnetzagentur verhandelt. Das sind Speicher, denen wir eine gewisse Fahrweise in bestimmten Zeiten vorgeben können, um aktiv Netzausbau zu vermeiden. Leider ist das aber ein Instrument, das praktisch nicht ausrollfähig ist.

Wir haben eineinhalb Jahre mit der Bundesnetzagentur für den ersten Speicher verhandelt. Dann dachten wir: "Jetzt haben wir es, jetzt legen wir los", aber nein, wir müssen jedes einzelne Projekt wieder nach Bonn tragen. Ich mache der Bundesnetzagentur hier keinen Vorwurf, denn sie ist natürlich, ich sage einmal, ebenfalls in ihren Regularien gefangen und muss sie einhalten. Da brauchen wir also eine stärkere Vorgabe auch seitens der Politik.

Meines Erachtens muss der Einsatz netzdienlicher Speicher in der Risikosphäre des Netzbetreibers liegen. Wenn er es ineffizient handhabt, läuft es in einen Effizienzvergleich. Das müsste zumindest die Grundlinie sein. Herr Müller, ich weiß nicht, wie man das rechtlich umsetzen kann, aber zumindest die Grundlinie müssten wir schaffen.

Zu den Fragen von Herrn Stümpfig: Ich finde die Diskussionsrichtung "Daumenschrauben" jetzt, ehrlich gesagt, ein bisschen schräg. Die Netzbetreiber haben einen sehr hohen Anreiz, Netzausbau zu betreiben. Zeigen Sie mir ein Unternehmen, das wie das Bayernwerk in den letzten drei Jahren die Netzausgaben verdreifacht hat. Das heißt aber nicht nur, dass wir die Netzausgaben verdreifachen und mehr Geld ausgeben, wovon im Übrigen in Bayern ganz viel übrig bleibt – mittlerweile arbeiten ungefähr 17.000 Menschen rund um die Uhr für das Bayernwerk in Bayern –, sondern wir müssen natürlich auch die Ressourcen und Material haben, wir brauchen die Genehmigungen, die Grundstücke.

Hier passiert sehr viel: letztes Jahr 170 km Hochspannungsleitung, 3.200 km Mittel- und Niederspannung vom Norden Deutschlands nach Sizilien. Also, dass hier nichts passiert, kann ich nicht erkennen. Die Fragestellung ist eher: Wie schaut der Investitionsrahmen morgen aus?

Wir haben jetzt eine Festlegung der Bundesnetzagentur zur Verzinsung beim Gas. Das ist zwar nicht unser Thema hier, aber dennoch: Das hat eine Schockwelle in der Branche ausgelöst. Vor allem ist die Sorge: Was heißt das eigentlich für den Stromnetzausbau? Wenn man solche Verunsicherungen in den Markt bringt, ist das für alle nicht zielführend.

Netzausbau vorausschauend: Frau Kemfert, genau so ist es, und das Bayernwerk macht das mittlerweile auch so. Früher wurde jedes Umspannwerk handgefertigt, und man hat genau überlegt, wie viel man vor Ort braucht. Mittlerweile machen wir nur noch L-, XL- und XXL-Umspannwerke unabhängig vom Bedarf. Das ist natürlich auch ein gewisses Risiko, das wir eingehen. Denn mit Blick auf den Effizienzvergleich haben wir Stranded Investments, aber nur so geht es in Zukunft.

Herr Stümpfig, vielen Dank für die Frage nach dem Gartenzaunprinzip. Rechtlich kann das Herr Müller sicherlich besser als ich ausführen.

Historisch ist es so, dass wir bei dem starken Hochlauf der PV-Anlagen im kleineren Segment eigentlich nur eine Technologie hatten, die eine vernünftige Steuerung erlaubt, nämlich die sogenannte Funkrundsteuertechnologie. Sie wurde

damals aus den gesetzlichen Vorgaben des EnWG heraus sozusagen auf die Erzeugung programmiert. Wenn wir sie herunterregeln, führt das zum Eintreten des unschönen Effekts, dass der Kunde zum Beispiel seinen Speicher nicht laden kann, weil ja abgeregelt wurde.

Bei größeren Anlagen gibt es dieses Problem nicht so stark, denn da haben wir die Fernwirktechnik und die Möglichkeit, bei Direktvermarktung die sogenannten Nichtbeanspruchbarkeiten zu melden. Ich würde einmal sagen, das ist so ein Gartenzaunprinzip mit Not-Aus. Das heißt, wenn es die Systemsicherheit erfordert, können wir auch über diese Nichtbeanspruchbarkeiten drüberregeln, was bei Großanlagen wirklich wichtig ist.

Bei den kleineren Anlagen unter 100 kW würde ich sagen, dass die Regelung auf den Verknüpfungspunkt reicht. Das wird künftig, wenn wir einmal einen Smart Meter und vor allem eine Steuerung erreichen, möglich sein.

Allerdings haben wir immer noch das Problem der Bestandsanlagen, die die Funkrundsteuerempfänger eben auf die Erzeugungsseite programmiert haben. Deswegen macht das Bayernwerk bereits seit zwei, drei Jahren den Vorschlag: Lasst uns bitte im EEG eine Klarstellung einfügen, dass der Anlagenbetreiber praktisch eine Umverdrahtung vornehmen darf und im Gegenzug auf die Entschädigung verzichtet, weil das durch die aktuelle Messtechnik nicht wirklich nachvollziehbar ist.

Im kleinen Segment, das sich hauptsächlich durch die Eigenstromerzeugung rechnet, wäre das ein Deal, den man anbietend eingehen könnte. Denn wir haben auch viele Kunden, die sagen: "Sag' einmal, Bayernwerk, geht's noch? Ihr schickt uns Redispatch-Entschädigungen von 60, 70 Cent." Da kann man sich ja denken, dass hier alleine der Brief mehr kostet als das, was die Kunden dann bekommen. – Das wäre also eine Richtung, in die man denken könnte.

Zur Prognose, ob wir dann 30-, 40-, 50%-Redispatch-Vorbehaltsgebiete haben: Ich habe keine Glaskugel, aber ich würde das so nicht sehen. Der Redispatch-Bedarf steigt auch nicht linear, sondern er hat verschiedene Gründe. Der Netzausbau bringt da natürlich eine Entlastung. Gleichwohl haben wir in diesem Jahr zwar eine Steigerung des Redispatches insgesamt im Vergleich zum Vorjahr, aber doch nicht in dem Maße, wie jetzt der Zubau erneut stattgefunden hat. Man kann also keine Eins-zu-eins-Beziehung herstellen.

Vorher wurde gesagt, der Netzbetreiber würde die Redispatch-Vergütung bezahlen. Nein, der Verbraucher zahlt die Redispatch-Entschädigung, und zwar wahrscheinlich auch diejenigen Kunden, die sich keine PV-Anlage leisten können. Ich glaube, das ist ebenfalls ein Aspekt, den man bei der Gesamtdiskussion nicht ganz unter den Tisch fallen lassen sollte.

Herr Ludwig, danke für die Frage zu Marktleuthen. Dieses Fallbeispiel ist durchaus auch überregional von Interesse. Es ist in der Tat so, dass das Bayernwerk in der Region Oberfranken einen zusätzlichen Bedarf an Kuppelkapazität zu TenneT sieht – von Marktleuthen aus betrachtet eher weiter nördlich in Hof und weiter südlich Richtung Arzberg, Konnersreuth, wenn ich es einmal grob einordnen darf. Jetzt ist es aber so, dass nicht das Bayernwerk, sondern TenneT dieses Umspannwerk baut.

TenneT muss natürlich verschiedene Aspekte bei der Standortwahl berücksichtigen und hat deshalb dieses Umspannwerk Marktleuthen vorgeschlagen. Letztlich ist es zwischen den Netzbetreibern aber ein iterativer Prozess. Wir schauen, wo wir Bedarf haben, und TenneT schaut, wo die Bedarfe bei ihnen sind. Dann wird man

sich irgendwann auf einen Standort einigen. Die Standortentscheidung trifft aber tatsächlich TenneT und nicht das Bayernwerk.

Man sieht an diesem Fall allerdings schon: Wir haben viele Regionen, die nicht sagen: "Oh Gott, da kommt ein Umspannwerk", sondern die fragen: "Wann kommt ihr endlich mit dem Umspannwerk?" Denn ein Umspannwerk bedeutet auch eine erhebliche regionale und wirtschaftliche Entwicklungsmöglichkeit, die sich dann dort ergibt. Das gehört auch dazu.

Außerdem sieht man: Akzeptanz und Netzausbau gehen manchmal nicht so schnell, wie man sich das wünscht. Wir haben solche Themen doch noch ganz konkret vor Ort und sind auch über jede Unterstützung und sachliche Diskussion dankbar.

Ich glaube, man muss einfach die verschiedenen Aspekte sehen. Auf der einen Seite ist es natürlich verständlich, wenn 25 Hektar geplant werden, dass die Menschen vor Ort erst einmal Sorge haben. Auf der anderen Seite muss man auch die positiven Effekte gerade für dieses wirtschaftlich doch schwierige Gebiet sehen; ich komme selbst aus Arzberg und kenne von daher die Situation, die dort gegeben ist.

Zur Frage von Herrn von Brunn hinsichtlich der Elektrifizierung/Bezug: Auch da sehen wir einen massiven Hochlauf, und auch da würde ich sagen: Es wird immer darauf geschaut, was nicht geht. Schauen wir aber doch erst einmal darauf, was geht. 2025 haben wir 2.000 Megawatt Bezugsleistung Netzananschlussverträge herausgegeben. 2.000 Megawatt sind ungefähr ein Viertel unserer ganzen Jahreshöchstlast. Da passiert also auch vieles.

Wir merken natürlich, dass wir hier an die Grenzen kommen. Deswegen haben wir unser Verfahren von dem sogenannten Windhundprinzip auf das sogenannte kriterienbasierte Zuteilungsverfahren umgestellt. Das klingt kompliziert, aber nicht ganz so kompliziert wie kapazitätslimitierte Gebiete.

Wo wir genau schauen wollen: Projekte, die einen hohen Reifegrad haben, die eine hohe Wertschöpfung mit sich bringen, die eine hohe Systemverträglichkeit oder Flexibilität mitbringen, sollen schneller einen Zuschlag bekommen.

Gerade bei Rechenzentren ist es so, dass einige durchaus ein Flexibilitätspotenzial haben. Wir haben bereits einige Rechenzentren am Netz. Wenn man da in die Lastgänge hineinschaut, stellt man fest, dass es nicht so ist, wie die Kunden sagen, die auf uns zukommen, dass sie 24/7 immer die höchste Last benötigen würden, sondern diese Rechenzentren haben durchaus Profile, die Flexibilität zulassen. Beim Zuteilungsverfahren reizen wir auch Co-Location an, also die Verbindung mit Erneuerbaren und Speichern, weil wir das ebenfalls als einen Zukunftsweg sehen.

Bei Rechenzentren sind wir aber schon ganz gut aufgestellt, auch wenn man sagen muss: "100 MW" und es dann immer heißt: "Warum gehen 200 MW nicht?" 200 MW ist ein Anschluss in der Größe der Stadt Regensburg.

SVe Dr. Ariane Lubberger (LEE Bayern): Ich möchte auf die Fragen von Herrn Stümpfig bzw. auf die Ausführungen meines Vorredners eingehen. Dabei möchte ich das Prinzip "Gartenzaun" auch aus Sicht der Erzeuger unterstreichen.

Wenn man wie unsere Bundesregierung fordert, dass die Erneuerbaren erwachsen werden sollen – das ist eine Forderung, die wir mitgehen, die wir unterschreiben, denn wir möchten gerne erwachsen werden –, ist es ganz wichtig, uns zuzuge-

stehen, das laufend üben zu dürfen. Das heißt, wir müssen wirklich am Markt teilnehmen und PPA-Modelle und Direktvermarktungsmodelle nutzen können.

Dafür brauchen wir die Freiheit, den Strom, den wir produzieren, zu verkaufen bzw. anderweitig nutzen zu können und eben nicht abgeregelt zu werden, obwohl der Wind weht oder die Sonne scheint. Wir sind sehr froh, dass wir uns mit den Netzbetreibern einig sind, dass wir hier Lösungen brauchen, und intensiv daran arbeiten, gemeinsam Lösungen zu finden.

Für diese Lösungen ist es ganz essenziell – das möchte ich auch herausstellen –, dass wir bei der Digitalisierung große Schritte nach vorne kommen. Hier gibt es bei vielen Netzbetreibern noch Aufholbedarfe.

Um zu wissen, was im Netz vor sich geht, gibt es einzelne Pilotprojekte, bei denen tatsächlich am Kabel gemessen und überprüft wird, was wirklich durchfließt und wie viel noch hineinpassen würde, wie die Wetterbedingungen etc. sind. Da wird aber auch noch sehr viel mit Stift und Papier gemacht, und das ist einfach zu langsam für die Stromrealität, die wir aktuell haben.

Außerdem wurde mir von verschiedenen Betreiberanlagen rückgemeldet, dass es bei manchen Netzbetreibern nicht die Möglichkeit gibt, tatsächlich zu melden, wenn man zum Beispiel an seiner Anlage etwas repariert und sie aktuell gar nicht ins Netz einspeist. Sie werden dann trotzdem abgeregelt, obwohl sie gar nicht produzieren, und es fallen Redispatch-Kosten an, die nicht sinnvoll sind. Das ist sehr ärgerlich.

So etwas ließe sich vermeiden, wenn Prozesse konsequent digitalisiert wären. Das wäre also ein Ansatz, bei dem man noch einmal gemeinsam überlegen könnte, wie man die Netzbetreiber unterstützen und motivieren kann, noch digitaler zu werden.

Dann möchte ich noch etwas aus der vorherigen Fragerunde aufgreifen. Herr Lausch, Sie hatten sich nach der Südquote beim Wind und der Rechtssicherheit erkundigt. Das Gutachten ist bekannt; Sie haben es selbst erwähnt.

Danach ist es so, dass die beiden Normenkataloge auf der EU-Ebene – Sie verzeihen mir, wenn ich die Abkürzung nicht mehr ganz zusammenbringe; der eine heißt KUEBLL, und die andere Bezeichnung habe ich leider vergessen, das ist etwas komplex – mit einer Südquote vereinbar sind. Das würde bei beiden Katalogen gehen; egal, ob man den einen oder den anderen zugrunde legt.

Allerdings ist es so, dass die EU-Kommission sehr große Freiheit hat und sich auch nicht so sehr gerne in die Karten blicken lässt, wie sie entscheidet. Da ist dann entscheidend, wie sich das Land, das den Antrag stellt, quasi positioniert. Die EU-Kommission ist also an diese Vorgaben gebunden, aber darüber hinaus sehr frei.

Ich habe mit einzelnen Abgeordneten aus der EU-Kommission gesprochen. Sie haben mir versichert, wenn sie das Signal aus Deutschland bekämen, dass so etwas gewünscht ist, sie sich dafür einsetzen würden. Wir sehen also eigentlich kein Hindernis auf der EU-Ebene, dass das verhindert werden würde.

SV Florian Mattner (VBEW): Auf die Fragen eingehend auch noch einmal ein Wort zu den Speichern: Speicher, die allein so am Netz betrieben werden, dass sie nach dem Börsenstrompreis, also rein marktorientiert, gefahren werden, nützen uns sowohl für die Energiewende als auch für die Netzsicherheit relativ wenig. Sehr gut, sehr netzdienlich und auch für die Energiewende dienlich sind sie in solchen Konstrukten, die – auf neudeutsch – als Co-Location bezeichnet werden.

Dabei haben wir den Speicher neben einer Verbrauchseinheit wie einem Rechenzentrum oder einem Kühlaggregat und noch eine Erzeugungsanlage Wind oder PV. Das zusammen ans Netz angeschlossen wirkt als Co-Location wesentlich netzschonender und ist wesentlich energiewendefreundlicher als die rein arbitrage gefahrenen Speicher.

Solche Co-Location-Situationen müssten entsprechend, ich sage einmal, unterstützt werden, und zwar auch seitens der Politik. Darüber hinaus werden sie von uns, von der Branche unterstützt.

Bedroht werden sie ein wenig durch das Thema: "Wo steuern wir im Rahmen einer solchen Co-Location?" Natürlich ist es für den Betreiber einer solchen Anlage ungut, wenn er den Strom dann nicht aus dem Speicher, den er gerade beladen hat, oder aus einer Photovoltaikanlage ziehen kann, sondern er quasi durch die Steuerung gezwungen wird, den Strom wieder aus dem Netz zu ziehen und eine kleine Entschädigung zu bekommen.

Das ist dieses Thema Gartenzaunprinzip, das wir von der Verbandsseite sehr unterstützen. Hier brauchen wir allerdings klare Vorgaben auch im EEG und im EnWG, denn das ist noch nicht klar. Das muss entsprechend geregelt werden, und dann geht es mit den Co-Locations etwas leichter.

Die Co-Locations stehen übrigens einer weiteren großen Bedrohung gegenüber, nämlich dass sie unter Umständen der Regulierung bei der Bundesnetzagentur oder der Landesregulierungsbehörde unterfallen könnten. Wenn das der Fall ist und sie als Netzbetreiber eingestuft werden, wird sich keiner mehr trauen, diese Konstrukte in irgendeiner Art und Weise zu betreiben, denn die Bürokratie, die unsere Netzbetreiber hier tagtäglich durchführen und "erleiden" müssen, wird sich sonst keiner antun. Da muss eine Klarstellung gesetzlich durchgeführt werden, damit diese Situationen nicht der Regulierung unterfallen. Das ist ganz wichtig.

Netzdienliche Speicher, die von Netzbetreibern selbst errichtet werden, sind – Herr Kießling hatte es gerade angesprochen – quasi unmöglich. Deshalb wäre eine Bitte an die Politik, den Netzbetreibern die Möglichkeit an die Hand zu geben, selbst netzdienliche Speicher auf einfache Art und Weise errichten zu dürfen.

Co-Location, netzdienliche Speicher sind sicher gute Lösungen. Auch Überbauungen haben wir schon gehört.

Daumenschrauben sind sicherlich der falsche Weg. Ich glaube nicht, dass wir es zum Beispiel durch irgendwelche Bußgelder schaffen, dass Leitungen schneller gebaut werden. Das ist sicherlich nicht die richtige Variante. Besser ist, man wendet sich dann auch wieder an den Regulierer und schaut, dass die Investitionsbedingungen stimmen, sowie an die Planungs- und Genehmigungsbehörden, um ein Planungs- und Genehmigungsrecht zu erhalten, mit dem man ganz schnell die entsprechenden Anlagen genehmigt und gebaut bekommt.

Beim Thema Aufdach-PV, das angesprochen wurde, müssten wir ein wenig darauf achten, dass die Steuergelder, die wir in die Förderung der Erneuerbaren investieren, auch gut investiert sind. Deshalb ist natürlich schon zu schauen: Ist das wirklich der Ertrag, den wir hier für eine erfolgreiche Energiewende brauchen?

Bei diesen Anlagen unter 25 kW, Aufdach-PV lohnt sich mittlerweile eigentlich sehr oder absolut der Eigenverbrauch. Wenn sie den Strom einfach selbst ziehen, hat man davon weitaus mehr als von einer Einspeisung ins Netz. Deshalb muss man sich schon überlegen: Wollen wir da so eine Förderbürokratie aufrechterhalten? Im aktuellen Entwurf von Frau Reiche ist übrigens eine Übergangsregelung und

ein Direktvermarktungsbonus für eine gewisse Zeit vorgesehen, um den Übergang möglichst leicht zu gestalten.

Außerdem können diese Dachflächen durchaus für Eigenverbrauchskonstellationen wie eine Speicherbeladung genutzt werden. Man sollte also schauen, wo man die Gelder am besten investiert, um die Energiewende zu erreichen.

Noch einen Ansatz zum Thema Rechenzentren: Wir haben die Rechenzentren, und wir haben Wärmepumpen und E-Ladeparks, die jetzt entstehen. Hier ist die Bitte an die Politik, den Netzbetreibern und gerade den Verteilnetzbetreibern die Möglichkeit zu geben, zu priorisieren und Leitplanken festzulegen.

Für die Standortpolitik, was von diesen ganzen gewünschten und berechtigten Vorhaben als Erstes ans Netz geht, müssen entsprechende Leitlinien her. Diese Verantwortung kann nicht allein beim Netzbetreiber abgeladen werden, der dann schuld ist, wenn bei den gewollten Projekten etwas zu spät kommt. Da brauchen wir noch eine Priorisierung.

SV Thomas Mock (Bundesinitiative Vernunftkraft e.V.): Es wurden die Speicher angesprochen mit dem Hinweis, alle könnten dazu etwas sagen, wenn sie etwas zu sagen hätten. Ich bin der Auffassung – ich hatte das vorhin angedeutet –, dass die Speicher das System insgesamt verteuern und insbesondere die Koordination zwischen Netzausbau und Windzubau unterwandern. Außerdem müssen wir schauen, dass wir von den Subventionen herunterkommen. Hier wird nur ein Subventionssystem verstetigt und der Strompreis teurer, weil wir die Systemkosten im Auge behalten müssen.

Es gibt auch keinen Grünstromspeicher. Dagegen spricht schon § 80 EEG, wonach eine Doppelvermarktung ausdrücklich verboten ist. Im Hinblick auf die seit 27.09.2026 geltende Greenwashing-Richtlinie kann ich auch nur davor warnen, weiterhin solche Begriffe zu verwenden. Es ist nichts davon grün, was von EEG-subventionierten Windanlagen an Strom produziert wird. Das gebe ich nur als Hinweis.

Des Weiteren möchte ich als Ergänzung darauf hinweisen: Der Börsenpreis ist nicht relevant, denn die Bürger zahlen sehr viel mehr für ihren Strom als nur den Börsenpreis. Sie zahlen den Börsenpreis und den EEG-Anteil im Bundeshaushalt. Das ist auch von den Bürgern zu entrichten; intransparent. Zudem zahlen sie über die hohen Pachten in der Landwirtschaft erhöhte Lebensmittelpreise. Die Lebensmittelpreise sind in den letzten Jahren erheblich unter anderem durch die Kostentreiberei im EEG angestiegen.

Das alles ist ein großes Problem für die Bürger, weil sie sowieso, wie wir alle momentan sehen, massiv zur Ader gelassen werden, und auch diese Kosten, die letztendlich alle den einen Strompreis ausmachen, sind erheblich.

Dann darf ich auf die Frage zurückkommen, die im Hinblick auf ausländische Beteiligungen gestellt wurde.

Ich schätze die ausländischen Beteiligungen an Windparks – insbesondere Offshore – in Deutschland an großen Einheiten auf inzwischen sicher 30 %. Die verschiedenen Arten von Beteiligungen sind allerdings komplex. Die Höhe der EEG-Garantien im Falle von Beteiligungen kommen aber jedenfalls in die Nähe von Bundesschatzbriefen.

Durch die lange staatliche EEG-Garantie von 20 Jahren ist ein hoher Zins zweitrangig. Entscheidend ist für die ausländischen Investoren der hohe Cashflow, der staatlich garantiert ist. Das könnte sich allerdings aktuell durch die schnell steigen-

de Inflation und durch die schnell steigenden Zinsen als externe Faktoren drastisch ändern.

Ich nenne zwei Beispiele für ausländische Beteiligungen:

Am Offshore-Windpark Borkum, Borkum 2, unter der Führung von Trianel sind in erheblichem Umfang der Schweizer Versicherer Swiss Life und die Stadtwerke Zürich mit etwa 25 % beteiligt. Näheres ist dem Geschäftsbericht der ewz (Deutschland) GmbH nachzulesen. Diese ungefähr 12,25 % an Beteiligungen führen im Jahr immerhin zu einem Anteil von circa 15 Millionen Euro, der ausgezahlt wird. Diese circa 15 Millionen Euro führen im Grunde wir als Steuerzahler ins Ausland ab, und sie gehen uns auch als Wertschöpfungsanteil verloren. Außerdem gibt es viele arabische Fonds, den norwegischen Fonds, und alle sind intensiv im deutschen Bereich investiert.

Das weitere Beispiel, das vielleicht die wenigsten im Blick haben, ist RWE. RWE ist mit seinen unzähligen Windanlagen in Deutschland inzwischen der sehr wahrscheinlich am höchsten mit EEG-Subventionen begünstigte Großkonzern. An RWE sind zahlreiche internationale Banken und Fonds beteiligt, die von den Subventionen an RWE durch Wind, Solar usw. sowie inzwischen auch Batterien bestens partizipieren. Die größten Anteiler sind die Qatar Holding mit etwa 9 % oder Black-Rock mit circa 6 %. Allein diese beiden haben 16 % und sind dementsprechend an den Milliarden Gewinnen von RWE durch das EEG, durch die Subventionen, die wir alle zahlen, Begünstigte.

Die Energietransformation hat also aus einem marktwirtschaftlichen Unternehmen wie RWE ein fast nur noch von Subventionen abhängiges Unternehmen gemacht. Von Markt ist gar keine Rede mehr. Fast nichts, was RWE in Deutschland investiert, erfolgt ohne erhebliche EEG-Garantien, EEG-Subventionen oder anderweitige öffentliche Mittel.

Das früher hochgelobte Unternehmen in Sachen Tagebaurekultivierung zerstört nun riesige Landschaften und Gebiete mit Windanlagen bis zu 250 Metern Höhe, und es ist für die riesigen Tagebaue und ihre Zerstörungen in Südamerika für die Rohstoffe für Windanlagen und die dafür notwendigen fossilen Energien und CO₂-Emissionen bei der Verarbeitung dieser Rohstoffe in Deutschland verantwortlich. Das alles ist nachzulesen unter dem wissenschaftlichen Stichwort Scope 3.

Auch und gerade hier muss sich RWE das Urteil des OLG Hamm vom 28.05.2025 in Sachen peruanischer Bergführer, das vielen sicher über die umfassende Medienberichterstattung bekannt und in Erinnerung ist, vorhalten lassen. Denn parallel war die Verantwortung nie offensichtlicher als durch dieses Verhalten bei der notwendigen Gewinnung von Rohstoffen für Windanlagen. Das Urteil gilt also auch insoweit.

Das Trading, das vermutlich zunächst einmal nichts mit dem EEG und mit Subventionen zu tun hat, das aber für RWE eine Goldgrube ist, lebt im Wesentlichen ebenfalls von diesen Subventionen. Darüber und über CO₂-Zertifikate werden im Konzernverbund Riesengewinne gemacht, die auch und gerade dann ins Ausland abfließen.

Insoweit haben wir hier ein Subventionssystem, das dringend so nicht fortgesetzt werden kann. Ich kann nur appellieren, dass wir im Rahmen des aktuellen wirtschaftlichen Niedergangs, der wirklich dramatisch ist, die Übergewinne, die in diesem Bereich tatsächlich realisiert werden, dringend näher anschauen und das

Subventionssystem massiv zurückfahren. Denn das ist für unsere Gesellschaft auf Dauer nicht zu finanzieren.

SV Prof. Dr. Thorsten Müller (Stiftung Umweltenergierecht): Eingangs möchte ich bei der Frage "Beihilferecht und Südquote" etwas Wasser in den Wein gießen, Herr Lausch. Es ist schon so, wie es dargestellt wurde. Wir haben sowohl über die KUEBLL als auch den CISAF, das ist der Beihilferahmen für den Clean Industrial Act, keine Anhaltspunkte, dass das nicht möglich ist. Wir hatten eine solche Regel aber schon einmal im Bundesrecht, die damals beihilferechtlich nicht genehmigt wurde. Die spannende Frage wird deshalb sein, wie die EU-Kommission dieses Mal darauf reagiert.

Ich sage immer etwas spöttisch: Beihilferecht hat nichts mit Recht zu tun, sondern das ist ein politischer Aushandlungsprozess. Bei Recht kann ich vorher mit meinem Werkzeug sagen, welches Ergebnis dabei herunkommt. Beim Beihilferecht kann ich das immer nicht sagen.

Insofern: Es ist einen Versuch wert. Man sollte aber einen Plan B haben. Das ist im Gesetz teilweise auch angelegt mit den Korrekturfaktoren im Referenzertragsmodell für den Fall, dass die Südquote nicht funktioniert. Das würde das Problem aber nicht strukturell lösen, sondern es nur verändern. Die Südquote wäre daher ein vorzugswürdiges Instrument, wenn man tatsächlich sicherstellen will, dass ein signifikanter Ausbau in Süddeutschland stattfindet.

Die Fragen von Herrn Vogel, Herrn Stümpfig und Herrn von Brunn würde ich versuchen, unter dem Stichwort "Flexibilität" einmal zusammenzufassen.

Herr Vogel sagte, er sei nur Jurist und nicht Techniker, weshalb das mit den Speichern nicht so sein Thema wäre. Ich würde behaupten, dass es gerade ein juristisches und kein technisches Problem ist.

Es ist der Regulierungsrahmen, der zu den Ergebnissen führt, die wir haben, und an verschiedenen Stellen ist schon angeklungen, wie viele Facetten es da gibt. Wenn man aber Speicher ins System integrieren will, kann man das über regulatorische Veränderungen gut machen. Das konnten wir in verschiedenen anderen Ländern beobachten, in denen man andere Regulierungsrahmen hat und die Speicher viel schneller, viel fundamentaler eine ganz andere Bedeutung erlangt haben.

Wir müssen wahrscheinlich an verschiedenen Stellen den Zopf abschneiden, an den wir lange geglaubt haben, weil wir dachten, Speicher sind so teuer, dass wir sie nicht nutzen können. Da hat uns die Wirklichkeit überholt. Wenn man sich die Netzausbaupläne der Übertragungsnetzbetreiber und anderer anschaut, stellt man fest, dass sie der Realität der Speicherentwicklung wahrscheinlich sehr weit nachhinken, weil die Kostendegression dort nicht abgebildet wurde. Deshalb glaube ich, dass das an verschiedenen Stellen anders geht.

Damit zusammen hängt die Frage von Herrn von Brunn nach den Rechenzentren. Diese Frage würde ich erweitern und sagen: Wir brauchen grundsätzlich eine andere Logik. Wir müssen immer zwischen ortsgebundenen und nicht ortsgebundenen Komponenten unterscheiden, denn Batteriespeicher, Rechenzentren oder jedenfalls Teile von Rechenzentren sind nicht zwangsläufig ortsgebunden.

Ich frage mich immer, warum es nicht einfacher ist, ein Datenkabel zu verlegen, als ein Stromkabel zu verlegen – sprich: das Rechenzentrum dort zu bauen, wo das Stromkabel vorhanden ist, anstatt es an das Datenkabel zu bauen und das Stromkabel zu verlegen. Das funktioniert für alle Rechenzentren, die nicht auf ganz kurze Leitungen und Sofortreaktionen angewiesen sind, und das ist eine signifikante Anzahl von Rechenzentren. In anderen Ländern beobachten wir, dass es keine

Hierarchien gibt und Netzanschlussbedingungen und Rechenzentren da sehr weit oder ganz unten angesiedelt sind. Für Batteriespeicher gilt ähnliches.

Es macht keinen Sinn, Netze für nicht ortsgebundene Akteure auszubauen. Das ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll. Wir haben das aber weder im europäischen noch im deutschen Recht bisher abgebildet. Das wären jedoch fundamentale Weichenstellungen, die wir brauchen, um das System günstig zu machen.

Die Flexibilisierung hinter dem Netzverknüpfungspunkt ist rechtlich eigentlich sehr einfach. Der Bundesgesetzgeber hat die Akteure immer hinter die Fichte geführt, indem er im Energiewirtschaftsgesetz etwas geregelt hat, was immer schon europarechtswidrig war. Denn das Europarecht hat eine ganz klare Regelung: Beim abwärtsgerichteten Redispatch darf der selbsterzeugte – nicht der selbstverbrauchte – Strom, der nicht in ein Netz eingespeist wird, nicht Gegenstand des abwärtsgerichteten Redispatches sein.

Das ist in der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung geregelt, und das ist unmittelbar geltendes Recht auch in Deutschland, egal was im Energiewirtschaftsrecht steht. Mittlerweile steht es seit dem Dezember letzten Jahres zudem verklausuliert in § 13a. Das verstehen aber nur diejenigen, die wirklich sehr genau lesen und dann dem Normverweis folgen. Das könnte man anders machen.

Wir haben also heute schon die Situation, dass alle Eigenerzeuger, die nicht einspeisen, weil sie das im Speicher verbrauchen, weil sie das in der Eigenversorgung wollen, das nicht im Redispatch regeln dürfen.

Wir haben europarechtlich auch keine Möglichkeiten, die Entschädigungen oder irgendetwas anders zu regeln, als das im Europarecht als unmittelbar geltende Regelung vorhanden ist. Sonst müssten wir in Europa ansetzen. Das ist so. Es ist das Phänomen, das Sie als Landespolitikerinnen und Landespolitiker kennen: Wenn der Bund oder Europa etwas geregelt haben, dann haben Sie es nicht. Den Bundespolitikern muss man manchmal erzählen, dass es im Verhältnis Bund zu Europa ähnlich ist wie im Verhältnis Landespolitik zur Bundespolitik.

Aus meiner Sicht: Auch im Bundesrecht klargestellt könnte man das noch deutlicher machen. Insofern ist das ein Punkt, der zur Flexibilität beitragen kann.

Am Ende des Tages wird uns das alles helfen. Es wird das Problem aber nicht lösen. Deshalb ist die Beschleunigung des Netzausbaus der Hebel, und dabei haben Sie als Landespolitikerinnen und Landespolitiker durchaus verschiedene Hebel. Auf der einen Seite haben wir viele bundesrechtliche Vorgaben. Das muss dort gerade im Genehmigungs- und Planungsrecht geändert werden. Auf der anderen Seite haben wir auf der Landesebene Regeln. Ich möchte Ihnen das anhand einzelner Beispiele deutlich machen.

Die Zuständigkeit von regierungsbezirksübergreifenden Projekten ist heute so geregelt, dass verschiedene Behörden zuständig sind. Das können Sie anders machen. Sie können eine Behörde, die dann eben nicht unterschiedliche Verfahren hat, für solche Projekte machen. Das würde Dinge erleichtern und kein Geld kosten.

Die Standards, die wir bei der Umwelterhebung oder bei anderen Erhebungen machen, sind Vollzugsvorgaben, die das Land selbst steuern kann. Bayern hat relativ hohe Anforderungen und könnte an diesen Stellen den Vollzug vereinfachen.

Gesetzgeberisch kann man Dinge verändern. Sie haben im Denkmalschutzrecht für den Ausbau erneuerbarer Energien etwas gemacht, das sehr positiv ist. Sie

haben nur noch bestimmte Denkmäler überhaupt zu Prüfpunkten gemacht. Das gilt aber nicht für den Netzausbau.

Es gibt also eine ganze Reihe von Regelungen, die man auch als Land ergreifen kann, um das Problem zu lösen.

Das weitere große Problem neben den Genehmigungen sind die Anreize und Finanzen. Herr Kießling hat bereits gesagt, wie viel zusätzliches Geld die Netzbetreiber zur Verfügung stellen. Ich würde behaupten: Es reicht trotzdem nicht. Es gibt aber Restriktionen.

Netzbetreiber sind Unternehmen und müssen betriebswirtschaftlich agieren, und Unternehmen haben nur bestimmte Möglichkeiten, Fremdkapital aufzunehmen. Sie können auch die Eigenkapitalbasis nur begrenzt erhöhen. Der Bund und das Land hätten jedoch durchaus Möglichkeiten, über Kapital, das als eigenkapitalähnlich in den Bilanzen berücksichtigt wird, dieses Problem teilweise zu lösen und gleichzeitig das Prozedere günstiger zu machen, weil sich der Bund und die Länder Kapital günstiger als die Unternehmen verschaffen können.

Also auch an dieser Stelle haben wir viele Hebel, die Dinge beschleunigen können.

Das Wichtigste ist aus meiner Sicht – ich sagte es in meinem Eingangsstatement und möchte es am Ende noch einmal deutlich machen –: Wir müssen aufpassen, dass wir den Netzausbau auf das notwendige Maß begrenzen.

Das heißt, Flexibilisierung vor Ort verhindert, reduziert Netzausbau. Digitalisierung bringt uns in die Lage, Betriebszustände – dabei spreche ich nicht nur über Smart Meter, sondern über die Digitalisierung von 20- und 110-kV-Netzen – zu erkennen und damit Netzausbau zu reduzieren.

Wir brauchen auch ein anderes Förderregime für erneuerbare Energien, das nicht den Anreiz setzt, möglichst große Generatoren zu bauen, möglichst einfach die Südausrichtung für Photovoltaikanlagen zu wählen. Das ist im Gesetz angelegt.

Aus meiner Sicht ist das der Schlüssel, um das System günstiger zu machen. Wenn wir das sogar auf den Bestand ausrollen, ohne Bestandsrechte infrage stellen zu wollen – Herr Kießling und ich haben darüber auch schon einmal diskutiert, ob man nicht Förderinstrumente setzen könnte, damit bestehende PV-Anlagen ein Stück ihrer Leistungszusage zurückgeben und damit Netzkapazitäten freimachen –, dann muss man schauen, inwieweit man das überhaupt finanziell ausgleichen muss. Es kann allerdings immer noch günstiger sein, das finanziell auszugleichen, anstatt den Netzausbau, der viel teurer ist, an dieser Stelle zu machen.

Wir haben also viel Fantasie, und wir müssen uns manchmal aus den Pfaden verabschieden, in denen wir sind.

Bei der Biomasse könnten wir da auch noch über vieles reden. Muss das tatsächlich dauerhaft im EEG sein? Ist das in den Kapazitätsmärkten besser aufgehoben? Ist das Ausschließlichkeitsprinzip bei der Biomasse heute noch zeitgemäß? Das sind Punkte, über die wir dringend einmal nachdenken müssen.

Ich habe nicht die Antwort. Diese Fragen würde ich aber aufwerfen. Dann haben wir eine gute Chance, im Zusammenwirken von Bund und Land das ganze System günstiger, besser und den Netzausbau schneller zu machen und damit die Ziele sowohl für die Versorgung als auch für die Einspeisung zu erreichen.

SV Dr. Stefan Rauh (BIOGAS e.V.): Ich schließe direkt daran an, denn es gab die Frage hinsichtlich des Fördermodells, Förderregimes für Biogas und was man

ändern müsste, damit die Biogasanlagen flexibel fahren. Man muss gar nicht viel ändern.

Wir haben ein EEG, das gut funktioniert, das von den Rahmenbedingungen her mit Marktprämienmodell, Flexzuschlag und der Regelung einer gewissen Höchstbemessungsleistung, die dafür sorgt, dass nur ein Teil der Strommenge vergütet wird, passend ist. Das hat auch dazu geführt, dass Anlagen flexibel fahren.

Es gibt eine Heatmap für die Anlagen in der zweiten Vergütungsperiode, die diesem System folgen. Sie zeigt eindeutig, dass sich die Biogasanlagen entsprechend verhalten; sie fahren hoch und runter und gehen damit vollen Netzen aus dem Weg.

Das heißt, man muss bei dem, was wir haben, die einzelnen Punkte noch anpassen bzw. optimieren. Man muss aber nicht zwingend einen Systemwechsel in diesem EEG machen, und wir würden einen Systemwechsel jetzt auch nicht schaffen.

Ich bin aber ganz bei Ihnen, und danke Ihnen, Herr Müller, deswegen für Ihren Hinweis. Wir im Verband haben uns auch schon Gedanken darüber gemacht, ob es nicht andere Systematiken für den Biomassebereich, für den Biogasbereich geben könnte, weil unsere Stärken eben nicht in der reinen Stromproduktion, sondern in der Bereitstellung von Kapazität liegen. Der Name legt es schon nahe: Eine Kapazitätsförderung, ein Kapazitätsmarkt wäre da auch für Biogas vielleicht ein besserer Platz. Darüber können wir uns gerne konstruktiv austauschen.

Es gibt auch schon einen Mechanismus im Strom VKG oder eine Ausschreibung, die vor Kurzem gelaufen ist oder begonnen wurde, die Kapazität bezahlt. Die Kapazität wird sogar sehr hoch bezahlt; in Deutschland viel höher als in anderen Ländern. Ich war ganz überrascht, dass die Kapazitätsförderung in dieser Ausschreibung in Deutschland ganz einfach auf über 200 Euro pro kW hochgegangen ist.

Bei diesen Ausschreibungen beteiligen sich auch schon Biogasanlagen, ganz konkret Biomethananlagen. Denn nur Biomethananlagen können die Sicherheit garantieren, auf das Gasnetz zugreifen, Biomethan einsetzen und damit bei Dunkelflauten – wie auch immer – agieren zu können. Das zeigt, dass das Thema Biogas, Biomethan ebenfalls sehr nah am Markt ist. Vielleicht hat es einen anderen Charakter als das bei anderen erneuerbaren Energieträgern der Fall ist, aber es ist geeignet, in verschiedenen Marktmechanismen zurechtzukommen. Man muss uns diesbezüglich nur lassen.

Die Erneuerbaren darf man aber nicht außen vor lassen. Mit diesem StromVKG wurde aus dem Wirtschaftsministerium ein Ausschreibungsmechanismus kreiert, der vollkommen auf die fossilen Gaskraftwerke geprägt oder ausgerichtet ist. Die Folge ist, dass dann keine Batteriespeicher oder Biomethananlagen nur vielleicht zum Zug kommen. Das liegt jedoch nicht daran, dass Batteriespeicher oder Biomethananlagen nicht konkurrenzfähig wären, sondern das liegt an den Rahmenbedingungen.

Diese Rahmenbedingungen wurden ganz klar in Richtung fossiler Großkraftwerke gesetzt, und das werden wir auch beim Resultat sehen. Hier gibt es aber ebenfalls Möglichkeiten der Optimierung für die Zukunft, und die Biogasbranche ist dazu bereit.

Vorsitzende Stephanie Schuhknecht (GRÜNE): Vielen Dank. – Sie merken, was ich vorher mit: "Irgendwann merkt man, dass alle Fragen gestellt sind" meinte. Ich möchte dennoch fragen. Gibt es seitens der Kolleginnen und Kollegen The-

men, die noch nicht angesprochen wurden, aber die in dieser Runde dringend besprochen werden müssten? – Das ist nicht der Fall. Damit hat die Anhörung ihr natürliches Ende gefunden.

Herzlichen Dank für Ihre Zeit, für Ihre Expertise und für die vielen Anregungen, die wir in die parlamentarische Beratung mitgeben. Gleichzeitig hoffen wir, dass wir natürlich auch in Richtung Bund, der nächste Woche seine Anhörung hat, vielleicht ein paar Themen aus bayerischer Perspektive mitgeben können. Denn obgleich wir bei vielem nicht zuständig sind und keinen unmittelbaren Hebel haben, ist es wichtig, dass wir dort unsere Anliegen kraftvoll in den Prozess einbringen.

Herzlichen Dank. Ich schließe die Anhörung und bedanke mich ganz herzlich.

(Schluss der Sitzung: 13:40 Uhr)

Friedrich-Alexander-Universität
Technische Fakultät



Department für
Chemie- und Bioingenieurwesen

Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik

Prof. Dr.-Ing. Jürgen Karl

Fürther Straße 244f
D-90429 Nürnberg
Telefon +49 911 5302 9021
Juergen.Karl@fau.de
www.evt.cbi.fau.de

Stellungnahme

von

Prof. Dr.-Ing. Jürgen Karl
Nora Elhaus
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
Lehrstuhlinhaber Department Chemie- und Bioingenieurwesen (CBI)
Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik.

Nürnberg, den 20. September 2026

zur Öffentlichen Anhörung gemäß § 173 Abs. 1 Satz 2 der Geschäftsordnung für den Bayerischen Landtag am 1. Oktober 2026 10:30 Uhr - 14:00

zum Thema
Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern

Stellungnahme zu den Fragen des Fragenkatalogs

1. Welche Auswirkungen hat die mögliche Einführung von kapazitätslimitierten Netzgebieten mit Redispatch-Vorbehalt auf den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien in Bayern?

Statement:

Anstatt den Netzausbau endlich zu beschleunigen, wird der Ausbau von erneuerbaren Energien weiter ausgebremst. Das Solarland Bayern ist davon besonders stark betroffen und besonders die regionale Wertschöpfung wird stark eingeschränkt.

Begründung:

Der Entwurf für das EnWG der Bundesregierung vom 29.7.2026 führt mit § 14 Absatz 1c EnWG „kapazitätslimitierten Netzgebiete“ ein. Für diese Gebiete entfällt nach § 8 Absatz 4 EnWG (neu) die

Stellungnahme J. Karl/N. Elhaus – zu den Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern

Pflicht zum Netzanschluss und nach § 13a Absatz 6 EnWG (neu) im Falle von Abregelungen im Redispatch der Entschädigungsanspruch für bis zu 20 % des Jahresstromertrags.

Die am 08. September von „E-Bridge“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie veröffentlichte Analyse für die Ausweisung kapazitätslimitierter Umspannwerke zeigt deutlich, dass ca. 40 % der deutschlandweit betroffenen Umspannwerke in Bayern liegen¹, da der Netzausbau gerade in Bayern in den letzten Jahren zu sehr vernachlässigt wurde.

Anstatt die Verpflichtung der Netzbetreiber zum bedarfsgerechten Netzausbau zu forcieren, werden bestehende Verpflichtungen aufgeweicht und es besteht die Gefahr eines deutlichen Ausbremsens der Energiewende. Folgen sind eine geringere regionale Wertschöpfung und ein verringertes Angebot an kostengünstigen Stromkontingenten für bayerische Unternehmen.

2. Welche Regionen des Freistaates wären besonders von kapazitätslimitierten Netzgebieten mit Redispatch-Vorbehalt betroffen?

Statement:

Besonders schwer betroffen sind Regionen mit einem hohen Anteil an Photovoltaik, wie der Raum Landshut über Deggendorf bis Richtung Passau/Bayerischer Wald. Darüber hinaus weisen auch die Regionen Regensburg und die Oberpfalz eine erhöhte Betroffenheit auf. Dort spielen sowohl Photovoltaik als auch Wind eine wesentliche Rolle.

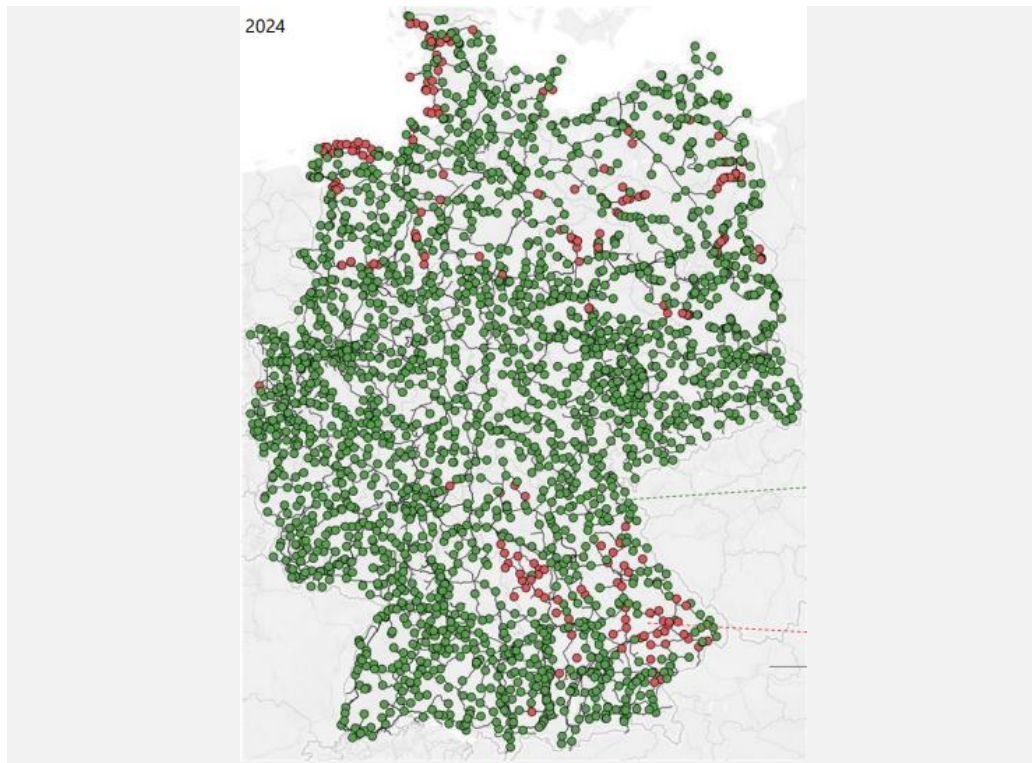
Begründung:

Die nachfolgende Karte aus der im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie von E-Bridge veröffentlichten Analyse für die Ausweisung kapazitätslimitierter Umspannwerke zeigt die Verteilung der deutschlandweit kapazitätslimitierten Netzgebiete².

¹ <https://e-bridge.de/wp-content/uploads/2026/09/260908-E-Bridge-BMWE-Datengrundlage-Steuerungsinstrument-Praesentation.pdf>

² <https://e-bridge.de/wp-content/uploads/2026/09/260908-E-Bridge-BMWE-Datengrundlage-Steuerungsinstrument-Praesentation.pdf>

Stellungnahme J. Karl/N. Elhaus – zu den Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern



3. Welche Auswirkungen hat die geplante Abschaffung der Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen bis zu einer installierten Leistung von 25 kW auf den weiteren Ausbau der Photovoltaik in Bayern?

Statement:

Der Einfluss ist gering, da steigende Strompreise und damit höhere vermiedene Strombezugskosten Hauptanreiz für den Bau von Photovoltaikanlagen kleiner 25 kW sind.

Begründung:

Eine 10-kWp-Photovoltaikanlage erzeugt in Bayern durchschnittlich rund 10.000 kWh Strom pro Jahr. Während für eine eingespeiste Kilowattstunde derzeit rund 7,7 Cent vergütet werden, spart eine selbst verbrauchte Kilowattstunde bei einem Haushaltsstrompreis von rund 40 Cent etwa das Fünffache. Bei 2.500 kWh Eigenverbrauch entspricht dies vermiedenen Strombezugskosten von rund 1.000 Euro jährlich, gegenüber nur rund 190 Euro Einspeisevergütung für dieselbe Strommenge. Batteriespeicher können den Eigenverbrauch zusätzlich erhöhen. 86 % der im Jahr 2025 in Deutschland

Stellungnahme J. Karl/N. Elhaus – zu den Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern

in Betrieb gegangenen PV-Anlagen zwischen 7 und 20 kWp wurden daher mit einem Batteriespeicher kombiniert³.

4. Welche Folgen ergeben sich für die Solar-, Wind-, Biogas- und Wasserkraftbranchen und die Wirtschaft in Bayern durch die geplanten Gesetzesvorhaben auf Bundesebene?

Statement:

Die Einführung der kapazitätslimitierten Netzgebiete bremst den Ausbau von erneuerbaren Energien in Bayern erheblich ein und sorgt so für ein Fortbestehen geopolitischer Abhängigkeiten.

Begründung:

In kapazitätslimitierten Gebieten entfällt zukünftig der unbedingte Netzanschlussanspruch. Stattdessen müssen Anlagenbetreiber bei Redispatch auf Entschädigungen für eine Strommenge von bis zu 20 % des Jahresstromertrags verzichten. Daraus ergibt sich ein deutlich erhöhtes Investitionsrisiko und die Gefahr eines Einbruchs des Ausbaus erneuerbarer Energien gerade für dringend benötigte Windkraftanlagen. Das Fortbestehen fossiler Abhängigkeiten, auch gefördert durch das StromVKG, belastet die Wirtschaft langfristig mit hohen Strompreisen.

Der Druck auf die Solarbranche wächst. Durch den Wegfall der Förderung für kleine PV-Anlagen unter 25 kW und die Begrenzung des Netzanschlusses auf nur noch 70 % der installierten Leistung für große Freiflächen-Photovoltaik, verschlechtern sich insgesamt die Förderrahmenbedingungen.

Gleichzeitig verbessert das Netzanschlusspaket die Planbarkeit: Netzbetreiber sollen verfügbare Anschlusskapazitäten auf geografischen Karten veröffentlichen und monatlich aktualisieren. Projektierer können Standorte dadurch stärker an tatsächlich verfügbaren Netzkapazitäten ausrichten.

Für die Windenergie in Bayern wirkt zudem die im EEG-Entwurf vorgesehene Anpassung des Referenzertragsmodells grundsätzlich positiv, weil sie die Wirtschaftlichkeit windschwächerer Standorte verbessert.

Für die Biogasbranche droht weiter ein „Anlagensterben“, da die aktuell geplanten Ausschreibungsvolumina für Biogasanlagen von zunächst 1000 MW und in den Folgejahren nur noch 750 und 500 MW bei weitem zu gering sind, um den Fortbestand der rund 2200 Biogasanlagen⁴ in Bayern zu sichern.

³ <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2026/die-energiewende-braucht-photovoltaik-vom-dach.html>

⁴ 2239 Biogasanlagen und 838 „Biogassatelliten“

Stellungnahme J. Karl/N. Elhaus – zu den Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern

5. Welche Alternativen zur Stabilisierung der Stromnetze können ergriffen werden?

Statement:

Alternative Maßnahmen zur Stabilisierung der Stromnetze umfassen die Dynamisierung von Netzentgelten, die Förderung von Speichern mit hohen Kapazitäts- zu Leistungsverhältnissen sowie die Teilung der Strompreiszone Deutschlands.

Begründung:

Die derzeit geltenden Regelungen für die Festlegung der Netzentgelte fördern noch immer erheblich unflexible Großverbraucher mit mehr als 2500 Volllaststunden pro Jahr. Eine Dynamisierung und Regionalisierung der Netzentgelte fördern das systemdienliche Verhalten von Endverbrauchern, in dem diese noch stärker von niedrigen Strompreisen während einer hohen Verfügbarkeit erneuerbarer Energien profitieren. Eine Förderung des netzdienlichen Verhaltens gerade von großen Verbrauchern könnte wesentlich dazu beitragen, Kosten für den Netzausbau, Reservekapazitäten und Redispatch und die Gefahr künftiger Knappheitssituationen zu mindern.

Ein weiterer zentraler Baustein zur Stabilisierung der Stromnetze ist die Förderung von Speichern sowie flexiblen Verbrauchern mit hohen Kapazitäts-zu-Leistungsverhältnissen (>10 h), um erneuerbaren Strom über längere Zeiträume verschieben zu können. Dies sind zum einen große Batteriespeicher, aber auch hochflexibilisierte Biogasanlagen mit ausreichend großen Gasspeichern.

Auch die Einrichtung von zwei oder mehr Strompreiszonen könnte stärkere regionale Preissignale setzen und dadurch Erzeugung, Verbrauch und Investitionen stärker an Netzengpässen ausrichten und Strombezugskosten für die deutschen Endverbraucher signifikant reduzieren.

6. Welche technischen und rechtlichen Maßnahmen können ergriffen werden, um etwaige negative Folgen für Bayern zu minimieren?

Statement:

Rechtliche Maßnahmen sollten die Netzbetreiber stärker zu einem beschleunigten Netzausbau verpflichten. Die im Entwurf des Netzpakets vorgesehene Ausweisung von kapazitätslimitierten Gebieten von 6 Jahren in § 14 Abs. 1d ist angesichts der gebotenen Dringlichkeit zu wenig ambitioniert. Auch der Smart-Meter-Rollout und eine stärkere Nutzung dezentraler Flexibilitäten sollten forciert werden.

Begründung:

Ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz mit Fokus auf die Verteilnetze sollte Planungs- und Genehmigungsverfahren für den Netzausbau vereinfachen und beschleunigen. Bei vom Netzbetreiber zu verantwortenden Verzögerungen sollten zudem finanzielle Anreiz- oder Sanktionsmechanismen geprüft

Stellungnahme J. Karl/N. Elhaus – zu den Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern

werden. Auch der Smart-Meter-Rollout sollte in diesem Zuge deutlich beschleunigt werden, um Erzeugungsanlagen, Speicher und flexible Verbraucher netzdienlich steuern zu können.

Wesentlich ist nicht nur für Bayern auch der Ausbau von Reservekapazitäten. Gerade in Dunkelflauten zeichnen sich schon in den nächsten Jahren erhebliche Versorgungsdefizite aus. Ein großes Potenzial zur Vermeidung von Knappheitssituationen liegt zudem in einer stärkeren Nutzung von dezentralen Speichern und Flexibilitäten (auf Verbraucher- und Erzeugerseite), wie bspw. flexible Biogasanlagen oder auch der Ermöglichung der Erschließung einer Reserve von dezentralen Kleinanlagenpools, z.B. mit Traktoren, um in Phasen mit geringer erneuerbarer Einspeisung Leistung für das Stromsystem zur Verfügung stellen zu können.

7. Welche weiteren landespolitischen Maßnahmen können ergriffen werden, um den Ausbau erneuerbarer Energien in Bayern zu stärken und Investitionssicherheit für Vorhabenträger zu schaffen?

Statement:

Die 10H-Regel sollte endgültig abgeschafft werden und weitere Flächen für Windenergie ausgewiesen werden und Synergien beim Netzanschluss müssen konsequent genutzt werden. Dies könnte Bayern durch die Einrichtung einer Koordinationsstelle für beschleunigte Netzanschlüsse erreichen.

Begründung:

Die Abschaffung der 10H-Regel würde die Zahl der Standorte für Windenergie in Bayern erhöhen und somit zusätzliche Investitionsmöglichkeiten schaffen. Eine frühzeitige und über die Mindestvorgaben hinausgehende Flächenausweisung für Windenergie kann zudem Projektierern langfristig verfügbare Standorte sichern und damit die Planungs- und Investitionssicherheit erhöhen. Dies sichert langfristig niedrige Strompreise für die Industrie und stärkt den Wirtschaftsstandort Bayern.

Zudem sollte geprüft werden, inwieweit landespolitische Maßnahmen geeignet sind, lange Wartezeiten bei den Netzanschlüssen zu reduzieren, indem die Rahmenbedingungen für die gemeinsame Nutzung von Netzanschlüssen für Wind-, PV-, Biogas und Batteriespeicher verbessert werden. Dies könnte beispielsweise durch beschleunigte Genehmigungsverfahren an Standorten mit bestehenden Netzknoten und die Einrichtung einer Koordinierungs- oder Clearingstelle für die Moderation der Belange von Planern und Netzbetreibern erreicht werden.

8. Inwiefern gefährden die starren Vorgaben des Bundes-Netzpakets die bayerische Strategie einer dezentralen und regionalen Energieversorgung?

Statement:

Die Einführung der kapazitätslimitierenden Netzgebiete durch das Bundes-Netzpaket bremst Investitionen in den Ausbau erneuerbarer Energien insbesondere in Bayern.

Stellungnahme J. Karl/N. Elhaus – zu den Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern

Begründung:

Eine stärkere Ausrichtung des Ausbaus der erneuerbaren Energien an den verfügbaren Netzkapazitäten ist grundsätzlich sinnvoll. Der vorliegende Gesetzesentwurf wälzt dabei jedoch Risiken und Kosten für den verschlafenen Netzausbau vor allem auf die Projektierer und Betreiber erneuerbarer Energie-Projekte ab. Stattdessen sollte der Netzausbau stärker beschleunigt werden und der Aufbau von Flexibilitäten an den entsprechenden Standorten entsprechend gefördert werden.

9. Welche konkreten Hebel hat Bayern, um sich gegen eine drohende Benachteiligung Süddeutschlands bei den Netzentgelten durch den Bund zu wehren?

Statement:

Bayern wird durch eine Neuregelung der Netzentgelte nicht benachteiligt. Zudem werden seit 2025 Regionen mit hohen Kostenbelastungen durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gezielt entlastet.

Begründung:

Netzkosten waren in den letzten Jahren in Bayern erheblich günstiger als in den Bundesländern Norddeutschlands, die auch durch den verzögerten Netzausbau in Bayern durch Redispatchkosten zusätzlich belastet wurden. Eine angemessenere Beteiligung bayerischer Endverbraucher an den insgesamt anfallenden Netzkosten ist geboten.

Zudem hat die Bundesnetzagentur im April 2024 ein Verfahren zur Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien unter dem Aktenzeichen BK8-24-001-A eröffnet. Dieses sorgt dafür, dass seit 2025 Regionen mit besonderen Kostenbelastungen durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entlastet werden. Mit der Bayernwerk Netz GmbH, LEW Verteilnetz GmbH, N-ERGIE Netz GmbH und ÜZ Mainfranken eG sind gleich vier bayerischen Netzbetreiber in den Top 15 der Netzbetreiber mit den höchsten absoluten Wälzungsbeiträgen⁵.

10. Wie stark konterkariert das EEG 2027 die bayerischen Bemühungen, Planungs- und Genehmigungsverfahren für die heimische Wirtschaft zu entbürokratisieren?

Statement:

Vor allem die Einführung von Ausschreibungen und nicht erst die Novelle des EEG 2027 hat die Planung und den Betrieb von EE-Anlagen erheblich bürokratisiert.

⁵ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles/VerteilungNetzkosten/artikel.html>

Stellungnahme J. Karl/N. Elhaus – zu den Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern

Begründung:

Tatsächlich ist der Umfang des EEG von ursprünglich 6 Seiten im Jahr 2000 auf heute 149 Seiten gestiegen. Vor allem die Einführung von Ausschreibungen hat den Anlagenbetrieb schon seit 2014 gerade für kleinere Betreiber wie Landwirte oder Bürgerenergiegenossenschaften drastisch erschwert und könnte von diesen ohne die Unterstützung von Verbänden und professionellen Planern nicht mehr geleistet werden.

11. Welche existenzbedrohenden Mehrbelastungen kommen durch die Bundesreformen gezielt auf das bayerische Handwerk und den ländlichen Mittelstand zu?

Statement:

Existenzbedrohende Mehrbelastungen bestehen für Handwerk und Mittelstand vor allem aufgrund weiter bestehender Abhängigkeit von fossilem Erdgas und den damit verbundenen Strompreisisiken infolge geopolitischer Krisen.

Begründung:

Strompreisisiken entstehen für Handwerk und Mittelstand vor allem durch einen gebremsten Ausbau erneuerbarer Energien und die weitere Abhängigkeit von fossilem Erdgas. Aktuell und in der Vergangenheit steigende Strompreise sind ausschließlich die Folge hoher Gaspreise. Gaskraftwerke sind preissetzend und der Einsatz teurer Gaskraftwerke kann – besonders in Bayern - nur durch mehr Wind und PV-Strom reduziert werden.

Eine regionale erneuerbare Erzeugung und flexible Stromnutzung bietet entsprechend große wirtschaftliche Chancen. Für mittelständische Betriebe mit flexiblen Verbrauchsprozessen entstehen zudem Chancen, Strom verstärkt in günstigen Stunden zu beziehen und dadurch ihre Energiekosten zu senken.

Kapazitätslimitierte Netzgebiete können Investitionen in neue Erneuerbare-Energien-Projekte verzögern und damit regionale Wertschöpfung im ländlichen Raum schwächen. Gleichzeitig stärkt das EEG grundsätzlich mit dem Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung Kommunen und regionale Unternehmen und verringert die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten.

Stellungnahme J. Karl/N. Elhaus – zu den Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern

12. Wie können bayerische Bürgerenergiegenossenschaften vor den neuen marktfern gestalteten Ausschreibungsmodellen des EEG 2027 geschützt werden?

Statement:

Bürgerenergiegenossenschaften sollten durch vereinfachte Zugangs- und Nachweispflichten bei den neuen Resilienzausschreibungen sowie durch eine praxistaugliche Weiterentwicklung der bestehenden Bürgerenergie-Ausnahmen geschützt werden.

Begründung:

Die zusätzlichen Nachhaltigkeits- und Resilienzkriterien im Rahmen der „Resilienzausschreibungen“ können für ehrenamtlich oder klein strukturierte Bürgerenergiegesellschaften einen deutlich höheren administrativen Aufwand verursachen als für professionelle Projektierer. Bei der konkreten Ausgestaltung der Resilienzausschreibungen sollten daher standardisierte, verhältnismäßige Nachweise und geringe bürokratische Hürden für Bürgerenergiegenossenschaften vorgesehen werden.

Im EEG bestehen bereits jetzt Ausnahmen von der Ausschreibungspflicht für Bürgerenergieprojekte. Diese sind jedoch zu restriktiv gestaltet. Die Beschränkung für Bürgerenergiegesellschaften auf Projekte pro Technologie in einem festgelegten Zeitraum in §22b Abs. 1 Nr. 3, Abs. 2 Nr. 2 sowie Abs. 5 sollte gestrichen werden. Zudem sollte § 46 EEG 2023 so angepasst werden, dass die Bestimmung des anzulegenden Wertes auf die Meldung bei der BNetzA und nicht auf das Vorvorjahr der Inbetriebnahme abgestellt wird. Dies verhindert, dass in Phasen steigender Höchstwerte Bürgerenergieprojekte spürbare Mindererlöse gegenüber einer regulären Ausschreibungsteilnahme haben.

13. Welche finanziellen Risiken entstehen für bayerische Kommunen beim verpflichtenden, bundesgesteuerten Verteilnetzausbau?

Statement:

Für die bayerischen Kommunen ergeben sich aus dem Netzausbau kommunaler Versorger nur marginale Risiken, da zukünftig erneuerbare Energie-Projekte über einen Baukostenzuschuss für einen Teil der durch ihren Anschluss verursachten Kosten aufkommen müssen und zum anderen die verbleibenden Kosten über die Netzentgelte auf die Letztverbraucher umgelegt werden.

Begründung:

Der im Netzpaket in § 17 vorgesehene Baukostenzuschuss ermöglicht es Netzbetreibern vom Anschlussnehmer einen „angemessenen Baukostenzuschuss zur teilweisen Finanzierung der Kosten für die Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes“ zu verlangen. Die darüberhinausgehenden, anerkannten Kosten für Betrieb, Verstärkung und Ausbau der Stromnetze fließen grundsätzlich in die regulierten Netzkosten ein und werden über die Netzentgelte finanziert.

Für Kommunen, die (Anteils-)eigentümer eines kommunalen Stadtwerks oder Verteilnetzbetreibers sind, besteht daher nur ein marginales Risiko im Rahmen der Vorfinanzierung des Netzausbaus in Form von ausbleibenden Gewinnausschüttungen bzw. eines erhöhten Kapitalbedarfs.

Stellungnahme J. Karl/N. Elhaus – zu den Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern

14. Warum ignoriert das Gesetzbaket des Bundes weiterhin die fundamentale Rolle der bayerischen Biomasse als grundlastfähige Reserve im Süden?

Statement:

Die zentrale Rolle der bayerischen Biomasse liegt zukünftig nicht in der Grundlast, sondern in der Bereitstellung hochflexibler, gesicherter Leistung. Durch eine stärkere Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen können insbesondere in Dunkelflauten Versorgungslücken vermieden werden.

Begründung:

Mit zunehmender Wind- und PV-Erzeugung wird Strom aus Biomasse vor allem dann benötigt, wenn erneuerbare Erzeugung gering und die Nachfrage hoch ist. Die FAU-Modellierung im Rahmen der Studie „Beitrag der Flexibilitätspotenziale des Bioenergiesektors zur Versorgungssicherheit und Resilienz des deutschen Stromsystems“ zeigt, dass eine starke Überbauung und Flexibilisierung von Biogasanlagen die erwarteten LOLE-Stunden (LOLE: Loss of Load Expectation, Stunden ungedeckter Last) im Jahr 2037 von 186 auf 13 Stunden reduzieren könnte⁶. Voraussetzung dafür sind neben zusätzlicher Erzeugungsleistung ausreichend große Gasspeicher, damit Biogasanlagen auch mehrtägige Dunkelflauten überbrücken können.

15. Welche Anpassungen im EEG 2027 sind zwingend nötig, um das Sterben bayerischer Biogasanlagen nach Auslaufen der alten Förderung zu verhindern?

Statement:

Im EEG 2027 sollte vor allem das Ausschreibungsvolumen für Biogasanlagen auf 3,2 GW jährlich deutlich erhöht und über mehrere Jahre verlässlich fortgeführt werden.

Begründung:

Die FAU-Studie „Hochflexible Biogas-Speicherkraftwerke“ hält die derzeit vorgesehenen Ausschreibungsmengen für zu gering und empfiehlt eine Erhöhung auf rund 3,2 GW pro Jahr⁷. Damit könnten bestehende Biogasanlagen in die Anschlussförderung überführt und zugleich zusätzliche flexible Leistung aufgebaut werden.

Gerade für Bayern ist das relevant, weil viele Bestandsanlagen in den kommenden Jahren aus der bisherigen EEG-Förderung fallen. Zu geringe Ausschreibungsmengen würden das Risiko erhöhen, dass wirtschaftlich weiter nutzbare Anlagen stillgelegt werden, statt sie als flexible Reserve für Dunkelflauten weiterzuentwickeln. Die Studie sieht in einer höheren Flexibilisierung zugleich erhebliches Potenzial für Versorgungssicherheit und Strompreisdämpfung.

⁶ <https://www.evt.tf.fau.de/2026/09/11/blackouts-ohne-bioenergie/>

⁷ <https://www.evt.tf.fau.de/fau-biogasstudie-2026/>

Stellungnahme J. Karl/N. Elhaus – zu den Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern

17. Wie kann das Wirtschaftsministerium den bayerischen Wasserstoffhochlauf (H2-ready) gegen die mangelhafte Anbindung durch das Bundes-Kernnetz absichern?

Statement:

Der bayerische Wasserstoffhochlauf sollte auf Wasserstoffderivate – idealerweise synthetisches Methan – setzen, um bestehende Gas-Infrastrukturen nutzen zu können.

Begründung:

Der zögerliche Hochlauf des Ausbaus von Infrastrukturen für reinen Wasserstoff ist vor allem hohen Kosten für neue Infrastrukturen geschuldet. Wichtig ist die verbrauchernahe Erzeugung von Wasserstoff in Branchen, die auf elementaren Wasserstoff angewiesen sind (Beispiele Chemieindustrie, Düngemittelindustrie, Stahlindustrie etc...). Der Fokus auf H2-ready Kraftwerke bietet keine Vorteile, da Kraftwerke mit „grünem“ Methan aus „grünem“ Wasserstoff ähnlich CO₂-neutral betrieben werden können wie mit elementarem Wasserstoff – und das ohne immense Investitionen in den Aufbau einer neu zu errichtenden Wasserstoff-Infrastruktur.

18. Welche Anreize setzt das Netzpaket für dezentrale Batteriespeicher direkt vor Ort, um teuren Netzausbau und Redispatch-Kosten zu minimieren?

Statement:

Das Netzpaket setzt drei zentrale Anreize für dezentrale Batteriespeicher: Der Anschluss netzneutraler Batteriespeicher darf nicht verwehrt werden, die Begrenzung der Einspeiseleistung neuer PV-Freiflächenanlagen auf 70 % schafft einen Anreiz zur lokalen Speicherung von Erzeugungsspitzen, und es wird Transparenz über verfügbare Anschlusskapazitäten geschaffen.

Begründung:

Der größte Anreiz entsteht durch sogenannte netzneutrale Batteriespeicher. Wird ein Speicher an einem bestehenden Netzverknüpfungspunkt errichtet, ohne die bisherige maximale Einspeise- oder Entnahmeleistung zu erhöhen, darf der Anschluss nicht verweigert werden. Das ist insbesondere in Kombination mit EE-Anlagen oder an geeigneten Verbrauchsstandorten attraktiv.

Neue Freiflächen-PV-Anlagen des ersten Segments sollen ab 2027 am Netzverknüpfungspunkt grundsätzlich nur noch 70 % ihrer installierten Leistung einspeisen dürfen. Dadurch werden Ost-West-Ausrichtungen sowie die Co-Location von PV-Anlagen und Batteriespeichern attraktiver.

Zudem erhöht das Netzpaket die Transparenz beim Netzanschluss: Netzbetreiber sollen verfügbare Anschlusskapazitäten auf geografischen Karten veröffentlichen und monatlich aktualisieren. Projektierer können dadurch geeignete Standorte leichter identifizieren.



Stellungnahme Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern

Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Landesentwicklung, Energie, Medien und
Digitalisierung
Bayerischer Landtag, 1. Oktober 2026

Prof. Dr. Claudia Kemfert
21. September 2026

Prof. Dr. Claudia Kemfert

Head of Department

Energy, Transportation, Environment

P +49 30 897 89 – 533
sekretariat-evu@diw.de

**DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e. V.**
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
Postanschrift:
DIW Berlin, 10108 Berlin
T +49 30 89789-0
F +49 30 89789-200
www.diw.de

Vorstand
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D. (*Präsident*)
Dennis Rüttinger (Geschäftsführerin)
Prof. Dr. Alexander Kritikos

Vorsitzende des Kuratoriums:
Sigrid Nikutta

Rechtsform
Eingetragener Verein
Sitz in Berlin
Amtsgericht Charlottenburg
95 VR 136 NZ

USt-IdNr. DE 136622485
Steuer-Nr. 27 640 50519

Bankverbindungen
Berliner Volksbank eG
Bankleitzahl 100 900 00
Kontonummer 8 848 124 002
BIC (SWIFT-Code) BEVODE33XXX
IBAN DE17 1009 0000 8848 1240 02

Berliner Bank AG
Bankleitzahl 100 708 48
Kontonummer 512 366 600
BIC (SWIFT-Code) DEUTDE33XXX
IBAN DE28 1007 0848 0512 3666 00

Kurzfassung

Das EEG 2027 und Netzanlasspaket adressieren wichtige Herausforderungen der nächsten Phase der Energiewende: erneuerbare Energien sollen stärker in Markt und Stromsystem integriert, knappe Netzkapazitäten effizienter genutzt sowie Speicher und Flexibilität stärker einbezogen werden. Das 80-Prozent-Ziel für erneuerbaren Strom bis 2030 und die Ausbaupfade bleiben bestehen. Gleichzeitig verändern die Entwürfe die Verteilung von Markt-, Preis- und Netzkosten erheblich. Für die ökonomische Bewertung ist deshalb entscheidend, ob tatsächlich Gesamtsystemkosten sinken – oder ob Kosten und Risiken lediglich vom Stromsystem auf Investoren, Haushalte und kleinere Marktakteure verlagert werden.

Besonders kritisch ist der geplante Redispatch-Vorbehalt in kapazitätslimitierten Netzgebieten. Er kann zwar ermöglichen, neue Wind- und Solaranlagen trotz bestehender Engpässe anzuschließen. Den Engpass selbst beseitigt er jedoch nicht. Vielmehr kann ein Teil der Abregelung ohne finanziellen Ausgleich erfolgen. Im Regierungsentwurf ist dieses Risiko auf höchstens 20 Prozent des Jahresstromertrags beziehungsweise 18 Prozent für Windenergieanlagen in Windvorranggebieten begrenzt; die Gebietsausweisung ist grundsätzlich auf sechs Jahre angelegt. Auch in dieser gegenüber früheren Entwürfen abgemilderten Form bleibt die ökonomische Wirkung problematisch: Erlösrisiken können in höheren Eigenkapitalanforderungen, Fremdkapitalkosten und Ausschreibungsgeboten eingepreist werden. Finanzierende Banken haben im September 2026 ausdrücklich vor wachsenden Finanzierungsrisiken gewarnt.

Auch die Abkehr von der langfristig garantierten Einspeisevergütung für neue kleine Dach-PV-Anlagen ist kritisch zu bewerten. Für private Haushalte und kleine Gewerbebetriebe ist die Einspeisevergütung nicht nur Förderung, sondern eine einfache und langfristig kalkulierbare Erlösabsicherung. Eine verpflichtende beziehungsweise schrittweise Direktvermarktung kann erst dann effizient funktionieren, wenn Smart Meter, digitale Abrechnung, standardisierte Prozesse und kostengünstige Direktvermarktungsangebote für Kleinanlagen massenmarktauglich verfügbar sind. Andernfalls drohen höhere



Seite 2/12

Transaktionskosten, geringere Investitionssicherheit und eine Abschwächung des dezentralen Dach-PV-Ausbaus.

Für Bayern ist zugleich die Windenergie besonders wichtig. Der Freistaat verfügt inzwischen über eine deutlich größere Projektpipeline und erheblich mehr ausgewiesene Windflächen. Ende 2025 waren mehr als 300 Windenergieanlagen genehmigt, aber noch nicht gebaut; 743 Anlagen mit insgesamt 4,7 GW befanden sich im Genehmigungsverfahren. Ende April 2026 waren rund 90.751 Hektar Windvorranggebiete ausgewiesen oder beschlossen. Damit verschiebt sich die Herausforderung zunehmend von Flächenausweisung und Genehmigung hin zu Realisierung, Finanzierung und Netzanschluss.

Studien zeigen, dass ein regional ausgewogenerer Windenergieausbau mit stärkerem Zubau in Süddeutschland gegenüber einem nordlastigeren Trendzubau die Redispatchkosten im Jahr 2030 um bis zu rund 1,9 Milliarden Euro jährlich reduzieren könnte (FfE 2026). Windenergie im Süden kann somit selbst zur Reduktion von Transport- und Engpasskosten beitragen. Ein Instrument, das Investitionen in Windprojekte in Süddeutschland zusätzlich verteuert, kann daher dem Ziel sinkender Gesamtsystemkosten entgegenwirken.

Die zentrale Empfehlung lautet: Engpässe müssen reduziert und beseitigt werden – nicht dauerhaft verwaltet. Vorrang haben Netzoptimierung, Modernisierung und Digitalisierung der Verteilnetze, Smart Meter, flexible Netzanschlüsse, Batteriespeicher, Demand Response und eine bessere räumliche und zeitliche Koordination von Erzeugung und Verbrauch. Netzverstärkung und Netzausbau bleiben dort notwendig, wo strukturelle Engpässe nicht anders behoben werden können. Marktintegration und Investitionssicherheit sind keine Gegensätze; eine erfolgreiche Reform muss beides gewährleisten.

1. Ausgangslage und Bewertungsmaßstab

Der Regierungsentwurf des EEG 2027 und das Netzanschlusspaket wurden am 29. Juli 2026 vom Bundeskabinett beschlossen. Das EEG 2027 hält am Ziel fest, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 80 Prozent zu erhöhen. Gleichzeitig soll der Ausbau stärker an Markt- und Netzsignalen ausgerichtet werden. Vorgesehen sind unter anderem eine schrittweise Ausweitung der Direktvermarktung, zusätzliche Ausschreibungsmengen für Windenergie an Land, eine stärkere Rolle flexibler Biomasse sowie neue Regeln für Netzanschlüsse und kapazitätslimitierte Netzgebiete.

Der Grundgedanke einer stärkeren Systemintegration ist nachvollziehbar. Mit steigenden Anteilen von Wind- und Solarstrom wächst der Bedarf an Flexibilität, Speichern, digitaler Steuerung und einer besseren Nutzung der Netzinfrastruktur. Eine isolierte Betrachtung der Erzeugungskosten reicht deshalb nicht mehr aus. Ebenso wenig reicht es jedoch, einzelne sichtbare Kostenpositionen wie Redispatch-Entschädigungen oder Netzausbaukosten zu reduzieren, wenn dadurch an anderer Stelle höhere Finanzierungs-, Transaktions- oder Systemkosten entstehen.



Seite 3/12

Bewertungsmaßstab sollte daher die Entwicklung der Gesamtsystemkosten bei hoher Versorgungssicherheit und Erreichen der Klimaziele sein. Dazu zählen Erzeugungs- und Kapitalkosten ebenso wie Netzkosten, Speicher- und Flexibilitätskosten, Redispatch, Transaktionskosten und die Kosten einer verzögerten Transformation. Für Bayern kommt die regionale Perspektive hinzu: Ein stark photovoltaikgeprägtes Erzeugungsprofil, die wieder wachsende Windprojektpipeline, der große Bioenergie- und Wasserkraftbestand sowie industrielle Nachfrage machen eine integrierte Betrachtung besonders wichtig.

2. Redispatch-Vorbehalt und kapazitätslimitierte Netzgebiete

Der Redispatch-Vorbehalt ist aus ökonomischer Sicht der kritischste Teil des Netzanschlusspakets. In kapazitätslimitierten Netzgebieten sollen neue Anlagen auch dann einen Anschluss erhalten können, wenn das Netz die potenzielle Erzeugung nicht jederzeit vollständig aufnehmen kann. Der Anschluss kann mit einem vertraglichen Verzicht auf finanziellen Ausgleich bei Redispatch verbunden werden. Nach dem Regierungsentwurf ist der entschädigungsfreie Anteil auf maximal 20 Prozent des Jahresstromertrags beziehungsweise 18 Prozent für Windenergieanlagen in Windvorranggebieten begrenzt. Kapazitätslimitierte Gebiete sollen grundsätzlich für sechs Jahre ausgewiesen werden; eine begrenzte Verlängerungsmöglichkeit ist vorgesehen.

Der mögliche Vorteil liegt auf der Hand: Ein Projekt muss nicht zwingend warten, bis ein Netzengpass vollständig beseitigt ist. Das kann zusätzliche Erzeugung schneller integrieren. Dieser Vorteil darf jedoch nicht mit einer Lösung des Engpassproblems verwechselt werden. Der Redispatch-Vorbehalt beseitigt weder den physikalischen Engpass noch den Bedarf an Netzoptimierung, Digitalisierung, Speicher oder Flexibilität. Er verändert zunächst vor allem die Verteilung des finanziellen Risikos.

Gerade bei Wind- und Freiflächen-PV-Projekten mit hohen anfänglichen Investitionen und einem großen Fremdkapitalanteil ist dies relevant. Ist ein Teil der zukünftigen Stromproduktion potenziell ohne Entschädigung abregelbar, steigt die Unsicherheit über den Schuldendienst und die Eigenkapitalrendite. Finanzierende Banken haben im September 2026 darauf hingewiesen, dass die kumulative Wirkung von Redispatch-Vorbehalt, Änderungen am Referenzertragsmodell, Wirkleistungsbegrenzungen und weiteren Kostenrisiken Eigenkapitalanforderungen und Fremdkapitalkosten erhöhen kann. Damit können eingesparte Redispatch-Entschädigungen teilweise in höhere Finanzierungskosten und Ausschreibungsgebote übersetzt werden.

Diese Wirkung wird inzwischen auch durch weitere Analysen gestützt. Eine Untersuchung kommt zu dem Ergebnis, dass der Redispatch-Vorbehalt die Stromgestehungskosten von PV-Freiflächenanlagen durch zusätzliche Risikoaufschläge um mehr als zehn Prozent erhöhen könnte. Ein verschlechtertes Finanzierungsprofil kann die Kapitalbindung erhöhen, Projekte verzögern und sich in höheren Ausschreibungsgeboten niederschlagen. Damit besteht das Risiko, dass eine Maßnahme, die Redispatch-Kosten reduzieren soll, an anderer Stelle höhere Erzeugungs- und



Seite 4/12

Förderkosten verursacht. Für die volkswirtschaftliche Bewertung ist deshalb nicht die isolierte Verringerung von Redispatch-Entschädigungen entscheidend, sondern die Wirkung auf die Gesamtsystemkosten (Krumm et al. (2026).

Ein weiteres Risiko betrifft die Anreizstruktur auf Seiten der Netzbetreiber. Wenn die Kosten der Abregelung teilweise nicht mehr vom Netzsystem getragen werden, darf daraus kein wirtschaftlicher Anreiz entstehen, bestehende Engpässe länger zu bewirtschaften, anstatt sie durch Netzoptimierung, Modernisierung und Digitalisierung, Speicher und Flexibilität sowie – wo erforderlich – Netzverstärkung zu beseitigen. Die Möglichkeit eines Redispatch-Vorbehalts sollte deshalb mit klaren Transparenzpflichten und überprüfbaren Maßnahmen zur Engpassreduktion verbunden werden. Netzbetreiber sollten nachvollziehbar darstellen, welche Maßnahmen sie ergreifen und in welchem Zeitraum sie einen Engpass reduzieren beziehungsweise beseitigen wollen.

Auch die mögliche räumliche Reichweite ist noch nicht abschließend geklärt. Eine im Auftrag des BMWFJ erstellte E-Bridge-Analyse und eine aktuelle Auswertung des Bundesverbands Erneuerbare Energie kommen zu unterschiedlichen Einschätzungen. Der BEE kommt auf Basis der in den Jahren 2023 bis 2025 abgeregelten Anlagen zu dem Ergebnis, dass die Voraussetzungen für kapazitätslimitierte Gebiete potenziell bis zu 39 Prozent der Neuanlagen betreffen könnten. Dies unterstreicht, dass die Auswirkungen vor einer dauerhaften Einführung anhand mehrjähriger und netzknottenscharfer Daten untersucht werden sollten.

Die Ausweisung eines Gebietes sollte mit einer transparenten Darstellung der Engpassursache, der erwarteten Dauer und der vorgesehenen Maßnahmen zur Engpassreduktion verbunden werden. Zusätzlich sollten Auswirkungen auf Finanzierungskosten, Ausschreibungsgebote, Projektumsetzung und tatsächliche Abregelungsmengen fortlaufend evaluiert werden. Entscheidend ist nicht, Redispatch-Entschädigungen rechnerisch zu reduzieren, sondern den Redispatch-Bedarf selbst zu senken.

Aus ökonomischer Sicht sollte der Redispatch-Vorbehalt daher allenfalls ein eng begrenztes Übergangsinstrument sein. Eine sechsjährige Ausweisung mit zusätzlicher Verlängerungsmöglichkeit erscheint lang, wenn während dieses Zeitraums Investoren einen Teil des Engpassrisikos tragen. Je länger dieser Zeitraum ist, desto stärker können sich die Risiken in Finanzierungsbedingungen und Investitionsentscheidungen niederschlagen. Die Ausweisung sollte deshalb möglichst kurz befristet und mit konkreten, überprüfbaren Meilensteinen zur Engpassreduktion verbunden werden. Zusätzlich sollten Auswirkungen auf Finanzierungskosten, Ausschreibungsgebote, Projektumsetzung und tatsächliche Abregelungsmengen fortlaufend evaluiert werden. Entscheidend ist nicht, Redispatch-Entschädigungen rechnerisch zu reduzieren, sondern den Redispatch-Bedarf selbst zu senken.

3. Welche Regionen Bayerns könnten besonders betroffen sein?

Eine belastbare Karte der künftigen kapazitätslimitierten Netzgebiete in Bayern liegt derzeit nicht vor. Die gesetzliche Logik knüpft an konkrete Netzengpässe und Abregelungsmengen an, nicht pauschal an Landkreise, Regierungsbezirke



Seite 5/12

oder die Zahl installierter Erneuerbaren-Anlagen. Deshalb wäre es nicht sachgerecht, bereits heute einzelne Regionen als sicher betroffen zu bezeichnen.

Erste Hinweise liefern bestehende Netzsituationen. Bayernwerk nutzt bereits heute die sogenannte Spitzenkappung, bei der seltene Erzeugungsspitzen bei der Netzplanung berücksichtigt werden. Als Gebiete nennt Bayernwerk unter anderem die Umspannwerke Lauterhofen, Neumarkt, Tanzmühle, Odelzhausen, Aichach, Mainburg, Roßbach und Maisach sowie Bad Steben. Diese bestehenden Spitzenkappungsgebiete sind nicht mit den künftigen kapazitätslimitierten Netzgebieten gleichzusetzen. Sie zeigen aber, dass Engpässe in Bayern räumlich differenziert und häufig netzknotenbezogen auftreten.

Besonders relevant können künftig Gebiete sein, in denen ein schneller Zubau von Photovoltaik oder Windenergie auf begrenzte Aufnahmefähigkeit des Verteilnetzes trifft. Dabei ist kein einfaches Nord-Süd-Muster innerhalb Bayerns zu erwarten. Für Investitionsentscheidungen wären deshalb öffentlich zugängliche, regelmäßig aktualisierte Kapazitätskarten hilfreich, die freie Anschlusskapazitäten, mögliche Engpässe und geplante Modernisierungsmaßnahmen transparent machen.

Eine solche Transparenz wäre auch für Speicher und flexible Verbraucher wertvoll. Wenn bekannt ist, wo Einspeisespitzen auftreten, können Batteriespeicher, Elektrolyseure, flexible industrielle Lasten oder andere Verbraucher gezielter dort angesiedelt werden, wo sie tatsächlich systemdienlich wirken. Kapazitätsinformationen sollten damit nicht nur ein Instrument zur Begrenzung neuer Erzeugung sein, sondern zur aktiven Koordination von Erzeugung, Speicherung und Nachfrage genutzt werden.

4. Windenergie: zentrale Bedeutung für Bayern und das Gesamtsystem

Die Windenergie sollte in der Bewertung des Gesetzespakets für Bayern eine zentrale Rolle einnehmen. Der Ausbau hat sich nach Jahren geringer Dynamik deutlich belebt. Nach Angaben des Bayerischen Wirtschaftsministeriums waren Ende 2025 mehr als 300 Windenergieanlagen genehmigt, aber noch nicht errichtet. Gleichzeitig befanden sich 743 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 4,7 GW im Genehmigungsverfahren. Ende April 2026 waren rund 90.751 Hektar Windvorranggebiete ausgewiesen oder beschlossen, was etwa 1,3 Prozent der Landesfläche entspricht. Damit verschiebt sich die zentrale Herausforderung zunehmend von der Flächenausweisung zur tatsächlichen Realisierung der Projekte.

Das EEG 2027 hält am Windenergieausbau fest und sieht zusätzliche Ausschreibungsmengen vor. Gleichzeitig bleibt der bundesweite Preiswettbewerb intensiv. Die Ausschreibung zum 1. August 2026 war mit 5.250 MW Gebotsvolumen bei 2.520 MW Ausschreibungsmenge erneut deutlich überzeichnet; der mengengewichtete Zuschlagswert sank auf 4,79 ct/kWh. Unter starkem Preiswettbewerb können Standorte mit geringeren Windgeschwindigkeiten und höheren projektspezifischen Kosten unter Druck geraten.



Seite 6/12

Gerade deshalb sollte die räumliche Verteilung des Windenergieausbaus nicht ausschließlich nach unmittelbaren Erzeugungskosten beurteilt werden. Die FfE hat im März 2026 zwei Regionalisierungspfade für den Windzubau bis 2030 verglichen. In einem stärker gebotspreisgetriebenen Szenario konzentriert sich der Zubau stärker auf Norddeutschland; im netzorientierteren Szenario wird mehr Windleistung in Süddeutschland errichtet. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass der ausgewogenere Ausbaupfad die Redispatchkosten gegenüber dem nordlastigeren Szenario um bis zu rund 1,9 Milliarden Euro pro Jahr reduzieren könnte. Die räumliche Verteilung von Erzeugung beeinflusst Stromtransporte und Engpassmanagement.

Für Bayern kommt ein weiterer Vorteil hinzu. Wind- und Solarstrom weisen unterschiedliche zeitliche Erzeugungsprofile auf. Ein stärkerer Windanteil diversifiziert das stark photovoltaikgeprägte bayerische Erzeugungsprofil und kann insbesondere im Winter zusätzliche erneuerbare Erzeugung bereitstellen. Windenergie im Süden ist deshalb nicht nur unter dem Gesichtspunkt regionaler Stromproduktion zu betrachten, sondern auch als Bestandteil einer kosteneffizienten Systemarchitektur.

Vor diesem Hintergrund ist der Redispatch-Vorbehalt für bayerische Windprojekte besonders sensibel. Ein Standortsignal, das systemisch sinnvolle Projekte im Süden durch zusätzliche Finanzierungsrisiken erschwert, kann kontraproduktiv sein. Regionale Steuerung sollte deshalb nicht allein über die Verlagerung von Abregelungsrisiken erfolgen. Sinnvoller ist eine Kombination aus geeigneter Ausschreibungsgestaltung, transparenten Netzsignalen, flexiblen Anschlüssen, Speichern und beschleunigter Netzmodernisierung.

5. Dach-Photovoltaik: Abkehr von der langfristigen Einspeisevergütung kritisch bewerten

Für Bayern ist die geplante Änderung bei kleinen Photovoltaikanlagen von besonderer Bedeutung. Der Regierungsentwurf sieht für neue Anlagen unter 25 kW keine dauerhafte Förderung in Form der bisherigen langfristig garantierten Einspeisevergütung mehr vor. Stattdessen ist eine befristete Übergangszahlung vorgesehen und die Anlagen sollen schrittweise an die Direktvermarktung herangeführt werden. Bestandsanlagen behalten ihre zugesagte Förderung.

Diese Änderung ist deutlich kritischer zu bewerten als eine stärkere Marktintegration größerer Anlagen. Für private Haushalte und kleine Gewerbebetriebe erfüllt die Einspeisevergütung zwei Funktionen: Sie vergütet eingespeisten Strom und schafft zugleich eine einfache, langfristig kalkulierbare Erlösbasis. Ihr Wegfall überträgt Preis-, Vermarktungs- und Abwicklungsrisiken auf Akteure, die diese Risiken nur begrenzt diversifizieren können.

Die Direktvermarktung ist zudem nicht kostenlos. Messung, Steuerung, Bilanzierung, Abrechnung und Vermarktung verursachen fixe Kosten, die bei kleinen Strommengen relativ stark ins Gewicht fallen. In der heutigen Situation lohnt sich Verkauf an einen Direktvermarkter bei typischen kleinen PV-Anlagen in der Regel nicht. Eine effiziente Direktvermarktung im Massengeschäft setzt



Seite 7/12

daher Smart Meter, standardisierte digitale Prozesse und ausreichend Wettbewerb zwischen Direktvermarktern voraus.

Es besteht außerdem das Risiko unerwünschter Investitionsreaktionen. Haushalte und kleine Gewerbebetriebe könnten Anlagen kleiner dimensionieren, stärker ausschließlich auf Eigenverbrauch optimieren oder Investitionen verschieben. Damit würde vorhandenes Dachflächenpotenzial möglicherweise weniger vollständig genutzt. Dies wäre gerade in einem Land mit hoher dezentraler PV-Nutzung problematisch.

In einer BSW-Solar-Umfrage unter rund 90 Installationsbetrieben im März 2026 schätzten die Befragten, dass bei verpflichtender Direktvermarktung im Durchschnitt nur noch etwa drei von zehn Kundinnen und Kunden eine Dach-PV-Anlage bis 25 kWp erwerben würden; bei vollständiger Abschaffung der EEG-Förderung waren es rund vier von zehn.

Die stärkere Marktintegration kleiner PV-Anlagen sollte deshalb schrittweise und an überprüfbare Voraussetzungen gekoppelt werden. Die Übergangslösung sollte erst dann auslaufen, wenn massengeschäftstaugliche Direktvermarktung, Smart-Meter-Infrastruktur und digitale Abrechnung tatsächlich verfügbar sind. Eine Reform, die Marktintegration erreichen will, sollte nicht zuvor die Investitionsbasis eines erfolgreichen dezentralen Marktsegments schwächen.

6. Netze stabilisieren: modernisieren, digitalisieren und Flexibilität nutzen

Die Stabilisierung und Weiterentwicklung der Stromnetze darf nicht auf die Alternative 'Netzausbau oder Abregelung' reduziert werden. Ein kosteneffizientes Stromsystem nutzt ein Portfolio von Maßnahmen. Dazu gehören Netzoptimierung, Modernisierung und Digitalisierung der Verteilnetze, Smart Meter, regelbare Ortsnetztransformatoren, bessere Kapazitätsdaten, flexible Netzanschlüsse, Batteriespeicher, Demand Response und die räumliche Koordination von Erzeugung und Verbrauch.

Flexible Netzanschlussvereinbarungen können sinnvoll sein, wenn dadurch Anlagen früher angeschlossen und vorhandene Kapazitäten besser genutzt werden. Sie müssen jedoch transparent, planbar und diskriminierungsfrei ausgestaltet sein. Die Begrenzung sollte möglichst am Netzverknüpfungspunkt und nicht pauschal an der einzelnen Erzeugungsanlage erfolgen, damit Betreiber Speicher und flexible Verbraucher einsetzen können, um den Anschluss optimal zu nutzen.

Batteriespeicher sind besonders für kurzfristige Einspeisespitzen geeignet. Co-Location von PV oder Wind und Speicher kann die Anschlussleistung besser ausnutzen und Strom in Zeiten höherer Nachfrage verschieben. Regulatorisch sollte vermieden werden, Speicher wie reine Letztverbraucher zu behandeln, wenn sie Strom zwischenspeichern und systemdienlich wieder einspeisen. Gleichzeitig müssen Markt- und Netzentgeltsignale verhindern, dass Speicher in Engpasssituationen netzverschärfend betrieben werden.

Demand Response ist ebenso wichtig. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, industrielle Prozesse und perspektivisch Elektrolyseure können ihren Stromverbrauch teilweise zeitlich verschieben. Dafür braucht es Smart Meter,



Seite 8/12

digitale Steuerung, geeignete Tarife und Märkte, auf denen Flexibilität einen Wert erhält.

Netzverstärkung und Netzausbau bleiben unverzichtbar, wo strukturelle Engpässe bestehen. Der ökonomisch sinnvolle Ansatz besteht jedoch darin, nicht jede seltene Einspeisespitze durch zusätzliche Leitungs- und Transformatorleistung abzusichern. Die vorhandene Infrastruktur sollte zunächst besser ausgelastet und digital gesteuert werden. Nicht nur Leitungen fehlen, sondern vor allem Intelligenz im Stromsystem.

7. Biomasse, Wasserkraft, Wasserstoff sowie Auswirkungen auf Bürgerenergie, Mittelstand und Kommunen

7.1 Biomasse

Biomasse besitzt in Bayern aufgrund des großen Anlagenbestands eine besondere Bedeutung. Der Regierungsentwurf ignoriert diese Rolle nicht; vielmehr soll Biomasse insbesondere als flexible Ergänzung zu Wind- und Solarenergie weiterentwickelt werden. Das Ausbauziel für 2030 wird nach Angaben des BMWi auf 9,5 GW angehoben, und für bestehende Anlagen sind Anschlussmöglichkeiten über Ausschreibungen vorgesehen.

Systemisch sollte Biomasse allerdings nicht primär als klassische Grundlast eingeordnet werden. Ihr besonderer Wert liegt künftig in der steuerbaren Stromerzeugung in Stunden mit geringer Wind- und Solarproduktion sowie – wo vorhanden – in effizienter Wärmenutzung. Förder- und Ausschreibungsbedingungen sollten deshalb flexible Fahrweise, nachhaltige Substrate und Wärmekonzepte honorieren. Eine Anschlussförderung ist vor allem dort sinnvoll, wo Anlagen einen solchen Systemnutzen erbringen.

7.2 Wasserkraft und Wasserstoff

Wasserkraft bleibt für Bayern als langlebige, dezentrale und teilweise steuerbare erneuerbare Erzeugung relevant. Der EEG-Entwurf hält eine Förderung nach Größenklassen grundsätzlich aufrecht. Eine generelle Blockade kleiner Wasserkraftanlagen durch das EEG 2027 lässt sich daher nicht feststellen. Für Modernisierungen bleiben Investitionskosten, Genehmigungsverfahren sowie wasser- und naturschutzrechtliche Anforderungen entscheidend. Effizienzsteigerungen sollten mit ökologischer Modernisierung verbunden werden.

Beim Wasserstoff sollte Bayern belastbare industrielle Nachfragecluster, Speicherbedarfe und Erzeugungspotenziale in die rollierende Netzentwicklungsplanung einbringen. Eine 'H2-ready'-Eigenschaft allein schafft weder verfügbaren noch bezahlbaren Wasserstoff. Aus Kostengründen sollte Wasserstoff vorrangig für Anwendungen vorgesehen werden, die nicht oder nur schwer direkt elektrifiziert werden können. Für die Versorgungssicherheit sind daneben Speicher, flexible Nachfrage und andere flexible Kapazitäten mitzudenken.

7.3 Bürgerenergie, Handwerk, Mittelstand und Kommunen

Für Handwerk und ländlichen Mittelstand ergeben sich aus den Reformen unterschiedliche Wirkungen. Zusätzliche Mess-, Steuerungs-, Vermarktungs-



Seite 9/12

und Anschlussanforderungen können administrativen Aufwand und Transaktionskosten erhöhen. Davon können kleinere Unternehmen relativ stärker betroffen sein, weil fixe regulatorische und technische Kosten auf geringere Projekt- oder Strommengen verteilt werden. Gleichzeitig entstehen zusätzliche Geschäftsfelder in Photovoltaik, Speichern, Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur, Gebäudetechnik und Netzdigitalisierung.

Entscheidend ist deshalb, die neuen Anforderungen möglichst einfach, standardisiert und digital auszugestalten. Die stärkere Marktintegration darf nicht zu einer strukturellen Benachteiligung kleinerer Unternehmen führen. Je komplexer die Anforderungen, desto stärker fallen fixe Transaktionskosten gerade bei Handwerk und Mittelstand ins Gewicht.

Ähnliches gilt für Bürgerenergiegenossenschaften. Sie verfügen häufig über geringere Möglichkeiten zur Risikodiversifikation als große Projektentwickler. Transparente Netzanschlussbedingungen, standardisierte Verträge, angemessene Übergangs- und Bagatellregelungen sowie ein praxistauglicher Zugang zu Energy Sharing und lokalen Flexibilitätsmärkten können dazu beitragen, dezentrale Akteursvielfalt zu erhalten.

Kommunen sind insbesondere über kommunale Netzunternehmen und regionale Infrastruktur betroffen. Investitionen in Digitalisierung, Anschlusskapazität und Netzmodernisierung erfordern Kapital, schaffen aber zugleich langlebige regulierte Infrastrukturwerte. Entscheidend sind stabile regulatorische Rahmenbedingungen und eine vorausschauende Planung. Wiederholtes Engpassmanagement kann langfristig teurer sein als rechtzeitige Modernisierung.

Bayern verfügt selbst über wichtige Handlungsmöglichkeiten: vollständig digitale und schnelle Genehmigungsverfahren, Flächenbereitstellung, kommunale Energie- und Wärmeplanung, Unterstützung von Bürgerenergie, Beratung kleiner Projektierer sowie eine stärkere Verzahnung von Erzeugung, Speichern und Verbrauch. Bei Netzentgelten sollte der Freistaat belastbare regionale Verteilungsanalysen in die Verfahren der Bundesnetzagentur einbringen. Eine pauschale Benachteiligung Süddeutschlands lässt sich aus den Gesetzentwürfen allein nicht ableiten.

8. Gesamtbewertung und Empfehlungen

Das EEG 2027 und Netzpaket adressieren wichtige Herausforderungen der nächsten Phase der Energiewende: die bessere Integration erneuerbarer Energien in Markt und Stromsystem, die effizientere Nutzung vorhandener Netzkapazitäten sowie eine stärkere Einbindung von Speichern und Flexibilität. Gleichzeitig bergen zentrale Elemente der Reform erhebliche Risiken für Investitionssicherheit und weiteren Ausbau. Dies betrifft insbesondere die Abkehr von der langfristigen Einspeisevergütung für kleine Dach-PV-Anlagen sowie die Verlagerung eines Teils des Redispatch-Risikos auf neue Wind- und Solarprojekte in kapazitätslimitierten Netzgebieten. Die Reform sollte deshalb daran gemessen werden, ob sie tatsächlich die Gesamtsystemkosten senkt, ohne Investitionen in erneuerbare Energien zu erschweren.

Problematisch ist weniger das Ziel einer stärkeren Markt- und Systemintegration als die Reihenfolge der Reform. Werden langfristige



Seite 10/12

Erlösabsicherungen reduziert und Netzengpassrisiken auf Anlagenbetreiber übertragen, bevor Smart Meter, digitale Netzsteuerung, Speicher, flexible Verbraucher und kostengünstige Direktvermarktung flächendeckend verfügbar sind, können zunächst höhere Investitions-, Finanzierungs- und Transaktionskosten entstehen. Kosteneffizienz darf daher nicht mit einer bloßen Verlagerung von Kosten und Risiken vom Netzsystem auf Investoren, Haushalte und kleinere Marktakteure verwechselt werden.

Besonders kritisch ist der Redispatch-Vorbehalt. Zwar kann er kurzfristig ermöglichen, neue Anlagen auch in Netzgebieten mit bestehenden Engpässen anzuschließen. Er beseitigt den zugrunde liegenden Netzengpass jedoch nicht, sondern verlagert einen Teil des wirtschaftlichen Risikos der Abregelung auf die Betreiber neuer Wind- und Solarenergieanlagen. Die dadurch eingesparten Redispatch-Entschädigungen sind daher nicht automatisch mit einer volkswirtschaftlichen Kostensenkung gleichzusetzen. Höhere Erlösrisiken können sich in höheren Eigenkapitalanforderungen, Fremdkapitalkosten und Ausschreibungsgeboten niederschlagen und damit den Ausbau verteuern oder verzögern. Aktuelle Analysen weisen zudem darauf hin, dass sich diese Risikoaufschläge unmittelbar in höheren Stromgestehungskosten niederschlagen und damit einen Teil der erwarteten Einsparungen bei den Redispatch-Kosten konterkarieren können.

Die Ausweisung von kapazitätslimitierten Netzgebieten muss transparent, zeitlich eng befristet und mit konkreten, überprüfbaren Maßnahmen zur Engpassreduktion verbunden werden. Dabei muss sichergestellt werden, dass für Netzbetreiber starke Anreize zur möglichst schnellen Reduktion und Beseitigung der Engpässe erhalten bleiben. Die Auswirkungen auf Finanzierungskosten, Ausschreibungsgebote, Projektumsetzung und tatsächlich abgeregelte Strommengen sollten fortlaufend evaluiert werden. Entscheidend ist nicht, Redispatch-Entschädigungen zu reduzieren, sondern den Redispatch-Bedarf selbst zu senken.

Auch die Abkehr von der langfristigen Einspeisevergütung für kleine Dach-PV-Anlagen ist kritisch. Für private Haushalte und kleine Gewerbebetriebe ist die Einspeisevergütung zugleich eine einfache und langfristig kalkulierbare Erlösabsicherung. Ihr Wegfall kann Wirtschaftlichkeit und Planbarkeit von Investitionen verschlechtern, solange einfache und kostengünstige Direktvermarktung noch nicht flächendeckend gewährleistet ist. Die Marktintegration kleiner Anlagen sollte deshalb schrittweise erfolgen und an die tatsächliche Verfügbarkeit der notwendigen digitalen und marktlichen Infrastruktur gekoppelt werden.

Für Bayern ist zudem die Windenergie von besonderer Bedeutung. Ein stärkerer Ausbau im Süden kann das photovoltaikgeprägte Erzeugungsprofil ergänzen und den überregionalen Transport- und Redispatchbedarf reduzieren. Die räumliche Verteilung des Windenergieausbaus sollte deshalb nicht allein anhand kurzfristiger Erzeugungskosten beurteilt werden. Auch der Systemnutzen unterschiedlicher Standorte ist zu berücksichtigen. Zusätzliche Investitionsrisiken durch Netzengpässe dürfen nicht dazu führen, dass systemisch sinnvolle Windprojekte in Süddeutschland erschwert werden.



Seite 11/12

Für Bayern sollte die Reform daher mit einer umfassenden Modernisierungs- und Flexibilitätsstrategie verbunden werden. Im Mittelpunkt stehen die Optimierung, Modernisierung und Digitalisierung der Verteilnetze, Smart Meter und digitale Netzsteuerung, Batteriespeicher und Co-Location, flexible Netzanschlüsse, Demand Response sowie eine bessere zeitliche Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch. Flexible Bioenergie und Wasserkraft können dieses System ergänzen. Netzverstärkung und Netzausbau bleiben dort erforderlich, wo strukturelle Engpässe nicht durch eine intelligentere Nutzung vorhandener Infrastruktur beseitigt werden können.

Gerade dezentrale Batteriespeicher sollten stärker systemdienlich integriert werden. Sie können Einspeisespitzen aufnehmen, bestehende Netzanschlüsse besser auslasten und kurzfristige Schwankungen ausgleichen. Dafür müssen Anschlussverfahren beschleunigt, regulatorische Hemmnisse beseitigt und Anreize so gestaltet werden, dass Speicher in Engpasssituationen netzdienlich und nicht netzverschärfend eingesetzt werden. Gleiches gilt für flexible Verbraucher wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und industrielle Prozesse.

Für Bürgerenergie, Handwerk und Mittelstand kommt es wesentlich darauf an, die neuen Anforderungen einfach, standardisiert und digital auszugestalten. Zusätzliche Mess-, Steuerungs-, Vermarktungs- und Anschlussanforderungen können kleinere Akteure aufgrund hoher fixer Transaktionskosten relativ stärker belasten. Marktintegration sollte deshalb nicht zu einer strukturellen Benachteiligung kleinerer Unternehmen, privater Anlagenbetreiber oder Bürgerenergiegenossenschaften führen.

Insgesamt sollte das Leitbild ein dezentrales, digitales und flexibles Stromsystem sein. Regionale Erzeugung und überregionaler Stromaustausch sind dabei keine Gegensätze. Ein robustes und kosteneffizientes System verbindet Wind- und Solarenergie, Speicher, flexible Bioenergie, Wasserkraft und flexible Nachfrage mit modernisierten und digitalisierten Verteilnetzen sowie den notwendigen überregionalen Netzkapazitäten.

Entscheidend ist damit nicht weniger, sondern intelligenter in erneuerbare Energien und die zugehörige Infrastruktur zu investieren. Engpässe müssen beseitigt und durch Flexibilität reduziert werden – nicht dauerhaft verwaltet. Marktintegration und Investitionssicherheit sind keine Gegensätze, sondern müssen gemeinsam gewährleistet werden.

Quellen und Literatur

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE), 29.07.2026: EEG-Novelle und Netzanschlusspaket im Bundeskabinett beschlossen; Regierungsentwürfe EEG 2027 und Netzanschlusspaket.

Stiftung Umweltenergierecht, 10.08.2026: Synopse EEG 2027 und EEG 2023. Bayerischer Landtag, Ausschuss für Wirtschaft, Landesentwicklung, Energie, Medien und Digitalisierung: Fragenkatalog zur Anhörung „Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern“, Stand 18.09.2026.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), März 2026: Potenzial zur Einsparung von Redispatch durch Windenergie in Süddeutschland.



Seite 12/12

Bundesnetzagentur, 17.09.2026: Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land zum 1. August 2026 erneut stark überzeichnet.

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, 2026: Windenergie in Bayern; Länderbericht zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Bayernwerk Netz: Spitzenkappung – Gebiete und technische Umsetzung.

Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE), 16.09.2026: Einordnung der E-Bridge-Analyse zum Redispatch-Vorbehalt; BEE-Auswertung 2023–2025.

Bundesverband WindEnergie (BWE), 15.09.2026: Banken warnen vor wachsenden Finanzierungsrisiken für Windenergie.

Verbraucherzentrale, 2026: EEG 2023/24 – Regelungen und Direktvermarktung bei Photovoltaikanlagen.

Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar), 14.04.2026 und 24.07.2026: Umfragen und Stellungnahmen zu Direktvermarktung und Förderung kleiner Dach-PV-Anlagen.

Krumm, Alexandra; Schmitz-Brieber, Joachim; Weber, Bernd (2026): Vom Redispatch-Vorbehalt zur Gesamtstrategie: Wie die Synchronisierung von Erneuerbaren- und Netzausbau marktwirtschaftlich gelingt. EPICO KlimaInnovation, in Zusammenarbeit mit Guidehouse Germany GmbH, Berlin, Juli 2026.



Stellungnahme zur Expertenanhörung:
„Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern“

Stand: 18.09.2026

Sehr geehrte Frau Vorsitzende Schuhknecht,
sehr geehrte Frau stellvertretende Vorsitzende Schreyer,
sehr geehrte Damen und Herren Abgeordnete,

die Energiewende in Bayern befindet sich in einer entscheidenden Phase. Nach Jahren eines dynamischen Ausbaus erneuerbarer Energien rückt zunehmend die Frage in den Mittelpunkt, wie neue Erzeugungsanlagen effizient, wirtschaftlich und unter Wahrung des hohen Niveaus an Versorgungssicherheit integriert werden können.

Der Erfolg der Energiewende bemisst sich nicht allein am Ausbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, sondern am optimalen Zusammenspiel von Erzeugung, Netzen, Speichern, Flexibilitäten und Bezug. Der Ausbau der Verteilnetze ist dafür von entscheidender Bedeutung. Das Bayernwerk wird deshalb bis 2030 insgesamt rund 12 Milliarden Euro für das regulierte Geschäft aufbringen. Gleichzeitig werden Netzanschlusskapazitäten auch für neue Verbraucher zu einem knappen Gut. Eine effiziente und vorausschauende Vergabe und Nutzung von Netzanschlusskapazitäten gewinnt damit sowohl auf Erzeugungs- als auch auf Verbrauchsseite an Bedeutung.

Die Kabinettsbeschlüsse zu Netzpaket und EEG-Novelle greifen diese Herausforderungen auf. Ihre Auswirkungen auf Bayern lassen sich aus unserer Sicht anhand von drei Thesen beschreiben.

Erstens: Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien in Bayern braucht eine stärkere Synchronisierung mit dem Netzausbau.

In den letzten Jahren wurde in Bayern eine Rekordzahl an neuen Photovoltaik-Anlagen zugebaut. Gleichzeitig stoßen die Stromnetze auf allen Ebenen regional trotz des laufenden massiven Ausbaus zunehmend an ihre technischen Grenzen. Dadurch entstehen vor allem in bestimmten örtlichen „Hot Spots“ hohe Redispatch-Bedarfe. Gleichzeitig ist ein Ausbau der Netze zur Integration auch der letzten Kilowattstunde Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht zielführend.

bayernwerk

Die vorgesehene Einführung des Instruments der kapazitätslimitierten Netzgebiete stellt vor diesem Hintergrund eine Möglichkeit dar, den Zubau neuer Erzeugungsanlagen stärker anhand verfügbarer Netzkapazitäten zu steuern. Entscheidend bleibt, dass die Lenkungswirkung erhalten bleibt und der Erneuerbaren-Zubau an die richtigen Stellen gelenkt und mit dem Netz synchronisiert wird.

Nach ersten Analysen wären bezogen auf den Status quo mehr als 80 Prozent der Netzgebiete des Bayernwerks von solchen Regelungen derzeit nicht betroffen. Für Windenergieprojekte in Bayern könnten sich durch die technologiespezifische Ausweisung sogar Vorteile ergeben, da Engpässe im Bayernwerk-Netzgebiet aktuell vorwiegend PV-getrieben sind und die Projekte damit voraussichtlich nicht von entschädigungsfreien Redispatch-Mengen betroffen sein dürften. Aus unserer Sicht ist zudem wichtig zu betonen, dass das neue Instrument nicht zu einem Anschlussstopp führt, sondern dazu, dass Anlagen einen Anreiz haben, Strom in den Zeiten einzuspeisen, in denen sie das Netz aufnehmen kann.

Positiv hervorzuheben ist auch, dass unser innovatives Anschlusskonzept der Einspeisesteckdose Eingang in das Netzpaket gefunden hat. Mittels eines Einspeise-Umspannwerks können Netzkapazitäten für Erneuerbare effizienter vergeben und der EE-Zubau stärker mit dem Netz synchronisiert werden. In unserem Pilotprojekt in Niederviehbach konnten bei 80 MW freier Anschlussleistung 112 MW an neuer EE-Anschlussleistung zugesagt werden, eine Überbauung von 140 %. Durch weitere Optimierung können künftig noch höhere Überbauungsgrade erreicht werden.

Im Netzpaket ist zudem vorgesehen, den Netzbetreibern die Erhebung regionalisierter Baukostenzuschüsse für Einspeiser zu ermöglichen. Hiermit können gezielt Anreize gesetzt werden, Projekte an netzdienlichen Standorten umzusetzen.

Zweitens: Flexibilität wird zum entscheidenden Erfolgsfaktor des zukünftigen Energiesystems.

Angesichts der variablen Erzeugungsstruktur von Windenergie- und PV-Anlagen steigt der Bedarf an Flexibilität im Energiesystem zunehmend an. Batteriespeicher werden dabei eine Schlüsselrolle übernehmen. Wir beobachten bereits heute, dass immer mehr Projektierer neue PV-Anlagen direkt mit Speichern kombinieren, Bestandsanlagen nachrüsten oder eigenständige Speicherprojekte umsetzen.

bayernwerk

Aktuell haben wir im Bayernwerk-Netz rund 140 Netzanschlusszusagen für größere Grünstromspeicher mit einer Gesamtleistung von 1.250 Megawatt erteilt. Die insgesamt installierte Speicherleistung beläuft sich derzeit auf mehr als 3.000 Megawatt und umfasst sowohl rund 200.000 Kleinspeicher als auch Großspeicher.

Gleichzeitig müssen wir berücksichtigen, dass sich nicht jeder Speicher automatisch positiv auf das Netz auswirkt. Für die Systemstabilität entscheidend sind Speicher, die dort errichtet und betrieben werden, wo sie tatsächlich zur Entlastung der Netze und zur Reduzierung von Redispatch beitragen. Als Bayernwerk sind wir in diesem Bereich Vorreiter mit unseren Pilotprojekten zu netzdienlichen Speichern sowie zum kriterienbasierten Verfahren zur Zuteilung von Netzanschlusskapazitäten für Bezugs- und Batteriespeicherkunden.

Sowohl das Netzpaket als auch die EEG-Novelle setzen in diesem Bereich zusätzliche Anreize. Dazu gehören die stärkere Marktintegration erneuerbarer Energien durch das Auslaufen der Einspeisevergütung, aber auch die neu vorgesehene systemdienliche Anschlussleistung. Dieses neue Konzept ähnelt einer Spitzenkappung, die es bereits für Kleinanlagen gibt, und stellt sicher, dass Netzkapazitäten effizient genutzt werden. Mit der neu geschaffenen Priorisierungsmöglichkeit für Netzanschlüsse wird zudem der Fokus weiter hin zu netzneutralen bzw. netzdienlichen Speicherlösungen verschoben.

Die schrittweise Ablösung der festen Einspeisevergütung für Neuanlagen durch die Direktvermarktung ist aus unserer Sicht richtig. Voraussetzung sind digitalisierte, standardisierte und skalierbare Prozesse. Bei der Umsetzung sollte daher ein noch stärkerer Fokus auf einfache, massengeschäftsfähige Prozesse gelegt werden.

Im Bereich der Netzsteuerung haben wir einen einfachen Lösungsansatz für Flexumer erarbeitet, der erhebliches Vereinfachungspotenzial bietet und noch Berücksichtigung in den Gesetzesnovellen finden sollte: das Gartenzaun-Prinzip. Die Netzsteuerung sollte künftig ausschließlich am Netzanschluss ("Gartenzaun") und nicht an den einzelnen Erzeugungsanlagen erfolgen. Dann können Eigenverbrauch, Speicher und flexible Verbräuche hinter dem Netzanschluss uneingeschränkt optimiert werden.

Weitere wichtige Bausteine sind der beschleunigte Smart-Meter-Rollout, bidirektionales Laden und die Flexibilisierung des Verbrauchs. Insbesondere Smart Meter sind eine zentrale Voraussetzung für Direktvermarktung, Steuerbarkeit und die netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten.

**Drittens: Bayern braucht verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen und Versorgungssicherheit.**

Der Umbau des Energiesystems erfordert in den kommenden Jahren Investitionen in Milliardenhöhe. Dafür benötigen alle Beteiligten Planungssicherheit. Die vorgesehenen Regelungen zur stärkeren Marktintegration erneuerbarer Energien schaffen Anreize für einen effizienteren Systembetrieb und eine bessere Abstimmung zwischen Erzeugungs- und Netzausbau. Für Bayern ist entscheidend, dass der Ausbau der Windenergie künftig auch im Süden ausreichend stattfindet. Im Bayernwerk-Netz sind bereits 7 GW Windenergie reserviert, das entspricht in etwa den 1.000 Windenergieanlagen, die sich der Freistaat zum Ziel gesetzt hat. Ein stärkerer Ausbau im Süden würde nicht nur die regionale Versorgung stärken, sondern auch das Stromsystem insgesamt entlasten: Laut FfE könnten bundesweit Redispatch-Kosten von bis zu 1,8 Mrd. Euro jährlich eingespart werden. Dafür braucht es ein eigenes Südsegment in den Ausschreibungen sowie eine weitere Verbesserung des Referenzertragsmodells für die Südregion.

Ebenso wichtig bleibt die Bereitstellung gesicherter Leistung über das neue StromVKG. Neben neuen Kraftwerkskapazitäten können insbesondere auch Biomasseanlagen einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Die zusätzlichen Ausschreibungsmengen sind vor diesem Hintergrund positiv zu sehen. Auch Investitionen in Modernisierungen von Wasserkraftanlagen sollten unterstützt werden.

Sehr geehrte Damen und Herren,
die Energiewende tritt in eine neue Phase ein. Der Ausbau erneuerbarer Energien bleibt Grundlage unseres Erfolgs. Künftig wird jedoch zunehmend entscheidend sein, wie intelligent wir Erzeugung, Netze, Speicher und Verbrauch miteinander verbinden.

Dafür brauchen wir:

1. eine stärkere Synchronisierung von Erneuerbaren- und Netzausbau und einen ausgewogenen Ausbau der Windenergie in ganz Deutschland,
2. mehr Flexibilität durch Speicher, Digitalisierung und innovative Netzanschlusskonzepte,
3. einen verlässlichen Rahmen für Investitionen und Versorgungssicherheit, der in einem Umsetzungskonzept für die Energiewende Bayerns definiert wird.

Ihr Ansprechpartner:
Dr. Andreas Kießling | politik@bayernwerk.de



Landesverband Erneuerbare Energien Bayern e.V. • Angerbrunnenstraße 12 • 85356 Freising

Telefon +49 (0)155 60429772
E-Mail info@lee-bayern.de
Internet www.lee-bayern.de

Ihre Zeichen, Ihre Nachricht vom

Unsere Zeichen

Freising, 21.09.2026

LEE/AL

**Anhörung WI „Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern“ am
01. Oktober 2026 im Wirtschaftsausschuss des bayerischen Landtags**

Sehr geehrte Mitglieder des Ausschusses für Wirtschaft, Landesentwicklung,
Energie, Medien und Digitalisierung,

der Landesverband Erneuerbare Energien Bayern e.V. (LEE Bayern) bildet den Dachverband
über alle erneuerbaren Erzeugungsarten im Freistaat. Innerhalb der Verbändefamilie ist der LEE
Bayern sowohl mit den einzelnen Spartenverbänden als auch mit den Erneuerbaren-Verbänden
der Landes- und Bundesebene eng verzahnt.

Auf dieser Grundlage beantworten wir untenstehend gerne alle Fragen, die unmittelbar die
erneuerbare Energieerzeugung sowie die Energieversorgung in Bayern betreffen. Wir bedanken
uns für die Einladung zur Sachverständigenanhörung zum Thema „Auswirkungen des geplanten
Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern“ und die Gelegenheit uns hier im Vorfeld schriftlich zu
äußern.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Ariane Lubberger
Geschäftsstellenleitung

LEE Bayern - Landesverband Erneuerbare Energien Bayern e.V.

Geschäftsführender Vorstand Heinrich Gärtner • Dr. Stefan Rauh • Hermann Steinmaßl • Florian Weh • Dr. Bernd Wust

Registergericht Amtsgericht München VR210452 Steuer-Nr. 115/109/70057 USt-IdNr. DE455257148

Bank Sparkasse Freising Moosburg IBAN DE36 7005 1003 0026 0712 58 BIC BYLADEM1FSI





Vorwort

Die Energiewende ist ein volkswirtschaftlicher Erfolg, erneuerbare Erzeugungsanlagen sind systemsetzend. Diese Realität muss die Gesetzeslage widerspiegeln. Die Bundesregierung steht vor der historischen Herausforderung, die Energiewende in Deutschland in den Zieleinlauf zu führen, ohne den sicheren Sieg noch an Staaten wie China oder Indien zu verlieren. Die aktuelle Weltlage unterstreicht die enormen Vorteile der vollständigen Energiewende: Unabhängigkeit, Resilienz und Sicherheit. Dafür muss Deutschland nun mutig seinen Weg zu Ende gehen, ohne sich erneut von alten Ressentiments ins Stolpern bringen zu lassen.

Bayern kann alle Formen der Erneuerbaren nutzen: Wasserkraft, Solarenergie, Biogas, Windkraft und Geothermie. Mit Hilfe von Speichern und intelligenter Digitalisierung kann der Freistaat als wichtigster Wirtschaftsstandort ein Hauptakteur im zukünftigen Energiesystem werden – das liegt auch in der bayerischen DANN.

Dafür ist es aus unserer Sicht unerlässlich, sich von alten Deutungshoheiten zu lösen und mutig deutsche Innovationen zu fördern. Ein funktionierendes Energiesystem braucht deutlich gesteigerte Erzeugungskapazitäten aus allen Formen der Erneuerbaren. Dabei ist eine Überproduktion kein Versagen, sondern eine Chance, neue Technikfelder zu erschließen und neue Wirtschaftszweige aufzubauen: Stichworte Wasserstoffhochlauf und Rechenzentren, Wärme- und Verkehrswende. Mit großen Erzeugungskapazitäten einher gehen muss die Digitalisierung der Netze, der Aufbau von Speicherkapazitäten (sowohl BESS als auch andere Formen), der SmartMeter-Rollout und die Flexibilisierung von Erzeugung, Verbrauch und Märkten.

Dieses Ziel ist mit den vorgelegten Reformvorschlägen der Bundesregierung nicht zu erreichen. Es braucht Zukunftsperspektiven für Wasserkraft und Biogas, intelligente Speicher und Verbrauchsszenarien für PV-Spitzen und deutlich mehr Windenergieausbau.

1. Welche Auswirkungen hat die mögliche Einführung von kapazitätslimitierten Netzgebieten mit Redispatch-Vorbehalt auf den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien in Bayern?

Nach bisherigen Äußerungen der bayerischen Netzbetreiber gehen wir davon aus, dass an ca. 1/3 der bayerischen Netzeinspeisepunkte mehr als 5% der angeschlossenen Energie abgeregelt wird und sie damit in den aktuell geplanten Redispatch-Vorbehalt fallen. In diesen Netzgebieten würden Windenergie und Freiflächen-PV-Anlagen keine Vergütung mehr für Zeiten erhalten, in denen der Netzbetreiber sie abregelt, weil der Strom nicht mehr ins Netz aufgenommen werden kann. Die dadurch entfallende Vergütung darf bis zu 20% des Jahresertrags der Anlage betragen, bzw. 18% für Windenergieanlagen in Windvorranggebieten. Da diese Abregelungen für Anlagenbetreiber nicht vorhersehbar sind, lassen sich Projekte nicht mehr sicher kalkulieren. Ein Ausgleich über generell höhere Vergütungen im Ausschreibungssystem ist ebenfalls nicht vorgesehen. Im Gegenteil sinken die Höchstzuschläge bei den EE-Ausschreibungen der BNetzA





verlässlich und rutschen aufgrund stark limitierter Ausschreibungsmengen zuletzt vor allem bei der Windenergie unter die Schwelle der Wirtschaftlichkeit.

Dadurch verlieren die EE-Projekte im Freistaat ihre sicher planbare Vergütung und erhalten keine Bankfinanzierung mehr. Der geplante Redispatch-Vorbehalt wird den EE-Ausbau in Bayern so in weiten Teilen bedenklich ausbremsen.

Dabei sind die Netze im Freistaat durchaus noch leistungsfähig und könnten zusätzliche Erzeugungskapazitäten aufnehmen. Abregelungen ergeben sich in Bayern vor allen Dingen aufgrund der starken PV-Leistung zur Mittagszeit im Sommer. Abseits von diesen Spitzenzeiten hätte vor allem die Windenergie großes Potential, Strom nachts und im Winter ins bayerische Verteilnetz einzuspeisen. Daher ist es bei der Umsetzung der Regelung unerlässlich die Soll-Formulierung der erzeugungsspezifischen Ausweisung von Engpassgebieten als zwingende Auflage zu deuten. Andernfalls verhindern kleinste Zeitfenster mit hoher Einspeisung jeglichen Neuanschluss flexibler oder ergänzender Erzeugungskapazitäten.

Auch der angestrebte Steuerungsmechanismus des Redispatch-Vorbehalts bleibt weitgehend wirkungslos, da Projekte an die lokale Verfügbarkeit von Flächen, Vorranggebieten und Windverhältnissen gebunden sind.

Weiterhin stuft ein Rechtsgutachten des Bundesverbands WindEnergie e.V. (BWE) weite Teile des geplanten Netzpakets als europarechtlich unzulässig ein.

2. Welche Regionen des Freistaates wären besonders von kapazitätslimitierten Netzgebieten mit Redispatch-Vorbehalt betroffen?

Es wären vor allen Dingen Regionen in Niederbayern und der Oberpfalz sowie einzelne Landkreise in Franken betroffen. Dabei geht es insbesondere um Regionen mit starkem Freiflächen-PV-Bestand.

Der Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE) kritisiert ebenso wie viele andere Branchen-Akteure, dass die genaue Situation an den Netzverknüpfungspunkten aktuell nicht flächendeckend bekannt ist. Insofern stochert dieses Instrument weitgehend in der Dunkelheit, die konkreten Auswirkungen werden sich erst in der Anwendung zeigen. Diesen Blindflug sollte sich die Bundesregierung bei einem solch wichtigen Thema wie der Energieversorgung nicht leisten. Die vom BMWV vorgelegte E-Bridge-Analyse verharmlost die Auswirkungen des Redispatch-Vorbehalts systematisch. E-Bridge stützt seine Analyse beispielsweise rein auf das Jahr 2024, anstatt mehrere Jahre abzubilden. Außerdem bezieht das Institut alle ca. 3.000 Umspannwerke ein, also auch welche ohne EE-Einspeisung. Ergebnisse werden dadurch künstlich aufgebläht bzw. eben abgeschwächt. Die BEE-Auswertung tatsächlich abgeregelter EE-Anlagen in den Jahren 2023-25 zeigt hingegen: Bis zu 39 Prozent der Neuanlagen laufen Gefahr, zu einem





kapazitätslimitierten Netzgebiet erklärt zu werden. Für Investoren ergibt sich daraus ein kaum kalkulierbares wirtschaftliches Risiko.

3. Welche Auswirkungen hat die geplante Abschaffung der Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen bis zu einer installierten Leistung von 25 KW auf den weiteren Ausbau der Photovoltaik in Bayern?

Diese Regelung gefährdet die Akzeptanz und Mitgestaltung der Bürger bei der Energiewende. Durch die fehlende Wirtschaftlichkeit und Planungssicherheit sind Aufdachanlagen nur noch für voll elektrisierte Verbraucher attraktiv, die den erzeugten Strom nahezu vollständig für den Eigenbedarf nutzen. Denn die Einspeisung ins Verteilnetz ist zukünftig nur noch über Direktvermarkter möglich, die jedoch solche Kleinsterzeuger nicht wirtschaftlich integrieren können. Damit verlagern sich Aufdach-PV-Anlagen vollständig in den privaten Bereich, ohne Teilhabe an der gesamtdeutschen Energiewende und nur unter Einsatz hohen privaten Kapitals mit vollständig privatem Risiko.

Fatal ist außerdem der Plan der Bundesregierung, die Einspeiseleistung pro Haushalt auf 50% zu deckeln (Wirkleistungsbegrenzung). Dies macht das bidirektionale Laden von E-Autos wirtschaftlich uninteressant und nimmt damit dieser wichtigen Zukunftstechnologie den Boden. Vehicle-to-Grid-Szenarien sind jedoch wichtige Bausteine der Netzflexibilität und ermöglichen darüber hinaus attraktive Verbrauchereinsparungen. Insgesamt wird hier also sowohl auf systemsicher als auch auf privater Ebene der E-Mobilität das Wasser abgegraben, so dass selbst die Autoindustrie die geplanten Reformen ablehnt.

4. Welche Folgen ergeben sich für die Solar-, Wind-, Biogas- und Wasserkraftbranchen und die Wirtschaft in Bayern durch die geplanten Gesetzesvorhaben auf Bundesebene?

Solar:

Der Redispatchvorbehalt erschwert die Finanzierung von Freiflächenprojekten und verteuert die Projekte insgesamt erheblich. Auch für Dachanlagen bis 25 kWp bricht die sichere Finanzierung weg, so dass sie für Privathaushalte, Gewerbe und landwirtschaftliche Betriebe nur mehr im Rahmen des tatsächlichen Eigenverbrauchs interessant sind. Für bayerische Handwerksbetriebe fallen Aufträge für Aufdach-PV-Anlagen weg, da die Förderung für Anlagen unter 25 KW schrittweise ausläuft. Hier bedarf es neuer Beratungsdienstleistungen, wann eigene Erzeugungskapazitäten für Privathaushalte sinnvoll werden und damit eines größeren Fortbildungsbedarfs im bayerischen Handwerk.





Wind:

Bayerische Windprojekte stehen vor enormen Unsicherheiten, die eine seriöse Wirtschaftlichkeitsberechnung nahezu unmöglich macht. Durch die Umstellung auf CfD, die Änderungen am Referenzertragsmodell, die Eingriffe in Pachtverträge, die Beschränkung der Wirkleistung, und den Wegfall von Ausgleichszahlungen im Redispatchfall wird an so vielen unterschiedlichen Stellschrauben gedreht, dass sich das Gesamtergebnis dieser Einzelmaßnahmen nicht vorhersagen lässt. Hinzu kommen die geplanten Änderungen bei den Netzentgelten. Investitionen basieren auf Planungssicherheit – und die wird den Erneuerbaren gerade weggenommen.

Für die Windenergie in Bayern bedeutet das das faktische Aus für die kommenden Monate. Denn die genannten Risiken müssen in die Projekte eingepreist werden – allerdings sind süddeutsche Windenergieprojekte bereits aktuell in den bundesweiten Ausschreibungen nicht mehr konkurrenzfähig. Es bedarf dringend gezielter Maßnahmen für die Windkraft in Bayern in Form von Sonderausschreibungen in Höhe von insgesamt 10 GW und weitergehender Anpassungen im Referenzertragsmodell für Standorte unterhalb 70%-Güte (Korrekturfaktor bei 60%-Standorten auf 1,54 anheben, bei 50% auf 1,80). Ansonsten werden die Ausbauziele für Süddeutschland nicht erfüllt und damit Mehrkosten in Höhe von rund 1,8 Milliarden Euro pro Jahr für Redispatchmaßnahmen anfallen.

Biogas:

Die bekannten Entwürfe zur EEG-Novelle zeigen eine deutliche Verfehlung der politischen Versprechen, da sie Biogasanlagen keine echten Zukunftsperspektiven bieten. Vor allem das geplante Ausschreibungsvolumen von nur 500 Megawatt pro Jahr bis 2032 reicht bei weitem nicht aus, um die Stromerzeugung auf dem heutigen Niveau zu halten. Um die Anlagen stattdessen konsequent auf eine flexible Erzeugung umzurüsten und die Versorgungssicherheit zu stärken, wird ein jährliches Volumen von mindestens 2.500 Megawatt benötigt.

Ein weiteres massives Hindernis für die notwendige Weiterentwicklung ist die unzureichende Ausgestaltung der finanziellen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Der aktuelle Flexibilitätzuschlag gleicht weder die Inflation noch die gestiegenen Zinsen aus, weshalb der Verband eine Anhebung auf mindestens 130 Euro pro Kilowatt verlangt. Da die für eine mehrfache Überbauung hohe Investitionen erforderlich sind, lassen sie sich innerhalb des vorgesehenen Zeitraums von 12 Jahren oft nicht amortisieren; eine Verlängerung des zweiten Vergütungszeitraums auf 15 Jahre ist daher dringend notwendig.

Ein besonderes Problem für das klein strukturierte Bayern ist die praxisferne Begrenzung auf Basis von Betriebsviertelstunden. Diese unnötige Überregulierung aus dem Biomassepaket schränkt die Vermarktungsfreiheit der Betreiber massiv ein und führt insbesondere bei kleineren





Anlagen oder solchen mit bestehenden Wärmekonzepten eher zur Stilllegung statt zu Investitionen. Der Verband schlägt vor, diese Regelung durch die bewährte Begrenzung der jährlichen Bemessungsleistung zu ersetzen, um den Betreibern wieder mehr betriebswirtschaftlichen Spielraum zu geben.

Auch der starre Maisdeckel von 25 Prozent im Einsatzstoffmix sollte gestrichen werden, um die Wirtschaftlichkeit und die saisonale Flexibilität der Anlagen nicht weiter zu blockieren.

Neben diesen Hürden scheitert die Flexibilisierung in der Praxis häufig an den Netzbetreibern selbst, die den Anschluss überbauter Anlagen verhindern. Die Netzbetreiber sollten im EEG gesetzlich verpflichtet werden, flexible Netzanschlussvereinbarungen anzubieten, anstatt es bei einer unverbindlichen Option zu belassen.

Einzig die reaktivierte Anschlussförderung für güllebetonte Kleinanlagen bietet für dieses spezifische Segment gute Ansätze. Im übrigen Bestand herrscht akute Existenznot. Ohne gesetzliche Nachbesserungen bei den Ausschreibungskonditionen und eine Anhebung der Bagatellgrenze auf 750 Kilowatt installierter Leistung, die zwingend auch für bereits bezuschlagte Anlagen gelten müssen, droht vielen Betreibern zeitnah das wirtschaftliche Aus.

Wasser:

Die geplante EEG-Novelle entzieht neuen Wasserkraftanlagen unter 25 kW durch die komplette Streichung der Einspeisevergütung die wirtschaftliche Basis. Dies wird dazu führen, dass der Neubau von kleinen Wasserkraftanlagen vollständig zum Erliegen kommt. Die technische Ertüchtigung bestehender kleinerer Anlagen auch unter 25 kW ist hingegen weiterhin möglich, was wir sehr begrüßen.

Kleine und Mittlere Anlagen bis 100 kW werden zudem durch den erzwungenen Wechsel in die verpflichtende Direktvermarktung mit erheblichem bürokratischem und finanziellem Mehraufwand belastet. Derzeit gibt es keine oder nur sehr teure Direktvermarktungsangebote für Anlagen unter 100 kW, was die wirtschaftliche Situation dieser Anlagengröße weiter verschlechtert, obwohl der EEG-Erfahrungsbericht zur Wasserkraft zeigt, dass für kleine Wasserkraftanlagen eine auskömmlichere Vergütungsbasis angezeigt ist.

Der hohen Systemwert als kontinuierliche, netzstabilisierende Grundlast im ländlichen Raum wird ignoriert.

Insgesamt verschlechtern die geplanten Regelungen die Möglichkeiten für eine sichere, resiliente und kostengünstige Energieversorgung der bayerischen Wirtschaft. Sie bewirken damit genau das Gegenteil der im Koalitionsvertrag formulierten Ziele. Ohne den weiteren Ausbau der Wind- und Solarenergie und den Erhalt und die Ertüchtigung der Biogas- und Wasserkraftanlagen steigt





der Bedarf an teuren und abhängigen fossilen Gaskraftwerken. Die verbrauchsnahe Stromversorgung aus eigenen, erneuerbaren Ressourcen ist der einzige Weg zu günstigen und resilienten Strompreisen für die bayrische Industrie. Hinzu kommt die Wertschöpfung der Energiewende vor Ort: Anlagen in kommunaler Hand, Energiegenossenschaften, Beteiligungsgesetz, Anlagenwartung, Betriebsführung, Zuliefererindustrie etc. Diesen volkswirtschaftlich sinnvollen Entwicklungen schneiden die vorliegenden Bundesregelungen den Weg ab.

Die Erneuerbaren-Branche ist eine der wenigen Branchen, die aktuell Wachstum hat bzw. hätte. Rund 436.000 Menschen arbeiten in Deutschland in den Erneuerbaren Energien. Sie ist aufgrund ihrer Bandbreite unterschiedlicher Berufe außerdem wie ein Schwamm für die wegfallenden Arbeitsplätze aus anderen Branchen, vor allem Automobil: die im Jahr 2025 verlorenen 42.300 Arbeitskräfte könnten mit wenig Aufwand Fuß bei den EE fassen. Doch Berlin würgt den wichtigen Branchenzweig ab und damit auch das Sicherheitsnetz anderer Branchen.

5. Welche Alternativen zur Stabilisierung der Stromnetze können ergriffen werden?

Es gibt zahlreiche markt- und netzdienliche Möglichkeiten, die Stromnetze zu stabilisieren und für die Energieversorgung der Zukunft fit zu machen. Allen voran steht die Digitalisierung der Netze und damit die deutlich verbesserte Auslastung der vorhandenen Kapazitäten. Mit einer konsequenten Digitalisierung ließen sich auch Lastspitzen und Auslastungsszenarien deutlich präziser und realitätsnäher vorhersagen, bei gleichzeitig sehr viel schnellerer Reaktionsfähigkeit.

Gleiches gilt für die konsequente Flexibilisierung des Strommarktes. Zum einen über bestehende Biogasanlagen, die mit Speichern und Zusatz-BHKW gezielt als steuerbare Spitzenlast einspringen können. Zum anderen über industrielle Großbatteriespeicher an wichtigen Netzknotenpunkten, um Erzeugungsspitzen lokal abfangen zu können.

Das Prinzip „Nutzen-statt-Abregeln“ muss über alle Erzeugungsarten hinweg umgesetzt werden, um die Elektrifizierung in allen Sektoren voranzutreiben (Stichworte: E-Mobility, Power-to-Heat) und vor allem die Elektrolyse in ausreichendem Maße anzuschieben. Nur wenn der Strom, der tatsächlich erzeugt wird, auch wirklich genutzt werden kann, entsteht Infrastruktur und Innovation vor Ort. Sogenannte Prosumer oder auch eine flexible Produktion in Industrie und Gewerbe können über PPA oder Direktbelieferung auf entsprechende Marktsignale reagieren – allerdings nur, wenn diese Signale auch kommen und politisch gewollt sind.

Ganz entscheidend für die resiliente Stromversorgung in Bayern ist die Kombination aus Wind- und Solarenergie. Beide Energieformen haben sich ergänzende Erzeugungsprofile und können gemeinsam einen Großteil des jährlichen Strombedarfs abdecken. Bei der Solarenergie ist Bayern bereits in Vorleistung gegangen, nun gilt es auch die genehmigten Windenergiekapazitäten





endlich entsprechend ans Netz zu bekommen. Eine Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft hat ergeben, dass der Windausbau in Süddeutschland entsprechend der Netzentwicklungspläne jährlich 1,8 Milliarden Euro an Redispatchkosten einspart. Diese verbrauchernahe Erzeugung wäre ein erheblicher Beitrag zur Stabilisierung und Entlastung der Stromnetze.

6. Welche technischen und rechtlichen Maßnahmen können ergriffen werden, um etwaige negative Folgen für Bayern zu minimieren?

Allen voran sollte der Aufbau von Speicherkapazitäten in Bayern intensiv gefördert werden. Ebenso müssen sich Bayern und Baden-Württemberg weiter dafür stark machen, eigene Ausschreibungssegmente für Windenergie zu bekommen. Denn ohne die notwendige, erneuerbare Erzeugungskapazität vor Ort wird Bayern vor allem mit Blick auf den Aufbau großer Rechenzentren ins Hintertreffen geraten.

7. Welche weiteren landespolitischen Maßnahmen können ergriffen werden, um den Ausbau erneuerbarer Energien in Bayern zu stärken und Investitionssicherheit für Vorhabenträger zu schaffen?

Das Nadelöhr für alle EE-Projekte sowie Speicher ist der Netzanschluss. Ohne eine Anschlusszusage können EE-Projekte nicht an den bundesweiten EEG-Ausschreibungen teilnehmen. Bayern muss dafür sorgen, dass der Netzausbau zügig voran geht, Genehmigungen schnell erteilt werden und die bayerischen Netzbetreiber Netzanschlussbegehren schnell und transparent bearbeiten. Dazu gehören die Möglichkeiten der Überbauung von Netzanschlusspunkten sowie der Abschluss praxisgerechter FCA.

Darüber hinaus könnte der Freistaat auch im Bereich kommunaler EE-Projekte durch gezielte Förderprogramme aktiv werden. Beispielhaft seien hier die Windkümmerer genannt.

8. Inwiefern gefährden die starren Vorgaben des Bundes-Netzpakets die bayerische Strategie einer dezentralen und regionalen Energieversorgung?

Das Netzpaket allein gefährdet in Deutschland den Bau von aktuell rund 32 GW erneuerbarer Energieleistung. Dadurch wird die Bundesrepublik ihre Ziele beim Klimaschutz und bei der Energieerzeugung verfehlen und infolgedessen auch Bayern. Für Wirtschaft, Industrie und Gesellschaft ist das ein Desaster.

9. Welche konkreten Hebel hat Bayern, um sich gegen eine drohende Benachteiligung Süddeutschlands bei den Netzentgelten durch den Bund zu wehren?

Solange die konkrete Ausgestaltung der Netzentgelte nicht bekannt ist, kann hierzu keine Position bezogen werden.





10. Wie stark konterkariert das EEG 2027 die bayerischen Bemühungen, Planungs- und Genehmigungsverfahren für die heimische Wirtschaft zu entbürokratisieren?

Gerade die Verpflichtung zur Direktvermarktung bringt zusätzliche Nachweispflichten mit sich, ebenso wie die europarechtlich verpflichtend einzuführende Gewinnabschöpfung. Für den Planungs- und Genehmigungsbereich spielen vor allem die Resilienzvorgaben auf EU-Ebene eine Rolle, nicht so sehr neues Bundesrecht.

Im Bereich Windenergie jedoch würde der im EEG geplante Pachtdeckel enormen Bürokratieaufwand auslösen. In unveränderter Form hätte der Pachtdeckel zur Folge, dass alle bereits geschlossenen Pachtverträge erneut verhandelt und – eine erneute Einigung vorausgesetzt - den Verteilnetzbetreibern offengelegt werden müssten. Es wäre dann in der Verantwortung der Netzbetreiber, die Angemessenheit zu prüfen und Verstöße entsprechend zu melden. Diese neue Aufgabe sehen wir beim aktuellen Belastungsstand der Netzbetreiber als Überforderung an. Darüber hinaus greift die Regelung in private Verträge ein und versucht ein Problem zu lösen, welches der Markt längst gelöst hat. Durch die stark überzeichneten Ausschreibungen sind Betreiber gezwungen, die Projektkosten so niedrig wie möglich zu halten. Dazu gehören auch und vor allem die langfristigen Pachtverträge.

11. Welche existenzbedrohenden Mehrbelastungen kommen durch die Bundesreformen gezielt auf das bayerische Handwerk und den ländlichen Mittelstand zu?

Bayern hat eine enorme große Zuliefererbranche für Erneuerbare Energien. Diese Branche droht zu zerbrechen, wenn der Bau neuer EE-Anlagen durch die geplanten Bundesgesetze zum Erliegen kommt. Die Energiewende in Bayern ist mittelständisch geprägt, die meisten Projektierer und Betreiber sind mittlere Familienunternehmen. Hinzu kommen unzählige landwirtschaftliche Betriebe, die auf den Erlös ihrer Biogasanlagen angewiesen sind und nun keine Zukunftsperspektive mehr haben.

Durch den Förderstopp für Anlagen <25 kW werden vielen mittelständischen Handwerksbetrieben Aufträge zur Installation von PV-Anlagen wegbrechen. Gleichzeitig nimmt hoffentlich die Nachfrage nach Speichern in Privathaushalten und mittelständischen Unternehmen weiter zu. Hier müssen unbedingt unbürokratische Möglichkeiten zur Eigenenergieversorgung und zum Energy sharing geschaffen werden.

12. Wie können bayerische Bürgerenergiegenossenschaften vor den neuen marktfern gestalteten Ausschreibungsmodellen des EEG 2027 geschützt werden?

keine Anmerkungen





13. Welche finanziellen Risiken entstehen für bayerische Kommunen beim verpflichtenden, bundesgesteuerten Verteilnetzausbau?

Keine Anmerkungen

14. Warum ignoriert das Gesetzpaket des Bundes weiterhin die fundamentale Rolle der bayerischen Biomasse als grundlastfähige Reserve im Süden?

Siehe Antwort zu Frage 4.

15. Welche Anpassungen im EEG 2027 sind zwingend nötig, um das Sterben bayerischer Biogasanlagen nach Auslaufen der alten Förderung zu verhindern?

Siehe Antwort zu Frage 4.

16. Wie stark blockieren die neuen Bundesvorgaben die Modernisierung und den Erhalt kleinerer bayerischer Wasserkraftanlagen?

Während der Neubau kleiner Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von unter 25 kW nicht mehr über das EEG gefördert wird, bleibt die technische Ertüchtigung bestehender Wasserkraftanlagen unabhängig von ihrer Anlagengröße weiterhin möglich. Um bestehende Hemmnisse abzubauen, gilt es zum einen, unnötige Anforderungen für kleinere Anlagen – etwa die Direktvermarktungspflicht oder bestimmte Zertifizierungspflichten – zu reduzieren bzw. abzuschaften.

Zum anderen sollte der Gesetzgeber im Rahmen weiterer technischer Ertüchtigungsmaßnahmen die systemdienlichen Eigenschaften der Wasserkraft sowie ihren Beitrag zur Krisenvorsorge stärker berücksichtigen und gezielt mit dem EEG verzahnen. Wasserkraftanlagen können im Krisenfall als dezentrale, treibstoff- und ladespeicherunabhängige Notstromaggregate zur Verfügung stehen. Allein in Bayern stehen hierfür mehr als 4.000, bundesweit mehr als 7.400 Wasserkraftanlagen zur Verfügung.

Die technischen Voraussetzungen und die daraus resultierenden Potenziale der Kleinwasserkraft für eine krisenresiliente Energieversorgung werden nun auch durch die Studie der Bergischen Universität Wuppertal (BUW) „Beitrag von Kleinwasserkraftwerken zu Systemdienstleistungen und Netzresilienz“ bestätigt.

Um diese Potenziale künftig besser zu erschließen, sehen wir insbesondere in § 40 EEG einen geeigneten Ansatzpunkt. Durch eine gezielte technische Ertüchtigung bestehender Wasserkraftanlagen könnte deren Beitrag zur krisenresilienten Energieversorgung gestärkt und zugleich bislang ungenutztes Potenzial für den Zivil- und Bevölkerungsschutz erschlossen werden.





Dazu sollte im Rahmen des parlamentarischen Verfahrens in § 40 EEG die krisenresiliente Ertüchtigung von Wasserkraftanlagen ausdrücklich als weiteres technisches Aufgreifkriterium aufgenommen werden. Damit könnte ein gezielter Anreiz geschaffen werden, bestehende Anlagen technisch so weiterzuentwickeln, dass sie im Krisenfall einen zusätzlichen Beitrag zur dezentralen Energie- und Notstromversorgung leisten können.

17. Wie kann das Wirtschaftsministerium den bayerischen Wasserstoffhochlauf (H2-ready) gegen die mangelhafte Anbindung durch das Bundes-Kernnetz absichern?

keine Anmerkungen

18. Welche Anreize setzt das Netzpaket für dezentrale Batteriespeicher direkt vor Ort, um teuren Netzausbau und Redispatch-Kosten zu minimieren?

Als sogenannte netzneutrale Speicher direkt an Erzeugungsanlagen können Netzbetreiber den Anschluss von Batteriespeichern, die die gesamte Einspeise- oder Entnahmeleistung des Netzanschlusspunktes nicht erhöhen, nicht verwehren. So können wichtige Co-Location-Projekte schneller realisiert werden. Durch den sogenannten Redispatch-Vorbehalt werden Batteriespeicher vor allem in kapazitätslimitierten Netzen attraktiver, um die Einspeisung des erzeugten Stroms in Zeiten außerhalb des Redispatches zu verlagern.





Stellungnahme zur Expertenanhörung: „Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern“

Sehr geehrte Frau Vorsitzende Schuhknecht,
sehr geehrte Frau stellvertretende Vorsitzende Schreyer,
sehr geehrte Damen und Herren Abgeordnete,

in den letzten Jahren hat sich in Bayern auf dem Weg zur Klimaneutralität viel getan: Mehr als die Hälfte unseres Stromverbrauchs wird bereits durch erneuerbare Energien gedeckt. Weit über 1,1 Millionen Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von mehr als 25 Gigawatt sind am Netz.

Dieser Erfolg bringt unsere Netze jedoch regional an ihre Belastungsgrenzen. Der Netzausbau kann mit dem rasanten Zubau aktuell nicht Schritt halten. **Netze und Netzanschlüsse werden zum knappen Gut.**

Die Kabinettsbeschlüsse zum EEG 2027 und zum Netzanschlusspaket greifen diese fundamentale Herausforderung auf. Für den VBEW und unsere über 400 bayerischen Mitgliedsunternehmen sind in den laufenden Gesetzgebungsverfahren **vier Kernbereiche** entscheidend:

Erstens: Synchronität von Netz- und EE-Ausbau mit wirksamem Bestandsschutz

Es ist richtig, den Zubau der Erneuerbaren und den Netzausbau regional besser zu synchronisieren. Der geplante Redispatch-Vorbehalt in kapazitätslimitierten Gebieten kann hierfür ein wirksames Steuerungsinstrument sein, um die volkswirtschaftliche Effizienz zu steigern. Die technologiespezifische Ausweisung von kapazitätslimitierten Netzgebieten nach § 14 Abs. 1d ist richtig, da die dargebotsabhängigen Technologien, wie Wind und PV, unterschiedliche Einspeiseprofile aufweisen, kann die tatsächliche Netzauslastung durch diese Trennung genauer abgebildet werden.

Aber: Wir brauchen einen verlässlichen Vertrauens- und Bestandsschutz. Es darf nicht sein, dass weit fortgeschrittene Projekte nachträglich entwertet werden. Für die



systemdienliche Anschlussleistung (SAL) greift die reine Anknüpfung an den Anschlussstermin ab Januar 2027 viel zu kurz. Wir fordern als rechtssicheren Stichtag das Vorliegen eines vollständigen Genehmigungsantrags nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz bei Windkraftanlagen bzw. die erteilte Baugenehmigung bei Freiflächen-Solaranlagen.

Zweitens: Gesetzliche Kongruenz statt kumulativer Investitionsbremsen

Der Redispatch-Vorbehalt steht nicht allein. Gleichzeitig kommen Instrumente wie Baukostenzuschüsse für Einspeiser, Einspeiseentgelte und die systemdienliche Anschlussleistung auf die Investierenden zu. Treffen all diese Instrumente unkoordiniert aufeinander, droht eine massive Investitionszurückhaltung. Das würde die Energiewende ausbremsen und staatliche Förderkosten erhöhen.

Wir brauchen eine intelligente Verzahnung dieser Reformen mit dem laufenden AgNes-Prozess der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik. Zudem müssen wir die spezifischen Nachteile für den Süden im Blick behalten: Die geplante Leistungsbegrenzung bei der Windkraft benachteiligt schwächere Windstandorte in Bayern mit einer Standortgüte von 50 bis 60 Prozent massiv und konterkariert den gewollten Ausgleichseffekt des Referenzertragsmodells. Wir begrüßen die Fortsetzung des Ausbaus der Windenergie an Land durch angemessen hohe Ausschreibungsvolumina sowie die Aufnahme der zusätzlichen 12 GW Ausschreibungsvolumen aus dem geeinten Klimaschutzprogramm der Bundesregierung. Ein verstärkter Windkraftausbau in Süddeutschland ist ein unverzichtbarer Baustein, da Windenergie im Süden systemdienlich wirkt.

Drittens: Praxistaugliche Priorisierungs- und Zuteilungsverfahren für Verteilernetze (VNB)

Wir unterstützen Priorisierungsmöglichkeiten bei Netzengpässen, fordern jedoch eine eigene gesetzliche Grundlage für die Verteilnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiberinnen. Die Verteilernetze unterscheiden sich grundlegend vom Übertragungsnetz: Sie sichern die regionale Daseinsvorsorge und treiben die Wärme-



und Verkehrswende vor Ort. Die starren ÜNB-Verfahren lassen sich nicht einfach auf die Verteilnetzebene übertragen.

Gleichzeitig fordern wir ein rechtssicheres Zuteilungsverfahren mit klaren staatlichen Leitlinien. Die Abwägung, welche Anschlussbegehren bei knappen Netzkapazitäten bevorzugt bedient werden, ob Industrie, Rechenzentren, LKW-Ladeparks Wärmepumpen, Batteriespeicher oder Erneuerbare, ist eine wirtschafts- und gesellschaftspolitische Entscheidung. Diese politische Verantwortung darf nicht auf die Netzbetreiber und Netzbetreiberinnen abgewälzt werden. Der Staat muss einen klaren, diskriminierungsfreien Rahmen vorgeben, an dem sich die VNBs und ÜNBs rechtssicher orientieren können.

Viertens: Beschleunigter Netzausbau und Flexibilitäten als tragendes Fundament

Die beste Steuerung nützt nichts ohne den tatsächlichen Netzausbau. Es braucht parallel zum Netzpaket ein Verteilnetz-Beschleunigungspaket von Bund und Ländern: Genehmigungsverfahren müssen vereinfacht, Genehmigungsfiktionen bei Fristüberschreitungen eingeführt, UVP-Prüfungen verschlankt und Leitungsrechte auf privaten Flächen durch Duldungspflichten analog zum Telekommunikationsrecht erleichtert werden. Netzausbauzeiten von acht bis zwölf Jahren können wir uns nicht mehr leisten.

Gleichzeitig müssen wir Flexibilitäten mobilisieren. Netzbetreiber und Netzbetreiberinnen sollten Speicher dort, wo es volkswirtschaftlich sinnvoller ist als Netzausbau, selbst betreiben dürfen. Und wir brauchen das „Gartenzaunprinzip“: Wird die Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt abgeregelt und nicht an der einzelnen Anlage, können Betreibende den Überschussstrom lokal nutzen – etwa für Co-Location-Speicher, Sektorkopplung oder steuerbare Lasten. Das vermeidet Abregelungen, spart Redispatchkosten und entlastet die Netze.

Sehr geehrte Damen und Herren, wir befinden uns mitten in einem historischen Paradigmenwechsel: Weg vom reinen, unkoordinierten Zubau, hin zu einer volkswirtschaftlich effizienten Nutzung und Steuerung unserer Netzinfrastuktur. Damit



dieser Systemwechsel in Bayern gelingt und die Energiewende nicht ins Stocken gerät,
fordert der VBEW heute drei Dinge von der Politik:

1. Gesetzliche Kongruenz und Bestandsschutz: Eine konsequente, zeitliche Abstimmung aller neuen Netzinstrumente mit dem AgNes-Prozess und einen verlässlichen Schutz für bereits fortgeschrittene Projekte.
2. Staatliche Verantwortung: Klare politische Leitlinien für die Zuteilung knapper Netzkapazitäten sowie eigenständige, flexible Regeln für unsere bayerischen Verteilernetze.
3. Netzausbau und Flexibilität: Ein wirksames Beschleunigungspaket für den Leitungsbau und die rechtliche Ermöglichung flexibler Vor-Ort-Lösungen wie dem Gartenzaunprinzip.

Vielen Dank für die Einladung und vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit.

Gutachterliche Stellungnahme

**für die
VERNUNFTKRAFT e.V.**

betreff

Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern

Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Landesentwicklung, Energie, Medien und Digitalisierung
Am 01. Oktober 2026 im Bayerischen Landtag

Anmerkungen zu einigen ausgewählten Punkten mit hohen Folgekosten für die privaten Stromabnehmer

Vorgelegt von:
RA Thomas Mock
Clemens-August-Str. 6
53639 Königswinter, den 21.09.26

«Über das ganze Land hin, wo es einst Farmen mit ihren Hecken und Bäumen gab, Dörfer mit Gasthöfen und Kirchen, standen nun auf jedem Hügel, wie Symbole der neuen Zeit, gigantische Windräder und speicherten unablässig die Kraft, die das Stromnetz der Stadt belieferte.» Das Resultat ist eine menschenleere «Maschinenwüste», die sich «nach jeder Himmelsrichtung in endlosen Reihen» ausdehnt – und eine autoritäre Regierung, die den Strom bewusst abschaltet, um Demonstrationen zu verhindern.
H.G.Wells
aus seinem 1899 erschienenen dystopischen Roman «Wenn der Schläfer erwacht».

Agenda

Vorbemerkung

Zum Gesetzesentwurf

Finanzielle Eckpunkte des EEG und die

- **geplante Deckelung der Pachten**
- **Sonderausschreibung von 12.000MW und**
- **Erhöhung des Südzuschlags**

Alternativvorschlag 1: höhere Grundsteuer B

Alternativvorschlag 2: Enteignung von Standorten für Windanlagen gem. § 2 EEG iVm

Art 14 GG

§ 80 EEG - Doppelvermarktungsverbot

Greenwashing-Richtlinie der EU

„Scope-3“

Zu den höheren Netzentgelten für die privaten Stromabnehmer durch AgNES

Entsorgung und Entsorgungskosten von Windanlagen neuer Größe

Vorbemerkung:

Durch den Druck der Landesregierung auf die Dynamik des Windenergieausbaus und das Genehmigungsgeschehen ist im Zusammenhang mit der frühzeitigen nicht notwendigen Erreichens der Flächenbeitragswerte von 2032 ein unnötig hoher Handlungsbedarf für die Zielerreichung durch nicht notwendige Flächen außerhalb der auf 2032 ausgerichteten Regionalplanflächen entstanden.

Mit der hohen Genehmigungsentwicklung durch den landespolitischen Druck ist zudem ein deutlicher Akzeptanzverlust der Bevölkerung einher gegangen.

Die vorliegenden Regelungen schaffen keinerlei Lösungen dieser Akzeptanzfrage, sondern verlieren sich in Wunschkatalogen von Beteiligungsoptionen ohne Realitätsbezug und finanziellen Abenteuern, die im Hinblick auf die sowieso angespannten kommunalen Haushalte grundsätzlich abzulehnen sind. Denn vermeintlich kleine finanzielle Vorteile (für Kommunen) können sehr schnell in vielfache Verluste münden.

Angeblich akzeptanzsteigernde Wirkungen werden lediglich behauptet und sind schon bisher bei den nun vorgeschlagenen Beteiligungsoptionen nicht belegt.

A.

Zum Gesetzentwurf

Steigende Stromkosten für die privaten Stromabnehmer

Neben AgNES (siehe unten) steigen die Netzentgelte durch den geplanten EE-Zubau auch in Zukunft erheblich und machen als notwendige Infrastrukturkosten einen wesentlichen Teil der Stromkosten auch in Zukunft aus.

Doch schon jetzt liegt Deutschland wie auch Bayern an der Spitze der Industriestaaten dieser Stromkosten, das belastet nicht nur die Industrie, der die Perspektiven für Investitionen durch hohe Strompreise genommen werden. Es belastet vor allem die privaten Stromabnehmer.

Denn diese trifft nicht nur der sehr hohe Strompreis, sondern auch zusätzliche Steuern wie die CO₂-Steuer, die Teil des Strompreises sind.

Denn die CO₂-Kosten (ETS 1 seit 2005 und ETS 2 = BEHG seit 2021) sind nicht im Strompreis enthalten, finanzieren aber seit Umstellung von einer transparenten Kostenübersicht in der Stromrechnung der Verbraucher hin zu einer seit dem 01.07.22 über den KTF intransparenten Finanzierung des EEG. Dieses System ist zwischenzeitlich erneut geändert worden. Das EEG wird nunmehr unmittelbar aus dem Bundeshaushalt finanziert. Schon hier stellt sich die Frage, wie es rechtlich vertretbar sein kann, dass sogar über die Wahlperiode des Bundestags hinaus die BNetzA EEG-Garantie-Zusagen für ca. 20 Jahre machen kann und macht und diese Mittel aus dem Bundeshaushalt für 20 Jahre garantiert werden. Es gibt keine vergleichbare (selbstermächtigte) Entmündigung des Bundestags betreffend den Haushalt über 5 Wahlperioden.

Hierneben ist festzustellen, dass diese inzwischen erheblichen CO₂-Kosten im Strompreis nicht eingepreist bzw nicht berücksichtigt werden. Das heißt, die tatsächliche Belastung

insbesondere der privaten Stromabnehmer (die Industrie hat bisher eine Reihe kostenentlastende Ausnahmen) ist durch die CO₂-Steuer erheblich höher als der schon international hohe Strompreis suggeriert. Er steigt mit den CO₂-Kosten die – wie auch immer – das EEG mitfinanzieren noch einmal an und dürfte spätestens dann internationale Spitze sein.

Zum Beispiel durch die fossile, d.h. Gas- und Kohle-Stromproduktion im eigenen Land, da auch für fossile Energie im eigenen Land, wie insb. derzeit Braunkohle – die Deutschland bisher in nicht geringem Umfang von ausländischen Einflüssen autonom macht und bei der Umstellung auf elektrische Energie seit Jahrzehnten ein Vorreiter war, für die es in erheblichem Umfang CO₂-Zertifikate bedarf. Und durch die politisch gewollte Verteuerung der Zertifikate durch die MSR (Marktstabilitätsreserve) 2019 hat diese Kostenspirale erst richtig Fahrt aufgenommen und Strom teuer gemacht.

Eine solche Kostenmaskierung der EEG-Kosten gilt erst recht, wenn das EEG vollkommen aus dem Bundeshaushalt finanziert wird, was eine Beihilfeprüfung der EU zur Folge hat, auch dann sind diese Kosten von derzeit ca. 18 Mrd Euro jährlich Teil der Stromkosten die zu den Stromkosten der privaten Haushalte hinzuzuaddieren sind. Das aber erfolgt nicht.

Das wird noch dadurch gesteigert, dass die durch das EEG 2022 gem Beschluss des Bundestags vom 24.12.22 und der BNetzA vom 27.12.22 um 25% gestiegenen EEG-Höchstsatz (Garantien) unmittelbar auch die Pachtentgelte stark gestiegen sind, woran die bayerischen Forste als Grundeigentümer großer Waldgebiete eine erhebliche Mitverantwortung tragen.

Und das eigentliche Ziel des CO₂-Zertifikatesystems, die effiziente und systemgünstige Rückauszahlung der CO₂-Einnahmen wurde seit vielen Jahren versprochen, ist bis heute nicht eingelöst und aufgrund der öffentlichen zunehmend schwierigen Haushalte nicht mehr zu erwarten.

Und natürlich werden auch die vorgesehenen zusätzlichen Ausschreibungen in Höhe von 12000MW wie auch der Südzuschlag von derzeit 1,55 auf etwa 1,65 oder mehr die System- und damit Stromkosten gerade für die privaten Verbraucher signifikant steigern.

Und die 12000 MW werden zu einer wenigen starken Überzeichnung der Ausschreibungen führen, was die EEG-Bietgebote auf mindestens 6 CentkWh steigen lassen wird. Bei den 12.000 MW geht es also nicht um einen schnelleren Zubau. Der ist aufgrund der Netzanschlussknappheit (u.a. durch die Rechenzentren) insoweit ausgeschlossen, weil der weiterhin nicht koordinierten Ausbau von Windanlagen einerseits und Netzen andererseits eine Nutzung des Stroms weitgehend verhindern dürfte. Es geht also bei der

Sonderausschreibungskapazität von 12.000 MW und der Erhöhung des Südzuschlags eher um erhöhte Gewinne auf Kosten der privaten Stromnutzer.

So steht der Erhöhung des Südzuschlags schon entgegen, dass die heute üblichen 7 MW mit 250m Höhe auch in Bayern an sinnvollen Standorten u.a. ohne Abschattungen durch umliegende Windanlagen bis zu 15 Mill kWh im Jahr produzieren könnten. Im Hochsauerland könne ca 20 MillkWh angenommen werden. Das liegt insbesondere an der dritten Potenz der Stromproduktion. In 250m ist der Wind erheblich stärker und stetiger – auch in Bayern - so dass auch hier die physikalische Formel gilt, des achtfachen Stromertrags bei doppelter Windgeschwindigkeit, begrenzt nur durch die Erreichung der Nennleistung bei schon geringer Umdrehung (ca. 8-10 U/Min) der Rotoren pro Minute. Diese physikalische Wirkung spricht so gar gegen den besonderen Südzuschlag. Solche hohe und leistungsstarken Anlagen sind auch ohne besonderen Südzuschlag dank der üppigen Subventionen „wirtschaftlich“. Die Lobbykritik und der Druck auf Änderungen im EEG ist wenig glaubwürdig, weil sich diese Vorhabenträger ihre „Übergewinne“ auf Kosten von Steuerzahler und Verpächter usw sichern wollen. Dadurch ergeben sich auch bei niedriger EEG-Garantie durch die BNetzA erhebliche Gewinne wie

$5 \text{ CentkWh} \times 1,55 = 7,75 \text{ CentkWh} \times 15 \text{ MillkWh} = 1,16 \text{ Mill Euro} \times 20 \text{ Jahre} = 23 \text{ Mill Euro}$

$5 \text{ CentkWh} \times 1,65 = 8,25 \text{ CentkWh} \times 15 \text{ MillkWh} = 1,24 \text{ Mill Euro} \times 20 \text{ Jahre} = 25 \text{ Mill Euro}$

$6 \text{ CentkWh} \times 1,55 = 9,3 \text{ CentkWh} \times 15 \text{ MillkWh} = 1,4 \text{ Mill Euro} \times 20 \text{ Jahre} = 28 \text{ Mill Euro}$

$6 \text{ CentkWh} \times 1,65 = 9,9 \text{ CentkWh} \times 15 \text{ MillkWh} = 1,5 \text{ Mill Euro} \times 20 \text{ Jahre} = 30 \text{ Mill Euro}$

Eine Windanlage mit 250m Höhe und 7 MW kostet etwa incl. allem 7 Mill Euro.

Der Verkaufspreis der Windanlage an den späteren Betreiber liegt bei etwa 10 Mill Euro plus x. X steht u.a. für die Pachtkosten. Den je höher die Pachtkosten, desto geringer ist der Verkaufserlös des Projektierers an den späteren Betreiber. Folglich gibt es erhebliche Interessen, wie auch immer, die Pachterlöse zu drücken.

Die Erhöhung der Ausschreibung um 12.000MW wie auch die Erhöhung des Südzuschlags würden den Vorhabenträgern bzw Projektierer erhebliche (subventionierte Zufalls-) Millionengewinne ermöglichen. Diese Übergewinne müssen abgeschöpft werden.

B.

Alternativvorschläge zur Deckelung der Pachten für Windanlagen

Statt einer Reform der Pachten durch deren Deckelung, wie sie die Windindustrie im eigenen Interesse seit 2024 vielfach fordert,

6

Siehe mit merkwürdiger Begründung z.B. in taz, 14.10.24, B. Janzing, Teure Pachten für Windkraftflächen
<https://taz.de/Energiewende-in-Deutschland/!6042371/>

Die Landesforsten vergeben Landnutzung für Windräder an den höchsten Bieter – das treibt die Preise. Eine gesetzliche Höchstgrenze könnte helfen.

Herr Janzing schreibt seit vielen Jahren in den einschlägigen linken Medien pro Erneuerbare Energien, wie z.B. im Monatsblatt des BWE „Neue Energie“.

und nun den sehr direkten Lobbyweg in den Gesetzesentwurf gefunden hat, werden zwei andere Optionen vorgeschlagen.

Denn eine solche Deckelung ohne Änderung des EEG-Garantiesystems in der Höhe wird die EEG- und also Stromkosten nicht mindern (ein eklatanter Fehlschluss), sondern lediglich die dadurch frei gewordenen EEG-Garantien dem Verpächter entziehen und kommt ausschließlich dem Vorhabenträger zugute, da die EEG-Garantie ja unverändert bleiben soll..

In Ergänzung zum vorliegenden Gesetzesentwurf werden zwei alternative Gesetzesvorschläge gemacht, die insbesondere eine sozial angemessenere Regelung ohne finanzielle Risiken für Gemeinden und Bürger zur Folge haben und sowohl eine Vereinfachung des gesamten Themas wie auch eine höhere Chance auf Akzeptanzerhöhung sichert. Auslöser ist das EEG und seine extrem hohen Garantien für 20 Jahre die insbesondere seit der Erhöhung des EEG-Höchstwerts um 25 % vom 27.12.22 erhebliche Steigerungen der Pachten erfahren haben und ein höchst ineffizientes System offenbaren und verstärken, das auf seine vernünftigen und marktgerechten Grundlagen zurück zu führen ist. Alles andere wäre eine höchst unsoziale Verlagerung von Vermögen von unten nach oben, indem die Bevölkerung im jetzigen System gezwungen wird mit den CO₂-Steuern derart hohe und marktfernen Pachten zu ermöglichen. Ein solch weitere Plünderung der Bevölkerung ist schnellstmöglich zu beenden, auch wenn die steigenden Kreditkosten derzeit eine Bremse bewirken, was Konsequenzen bei einigen Vorhabenträgern – wie ABO Energy, JUWI, Sowitec usw. - bereits hinterlässt

1

Einführung einer Grundsteuer B statt privilegierten Grundsteuer A für Standorte von Windanlagen

Trotz der prekären Situation der kommunalen Haushalte werden für Grundstücke auf denen Windanlagen errichtet und betrieben werden nur eine sehr geringe Grundsteuer A erhoben bzw. zugelassen. Dabei ist allgemein und öffentlich zugänglich sowie medial bekannt, dass für solche Standorte für heute üblich

7

gewordene Anlagen mit 7 MW inst Leistung bis zu 500.000 Euro Pacht pro Jahr vereinbart wurden, bezogen auf den EEG-Höchstwert von 7,25 CentkWh plus die Zuschläge gemäß § 36 h EEG, was am Ende zu Zahlungsansprüchen des Betreibers von ca. 9,5 CentkWh führen kann. Bei einer Anlage mit 7 MW können bis zu 20 MillkWh p.a. produziert werden, was sicher garantierte Einnahmen von ca 35 Mill Euro in 20 Jahren bedeutet, bei Kosten gemäß aktueller Genehmigungsbescheide von höchstens 7 Mio Euro für eine Anlage mit 7 MW incl. aller Kosten. Das ist eine Bruttorendite von bis 500%. Hiervon sind abzuziehen variable Kosten wie Unterhalt lt, Betriebskosten und Pachtkosen. Auch wenn die Kreditzinsen und die Windverhältnisse in Bayern solche Eckpunkte verringern bleiben erhebliche - subventionierte – Einnahmen.

Wenn durch Ausschreibungen der BNetzA der Höchstwert unterschritten wird kann – muss nicht - die Pacht in ähnlichem Verhältnis geringer ausfallen. Das hängt wesentlich von den Renditeerwartungen des Vorhabenträgers ab.

Rein vorsorglich soll in Bayern von realistischen Pachten von ca 200.000Euro p.a. pro Anlage mit 7MW ausgegangen werden.

Diese Pachten liegen z.T um das bis zu hundertfache höher als der Wert des Grundstücks bei marktüblicher Nutzung und Verpachtung.

Die Respr des BGH stuft solch überhohen marktfernen Pachten als sittenwidrig ein.

Die negative Finanzsituation der Kommunen muss schnellstmöglich geändert werden um den Kommunen relevante Einnahmen zu sichern. Die bisherige Regel von 0,2CentkWh sind dagegen Almosen und die mit diesem Gesetzesvorschlag unterbreiteten „Beteiligungsoptionen“ sind voller unangemessener Risiken für Kommunen wie Bürger.

Die Einführung der Grundsteuer B für solche Standorte würde auch dem Sinn nach den bisher landesgesetzlich ins Leere laufenden Beteiligungen an WEA mehr als ausgleichen.

Die Verpächter wie Betreiber als Pächter der Windanlagen haben im Lichte der Rechtsprechung des BGH auch keinen Vertrauensschutz darauf, dass die Grundsteuer B nicht angewandt wird.

Es wären nach vorsichtiger Schätzung pro Jahr weit über 250Mill Euro pro Jahr zusätzlicher Einnahmen für die Kommunen.

Auf die insoweit hohe Anzahl von Befangenheit von Mitgliedern des Landtags (und des Bundestags⁹ in dieser Angelegenheit wird ausdrücklich und vorsorglich hingewiesen.

Die Renditen der Vorhabenträger als Motor der weiteren Entwicklungen bleiben davon unberührt.

2. Nutzung der sozialen Bindung von Standorten auf der Grundlage von Art 14 GG

Es wird angeregt die rechtlichen Möglichkeiten eines Gesetzes zur Enteignung von Standortflächen für WEA im Lichte der hohen Sozialbindung des Eigentums gemäß Art 14 GG und des überragenden öffentlichen Interesses von Windanlagen zum Wohle der Allgemeinheit gemäß § 2 EEG in Betracht zu ziehen.

Auszug von Art 14 GG

Art. 14

(1) Das Eigentum und das Erbrecht werden gewährleistet. Inhalt und Schranken werden durch die Gesetze bestimmt.

(2) Eigentum verpflichtet. Sein Gebrauch soll zugleich dem Wohle der Allgemeinheit dienen.

(3) Eine Enteignung ist nur zum Wohle der Allgemeinheit zulässig. Sie darf nur durch Gesetz oder auf Grund eines Gesetzes erfolgen, das Art und Ausmaß der Entschädigung regelt. Die Entschädigung ist unter gerechter Abwägung der Interessen der Allgemeinheit und der Beteiligten zu bestimmen. Wegen der Höhe der Entschädigung steht im Streitfalle der Rechtsweg vor den ordentlichen Gerichten offen.

Eine Enteignung von Standorten für Windanlagen ist nur zum Wohle der Allgemeinheit zulässig. Sie ist und kann durch Gesetz oder auf Grund eines Gesetzes erfolgen, das Art und Ausmaß der Entschädigung regelt.

Siehe die einschlägigen Grundrechtskommentare zu Art 14 GG sowie hierzu beispielhaft der Kommentar von Heike Göbel in der FAZ vom 07.10.15 im Rahmen der Schaffung von Wohnraum für Migranten mit dem Titel „Eigentumsrisiko Staat“ oder jetzt auch der Enteignungsplanungen in Berlin. Allerdings hinken die Vergleiche erheblich.

Die Entschädigung ist unter gerechter Abwägung der Interessen der Allgemeinheit und der Beteiligten zu bestimmen. Wegen der Höhe der Entschädigung steht im Streitfall der Rechtsweg vor den ordentlichen Gerichten offen.

Das Eigentum - an den Flächen für Windanlagen - bleibt gewährleistet.

Das heißt die Grundeigentümer, die im Besitz von Flächenstandorten für Windanlagen sind dürfen gemäß Art 14 Abs. 3 GG enteignet werden, d.h. das Grundstück darf für die Errichtung von Windanlagen genutzt werden, gegen eine ortsübliche, ggfls. erhöhte Entschädigung der Flächen.

Diese hat sich an den ortsüblichen Pachthöhen für landwirtschaftliche Flächen oder Wald zu orientieren.

Es liegt auf der Hand, dass die Hervorhebung, ja Überhöhung von Wind-Anlagen gemäß der seit 2023 gültigen Fassung des § 2 EEG ein solches Gesetz zur Enteignung aufgrund der Bedeutung und der notwendig schnellen Erreichung der Klimaziele zu geringstmöglichen Kosten ein offensichtlich angemessenes und notwendiges Mittel im Sinne des Klimabeschlusses des BVerfG von 2021 ist. Die aktuelle Fassung des § 2 EEG zwingt geradezu eine solche gesetzliche Regelung umzusetzen. Denn § 2 EEG schließt durch die klare Betonung auf dem Nutzen für die Allgemeinheit gerade die finanzielle Privilegierung einzelner Gruppen aus, wie es aktuell mit den privilegierten Vorhabenträgern der Fall ist.

Es sei darauf hingewiesen, dass die landwirtschaftlichen Flächen in Deutschland gemäß neuester Erhebungen schon heute etwa dreimal teurer sind als im Rest der EU. Schon diese Preisentwicklung ist Folge der unentwegt hohen EEG-Garantien seit 2000, beschleunigt seit 2022.

Diese Alternative hat einen erheblichen Vorteil für die Allgemeinheit und privaten Stromendnutzer:

Durch ein solches Gesetz und entsprechenden Enteignungen bzw Standortnutzungen können die EEG-Subventionen bzw EEG-Höchstwerte massiv abgesenkt werden, da die exorbitanten Pachten von bis zu 500.000Euro oder in Bayern etwa 200.000 Euro pro Windanlage pro Jahr weitgehend entfallen, da die ortsüblichen Pachten für Landwirtschaft oder Waldnutzung z.T. nur etwa ein hundertstel so hoch sind.

Die EEG-Garantie (Höchstsatz) könnte um etwa 25% abgesenkt werden.

10

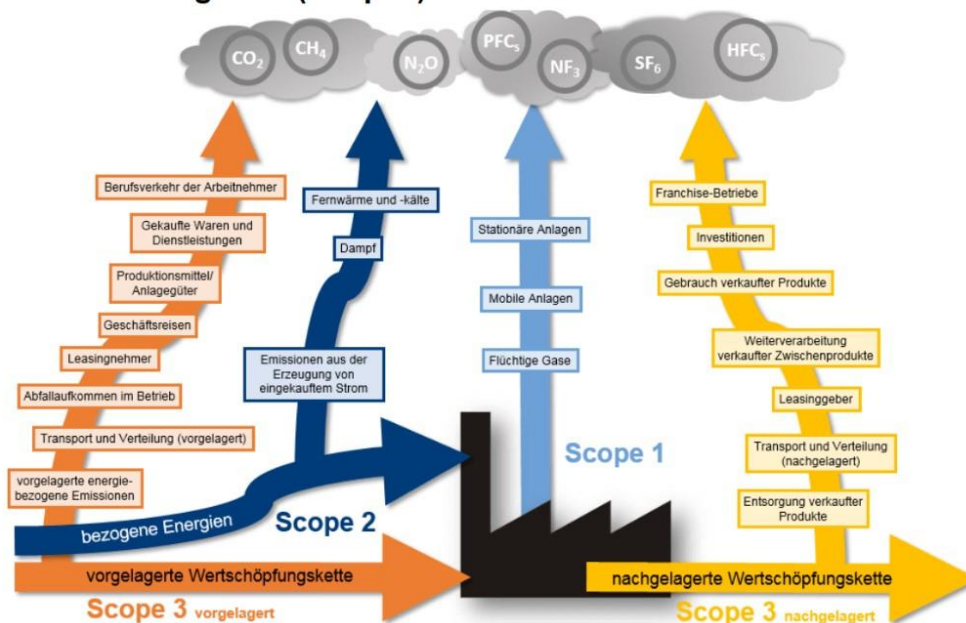
So könnten vor allem die Bürger bei der CO₂-Steuer entlastet werden und der Strom kann ohne diese künstlichen und nicht erforderlichen Kosten sehr viel billiger produziert werden, was wiederum Industrie, Gewerbe und Haushalten zugutekommt. Dadurch werden örtliche Arbeitsplätze und Wertschöpfung viel umfassender gesichert als bisher und durch die Perspektive langfristig niedrigerer Stromkosten ggfls. Zuversicht und Investitionen für neues Wachstum generiert. Schließlich wird die Erreichung von Klimazielen sehr viel preiswerter und deshalb auch wahrscheinlicher.

Allerdings wird hierzu auf § 80 EEG (Doppelvermarktungsverbot) und die ab dem 27.09.26 in Kraft tretende EU-RiLi gegen Greenwashing bzw gegen irreführende Produktinformation ausdrücklich hingewiesen. Es ist dann unzulässig Strom aus Windanlagen als „grün“ oder „klimaschonend“ oder „Klimaneutra“ usw zu titulieren. Denn aufgrund der hohen Rohstoff- wie Klimalasten in der Produktion und Verarbeitung der Rohstoffe n der Entsorgung sind im Rahmen von „Scope-3“ solche Bezeichnungen nicht nur falsch sondern auch wissenschaftlich nicht belastbar., worauf mit dem nachfolgende Chart sehr anschaulich hinweist.

C.

„Scope-3“

Emissions-Kategorien (Scopes) nach dem Greenhouse Gas Protocol



11

Hier sind insbesondere die Scope-3 Emissionen für Windanlagen ausführlich darzustellen.

Hierbei wiederum sind die vorgelagerte Wertschöpfung und die nachgelagerte Wertschöpfung zu konkretisieren.

Zur vorgelagerten Wertschöpfung gehören die Emissionen des Mining, also das Erschließen und Ausbeuten der Rohstoffe in Tagebauen, wie bei Kupfer/Kupfererz, Aluminium/Bauxit, Eisen/Eisenerz, Seltene Erden, Zement und Kies sowie u.a. die Gewinnung und Verarbeitung von Balsaholz aus dem Amazonasgebiet in Ecuador (ca. 50m Baumstämme für einen 70m-Rotor, also 150 Baumstämme für drei Rotoren) für die Innenstruktur der Rotorblätter, dessen Einbau bei onshore-Anlagen der Regelfall ist. Hinzu kommen die Emissionen bei der Verarbeitung der Rohstoffe und die Ewigkeitslasten, also z.B. etwa 8000t Laugen&Co pro Windanlage als Ewigkeitslasten.

D.

Zu den höheren Netzentgelten für die privaten Stromabnehmer durch AgNES

**Große Beschlusskammer Energie der BNetzA, Geschäftszeichen: GBK-25-01-1#3
Beschlussentwurf in dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in
Verbindung mit §§ 21, 118 Abs. 6 S. 12, § 40 Abs. 5 EnWG wegen des Verfahrens zur
Festlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik für die
Elektrizitätsversorgungsnetze (AgNes)**

Aufgrund der hohen Belastung der Industrie mit Energiekosten incl. stark steigender netzentgelte drängt die Industrie – insoweit zurecht – auf eine Trennung von Finanzierungs- und Anreizfunktion sowie Ablösung des bisherigen Leistungspreises. Dazu werden Veröffentlichungen einheitlicher „Schattenpreisblätter“ für 2027 und 2028 zur frühzeitigen Abschätzung der künftigen Netzentgelte gefordert, Bestandsschutz begünstigender Netzentgelte für die Industrie und soll eine Umverteilung zulasten von Verbrauchern mit hohen Vollbenutzungsstunden vermieden werden wie die Auswirkungen vorab transparent quantifiziert werden sollen. Schließlich sollen aus Gründen des Bestands- und Vertrauensschutz die geplanten dynamische Netzentgelte nur nach positiver Kosten-Nutzen-Analyseerfolgen umgesetzt werden.

Alles das wird allerdings die netzentgelte für die privaten Verbraucher erheblich erhöhen und ist angesichts der durch den weiteren Netzzubau sowieso steigenden Netzentgelt nicht zuzumuten

E.

Entsorgung und Entsorgungskosten von Windanlagen neuer Größe

Seit kurzem gilt für die Entsorgung von Windanlagen und insb Rotorblättern die DIN SPEC 4866, auf die sich die Windindustrie (unter sich) vor über 6 Jahren nach weiteren Jahren der Diskussion vorläufig geeinigt hat und die nun verbindlich wurde.

Beweis. Anlagen

1. DIN-Normtext 4866 und
2. Bericht in Neue Energie vom Juli 2026, dem Monatsblatt des Lobbyvereins BWE

Diese hängt nach hiesiger Einschätzung unmittelbar mit dem Beschluss des

OVG Niedersachsen, Beschl. v. 12.12.2025, Az.: 12 MS 43/24

Leitsatz

Die Rückbaupflicht nach § 35 Abs. 5 Satz 2 BauGB ist grundsätzlich umfassend und schließt demnach die Beseitigung unterirdischer Anlagenteile, wie Pfahlgründungen bei Windenergieanlagen, ein. Auch die für solche Beseitigungen voraussichtlich anfallenden Kosten müssen daher durch eine Bürgschaft als Sicherheitsleistung nach § 35 Abs. 5 Satz 3 BauGB abdeckt sein

zusammen, der ebenfalls einen vollständigen Rückbau (also nicht nur bis 1 m unter den Boden) als rechtlich und gesetzlich zwingend definiert.

Angesichts der zum Teil sehr seltsamen Diskussionen zu diesem Thema sei auf diese Entwicklung ausdrücklich hingewiesen, da auch im Fall von obligatorischen Tiefenfundamenten in der Folge die anschließend vollständigen Entfernung zwingend ist.

Angesichts einer heute und in Zukunft wohl 3%igen Inflation werden aus 100.000 Euro in 20 Jahren wertmäßig 50.000 Euro

Gemäß Stat. Bundesamt liegt die Baukosteninflation derzeit und in absehbarer Zukunft bei ca. 5 %, was aus den verbliebenen 50.000 Euro 25.000 Euro macht..

Die hier geplanten Groß-Anlagen sind aber schon heute nicht unter ca 750.000 Euro vollständig zu entsorgen, da bei diesen Anlagen nur mit Großtechnik eine Entsorgung möglich ist, wie z.B. ein Groß-Kran mit bis 300m Höhe zur Entkopplung/Demontage der Rotoren von der Nabe usw.

Auch der Rückbau der bei den heutigen Anlagengrößen sehr viel umfassenderen Infrastruktur von etwa 2 ha plus x pro Anlage (incl. Wegerückbau) ist mit erheblichen Kosten verbunden. Auch hier wird schon heute sehr viel „liegen gelassen“, was rechtlich nicht zulässig ist. Die wegen der hohen Gewichte Anlagenteile notwendige Kofferung der Wege

und z.T. der Flächen rund um das Fundament können nur sehr aufwendig zurückgebut werden, haben aber für die Zukunft keinen Wert und Schaden durch ihre versiegelungsähnlichen Eigenschaften und Folgen. Die nachteiligen Folgen der hohen Verdichtung der Flächen (Zerstörung der Bodenstruktur, der Kapillareigenschaften der Böden zur Wasserspeicherung und der Mikroflora der oberen Bodenschichten usw. kann allemal nicht rückgängig gemacht werden und bleibt als Verlust an Biodiversität.

Andererseits ist behördlicherseits mit Sicherheit auszuschließen, dass die öffentliche Hand bei diesen Kosten in etwa 20 Jahren als Ersatz einspringen muss, da durch den zu ca. 99% üblichen Verkauf vom Projektierer an den späteren Betreiber, wie auch durch den Betreiber zwischenzeitlich erhebliche Gewinne aus öffentlichen EEG-Subventionen generiert werden. Diese sind dafür früh in ausreichendem Umfang einzustellen bzw rückzustellen. Das aber erfolgt bis heute nicht und kann ausgelegt werden, dem Vorhabenträger und /oder Betreiber „Übergewinne“ zu verschaffen. „Übergewinne“ die bei der Höhe nach sachlich- notwendigen Rückstellungen ausgeschlossen wären.

Bei heutigen Rückbau-Kosten von 750.000 Euro für eine heute übliche Anlage mit 7 MW und 250m Höhe wären also pro Anlage mindestens 1.500.000,-- Euro an Rückstellungen oder Bürgschaften auf ersten Zuruf zwingend erforderlich. Nirgends werden auch nur annähernd solche Summen in den Genehmigungen festgeschrieben bzw vor Baubeginnen verlangt. Die Folgekosten einer ordnungsgemäßen Entsorgung können ohne diese Rückstellungen für die öffentliche Hand - und damit letztlich erneut für die Bürger und Steuerzahler - in die Milliarden gehen. Nach den Milliarden für die EEG-Subventionen incl. subventionierter Infrastrukturkosten müssen Bürger und Steuerzahlen auch noch die Entsorgungskosten zumindest mitfinanzieren, nachdem Vorhabenträger und Betreiber bereits hohe Millionensummen für sich als Gewinne abgezweigt haben.

Rein vorsorglich wird darauf hingewiesen, dass neben den seit nunmehr 30 Jahren versprochenen aber nicht wieder nutzbaren Rotorblättern (sie werden nach wie vor überwiegend bei etwa 2000C in Öfen der Zementindustrie verbrannt - maskierend „thermisches Recyceln“ bezeichnet - deren Öfen sind aber aufgrund der zunehmend restriktiven CO2-Minderungen bald nicht mehr zulässig) die restlichen Materialien einer Windanlage bestenfalls downgecycelt genutzt werden können, d.h. mit erheblichem Energieaufwand (Materialrückgewinnung ist sehr energieintensiv) ein weniger wertiges Material zurück gewonnen wird, das dann allerdings nicht mehr die (notwendige) Qualität des ursprünglichen Materials hat, das für ein gleiches Produkt (Stahlurm ö.ä.) erforderlich wäre. Der in Deutschland heute und auch in Zukunft hohe Strompreis schließt zudem solches downcyceln weitgehend aus, da der energetische Aufwand für das qualitätsseitig

anschließend nur minderwertige Produkt überproportional hoch ist und kaum ein Ertrag übrigbleibt.

Das gilt insbesondere für die in erheblichem Umfang eingesetzten Betonmengen für das Fundament und (in der Regel) den unteren Teil des Turms.

Das Problem der Diskussion und fachlichen Auseinandersetzung fängt damit an, dass „Recyclen“ kein geschützter oder exakt definierter Begriff ist aber ggfls. im Rahmen der am 27.09.26 in Kraft tretenden „Greenwashing“-Richtlinie der EU näher ins Blickfeld rücken dürfte.

Inzwischen werden große Anteile der diversen Schrotte von chinesischen und US-Unternehmen aufgekauft und in Übersee zu einem Bruchteil der deutschen Energiekosten genutzt, wodurch sich auch minderwertige Produkte wieder wirtschaftlich darstellen lassen. Es bleibt als Folge des EEG und seiner stromkostentreibenden Folgen ein downcyclen mit Verlust der Rohstoffe für eine gewünschte Kreislaufwirtschaft.



Stellungnahme

zur Anhörung am 01. Oktober 2026
im Wirtschaftsausschuss

Auswirkungen des geplanten
Netzpakets und EEG 2027
auf Bayern

Der Fachverband Biogas e.V. hat sich seit seiner Gründung im Jahr 1992 zu Deutschlands und Europas größter und führender Interessensvertretung der Biogas-Branche entwickelt. Er vertritt Hersteller, Anlagenbauer, landwirtschaftliche wie auch industrielle Biogasanlagenbetreiber und Institutionen mit dem Ziel der Förderung des Umweltschutzes und der Sicherung einer nachhaltigen Energieversorgung. Satzungsgemäß verfolgt der Fachverband Biogas folgende Primärziele:

- Förderung von technischen Entwicklungen im Biogasbereich,
- Förderung, Auswertung und Vermittlung von wissenschaftlichen Erkenntnissen und praktischen Erfahrungen aus dem Bereich der Biogastechnik zum Wohle der Allgemeinheit und der Umwelt,
- Durchführung von Schulungen für Praxis und Beratung,
- Herausgabe von Publikationen in Schrift, Bild und Ton,
- Förderung des Erfahrungsaustausches durch Beteiligungen und Durchführung von Ausstellungen, Tagungen und anderen Veranstaltungen,
- Förderung des internationalen Erfahrungsaustausches durch Herstellung und Pflege von Kontakten im In- und Ausland,
- Förderung eines Beratungsnetzes durch Mitglieder in den verschiedenen Regionen,
- Erarbeitung von Qualitätsstandards für Planung und Errichtung von Biogasanlagen und Anlagenkomponenten.
- Erarbeitung von Qualitätsstandards für Gärprodukte
- Erarbeitung von Qualitätsstandards zum Betrieb von Biogasanlagen

Auf europäischer Ebene wird der Fachverband Biogas von dem Europäischen Biogasverband (EBA) vertreten, der sich im Jahr 2009 gründete und nunmehr Mitglieder aus 25 EU-Mitgliedsstaaten umfasst.

Kontakt:

Fachverband Biogas e.V.
Angerbrunnenstr. 12
85356 Freising

Telefon: 08161-984660
Telefax: 08161-984670
E-Mail: info@biogas.org
Internet: www.biogas.org

Eintrag im Lobbyregister des Bayerischen Landtag: DEBYLT03D5 - Fachverband Biogas e.V.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	III
I. Vorbemerkung	4
II. Das Wichtigste in Kürze	4
III. Fragenkatalog	4
1. Welche Auswirkungen hat die mögliche Einführung von kapazitätslimitierten Netzgebieten mit Redispatch-Vorbehalt auf den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien in Bayern?	4
2. Welche Regionen des Freistaates wären besonders von kapazitätslimitierten Netzgebieten mit Redispatch-Vorbehalt betroffen?	5
3. Welche Auswirkungen hat die geplante Abschaffung der Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen bis zu einer installierten Leistung von 25 KW auf den weiteren Ausbau der Photovoltaik in Bayern?	6
4. Welche Folgen ergeben sich für die Solar-, Wind-, Biogas- und Wasserkraftbranchen und die Wirtschaft in Bayern durch die geplanten Gesetzesvorhaben auf Bundesebene?	6
5. Welche Alternativen zur Stabilisierung der Stromnetze können ergriffen werden?	8
6. Welche technischen und rechtlichen Maßnahmen können ergriffen werden, um etwaige negative Folgen für Bayern zu minimieren?	8
7. Welche landespolitischen Maßnahmen können ergriffen werden, um den Ausbau erneuerbarer Energien in Bayern zu stärken und Investitionssicherheit für Vorhabenträger zu schaffen?	8
8. Inwiefern gefährden die starren Vorgaben des Bundes-Netzpakets die bayerische Strategie einer dezentralen und regionalen Energieversorgung?	8
9. Welche konkreten Hebel hat Bayern, um sich gegen eine drohende Benachteiligung Süddeutschlands bei den Netzentgelten durch den Bund zu wehren?	9
10. Wie stark konkurrenziert das EEG 2027 die bayerischen Bemühungen, Planungs- und Genehmigungsverfahren für die heimische Wirtschaft zu entbürokratisieren?	9
11. Welche existenzbedrohenden Mehrbelastungen kommen durch die Bundesreformen gezielt auf das bayerische Handwerk und den ländlichen Mittelstand zu?	9
12. Wie können bayerische Bürgerenergiegenossenschaften vor den neuen marktförmigen gestalteten Ausschreibungsmodellen des EEG 2027 geschützt werden?	9
13. Welche finanziellen Risiken entstehen für bayerische Kommunen beim verpflichtenden, bundesgesteuerten Verteilnetzausbau?	9
14. Warum ignoriert das Gesetzkpaket des Bundes weiterhin die fundamentale Rolle der bayerischen Biomasse als grundlastfähige Reserve im Süden?	9
15. Welche Anpassungen im EEG 2027 sind zwingend nötig, um das Sterben bayerischer Biogasanlagen nach Auslaufen der alten Förderung zu verhindern?	9
16. Wie stark blockieren die neuen Bundesvorgaben die Modernisierung und den Erhalt kleinerer bayerischer Wasserkraftanlagen?	10
17. Wie kann das Wirtschaftsministerium den bayerischen Wasserstoffhochlauf (H2-ready) gegen die mangelhafte Anbindung durch das Bundes-Kernnetz absichern?	10
18. Welche Anreize setzt das Netzkpaket für dezentrale Batteriespeicher direkt vor Ort, um teuren Netzausbau und Redispatch-Kosten zu minimieren?	10
4. Ansprechpartner	10

III

Stellungnahme zur Sachverständigen Anhörung am 16. Juli 2026 im Wirtschaftsausschuss
Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern

I. Vorbemerkung

Der Fachverband Biogas e.V. (FvB) vereint die Interessen der Biogasbranche in Deutschland. Unter seinen knapp 5.000 Mitgliedern befinden sich Betreiber von Biogasanlagen sowie Firmen aus verschiedenen Bereichen der Wertschöpfungskette. Ein Großteil dieser Mitglieder agiert in Bayern.

Vor diesem Hintergrund bedankt sich der FvB für die Einladung zur Sachverständigenanhörung zum Thema „Auswirkungen des geplanten Netzpakets und EEG 2027 auf Bayern“. Im Rahmen dieses Dokuments werden in erster Linie biogasbezogene Fragen beantwortet.

Der FvB ist Mitglied im Landesverband Erneuerbare Energie Bayern e.V. (LEE Bayern). Im Zuge der Verbändepartnerschaft werden deshalb z.T. auch Fragen zu anderen Bereichen adressiert.

II. Das Wichtigste in Kürze

Die geplante EEG-Novelle und das Netzpaket setzen die bayerische Biogasbranche trotz ihrer Schlüsselrolle für die Versorgungssicherheit in akute Existenznot. Während der geplante Redispatch-Vorbehalt und neue Marktregeln Wind- und Solarenergie ausbremsen, fehlt es ausgerechnet beim flexiblen Biogas an Perspektiven. Flexible Biogasanlagen sind als steuerbare Spitzenlast bei Dunkelflauten unverzichtbar, um teure fossile Gaskraftwerke und Stromimportabhängigkeiten zu vermeiden.

Damit die Transformation gelingt, fordert die Branche deutliche Nachbesserungen im EEG:

- **Höhere Ausschreibungsmengen:** Mindestens 2.500 MW pro Jahr statt der geplanten 1.000 MW, um den Bestand zu sichern.
- **Finanzielle Hürden abbauen:** Anhebung des Flexibilitätsszuschlags auf mindestens 130 €/kW sowie eine Verlängerung des zweiten Vergütungszeitraums von 12 auf 15 Jahre zur Refinanzierung der Überbauung.
- **Bürokratie reduzieren:** Streichung der starren Betriebsviertelstunden-Regelung zugunsten der bewährten Jahresbemessungsleistung sowie Abschaffung des 25-%-Maisdeckels.
- **Kleine Strukturen stärken:** Wiedereinführung des Kleinanlagenzuschlags und Anhebung der Bagatellgrenze auf 750 kW zur Stärkung der bayerischen Strukturen
- **Netzanschluss garantieren:** Gesetzliche Pflicht für Netzbetreiber zu flexiblen Anschlussvereinbarungen, damit überbaute Anlagen nicht am blockierten Netzanschluss scheitern.

Ohne diese Anpassungen droht bayerischen Anlagen nach Auslaufen der Alt-Förderung das Stillstands-Aus – mit gravierenden Folgen für Netzstabilität, dezentrale Notstromreserven und die regionale Wertschöpfung im ländlichen Raum.

III. Fragenkatalog

1. Welche Auswirkungen hat die mögliche Einführung von kapazitätslimitierten Netzgebieten mit Redispatch-Vorbehalt auf den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien in Bayern?

Laut bayerischen Netzbetreibern betrifft der geplante Redispatch-Vorbehalt rund ein Drittel der Netzeinspeisepunkte im Freistaat. In diesen Gebieten erhielten Wind- und Freiflächen-PV-Anlagen bei

netzbedingten Abregelungen keine Vergütung mehr, was zu Einnahmeverlusten von bis zu 20 % des Jahresertrags führen kann (18 % bei Windkraft in Vorranggebieten).

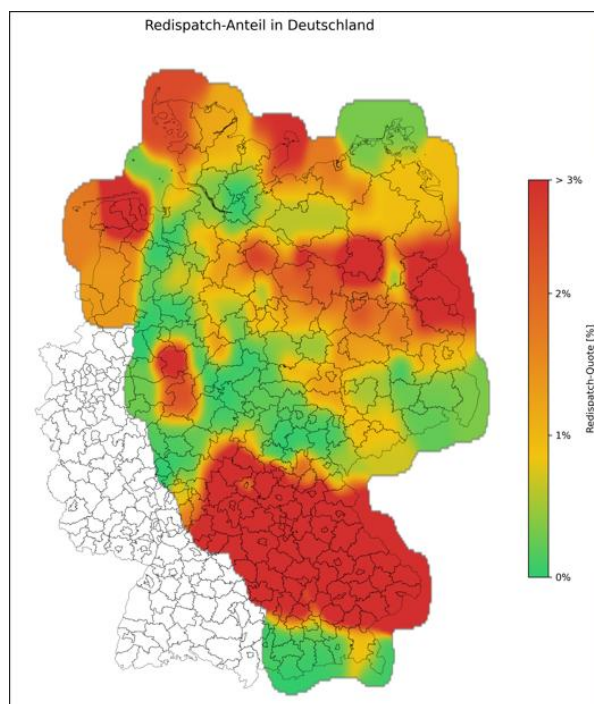
Da diese Abregelungen unvorhersehbar sind und die BNetzA-Höchstsätze sinken, lassen sich Projekte nicht mehr sicher kalkulieren, worunter die Bankenfinanzierung und damit der gesamte EE-Ausbau in Bayern massiv leiden. Dabei wären die Netze außerhalb der PV-Spitzen im Sommer durchaus aufnahmefähig – insbesondere für Windstrom im Winter und nachts.

Um den Ausbau flexibler Erzeuger nicht durch punktuelle Einspeisespitzen zu blockieren, muss die erzeugungsspezifische Ausweisung von Engpassgebieten zwingend vorgeschrieben werden. Zudem greift die Lenkungswirkung des Vorbehalts ins Leere, da Projektstandorte fest an Flächen, Windressourcen und Vorranggebiete gebunden sind.

Weniger problematisch wären die Regelungen für flexibilisierte Biogasanlagen, die als verlässliche, netzdienliche Stabilisatoren vor Ort an Bedeutung gewinnen.

2. Welche Regionen des Freistaates wären besonders von kapazitätslimitierten Netzgebieten mit Redispatch-Vorbehalt betroffen?

Wie eine Auswertung des Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) zeigt, sind große Bereiche Bayerns von einem möglichen Redispatch-Vorbehalt betroffen. In weiten Flächengebieten sind insbesondere aufgrund des starken Zubaus an Photovoltaik bereits heute umfangreiche Redispatch-Maßnahmen erforderlich.



Quelle BWE 2026 ([Link](#))

3. Welche Auswirkungen hat die geplante Abschaffung der Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen bis zu einer installierten Leistung von 25 KW auf den weiteren Ausbau der Photovoltaik in Bayern?

Die Abschaffung der Einspeisevergütung bis 25 kWp gefährdet die Wirtschaftlichkeit und Planungssicherheit von privaten und landwirtschaftlichen Dachanlagen in Bayern. Nicht eigenverbraucher Strom muss dann vermarktet werden. Dies könnte Jahr 2026 Vorzieheffekten bei der Anlageninstallation auslösen, bevor ab 2027 der Fokus fast ausschließlich auf die Maximierung des Eigenverbrauchs mittels Batteriespeichern rückt. Besonders mittelgroße Aufdachanlagen im ländlichen Raum drohen dadurch künftig unterdimensioniert zu werden.

4. Welche Folgen ergeben sich für die Solar-, Wind-, Biogas- und Wasserkraftbranchen und die Wirtschaft in Bayern durch die geplanten Gesetzesvorhaben auf Bundesebene?

Photovoltaik:

- Großprojekte / Freifläche: Durch den Redispatch-Vorbehalt (RDV) in überlasteten Netzen verlieren reine Einspeiseprojekte ohne Speicher im ländlichen Raum ihre Bankfähigkeit. Das Risiko unentschädigter Abregelung verteuert die Finanzierung drastisch.
- Klein- und Dachanlagen (bis 25 kWp): Der geplante Wegfall der festen Einspeisung ab 2027 forciert den Wandel zu einem reinen Eigenverbrauchs- und Speichermarkt. Für mittlere Dachanlagen auf Gewerbebetrieben oder landwirtschaftlichen Gebäuden bricht ohne garantierten Cashflow ein wichtiges Standbein weg.

Wind:

Der mühsame auf den Weg gebrachte Hochlauf droht direkt zu wieder zu kollabieren. Zahlreiche Unsicherheiten – wie die Umstellung auf CfDs, Eingriffe in Pachtverträge, Wirkleistungsbeschränkungen, entfallende Redispatch-Ausgleiche und neue Netzentgelte – rauben bayerischen Windprojekten die Planungssicherheit. Da Risiken eingepreist werden müssen, verlieren süddeutsche Projekte in bundesweiten Ausschreibungen vollends ihre Konkurrenzfähigkeit, was aktuell das faktische Aus für den Ausbau vor Ort bedeutet.

Biogas:

Die bekannte Entwürfe zur EEG-Novelle zeigen eine deutliche Verfehlung der politischen Versprechen, da sie Biogasanlagen keine echten Zukunftsperspektiven bieten. Vor allem das geplante Ausschreibungsvolumen von nur anfangs 1.000 Megawatt pro Jahr mit folgender Abschmelzung bis 2032 reicht bei weitem nicht aus, um die Stromerzeugung auf dem heutigen Niveau zu halten. Um die Anlagen stattdessen konsequent auf eine flexible Erzeugung umzurüsten und die Versorgungssicherheit zu stärken, wird ein jährliches Volumen von mindestens 2.500 Megawatt benötigt.

Ein weiteres massives Hindernis für die notwendige Weiterentwicklung ist die unzureichende Ausgestaltung der finanziellen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Der aktuelle Flexibilitätszuschlag gleicht weder die Inflation noch die gestiegenen Zinsen aus, weshalb der Verband eine Anhebung auf mindestens 130 Euro pro Kilowatt verlangt. Da die für eine mehrfache Überbauung hohe Investitionen erforderlich sind, lassen sie sich innerhalb des vorgesehenen Zeitraums von 12 Jahren oft nicht amortisieren; eine Verlängerung des zweiten Vergütungszeitraums auf 15 Jahre ist daher dringend notwendig.

Ein besonderes Problem für das klein strukturierte Bayern ist die praxisferne Begrenzung auf Basis von Betriebsviertelstunden. Diese unnötige Überregulierung aus dem Biomassepaket schränkt die Vermarktungsfreiheit der Betreiber massiv ein und führt insbesondere bei kleineren Anlagen oder solchen mit bestehenden Wärmekonzepten eher zur Stilllegung statt zu Investitionen. Der Verband schlägt vor, diese Regelung durch die bewährte Begrenzung der jährlichen Bemessungsleistung zu ersetzen, um den Betreibern wieder mehr betriebswirtschaftlichen Spielraum zu geben.

Der aktuelle Ausschreibungsmechanismus benachteiligt kleinstrukturierte Biogasanlagen systematisch. Anders als in den Anfangsjahren des EEG werden kleinere Standorte nicht mehr gefördert, sondern müssen sich zum selben Vergütungssatz wie Großanlagen am Markt behaupten. Um wieder Chancengleichheit herzustellen, ist die Wiedereinführung des **Kleinanlagenzuschlags von 3 ct/kWh** (für Anlagen bis 500 kW) dringend geboten, nachdem dieser im Dezember 2025 ausgelaufen ist.

Zudem greift die geforderte vierfache Überbauung für Anlagen oberhalb der aktuellen Bagatellgrenze von 350 kW zu kurz und erzwingt kurzfristig immense Investitionen. Während die bisherige zweifache Überbauung unterhalb dieser Grenze den Bestandsstrukturen und den Marktgegebenheiten gerecht wird, überfordert die Vervielfachung viele Betriebe. Um den realen Strukturen im Bestand zu entsprechen, muss die **Bagatellgrenze auf 750 kW angehoben werden**.

Auch der starre Maisdeckel von 25 Prozent im Einsatzstoffmix sollte gestrichen werden, um die Wirtschaftlichkeit und die saisonale Flexibilität der Anlagen nicht weiter zu blockieren.

Neben diesen Hürden scheitert die Flexibilisierung in der Praxis häufig an den Netzbetreibern selbst, die den Anschluss überbauter Anlagen verhindern. Die Netzbetreiber sollten im EEG gesetzlich verpflichtet werden, flexible Netzanschlussvereinbarungen anzubieten, anstatt es bei einer unverbindlichen Option zu belassen.

Einzig die reaktivierte Anschlussförderung für güllebetonte Kleinanlagen bietet für dieses spezifische Segment gute Ansätze. Im übrigen Bestand herrscht akute Existenznot. Ohne gesetzliche Nachbesserungen bei den Ausschreibungskonditionen und eine Anhebung der Bagatellgrenze auf 750 Kilowatt installierter Leistung, die zwingend auch für bereits bezuschlagte Anlagen gelten müssen, droht vielen Betreibern zeitnah das wirtschaftliche Aus.

Wasserkraft:

Die geplante EEG-Novelle entzieht neuen Wasserkraftanlagen unter 25 kW durch den vollständigen Wegfall der Einspeisevergütung die wirtschaftliche Grundlage. Der Neubau in diesem Segment wird dadurch komplett zum Erliegen kommen. Begrüßenswert ist hingegen, dass die technische Ertüchtigung bestehender Kleinanlagen weiterhin möglich bleibt.

Gleichzeitig belastet die verpflichtende Direktvermarktung Anlagen bis 100 kW mit erheblichem bürokratischem und finanziellem Mehraufwand. Da kaum wirtschaftliche oder bezahlbare Angebote am Markt existieren, verschlechtert sich die Situation dieser Anlagengröße weiter drastisch – im direkten Widerspruch zum EEG-Erfahrungsbericht, der ausdrücklich eine auskömmlichere Vergütung für kleine Wasserkraftanlagen fordert.

Völlig ignoriert wird dabei der hohe Systemwert der Wasserkraft als kontinuierliche, netzstabilisierende Grundlast im ländlichen Raum.

Wirtschaft:

Die geplanten Regelungen untergraben eine sichere, resiliente und bezahlbare Energieversorgung der bayerischen Wirtschaft – und konterkarieren damit direkt die Ziele des Koalitionsvertrags. Wer den Ausbau von Wind- und Solarenergie ausbremst sowie den Erhalt von Biogas und Wasserkraft erschwert, erzwingt den Rückgriff auf teure, fossile Gaskraftwerke und schafft neue Importabhängigkeiten. Dabei ist die dezentrale Stromerzeugung aus heimischen Erneuerbaren der einzig verlässliche Weg zu wettbewerbsfähigen Strompreisen für den Industrie- und Gewerbestandort Bayern.

Gleichzeitig stören die Bundespläne die regionale Wertschöpfung massiv: Bürgerenergie, kommunale Anlagen, lokale Dienstleister, Wartungsbetriebe und Zulieferer verlieren ihre Existenzgrundlage.

Besonders folgenschwer ist das Ausbremsen der Erneuerbaren für den Arbeitsmarkt. Als Wachstumsbranche mit bundesweit rund 436.000 Beschäftigten fungiert die EE-Industrie wie ein Auffangbecken für den Strukturwandel – etwa für den Stellenabbau in der Automobilindustrie, wo allein 2025 gut 42.000 Arbeitsplätze wegfielen. Viele dieser Fachkräfte könnten nahtlos in die Energiewende wechseln. Wenn Berlin diesen Sektor blockiert, zerstört das nicht nur eine Schlüsselbranche, sondern bringt auch das Auffangnetz für den gesamten Industriestandort ins Wanken.

5. Welche Alternativen zur Stabilisierung der Stromnetze können ergriffen werden?

Es sollten verschiedene markt- und netzdienliche Alternativen umgesetzt. Im Zentrum steht die konsequente Flexibilisierung der bayerischen Biomasse, damit Biogasanlagen über den Ausbau von Speichern und Zusatz-BHKW gezielt als steuerbare Spitzenlast bei Dunkelflauten einspringen. Zudem sollte der Ausbau von industriellen Großbatteriespeichern an wichtigen Netzknotenpunkten angeschoben werden, um solare Erzeugungsspitzen lokal abzufangen. Durch das Prinzip „Nutzen statt Abregeln“ soll Überschussstrom über Sektorenkopplung wie Power-to-Heat oder dezentrale Elektrolyseure direkt vor Ort verwertet werden. Ergänzend fordert der LEE Bayern bürokratische Erleichterungen für das sogenannte Cable Pooling, um bestehende Netzanschlüsse durch die Kombination von Wind- und Solarparks optimal auszulasten.

Wichtig ist auch die Digitalisierung der Netze, um vorhandene Kapazitäten wesentlich besser auszulasten. Sie ermöglicht präzise, realitätsnahe Prognosen für Lastspitzen und Netzbelastungen – bei gleichzeitig deutlich schnellerer Reaktionsfähigkeit.

6. Welche technischen und rechtlichen Maßnahmen können ergriffen werden, um etwaige negative Folgen für Bayern zu minimieren?

Keine Anmerkungen

7. Welche landespolitischen Maßnahmen können ergriffen werden, um den Ausbau erneuerbarer Energien in Bayern zu stärken und Investitionssicherheit für Vorhabenträger zu schaffen?

Der Netzanschluss oder besser der fehlende zeitnahe Netzanschluss ist das K.O.-Kriterium für viele EE-Projekte. Besonders kritisch ist das im Bereich Biogas, wo bestehende Anlagen aufgrund der Vorgaben im EEG die Anlagen überbauen müssen, also mehr Kapazität bereitstellen müssen. Ohne Netzanschluss ist eine Beteiligung an einer Ausschreibung nicht möglich. Das Aus der Standorts ist die zwangsläufige Folge.

Der Freistaat Bayern hat dafür zu sorgen, dass der Netzausbau zügig voran geht und Netzanschlussbegehren zeitnah abgearbeitet und praxisgerechte FCA bereitgestellt werden.

8. Inwiefern gefährden die starren Vorgaben des Bundes-Netzpakets die bayerische Strategie einer dezentralen und regionalen Energieversorgung?

Siehe Antworten 1-3

9. Welche konkreten Hebel hat Bayern, um sich gegen eine drohende Benachteiligung Süddeutschlands bei den Netzentgelten durch den Bund zu wehren?

Keine Anmerkungen

10. Wie stark konterkariert das EEG 2027 die bayerischen Bemühungen, Planungs- und Genehmigungsverfahren für die heimische Wirtschaft zu entbürokratisieren?

Keine Anmerkungen

11. Welche existenzbedrohenden Mehrbelastungen kommen durch die Bundesreformen gezielt auf das bayerische Handwerk und den ländlichen Mittelstand zu?

Keine Anmerkungen

12. Wie können bayerische Bürgerenergiegenossenschaften vor den neuen marktfremd gestalteten Ausschreibungsmodellen des EEG 2027 geschützt werden?

Keine Anmerkungen

13. Welche finanziellen Risiken entstehen für bayerische Kommunen beim verpflichtenden, bundesgesteuerten Verteilnetzausbau?

Keine Anmerkungen

14. Warum ignoriert das Gesetzpaket des Bundes weiterhin die fundamentale Rolle der bayerischen Biomasse als grundlastfähige Reserve im Süden?

Siehe Antwort zu Frage 4

15. Welche Anpassungen im EEG 2027 sind zwingend nötig, um das Sterben bayerischer Biogasanlagen nach Auslaufen der alten Förderung zu verhindern?

Siehe Antwort zu Frage 4

Neben den dort genannten wichtigsten Punkten sind zahlreiche kleinere Einzeländerungen erforderlich, um Biogasanlagen Zukunftsoptionen zu bieten. Hier wird auf die Positionspapier des Fachverband Biogas e.V. und des Hauptstadtbüro Bioenergie.

16. Wie stark blockieren die neuen Bundesvorgaben die Modernisierung und den Erhalt kleinerer bayerischer Wasserkraftanlagen?

Während der Neubau kleiner Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von unter 25 kW nicht mehr über das EEG gefördert wird, bleibt die technische Ertüchtigung bestehender Wasserkraftanlagen unabhängig von ihrer Anlagengröße weiterhin möglich. Um bestehende Hemmnisse abzubauen, gilt es zum einen, unnötige Anforderungen für kleinere Anlagen – etwa die Direktvermarktungspflicht oder bestimmte Zertifizierungspflichten – zu reduzieren bzw. abzuschaffen.

Zum anderen sollte der Gesetzgeber im Rahmen weiterer technischer Ertüchtigungsmaßnahmen die systemdienlichen Eigenschaften der Wasserkraft sowie ihren Beitrag zur Krisenvorsorge stärker berücksichtigen und gezielt mit dem EEG verzahnen. Wasserkraftanlagen können im Krisenfall als dezentrale, treibstoff- und ladespeicherunabhängige Notstromaggregate zur Verfügung stehen. Allein in Bayern stehen hierfür mehr als 4.000, bundesweit mehr als 7.400 Wasserkraftanlagen zur Verfügung.

Die technischen Voraussetzungen und die daraus resultierenden Potenziale der Kleinwasserkraft für eine krisenresiliente Energieversorgung werden nun auch durch die Studie der Bergischen Universität Wuppertal (BUW) „Beitrag von Kleinwasserkraftwerken zu Systemdienstleistungen und Netzresilienz“ bestätigt.

Um diese Potenziale künftig besser zu erschließen, sehen wir insbesondere in § 40 EEG einen geeigneten Ansatzpunkt. Durch eine gezielte technische Ertüchtigung bestehender Wasserkraftanlagen könnte deren Beitrag zur krisenresilienten Energieversorgung gestärkt und zugleich bislang ungenutztes Potenzial für den Zivil- und Bevölkerungsschutz erschlossen werden.

Dazu sollte im Rahmen des parlamentarischen Verfahrens in § 40 EEG die krisenresiliente Ertüchtigung von Wasserkraftanlagen ausdrücklich als weiteres technisches Aufgreifkriterium aufgenommen werden. Damit könnte ein gezielter Anreiz geschaffen werden, bestehende Anlagen technisch so weiterzuentwickeln, dass sie im Krisenfall einen zusätzlichen Beitrag zur dezentralen Energie- und Notstromversorgung leisten können.

17. Wie kann das Wirtschaftsministerium den bayerischen Wasserstoffhochlauf (H2-ready) gegen die mangelhafte Anbindung durch das Bundes-Kernnetz absichern?

Keine Anmerkungen

18. Welche Anreize setzt das Netzpaket für dezentrale Batteriespeicher direkt vor Ort, um teuren Netzausbau und Redispatch-Kosten zu minimieren?

Keine Anmerkungen

4. Ansprechpartner

Für Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Fachverband Biogas e.V.

Dr. Stefan Rauh
Geschäftsführer
stefan.rauh@biogas.org
08161/9846-60