



28.04.2025

Transkript

„Strommarkt: In wie viele Preiszonen sollte Deutschland geteilt werden? Europäische Übertragungsnetzbetreiber legen Empfehlungen vor“

Experten auf dem Podium

- ▶ **Prof. Dr. Martin Bichler**
Professor für Decision Sciences & Systems, TUM School of Computation, Information and Technology, Technische Universität München (TUM)
- ▶ **Prof. Dr. Lion Hirth**
Professor für Energiepolitik, Hertie School, und Geschäftsführer der Beratungsfirma Neon Neue Energieökonomik
- ▶ **Prof. Karsten Neuhoff Ph.D.**
Leiter der Abteilung Klimapolitik, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, und Professor für Energie und Klimapolitik, Technische Universität Berlin
- ▶ **Veronika Fritz**
Redakteurin für Energie und Mobilität, Science Media Center Germany, und Moderatorin dieser Veranstaltung

Mitschnitt

- ▶ Einen Audio- und Videomitschnitt finden Sie unter:
<https://www.sciencemediacenter.de/angebote/stromhandel-in-wie-viele-handelszonen-sollte-deutschland-geteilt-werden-25075>



Transkript

Moderatorin: [00:00:00]

Herzlich willkommen, liebe Journalistinnen und Journalisten, beim Press Briefing des Science Media Centers zum Thema Strompreiszonen und konkret zum Report von ENTSO-E im Rahmen des Bidding Zone Review, der heute Vormittag veröffentlicht wurde. Mein Name ist Veronika Fritz, ich arbeite als Redakteurin für Energie und Mobilität beim SMC und Ihre Fragen können Sie heute an Karsten Neuhoﬀ, Martin Bichler und Lion Hirth stellen. Schön, dass Sie drei hier sind, ich stelle Sie später noch genauer vor.

Zuerst aber kurz zum Bericht, der heute veröffentlicht wurde. Eine Strompreiszone oder auch Stromgebotszone oder auf Englisch Bidding Zone genannt, bezeichnet eine Region, in der der Großhandelspreis an der Strombörse einheitlich ist, also unabhängig davon, wo der Strom verbraucht wird. Aktuell bilden Deutschland und Luxemburg zusammen eine einheitliche Preiszone. Ansonsten orientieren sich die Strompreiszonen in der EU hauptsächlich an den Landesgrenzen. Es gibt aber auch Länder, die in mehrere Zonen geteilt sind, zum Beispiel Schweden, Norwegen und Italien. Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E hat nun im Rahmen des Bidding Zone Review untersucht, welche Auswirkungen eine neue Aufteilung der Preiszonen hätte. Die untersuchten Alternativen würden Deutschland in zwei, drei, vier oder fünf Zonen teilen. Die Analyse kommt zu dem Schluss, dass all diese Teilungen einen Vorteil für die Gesamteffizienz hätten. Die höchste Kosteneinsparung gäbe es demnach bei der Aufteilung in fünf Zonen mit einer durchschnittlichen jährlichen Einsparung von 339 Millionen Euro. Berechnet wurde das für das Zieljahr 2025, für die angenommenen Wetterbedingungen wurde ein Durchschnitt über mehrere Jahre gebildet.

Ausschlaggebend für die höhere Effizienz sind dabei die geringeren Redispatch-Kosten. Es kommt also seltener zu Situationen, in denen etwa Windkraft in Norddeutschland abgeregelt werden muss und Gaskraftwerke in Süddeutschland einspringen, um den Strombedarf zu decken. Netzengpässe werden innerhalb einer Strompreiszone nicht im Preis abgebildet. Deshalb suggeriert ein günstiger Strompreis an windigen Tagen aktuell, dass der günstige Windstrom auch überall in Deutschland verfügbar ist, auch wenn er nicht ausreichend transportiert werden kann.

Bevor wir gleich richtig starten, noch ein organisatorischer Hinweis an Sie, liebe Journalistinnen und Journalisten. Stellen Sie Ihre Fragen bitte in den Frage-Antwort-Bereich von Zoom. Wir geben Sie dann an die drei Experten weiter. Sie können auch gerne jetzt schon anfangen, Fragen zu stellen und außerdem können Sie auch Fragen, die andere gestellt haben, hochvoten, so dass wir sehen, wenn besonders viele eine bestimmte Frage interessant finden. Eine Aufzeichnung des Gesprächs und eine maschinell erstellte Rohfassung des Transkripts finden Sie über den Link in der Einladungsmail etwa eine Stunde nach Ende des Press Briefings auf unserer Website, das überarbeitete Transkript dann ab morgen Vormittag.

Nun zu den Experten, die heute ihre Fragen beantworten können. Karsten Neuhoﬀ leitet die Abteilung Klimapolitik am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung und ist Professor für Energie- und Klimapolitik an der Technischen Universität Berlin. Lion Hirth ist Professor für Energiepolitik an der Hertie School und außerdem Geschäftsführer der Beratungsfirma Neon Neue Energieökonomik. Als drittes ist Martin Bichler hier. Er ist Informatiker und Professor für Decision Sciences & Systems an der School of Computation, Information and Technology an der Technischen Universität München. Er hat in Studien Preisunterschiede in verschiedenen möglichen Gebotszonen und



die Robustheit von Zonenzuschnitten modelliert und unter anderem mit dem Datensatz gearbeitet, den auch ENTSO-E für die Analyse genutzt hat. Danke, dass Sie drei sich heute die Zeit nehmen, um Fragen zu beantworten.

Meine erste Frage würde ich gerne an Herrn Neuhoff stellen. ENTSO-E hat sich jetzt im Report für eine Teilung der deutsch-luxemburgischen Einheitszone ausgesprochen, zumindest gesagt, dass das die Effizienz steigern würde. Welches Gewicht hat diese Empfehlung im politischen Prozess und wie geht es jetzt weiter nach der Veröffentlichung dieses Berichts und vielleicht können Sie dann noch ergänzen: Warum hat sich die Veröffentlichung des Berichtes immer wieder verzögert, warum ist das Thema, über das wir heute hier sprechen, so kontrovers?

Karsten Neuhoff: [00:03:49]

Danke, spannende Frage. 2019 wurde ENTSO-E aufgefordert, innerhalb von 15 Monaten diesen Bericht vorzulegen. Es sollte dabei verschiedene Infrastrukturentwicklungen berücksichtigen bis zum Jahr 2029, um so auch sicherzustellen, dass dann auf den Ergebnissen langfristig, zumindest zehn Jahre lang, robuste Gebotszonen gefunden werden.

Leider kam der Bericht fünf Jahre zu spät raus und es wurde nur eine Entwicklung der Infrastruktur berücksichtigt und auch nur die Perspektive 2025, also heute, eigentlich keine Vorausschau [auf das], was in den nächsten zehn Jahren passiert. Das führt dazu, dass letztendlich die Herausforderungen gerade bei Redispatch jetzt schon unterschätzt wurden und für die Prognose erst recht unterschätzt wurden.

Erstens: Beim [Erneuerbaren-Energien-]Ausbau sind schon jetzt 50 Prozent mehr PV-Anlagen am Netz, als damals angenommen wurde und je mehr Erneuerbare im System sind, desto mehr wird auch das Netz herausgefordert, desto wichtiger sind lokale Preissignale oder ohne lokale Preissignale Redispatch-Kosten.

Zweitens: Wenn wir Erneuerbare nutzen, ist der Zwilling der Erneuerbaren die Flexibilität. Das sind nicht nur Batterien, sondern Wärmespeicher, Prozesswärmespeicher oder E-Mobilität, die dann zeitnah geladen wird. Da wurde angenommen 1,3 Gigawatt explizite Flexibilität, wir haben jetzt zehnmal so viel Batterien alleine angeschlossen ans System. Es wurde unterstellt, implizite Kapazität in europäischen Ländern von 0,08 Prozent, in Deutschland nur noch mal fast halb so viel. Das heißt, Flexibilitätspotenziale und die Wirkung von Flexibilität wurde vollkommen unterschätzt. Und auch da: Mit lokalen Preissignalen kommen wir dazu, dass wir Flexibilität nutzen können, ohne sie spielt sie gegen uns und vergrößert die Redispatch-Kosten.

Als drittes: Zur Infrastruktur wissen wir einfach nicht – das haben wir ja jetzt gesehen – was in zehn Jahren passieren kann. Das heißt, da geht es um Perspektiven, was kann passieren. Da wird Martin Bichler gleich noch mal was mehr dazu sagen. Das heißt: Viele Vereinfachungen, die stattgefunden haben, viele Aspekte, die dennoch nicht dazu führten, dass man eine Lösung gefunden hat.

Und ich glaube, es sind zwei Gründe, die dazu geführt haben, dass die Netzbetreiber – die normalerweise wirklich ihr Bestes tun, eine Kompromisslösung zu finden – es dieses Mal nicht geschafft haben, eine gemeinsame Empfehlung zu machen, um die sie eigentlich gebeten wurden. Ihnen wurden nämlich zwei Scheuklappen aufgesetzt. Zum einen geht es mit lokalen Marktpreisen darum, den Betrieb zu sichern, den effizienten Betrieb des Systems. Betrieb, Betrieb, Betrieb ist das Key-Stichwort dabei. Das kann man machen, indem man lokale Preisrisiken für die Industrie oder auch für die Erzeugungsseite absichert. Wenn man das nicht berücksichtigt, sondern nur die Preise



anschaut, dann kommen Ängste auf, was heißt das für meinen Industriestandort und das hat sehr viel Gegengewicht bekommen. Weltweit werden lokale Preise nur umgesetzt, zusammen mit Absicherungsinstrumenten.

Die zweite Scheuklappe: Es durfte nur Aufteilung im Bidding-Zonen-Bereich berücksichtigt werden und das ist letztendlich, wie sich jetzt zeigt, eine Quadratur des Kreises. Die Bidding-Zonen müssen klein genug sein, dass darin keine strukturellen Engpässe mehr vorkommen und trotzdem groß genug, dass Liquidität und Marktmacht funktionieren innerhalb dieser kleinen Zonen. Weil im Intraday-Bereich der Handel zwischen den Zonen eingeschränkt ist. Auch das geht einfach nicht beides gleichzeitig. Und das haben sechs Jahre Erfahrung der Netzbetreiber, finde ich, jetzt sehr offensichtlich gezeigt, dass der Kreis hier nicht quadrierbar ist.

Das heißt, auch hier sollte die Brille abgenommen werden. Man sollte nach weiteren Lösungsoptionen suchen, die international vorhanden sind, auch auf diesen aufbauen. Wenn es den Netzbetreibern also nicht gelungen ist und jetzt nach vorne schauend, in sechs Jahren einen gemeinsamen Lösungsvorschlag zu machen, ist es jetzt sehr fordernd für die Politik. Innerhalb der nächsten sechs Monate sollen aufbauend auf den nicht vorhandenen klaren Empfehlungen der Netzbetreiber die Politiker:innen oder Regulierungsbehörden jetzt entscheiden, was die Zonen- und Zuschnittssituation ist. Da müssen sich alle beteiligten Länder einbringen. Ich glaube, das wird nur dann gelingen, wenn wir wirklich die Brille, die Scheuklappen abnehmen und auch weitere Lösungsoptionen berücksichtigen.

Moderatorin: [00:08:05]

Ja, vielen Dank. Jetzt haben Sie auch schon einen kurzen Einblick in den Report selber gegeben und was da beachtet wurde oder auch nicht beachtet wurde. Herr Hirth, ich würde Sie gerne fragen: In der Energieökonomie- und Systemwissenschaft herrscht ja ein breiter Konsens, dass lokale Preissignale essenziell sind für die Transformation des Energiesystems. Das hat der Bericht von ENTSO-E jetzt auch noch mal unterstrichen. Wo würden Sie sagen, sind die wichtigsten Argumente dafür, dass lokale Preissignale wichtig sind?

Lion Hirth [00:08:37]

Ich würde vielleicht zum Anfang noch einmal kurz einen kleinen Schritt zurückgehen. Jetzt auch in der Diskussion und heute in der Diskussion auf sozialen Medien und in der Politik und auch im Koalitionsvertrag entsteht ja manchmal der Eindruck, dass es darum geht, den einen hier was wegzunehmen und den anderen zu geben. Also so etwas wie einen Soli oder den Länderfinanzausgleich oder so etwas. Darum geht es absolut gar nicht.

Es geht darum, das Stromsystem intelligenter und damit günstiger und sicherer zu machen. Das ist die Diskussion, die wir auf der Fachebene seit 20 Jahren führen und manche auch schon seit 30 oder 40 [Jahren]. Es geht also um einen besseren Betrieb des Stromsystems, mehr Intelligenz im Netz und niedrigere Kosten. Das meinen wir mit höherer Effizienz und nicht darum, Geld von der einen Ecke Deutschlands in die andere zu schieben oder so etwas. Warum ist das so wichtig? Ich will das mal kurz an einem Beispiel erläutern.

Der Strommarkt funktioniert ja so, wir schauen immer auf jede einzelne Viertelstunde. Es geht nicht um den Jahresschnitt, sondern jede Viertelstunde ist anders im Stromsystem. Jetzt denken



wir einmal eine Viertelstunde in der viel Wind weht in der Nordsee. Die ganzen Offshore- und küstennahen Windparks drehen sich und diese große Produktion von Windstrom hat zwei Konsequenzen. Erstens ist der Strompreis an der Börse niedrig. Der gilt dann für ganz Deutschland, der ist vielleicht sogar negativ. So eine Situation hatten wir jetzt zum Beispiel vor ein paar Tagen mal an einem Wochenende, letztes Wochenende. Und zweitens haben wir Netzengpässe. Das heißt, der ganze Windstrom kann gar nicht abtransportiert werden. Es ist ein Überfluss an Strom im Nord- und Ostsee-Raum in Ostdeutschland und Niedersachsen, Schleswig-Holstein. Und mehr Strom können wir gar nicht exportieren aus dieser Region.

Jetzt kann man sich vorstellen, was machen denn verschiedene Akteure am Strommarkt, zum Beispiel ein intelligent geladenes Elektroauto in Stuttgart. Das Auto sieht den Strompreis von negativ und lädt volle Kanne, weil das Auto einen Algorithmus eingebaut hat und sagt super, Strom ist ja umsonst. Und das Auto denkt ja quasi, es würde Windstrom laden, aber der Windstrom kommt ja gar nicht nach Stuttgart, weil die Leitungen überlastet sind. Das heißt, Netzbetreiber müssen dann sowohl im Norden Windparks abregeln als auch in Stuttgart oder der Region irgendwo alte Kohlekraftwerke hochfahren im Rahmen vom sogenannten Redispatch. Das heißt, das Elektroauto denkt, es lädt grünen, kostenlosen Windstrom, in Wirklichkeit lädt es dreckigen, sehr teuren Kohlestrom.

Ähnlich wäre es übrigens zum Beispiel mit Exporten. Wir exportieren basierend auf den Strompreisen. Das heißt, wenn der Strompreis Null ist in Deutschland, dann exportieren wir volle Kanne in die Schweiz und nach Österreich und nach Frankreich, an der Südgrenze von Deutschland – auch wenn der Strom physikalisch gar nicht dahin kommen kann. Das heißt in dieser gleichen windigen Stunde haben wir Exporte ins Ausland, die wir dann verrückterweise wieder physikalisch glatt stellen müssen. Manchmal, indem wir im gleichen Ausland sehr teure alte Kohlekraftwerke hochfahren, weil wir was exportieren, was physikalisch gar nicht möglich ist.

Letztes Beispiel, gleiche Situation: Wenn der Strompreis ins Negative fällt, dann werden als Marktsignal auch erneuerbare Energienanlagen abgeregelt. Das ist gut und richtig und wichtig, denn wir können gar nicht zu viel Strom im Netz ertragen. Und auch dieses Abregelungssignal ist dann deutschlandweit das Gleiche. Das heißt, in dieser Stunde hier, an dem letzten Sonntagmittag, viel Wind, viel Sonne, regeln auch Windparks in Bayern ab, obwohl wir in Bayern gar keinen Stromüberfluss haben, wir haben in Bayern Stromknappheit in dieser Situation, der Stromüberfluss ist ja nur im Norden. Auch dieses Abregelungssignal ist quasi irreführend. Diese drei Beispiele zeigen, wie viele Fehler tagtäglich im Strommarkt gemacht werden – deswegen, weil das Preissignal ein deutschlandweites ist, obwohl die Wirklichkeit regional passiert. Und genau dieses Problem soll eine Gebotszonen-Teilung heilen.

Moderatorin: [00:12:13]

Vielen Dank. Es geht eigentlich um passende Preissignale zur richtigen Zeit sowohl für Stromerzeuger als auch Stromkonsumenten, nehme ich mit. Sie hatten es ja eben auch schon genannt, in der Diskussion um Stromgebotszonen geht es auch viel um Verteilungsfragen, um die Unterschiede zwischen den Strompreiszonen nicht nur in bestimmten Situationen, in bestimmten Wetterlagen, sondern auch im Durchschnitt über ein ganzes Jahr hinweg gesehen.

Herr Bichler, von welchen Preisunterschieden sprechen wir da eigentlich zwischen den Zonen, dazu gibt es mehrere Studien, wie sieht die Studienlage aus und wie ordnen Sie das auch in dem Kontext die Ergebnisse aus dem ENTSO-E-Report ein, der ja auch die durchschnittlichen Preisunterschiede zwischen den möglichen Konfigurationen untersucht hat. Und was mich dann auch noch in



diesem Kontext interessieren würde: Welche Annahmen, die von den verschiedenen Studien getroffen werden, haben eigentlich besonders großen Einfluss darauf, wie die Modellierung der Preisunterschiede dann am Ende aussieht?

Martin Bichler [00:13:08]

Vielen Dank, auch an meine beiden Vorredner, Karsten und Lion. Ich glaube, das war eine ganz schöne Zusammenfassung dessen, was da jetzt auch in der Community lange schon diskutiert wurde. Es geht also vor allem um geringeren Redispatch. Das ist das, was viele umtreibt. Vielleicht auch nochmal, es gibt eine Studie der gemeinsamen Forschungsstelle der Europäischen Kommission, die davon ausgeht, dass das Redispatch-Volumen sich bis 2040 sogar versechsfachen kann und ich glaube, das war eine große Motivation auch da jetzt noch ein bisschen genauer auf die Strompreiszonen zu gucken.

Es geht sehr viel um Nachfrageflexibilisierung, haben wir auch eben gehört, aber auch Investitionsanreize. Warum erwähne ich das jetzt nochmal: Wenn wir uns die Studien angucken, gibt es eine ganze Reihe, die in den letzten zwei, drei Jahren veröffentlicht wurden, die genau der Frage nachgegangen sind: Wie stark unterscheiden sich denn dann die Preise, welche Auswirkungen hat so ein Zonensplit auf Redispatch. Man muss dazu sagen, dass viele dieser Studien zeitpunktbezogen sind. Das heißt, die nehmen eine bestimmte statische Nachfrage an und versuchen dann für diesen Zeitpunkt eine Vorhersage zu machen, was würde passieren, wenn man den Schalter umlegt. Die Auswirkungen auf Nachfrageflexibilität oder vor allem auch Investitionsanreize werden - es werden vielleicht Elektrolyseure oder auch erneuerbare Energiengeneratoren dorthin gebaut, wo es dann am effizientesten ist, wenn die Preissignale stimmen - in den Studien nicht unbedingt adressiert, sondern man geht von relativ statischen Szenarien aus. Das muss man einfach dazu wissen.

Das zweite ist, dass viele der Studien auf proprietären Datensätzen basieren, mit Ausnahme der Studie der Bidding Zone Review, wo die Daten auch offengelegt wurden, die haben wir uns in einer Studie im letzten Jahr auch angesehen. Was diese breitere Schau an Studien vielleicht doch bietet, ist eine Art Verteilung zu liefern, was man denn erwarten kann mit unterschiedlichen Annahmen. Und so sollte man auf die Ergebnisse schauen. Wenn man jetzt in die gerade veröffentlichte Studie der Bidding Zone Review guckt, dann gehen wir dort von Einsparungen der Redispatch-Kosten von 50 Prozent aus und je nachdem in wie viele Zonen Deutschland aufgespalten wird, gehen wir von Preisunterschieden zwischen der günstigsten und der teuersten Zone von sechseinhalb bis acht Euro aus.

Man muss vielleicht dazu wissen: Es wurden unterschiedliche Klimajahre berücksichtigt und die Klimajahre waren 1989, 1995 und 2009, die im Wesentlichen einen Einfluss darauf haben, wie temperaturabhängige Last-, Wind- oder Solareinspeisung in diesen Simulationen berücksichtigt werden. Und mit denen wurden dann wirklich lokale Preise berechnet für jeden Knotenpunkt. Diese Klimajahre waren unterschiedlich, muss man dazu sagen, also 2009 war zum Beispiel das wärmste Jahr dieser drei Jahre. Das war ein Jahr, das wir uns gerade angeguckt haben. Wir kommen daher zu ähnlichen, aber nicht ganz den gleichen Ergebnissen. Bei uns sind die Unterschiede zwischen den Zonen etwas geringer, unter vier Euro. Und auch die Auswirkungen auf Redispatch war bei den größeren Preiszonen geringer, was einerseits daran liegt, dass wir uns das wärmste Jahr angeguckt haben, aber auch daran liegt, dass wir die Berechnungen etwas anders durchgeführt haben. Wir haben uns auf Deutschland konzentriert, das heißt, wir konnten genauere Berechnungen des Dispatches und der Preise durchführen, als wir das für ganz Europa machen können. Aber im



grogen und ganzen korreliert das natürlich sehr stark, was wir gefunden haben und was in der Bidding Zone Review gefunden wurde. Daneben wurden eine ganze Reihe von weiteren Studien in letzter Zeit veröffentlicht. Aurora Energy Research, die haben eine Studie 2023 publiziert, die gingen von fünf Euro Unterschieden 2030 aus und die gingen aber auch davon aus, dass die Unterschiede zwischen einer Nord- und Südzone bis 2045 steigen. Gerade andersherum sind es dann EWI und [die Beratungsfirma] THEMA, die von einem höheren Unterschied von 17 Euro 2024 ausgehen und der Unterschied schrumpft dann aber über die Jahre. Und gerade letzte Woche haben Agora und Fraunhofer eine Studie veröffentlicht, die auch bei kleinen, bei wenigen Preiszonen von geringeren Unterschieden ausgehen, aber wenn die Preiszone dann feiner granular werden – man geht dann von 22 Preiszonen aus – dann steigen die Unterschiede zwischen den Preisen und das hat auch eine stärkere Auswirkung auf Redispatch.

Was man vielleicht nochmal sagen sollte oder was vielleicht interessant ist in dem Kontext, sich auch Österreich anzusehen. 2018 wurde die österreichische Preiszone abgespalten und da sieht man einige Jahre, zum Beispiel gerade 2024, wo die Unterschiede zwischen der deutschen und österreichischen Preiszone im Schnitt unter drei Euro lagen. Auch 2019, 2020, aber in Jahren wie 2022 waren die Unterschiede auch sehr hoch. Fazit aus dem ganzen ist vielleicht: Es kommt natürlich ein wenig auf die Jahre an, die man sich anguckt, auch auf den Datensatz, den man sich anguckt, aber diese ganzen Studien geben eine Übersicht über die Verteilung, die man vielleicht erwarten kann. Was aber gerade aus neueren Studien schon absehbar ist, ist natürlich, dass eine Aufteilung in kleinere Preiszonen deutlich mehr Effekt hat, als wenn man bei sehr großen Preiszonen bleibt, wenn man Deutschland jetzt nur in zwei Preiszonen aufteilen würde.

Moderatorin: [00:19:00]

Vielen Dank für den Überblick, Herr Hirth noch kurz dazu und dann würde ich gerne noch mal auf die Qualität und Methodik des Berichts zurückkommen.

Lion Hirth [00:19:07]

Ich wollte nur kurz ergänzen, dass wir über die richtigen Einheiten reden. Martin Bichler hat gerade von drei Euro gesprochen. Das sind drei Euro die Megawattstunde. Das sind also umgerechnet auf Cent, in der Presse und in der Politik wird ja meistens in Cent pro Kilowattstunde gesprochen, das sind dann nur 0,3 Cent pro Kilowattstunden. Nicht dass da der Eindruck entsteht, das sei zehnmal so groß wie in Wirklichkeit. Und vielleicht noch ergänzend zur Frage einheitlicher Preise für einen einheitlichen Wirtschaftsstandort Deutschland und gemeinsame – wie heißt es in der Politik – Lebensgrundlagen.

Vielleicht noch mal kurz zur Erinnerung: Wir haben ja schon seit vielen, vielen Jahren in Deutschland 900 verschiedene Preisniveaus. Wenn ich als Endkunde Strom aus der Steckdose beziehe, dann zahle ich nicht nur den Börsenstrompreis, sondern auch das Netzentgelt. Und das Netzentgelt legt jeder Netzbetreiber selber fest. Wir haben 900 Verteilnetzbetreiber, also 900 verschiedene Endkundenpreiszonen, wenn man so möchte. Dieses Gerede von, wir müssen einheitliche Preise für Endkunden in Deutschland erhalten, ist insofern überraschend, weil es diese Preise noch nie gab, weil jeder Netzbetreiber immer seine eigenen Preise festgelegt hat. Deswegen muss man übrigens auch bei Verivox oder Check24 seine Postleitzahl eingeben, weil der Strompreis in München eben ein anderer ist als in Berlin.



Übrigens sind diese Preisunterschiede zwischen den Netzentgelten zum Teil deutlich höher als die zu erwartenden Unterschiede in einem Fall von einer Börsen-Strompreiszonen-Teilung. Wenn wir da vielleicht von 0,3 oder 0,5 oder 0,8 Cent pro Kilowattstunde ausgehen laut der Studien, jetzt in dem Bidding Zone Review sogar nur 0,1 Cent-Preiserhöhung in Süddeutschland, sind die Unterschiede bei den Netzentgelten oft eins, zwei, drei, vier, fünf Cent. In Schleswig-Holstein und in Mecklenburg- Vorpommern, ironischerweise dort, wo besonders viel Überschussstrom produziert wird, waren die Netzentgelte zuletzt an vielen Orten drei Cent höher als in Bayern, also ein Preisunterschied, der zehnmal größer ist als die gerade zitierten 0,3 Cent.

Moderatorin: [00:21:11]

Danke für die Ergänzung. Das heißt, bei der Berichterstattung muss man immer differenzieren, ob es jetzt um Börsen-Strompreise geht oder um die Strompreise, die die Endkunden bezahlen, wo dann die Netzentgelte noch dazu kommen.

Jetzt wollte ich aber noch einmal auf den Bericht konkret eingehen und die Daten, die dort genutzt wurden. Und zwar ist da die Frage: Wie aktuell sind diese Daten, die genutzt wurden, welche Rolle spielt das und die Frage von außen, ob nicht die ganze Studie obsolet ist, weil der Netzausbau bis 2030, bis die Zonenaufteilung in Kraft treten könnte, nicht berücksichtigt wurde in der Studie. Herr Bichler, könnten sie etwas dazu sagen.

Martin Pehnt [00:21:43]

Karsten Neuhoff hat darauf schon eine erste Antwort gegeben. Natürlich ist das Datenmaterial schon ein paar Jahre alt und das muss man immer vor dem Hintergrund betrachten, dass das Stromnetz, auch der erneuerbare Energienausbau natürlich dramatisch voranschreitet und man in ein paar Jahren neue Ergebnisse hat. Nichtsdestotrotz ist es ganz hilfreich, mal so eine erste Einordnung zu haben, wie groß sind denn dann die Unterschiede, wenn man jetzt mal den Schalter umlegt und ich glaube, so muss man das einschätzen. Was man vielleicht noch erwähnen sollte, ist: Das ist sicher ein primärer Faktor, den man sich hier anguckt, Auswirkungen auf Redispatch und Unterschiede zwischen den Preiszonen. Und ich spreche hier nur über den Großhandelsmarkt, das stimmt natürlich völlig was Lion Hirth gerade gesagt hat.

Es wurden in dem Bidding Zone Review eine ganze Reihe von weiteren Faktoren ausgeführt, die man betrachten muss und um die es jetzt in den nächsten Jahren auch gehen wird in der Diskussion. Da geht es um Marktliquidität, wie ist die beeinträchtigt, wenn man sehr kleine Preiszonen schneidet, beispielsweise es geht um die Übergangskosten, die da behandelt werden, Auswirkungen auf Industrie und auch Subventionen für erneuerbare Energien. Man muss schon das Gesamtpaket sehen und ich glaube darauf haben die Autoren der Studie auch sehr geachtet, dass man das Ganze holistisch betrachtet und sich jetzt nicht nur am Börsenstrompreis festnagelt.

Moderatorin: [00:23:16]

Gibt es dazu eine Ergänzung, Herr Neuhoff gerne.

Karsten Neuhoff [00:23:21]



Nach vorne schauend muss man sich bewusst machen: Wir haben ein Stromsystem, das ausgelegt war für 80 Gigawatt Spitzenlast. Dafür wurden Kraftwerke gebaut, das war die Nachfragespitzenlast und die Netze. Wir gehen jetzt davon aus, dass wir 300, 400, 500 Gigawatt Erzeugung von Wind und Sonne haben, weil die nicht immer läuft, und auch die Nachfrage steigt im Energievolumen insgesamt ein bisschen. Aber die Spitzennachfrage, die ich habe, dadurch, dass Speicher ziemlich viel Strom gleichzeitig ziehen können, ist auch mehrere hundert Gigawatt. Und das heißt, wenn Angebot und Nachfrage nicht dort zusammenfinden, wo jetzt gerade viel Wind oder Sonne ist, wie Lion Hirth das dargestellt hat, dann müssten wir die Übertragungsnetzkapazität vervielfachen.

Das ist gar nicht vorgesehen in irgendwelchen dieser Netzausbaupläne, die meistens noch sehr viel weniger Flexibilität unterstellen. Selbst die großen Pläne, die ja auch oftmals in Frage gestellt werden, würden nicht ausreichen, das Stromsystem in Ausgleich zu bekommen ohne lokale Marktpreissysteme.

Moderatorin: [00:24:18]

Hier vielleicht direkt noch die Gegenfrage: Wenn es jetzt zu einer Aufteilung der Zonen kommen würde, hieße das auch, dass wir weniger Netzausbau brauchen, als jetzt bereits geplant ist? Oder sollte man den Netzaushalt, der geplant war, weiterhin umsetzen, nur eben darüber hinaus würde zusätzlicher Netzausbau nicht nötig werden, der im anderen Fall nötig wäre.

Karsten Neuhoff [00:24:37]

Eine wichtige Dimension ist wirklich die nachfrageseitige Flexibilität. Um Strom zu speichern, können wir Batterien kaufen. Die sind super billig geworden im Vergleich zu dem, was wir vor fünf oder zehn Jahren prognostiziert hatten, nicht wir persönlich, aber insgesamt. Aber nochmal deutlich günstiger ist es, Wärme zu speichern im Gebäudebereich mit Wärmetanks oder im Industriebereich Prozesswärme. Das sind die großen und günstigen Möglichkeiten, Energie aus Zeiten von viel Wind und Sonne in andere Perioden zu bringen. Und dadurch können wir es uns ersparen, in all den Zeiten, wo nicht so viel Wind und Sonne ist, ganz viel Gas einzukaufen und Gaskraftwerke zu betreiben. Das heißt, wir brauchen diese Flexibilität.

Die einzige Möglichkeit, diese Flexibilität sinnvoll zu betreiben, ist mit Preissignalen aus dem Großhandelsmarkt. Das fehlt auch in vielen der Netzprognosen bisher in diesem vollen Umfang, dementsprechend ist hier eine Neuberechnung notwendig. Ich gehe davon aus, dass viele der großen Korridore notwendig sind. Das würde ich als „no regret“ sehen. Was wir im Jahr 2040 brauchen werden, das kann man wirklich neu berechnen, da haben wir aber keine Berechnung gemacht, um zu sagen, was das genau bedeutet. Ich glaube, wichtig ist einfach nur, wir brauchen Netze. Aber selbst wenn wir diesen Netzausbau haben, kommen wir ohne lokale Preissignale nicht aus, das System sicher zu betreiben.

Moderatorin: [00:25:55]

Ja, Lion Hirth gern als Ergänzung.

Lion Hirth [00:25:59]



Volle Zustimmung dazu, insbesondere natürlich die Netze, die jetzt im Bau oder in der Planung sind, die sollten wir tunlichst, so schnell es geht, weiterbauen. Aber natürlich ist es trotzdem so, dass mit lokalen Preisen wir dann nicht hintenraus in den 2030ern, -40ern noch mehr Netze bauen müssten im Vergleich zu einer Situation ohne lokale Preise. Karsten Neuhoff hat gerade noch das Stichwort "sicher" gesagt, da würde ich noch ergänzen wollen. Wir haben jetzt viel über Geld gesprochen, aber es geht nicht nur um finanzielle Fragen hier, sondern auch um Fragen von operativer Systemführung und Systemsicherheit. Die lassen sich notorisch schlecht modellieren und sind jetzt auch in dieser Studie hier nicht explizit berücksichtigt worden.

Aber um sich das noch einmal zu vergegenwärtigen: Redispatch bedeutet ja immer, dass die Netzbetreiber, nachdem der Markt bereits eine Lösung gefunden hat, das heißt, nachdem am Markt eine bestimmte Menge an Kraftwerken, Batterien, Windparks, Solaranlagen Strom erzeugen, Strom verbrauchen – die haben sich geeinigt –, dass sie dann in dieses Marktergebnis ex post eingreifen müssen, weil die Netze sonst überlastet würden. Und dieser Eingriff ist aufwendig. Da müssen Menschen, da müssen Computer Modelle berechnen, Menschen Entscheidungen treffen, irgendwelche Server angeworfen werden, Telefonate geführt werden. Und wir haben immer größere Mengen an Redispatch, die auch immer kurzfristiger passieren, weil Wind- und Solaranlagen oft ganz kurzfristig abgeregelt werden und Batterien, die jetzt so schnell gebaut werden, wahnsinnig schnell in Betrieb sind, viel schneller an- und ausgestaltet werden können als ein Kraftwerk zum Beispiel. Das braucht oft einen Tag, um hoch- oder herunterzufahren. Eine Batterie braucht eine Sekunde.

Und tatsächlich höre ich immer lautere und immer besorgtere Stimmen von Netzbetreibern, die sagen, wir haben ernsthaft Sorgen, dass wir mit dem Redispatch-Prozess irgendwann nicht mehr hinterherkommen und dass Fehler unterlaufen und Dinge passieren und es dann zu Zwischenfällen kommt im Betrieb. Und wir fahren da mit dem Redispatch ein System, das für deutlich, deutlich kleinere Mengen und deutlich größere Vorlaufzeiten ausgelegt [ist]. Das ist so ein bisschen, als würde man mit einem Kettcar den Mont Blanc hinunterfahren, und dafür ist es halt nicht gemacht.

Moderatorin: [00:28:09]

Ganz kurz Herr Bichler noch, und dann würde ich auch weitergehen zur nächsten Frage.

Martin Bichler [00:28:12]

Ja, vielleicht noch ganz kurz dazu: Die Anzahl der Eingriffe hat sich wirklich vervielfacht in den letzten Jahren, einfach die [Eingriffe], die Übertragungsnetzbetreiber durchführen jedes Jahr. Und ein Punkt, der, glaube ich, in dem Kontext noch einmal wichtig ist: Netzausbau ist natürlich wichtig weiterhin, aber es ist auch sehr, sehr teuer, das muss man auch immer sehen. Wir sprechen da bei den aktuellen Netzausbauplänen von knapp 20 Milliarden, die man da pro Jahr ansetzt oder einplant. Das ist eine Menge Geld. Und man ist da auch schon mit dem aktuellen Netzausbau deutlich hintendran. Es wird nicht so schnell gehen, und auch wenn man dem Netzausbauplan nachkommt, haben wir noch immer keine Kupferplatte. Ich erwähne das, weil man oft hört, na ja, dann bauen wir noch ein paar Leitungen und dann ist das Problem behoben. Das geht leider nicht so schnell.



Moderatorin: [00:28:58]

Ja, danke schön für die Einschätzung. Ich habe noch eine konkretere Frage zum Bericht. Und zwar werden darin ja auch Zahlen genannt für die möglichen Einsparungen durch eine Aufteilung der Gebotszonen, also je nach Konfiguration wird von Einsparungen in Höhe von 251 Millionen bis 339 Millionen Euro pro Jahr gesprochen.

Da die Frage: Wie belastbar sind diese Zahlen, sollte man diese Zahlen in der journalistischen Berichterstattung überhaupt nutzen oder ist es relativ spekulativ? Gibt es eine Tendenz, die eindeutig ist?

Das wäre die eine Frage, und dazu passt auch noch eine Frage aus dem Publikum, und zwar die Einordnung einer Aussage vom BDEW, der heute schreibt, dass der Bidding Zone Review zeigt, dass die Idee einer Aufteilung der deutschen Strompreiszonen ökonomisch nicht überzeugen kann, da nur sehr geringe Einsparungen erwartet werden können. Und dann demgegenüber allerdings Unsicherheiten für die Industrie erwartet werden und das Investitionsklima für erneuerbare Energien eintrüben würde. Einmal die Größenordnung gerne einordnen, dann auch auf der Meta-Ebene, wie belastbar die Zahlen überhaupt sind. Herr Neuhoff, wollen Sie gerne etwas dazu sagen?

Karsten Neuhoff [00:30:50]

Es gab 2018 einen Bericht für das BMWK, in dem dargestellt wurde: wenn wir ein System ohne Nachfrageflexibilität, also ohne diese Speicher haben, [ein System, in dem] zentral Redispatch mit großen Anlagen gemacht wird, dann können wir das alles in der Einheitspreiszone weitermachen. Stimmt theoretisch. Die Herausforderung ist, dass wir eben nicht mehr das System haben.

Das heißt, je mehr Nachfrageflexibilität, je mehr Speicher wir im System haben, desto wichtiger ist das richtige Preissignal, weil einen Speicher kann ich nicht redispatchen. Das heißt, die Speicher reagieren auf den Day-Ahead, auf den Intraday-Marktpreis. Der ist in der Einheitspreiszone der Preis von ganz Deutschland, wie Lion Hirth das vorhin dargestellt hat. Und ich kann danach dem Auto nicht mehr sagen, ja, jetzt darfst du dich doch nicht aufladen. Das wird schon schwierig, weil der Autofahrer sagt, ich wollte heute Abend aber ins Kino gehen. Das heißt, da kann man im Nachhinein nicht sehen, was das Industrieunternehmen, der Privathaushalt wirklich macht mit dem Strom.

Und deswegen ist der Effekt von lokalen Marktpreisen dann umso größer je mehr Nachfrageflexibilität da ist. Das System, die Berechnungen von ENTSO-E, wurden für Deutschland durchgeführt mit der Annahme von 1,3 Gigawatt expliziter Nachfrageflexibilität und einer extrem niedrigen impliziten Nachfrage-Elastizität für Deutschland, noch geringer als für Europa angesetzt, nur noch halb so hoch, von 0,08 Prozent. In der Zwischenzeit haben wir nicht 1,3-, sondern 15-Gigawatt, glaube ich, PV-Batterien angeschlossen. Und wir gehen davon aus – es geht ja in die Zukunft hier –, dass viel, viel mehr Nachfrageflexibilität noch angeschlossen wird. Das ist der Grund, warum wir lokale Preise brauchen. Wenn das im Modell nicht abgebildet [ist], dann sind dementsprechend auch natürlich die Vorteile lokaler Preise vollkommen unterschätzt worden in dem Modell und die Zahlen sind nicht belastbar.

Moderatorin: [00:31:47]



Das heißt, die Flexibilität wurde unterschätzt, was dazu führt, dass diese Zahlen der Kosteneinsparungen auch unterschätzt sind, dass sie eigentlich höher liegen. Herr Bichler, Sie wollten ergänzen?

Martin Bichler [00:31:58]

Vielleicht noch ganz kurz. Es wurde ja schon mehrfach erwähnt, das Target-Jahr für diese Studie war 2025, also es ist kein Blick in die Zukunft. Und wenn man sich anguckt, der Bruttostromverbrauch war 2023 bei 525 Terrawattstunden, und die Bundesregierung geht schon für 2030 von 750 Terawattstunden aus. Da ist E-Mobilität drin, da sind Rechenzentren drin, Elektrolyseure, was da alles dazukommt. Die Nachfrage wird massiv steigen. So schnell können wir das Netz gar nicht nachbauen. Jetzt steht in der Studie tatsächlich drin, und ich nehme an, darauf bezieht sich vielleicht diese Aussage: Das ist ein Wohlfahrtsgewinn von unter einem Prozent, der in der Studie drinsteckt.

Man muss das ja ein wenig in die Zukunft extrapolieren. Wir haben ja den Wohlfahrtsgewinnen versucht zu berechnen mit den Zahlen für Deutschland durch einen Umstieg auf nodale Preise und der lag da bei sieben bis acht Prozent und zwar mit den Zahlen, die für die Bidding-Zone-Review-Studie auch verwendet wurden. Ich glaube, viel interessanter ist aber eben wirklich der Ausblick in die Zukunft, wenn man da miteinbezieht, wie stark die Energienachfrage steigen wird, und dann werden die Unterschiede noch einmal ganz anders aussehen. Und dann spielt es eben gerade eine zentrale Rolle, was Karsten Neuhoff gerade gesagt hat, wir müssen dieses Potenzial von Nachfrageflexibilitäten nutzen.

Moderatorin: [00:33:18]

Ja, danke schön. Jetzt ist gerade schon das Stichwort „nodale Preise“ gefallen und, Herr Neuhoff, Sie hatten in Ihrem Eingangsstatement auch schon gesagt, dass es aus Ihrer Perspektive noch sinnvollere Möglichkeiten gibt als die Aufteilung in mehrere Gebotszonen. Vielleicht können Sie noch einmal darauf eingehen, was Sie damit meinen und was aus Ihrer Perspektive eine sinnvolle Unter-
setzung wäre?

Karsten Neuhoff [00:33:41]

Die Gebotszonen müssten ja recht klein sein, damit ich keine strukturellen Engpässe mehr in diesen Gebotszonen habe oder kaum noch welche. Aber dann habe ich bei den Gebotszonen das Problem, dass im Intraday-Marktbereich, sobald irgendein Engpass in Deutschland irgendwo bindend ist, ich keine Transaktion mehr zwischen Gebotszonen machen kann, ich also nur noch auf Handel innerhalb meiner kleinen Gebotszone angewiesen bin. Dadurch fällt die Liquidität, der Wettbewerb und wir kommen zu schlechten Ergebnissen. International gibt es eben diese Erfahrung mit Local Marginal Pricing, oft als Nodal Pricing beschrieben auch. Der Ansatz hat in vielen Diskussionen gelitten darunter, dass er kommuniziert wurde, auch von uns, als ein Ansatz: Wie können wir den Netzbetreibern helfen, das Netz effizient zu nutzen, sicher zu nutzen, und was müssen alle anderen machen, um den Netzbetreibern zu helfen? Warum sollen wir den Netzbetreibern helfen, ist so die Frage.

Letztendlich geht es doch aber eigentlich darum, zu sagen, wir haben jetzt in der Zwischenzeit PV-Anlagen, wir haben Speicher in den Häusern, wir haben Flexibilität in Unternehmen, wir haben E-



Mobilität. Alle können und wollen auch beitragen und brauchen dafür ein klares Preissignal. Also was ist der Wert von Strom jetzt gerade in meiner Stadt? Das möchte ich kommuniziert bekommen. Wie kann ich also ein System darauf aufbauen? Was brauche ich, damit Endkunden sich beteiligen, ihre Flexibilität einbringen und damit selber profitieren und dem System insgesamt nützen?

Und das geht eben mit lokalen Marktplätzen, wo ich vor Ort den Preis sehe, auf den ich reagiere oder mit Hilfe meines Stromvertriebs reagieren kann. Und dann können wir eben nutzen die internationale Erfahrung von Nodal Pricing und es adaptieren für unser Stromsystem in Deutschland und in Europa. Das wurde weltweit sehr erfolgreich umgesetzt. Sobald ein Land umgestiegen ist auf nodale Preise, ist es nie wieder davon weggegangen, weil es immer als effizient und sicher im Betrieb eingeschätzt wurde danach und eigentlich sehr pragmatisch umgesetzt werden kann. Insofern ist es meiner Einschätzung nach unerlässlich, dass wir auch diese Option jetzt im öffentlichen Diskurs, im deutschen Diskurs und im europäischen Diskurs angemessen berücksichtigen.

Moderatorin: [00:35:43]

Also die Vorteile von kleinen Preiszonen nutzen, aber trotzdem eine hohe Liquidität gewähren, wenn ich das richtig verstehe?

Karsten Neuhoff [00:35:51]

Genau, weil der Vorteil ist, dass ich im Intraday-Bereich, auch im Echtzeitmarkt immer vor Ort eineseits handeln kann, aber der Clearing-Algorithmus der Auktion berücksichtigt alle anderen Angebote in ganz Deutschland oder Europa und dabei auch noch die Netzengpässe, sodass ich immer im Austausch mit allen anderen Marktteilnehmern bleibe und knappe Engpasskapazität immer so genutzt wird, dass es für die Akteure eingesetzt wird, wo es am wertvollsten ist.

Das maximiert die Flexibilität aller Akteure. Das ist im Endeffekt der Charme dieses Ansatzes. Meine Doktorarbeit vor 20 Jahren war darüber, lokale Marktpreise einzuführen, um Marktmacht zu reduzieren, um mehr Liquidität zu haben. Das ist leider immer noch ein aktuelles Thema.

Moderatorin: [00:36:34]

Politisch wird diese Option ja bisher noch nicht so aktiv diskutiert. Woran liegt das? Was wären die Herausforderungen dabei? Vielleicht, Herr Hirth, können Sie auch einmal Nachteile von dieser Option der lokalen Marktplätze oder nodalen Preise aufzeigen.

Lion Hirth [00:36:49]

Da habe ich nicht so viel aufzuzeigen. Es ist seit 1988 unumstritten in der Energieökonomik, dass die richtigen Strompreise im Endübertragungsnetz nodale Preise sind, also auf der Auflösung sozusagen, dass jedes Umspannwerk gewissermaßen seine eigene Preiszone ist.

Das Einzige, das einzige Substantielle, was dagegen spricht, würde ich sagen, sind politische und bürokratische Gründe. Ich bin dem Thema nur deswegen skeptisch gegenüber eingestellt, weil ich relativ nah dran bin an der europäischen Gesetzgebung und den Koordinierungsprozessen



politischer Natur und denke, dass es einfach in diesem Europa 15 Jahre dauern dürfte, bis wir das umgesetzt haben. Und diese Zeit haben wir nicht.

Und die Gebotszone ist eine Struktur, die wir schon haben. Wir haben in Europa 40 oder 50 Gebotszonen, wir haben viele Länder schon geteilt. Deutschland hat ja übrigens auch schon eine Gebotszonenteilung hinter sich. Wir waren ja mal eine gemeinsame Gebotszone mit Österreich und haben dann Österreich relativ klammheimlich 2018 von Bord geschmissen, das fanden die übrigens nicht so witzig. Aber jetzt tun wir in Deutschland alle so, als hätten wir das noch nie gemacht und wüssten gar nicht, wie das geht. Dabei haben wir das schon selber einmal umgesetzt. Der Grund, warum ich gegenüber nodalen Preisen ein bisschen skeptisch bin, ist keineswegs strukturell oder grundsätzlich, sondern eher einfach nur dem politischen Prozess geschuldet, den ich für zu langsam halte.

Moderatorin: [00:38:08]

Ja, Herr Neuhoff gerne kurz noch ergänzen.

Karsten Neuhoff [00:38:12]

Wir haben mit der Future-Power-Market-Plattform mit vielen europäischen Partner:innen zusammen daran gearbeitet, wie kann man da besser vorankommen. Und letztendlich war sehr lange immer diese Idee, nodale Preise, wir müssen ein Jahr finden, und dann würde man den Schalter umstellen und auf einmal würde man im neuen System landen. Und ich glaube, das hat viele Ängste hervorgerufen. Europäisch sind wir eigentlich immer erfolgreich gewesen bei Strommarktreformen, in denen Pilotregionen, also in einzelnen Ländern oder Gruppen von Ländern eine Reform umsetzen, das ausprobieren und dann zeigen: Ah, das funktioniert. Und dann übernehmen andere Länder das auch.

Und ebenso würde eben auch ein Shift zu lokalen Marktplätzen so funktionieren, dass einzelne Länder den Raum bekommen, diesen Umstieg zu machen, darzustellen, wie es am effektivsten geht. Dann haben sie als einzelne Länder die Möglichkeit, lokal zu entscheiden, wie genau die Details sind, sodass nicht alle Details gleich am Anfang europaweit abgestimmt werden müssen. Und das wäre letztendlich eben die Möglichkeit, auch recht schnell in die Umsetzung gehen zu können. Polen, unser Nachbarland im Osten, wollte genau diesen Schritt gehen vor einigen Jahren. Da war es dann die Europäische Kommission und auch unser schönes Land, das sich sehr stark eingesetzt hat gegen Initiativen in diese Richtungen.

Ich glaube, hier geht es wirklich [darum], den Raum zu schaffen, dass wir bessere Lösungen gestalten und umsetzen können. Ob die jetzt erst in Deutschland oder in anderen Ländern kommen, weiß ich auch nicht. Aber es wäre super wichtig, dass Deutschland nicht mehr Entwicklungen in diese Richtung blockiert, sondern unterstützt.

Moderatorin: [00:39:33]

Ja, danke schön. Jetzt haben Sie schon über Gegeninitiativen gesprochen. Die gibt es ja auch bei der Diskussion um eine Teilung der Gebotszone in mehrere Zonen. Vor allem aus der Industrie sind immer wieder Argumente dazu zu hören, warum eine Zonenteilung schaden würde.



Da würde ich gerne Sie noch einmal fragen, wie Sie das einschätzen würden. Also ein Argument, das zu hören ist, ist die Unsicherheit der Industrie. Dann auch die Frage: Wie stabil sind eigentlich die Zonen, wenn man sich jetzt einmal für einen Zonenzuschnitt entscheidet? Kann es sein, dass es sich in ein paar Jahren wieder ändert und die Industrie wieder neue Entscheidungen treffen muss? Herr Bichler, vielleicht können Sie kurz etwas dazu sagen.

Martin Bichler [00:40:08]

Ja, ich kann gerne mal den letzten Punkt aufgreifen – die Robustheit dieser Stromzonen. Wir haben uns das mal angeguckt mit den Daten von der Bidding Zone Review und versucht, diese Cluster nachzurechnen. Da gibt es einen Prozess, eine Methode, die von den Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam mit Acer festgelegt wurde. Wie man zu diesen Vorschlägen kommt, diese verschiedenen Konfigurationen, die jetzt eben auch in dieses Dokument [eingegangen sind]. Und im Wesentlichen ist das ein Clustering von diesen Knoten auf Basis der Preise, dieser lokalen Preise, die in dieser Studie, die da beschrieben ist, durchgeführt werden soll.

In der Tat, gerade bei sehr großen Preiszonen ist die Robustheit durchaus zu hinterfragen, Robustheit auch über die Zeit hinweg, und das ist eigentlich das primäre Ziel, das man erreichen möchte. Wenn man sich das anguckt und zum Beispiel unterschiedliche Monate, Jahre nimmt, kriegt man immer leicht andere Preiszonen, die dann optimal wären. Und die Unterschiede in den Preisen sind dann teilweise schon substanziell. Der Versuch große Preiszonen stabil festzulegen, die dann robust sind über Jahre hinweg, das ist sehr schwierig und aus meiner Sicht fast nicht umsetzbar.

Das ist unter Umständen ein weiteres Argument, gleich auf nodal zu gehen. Aber wie Lion Hirth auch schon gesagt hat, ich fürchte, da gibt es einige politische und bürokratische Hürden, um da hinzukommen. Aber das würde das Problem beseitigen in der Tat.

Lion Hirth [00:41:42]

Vielleicht zur Industrie darf ich noch einmal einen Punkt, Karsten, den du eingangs genannt hast, einfach noch einmal mit meinen Worten kurz aufgreifen, weil ich ihn so wichtig finde: finanzielle Kompensation. Ich glaube, es ist völlig klar, wenn die Strompreise in Bayern oder Baden-Württemberg um 0,1 Cent pro Kilowattstunde steigen, dann kräht da kein Hahn nach. Das werden die allermeisten Haushalte nicht einmal mit der Lupe finden. Aber für die ganz energieintensive Industrie – also Chemie, Alu, Kupfer, Zement, Elektrostahl – die verbrauchen so viel Strom und für die ist der Großhandelspreis so wichtig, dass selbst so kleine Änderungen für die ganz schön schmerzhaft wären. Und das sind Branchen, die ohnehin relativ stark mit dem Rücken zur Wand stehen, sodass es industriepolitisch durchaus verständlich wäre aus meiner Sicht, diese Branchen zu schützen vor den steigenden Strompreisen, die dann vielleicht der Fall wären in diesen Regionen.

Und dafür, das wollte ich jetzt noch mal kurz betonen, gibt es auch etablierte, gut beschriebene, aber auch in der Praxis erprobte Mechanismen. Das würde im Kern so funktionieren, dass man diese Unternehmen finanziell entschädigt für die angestiegenen Strompreise. Das heißt, ein Unternehmen hat, keine Ahnung, einen Million Megawattstunden Stromverbrauch, der Strompreis steigt in der Region gegenüber dem Einheitspreis um fünf Euro die Megawattstunde, dann kriegen die fünf Millionen Euro am Jahresende überwiesen, um die quasi glattzustellen auf den Status Quo.



Und das Charmante ist, durch die Gebotszonenteilung wird so viel Geld frei in Form von gesunkenen Redispatch-Kosten und in Form von sogenannten Engpasserlösen, dass dieses Geld locker verwendet werden könnte, um die Schwerindustrie auf den Status Quo finanziell glattzustellen. Und das außerdem Charmante ist, dass dieses Glattstellen nicht dazu führt, dass das Preissignal verschwunden ist, sondern die Industrie hat weiter einen Anreiz, flexibel auf die lokalen Überschüsse und Knappheiten zu reagieren, in dem Maße, wie sie das [kann].

Das heißt, eine Kompensation würde keineswegs die Anreize der Preiszonenteilung wieder rückabwickeln, sondern man kann beides haben. Man kann die richtigen Anreize haben und diese Verlierer, vor allem die, die im internationalen Wettbewerb stehen, vor den finanziellen Auswirkungen schützen. Das ist, glaube ich, auch etwas, das in der politischen Diskussion ganz oft untergeht, wo ja oft das Gefühl ist, das sei eine Anti-Industrie-Maßnahme oder man möchte hier Deutschland deindustrialisieren oder so etwas. Das ist, glaube ich, keineswegs im Sinne der Netzbetreiber, die diese Studie hier verfasst haben.

Moderatorin: [00:44:05]

Das heißt, die Relevanz der lokalen Strompreise besteht auch nicht darin, dass man Industrien verschieben möchte innerhalb Deutschlands oder Investitionsanreize für Industrien verändern möchte, sondern es geht wirklich eher um die Preissignale zu bestimmten Zeiten, dass sie dann das abbilden, was im Netz vorhanden ist. Verstehe ich das richtig?

Lion Hirth [00:44:23]

Bei aller Liebe, wegen ein oder zwei oder auch fünf oder zehn Euro die Megawattstunde Unterschied wird kein Chemiepark schließen und sich in Schleswig-Holstein wieder ansiedeln. Das ist einfach Quatsch.

Karsten Neuhoff [00:44:33]

Für den Standort des Unternehmens ist ja der durchschnittliche Strompreis für seinen Strombezug relevant. Mit den lokalen Marktpreisen wollen wir erreichen, dass in einzelnen Stunden einmal im Norden, wenn viel Wind ist, einmal im Süden, wenn viel Sonne scheint, einmal in Osten, wenn dort eine Kombination von Erneuerbaren günstig ist, der Preis gering ist oder in anderen Stunden hoch ist. Das heißt, die Variationen zwischen den Orten sind größer, aber im Durchschnitt sind sie doch letztlich sehr ähnlich, die Preise. Und das fand ich eigentlich das Faszinierende: Wenn man verschiedene Prognosen anschaut, ist mir jetzt auch gar nicht ganz klar, welcher Ort in Deutschland dann die günstigeren oder höheren Strompreise haben wird.

Das Blöde ist nur, als Industrieunternehmen und Vertreter eines Unternehmens habe ich immer Angst, ich könnte getroffen sein und mein spezifischer Standort könnte unglücklich liegen. Und dagegen gilt es, diese Absicherung umzusetzen. Und da gibt es eben jetzt auf europäischer Ebene, finde ich auch sehr interessant, die Tripartite Energy Contracts, also Verträge zwischen Erzeugern von erneuerbaren Energien und den Stromkund:innen und abgesichert letztendlich durch den Staat vielleicht einen erneuerbaren Pool, die genau jetzt in die Diskussion von der Kommission gebracht werden. Und die könnten genutzt werden, dass dann sowohl Erzeugende als auch die Stromkunden direkt abgesichert werden an ihrem Standort, sodass sie stabile Strompreise haben



und keine Ängste haben müssen vor den möglichen Unsicherheiten, die lokale Preise bringen könnten.

Moderatorin: [00:45:53]

Ja, danke schön. Jetzt haben wir schon über Industrie gesprochen und Ausgleichsmechanismen. Mich würde auch noch interessieren, wie es bei den Stromerzeugern aussieht, also gerade bei erneuerbaren Energien. Gibt es da auch Ausgleichsmechanismen, die nötig werden würden, wenn sich zwischen den Gebotszonen die durchschnittlichen Strompreise ändern würden. Oder sehen Sie da keinen Bedarf für Veränderung?

Karsten Neuhoff [00:46:13]

Na gut, bei den Ausschreibungen für Erneuerbare haben wir ja jetzt sowieso durch die Energiemarktreform die Anforderung, dass alle neuen Ausschreibungen über so etwas wie Differenzverträge umgesetzt werden. Das heißt, die Akteure bieten, was ist ihr Preis, und wenn der Spotpreis, zu dem sie verkaufen, darunter ist, dann kriegen sie die Differenz erstattet. Wenn der Preis darüber ist, müssen sie diese Differenz zurückzahlen. Dadurch sind die Erzeugenden abgesichert gegen unsichere Erlöse.

Genau das kann an Stromkund:innen weitergegeben werden, sodass Stromkunden auch gegen unsichere Strompreise abgesichert sind. Wenn wir jetzt so etwas umsetzen, dann wäre der Charme dabei, dass man sagt, wir sichern das Windrad, die PV-Anlage an ihrem Standort ab gegen die jeweiligen Preisvariationen, und den Stromkunden an dem jeweiligen Ort des Stromkunden gegen die Preisvariationen.

Die Differenz, die dabei aufkommt, die würde eben, wie Lion Hirth gerade schon gesagt hat, dadurch abgedeckt, dass wir Engpasserlöse bekommen, anstatt Redispatch-Kosten, und wir mit den Engpasserlösen damit auch diese Preisdifferenz abfedern können. Das heißt, die Politik ist gefordert: Eine Lösung kann umgesetzt werden, wenn mehrere Baustellen gemeinsam betrachtet werden. Das können die Netzbetreiber gar nicht allein lösen, weil diese Absicherungsinstrumente mitgedacht werden, mitgestaltet werden, auch mitentschieden werden [müssen], weil nur das Gesamtpaket letztendlich auch alle Belange adressieren kann.

Moderatorin: [00:47:36]

Ja, danke. Zum praktischen Ablauf, wie diese Gebotszonen dann überhaupt umgesetzt werden könnten, gab es auch noch eine Frage. Die Frage, welche Strukturen dafür geschaffen werden müssten und über welche Zeiträume da eigentlich gesprochen wird. Wie lange bräuchte es, Gebotszonen zu teilen, die deutschen Gebotszone? Herr Hirth, gerne.

Lion Hirth: [00:47:56]

Das ist ein bisschen ins Blaue gesprochen, aber ich denke mal, wir reden über drei Jahre, wenn es gut läuft. Man braucht ein bisschen Vorlaufzeit, weil es gibt bestehende Verträge, also Vertriebe haben Beschaffungsverträge abgeschlossen, Kraftwerke haben ihren Strom auf dem Terminmarkt verkauft, und diese Verträge müssen erfüllt werden, und da kann man schlecht eingreifen.



Und außerdem gibt es natürlich auch ein paar Prozessfragen, Softwarefragen und Organisationsfragen, die gelöst werden [müssen]. Zum Beispiel würde auch die sogenannte Regelleistung dann nicht mehr deutschlandweit aktiviert werden, sondern regional. Die Vertriebe müssten sich ein bisschen umstellen. Ich glaube, ab dem Zeitpunkt, wo es eine Entscheidung gäbe in der Politik, das zu machen, halte ich drei Jahre für realistisch in der Umsetzung. Schneller würde ich es ungern durchprügeln wollen.

Moderatorin: [00:48:46]

Gibt es da unterschiedliche Einschätzungen oder würden Sie zustimmen? Herr Neuhoff gern.

Karsten Neuhoff: [00:48:48]

Hier würde ich zustimmen. Mit dem Kopernikus-Konsortium Synergie hatten wir auch einmal so einen Zeitplan ausgearbeitet, wie schnell würde der schrittweise Umstieg zu lokalen Marktplätzen funktionieren und kamen da auch etwa bei drei Jahren raus, also innerhalb einer Legislaturperiode ist es möglich, den Rahmen zu schaffen.

Martin Bichler: [00:49:02]

Das deckt sich auch ein wenig mit dem, was ich in der Studie gelesen habe, die heute veröffentlicht wurde, die von drei bis vier Jahren ausgeht.

Moderatorin: [00:49:09]

Ja, vielen Dank. Jetzt sind wir schon fast am Ende der Zeit. Eine Frage würde ich aber gerne noch stellen, weil es doch sehr viele auch relevante Akteure gibt, die sich gegen eine Aufteilung von Gebotszonen aussprechen.

Wenn es jetzt bei der einheitlichen Strompreiszone bleiben würde in Deutschland, gäbe es Alternativen, um diese so relevanten lokalen Preissignale trotzdem noch umzusetzen, also zum Beispiel mit dynamischen Netzentgelten? Oder würden Sie es so einschätzen, dass wir mittelfristig, langfristig eigentlich nicht um eine Aufteilung der Gebotszonen oder sogar um nodale Preissysteme herumkommen werden? Herr Neuhoff, Sie können gerne anfangen, dann können die anderen bei- den vielleicht noch ergänzen.

Karsten Neuhoff: [00:49:48]

Eine Reform der Netzentgelte ist wichtig, weil sich zurzeit sehr viele Fehlanreize daraus ergeben. Wir haben hohe Fixkosten, die müssen umgelegt werden auf die Stromkund:innen. Das wurde gemacht historisch zu einer Zeit, als keine Flexibilität im System war. Da passte das. Das passt jetzt nicht mehr. Nachfrage soll flexibel reagieren können und da [müssen] die Fehlanreize aufgelöst werden. Wenn wir jetzt die Netzentgelte so gestalten würden, dass wir strukturelle Netzengpässe damit adressieren wollen, dann müssen wir überlegen, was sind die strukturellen Netzengpässe. Die entstehen, weil an einem Ort auf einmal sehr viel Wind ist. Das heißt, das kann ich gar nicht langfristig prognostizieren. Das kann ich vielleicht day ahead einigermaßen wissen.



Dann müsste ich day ahead administrativ festsetzen: Das ist jetzt das Netzentgelt, aber das kann sich dann trotzdem noch ändern danach. Das heißt, wir hätten ein System, das sehr viel komplexer ist als das, was wir bei lokalen Marktplätzen hätten, um administrativ etwas umzusetzen, ohne dabei die Stromkunden voll absichern zu können und ohne deren Fragestellung richtig gerecht zu werden. Ich glaube, das macht keinen Sinn, das als Lösungsansatz für strukturelle Netzengpässe vollständig zu nutzen. Aber ja, wir brauchen eine Reform der Netzentgelte, um die Flexibilitätspotenziale sinnvoller schließen zu können.

Moderatorin: [00:50:58]

Gibt es noch Ergänzungen, Herr Hirth, Herr Bichler?

Lion Hirth: [00:51:01]

Ich würde es vielleicht in meinen Worten noch in einem Satz formulieren. Eine Gebotszonenteilung löst nicht alle Probleme, aber ich kann mir schwer vorstellen, die Energiewende mit der Ambition, die wir haben, also mit dem Wind- und Solarausbau, mit der Elektrifizierung, mit so viel Batterien und so viel Intelligenz bei Elektroauto, Wärmepumpen und anderen Verbrauchern – ich kann mir wirklich schwer vorstellen, wie wir das auf die Kette kriegen in Deutschland, wenn wir eine einheitliche Gebotszone haben. [...] Das ist nicht unmöglich.

Man kann das alles machen, wenn man genug Geld in die Hand nimmt und genug Geduld hat. Aber ich persönlich bin skeptisch, dass das von der Gesellschaft akzeptiert wird. Die Kosten, die damit einhergehen durch Netzausbau und die Verschwendung von Potenzial, weil wir zum Beispiel Batterien nicht sinnvoll im System betreiben können, deswegen werden wir diese wunderbare Technologie dann einfach irgendwann abwürgen müssen in ihrer Entwicklung, weil es gar nicht anders geht. Und das hat alles Kosten, die uns dann auf die Füße fallen werden.

Ich vermute, wenn wir als Deutschland an einer einheitlichen Gebotszone festhalten, dann wird das dazu führen, dass wir nicht nur den Strommarkt stückweise immer weiter rückabwickeln werden, sondern auch sehr viel länger an Großkraftwerken festhalten werden müssen, den Batterieausbau abbremsen müssen und auch den Elektroauto- und erneuerbaren Energiezubau in vielen Regionen ausbremsen werden müssen. Und das wäre ziemlich bitter aus meiner Sicht.



Martin Bichler: [00:52:28]

Ich glaube, der Markt ist wirklich ein System, das so ein wahnsinnig großes verteiltes System steuern kann und die richtigen Anreize zum richtigen Zeitpunkt, zum richtige Ort setzt. Und das, was wir jetzt haben mit der Einheitspreiszone, ist, dass wir uns diese Mittel nehmen. Das ist eigentlich das, was Lion Hirth zu Beginn schon auch gesagt hat. Und ich glaube, wir kommen nicht daran vorbei, bessere Preise zu liefern, um dieses große verteilte System auch zu regeln und zu steuern.

Moderatorin: [00:52:53]

Vielen Dank für die abschließende Einschätzung. Jetzt sind wir auch schon knapp über der Zeit, deswegen würde ich es jetzt hierbei belassen. Wir haben viele Aspekte angesprochen, ein Thema mit sehr vielen Querschnittsthemen, Bezügen zu anderen Bereichen. Ich danke Ihnen drei erst einmal, dass Sie sich heute die Zeit genommen haben, so kurz nach der Veröffentlichung des Reports vom ENTSO-E für Fragen zur Verfügung zu stehen. Danke auch an die Journalist:innen, die hier teilgenommen haben und Fragen gestellt haben. Ich fand es auf jeden Fall sehr interessant und hoffe, dass auch Sie die eine oder andere Anregung für Ihre Berichterstattung mitnehmen konnten. Und ich möchte mich auch noch bei meinen Kolleginnen und Kollegen bedanken, die mich im Hintergrund bei der Moderation unterstützt haben. Dann wünsche ich Ihnen jetzt noch einen schönen Tag und vielleicht bis zum nächsten Mal. Tschüss.

Lion Hirth: [00:47:56]

Danke, tschüss.

Martin Bichler [00:53:38]

Danke schön.

Karsten Neuhoff [00:53:38]

Danke vielmals, tschüss.



Kommunikation, weil doch viele Dinge kolportiert werden, die so im Gesetz gar nicht drin standen und vom Gesetz gar nicht gemeint sind. Hier sind wir in der Kommunikation dieser Gesetzgebung alle angesprochen. Ansonsten glaube ich sind wir halbwegs auf dem richtigen Weg, was erstmal die grundsätzliche Bilanzgröße der Emissionen angeht, wobei ich mir wünschen würde, dass der Begriff der Emissionseffizienz durch etwas Vernünftigeres ersetzt würde, das Thema Emissionsarmut oder allein nur die Emissionen werden schon ausreichen.

Moderatorin: [00:51:08]

Der Fokus auf Emissionen ist sinnvoll, aber Begrifflichkeiten könnte man noch mal verbessern. Herr Pehnt gerne.

Martin Pehnt [00:51:14]

Ja danke. Also zum ersten würde ich sagen, die europäische Gebäuderichtlinie jetzt wirklich praktisch, pragmatisch und schnell umsetzen, weil sie einen klaren Rahmen schafft und der setzt auch auf Emissionen, aber nicht nur. Das ist mir an der Stelle wirklich nochmal wichtig. Die Artefakte, die sonst entstehen, wenn man nur auf Emissionen setzt, sind klar. Das hat die EPBD schon gelöst nach einem langen europaweiten Stakeholder-Dialog. Das würde ich jetzt einfach machen und da jetzt nicht nochmal mit drei-, vier-, fünfjahrelangen Diskussionen über Methoden neu aufräumen und dann haben wir das im Kasten, dann ist diese Diskussion eigentlich geführt. Meine Vorschläge zur Förderung habe ich eben schon ausführlich gemacht. Das würde ich auch schnell angehen.

Ich würde dazu noch etwas hinzufügen, weil ich glaube, Verunsicherung heißt auch, die Leute fühlen sich alleingelassen. Da können Genossenschaften oder andere Wärmelösungen Lösung sein, aber auch die sogenannten One-Stop-Shops, das sind zentrale Anlaufstellen. Manche Bundesländer haben regionale Energieagenturen. Das ist übrigens auch etwas, was die EPBD in Zukunft von Deutschland fordert. Da wird man wirklich an die Hand genommen entlang der Sanierungsreise, da hakt jemand nach, da kriegt man Hinweise zu guten Handwerkenden, da kriegt man Tipps, wie man einen Förderantrag ausfüllt, als wirklich dieses an die Hand nehmen, das diese One-Stop-Shops auch leisten können. Das würde ich noch dazu fügen und dann noch einen guten Rechtsrahmen für Wärmenetze und für Energiepreise, dann wird da ein Gesamtbild draus. Das ist das, was ich mir wünsche. Das finde ich jetzt noch nicht alles im Koalitionsvertragsentwurf und vielleicht sind ja die Verhandelnden, Herr Spahn und Frau Rehlinger und Herr Huber, jetzt gerade dabei, daran zu arbeiten.

Moderatorin: [00:52:58]

Vielen Dank an Sie drei, da würde ich jetzt zum Ende kommen. Ich danke Ihnen, dass Sie sich heute die Zeit genommen haben und so viele Fragen beantwortet haben zum Thema Wärmewende. Dann danke auch an die Journalist:innen, die hier teilgenommen haben und auch Fragen gestellt haben. Ich hoffe, Sie konnten den ein oder anderen Input mitnehmen für Ihre Berichterstattung. Und natürlich möchte ich mich auch gerne noch bei meinen Kolleginnen und Kollegen bedanken, die mich im Hintergrund bei der Moderation unterstützt haben. Dann wünsche ich jetzt erst mal allen noch einen schönen Tag und bis zum nächsten Mal vielleicht. Tschüss!



press briefing

Ansprechpartnerin in der Redaktion

Veronika Fritz

Redakteurin für Energie und Mobilität

Telefon +49 221 8888 25-0

E-Mail redaktion@sciencemediacenter.de

Impressum

Die Science Media Center Germany gGmbH (SMC) liefert Journalisten schnellen Zugang zu Stellungnahmen und Bewertungen von Experten aus der Wissenschaft – vor allem dann, wenn neuartige, ambivalente oder umstrittene Erkenntnisse aus der Wissenschaft Schlagzeilen machen oder wissenschaftliches Wissen helfen kann, aktuelle Ereignisse einzuordnen. Die Gründung geht auf eine Initiative der Wissenschafts-Pressekonferenz e.V. zurück und wurde möglich durch eine Förderzusage der Klaus Tschira Stiftung gGmbH.

Nähere Informationen: www.sciencemediacenter.de

Diensteanbieter im Sinne MStV/TMG

Science Media Center Germany gGmbH

Schloss-Wolfsbrunnenweg 33

69118 Heidelberg

Amtsgericht Mannheim

HRB 335493

Redaktionssitz

Science Media Center Germany gGmbH

Rosenstr. 42–44

50678 Köln

Vertretungsberechtigter Geschäftsführer

Volker Stollorz

Verantwortlich für das redaktionelle Angebot (Webmaster) im Sinne des §18 Abs.2 MStV

Volker Stollorz

