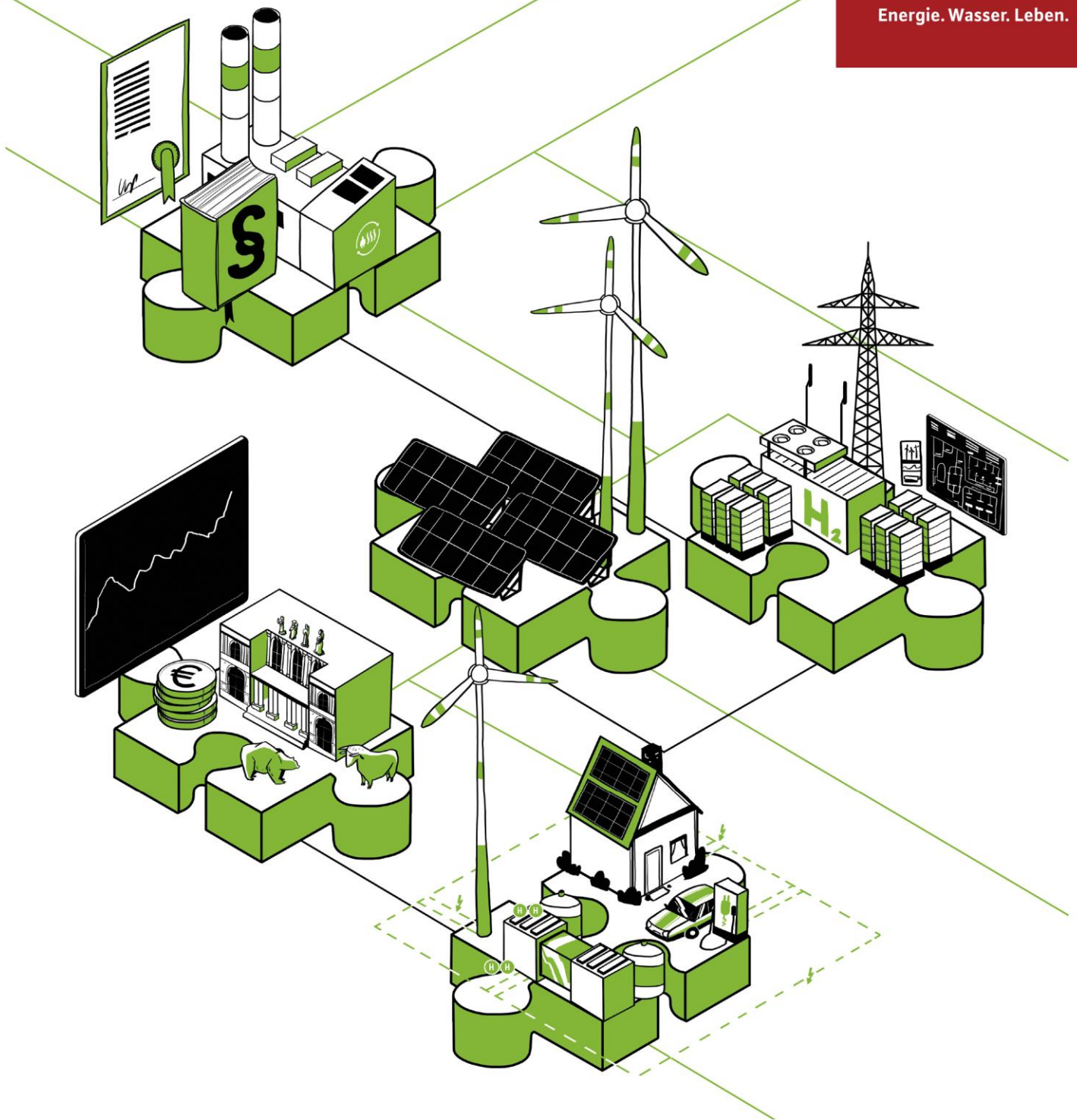


bdeu

Energie. Wasser. Leben.



Ein langfristiges Marktdesign für Deutschland

Diskussionspapier

Inhaltsverzeichnis

A	BDEW-Grundsatzpapier: Ein neues Marktdesign für Europa und Deutschland	3
B	Finanzierung Erneuerbarer Energien im Spannungsfeld zwischen Marktintegration, Preiswürdigkeit und Sicherung des Zubaus	11
	Kurzfassung	12
	Langfassung	16
C	Versorgungssicherheit in Zeiten eines hohen Ausbaugrads Erneuerbarer Energien	36
	Kurzfassung	37
	Langfassung	39
D	Beseitigung von Anreizen zum unflexiblen Verbrauch in der Hoch- und Höchstspannung § 19 II 2 StromNEV	60
	Kurzfassung	61
	Langfassung	62
E	Konzepte zur Nutzung von hoch- und mittelspannungsseitiger Flexibilität bei Netzbetreibern	68
	Kurzfassung	69
	Langfassung	72
F	Netzdienliche Nutzung von Flexibilität aus der Niederspannung	92
	Kurzfassung	93
G	Verringerung des Drucks auf die deutsche Preiszone	95
	Kurzfassung	96
	Langfassung	99

bdeu

Energie. Wasser. Leben.

Berlin, 23. März 2023

Diskussionspapier

**BDEW-Grundsatzpapier:
Ein neues Marktdesign für
Europa und Deutschland**

Europa ist in der Transformation zu einer klimaneutralen Wirtschaft. In Deutschland soll dies spätestens bis 2045 geschehen. In dieser Transformation spielt der Ausbau von erneuerbarem Strom und erneuerbaren bzw. dekarbonisierten Gasen und der entsprechenden Energienetze die entscheidende Rolle. Gleichzeitig müssen sowohl Versorgungssicherheit als auch Wettbewerbsfähigkeit und Preisgünstigkeit gewährleistet werden.

Das heutige Marktdesign vermeidet Brüche, ist aber kein Garant dafür, dass die gesetzten Ausbauziele erreicht werden und die Versorgungssicherheit erhalten bleibt. Es bedarf daher **zusätzlicher Instrumente**. Diese sind daran zu messen, ob sie geeignet sind, die Ziele zu erreichen und zugleich die Auswirkungen auf den Markt auf das Notwendigste zu begrenzen.

Als Teil des europäischen Energiebinnenmarkts muss jede Veränderung im Strommarktdesign Deutschlands entweder bereits **auf der europäischen Ebene ansetzen** oder zumindest EU-verträglich ausgestaltet sein. Beide Prozesse, sowohl in Deutschland (vor allem im Rahmen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem) als auch auf europäischer Ebene mit der Konsultation und dem für März 2023 geplanten Legislativakt der EU-Kommission zum langfristigen EU-Marktdesign, müssen zueinander passen. Das bisherige Grundprinzip des Marktdesigns, dass in einem **funktionierenden Wettbewerb mit freier Preisbildung** gemeinsam mit dem europäischen **CO₂-Zertifikatehandel** die günstigsten Maßnahmen und Technologien für eine klimaneutrale Energieversorgung zum Zuge kommen, muss dabei erhalten bleiben. Gleichzeitig geht es darum, die **Refinanzierung** von Erneuerbaren Energien, von gesicherten Kapazitäten zur Residuallastabdeckung und von Flexibilitäten sicherzustellen. Flexibilitäten sind systemisch nutzbar zu machen.

Das Strommarktdesign darf nicht isoliert betrachtet und optimiert werden. Es wäre falsch, wenn durch die vorangegangene Auflistung von Herausforderungen und durch die auf den Stromsektor beschränkte Arbeit der Plattform klimaneutrales Stromsystem der Eindruck entstünde, dass sich alle energiewirtschaftlichen Probleme lösen ließen:

- › Die **Netzadäquanz** (verstanden als Betreiben eines durchgängig sicheren Netzes) ist jederzeit sicherzustellen. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien, der Umstieg auf Elektromobilität und der Anstieg von Wärmepumpen erfordert zur sicheren Netzintegration einen schnellen Aus- und Umbau der Stromnetze. Dazu sind sowohl die entsprechenden Genehmigungsprozesse zu beschleunigen als auch eine angemessene Wirtschaftlichkeit (z. B. Eigenkapitalverzinsung) sicherzustellen.
- › **Wärmewende, Mobilitätswende, Transformation des Gassektors in einen Wasserstoffsektor** können nicht unabhängig vom Stromsektor betrachtet werden und stellen Herausforderungen ähnlicher Dimension dar. Deutschland muss alle diese Herausforderungen annehmen und bewältigen. Das muss auch effizient geschehen, wenn Deutschland langfristig ein prosperierendes Industrieland bleiben will.

- › Für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft ist es neben der Beschaffung und Erzeugung vordringlich, dass eine **Wasserstoffnetzinfrastruktur** hierzulande rasch Gestalt annimmt. Deutschland ist mit seinen weit ausgebauten Ferngas- und Verteilnetzen hierfür hervorragend aufgestellt. Für die zuverlässige Deckung der Residuallast müssen klimaneutrale Brennstoffe (z. B. grüner Wasserstoff) rechtzeitig in ausreichendem Umfang am Standort zur Verfügung stehen.

Mit Rücksicht auf die Aufgabenstellung der Plattform Klimaneutrales Stromsystem und auf das aktuelle Legislativvorhaben der EU-Kommission zum langfristigen Marktdesign steht nachfolgend das Strommarktdesign im Zentrum dieses Papiers.

1 Marktdesign auf nationaler Ebene

Das heutige Marktdesign hat sich auf der Basis des europäischen Binnenmarkts schrittweise herausgebildet. Viele seiner Elemente haben sich bewährt und sind auch weiterhin tragfähig. Beispielhaft genannt seien die sehr effiziente kurzfristige Allokation von Angebot und Nachfrage durch das Merit-Order-Prinzip an der Strombörse einerseits und bei gleichzeitigem Ausgleich von Preisvolatilitäten durch liquide Forward-Märkte andererseits.

Darüber hinaus hat die Bundesregierung bereits 2022 eine Reihe von Reformen verabschiedet. Diese enthalten sowohl die weitere Förderung und Beschleunigung von Erneuerbaren Energien als auch eine große Anzahl technologiespezifischer Ausschreibungen für neue Erzeugungsanlagen.

Ein vollständiger Wechsel des Marktdesigns ist nicht angebracht. Sinnvoll ist eine Ergänzung ausgewählter Elemente („Evolution statt Revolution“).

Was muss geschehen? Die Aufgabe ist eine Dreifache:

- › **zu volkswirtschaftlich optimalen Kosten**
- › **die Energiewendeziele erreichen und**
- › **Versorgungssicherheit in jeder Phase des Umbauprozesses gewährleisten.**

Die **Erneuerbaren Energien** eingebettet in eine leistungsfähige und digitale Infrastruktur stehen dabei **im Zentrum der Energieversorgung** – bereits heute und erst recht in Zukunft. Mit den 2022 verabschiedeten Gesetespaketen sind viele wichtige Voraussetzungen geschaffen worden, um die aktuell größten Hemmnisse für den Ausbau – ausreichende Flächenverfügbarkeit und langwierige Genehmigungsverfahren – zu beseitigen, damit der Ausbau der Erneuerbaren Energien mehr Fahrt aufnehmen kann.

PPAs (Power Purchase Agreements) sind vom Hoffnungsträger zu einem realen Faktor geworden. Damit Erneuerbare Energien schrittweise in den Markt kommen, sollen **PPAs** in Zukunft eine noch größere Rolle beim EE-Ausbau einnehmen. Die zur Finanzierung von Neuanlagen erforderlichen langfristigen Bindungen scheitern bisher allerdings noch zu oft an den

hiermit verbundenen Risiken für die Vertragsparteien. Hier – und vor allem beim Gegenparteiisiko – lässt sich ansetzen. Solange der PPA-Markt noch jung ist, könnte dieses Risiko Verbrauchern mit geringerer Bonität („normale Verbraucher“) abgenommen werden. Über ein zeitlich begrenztes Markteinführungsprogramm ließe sich dieses Marktsegment zügig entwickeln. PPAs könnten auf diese Weise bis 2030 einen bedeutenden Teil des EE-Ausbaus abdecken.

Wir werden auch nach 2030 eine **Dualität zwischen ungeforderten Lieferverträgen** („Wettbewerb im Markt“) in Form von PPAs **und durch wettbewerbliche Ausschreibungen abgesehenen Ausbau** („Wettbewerb um den Markt“) in Form einer symmetrischen Marktprämie haben müssen. Die Höhe der symmetrischen Marktprämie würde ausgeschrieben (Contracts for difference (CfDs)) und sollte – insbesondere bei Vorhaben mit langen Vorlaufzeiten wie Offshore-Windenergieanlagen – inflationsindexiert sein. Gegenpartei wäre der Staat. Durch eine geschickte Ausgestaltung sollten negative Rückwirkungen auf die Großhandelsmärkte vermieden werden und es ließe sich eine Balance aus ausreichender Finanzierung und systemdienlichem Einspeiseverhalten anreizen. Stunden negativer Preise würden perspektivisch nicht vergütet werden. Die Betreiber könnten diesen Strom jedoch – statt ihn abzuregeln – für andere Anwendungen außerhalb der Einspeisung in das Stromnetz nutzen und so weitere Erlösströme erschließen.

Aus industrie- und sozialpolitischen Gründen ist ein hohes Maß an **Kosteneffizienz** der Ausgestaltung unabdingbar. Der Ausbau über PPAs sollte immer mit vollen Marktchancen verbunden sein, während der geförderte Ausbau deutlich risikoärmer auszugestalten, aber dann auch mit niedrigeren Renditechancen verbunden ist.

Versorgungssicherheit und deren ununterbrochene Gewährleistung in allen Phasen des Umbaus des Energiesystems ist essenziell – sowohl für die Zustimmung zur Energiewende als auch für den Industriestandort Deutschland. Mit dem Abschluss des Kernenergieausstiegs im April 2023, dem Ziel der Bundesregierung idealerweise ab 2030 auf die Verstromung von Kohle zu verzichten und der Transformation hin zu einem von dargebotsabhängig einspeisenden Erneuerbaren Energien dominierten Stromversorgungssystem wachsen die Herausforderungen.

Die Bundesregierung trägt die Verantwortung für die Versorgungssicherheit in Deutschland. Aufgrund der Vielzahl von Unsicherheiten sollte sie rasch Klarheit darüber schaffen, wie Versorgungssicherheit mittel- und langfristig organisiert werden soll.

Unter den heutigen Rahmenbedingungen liegen die erforderlichen Voraussetzungen für die nötige Kapazität gesicherter Leistung im Jahr 2030 nicht vor. Der sowohl von der Bundesregierung als auch von mehreren großen Studien (dena, BDI, Agora etc.) gesehene erforderliche Zubaubedarf an gesicherter Leistung in Deutschland liegt bei rund 20 bis 40 Gigawatt (GW). Die Addition ausgeschriebener Neubaukapazitäten schließt die durch Stilllegungen von Anlagen entstehende Kapazitätslücke nicht.

Damit Deutschland nicht zu kurzfristigem, gar überstürztem Handeln gezwungen sein wird und dann etwa Erzeugungsanlagen außerhalb des Marktes errichten muss, ist es erforderlich, ein **Gesamtkonzept für Versorgungssicherheit** zu entwickeln. Weil die Zeit drängt, müssen rasch Investitionen getätigt werden. Darum ist die im Rahmen der Kraftwerksstrategie zu erwartende Ausschreibung von wasserstofffähigen Gaskraftwerken zum kurzfristigen Ersatz wegfallender gesicherter Leistung notwendig.

Ziel muss es allerdings sein, dass ausgehend von einem festgelegten Versorgungssicherheitsniveau alle technischen Optionen für eine gesicherte Leistung auf marktlicher Basis vergütet werden. Ein **zentraler Kapazitätsmarkt** zur Deckung der Residuallast stellt hierauf eine angemessene Antwort dar und sollte noch in dieser Dekade umgesetzt werden. Der politisch gewünschte Grad an Versorgungssicherheit lässt sich einfach abbilden und eine Planbarkeit sicherstellen. Auch die Integration in die übrigen Märkte ist gewährleistet.

Ein solcher Markt muss klimaverträglichen konventionellen Erzeugungsanlagen, Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien unter Einschluss von Windenergie und Photovoltaik, lastseitigen Flexibilitäten und Speichern ebenso wie Importen entsprechend ihres probabilistischen Steigkeitsbeitrags (sog. de-Rating) offenstehen. Durch diese Öffnung lässt sich volkswirtschaftliche Effizienz erzielen. Damit Versorgungssicherheit Hand in Hand mit Klimaschutz geht, müssen teilnehmende Anlagen – zusätzlich zu den geltenden Anforderungen – sicherstellen, dass die jeweilige Investition zur Erreichung der Klimaziele für 2030 und 2045 beiträgt. **Regionale Allokationssignale** sollten dafür sorgen, dass Elektrolyseure oder neue Kraftwerke einschließlich KWK-Anlagen, die gesicherte Leistung bereithalten sollen, netzkonform in Bezug auf Stromnetz und Gas-/H₂-Netz errichtet werden. Es ist zu prüfen, wie dabei eine Doppelförderung zu vermeiden ist.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien, der Umstieg auf Elektromobilität und der Anstieg von Wärmepumpen fordern einen zügigen Aus- und Umbau der **Stromnetze** sowie deren Digitalisierung. Der Ausbau dieser Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen erfolgt vornehmlich dezentral und eilt dem – unabdingbar notwendigen – Ausbau der Netze um viele Jahre voraus. Deshalb ist es auch erforderlich, **Flexibilität** in einem höheren Umfang als bisher zu nutzen. Zur Bereitstellung marktlicher Flexibilitäten gibt es bereits Instrumente, die noch geschärft und erweitert werden können. Wo möglich, sollten hierfür **Marktkräfte mobilisiert** werden. Bestehende Anreizsysteme für Verbraucher müssen angepasst werden. In Zukunft wird es sich Deutschland nicht mehr leisten können, dass große Flexibilitätpotenziale von **energieintensiven Verbrauchern** durch Fehlanreize dauerhaft einer netz-, system- oder marktdienlichen Nutzung entzogen bleiben.

Schließlich die **deutsche Preiszone**: Sie trägt zu einem hochliquiden Strommarkt bei, um den uns viele – insbesondere mit Blick auf die Terminmärkte – beneiden. Sie führt auch dazu, dass allen Bürgern in Deutschland der Nutzen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien gleichermaßen augenfällig ist. Dies darf im Strombinnenmarkt nicht zulasten der Anrainerstaaten gehen.

Und auch die Kosten, um das Übertragungsnetz innerhalb Deutschlands im Gleichgewicht zu halten, müssen im Griff bleiben. Diese fallen an, um Anlagen an einer Stelle des Übertragungsnetzes herunter- und an einer anderen Stelle heraufzuregeln (**Redispatch**). Die Instrumente hierfür müssen erheblich gestärkt werden, um die deutsche Preiszone längerfristig zu erhalten. Das gilt z. B. für die Allokation von Elektrolyseuren oder neuen Kraftwerken. Damit allein ist es allerdings nicht getan. Vor allem muss der erforderliche Netzausbau zügig ermöglicht werden – sowohl auf Höchst- als auch auf Hochspannungsebene. An dieser Stelle zeigt sich der Zusammenhang zwischen Marktdesign und Systementwicklung besonders deutlich. Dauer und Umfang der Planungs- und Genehmigungsverfahren sind vor diesem Hintergrund zu überprüfen. Den vielfach erwähnten Kosten des Erhalts der deutschen Preiszone müssen auch die deutlich positiven Effekte ihres Fortbestands gegenübergestellt werden.

Der Zugang zu wettbewerbsfähigen Strompreisen ist vor allem für die energieintensive Industrie essenziell. Ein **Industriestrompreis** wäre allerdings mit erheblichen Markt- und Wettbewerbsrisiken verbunden. Dies muss sorgfältig abgewogen werden. Keinesfalls darf es zu Verzerrungen im Erzeugermarkt oder zu Verwerfungen in den anderen Kundensegmenten kommen.

2 Marktdesign auf EU-Ebene

Der Kampf gegen die **Klimakrise** kann nur gemeinsam gewonnen werden. Auch **Versorgungssicherheit** lässt sich effizient nur im europäischen Maßstab gewährleisten. Das haben z. B. Versorgungskrisen in Belgien und Frankreich in den vergangenen Jahren wiederholt bewiesen. Und schließlich geht es darum, dass Strom auch morgen **bezahlbar** bleibt. Die EU bringt hierfür ausgezeichnete Voraussetzungen mit:

- › einen funktionierenden Energiebinnenmarkt, dessen Regeln seit seiner Einführung 1998 ständig fortentwickelt wurden und
- › das „Fit for 55“-Paket, das den Weg zur Erreichung der Klimaziele für 2030 sicherstellen soll.

Die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) schätzt, dass sich die Vorteile des Wettbewerbs für Verbraucher in der EU auf 34 Mrd. € im Jahr belaufen.

Mit dem „Fit for 55“-Paket will die EU-Kommission einen Pfad zur Einhaltung des 1,5-Prozentziels einschlagen. Hierzu sind erhebliche Investitionen in CO₂-freie Erzeugungsanlagen, in Speicher und die Flexibilisierung von Lasten erforderlich.

Allerdings hat die Energiekrise der zurückliegenden Monate Fragen nach der Bezahlbarkeit von Energie, nach der Versorgungssicherheit und nach der Resilienz des Marktdesigns ausgelöst. Darauf soll eine Reform des europäischen Marktdesigns Antworten geben.

- › Russland hat bereits 2021 eine Verknappung der Gasversorgung ausgelöst. Durch die Unterbrechung der Versorgungswege nach Europa hat Russland 2022 die verfügbaren Energieressourcen noch weitaus dramatischer verknappt. Auf den Energiemärkten schlägt sich diese krisen- und kriegsbedingte Knappheit in steigenden Preisen nieder.
- › Die hohen Strompreise sind nicht Ausdruck eines schlecht funktionierenden Strommarktes, sondern ein realistisches Abbild eines Angebotsdefizits sowohl bei Strom als auch bei Gas. Hohe Preise sind auch ein Anreiz zum Energiesparen sowie für angebotserweiternde Investitionen und damit ein wichtiges Mittel, um Knappheiten zumindest mittelfristig zu beseitigen. Diese Funktion haben die Marktpreise erfüllt, indem das Angebot u. a. durch gesteigerte LNG-Importmengen ausgeweitet und die Nachfrage durch Einsparungen reduziert wurde. Die Energiemärkte haben in kurzer Zeit wieder ein neues Gleichgewicht gefunden.
- › Die Frage der Bezahlbarkeit insbesondere für sozial Schwächere sollte weiterhin mithilfe der sozialen Sicherungssysteme angegangen werden.

Die EU und ihre Mitgliedstaaten haben lange gebraucht, um ein hohes Maß an funktionierendem Wettbewerb aufzubauen. Krisenbewältigung darf deshalb nicht mit einer Reform des langfristigen Marktdesigns verwechselt werden. Jetzt gilt es, durch eine gezielte Reform, die den Wettbewerb nicht ausschaltet, sondern stärkt, die Anreize für Investitionen zu verbessern. Auch hier sollte der Ausbau der Erneuerbaren Energien Ausgangspunkt der Überlegungen sein. Dabei ist auch im europäischen Kontext die Sicherstellung des ausreichenden Netzausbaus von vornherein mitzudenken.

Die oben unter 1 (Marktdesign auf nationaler Ebene) erörterten Instrumente (PPAs, CfDs, Kapazitätsmechanismen) können im europäischen Binnenmarkt noch mehr Wirkung entfalten. Mögliche Ausprägungen sind:

- › **grenzüberschreitende PPAs (Abbau von Hemmnissen) und**
- › freiwillige CfDs, beschränkt auf den Neubau von Erneuerbare Energien (Leitlinien und Klarstellung/Anpassung des Beihilferechts).

Diese Maßnahmen könnten zur Dekarbonisierung der Industrie beitragen und zugleich ihr Preisrisiko begrenzen.

CfDs sind kein Allheilmittel und dürfen daher keinesfalls verpflichtend eingeführt werden. Die Entscheidung über ihren Einsatz sollte auf die Förderung des Ausbaus Erneuerbarer Energien beschränkt bleiben und in die Hände der Mitgliedstaaten gelegt werden. Die Einführung von CfDs für bereits errichtete Anlagen, wie sie z. B. in Spanien diskutiert werden, verprellen Investoren. Auch ohne diesen Schritt würden die Terminmärkte durch einen breiten Einsatz – das Beispiel UK zeigt – austrocknen. Und schließlich könnten dringend benötigte Investitionen für lastseitige Flexibilität ausbleiben.

Auch hier muss das Zusammenspiel von weitgehend ungefördertem und gefördertem Ausbau so angelegt sein, dass sich Marktkräfte entfalten können und der geförderte Ausbau nur dort zum Zuge kommt, wo der Markt es allein nicht schafft.

Dort, wo die EU-Kommission an eine Überführung von befristet geltenden **Instrumenten zur Krisenbewältigung** in dauerhaftes Recht nachdenkt, ist es wichtig, exakt zu definieren, unter welchen Bedingungen das jeweilige Instrument eingesetzt und wieder deaktiviert werden soll. Erlösobergrenzen sind – abseits von freiwilligen CfDs für Neuanlagen – abzuschaffen. Ihre Beibehaltung ist schädlich für die Investitionsbereitschaft – und zwar auch dann, wenn sie nur als Reserveinstrument dienen.

3 Zielrichtung und Zusammenfassung:

Es ist richtig, das Marktdesign einer eingehenden Überprüfung zu unterziehen und weiterzuentwickeln, wo dies nötig erscheint. Dabei muss Kosteneffizienz großgeschrieben werden. Denn die wirtschaftlichen Herausforderungen, die mit dem Umbau der Energieversorgungssysteme einhergehen, können enorm sein, wenn die falschen Weichen gestellt werden. Daher müssen folgende Grundsätze bei der Reform des Marktdesigns bedacht werden:

1. Auf dem Fundament des Wettbewerbs aufbauen.
2. Dualität zwischen ungefördertem und durch Ausschreibungen abgesichertem Ausbau zulassen.
3. Zukunftsfähige Lösung für Versorgungssicherheit herbeiführen.
4. Flexibilitätspotenziale im Markt heben.

Flankierend ist insbesondere den Netzausbau und -umbau zu beschleunigen.

Die Debatte, welche Veränderungen angeraten sind und welche nicht, muss sorgfältig geführt werden. Aber sie muss rasch zu Ergebnissen geleitet werden. Und die Ergebnisse müssen zügig umgesetzt werden. Die Zeit droht davonzulaufen. Deshalb reicht es nicht aus, Reformen für ein Marktdesign post 2030 zu vereinbaren. Die Reformen, die sich als notwendig erweisen, müssen so schnell wie möglich in Gesetze und administratives Handeln gegossen werden.

Berlin, 3. Juli 2023

Diskussionspapier

**Finanzierung Erneuerbarer Energien
im Spannungsfeld zwischen
Marktintegration, Preiswürdigkeit
und Sicherung des Zubaus**

Kurzfassung

Erneuerbare Energien stehen im Mittelpunkt des künftigen Energiesystems

Die **Erreichung der Klimaziele** ist mit enormen Herausforderungen verbunden. Diesen Herausforderungen muss sich Deutschland mit aller Kraft stellen. Das geht nur, wenn die Erneuerbaren Energien in das Zentrum eines künftigen Energiesystems gestellt werden.

Die hierzu erforderlichen Investitionen bewegen sich in erheblichen volkswirtschaftlichen Größenordnungen. Für die nötige Effizienz muss die optimierende Kraft des Wettbewerbs sorgen.

- › Der Vorrang muss dem **ungeförderten EE-Ausbau** zukommen.
- › Hierzu müssen ungeförderte EE-Anlagen alle relevanten Finanzströme für ungeförderte Anlagen (neben EOM-Markterlösen (Energy-Only-Markt) zusätzlich Erlöse aus HKN (Herkunftsnachweise), Regelenergiemarkt, Vermarktung von Flexibilität, Beteiligung an Kapazitätsmarkt) erschließen können.
- › Der PPA-Markt (Power Purchase Agreements) hat sich positiv entwickelt. Er manifestiert sich bisher zunehmend in zwei Marktsegmenten:
 - Neuanlagen, die nicht unter die Förderung fallen, deren Produktion von Großverbrauchern mit hoher Bonität über eine lange Laufzeit (z. B. 10 Jahre) kontrahiert wird.
 - Ausgeförderte Anlagen, deren Produktion über einen Zeithorizont von 3 bis 4 Jahren an gebündelte kleinere Industrieverbraucher mit geringerer Bonität und Größe veräußert wird.
- › Aus prinzipiellen Gründen sollten für **Marktsegmente, die sich ohnehin entwickeln**, keine unterstützenden Maßnahmen ergriffen werden, da ansonsten der Wettbewerb verzerrt würde.
- › Als eine Herausforderung für die Finanzierung und den Abschluss langfristiger, bilateraler PPAs gilt das Gegenparteirisiko/Kreditrisiko. Das gilt vor allem für kleinere und mittlere Unternehmen, die nicht über höchste Bonitätsratings verfügen.
- › Grundsätzlich lässt sich das Gegenparteirisiko über den Energiemarkt besichern – entweder über geclearte Termingeschäfte an einer Energiebörse oder mittels über ein Clearinghaus (zentraler Kontrahent) geclearter OTC-Termingeschäfte.
- › Damit im Jahr 2030 idealerweise alle, aber zumindest so viele Investitionen in Erneuerbare Energien wie möglich durch PPAs finanziert werden, bedarf es **weiterer Anstöße**, um PPAs auch im Marktsegment der „Non-Investment Grade Verbraucher“, also der Mehrzahl der Verbraucher, zum Durchbruch zu verhelfen.

- › Hierzu sollte – eng zeitlich befristet – ein spezielles Markteinführungsprogramm mit folgenden Merkmalen aufgelegt werden:
 - Eine Förderinstitution übernimmt das **Gegenparteirisiko** (Absicherungsfunktion).
 - Die Laufzeit des Programms ist von vornherein zeitlich begrenzt, um den Markt anzuschieben.
 - Teilnahmeberechtigt sind ausschließlich PPAs in einem **definierten Abnehmersegment** (nicht PPAs anreizen, die sowieso kommen).
 - Vertragsgegenstand sind Lieferungen aus Neuanlagen.
 - Klare Mindestanforderungen an die Bonität teilnehmender Unternehmen.
 - Nicht abgedeckt werden Preisrisiken, Profilierungsrisiken, gesellschaftliche Risiken.
- › Das **Auslaufen** der Absicherungsfunktion muss im Design angelegt werden.
- › Industrie- und Gewerbeunternehmen mit einer niedrigeren Bonität werden dadurch in die Lage versetzt, sich langfristig absichern. Das ist auch aus industriepolitischer Hinsicht sinnvoll.
- › Studien zeigen eine deutliche Zunahme der Stunden mit negativen Strompreisen (Phänomen der **Kannibalisierung**).
- › Zur besseren Abschätzung der Effekte der erwarteten zunehmenden Sektorenkopplung in den Bereichen Verkehr und Wärme sowie der Wasserstoff-Elektrolyse auf die Strompreise und auf die Häufigkeit und Intensität negativer Preise wären weitere Studien hilfreich.

Ein Nebeneinander von ungefördertem und gefördertem Zubau ist sinnvoll

Es ist nicht realistisch, dass sich allein über PPAs die 2030er Ausbauziele für Erneuerbare Energien erreichen lassen. Unter Kostenminimierungs Gesichtspunkten erscheint **auch nach 2030** eine **Dualität zwischen** (im Wesentlichen) **ungefördertem** (PPAs) **und durch Ausschreibungen abgesichertem Ausbau** sinnvoll.

- › Die Teilnahme an PPAs und CfDs (Contracts for difference) muss stets **freiwillig** sein. Die Einführung nachträglicher Erlösabschöpfungen für Bestandsanlagen erschüttert das Investorenvertrauen und ist abzulehnen.
- › Der Ausbau über PPAs soll immer mit vollen Marktchancen verbunden sein, während der geförderte Ausbau deutlich risikoärmer, dann aber auch mit geringeren Ertragschancen auszugestalten ist.

Systemverträglichen Einsatz Erneuerbarer Energien in den Blick nehmen

Weil Erneuerbare Energien zunehmend zur zentralen Säule des Stromsystems werden, kommt ihrem systemverträglichen Einsatz zunehmende Bedeutung bei. Der BDEW spricht

sich deshalb nach 2030 für Fördermodelle aus, die eine Einspeisung in Zeiten negativer Preise unattraktiv machen und dennoch Sicherheit für eine Refinanzierung der Vollkosten bieten.

- › Solche Eigenschaften sieht der BDEW im **Marktmengenmodell** verwirklicht, das eine Fortentwicklung der geltenden Regelung darstellt:
 - Die Zahlung der symmetrischen Marktprämie wird für eine feste Menge MWh, anstatt wie im EEG über einen festen Zeitraum, geleistet.
 - Bezuschlagte Bieter sind in Zeiten von Strommarktpreisen über null zur Einspeisung verpflichtet.
 - In Zeiten negativer Strompreise wird keine Vergütung gezahlt.
 - Die Betreiber sollten diesen Strom jedoch für andere Anwendungen außerhalb der Einspeisung ins Stromnetz nutzen und so weitere Erlösströme erschließen dürfen (Sektor-kopplungs-Anwendungen).
- › **Financial CfDs** stellen eine weitere Option dar:
 - Anlagenbetreiber erhalten eine fixe monatliche Zahlung vom Staat, um die es eine wettbewerbliche Auktion gibt.
 - Dafür zahlen sie dem Staat einen Referenzerlös auf Basis einer Referenzanlage zurück.
 - Ihre tatsächlichen eigenen Spoterlöse behalten sie.
 - Damit werden sowohl Preis- als auch Volumenrisiken der Investoren in gewissem Umfang abgesichert.

CfDs marktgerecht ausgestalten

Im Falle eines signifikanten Ausbaus von Kapazitäten im Rahmen von CfDs in der heutigen Ausgestaltung besteht das Risiko, dass die Liquidität auf den Terminmärkten erheblich abnimmt (wie z. B. im Vereinigten Königreich beobachtet). Es ist daher wichtig, ihre Ausgestaltung zu verbessern, um zu vermeiden, dass die in den obigen Fragen angesprochenen Verbesserungen der Terminmärkte zunichtegemacht werden:

- › Bei der Änderung der Ausgestaltung von Standard-CfDs könnte berücksichtigt werden, dass Erzeuger, die von CfDs profitieren, einen Teil ihrer Mengen auf den Terminmärkten absichern.
- › Dies kann beispielsweise dadurch geschehen, dass die richtigen Anreize dafür geschaffen werden oder die Einführung einer Market-Maker-Funktion auf den Terminmärkten in Betracht gezogen wird (wie dies bereits auf vielen Rohstoffmärkten der Fall ist). Derartige Maßnahmen könnten mit den CfD-Einnahmen des Staates finanziert werden.

Herkunftsnachweise haben eine wichtige Anreizfunktion

Die Werthaltigkeit **grüner HKN** sollte weiter gestärkt werden, da die Vergütung für HKN zusätzliche Anreize für Investitionen in neue Erneuerbare-Anlagen schafft (Erleichterung des Transfers zwischen nationalen Registern, Ermöglichung von HKN für Netzverluste, Reduzierung der zeitlichen Granularität von HKN von derzeit einem Jahr auf einen Monat).

- › Wenn künftig an die Stelle einer gleitenden Marktprämie für Neuanlagen zweiseitige CfDs treten, sollten auch diese Neuanlagen grüne HKN ausweisen können. Um eine Wettbewerbsverzerrung zu Lasten ungeförderter Anlagen und PPAs zu vermeiden, sollte die Ausstellung von HKN bei geförderten Anlagen entsprechend wertneutralisierend in der CfD-Ausschreibung berücksichtigt werden. Hierdurch wird langfristig das „**Graustrom-Paradoxon**“ überwunden.

Weitere wichtige Punkte in der aktuellen Diskussion

- › Abzulehnen ist der **griechische Vorschlag** zur Entkopplung von Strom- und Gaspreisen, wonach Erneuerbare Energien unter Einschluss von Laufwasserkraftwerken und Kernenergie auf der Grundlage von CfDs vergütet werden sollen. Hierdurch käme in Bezug auf Erneuerbare Energien und Kernenergie der Wettbewerb auf der Vermarktungsseite praktisch zum Erliegen. Auch der gesamte Strommarkt würde schweren Schaden nehmen.
- › **Prosuming** sollte ausgeweitet werden, um Investitionen auszulösen und die Akzeptanz der Energiewende zu fördern. Durch den regulatorischen Rahmen soll die Nutzung von **Flexibilitätpotenzialen** ermöglicht und angereizt werden. Zugleich sollten Prosumer systematisch in die Finanzierung der **Netzinfrastuktur** eingebunden werden.
- › Neben den skizzierten Konzepten zur Finanzierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien müssen **Fortschritte auf weiteren Feldern** erzielt werden, die dafür entscheidend sind, dass der Anteil Erneuerbarer Energien 2030 80 % erreicht:
 - Die administrative Umsetzung der gesetzlich verankerten Beschleunigungsmaßnahmen muss vor allem vor Ort besser werden (Digitalisierung der Behörden, Abbau des Bearbeitungsstaus etc.).
 - Staatliche Eingriffe (Stichwort Erlösabschöpfung) müssen unterbleiben. Vor allem sind Eingriffe mit rückwirkender Wirkung zu unterlassen.
 - Das Umfeld für den Ausbau von E-Mobilität, Wärmepumpen und Speichern muss verbessert werden.

Inhalt der Langfassung

1	Herausforderung	17
1.1	Ausbaupfad	18
1.2	Effizienz	19
2	Power Purchase Agreements – ungeförderter Ausbau	19
2.1	PPA-Markt	19
2.2	Erschließung weiterer Marktsegmente	21
2.3	Lösungsoptionen	21
2.3.1	Marktbasiertes Clearing	21
2.3.2	Markteinführungsprogramm	22
2.4	Grüne Herkunftsnachweise (HKN)	24
3	Fortdauernder Förderbedarf	25
3.1	Probleme der Finanzierung des Erneuerbaren-Ausbaus im Markt	25
3.2	Studien zur künftig zu erwartenden Entwicklung negativer Strommarktpreise	26
3.3	Vergütung von Erneuerbaren Energien in Hochpreisphasen	27
3.4	Dualität von PPAs und gefördertem Ausbau	30
3.5	Lösungsoptionen	31
3.5.1	Griechischer Vorschlag für ein Strommarktdesign zur Entkopplung von Strom- und Gaspreisen	31
3.5.2	Investitionskostenzuschuss	32
3.5.3	Weiterentwickeltes Marktmengenmodell	32
3.5.4	Financial CfDs	33
3.5.5	Exkurs: Vermarktung der CfDs	34
4	Ausbau dezentraler erneuerbarer Stromerzeugung	34
5	Ausblick: Nicht monetäre Faktoren	35

1 Herausforderung

Deutschland hat sich verpflichtet, seinen CO₂-Ausstoß bis 2030 zu mindern. Die Treibhausgasemissionen werden im Vergleich zum Jahr 1990 schrittweise um mindestens 65 % verringert. Um dieser Verpflichtung nachzukommen, hat Deutschland für den Sektor Energiewirtschaft eine Absenkung der Jahresemissionsmenge auf 108 Mio. Tonnen festgelegt¹.

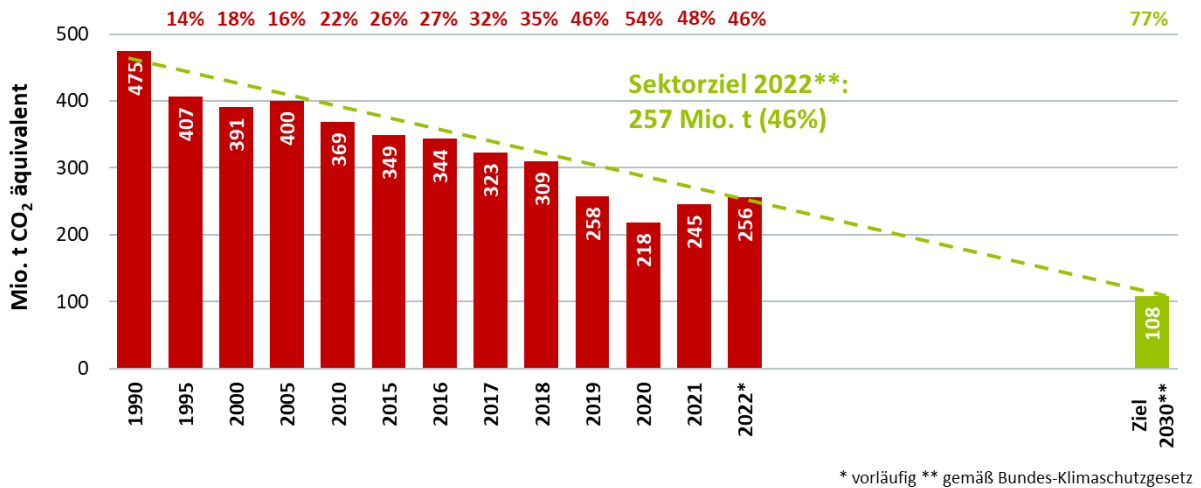


Abbildung 1: Treibhausgas-Emissionen des Sektors Energiewirtschaft (in Mio. t CO₂ eq. und Minderung gegenüber 1990 in %, BDEW, UBA, Bundes-Klimaschutzgesetz, Stand 03/2023)

Damit dies gelingen kann, muss der ambitionierte Ausbau der Erneuerbaren Energien vor und nach 2030 weiter vorangetrieben werden.

Das EEG 2023 schafft die Voraussetzung für einen deutlich beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien. Die Förderung des Zubaus erfolgt durch technologiespezifische Ausschreibungen sowie feste Einspeisevergütungen. Gleichzeitig ist im Koalitionsvertrag der derzeitigen Bundesregierung vorgesehen, dass ab 2030 der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht mehr gefördert wird.

Dieses Diskussionspapier bewertet diesen Plan im Lichte der EE-Ausbauziele und der zu erwartenden Entwicklung im Strommarkt und macht Vorschläge, wie der Ausbau Erneuerbarer Energien auch nach 2030 gewährleistet werden kann.

¹ Anlage 2 zu § 4 Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)

1.1 Ausbaupfad

Den angesprochen Klimaschutzverpflichtungen korrespondiert ein ambitionierter Pfad für den Ausbau der Erneuerbaren Energien.

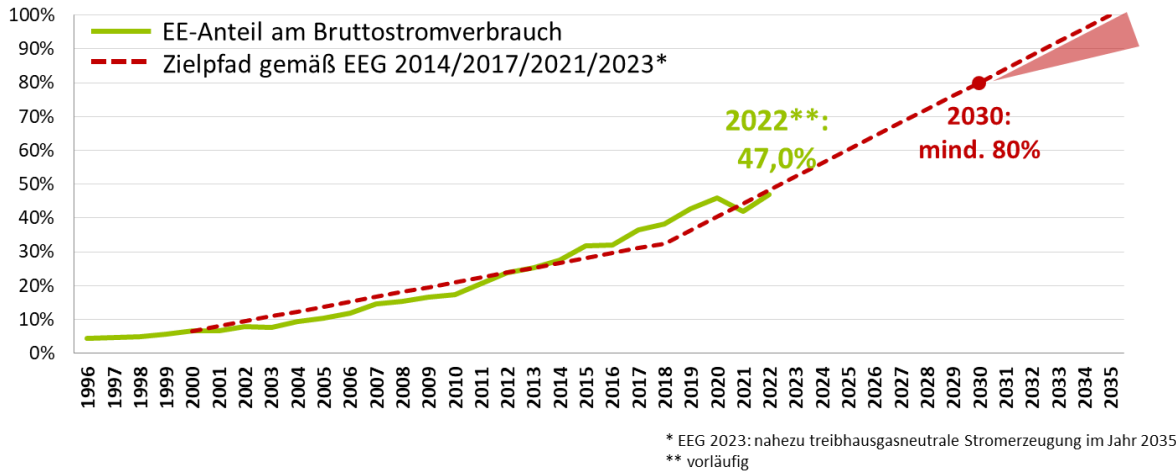


Abbildung 2: Erneuerbaren-Quote Strom (Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch, BDEW, ZSW, Stand 02/2023)

Dies erfordert Jahr für Jahr gewaltige Investitionen in neue Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien. Exemplarisch ist das nachfolgend für den Zubaubedarf für Windenergieanlagen an Land dargestellt.

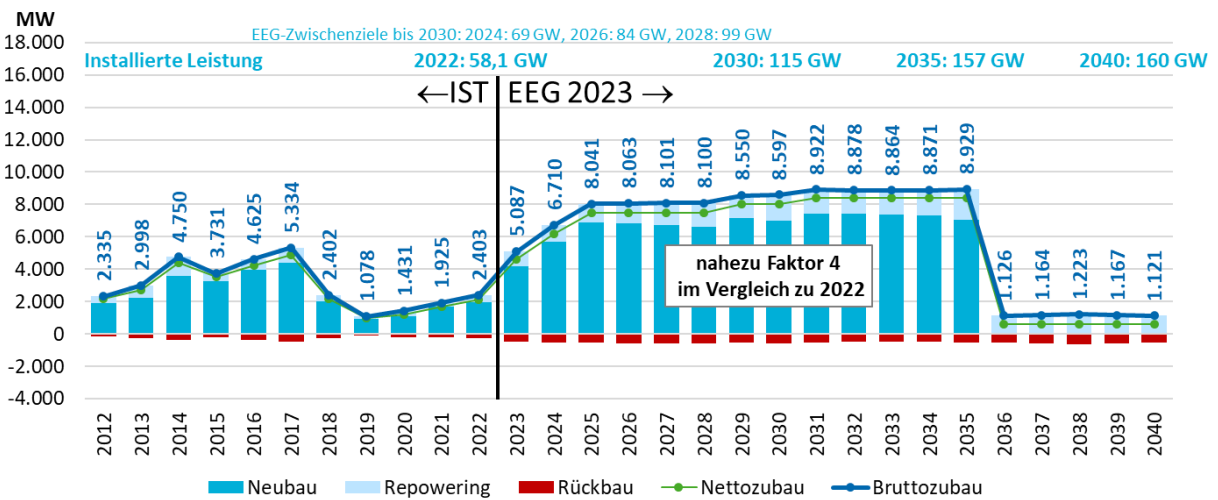


Abbildung 3: Ausbaumengen Wind an Land auf Basis EEG 2023 (AGEE Stat, Deutsche Windguard, EEG 2023, BDEW (eigene Berechnung))

1.2 Effizienz

Die zu dem gewünschten Ausbau der Erneuerbaren Energien erforderlichen Investitionen bewegen sich in erheblichen volkswirtschaftlichen Größenordnungen. Die Erreichung der Ausbauziele sollte mit einem effizienten Einsatz von Mitteln geschehen. Die kriegsbedingte Preisentwicklung und die daraus resultierende öffentliche Debatte zeigen, dass dauerhafte Mehrkosten, die bei Haushalten, KMU und der Industrie ankommen, rasch zu gesellschaftlichen Spannungen führen können.

Vorrang muss deshalb dem **ungeförderten EE-Ausbau** zukommen. Zugleich ist jedoch zu bedenken, dass der ungeforderte Ausbau möglicherweise nicht ausreicht, um die Ausbauziele zu erreichen. Wenn sich eine Lücke ergibt, muss diese durch Förderung geschlossen werden.

Unter den Bedingungen der Energiewende ist ein Marktdesign effizient, wenn es dem Grundsatz **„so viel ungeförderter EE-Ausbau und so viel geförderter EE-Ausbau wie nötig“** genügt.

2 Power Purchase Agreements – ungeförderter Ausbau

Die Finanzierung des Zubaus Erneuerbarer Energien sollte zunehmend durch Erlöse aus dem Strommarkt erfolgen. Schon heute besteht die Möglichkeit, dass sich ein Teil der Anlagen außerhalb der ausgeschriebenen Mengen über PPAs (Power Purchase Agreements) finanzieren lässt. Erneuerbare-Technologien, wie Wind-an-Land, die an guten Standorten bereits nahezu zum Marktpreis Strom erzeugen können, werden sich automatisch für eine Finanzierung durch PPAs entscheiden, sobald die Ausschreibungen durch eine ausreichende Projektpipeline wieder überzeichnet sind und daher ein Anreiz entsteht, das Projekt im Markt, anstatt über die Ausschreibung zu finanzieren.

2.1 PPA-Markt

PPAs sind vom Hoffnungsträger zu einem realen Faktor geworden. Das gilt auch für PPAs mit einer Laufzeit von 10 Jahren. Eine solche Laufzeit ermöglicht die Finanzierung des Baus von Neuanlagen.

Kern der nachfolgenden Überlegungen ist die Frage, ob der sich entwickelnde Markt Hilfestellungen braucht, um zu wachsen oder ob zu erwarten ist, dass die Marktkräfte den Job allein machen. Zur Beantwortung dieser Frage, ist zunächst das Ambitionsniveau zu klären. Einerseits geht es nicht darum, dass überhaupt PPAs abgeschlossen werden („Proof of Concept“). Andererseits ist es nicht realistisch, dass sich allein über PPAs die Ausbauziele für Erneuerbare Energien erreichen lassen. Der BDEW hat das Zusammenspiel von ungefördertem und geförderten Ausbau so beschrieben: Der geförderte Ausbau *„stellt das Erreichen der politisch gesetzten Ausbauziele für Erneuerbare Energien sicher. Nur wenn der Ausbau*

marktgetrieben nicht ausreichend erfolgt, kommt es zur Ausschreibung der erforderlichen Kapazitäten, die notwendig sind, um diese Ausbauziele zu erreichen.“².

In zwei Marktsegmenten manifestieren sich zunehmend PPAs:

- › **Neuanlagen**, die nicht unter die Förderung fallen, wie PV-Freifläche (bisher ab 10 MW, mit EEG-2023 ab 20 MW), deren Produktion von **Großverbrauchern mit hoher Bonität** („Investment Grade Verbraucher“) über eine lange Laufzeit (z. B. 10 Jahre) kontrahiert wird.
- › **Ausgeförderte Anlagen**, deren Produktion über einen Zeithorizont von 3 bis 4 Jahren an gebündelte kleinere Industrieverbraucher mit geringerer Bonität und Größe veräußert wird.

Umgekehrt ist jedoch festzustellen, dass das Marktsegment „Finanzierung von Neuanlagen für Non-Investment Grade Kunden“ bisher brach liegt. Das heißt: Der ungeförderte Ausbau der Erneuerbaren Energien ist in Gang gekommen, verfehlt aber das oben beschriebene Ambitionsniveau.

Als mögliche Ursache ist insbesondere das Gegenparteirisiko zu betrachten.

Für **Verbraucher mit hoher Bonität** („Investment Grade Verbraucher“) ist – auch bei PPAs mit langer Laufzeit – die Einführung einer Institution, die das Gegenparteirisiko übernimmt, nicht erforderlich. Wenn derzeit nicht noch mehr PPAs in diesem Segment abgeschlossen werden, dann liegt das im Wesentlichen an drei Faktoren:

- › Verzögerungen durch Planungs- und Genehmigungsverfahren,
- › Verunsicherung der Investoren durch Markteingriffe, insbesondere Preisobergrenzen,
- › erforderliche Lerneffekte auf beiden Marktseiten.

Hinzu tritt die ungebrochen hohe Attraktivität der gleitenden Marktprämie und der staatlichen Förderung über 20 Jahre.

Auch **Kurzläufer-PPAs**, die sich auf **ausgeförderte Anlagen** beziehen, treffen auf eine Nachfrage, die perspektivisch wachsen wird und auch von Verbrauchern mit geringerer Bonität („normale Verbraucher“) abgeschlossen wird. Es ist zu erwarten, dass sich am Markt eine Nachfrage nach PPA-Scheiben von selbst entwickeln wird. Allerdings hat aktuell die Einführung von Preisobergrenzen für eine gewisse Verunsicherung potenzieller Anbieter gesorgt.

PPAs müssen auf der Anbieterseite nicht notwendig vom Investor selbst abgeschlossen werden. Es gibt neben Corporate PPAs (auf der Anbieterseite steht ein Projektierer) auch Utility PPAs (ein EVU schließt ein PPA mit einem Projektierer und vermarktet die Mengen über die „klassischen“ Kanäle, wie z. B. am Terminmarkt).

² Das „3-Säulen-Modell“ – Konkretisierung der BDEW-Vorschläge für einen Finanzierungsrahmen für Erneuerbare-Energien-Anlagen, Positionspapier 31. Mai 2019

Um den Abschluss von PPAs zu fördern, sind noch eine Reihe von Verbesserungen notwendig, z. B. eine Verbesserung des Angebots standardisierter Verträge, die vollständige CO₂-Kosten-Kompensation für stromintensive Unternehmen beim Bezug grüner PPAs und Maßnahmen zur Stärkung des Marktwertes der grünen Eigenschaft.

Ungeförderte EE-Anlagen müssen alle relevanten Finanzströme für ungeförderte Anlagen (neben EOM-Markterlösen (Energy-Only-Markt) zusätzlich Erlöse aus grünen Herkunftsnachweisen (HKN), Regelenergiemarkt, Vermarktung von Flexibilität, Beteiligung an Kapazitätsmarkt) erschließen können.

2.2 Erschließung weiterer Marktsegmente

Aus prinzipiellen Gründen sollten für Marktsegmente, die sich ohnehin entwickeln, keine unterstützenden Maßnahmen ergriffen werden, da ansonsten der Wettbewerb verzerrt würde. Auch ist zu bedenken, dass ansonsten die Grenzen zwischen ungefördertem und gefördertem EE-Ausbau beseitigt würden. An die Stelle des Marktes träte auf der Nachfrageseite ein Single Buyer.

Längerfristige PPAs für Verbraucher mit geringerer Bonität („normale Verbraucher“) scheitern derzeit dagegen am Gegenparteirisiko.

2.3 Lösungsoptionen

2.3.1 Marktbasiertes Clearing

Grundsätzlich lässt sich das **Gegenparteirisiko** über den Energiemarkt besichern – entweder über geclearte Termingeschäfte an einer Energiebörse oder mittels über ein Clearinghaus (zentraler Kontrahent) geclearter OTC-Termingeschäfte.

Das marktbasierete Clearing kommt aber bisher nur begrenzt für Erneuerbare-PPAs in Frage, da zum einen die Anforderungen zur Sicherheitenstellung (Margins) eine finanzielle Liquiditätsherausforderung darstellen und zum anderen, sich Termingeschäfte bisher nur bis zu 10 Jahre im Voraus über das Clearing absichern lassen.

Für eine begrenzte Laufzeit der Besicherung hat sich im Energiemarkt bereits das Konzept des sog. Stack-and-Roll etabliert, bei dem die Absicherung zunächst für den am Markt verfügbaren Zeitraum erfolgt und dann über die restliche Laufzeit des PPA rollierend fortgesetzt wird.

Für die notwendige Stellung von Sicherheiten für das marktbasierete Clearing sollte geprüft werden, ob eine staatliche Liquiditätsunterstützung möglich ist. So könnte das existierende und bis Ende 2023 laufende Margining-Finanzierungsinstrument der Bundesregierung weiterentwickelt und institutionalisiert werden. Der Vorteil des marktbasiereten Clearings ist, dass PPAs zur Handelsliquidität der Terminmärkte beitragen und gleichzeitig von einem liquiden Markt profitieren. Der Staat würde selbst nicht das Gegenparteirisiko tragen müssen,

sondern nur eine Finanzierungsfunktion der Sicherheitsleistung übernehmen. Aufwendige und neue Bürokratie für Bonitätsprüfungen seitens des Staates wären nicht nötig.

2.3.2 Markteinführungsprogramm

Soweit marktbasierendes Clearing nicht ausreicht um PPAs auch im Marktsegment der „Non-Investment Grade Verbraucher“, also der Mehrzahl der Verbraucher, zum Durchbruch zu verhelfen, könnte ein spezielles Markteinführungsprogramm mit folgenden Merkmalen aufgelegt werden:

- › Eine Förderinstitution übernimmt das Gegenparteirisiko (Garantiegeber-Funktion).
- › Die Laufzeit des Programms ist von vornherein eng zeitlich begrenzt, um den Markt anzuschieben.
- › Teilnahmeberechtigt sind ausschließlich PPAs in einem definierten Abnehmersegment (nicht PPAs anreizen, die sowieso kommen).
- › Vertragsgegenstand sind Lieferungen aus Neuanlagen.
- › Laufzeit der Lieferungen sind 10 Jahre.
- › Klare Mindestanforderungen an die Bonität teilnehmender Unternehmen.
- › Nicht abgedeckt werden Preisrisiken, Profilierungsrisiken, gesellschaftliche Risiken.

Das Markteinführungsprogramm sollte unter den genannten Voraussetzungen auch potenziellen PPA-Gebern und abnehmenden EVU offenstehen. Ein solches Programm ist ohne staatliche Finanzierung des Risikoportfolios nicht möglich. Auch muss von vornherein die Einbeziehung von Geschäftsbanken insbesondere bei der Bewertung der Bonität von Kunden mitbedacht werden.

Steckbrief „Markteinführungsprogramm“

- Programm zur Absicherung des **Gegenparteirisikos**
- abgesichert werden Verträge mit 10 Jahren Laufzeit
- definiertes PPA-Abnehmersegment
- Keine Aktivität in Marktsegmenten, die ohnehin laufen
- Heranführung an Risiken
 - Keine volle Risikoübernahme
- Ausschleichen des Angebots
 - Degressive Ausgestaltung nachfolgender Verträge

Garantie
Geber

Vertragsbeginn	Risikoübernahme für 10 J
2024	80 %
2026	66 %
2028	50 %
2030	0 %

Abbildung 4: Steckbrief „Markteinführungsprogramm“ (BDEW, eigene Darstellung)

Die Flankierung langfristiger PPAs durch eine institutionelle Risikoabsicherung ähnelt einem CfD (Contracts for difference) und damit dem geförderten Ausbau. Ziel muss es sein, den Markt aufzubauen, statt ihn zu ersetzen. Auch in dem abgesicherten Marktsegment für grüne PPAs müssen potenzielle Investoren/Lieferanten daher schrittweise dahin geführt werden, auf Ausfallgarantien verzichten zu können. Dies ist auch aus industriepolitischer Sicht sinnvoll: Industrie- und Gewerbeunternehmen mit einer niedrigeren Bonität können sich damit langfristig absichern.

Das Auslaufen der Garantiegeber-Funktion muss im Design angelegt werden.

- › Bereits bei Auflage des Programms übernimmt die fördernde Institution nur einen definierten Prozentsatz des Risikos (z. B. 80 %).
- › Degressive Ausgestaltung: Für später abgeschlossene Neuverträge übernimmt die fördernde Institution nur einen niedrigeren Prozentsatz des Risikos (wie in Abbildung 4 beispielhaft dargestellt).

Aufgrund seiner besonderen Bedeutung für den Abschluss von PPAs wurde vorangehend auf das Gegenparteirisiko eingegangen. In Zusammenhang mit der Ausgestaltung der PPAs ist eine **Fixpreisbindung** der bestimmende Faktor. Energieintensive Unternehmen und Versorger müssen – selbst, wenn sie über eine hohe Bonität verfügen – solche Verträge in ihrer Bilanz als Verbindlichkeit ausweisen. Die Auswirkung auf ihre Verschuldung erschwert daher solchen Unternehmen den Abschluss von PPAs. Eine Preisindexierung wirkt dem entgegen, kann aber dazu führen, dass sich die Finanzierungsbedingungen für den Investor verschlechtern. Eine begrenzte Risikoübernahme durch eine staatliche Institution ist daher auch insoweit zu prüfen.

Schließlich bringen langfristige Verträge, wie PPAs, auch ein **Volumenrisiko** mit sich. Hier könnten sich Konsortien bilden, welche PPAs im Namen mehrerer kleinerer Käufer abschließen und damit die PPA-Risiken teilen. Sollten sich solche Pools nicht im erforderlichen Umfang am Markt herausbilden, ist über eine Incentivierung durch die öffentliche Hand nachzudenken³.

Ein freiwilliger Pool könnte auch aus industriepolitischer Sicht sinnvoll sein, weil er eine langfristige Absicherung gegen Preisrisiken bieten könnte.

³ Einen Ansatz hierzu böte die Schaffung eines Pools, der Angebote von Erzeugern und Abnehmern zusammenführt. Der Pool übernehme das Gegenparteirisiko, würde aber nicht die Volumen bündeln und anbieten. Die hierbei entstehenden Kosten können entweder staatlich getragen oder auf alle Teilnehmer umgelegt werden. Aktuelle Vorschläge zur Schaffung eines solchen Pools stellen interessante Ansätze dar, die jedoch einer sorgfältigen Prüfung bedürfen. Die Beteiligung an einem solchen Pool sollte freiwillig sein. Von vornherein sollte eine Ausgestaltung angestrebt werden, die darauf angelegt ist, dass sich ein liquider Sekundärmarkt herausbilden kann. Hierzu bedarf es zwingend einer Standardisierung von Kontrakten. Auf diese Weise ließe sich das Volumenrisiko begrenzen. Außerhalb des Pools muss jedoch weiterhin Vertragsfreiheit gegeben sein.

2.4 Grüne Herkunftsnachweise (HKN)

HKN können ein wichtiges Element zur Refinanzierung darstellen. Der BDEW hat sich deshalb bereits früher für eine Stärkung der grünen Eigenschaft ausgesprochen:

„Volkswirtschaftlich liegt der Nutzen von PPAs v. a. in einem eigenständigen Beitrag zum Ausbau der Erneuerbaren Energien. Dieser Beitrag bemisst sich nach dem Kriterium der Zusätzlichkeit. Den höchsten Grad an Zusätzlichkeit bietet die Finanzierung neuer Anlagen außerhalb eines Förderregimes, die dann zusätzlich zu den definierten Ausschreibungsvolumina realisiert werden. Aber auch die Finanzierung des fortgesetzten Betriebs nach Ende des Förderzeitraums bietet mit Blick auf den Nettoausbau einen substantiellen Grad an Zusätzlichkeit, soweit ein volkswirtschaftlich ineffizienter Marktaustritt noch funktionsfähiger Anlagen vermieden wird. Wichtig für das Marktdesign ist es, dass sich der volkswirtschaftliche Nutzen der Zusätzlichkeit in einen entsprechenden Nutzen für Anbieter und den Kunden niederschlägt. Damit der Wert der grünen Eigenschaft gehalten bzw. verstärkt wird, muss das bestehende Doppelvermarktungsverbot beibehalten werden.“⁴

Diese Werthaltigkeit sollte weiter gestärkt werden, da sonst das Chance-Risiko-Profil des ungeforderten EE-Ausbaus in Frage steht. Der Transfer von HKN zwischen nationalen Registern sollte erleichtert sowie die Nachfrage nach HKN weiter gestärkt werden, beispielsweise indem Netzbetreiber die Möglichkeit bekommen, HKN für Netzverluste zu verwenden. Die zeitliche Granularität von HKN von derzeit einem Jahr sollte auf einen Monat reduziert werden, da dadurch HKN näher mit der Stromerzeugung und dem Stromverbrauch zusammengebracht werden.

Dementsprechend hatte sich der BDEW dagegen ausgesprochen, Anlagen während ihrer Förderung HKN zuzuordnen.

„Damit der Wert der grünen Eigenschaft gehalten bzw. verstärkt wird, muss das bestehende Doppelvermarktungsverbot beibehalten werden.“⁵

Wenn künftig an die Stelle einer gleitenden Marktprämie zweiseitige CfDs treten, ist die Situation eine andere. Dann sollten HKN **in die Gebote neuer Ausschreibungen eingepreist** werden dürfen. Wenn die Ausgabe von HKN auf ausgeforderte Anlagen und Neuanlagen beschränkt ist, wird es nicht zu einem raschen Wertverfall der HKN kommen (langsamer Aufwuchs). Mit fortschreitendem EE-Ausbau wird der Wert von HKN vermutlich zurückgehen. Da für eine Finanzierung jedoch die ersten Jahre besonders entscheidend sind und sich PPAs zunehmend durchsetzen werden, ist dieser Effekt vermutlich in mittlerer Zukunft vernachlässigbar.

⁴ BDEW, Marktdesign 2030+, Das Marktdesign für eine klimaneutrale Energieversorgung, 08/2021, S. 24 f.

⁵ BDEW, Marktdesign 2030+, Das Marktdesign für eine klimaneutrale Energieversorgung, 08/2021, S. 25

Zudem sollte bei HKN eine Produktdifferenzierung von geförderten und ungeförderten HKN eingeführt werden, um für den marktgetriebenen Zubau eine höhere Zahlungsbereitschaft über die Additionalität zu schaffen.

Der Grundgedanke des Doppelvermarktungsverbots greift dann nicht für Neuanlagen, wenn der erwartete Wert für HKN in die Auktionsgebote eingepreist wird. Vielmehr sinkt dadurch der Förderbedarf in Höhe des erwarteten Erlöses aus dem Verkauf von HKN. Auch stehen diese HKN nicht dem Staat zu, denn durch die von den Bietern vorgenommene Einpreisung hat der Staat nicht für die HKN „bezahlt“. Um eine Wettbewerbsverzerrung zu Lasten ungeförderter Anlagen und PPAs zu vermeiden, sollte die Ausstellung von HKN bei geförderten Anlagen also entsprechend wertneutralisierend in der CfD-Ausschreibung berücksichtigt werden.

Ein weiterer Vorzug dieses modifizierten Ansatzes liegt darin, dass hierdurch das **„Graustrom-Paradoxon“** überwunden wird: In einem Markt mit sehr hohen EE-Anteilen ist es schwer zu vermitteln, dass dauerhaft ein erheblicher Anteil grünen Stroms als grau ausgewiesen wird.

3 Fortdauernder Förderbedarf

3.1 Probleme der Finanzierung des Erneuerbaren-Ausbaus im Markt

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird schwerpunktmäßig durch Windenergie an Land und auf See sowie Photovoltaik gewährleistet. Wind und PV sollen gemäß EEG 2023 bis 2030 eine installierte Gesamtleistung von 350 GW bereitstellen. Gemäß EEG und WindSeeG werden diese Zubauten durch technologiespezifische Ausschreibungen, feste Einspeisetarife und Zubau zur Eigenversorgung angereizt.

Zwar ist zu erwarten, dass die bereits wettbewerbsfähigen Erneuerbaren Energien – derzeit Freiflächen-PV und Offshore-Wind – den Zubau durch den Abschluss von PPAs zunehmend ungefördert finanzieren. Für höherpreisige Erneuerbare Energien muss der Zubau demgegenüber durch eine entsprechende Förderung in Form der **symmetrischen Marktprämie** gestützt werden. Im Gegensatz zur gleitenden Marktprämie schafft die symmetrische Marktprämie den Anreiz für Investoren, sich direkt für den Abschluss eines PPAs zu entscheiden.

Technologiespezifische Ausschreibungen sollten auf absehbare Zeit weiterhin möglich sein. Anderenfalls könnte der Zubau teurerer Technologien zum Erliegen kommen. Für die weitere Entwicklung des PPA-Markts sind stabile Rahmenbedingungen notwendig.

Ziel der derzeitigen Bundesregierung ist es, bis 2030 aus der Förderung der Erneuerbaren Energien auszusteigen und den weiteren Zubau nur noch marktlich zu finanzieren. Zwar erwecken die aktuellen und mittelfristig zu erwartenden Strommarktpreise den Anschein, dass ein gänzlicher Verzicht auf eine Förderung 2030 machbar sein könnte. Die fluktuierenden

erneuerbaren Erzeuger haben jedoch das Problem, dass der am Markt zu erzielende Erlös stark volatil ist: Bei hoher Einspeisung und geringer Last sinkt der Strompreis und fällt immer häufiger in den negativen Bereich. Mit fortschreitendem Zubau wird dieser Effekt verstärkt. Die erneuerbaren Stromerzeuger können im Lichte dieser Entwicklung ihre Erzeugungsanlagen nur schwer finanzieren, da die Erlössituation ungewiss ist und zudem schrumpfende Preise am Spotmarkt in Zeiten hoher Einspeisung zu erwarten sind.

Betrachtet man die Jahre 2015 bis 2018, so unterliegen die **negativen Strompreise** zwar gewissen Schwankungen, anhand der Daten war aber in diesen 3 Jahren kein Anwachsen der Stundenkontrakte mit negativen Strompreisen erkennbar. Die Jahre 2015, 2017 und 2018 lagen mit 126 bis 149 Stunden negativer Strompreise in einem relativ engen Wertebereich. Im Jahre 2016 traten sogar weniger als 100 negative Preisstunden auf.

Im Jahr 2019 traten 211 Stunden negativer Strompreise auf und 2020 dann sogar 298 Stunden. Im März bis Juli 2020 wirkten sich vor allem die Auswirkungen des Covid-19-Lockdowns aus. Das Jahr 2021 war insbesondere im zweiten Halbjahr wieder von einem großen Strombedarf bei geringeren erneuerbaren Einspeise-Mengen geprägt, sodass die Zahl der negativen Stundenkontrakte auf einen Wert von 139 Jahresstunden zurückging.

3.2 Studien zur künftig zu erwartenden Entwicklung negativer Strommarktpreise

Agora Energiewende hatte im Jahr 2014 die im Jahr 2022 zu erwartende Anzahl von Stunden negativer Strompreise mit 1.000 beziffert, sollten die damals im Stromsystem befindlichen 20 bis 25 GW konventioneller Kraftwerksleistung weiterhin durchgehend Strom erzeugen⁶.

Energy Brainpool ermittelte in einer Studie 2021 für das Jahr 2030 305 zu erwartende negative Preisstunden, wobei die Ergebnisse der Modellierung ganz erheblich vom modellierten Wetter – insbesondere an Wochenenden – abhing sowie von der Entwicklung der Stromnachfrage. Ging sie um 5 % zurück, stieg die Zahl negativer Preisstunden um 35 % an. Entscheidend für das Ergebnis war auch die Flexibilisierung der Gaskraftwerke mit Wärmeauskopplung: Wurden sie alle im Modell flexibilisiert, sanken die Stunden negativer Preise um 66 %. Zudem waren die verschiedenen Erneuerbaren Energien sehr unterschiedlich betroffen. Am stärksten war die Offshore-Windenergie erfasst, die gemäß der Modellierung 2030 bis zu 18 % ihres Stroms in Zeiten negativer Preise erzeugen wird⁷.

Der Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) ermittelte in seinem Strompreisszenario aus dem Jahr 2021 für 2030 rund 360 zu erwartende Stunden negativer Strompreise, die bis 2040 nochmals erheblich auf rund 420 Stunden ansteigen. Erst danach sinken die negativen

⁶ Agora Energiewende, Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz, Studie von Energy Brainpool, Berlin 2014.

⁷ Energy Brainpool, Negative Strompreise: Historische Entwicklung und Ausblick bis 2030. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Berlin 2021.

Preisstunden im BEE-Szenario durch die Erschließung von Flexibilitäten durch Sektorkopplung deutlich ab. Ähnlich wie Energy Brainpool und Agora Energiewende stellte auch der BEE heraus, wie stark die Simulationsergebnisse von Wetterereignissen und dem Zeitpunkt von deren Auftreten abhängen⁸. Die Studien zeigen daher übereinstimmend, dass die Errichtung ungeförderter erneuerbarer Erzeugungsanlagen nach 2030 für Investoren kaum darstellbar sein wird. Hinzu kommen Unsicherheiten, ob der Hochlauf flexibler Verbraucher, wie E-Mobile, und Wärmepumpen in der geplanten Geschwindigkeit erfolgt und in welchem Maße Speicher zugebaut werden. Daher muss auch ab diesem Zeitpunkt ein gewisser Förderrahmen gegeben sein, auch wenn dieser nicht notwendig aus einer gleitenden oder symmetrischen Marktprämie bestehen muss (siehe Abschnitt 4 „Lösungsoptionen“)⁹.

3.3 Vergütung von Erneuerbaren Energien in Hochpreisphasen

Die Debatte orientierte sich bislang an den nachteiligen Effekten negativer Strompreise auf die Finanzierbarkeit neuer EE-Anlagen. Das aktuelle Marktumfeld ist von einer bisher ungekannten Hochpreisphase gekennzeichnet.

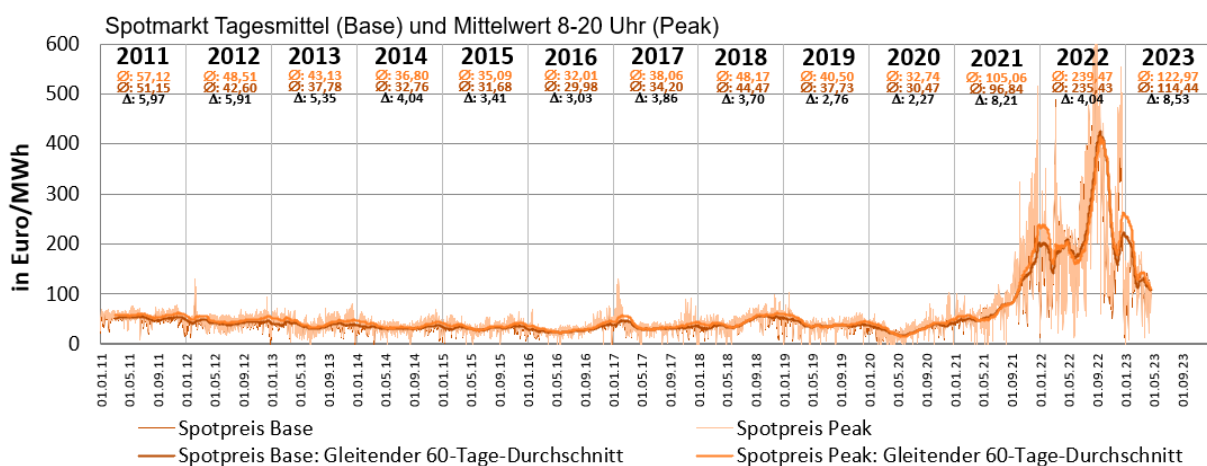


Abbildung 5: Preisentwicklung Strombörse Spotmarkt ab 2011 (Spotmarkt Tagesmittel (01.01.2011 – 20.04.2023), EEX, entso-e)

⁸ Fraunhofer-Institute für Energiewirtschaft und Netzbetrieb (IEE) und Solare Energiesysteme (ISE), Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energien (BEE), Kassel, Freiburg 2021.

⁹ Zur besseren Abschätzung der Effekte der erwarteten zunehmenden Sektorkopplung in den Bereichen Verkehr und Wärme sowie der Wasserstoff-Elektrolyse auf die Strompreise und auf die Häufigkeit und Intensität negativer Preise wären weitere Studien hilfreich.

Zwar ist zu berücksichtigen, dass auch in einer Hochpreisphase in Stunden einer sehr geringen Last, z. B. mittags an sonnigen Sommersonntagen, Erneuerbare Energien den Preis im Day-Ahead-Markt setzen:

Sonntag, 14. August, 14:00 Uhr: 74,02 €

Es gibt jedoch auch an solchen Tagen eine nicht unbedeutende Anzahl von Sonnenstunden, in denen andere Anlagen den Preis setzen:

Sonntag, 14. August, 10:00 Uhr: 309,00 €

Sonntag, 14. August, 17:00 Uhr: 343,52 €

Wochentags ist dieser Effekt noch sehr viel deutlicher zu beobachten:

Mittwoch, 17. August, 10:00 Uhr: 549,97 €

Mittwoch, 17. August, 17:00 Uhr: 593,03 €

Nur ergeben sich an solchen Wochentagen „Mitnahmeeffekte“ auch während der Mittagspitze:

Mittwoch, 14. August, 14:00 Uhr: 493,09 €

Erlöse oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten sind – grundsätzlich betrachtet – kein Fehler, sondern dienen der Refinanzierung der Anlagen und reizen den Neubau von Anlagen an. Dieser erwünschte Effekt würde allerdings auch bei niedrigeren Marktpreisen eintreten. Das zeigt sich am Zusammenspiel der Ergebnisse der Auktionen für die Marktprämie und den längerfristigen Preiserwartungen vor 2021/2022, die sich in Jahresfutures niedergeschlagen haben.

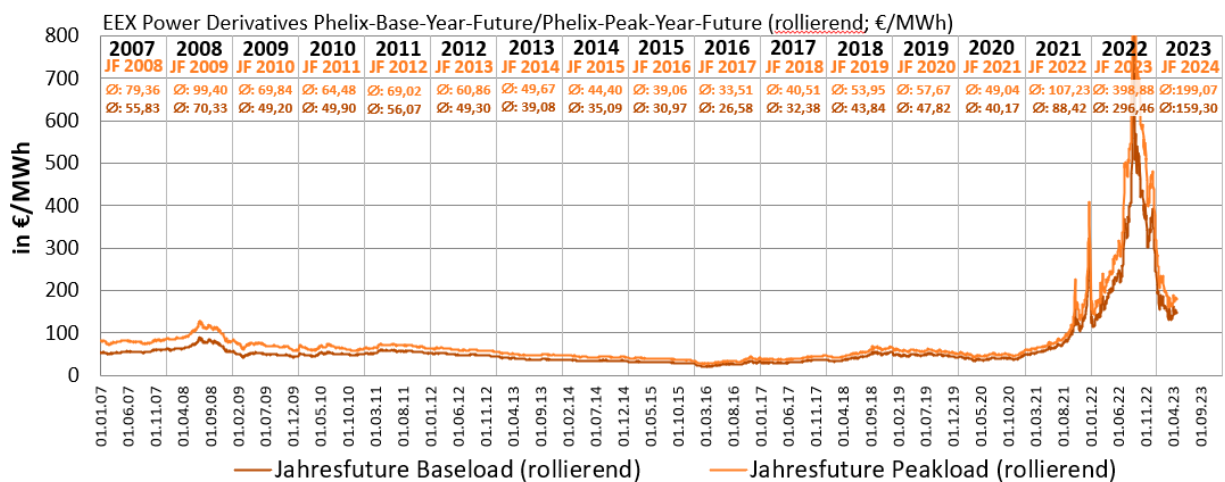


Abbildung 6: Preisentwicklung Strombörse: Terminmarkt ab 2007 (Terminmarkt Jahresfuture (JF) (01.01.2007 – 19.04.2023), EEX)

Auslöser für die inzwischen rückläufige Hochpreisphase waren in erster Linie die Verknappung und Verteuerung der Gaslieferungen. Es ist damit zu rechnen, dass die Hochpreisphase auch im weiteren Verlauf von 2023 und 2024 anhält. Jenseits 2024 ist zwar mit einer gewissen Entspannung, nicht aber mit einer Rückkehr zu den niedrigen Gaspreisen vor 2021/2022 zu rechnen. Dies liegt an der Veränderung der Bezugsregionen und damit einhergehender Transportstrukturen. Der Ausstieg aus den Energieträgern Braunkohle, Steinkohle und Atom führt dazu, dass Gaskraftwerke nicht selten den Preis setzen. Wenn darüber hinaus das Angebot noch knapper oder die Nachfrage (Stichwort Elektrifizierung) noch höher ist, wird Flexibilität auf der Kundenseite häufiger den Preis setzen. Solche Flexibilitäten sind preislich oft oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten der teuersten Erzeugungsanlagen angesiedelt. Mittel- bis langfristig könnten stark skalierte Flexibilitäten, wie Elektrolyseure oder Batterien, die entstehende „mittlere Lücke“ zwischen EE & Peak-Anlagen vermehrt auffüllen und preissetzend wirken. Hinzu kommen längerfristig auch die Flexibilitäten von Endkunden. In einem Energy-Only-Markt sind Preisausschläge auch sinnvoll und wichtig, um die Refinanzierung der Kapitalkosten von Anlagen zu gewährleisten, die nur wenige Stunden im Jahr Strom einspeisen oder ihren Verbrauch drosseln.

Diese Situation wird sich auch mit der Dekarbonisierung des Gases nicht rasch ändern. Blauer Wasserstoff ist aufgrund des erforderlichen zusätzlichen Verfahrensschritts der Dampferformierung zwangsläufig teurer als Erdgas. Grüner Wasserstoff wird langfristig – insbesondere in anderen Weltregionen – zu günstigen Preisen erzeugt werden können, wenn es gelingt, hierfür einen Weltmarkt zu schaffen.

Technical potential for producing green hydrogen under USD 1.5/kg by 2050, in EJ

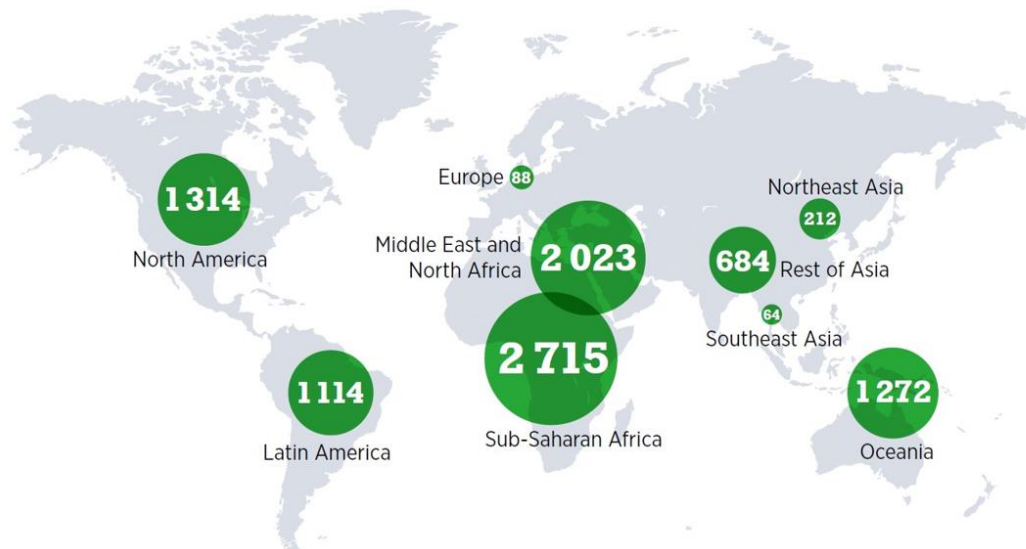


Abbildung 7: Technisches Potenzial für die Herstellung von grünem Wasserstoff (Quelle: IRENA)

Allerdings ist bis dahin eine erhebliche Lernkurve zu durchschreiten. Auch ist damit zu rechnen, dass es in einer Anfangsphase eine Konkurrenz um Erneuerbare Energien geben wird. Konkurrieren werden stromseitige und wasserstoffseitige Anwendungen.

Für die Finanzierung von Erneuerbaren Energien lässt sich festhalten, dass

- › sie sich nicht ohne einen Blick auf das gesamte Strommarktdesign sinnhaft gestalten lässt,
- › das Strommarktdesign durch eine nie dagewesene Hochpreisphase unter Stress gesetzt worden ist,
- › mittelfristig ein gewisser Preisrückgang zu erwarten ist, der aufgrund der dargelegten Faktoren jedoch vermutlich keine Rückkehr zum Vorkrisenniveau erwarten lässt.

Festzuhalten ist auch, dass das Marktdesign im Hinblick auf Erneuerbare Energien so ausgestaltet werden muss, dass es sowohl in Hochpreisphasen als auch in Niedrigpreisphasen mit einer Häufung negativer Großhandelspreise für eine ausreichende Refinanzierung des Anlagenbestands als auch für ausreichende, am politisch angestrebten Ausbaubedarf orientierte Investitionssignale verfügt – und dies zu optimalen volkswirtschaftlichen Kosten.

3.4 Dualität von PPAs und gefördertem Ausbau

Es kommt darauf an, dass mit Hilfe von ungeförderten und geförderten Investitionen sowie dezentral durch das Engagement von Prosumern die Ausbauziele in Summe erreicht werden. Der ungeförderte Anteil der Investitionen soll **so hoch wie möglich**, der Teil der geförderten Investitionen **so hoch wie nötig** sein. Messlatte für das Zusammenspiel von geförderten und ungeförderten Investitionen sind die Ausbauziele.

Der BDEW geht davon aus, dass sich ein EE-Anteil von 80 % bis 2030 nicht ohne Förderung einstellen wird. Auch und gerade bei noch höheren EE-Anteilen nach 2030 wird das nicht der Fall sein. Vielmehr würde sich ohne Förderung ein anderer, vermutlich niedrigerer Wert am Markt herausbilden. Das liegt an einer Mehrzahl von Faktoren: Dem CO₂-Minderungsziel für 2030¹⁰, niedrigeren CO₂-Vermeidungskosten anderer Technologien und dem Einfluss des Energiebinnenmarkts. In einem allein durch CO₂-Vermeidungskosten gesteuerten Markt würde sich aufgrund der Steuerungsgröße zwangsläufig ein anderer Wert einstellen als bei der Vorgabe von konkreten EE-Ausbauzielen.

Wenn man – wie der BDEW – die von der Politik gesetzten Ausbauziele erreichen will, ist es deshalb erforderlich weiterhin Instrumente anzubieten, die die Erreichung dieser Ausbauziele ermöglichen.

¹⁰ Die Reformvorschläge für den EU-ETS sehen für den Industrie- und Energiesektor eine Minderung von 61 % (KOM/Rat) bzw. 63 % (EP) gegenüber 2005 vor. Das deutsche Klimaschutzgesetz sieht für Deutschland eine Minderung der Treibhausgasemissionen über alle Sektoren hinweg um 65 % gegenüber 1990 vor.

Unter Kostenminimierungsgesichtspunkten erscheint **auch nach 2030** eine Dualität zwischen (im Wesentlichen) ungeforderten Lieferverträgen und gefördertem Ausbau sinnvoll. Dabei soll, wie der BDEW an anderer Stelle dargelegt hat, der Ausbau über PPAs immer mit vollen Marktchancen verbunden sein, während der geförderte Ausbau deutlich risikoärmer auszugestalten ist.

Die Teilnahme an PPAs und die Nutzung von Förderinstrumenten muss stets **freiwillig** sein. Die Einführung nachträglicher Erlösabschöpfungen für Bestandsanlagen erschüttert das Investorenvertrauen und ist abzulehnen.

3.5 Lösungsoptionen

3.5.1 Griechischer Vorschlag für ein Strommarktdesign zur Entkopplung von Strom- und Gaspreisen

Der griechische Vorschlag betrifft das Strommarktdesign in seiner ganzen Breite. Ein Kernelement bezieht sich jedoch auf eine Spaltung des Spotmarkts und betrifft auch die Erneuerbaren Energien:

- › Erneuerbare Energien unter Einschluss von Laufwasserkraftwerken und Kernenergie sollen auf der Grundlage von CfDs vergütet werden.
- › Die CfDs werden anhand der durchschnittlichen Gesamtkosten errechnet.
- › Erneuerbare Energien und Kernenergie bieten nicht in den EOM bekannter Prägung. Diejenigen Mengen, die nicht bilateral insbesondere über langfristige Verträge verkauft werden, nimmt ein Single Buyer anhand volumenbasierter Angebote ab und versorgt seinerseits den Endkundenmarkt.

Richtigerweise wird mit dem Modell der Versuch unternommen, das Marktdesign nicht nur „an einer Ecke“, sondern gesamthaft weiterzuentwickeln. Das Modell weist jedoch äußerst schwerwiegende Mängel auf:

- › Der Wettbewerb käme in Bezug auf Erneuerbare Energien und Kernenergie praktisch zum Erliegen.
- › Das Zusammenspiel beider Marktsegmente wirft zahlreiche Fragen auf.
- › Der verbleibende Restmarkt würde über eine deutlich niedrigere Liquidität verfügen. Aufgrund dessen könnte er zum Gaming zwischen Day-Ahead-Markt, Intraday-Markt und Regelenergiemarkt einladen.
- › Der EU-Binnenmarkt würde geschwächt.
- › Durch die Einführung des Single Buyer würde der Wettbewerb auf der Nachfrageseite in Bezug auf den größeren Teil der Nachfrage beseitigt werden.

Angesichts dieser schweren Mängel erscheint der **griechische Vorschlag** als eine **interessante Belegung der Debatte, aber nicht** als **Lösung**.

3.5.2 Investitionskostenzuschuss

Die Preissignale aus dem Strommarkt sollten ab 2030 für Neuanlagen nicht mehr durch eine Festvergütung in Form einer gleitenden oder symmetrischen Marktprämie abgemildert oder unterbunden werden. Um dennoch einen weiter voranschreitenden Ausbau von Erneuerbaren Energien zu erzielen und somit die Zubaumengen zur Erreichung der erneuerbaren Vollversorgung zu ermöglichen, kann die Investition durch einen Zuschuss zu den Baukosten erleichtert werden. Dem Investor wird dadurch ein Teil des Erlösrisikos abgenommen und die Projektfinanzierung damit erheblich erleichtert. Die Höhe des Baukostenzuschusses wird durch technologiespezifische Ausschreibungen ermittelt, um eine Überförderung kostengünstiger Erneuerbaren-Technologien zu vermeiden und zudem den Zubau durch Regulierung der Ausschreibungsvolumina zu steuern. Eine Auszahlung des Investitionszuschusses in mehreren Tranchen im Laufe der Betriebszeit der Anlage vermeidet eine vorzeitige Stilllegung von Anlagen, die durch eine Einmalzahlung am Beginn der Betriebsdauer drohen könnten.

Die Voraussetzung für eine erfolgreiche wettbewerbliche Ermittlung des erforderlichen Investitionskostenzuschusses ist – ähnlich wie bei der Ausschreibung für die gleitende Marktprämie – ein ausreichendes Angebotsvolumen, um eine Überförderung durch Gebote am Höchstwert zu vermeiden.

Das Modell verbessert zwar die Kreditwürdigkeit von Investoren in Erneuerbare-Energien-Anlagen, allerdings ergibt sich durch die Risiko-Bewertung von Unternehmen ein ähnlicher Effekt wie beim Abschluss ungeförderter PPAs für die Akteursstruktur: Kleinere oder weniger eigenkapitalstarke Unternehmen werden tendenziell höhere Gebote abgeben müssen und drohen daher eher aus dem Markt auszuscheiden.

Ein weiterer Nachteil des Modells: Es enthält keine Anreize Anlagen zu bauen, die z. B. auf Schwachwindphasen ausgelegt sind. Durch weitere Vorgaben lässt sich dies zwar korrigieren, damit verliert das Modell jedoch seinen entscheidenden Vorteil – die Einfachheit.

3.5.3 Weiterentwickeltes Marktmengenmodell

Ein wesentliches Hindernis für einen Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen auch in einem System mit einem bereits hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Erzeugung ist die wachsende **Kannibalisierung** der Strompreise. Dieser Effekt würde zwar durch eine wesentlich stärkere Erschließung von Flexibilitäten abgemildert, besteht aber auch dann fort. Die oben dargestellten Studien zeigen übereinstimmend, dass die Errichtung ungeförderter erneuerbarer Erzeugungsanlagen daher nach 2030 für Investoren kaum darstellbar sein wird. Daher muss auch ab diesem Zeitpunkt ein gewisser Förderrahmen gegeben sein.

Um die Förderung auf die Zeiten von Strommarktpreisen über null zu begrenzen, macht die Einführung eines Marktmengenmodells Sinn. In dem Modell wird die Höhe der symmetrischen Marktprämie technologiespezifisch ausgeschrieben. Um Rosinenpicken zu vermeiden,

sind bezuschlagte Bieter in Zeiten von Strommarktpreisen über null zur Einspeisung verpflichtet. Bei Strommarktpreisen oberhalb der Zuschlagshöhe werden die zusätzlichen Erlöse abgeschöpft. Die Zahlung der symmetrischen Marktprämie wird für eine **festen Menge MWh** anstatt wie im EEG über einen festen Zeitraum geleistet. In Zeiten negativer Strompreise wird keine Vergütung gezahlt. Die Betreiber können diesen Strom jedoch für andere Anwendungen außerhalb der Einspeisung ins Stromnetz nutzen und so weitere Erlösströme erschließen. Durch diesen Strom, der zu sehr geringen Kosten zur Verfügung steht, wird die Sektorkopplung im Sinne von Nutzen-statt-Abregeln weiter ausgebaut. Bieter, die den nicht vergüteten Strom ohne Einspeisung ins Stromnetz wirtschaftlich nutzen können, haben einen Vorteil bei der für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb erforderlichen Gebotshöhe, sodass das Modell zu einem verstärkten Zubau von Erneuerbaren-Anlagen für Sektorkopplungs-Anwendungen führt. Außerdem wird durch die Vermeidung von Einspeisung in Zeiten negativer Strompreise Redispatch vermieden.

3.5.4 Financial CfDs

Aus energiewirtschaftlicher Perspektive ist es für die Ausgestaltung eines Förderungsinstrumentes entscheidend, dass Anlagenbetreiber auf die Preissignale am Strommarkt reagieren. Ein Vorschlag, bei dem dieses Ziel im Mittelpunkt steht, sind sog. Financial CfDs (Schlecht et al. (2022), Newberry (2022)). Dabei erhalten die Anlagenbetreiber eine fixe monatliche Zahlung vom Staat, um die es eine wettbewerbliche Auktion gibt. Dafür zahlen sie dem Staat einen Referenzerlös zurück (z. B. analog zum Monatsmarktwert auf Basis eines technologie-spezifischen Durchschnittserlöses). Ihre tatsächlichen eigenen Spoterlöse behalten sie.



Abbildung 8: Finanzielle CfDs – Funktionsweise (BDEW, eigene Darstellung)

Damit haben die Erzeuger direkt das Ziel, ihre Stromerlöse und nicht bloß die Erzeugungsmenge zu maximieren. Dies führt bspw. dazu, dass Wartungsfenster optimiert werden, indem sie in erwarteten Niedrigpreiszeiten durchgeführt werden und die technische Verfüg-

barkeit in Zeiten hoher Preise sichergestellt wird. Verzerrte Preisanreize in den nachgelagerten Intraday- und Regelleistungsmärkten würden ebenso vermieden werden.

Außerdem wird gerade bei hohen Durchdringungsraten Erneuerbarer Energien eine Diversifizierung innerhalb der Technologieklassen erreicht. So können PV-Anlagen mit Ost- oder Westausrichtung ebenso attraktiv werden wie Schwachwindturbinen, weil sie tendenziell in Zeiten mit höheren Preisen einspeisen und damit die geringere Erzeugungsmenge kompensiert werden können.

Vorteil aus Perspektive der Anlagenbetreiber ist, dass die finanzielle Absicherung auf den absoluten Erlösbetrag zielt und nicht auf den Erlös pro Megawattstunde. Damit haben sie auch eine Absicherung der Erzeugungsvolumen. In einem windschwachen Monat sind zwar die Spot-Erlöse gering, dafür aber auch die an den Staat zu tätige Rückzahlung.

Ein weiterer Vorschlag sind capability-based CfDs. Dabei wird die Zahlung an das Einspeisepotenzial gekoppelt, das auf Basis meteorologischer Messdaten bestimmt werden kann. Auch dieser Vorschlag dient im Kern dazu, die Zahlung von der tatsächlichen Einspeisung zu entkoppeln, um marktverzerrende Anreize zu vermeiden.

3.5.5 Exkurs: Vermarktung der CfDs

Im Falle eines signifikanten Ausbaus von Kapazitäten im Rahmen von CfDs in der heutigen Ausgestaltung besteht das Risiko, dass die Liquidität auf den Terminmärkten erheblich abnimmt (wie z. B. im Vereinigten Königreich beobachtet). Daher ist es wichtig, ihre Ausgestaltung zu verbessern, um zu vermeiden, dass die in den obigen Fragen angesprochenen Verbesserungen der Terminmärkte zunichte gemacht werden. Bei der Ausgestaltung der CfDs könnte berücksichtigt werden, dass Erzeuger, die von CfDs profitieren, einen Teil ihrer Mengen auf den Terminmärkten absichern. Dies kann beispielsweise dadurch geschehen, dass hierfür die richtigen Anreize dafür geschaffen werden oder die Einführung einer Market-Maker-Funktion auf den Terminmärkten in Betracht gezogen wird (wie dies bereits auf vielen Rohstoffmärkten der Fall ist). Derartige Maßnahmen könnten mit den CfD-Einnahmen des Staates finanziert werden.

4 Ausbau dezentraler erneuerbarer Stromerzeugung

Prosuming sollte ausgeweitet werden, um Investitionen auszulösen und die Akzeptanz der Energiewende zu fördern. Unter Prosuming versteht der BDEW dabei Erzeugung und Verbrauch unterhalb des Anschlusses an das öffentliche Stromnetz. Problematisch ist jedoch die implizite Förderung des Prosumings durch Einsparung der Netzentgelte auf den selbst genutzten Strom, ohne dass dadurch die Netzkosten sinken. Sie werden lediglich auf die am Netz verbleibenden Stromkunden verlagert.

Daher arbeitet der BDEW an einem Vorschlag, um die Prosumer systematisch in die Finanzierung der Netzinfrastruktur einzubinden. Zudem soll perspektivisch die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen durch entsprechende Modelle ermöglicht und angereizt werden. Darüber hinaus hat eine Studie im Auftrag des BDEW gezeigt, dass Prosuming-Anwendungen mit einem höheren Anteil selbst genutzten Stroms wirtschaftlicher sind. Daher ist künftig insbesondere die Verbesserung der regulatorischen Möglichkeiten für Nutzen-statt-Abregeln erforderlich, sowie Maßnahmen, um Sektorkopplungstechnologien wie Wärmepumpen und Elektroladesäulen zu einer rascheren Verbreitung zu verhelfen.

5 Ausblick: Nicht monetäre Faktoren

Dieses Papier untersucht die Frage, wie die Finanzierung des Zubaus Erneuerbarer Energien volkswirtschaftlich effizient organisiert werden und zugleich die Einhaltung der Ausbauziele gewährleistet werden kann.

Daneben gibt es weitere Faktoren, die entscheidend sind, damit bis 2030 der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch 80 % erreicht:

- › Administrative Umsetzung der gesetzlich verankerten Beschleunigungsmaßnahmen: Fehlende Digitalisierung der Behörden, Bearbeitungsstau etc.
- › Unplanmäßige staatliche Eingriffe, wie sie bei der temporären Erlösabschöpfung der hohen Marktwerte diskutiert resp. umgesetzt wurden, müssen die absolute Ausnahme bleiben. Vor allem sind Eingriffe mit rückwirkender Wirkung zu unterlassen.
- › Ein für den Ausbau von E-Mobilität, Wärmepumpen und Speichern förderliches Umfeld.

Berlin, 3. Juli 2023

Diskussionspapier

Versorgungssicherheit in Zeiten eines hohen Ausbaugrads Erneuerbarer Energien

Kurzfassung

Mit Versorgungssicherheit die Energiewende absichern

Auch künftig wird die **Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit** unverzichtbar sein. Sie ist dann bedroht, wenn eine systematische Unterinvestition in Kapazitäten zu befürchten ist. Dies kann die Folge zu hohen Investitionsrisiken sein. Mit dem Abschluss des Kernenergieausstiegs 2022, einem deutlichen Rückgang der Kohlekapazitäten in der ersten Hälfte der 2020er-Jahre und der Transformation hin zu einem von dargebotsabhängigen einspeisenden Erneuerbaren Energien dominierten Stromversorgungssystem wachsen die Herausforderungen.

- › Die Bundesregierung trägt die **Verantwortung für die Versorgungssicherheit** in Deutschland. Aufgrund der Vielzahl von Unsicherheiten sollte sie rasch Klarheit darüber schaffen, wie Versorgungssicherheit mittel- und langfristig organisiert werden soll.
- › Das deutsche Energiesystem steuert auf eine Phase massiven Bedarfs an Neuinvestitionen zu. Hierfür sollte die vorhandene Kapazitätsreserve durch einen **Kapazitätsmarkt** ersetzt werden.

Anforderungen an die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes

Da der Umbau der Energieversorgung rasch erfolgen muss, spricht sich der BDEW für einen **zentralen** Kapazitätsmarkt aus. Dieser sollte folgendermaßen ausgestaltet sein:

- › Er muss den europarechtlichen Anforderungen, insbesondere der Binnenmarktverordnung Strom, genügen sowie soweit möglich auf EU-Ebene harmonisiert sein.
- › Er sollte konventionellen Erzeugungsanlagen, Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien unter Einschluss von Windenergie und Photovoltaik, lastseitigen Flexibilitäten und Speichern ebenso wie Importen offenstehen.
- › Die Teilnahme dieser unterschiedlichen Technologien soll durch de-Rating Faktoren ermöglicht werden. Diese sollen abbilden, mit welcher Wahrscheinlichkeit und mit welcher Verfügbarkeitsdauer Anlagenkategorien über den maximalen Bedarfszeitraum verfügbar sind.
- › Über den Grenzwert von 550g CO₂/kWh der Binnenmarktverordnung Strom hinaus sollten teilnehmende Neuanlagen sicherstellen müssen, dass die jeweilige Investition zur Erreichung des Klimaziels für 2030 und 2045 beiträgt. Der Zeitpunkt der Umrüstung sollte an deren technische und wirtschaftliche Realisierbarkeit geknüpft sein.
- › Am Kapazitätsmarkt teilnehmende Gaskraftwerke sollten verpflichtet werden, die Erzeugung von Erdgas auf Wasserstoff umzustellen, sobald dieser verfügbar ist. Es sollte geprüft werden, durch CfDs (Contracts for Difference) für gasgefeuerte Neuanlagen, die sich an einem Kapazitätsmarkt beteiligen, den Preis von Wasserstoff auf das Niveau von Erdgas abzusenken.
- › Wegen der effizienteren Auktionsergebnisse sollte die Kapazitätsauktion im pay-as-clear Format erfolgen.

- › Die benötigten Kapazitäten sollten zentral ausgeschrieben werden.
- › Bei Nichtverfügbarkeit einer am Kapazitätsmarkt teilnehmenden Anlage muss der Verursacher zur Zahlung einer ausreichend bemessenen Pönale verpflichtet sein.

Koordination mit anderen Marktsegmenten

Die Intelligenz des Marktdesigns zeigt sich an der Integration eines Instruments zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in die übrigen Märkte. Getrennte Märkte für Kapazität und Flexibilität sind nicht erstrebenswert, denn sie führen zu einem Verlust an Liquidität. Sachgerechter ist es, Mindestanforderungen an **Flexibilität** in Präqualifikationskriterien für den Kapazitätsmarkt (und für Regelenergieprodukte) aufzunehmen und das Weitere den Marktkräften zu überlassen.

- › Ein „**Peak Shaving**“-Produkt vermag einen Kapazitätsmarkt nicht zu ersetzen. Gleichzeitig entzieht es dem Energy-Only-Markt Liquidität, das führt je nach Ausgestaltung zur Diskriminierung zwischen verschiedenen Quellen von Flexibilität.

Räumliche Dimension der Versorgungssicherheit

Versorgungs- und Systemsicherheit hängen eng zusammen. Um der Vergrößerung regionaler Ungleichgewichte der künftigen Netzbelastung und daraus resultierendem weiteren Netzausbaubedarf entgegenzuwirken, sollten **regionale Allokationssignale** eingeführt werden:

- › Dem Anwendungsbereich sollten nur Neuanlagen, nicht aber Ertüchtigungen oder Umbauten, unterworfen sein. Nur die Ansiedlung dieser Anlagen lässt sich räumlich steuern. Ausgenommen werden sollten ferner KWK-Anlagen.
- › Erfasst werden sollen konventionelle Kraftwerke und Elektrolyseure.
- › Mit Rücksicht auf das Erfordernis eines raschen Ausbaus der Erneuerbaren Energien sollten dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen aus dem Anwendungsbereich entlassen werden. Ausgenommen werden sollten auch Produktionsanlagen, deren Ansiedlung anderen Kriterien folgt.
- › Regionale Allokationssignale können in einen Kapazitätsmarkt integriert oder separat verankert werden. Im letztgenannten Fall sind sie mit dem Kapazitätsmarkt eng zu verzahnen.
- › Es sollte beobachtet werden, ob sich in einer späteren Marktphase eine integrierte Auktionierung von Kapazität und Blindleistung empfiehlt.

Energiesicherheit ist eine Vorstufe der Versorgungssicherheit

Die Herstellung von **Primärenergiesicherheit** ist notwendige Bedingung für einen Kapazitätsmarkt. Das Risiko der Versorgung mit Primärenergie muss so gedämpft werden, dass Investitionen in neue Kapazitäten nicht bereits hieran scheitern.

Inhalt der Langfassung

1	Vorüberlegungen.....	40
1.1	Erforderlichkeit eines Kapazitätsmarkts für Strom?.....	40
1.2	Sicherheit der Primärenergieversorgung.....	42
1.3	Versorgungssicherheit im Kontext von Ausschreibungen definierter Erzeugungskapazitäten.....	42
1.4	Kapazität oder Flexibilität?	43
1.5	Kapazität oder Peak Shaving?	44
2	Anforderungen an einen Kapazitätsmarkt	44
2.1	Was soll ein Kapazitätsmarkt perspektivisch leisten?	44
2.2	Zentraler oder dezentraler Kapazitätsmarkt?	46
2.3	Wesentliche Merkmale des Vorschlags für einen zentralen Kapazitätsmarkt	46
2.4	De-Rating.....	47
2.4.1	Pay-as-bid vs. pay-as-clear.....	49
2.4.2	Ausschreibung Neuanlagen	50
2.4.3	Erreichung/Überschreitung Preisschwelle	51
2.4.4	550 g CO ₂ /kWh-Regel	52
2.4.5	Primärenergiesicherheit/Einsatz von Wasserstoff.....	53
2.4.6	Finanzierung	54
2.5	Exkurse	55
2.5.1	Exkurs 1: Verschränkung von Versorgungs- und Systemsicherheit	55
2.5.2	Exkurs 2: Integrierte Auktionierung von Kapazität und Blindleistung	58

1 Vorüberlegungen

1.1 Erforderlichkeit eines Kapazitätsmarkts für Strom?

Mit dem Abschluss des Kernenergieausstiegs im April 2023, einem deutlichen Rückgang der Kohlekapazitäten in der ersten Hälfte der 2020er-Jahre und der Transformation hin zu einem von dargebotsabhängig einspeisenden Erneuerbaren Energien dominierten Stromversorgungssystem kommt dem Thema Versorgungssicherheit im Strombereich eine zunehmende Bedeutung zu.

Auch künftig wird die **Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit** unverzichtbar sein. Sie ist dann bedroht, wenn eine systematische Unterinvestition in Kapazitäten zu befürchten ist.

Das ist der Fall, falls Erzeugungsanlagen ihre Vollkosten langfristig nicht erwirtschaften können (nach oben gedeckeltes Preissignal, Verbot von Preisaufschlägen in Knappheitszeiten – sog. Mark-ups).

Dementsprechend kann eine systematische Unterinvestition aus zu hohen Investitionsrisiken in gesicherte Leistung aus Erzeugung, Lasten oder Speichern resultieren. Kapazitätsknappheit, die dazu führt, dass auch die letzten zur Verfügung stehenden Kraftwerke benötigt werden, tritt sehr selten und unregelmäßig auf. Solche Knappheitsereignisse können auch mehrere Jahre gar nicht auftreten. Wenn sie auftreten, wird allerdings eine hohe Kapazität benötigt, die die vorgehaltene Leistung übersteigt.

Dieser Effekt wird post 2030 auch dadurch vergrößert, dass verlässliche darbietende Erzeugungsanlagen (alt und neu), Speicher und Demand-Side-Management (DSM) in der Merit-Order hinter den fluktuierenden Erneuerbaren Energien stehen werden. In einem zukünftigen Stromsystem wird die Versorgungssicherheit nicht mehr allein durch die Kenngrößen Jahreshöchstlast und gesicherte Leistung – wie in der Vergangenheit üblich – bewertet. Mit den Erneuerbaren Energien im Zentrum der Energieversorgung bestimmt die Residuallast maßgeblich das Volumen an notwendiger steuerbarer gesicherter Leistung. Zum einen wird der Residuallast, also jene zu deckende Last, die nach Abzug dargebotsabhängig einspeisender Erneuerbarer Energien verbleibt und durch steuerbare gesicherte Leistung erbracht werden muss, eine weitaus höhere Bedeutung als der Jahreshöchstlast zukommen. Zum anderen wird die Stromnachfrage zunehmend flexibilisiert und bietet im Gegensatz zu früher zusätzliches Potenzial, um Stromangebot und Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht zu halten. Und letztlich erweitert die zunehmende Integration der europäischen Strommärkte die Möglichkeiten zum grenzüberschreitenden Ausgleich von Strom in Knappheits- oder Überschusssituationen. Damit einher geht aber auch ein gesteigerter Komplexitätsgrad für die Bewertung und perspektivische Einschätzung der Versorgungssicherheit im Strombereich.

Die **Feststellung**, dass die Versorgungssicherheit ohne einen geeigneten Kapazitätsmechanismus gefährdet sein könnte, obliegt der Bundesregierung in Gestalt des BMWK¹¹. Umgekehrt trägt das BMWK auch die politische Verantwortung dafür, wenn sie einen Kapazitätsmechanismus oder dessen Ersatz nicht für erforderlich hält. Diese politische Verantwortung lag stets bei der Bundesregierung. Vor der Liberalisierung gab es allerdings „geschlossene Versorgungsgebiete“, in denen das jeweilige Energieversorgungsunternehmen für die Aufrechterhaltung der dortigen Versorgungssicherheit verantwortlich war. Die Voraussetzungen hierfür sind mit der Liberalisierung, der damit einhergehenden Entflechtung und mit der Auflösung der geschlossenen Versorgungsgebiete entfallen. Konsequenterweise spricht das geltende Energierecht eine solche Verantwortlichkeit auch nicht aus. Mit der Errichtung eines europäischen Binnenmarkts für Strom geht es auch nicht mehr um lokale, regionale oder nationale Autarkie. Maßnahmen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit müssen vielmehr mit einem grenzüberschreitenden Wettbewerb vereinbar sein und europäisch gedacht werden.

Deutschland verfügt in Gestalt der **Kapazitätsreserve** über einen expliziten Kapazitätsmechanismus. Dieser ist seinerzeit der EU-Kommission ordnungsgemäß notifiziert worden. Verantwortlich für Einsatz und Beschaffung dieser Kapazitätsreserve sind gemäß §§ 6 und 24 Kapazitätsreserveverordnung (KapResV) die TSOs entlang der in dieser Verordnung niedergelegten Regeln. Darüber hinaus sind die TSOs für die Systemsicherheit verantwortlich. Systemsicherheit („Ist die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gefährdet?“) und Versorgungssicherheit („Ist die Deckung der Nachfrage nach Strom gesichert?“) sind jedoch voneinander zu unterscheiden.

Der BDEW hat die Einführung der Kapazitäts**reserve** unterstützt. Allerdings hat er auch stets darauf hingewiesen, dass eine Reserve ineffizient wird, wenn ihr Volumen zu stark anwächst. Denn im Gegensatz zu einem Kapazitäts**markt**, dürfen sich Anlagen, die an einer Reserve teilnehmen, nicht im Strommarkt betätigen¹².

Der BDEW hat diese Effizienzschwelle stets als überschritten angesehen, wenn die in eine Reserve überführten Anlagen 10 % der Jahreshöchstlast ausmachen. Deutschland ist aktuell weit davon entfernt, diese Grenze zu überschreiten. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Vorlaufzeiten für den Gesetzgebungsprozess und den vorgelagerten Entscheidungsprozess beträchtlich sind. Gleiches gilt für den Neubau von Anlagen. Weil strategische Reserven neben dem und nicht im Markt stehen, eignen sie sich eher zur Absicherung eines statischen bzw. sich langsam entwickelnden Anlagenparks und nicht für eine Phase massiver Neuinvestitionen. Genau auf so eine Phase steuert das deutsche Energiesystem jedoch zu, denn die

¹¹ Die Bundesregierung wird hierzu den European Resource Adequacy Assessment (ERAA) von ACER, ggf. ergänzt durch Ergebnisse einer nationalen Bewertung der Versorgungssicherheit, heranziehen.

¹² Anlagen, die Bestandteil einer strategischen Reserve sind, müssen, wenn die Anlagen aus der Reserve gehen, stillgelegt werden (Rückkehrverbot). Nur für Lasten gilt eine Ausnahme vom Rückkehrverbot.

Bundesregierung hat sich zusätzlich zum Kernenergieausstieg für einen schnellen Kohleausstieg ausgesprochen.

In jedem Fall ist ein engmaschiges Versorgungssicherheits-Monitoring sinnvoll, um ergänzend zu den Preissignalen des Marktes rechtzeitig drohende Kapazitätslücken zu identifizieren. Einen Frühindikator für erwartete Knappheit liefert der Terminmarkt. Seine Ergebnisse sind Ausdruck des Konsenses einer Vielzahl von Marktteilnehmern. Allerdings nimmt ihre Aussagekraft für weiter in der Zukunft gelegene Zeiträume ab. Ein gemeinsames Verständnis von Politik, Regulierung und Marktakteuren über die zu erwartende Situation ist die Grundlage sowohl für mögliche marktbasierende Investitionen als auch für die Nutzung administrativ vorgegebener Kapazitätsmechanismen.

1.2 Sicherheit der Primärenergieversorgung

In der jüngeren Vergangenheit ist die Primärenergieversorgung stets als gesichert angenommen worden. Der russische Angriff auf die Ukraine und die hierdurch ausgelöste Dynamik haben allerdings gezeigt, dass dies keineswegs der Fall ist.

Die Herstellung von Primärenergiesicherheit ist notwendige Bedingung für einen Kapazitätsmarkt: Der beste Kapazitätsmarkt wird keine Investitionen auslösen, wenn die Investoren nicht davon ausgehen können, dass sie die geplanten Anlagen auch tatsächlich betreiben können.

Wenn das Risiko der Versorgung mit Primärenergie ein Ausmaß erreicht, wie es aktuell zu beobachten ist und sein Ursprung in geopolitischen Verwerfungen liegt, muss der Staat dafür sorgen, dass dieses Risiko für Investoren und Betreiber bestehender Anlagen wieder handhabbar wird. Das gilt umso mehr als ein Kapazitätsmarkt (aber auch eine Kapazitätsreserve), der die Verfügbarkeit von Anlagen in Zeiten großer Stromknappheit gewährleisten soll. Dann spricht unter den aktuellen Bedingungen viel dafür, dass nicht nur Strom knapp ist, sondern auch die Versorgung mit Primärenergie schwierig ist. Dementsprechend muss neben den Fragen, ob ein Kapazitätsmechanismus erforderlich ist und wie er ggf. ausgestaltet ist, die weitere Frage treten, wie das Risiko der Versorgung mit Primärenergie so gedämpft werden kann, dass Investitionen in neue Kapazitäten nicht bereits hieran scheitern.

1.3 Versorgungssicherheit im Kontext von Ausschreibungen definierter Erzeugungskapazitäten

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Strom ist Teil eines größeren Umbaus der gesamten Energiewirtschaft. Dieser Umbau wiederum wird getrieben von der Energiewende. Sie schlägt sich auch in Bereichen nieder, die nicht am Binnenmarkt teilnehmen (Fernwärme) oder deren Ausbau zumindest in großen Teilen auf geförderten Ausschreibungen basiert (Erneuerbare Energien). Die erwünschten und grundsätzlich beihilfefähigen Maßnahmen führen faktisch auch zu einer Erhöhung der gesicherten Leistung. In diesem Umfang verringert sich der über einen Kapazitätsmarkt abzusichernde Bedarf.

Eine Grenze wird dann überschritten, wenn die Addition ausgeschriebener Neubaukapazitäten so bemessen wird, dass eine sonst entstehende Kapazitätslücke zuverlässig geschlossen wird. Ein solches Vorgehen würde eine Umgehung der in der Binnenmarktverordnung Strom und in den neuen Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (KUEBLL) enthaltenen Regelungen zu Kapazitätsmärkten darstellen. Denn dann würde die erwartete Kapazitätslücke mit einem konkreten Erzeugungsmix geschlossen – ohne Rücksicht auf mögliche Beiträge verbrauchsseitiger Flexibilitäten, von Speichern und anderen Erzeugungstechnologien, u. a. ohne eine Bestimmung des Stetigkeitsbeitrags Erneuerbare Energien. Auch der Beitrag, den ausländische Kapazitäten leisten können, fände keinen Niederschlag in dem gewählten Ansatz. Das würde wiederum die beihilferechtliche Genehmigungsfähigkeit der angestrebten Ausschreibungen gefährden.

Umgehungsregelungen

Die KUEBLL der EU legen fest, dass Umgehungsregelungen als Kapazitätsmechanismen gelten und an den hierfür geltenden Anforderungen zu messen sind („... *includes capacity mechanisms and any other measures for dealing with long and short-term security of supply issues resulting from market failures preventing sufficient investment in electricity generation capacity, storage or demand response, as well as network congestion measures ...*“).

1.4 Kapazität oder Flexibilität?

Neben der Gewährleistung von Versorgungssicherheit wird künftig Flexibilität zum Ausgleich des schwankenden Dargebots Erneuerbarer Energien eine bedeutende Rolle zukommen.

Inflexibler und flexibler Stromverbrauch

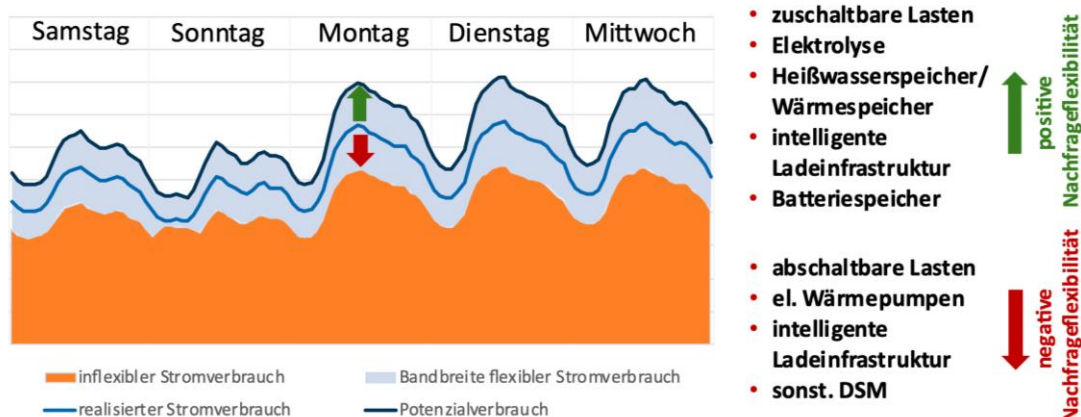


Abbildung 1: Inflexibler und flexibler Stromverbrauch (BDEW, eigene Darstellung)

Deshalb ist zu fragen, ob es nicht anstelle eines Marktes für Kapazität eines Marktes für Flexibilität bedarf. Die Intelligenz des Marktdesigns zeigt sich an der Integration eines Instruments zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in die übrigen Märkte. Getrennte

Märkte für Kapazität und Flexibilität sind nicht erstrebenswert, denn sie führen zu einem Verlust an Liquidität. Sachgerechter ist es, Mindestanforderungen an Flexibilität in Präqualifikationskriterien für den Kapazitätsmarkt (und für Regelenergieprodukte) aufzunehmen und das Weitere den Marktkräften zu überlassen.

Wenn Kohle- und Ölkraftwerke von der Teilnahme an einem Kapazitätsmarkt ausgeschlossen sind (s. u. Kapitel 2.4.4) verbleiben zudem Gas- bzw. Wasserstoffkraftwerke, Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien und Speicher. Diese Quellen zeichnen sich durch ein hohes Maß an Flexibilität aus. Hinzu kommt, dass die Flexibilität der Fahrweise der Anlage vom Energy-Only-Markt belohnt wird: Wenig EE-Leistung im System führt bei hoher Nachfrage zu hohen Intraday-Preisen und umgekehrt. Dies gilt im Wesentlichen auch für Flexibilität auf der Verbrauchsseite.

1.5 Kapazität oder Peak Shaving?

Ein „Peak Shaving“-Produkt vermag einen Kapazitätsmarkt nicht zu ersetzen. Gleichzeitig entzieht es dem Energy-Only-Markt Liquidität, das führt je nach Ausgestaltung zur Diskriminierung zwischen verschiedenen Quellen von Flexibilität.

Ein liquider Spotmarkt macht „Peak Shaving“-Produkte überflüssig. Auch hier gilt: Bei hohen Spotmarktpreisen kommen auch hochpreisige Flexibilitäten, insbesondere Flexibilitäten auf der Verbrauchsseite, ins Geld.

2 Anforderungen an einen Kapazitätsmarkt

2.1 Was soll ein Kapazitätsmarkt perspektivisch leisten?

Der gesuchte Kapazitätsmarkt soll Versorgungssicherheit effektiv und effizient gewährleisten. Zur Effizienz trägt wesentlich bei, dass neben Erzeugung auch flexible Lasten und Speicher sowie im Ausland gelegene Kapazitäten nach Maßgabe ihrer Verfügbarkeit teilnehmen können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Export von Strom ins Ausland oder der Import aus dem Ausland sehr substanziell sein kann. Aufseiten der Erzeugung geht es nicht nur um Wärme- und Wasserkraftwerke sowie Gasmotoren, sondern auch um Erzeugung auf Basis diskontinuierlich einspeisender Erneuerbarer Energien entsprechend ihrem jeweiligen Stetigkeitsbeitrag.

Der Kapazitätsmarkt tritt neben den Energy-Only-Markt (EOM), um eine explizite Vergütung von Kapazität zu gewährleisten. Ein gut konstruierter Kapazitätsmarkt sollte nur zu einer geringen Kostenerhöhung führen¹³.

Der Kapazitätsmarkt muss mit den europarechtlichen Vorgaben übereinstimmen:

¹³ Die Einnahmen, die Kapazitätsanbieter aus der Teilnahme am Kapazitätsmarkt erzielen, werden mit sinkenden Einnahmen im Energiemarkt einhergehen.

- › Diese hat der europäische Gesetzgeber detailliert und verbindlich in den Artikeln 20 bis 27 der Binnenmarktverordnung Strom festgelegt. Neben dem Erfordernis der Offenheit für Speicher, Lasten, intermittierender Erneuerbarer Energien und des Lösungsbeitrags von Interkonnektoren ist auch die Einbeziehung von Neu- und Altanlagen notwendig. Der CO₂-Ausstoß wird begrenzt (s. u. Kapitel 2.4.4). Vor der Entscheidung über die Einführung eines Kapazitätsmarkts müssen Marktverwerfungen in Abstimmung mit der EU-Kommission identifiziert und beseitigt werden. Parallel ist ein Konsultationsprozess mit den Nachbarstaaten durchzuführen. Der Preis von Kapazität muss auf „null“ sinken können. Auch wenn die EU-Kommission einen Kapazitätsmarkt zulässt, ist dieser zeitlich zu begrenzen. Allerdings deutet sich möglicherweise im Zuge des REPowerEU-Programms ein Meinungswandel der EU-Kommission an: *„To ensure long term security of supply and provide investor certainty, it will need to be further assessed whether capacity mechanisms have to become a long-term feature of the electricity system... to be designed to ensure investments in firm renewable and low carbon capacity.“*¹⁴
- › Im Rahmen der KUEBLL stellt die Generaldirektion Wettbewerb außerdem vor Erteilung der erforderlichen beihilferechtlichen Genehmigung detaillierte Untersuchungen zur Erforderlichkeit, Geeignetheit und Verhältnismäßigkeit eines geplanten Kapazitätsmarkts an.

Der Kapazitätsmarkt muss mit den Erfordernissen des Klimaschutzes vereinbar sein. Die EU-Binnenmarktverordnung Strom begrenzt den Ausstoß von CO₂ auf 550 g pro kWh bzw. auf 350 kg pro kW und Jahr. Braun-, aber auch Steinkohlekraftwerke sind damit faktisch von der Teilnahme an einem Kapazitätsmarkt ausgeschlossen. Aus Gründen des Klimaschutzes ist dies richtig. Allerdings wird ein statischer Grenzwert nicht ausreichen, um das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen. Hierzu sind weitergehende Anforderungen dynamischer Art erforderlich. Sie sollten sich in die nationale Klimaschutzpolitik einfügen, damit kein Widerspruch zwischen Versorgungssicherheit und Klimaschutz entsteht (s. u. Kapitel 2.4.4). Hiermit korrespondiert eine Verpflichtung der Bundesregierung dafür, dass CO₂-arme und CO₂-freie Energieträger auch tatsächlich in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen.

Eine auf Neuanlagen begrenzte Ausschreibung wäre mit sehr hohen Kosten verbunden und würde bestehende Anlagen, darunter auch bestehende Speicher und Verbrauchsanlagen, diskriminieren. Deshalb soll der Kapazitätsmarkt zumindest im Grundsatz umfassend sein und nur ungeeignete Anlagen und solche ausschließen, die mit den klimapolitischen Standards und Zielen nicht übereinstimmen.

Der gesetzliche und regulatorische Rahmen muss so geplant werden, dass Ausschreibungen, insbesondere solche für neue Kapazitäten, so rechtzeitig zur Verfügung stehen, dass ein Ver-

¹⁴ European Commission, Communication, 18.5.2022 COM (2022) 236 final, Short-Term Energy Market Interventions and Long Term Improvements to the Electricity Market Design – a course for action, p. 10

sorgungseingpass abgewandt werden kann. Die Beispiele des englischen und französischen Kapazitätsmarkts haben gezeigt, dass dieser Vorgang und die zur Entscheidungsfindung notwendigen Vorläufe mehr als ein halbes Jahrzehnt in Anspruch genommen haben. Auch die Ausgestaltung des belgischen Kapazitätsmarkts hat mehr als 2 Jahre bis zu seiner Einführung benötigt. Dem waren politische Debatten vorangegangen, ob die Einführung eines Kapazitätsmarkts ernstlich geprüft werden sollte. Weiterer Zeitbedarf für die Vorbereitung einer ersten Ausschreibung kommt hinzu. Bei Ausschreibungen für Neuanlagen sind die Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungszeiträume sowie das Anlagenalter zu berücksichtigen.

2.2 Zentraler oder dezentraler Kapazitätsmarkt?

Der BDEW hatte sich seinerzeit für das Modell des dezentralen Leistungsmarkts ausgesprochen. Zu den Vorzügen dieses Modells zählt, dass Bilanzkreisverantwortliche in die Pflicht genommen werden, ausreichend Leistung vorzuhalten. Hierdurch entsteht eine breite Nachfrage nach Kapazität. Vertriebe, die nicht ausreichend Kapazität vorhalten, werden rasch identifiziert und zu hohen Strafzahlungen herangezogen.

Der BDEW hält diesen Ansatz nach wie vor für gut, hat aber wahrgenommen, dass die Politik den Vorschlag nicht aufgegriffen hat.

Auch für einen zentralen Kapazitätsmarkt sprechen gute Gründe. Der politisch gewünschte Grad an Versorgungssicherheit lässt sich einfach abbilden und von jedermann nachvollziehen.

Außerdem haben sich seither die Randbedingungen massiv geändert. Stichworte sind Pariser Übereinkunft, Klimaneutralität bis 2045, Kernenergieausstieg und Kohleausstieg. Die Zeichen stehen deshalb auf einem raschen Umbau der Energieversorgung unter Einschluss von Speichern und Flexibilitäten auf der Verbrauchsseite.

Deshalb beschreibt der BDEW in diesem Papier Anforderungen an einen zentralen Kapazitätsmarkt.

2.3 Wesentliche Merkmale des Vorschlags für einen zentralen Kapazitätsmarkt

Der Kapazitätsmarkt muss den europarechtlichen Anforderungen, insbesondere der Binnenmarktverordnung Strom, genügen. Der einzige Kapazitätsmarkt, der einer vollumfänglichen Prüfung nach diesen Kriterien unterzogen wurde, ist der belgische Kapazitätsmarkt. Dieser wurde im Rahmen der beihilferechtlichen Prüfung durch die EU-Kommission auch auf seine Erforderlichkeit, Geeignetheit und Verhältnismäßigkeit geprüft. Im Zweifel empfiehlt sich deshalb eine Anlehnung an das belgische Modell. Bei einzelnen Ausgestaltungsmerkmalen kann sich jedoch auch der Blick auf andere Kapazitätsmärkte anderer EU-Mitgliedstaaten oder auf den auf der Basis der alten EU-Vorschriften geprüften englischen Kapazitätsmarkt lohnen. Was die Bewährung in der Praxis anbetrifft, ist es angebracht zu verfolgen, wie sich der belgische Kapazitätsmarkt in den Auktionen schlägt. Die Resultate für den Lieferzeitraum

2025 bis 2026 zeigen, dass die Vertragslaufzeiten der rund 4.450 bezuschlagten MW sich etwa hälftig auf Kontraktlaufzeiten von 1 Jahr und von 15 Jahren aufteilen¹⁵.

Dementsprechend wird nachfolgend von einem technologieoffenen Kapazitätsmarkt ausgegangen, an dem sich **konventionelle Erzeugungsanlagen**, Anlagen auf Basis **Erneuerbarer Energien unter Einschluss von Windenergie und Photovoltaik**, **lastseitige Flexibilitäten** und **Speicher** ebenso wie **Importe** beteiligen können. Dieser Markt steht Bestands- und Neuanlagen im Rahmen der europarechtlichen und nationalen Anforderungen offen.

Die KUEBILL ordnen Zahlungen im Rahmen von Kapazitätsmärkten als Beihilfe ein. Sie gehen davon aus, dass nur solche Anlagen an einem Kapazitätsmarkt teilnehmen dürfen, die entweder keine anderweitige Förderung beziehen oder die durch die Kumulation mit anderen Förderungen keine Überförderung erhalten¹⁶. Investoren in Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien erhalten dadurch einen Anreiz, sich für eine ungeforderte Teilnahme am Markt zu entscheiden. Teilnehmen können auch Anlagen nach dem Auslaufen der Förderung.

2.4 De-Rating

Die Teilnahme ganz unterschiedlicher Technologien an einem Kapazitätsmarkt wird durch sog. de-Rating Faktoren ermöglicht. Es geht darum, mit welcher Wahrscheinlichkeit und mit welcher Verfügbarkeitsdauer Anlagenkategorien über den maximalen Bedarfszeitraum verfügbar sind.

In anderen zentralen Kapazitätsmärkten (z. B.: Belgien) sind diese in den Teilnahmebedingungen für die Kapazitätsauktionen festgelegt und würden in Deutschland z. B. durch die BNetzA oder das BMWK festgelegt werden. Insbesondere bei EE handelt es sich jedoch nicht um statische Werte, sondern diese können sich im Laufe der Jahre auch verändern. Dabei geht es immer um die Frage: „Welchen Beitrag kann diese Anlagenklasse in Knappheitssituationen zur Versorgungssicherheit beitragen?“

- › Dass hier auch Windenergie- und PV-Anlagen einen Beitrag leisten, mag auf den ersten Blick kontraintuitiv wirken. Betrachtet man jedoch die Verfügbarkeit während des maximalen Bedarfszeitraums, dann zeigt sich, dass in einzelnen Stunden und an einzelnen Orten keine vollständige Dunkelflaute herrschen wird und deshalb auch Lösungsbeiträge von diesen Anlagenarten eingesammelt werden können.
- › Ähnliches gilt für lastseitige Flexibilitäten und Speicher. Hier ist zu bedenken, dass die Beiträge von Lasten und Speichern über eine gewisse Zeit hoch sein können, allerdings in ihrer Dauer im Regelfall begrenzt sein werden und oft nur Bruchteile des Bedarfszeitraums abdecken und nur in wenigen Fällen während der gesamten Dauer zur Verfügung

¹⁵ ELIA Y-4 Re-Run Auction Report for Delivery Period 2025-2026.pdf

¹⁶ Mitteilung der Kommission, C (2022) 481 final, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022, Erwägungsgrund 56

stehen. Andererseits mögen sie während dieses Zeitraums mehrfach zur Verfügung stehen.

Wenn man den Kapazitätsmarkt mit einem Währungsmarkt vergleicht, dann ist der de-Rating Faktor quasi der Wechselkurs mit dem eine Technologie (ggf. um Standortkriterien erweitert) am Währungsverkehr teilnimmt. Hat man erst einmal belastbare de-Rating Faktoren, dann sind die einzelnen Technologien in einem Kapazitätsmarkt frei konvertierbar. Der verlässlichen Ermittlung von de-Rating Faktoren kommt also eine entscheidende Bedeutung für die Funktionsfähigkeit des Kapazitätsmarktes zu.

Beispiele:

- › Im Falle von flexiblen Lasten (z. B. Papierfabrik) würde der de-Rating Faktor genau davon abhängen, wie lang diese Anlage bereit ist (vertraglich) ihre Last zu reduzieren (1 h, 2 h, 5 h, 1 Woche, etc.). Wenn eine solche Anlage sich bereiterklärt, in einer vertraglich definierten Knappheitssituation zeitlich unbegrenzt ihre Last zu reduzieren, kommt somit kein de-Rating zum Tragen – ihr de-Rating Faktor ist 1,0.
- › Im Falle von Erzeugungsanlagen kommen hingegen Aspekte wie z. B. Wartungsintervalle (geplante Stillstände) hinzu. Selbst ein Kern- oder Braunkohlekraftwerk kommt daher nicht auf einen Faktor von 1,0, sondern z. B. auf einen Faktor von 0,9¹⁷.

Das de-Rating ist somit elementarer Bestandteil eines zentralen Kapazitätsmarkts, um die Teilnahme von Anlagen (z. B. PV-Anlagen, 1-h-Lastabschaltungen, 1-Tag-Lastabschaltungen, Pumpspeicherkraftwerken oder Gaskraftwerken) fair zu regeln.

Idealtypisch bestehen zwei Möglichkeiten zur Festlegung von de-Rating Faktoren:

- › Option 1: Zentrales, verbindliches de-Rating durch eine staatliche Stelle (ggf. auf Vorschlag der TSOs).
- › Option 2: Self de-Rating der Anbieter, gestützt durch ein Pönale bei Nichtverfügbarkeit.

Ein Self de-Rating verspricht mehr Einzelfallgerechtigkeit. Allerdings könnten Anlagenbetreiber und Investoren gerade in der Anfangsphase dazu neigen, die Stetigkeitsbeiträge ihrer Anlagen zu überschätzen. Die Pönale schafft keinen angemessenen Ausgleich, wenn viele gleichgerichtete Fehleinschätzungen auf eine ausgeprägte Knappheitssituation treffen. Richtig eingestellt erziehen sie zwar den Markt, doch kann dieser Prozess Zeit in Anspruch nehmen. In einem solchen Fall wirken Pönalen möglicherweise zu spät, um ausreichend gesicherte Leistung physisch bereitzustellen. Andere EU-Mitgliedstaaten und das Vereinigte Königreich ha-

¹⁷ Vgl. exemplarisch: Enervis, Word Master-Template (enervis.de), Marktdesign für einen sicheren, wirtschaftlichen und dekarbonisierten Strommarkt, Tabelle 1: Annahmen zu den Kapazitätskrediten (de-Rating Faktoren) der einzelnen Technologien, S. 17

ben sich deshalb für eine zentrale Festlegung entschieden¹⁸. Grundlagen waren in der Regel probabilistische Betrachtungen auf Basis historischer Werte. Solche in anderen Staaten abgeleiteten Werte können allerdings nicht einfach für Deutschland übernommen werden. Die klimatischen Bedingungen von England, Frankreich oder Belgien unterscheiden sich von denen Deutschlands. Für den Prozess der Herleitung zentraler, verbindlicher de-Rating Faktoren ist ausreichend Zeit einzuplanen. Hierzu gehört auch die Anhörung der Betroffenen.

Deshalb sollte – zumindest bis deutlich mehr Erfahrungen vorliegen – ein zentrales, verbindliches de-Rating den Vorzug erhalten. Es sollte auf eine rollierende Berechnung der Faktoren auf Basis historischer Beobachtungen gestützt sein¹⁹. Anbieter von Kapazität sollten nach einem Lernprozess der Nachweis anhand historischer Daten offenstehen, dass konkrete Anlagen einen anderen de-Rating Faktor aufweisen.

2.4.1 Pay-as-bid vs. pay-as-clear

Zu Preisbestimmungen kommen vor allem zwei Verfahren in Betracht: pay-as-bid und pay-as-clear:

- › Theoretisch sollten pay-as-bid und pay-as-clear Auktionen zu ähnlichen Ergebnissen führen. Dies setzt jedoch (i) ein homogenes Produkt, (ii) ausreichenden Wettbewerb und (iii) vollständige Informationen voraus. Grundsätzlich verkörpert die ausgeschriebene Menge in Kapazitätsmärkten ein homogenes Produkt. Weiterhin hat der deutsche Strommarkt ein ausreichendes Maß an Wettbewerb. Hinsichtlich der Kosten für neue Investitionen in Kraftwerken kann jedoch von unvollständigen Informationen ausgegangen werden, da diese durch individuelle Standortvoraussetzungen beeinflusst werden könnten. Dies würde für einen pay-as-clear Mechanismus sprechen, da dabei alle Anbieter ihre wahren Kosten bieten. In einer pay-as-bid Auktion würden die Anbieter hingegen versuchen die (unbekannte) Kostenstruktur der Wettbewerber einzuschätzen und ihr Gebot dementsprechend anpassen. Dies kann zu Fehlallokationen führen, bei denen günstige Kapazitäten nicht zum Zuge kommen. Somit liegen die Vorteile einer pay-as-clear Auktion darin, dass (i) Anbieter ihre wahren Kosten in der Auktion darlegen, (ii) es insbesondere für kleinere Akteure einfacher ist an der Auktion teilzunehmen und (iii) es einen klaren Referenzpreis gibt.

¹⁸ BE: 20230405_ELIA_CRM3 QUICK UK fiche 7 (2).pdf; UK: EMR DB Consultation response - de-rating Factor Methodology for Renewables Participation in the CM.pdf (emrdeliverybody.com); vgl. ferner die Ableitung von de-Rating Faktoren für Interkonnektoren und die zugrunde liegende Methodik: Full details of Capacity Market auction parameters and interconnector de-rating factors, July 2022 (publishing.service.gov.uk) ; https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/431843/Capacity_Market_Rules_Amendments_2015_Signed.pdf (dort Schedule 3A, Seite 21)

¹⁹ Die Berechnungen sollten jährlich angepasst werden auf Basis der letzten z. B. 10 Jahre. Auf diese Weise lassen sich der relevante Anlagenpark, Schwankungen des historischen Wetterverlaufs angemessen abbilden. Ggf. ist nach Anlagenarten zu differenzieren.

- › In Europa werden verschiedene Preismechanismen in Kapazitätsmärkten genutzt:
 - UK: Großbritannien führt eine „descending clock auction“ durch. Ausgehend von einem hohen Anfangspreis werden die Teilnehmer aufgefordert, anzugeben, wie viel Kapazität sie zu diesem Preis anbieten. Der Preis wird sukzessive gesenkt, bis die Auktion den niedrigsten Preis ergibt, bei dem die Nachfrage dem Angebot entspricht. Die Bieter, die den Zuschlag erhalten, erhalten einen einheitlichen Clearingpreis.
 - Belgien: In Belgien wurde in den ersten beiden Auktionen (das heißt Y-4-Auktionen in den Jahren 2021 und 2022) das pay-as-bid Format verwendet. In allen nachfolgenden Versteigerungen (sowohl Y-4 als auch Y-1), die organisiert werden, wird ein Einheitspreis (pay-as-clear) vergeben. Grund hierfür ist die Befürchtung von zu hohen Gewinnen für bestehende Kapazitäten in den ersten Y-4-Auktionen, da diese mit neuen Kraftwerken mit höherem missing money konkurrieren. Dies hätte bei getrennten Y-1- und Y-4-Auktionen in den ersten Jahren verhindert werden können.

Wegen der effizienteren Auktionsergebnisse sollte die Kapazitätsauktion im pay-as-clear Format erfolgen.

2.4.2 Ausschreibung Neuanlagen

Ein effizienter Kapazitätsmarkt sollte ein Level-Playing-Field für die Teilnahme von Alt- und Neuanlagen herstellen. Es sollte eine gesamtheitliche Ausschreibung geben, die sowohl Anbieter mit bestehenden Anlagen und solchen, die Neuanlagen errichten möchten, erreichen. Eine zentrale Kapazitätsauktion wird nur dann die gewünschten Effekte haben, wenn Investoren darauf vertrauen können, dass auch mittel- und langfristig keine Überkapazitäten entstehen²⁰.

- › Zum einen braucht es ein Verfahren, das glaubwürdig und transparent nur die Mengen zur Ausschreibung festlegt, die zur Erhaltung der Versorgungssicherheit notwendig sind. Dabei muss auch ein langfristiger Ausblick auf die voraussichtliche Entwicklung der zu verauktionierenden Kapazitäten gegeben werden. Die Definition der zu auktionierenden Kapazitätsmenge muss unter Einbeziehung des Binnenmarktes und unter Akzeptierung angemessener Versorgungssicherheitsstandards erfolgen (z. B: Loss of Load Expectation (LOLE) von 2,77 Stunden/a).
- › Der Staat muss sich zum anderen verpflichten, ein Design lange beizubehalten.

²⁰ Überkapazitäten sind nicht allein Überkapazitäten im Markt insgesamt (zu viel gesicherte Leistung gemessen am Residuallastmaximum). „Überkapazitäten“ sind auch zu späteren Zeitpunkten ausgeschriebene Kapazitäten, die über das Ausmaß hinausgehen, das ein Kapazitätsbieter zum Zeitpunkt seiner Gebotsabgabe erwarten konnte, sodass sein Gebot rückblickend zu niedrig war. Ansonsten besteht die Gefahr, dass der Staat sich aus politischen Gründen mehr absichert, als aus Marktsicht effizient wäre.

- › Überkapazitäten betreffen nicht nur die gesicherte Leistung (zu viel gesicherte Leistung gemessen am Residuallastmaximum). „Überkapazitäten“ sind auch zu späteren Zeitpunkten ausgeschriebene Kapazitäten, die über das Ausmaß hinausgehen, das ein Kapazitätsanbieter zum Zeitpunkt seiner Gebotsabgabe erwarten konnte, sodass sein Gebot rückblickend zu niedrig war.

In Belgien wurden zunächst nur sehr kurzfristige Zeiträume von einem Jahr (Y-1) ausgeschrieben. Auf dieser Basis bestand keine Grundlage für einen Neubau. Die Ausschreibungszeiträume für Neuanlagen wurden deshalb zwischenzeitlich auf 4 Jahre ausgedehnt (Y-4)²¹. Diese Ausschreibung fand im Herbst 2021 statt, Erfüllungsjahr war 2025/2026. Für 2024 (Y-1) ist eine zweite Auktion ebenfalls für das Lieferjahr 2025 bis 2026 vorgesehen.

Es sollte daher ein Teil des Kapazitätsbedarfes über den Amortisationszeitraum von Neuanlagen (oder das Ende der politisch vorgesehenen Verfeuerung fossiler Energien vor 2045) erfolgen (UK: 15 Jahre). Sind die Verträge kürzer, werden die Neubaukosten auf weniger Jahre verteilt, was zu höheren spezifischen Beschaffungskosten führen würde.

Für den Neubau ist es schwer, in der aktuellen politisch brisanten Phase sichere Angaben für eine Vorlaufzeit zu machen. Diese ist je nach Kraftwerkstyp auch sehr unterschiedlich, sodass sie sich an denen des Kraftwerkstyps mit dem längsten zeitlichen Vorlauf orientieren sollte – Greenfield Investment einer kombinierten Gas- und Dampfanlage (GuD). Um sicher planen, beschaffen und umsetzen zu können sollten nicht weniger als 4 Jahre angesetzt werden. Berücksichtigt der Gesetzgeber dies nicht, wird sich weniger Wettbewerb einstellen.

Es muss auch bedacht werden, wie Neuanlagen vergütet werden, die nicht im Zuge des Kapazitätsmarkts, sondern auf der Grundlage der Kraftwerksstrategie des BMWK errichtet werden. Aus beihilferechtlichen Gründen wird eine Doppelförderung vermieden werden müssen. Anlagen, die bereits eine Förderung, z. B. aus der Kraftwerksstrategie erhalten, müssten dann im Rahmen der zentralen Kapazitätsauktion zwar ihre Kapazität als Gebot einstellen, hätten aber gleichzeitig keinen Vergütungsanspruch. Da kein Anreiz für die betreffenden Erzeuger besteht, dies zu tun, müssten sie hierzu gesetzlich verpflichtet werden.

2.4.3 Erreichung/Überschreitung Preisschwelle

Grundsätzlich muss bei einem Kapazitätsmarkt die Pflicht zur Verfügbarkeit in Knappheitszeiten festgelegt werden. Knappheit wird am einfachsten durch einen hohen Day-Ahead-Preis definiert, dieser sollte indexiert sein. Eine Möglichkeit zur Umsetzung wäre, einen Preis zu definieren, der oberhalb der Grenzkosten des teuersten Kraftwerks in Deutschland und seinen Anrainerstaaten liegt, welches mit den klimapolitischen Standards übereinstimmt. Mit

²¹ COMMISSION DECISION of 27.08.2021 on THE AID SCHEME SA.54915 – 2020/C (ex 2019/N) Belgium – Capacity remuneration mechanism, recital 85 and 484

Blick auf die Entwicklung von Brennstoffkosten würde das allerdings bedeuten, dass die Preisschwelle variabel gestaltet werden müsste. Das trüge zur Komplexität bei.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass oberhalb der so definierten Schwelle der Preis in akuten Mangellagen auch von einer Last gesetzt werden kann. Hier ist zu überlegen, ob die Einführung einer zweiten Preisschwelle sinnvoll sein kann.

Bei Erreichung der Preisschwelle(n) müssen Anbieter von gesicherter Leistung entweder Strom produzieren, ihre Nachfrage reduzieren oder zumindest am Day-Ahead oder Intraday-Markt Strom bzw. Lastreduktion anbieten. Steigen die Strompreise über den definierten Knappheitspreis kann man sich grundsätzlich zwei Ansätze vorstellen:

- 1) Anbieter erhalten wie heute auch den erzielten Preis.
- 2) Reliability Option: Anbieter zahlen die Differenz aus erzieltem Preis und Knappheitspreis an ein Kapazitätsmarktkonto zurück. Ist bspw. der definierte Knappheitspreis 400 €/MWh und der Börsenpreis steigt auf 500 €/MWh, so ist man verpflichtet die Differenz von 100 €/MWh multipliziert mit der am Kapazitätsmarkt vermarkteten Leistung an ein Kapazitätsmarktkonto zurückzuzahlen. Dadurch wirken Nichtverfügbarkeiten in Knappheitszeiten finanziell noch negativer. Der Ausübungspreis (strike price) muss ggf. angepasst werden, wenn hohe Brennstoffkosten in Knappheitszeiten einen Einsatz unwirtschaftlich machen würden.

Im Wesentlichen sind beide Möglichkeiten denkbar: Reliability Options beinhalten aus Sicht der Anbieter allerdings eine asymmetrische Risikoverteilung. Zwar sind Konsumenten in diesem Fall vor Preisspitzen geschützt, allerdings müssen dafür die Kapazitätsgebote der Anbieter entsprechend höher sein, da diese Erlösmöglichkeiten bei Preisspitzen verlieren.

2.4.4 550 g CO₂/kWh-Regel

Versorgungssicherheit ist keine selbstständige Zielgröße, sondern Teil eines Zieldreiecks, dessen Leitgröße der Klimaschutz ist und das durch das Ziel Bezahlbarkeit ergänzt wird. Das heißt, dass die Art und Weise, wie Versorgungssicherheit gewährleistet wird, auch hierauf Rücksicht nehmen muss.

Die EU-Binnenmarktverordnung Strom (BMVO) sieht in Artikel 22 Absatz 4 einen Grenzwert von 550 g CO₂/kWh für Neuanlagen (das heißt Inbetriebnahme nach Inkrafttreten der Verordnung) vor²². Das heißt nicht, dass solche Anlagen nicht betrieben werden und am Energy-Only-Markt teilnehmen können. Sie sind aber von Kapazitätsmechanismen aller Art ausgeschlossen.

²² Alternativ müssen Anlagen eine maximale Jahresfracht von 350 kg CO₂/installierter kW unterschreiten. Diese Regelung ist vor allem für strategische Reserven relevant. Denn diese Reserven haben nur sehr geringe Einsatzzeiten. Die teilnehmenden Anlagen befinden sich nicht im, sondern außerhalb des Marktes.

Im Klartext heißt das, dass Kohlekraftwerke nach dem 30.06.2025 nicht mehr in Kapazitätsmärkten, sondern allenfalls in strategischen Reserven eingesetzt werden können und dies nur dann, wenn sie sehr selten „gezogen“ werden. Zu letzterem dient die 350 kg CO₂/kW-Regel bezogen auf den Jahresdurchschnitt der Emissionen.

Neuanlagen verweilen für eine beträchtliche Anzahl von Jahren im Markt. Geht beispielsweise ein Gaskraftwerk im Jahr 2026 ans Netz, wäre zu erwarten, dass es im Jahr 2046 – also zu einem Zeitpunkt, an dem Deutschland bereits klimaneutral sein will – produziert bzw. produzieren kann. Das Erfordernis, den Ausstoß klimarelevanter Gase zu reduzieren und schließlich zu vermeiden, greifen die neuen KUEBILL vom 31.12.2021 in Randnummer 369 auf:

„Maßnahmen, die Anreize für neue Investitionen in die Energieerzeugung aus Erdgas schaffen, können zwar der Stromversorgungssicherheit förderlich sein, bewirken längerfristig jedoch stärkere negative externe Umwelteffekte als alternative Investitionen in emissionsfreie Technologien. Damit die Kommission im Rahmen einer Abwägungsprüfung ermitteln kann, ob die negativen Auswirkungen solcher Maßnahmen durch positive Auswirkungen ausgeglichen werden können, sollten die Mitgliedstaaten erläutern, wie sie sicherstellen werden, dass die jeweilige Investition zur Erreichung des Klimaziels der Union für 2030 und des Unionsziels der Klimaneutralität bis 2050 beiträgt. Insbesondere müssen die Mitgliedstaaten erläutern, wie eine Festlegung auf diese gasbasierte Energieerzeugung vermieden werden soll. Beispiele für solche Vorkehrungen wären verbindliche Verpflichtungen des Beihilfeempfängers, Dekarbonisierungstechnologien wie CCS/CCU umzusetzen, Erdgas durch erneuerbares oder CO₂-armes Gas zu ersetzen oder die Anlage innerhalb eines Zeitrahmens, der mit den Klimazielen der Union im Einklang steht, stillzulegen.“

Dies sollte durch eine Notifizierung des Kapazitätsmarkts begleitende Erklärung der Bundesregierung geschehen. Diese Anforderungen sind sodann zur Grundlage von Auktionen für Neuanlagen zu machen.

2.4.5 Primärenergiesicherheit/Einsatz von Wasserstoff

Der Krieg, den Russland gegen die Ukraine führt, und dessen Auswirkungen zeigen, dass Primärenergieversorgungssicherheit derzeit keinesfalls gewährleistet ist. Das gilt derzeit in besonderem Maße für Erdgas. Ähnlich verhält es sich beim Einsatz von Wasserstoff. Zwar gibt es zahlreiche politische Anstöße (z. B. die nationale Wasserstoffstrategie, die Erhöhung des Ausbauziels bis 2030 für Elektrolyseure von 5 auf 10 GW, die Gründung von H₂-Global), dennoch ist unklar, wann welche Mengen tatsächlich zu welchem Preis zum Einsatz in Gaskraftwerken zur Verfügung stehen werden. Die Unklarheit resultiert neben tatsächlichen Risiken in erster Linie aus politischen Risiken. Verdeutlicht wird dies durch den Entwurf eines Gesetzes zur Verminderung der Verstromung von Erdgas. Letztlich wird das Risiko der Verfügbarkeit von CO₂-freiem Gas auf den Investor verlagert. Investitionen in Gaskraftwerke werden hierdurch – zumindest gegenwärtig – unrealistisch.

Auch wenn zu einem noch ungewissen Zeitpunkt die Verfügbarkeit gewährleistet sein wird, werden Anlagen, die Wasserstoff statt Erdgas einsetzen, einen signifikanten Wettbewerbsnachteil erleiden. Neue Anlagen laufen Gefahr, soweit am oberen Ende der Merit-Order zu liegen, dass sie im Markt nicht oder nur sehr selten zum Einsatz kommen (supramarginale Anlagen).

Umgang mit zusätzlichem Ungewissheitsfaktor

Das Brennstoffproblem lässt sich dadurch bewältigen, dass am Kapazitätsmarkt teilnehmende Neuanlagen verpflichtet werden, die Erzeugung von Erdgas auf Wasserstoff umzustellen, sobald dieser verfügbar ist. Diese Anpassungsverpflichtung kann auch vorsehen, dass die Umstellung in Teilschritten erfolgt. Eine spezielle THG-Quote für Kraftwerke empfiehlt sich nicht.

Zur Beschleunigung des generellen Hochlaufs von Wasserstoff hat sich der BDEW unter bestimmten Bedingungen für eine allgemeine THG-Quote ausgesprochen²³.

Die vermutlich in einer Übergangsphase gegenüber Erdgas deutlich höheren Preise für Wasserstoff würden dennoch dazu führen, dass Neuanlagen sich nicht oder nur mit sehr hohen Geboten an einem Kapazitätsmarkt beteiligen würden. Gasgefeuerte Anlagen würden am EOM teilnehmen und ihr Gebotsverhalten so auslegen, dass sie bis 2045 refinanziert wären.

Eine solche Entwicklung gilt es zu vermeiden. Eine Möglichkeit wäre es, Neuanlagen anzureizen, die ohne oder mit einem geringen CO₂-Ausstoß auskommen oder CO₂ sicher abscheiden. Die Teilnahme von Neuanlagen an einem Kapazitätsmechanismus könnte an entsprechende Auflagen geknüpft sein. Der Zeitpunkt zur Umrüstung sollte an deren technische und wirtschaftliche Realisierbarkeit geknüpft sein. Allerdings würde das Risiko fortbestehen, dass Wasserstoff verlässlich am Markt beschaffbar wäre. Eine weitere Möglichkeit bestünde darin, für gasgefeuerte Neuanlagen, die sich an einem Kapazitätsmarkt beteiligten, durch CfDs (Contracts for Difference) den Preis von Wasserstoff auf das Niveau von Erdgas abzusenken²⁴.

2.4.6 Finanzierung

Die Art der Finanzierung ist mit dessen Ausgestaltung verknüpft:

- › Der dezentrale Leistungsmarkt finanziert sich durch die Zahlungsbereitschaft der Bilanzkreisverantwortlichen. Diese resultiert daraus, dass der einzelne Nachfrager ein Kapazitätsrecht erwirbt. Dem einzelnen Nachfrager droht eine Pönalzahlung, wenn er im Knappheitsfall mit Kapazitätsrechten unterdeckt ist.

²³ BDEW, Marktdesign 2030+, S. 53

²⁴ In Kombination mit der Pflicht, Wasserstoff einzusetzen, wenn dieser verfügbar wäre, könnte ein Umbau des Erzeugerparcs im Einklang mit den Klimazielen gesichert werden. Zugleich könnte durch die Minderung der Einsatzrisiken der Übergang zu einem Anlagenpark geschafft werden, der zunächst H₂-ready und dann klimaneutral wäre.

- › In einem zentralen Kapazitätsmarkt sorgt eine Stelle dafür, dass dem System in ausreichendem Umfang Kapazitäten zur Verfügung stehen. Ein zentraler Kapazitätsmarkt sollte deshalb auch zentral finanziert werden²⁵.

Mengen für einen Kapazitätsmarkt sollten zentral ausgeschrieben werden. Für die Wahl der ausgeschriebenen Menge sollte ein entsprechendes Dokument mit längerer Vorlaufzeit erstellt werden, das im Rahmen einer Konsultation von allen Marktteilnehmern kommentiert werden kann.

Bei Nichtverfügbarkeit einer am Kapazitätsmarkt teilnehmenden Anlage hat der Verursacher ein Pönale zu entrichten. Das Aufkommen an Pönalen wird zweckmäßigerweise zur Senkung des von der Allgemeinheit der Netznutzer zu finanzierenden Volumens eingesetzt.

2.5 Exkurse

2.5.1 Exkurs 1: Verschränkung von Versorgungs- und Systemsicherheit

Im heutigen Marktdesign bestehen nur unzureichende ökonomische Anreize für eine systemdienliche Auslegung und Standortwahl von Marktteilnehmern. Nachgelagerte Netz- und Systemkosten werden heute bei den Investitions- und Betriebsentscheidungen der Marktteilnehmer nicht berücksichtigt.

Es ist daher zu befürchten, dass der Neubau von Erzeugungsanlagen einerseits und von Elektrolyseuren andererseits zum erheblichen Netzausbaubedarf führen könnte, so wie dies schon heute in den ostdeutschen Bundesländern und Schleswig-Holstein wegen hoher EE-Durchdringung der Fall ist. Dies gilt auch für zusätzliche Kompensationsmaßnahmen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen (z. B. Blindleistung, Momentanreserve, etc.), die bislang überwiegend von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt wurden. Um dies zu verhindern, bietet es sich im Rahmen der Schaffung eines Kapazitätsmarkts an, Anreize nicht nur für Versorgungssicherheit, sondern auch eine systemdienliche Allokation und Auslegung von Anlagen zu setzen. Dabei geht es nicht um die aktuelle Netzauslastung, sondern um eine Ausrichtung am Netzausbaubedarf und dessen Dämpfung. Bei der Bestimmung des Netzausbaubedarfs sind langfristige Verlagerungen der Netznutzung bestmöglich zu antizipieren.

Ausgestaltungsoptionen

Zur Schaffung einer Entscheidungsgrundlage für Kapazitätsausschreibungen könnte im Rahmen einer Plattform transparent dargestellt werden, in welchen Regionen Erzeugungsanlagen netzentlastend wirken und Systemdienstleistungen benötigt werden. Gleiches kann für Elektrolyseure dargestellt werden. Wegen der Abhängigkeit vom weiteren Netzausbau (und der Allokation von neuen Erzeugungsanlagen und neuen Verbrauchern)

²⁵ Vgl. z. B. die zentrale Finanzierung im belgischen Kapazitätsmarkt (COMMISSION DECISION of 27.8.2021 on THE AID SCHEME SA.54915 - 2020/C (ex 2019/N) Rdnr. 207 ff.)

müsste die Plattform periodisch aktualisiert werden. Dies darf jedoch keine Auswirkungen für bereits bezuschlagte Anlagen, während des Zeitraum haben, auf den sich der Zuschlag bezieht.

Anwendungsbereich der regionalen Komponente

Im Gegensatz zum Nodal Pricing wird nur die erstmalige Allokation, nicht aber die einzelnen Einsatzentscheidungen während der Laufzeit der Anlage gesteuert.

Dem Anwendungsbereich sollten Neuanlagen unterworfen sein. Nur die Ansiedlung dieser Anlagen lässt sich vollständig räumlich steuern. Ertüchtigungen oder Umbauten sollten keinen negativen Allokationssignalen unterworfen sein. Eine ertüchtigte Anlage setzt auf einer vorhandenen Anlage auf. Ausgenommen werden sollten ferner die Errichtung und Ertüchtigung von KWK-Anlagen. Für die Ortswahl dieser Anlagen ist das Vorhandensein einer Wärmesenke entscheidend.

Bei der Festlegung des Anwendungsbereichs sind insbesondere die zu erwartenden Auswirkungen auf Windenergieanlagen zu bedenken. Wirksame Allokationssignale, die Windenergieanlagen einschließen, werden deren Ausbau in Norddeutschland und auf See in erheblichem Maße verlangsamen. Gestaltet man die Allokationssignale schwächer aus, haben sie nur symbolischen Wert, sind aber zugleich mit bürokratischem Aufwand verbunden. Mit Rücksicht auf das Erfordernis eines raschen Ausbaus der Erneuerbaren Energien ist es daher besser, dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen grundsätzlich aus dem Anwendungsbereich zu entlassen. Einbezogen werden sollten dagegen Elektrolyseure. Auch wenn der Umfang des Zubaus von Elektrolyseuren stark von den zugrunde gelegten Prämissen abhängt, ist doch klar, dass bereits die Ansiedlung der für 2030 im Koalitionsvertrag angestrebten 10 GW beträchtliche Auswirkungen auf die Übertragungsnetze hat und ggf. beträchtlichen weiteren Ausbaubedarf nach sich zöge. Aufgrund der hohen Investitionskosten von Elektrolyseuren ist davon auszugehen, dass sie auf eine Anzahl von Volllaststunden ausgelegt und deshalb tendenziell unflexibel gefahren werden. Andererseits werden Elektrolyseure vermutlich in Hochpreisphasen ihre Produktion herunterfahren. Die Orientierung an einer möglichst hohen Anzahl von Volllaststunden und die angestrebten Kapazitäten sprechen dennoch für eine Allokationskomponente. Ausgenommen werden sollten dagegen „normale“ Produktionsanlagen, die – einzeln oder aggregiert – durch Anpassungen ihres Verbrauchs an einem Kapazitätsmarkt teilnehmen können. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass Entscheidungen für den Bau neuer Produktionsanlagen nicht danach getroffen werden, wo sich die Teilnahme an einem Kapazitätsmarkt lohnen könnte.

Allokationswirkung

Lokale/regionale Preisanreize werden durch eine Zahlung an den Errichter einer dem Anwendungsbereich unterfallenden Neuanlage gesetzt.

Es ist ex ante festzulegen, ob es nur positive Allokationskomponenten (Bonuszahlung) gibt oder ob für den Fall engpassverstärkender Allokationsentscheidungen auch negative Allokationssignale gesendet werden sollen (Maluszahlung).

Die Höhe des Anreizes wird so bemessen, dass das Signal auch tatsächlich wirkt. Auszugleichen sind damit die Standortnachteile einer Ansiedlung in einer Region, in der die Anlage einen hohen systemischen Nutzen mit sich bringt. Für Erzeugungsanlagen bestehen solche Standortnachteile derzeit tendenziell in Süddeutschland, für Elektrolyseure in Norddeutschland. Bei spezifischen Standorten oder Regionen kann es aber zu Abweichungen von dieser Tendenz kommen. Auch die Auslegungscharakteristika einer Anlage können das Bild modifizieren. Peaker, also Anlagen, die lediglich wenige Stunden pro Jahr in Zeiten hoher Last und geringer EE-Einspeisung gebraucht werden, können auch in anderen Teilen des Systems platziert werden.

Bei einer Kombination von Bonus- und Maluszahlungen braucht das positive und das negative Signal weniger hoch auszufallen, weil die Wirkung von der Kombination beider Signale ausgeht. Andererseits dürfte es – politisch gesehen – leichter sein, ein System zu schaffen, das lediglich mit Bonuszahlungen auskommt.

Räumliche Verteilung im Zeitablauf

Die räumliche Verteilung der Allokationssignale folgt der erwarteten Netzbelastung bzw. dem erwarteten Netzausbau nach einer noch festzulegenden Methodik. Ändert sich die Netzbelastung, so ist die räumliche Verteilung der Allokationssignale entsprechend zyklisch anzupassen. Das gilt jedoch nicht für Anlagen, die eine Allokationskomponente „gewonnen“ haben. Für diese bleibt das einmal gesendete Allokationssignal für die Dauer des zuvor vereinbarten Vergütungszeitraums bestehen. Eine veränderte räumliche Verteilung der Allokationssignale wirkt sich nur auf die jeweils neu ans Netz gehenden Anlagen aus. Investitionssicherheit wird somit gewahrt. Welche Allokation systemverträglich ist, ergibt sich aus der Netzsituation, die perspektivisch einen hohen Ausbaubedarf nach sich zöge. Bei Erzeugungsanlagen, aber auch bei Elektrolyseuren wird es darauf ankommen, die zu erwartende Netzbelastung in Starkwindphasen zu begrenzen.

In Kapazitätsmarkt integrierte oder eigenständige räumliche Allokationssignale?

Die Anreizsignale können formaler Bestandteil des Kapazitätsmarktes sein, müssen es aber nicht notwendig. Es ist jedoch erforderlich, dass Gebote für Neuanlagen in vollständiger Kenntnis verbindlicher Allokationsanreize erfolgen. Dazu muss es TSOs rechtlich möglich sein, entsprechende Allokationssignale zu setzen, zu honorieren und die Kosten über die Netzentgelte zurückerhalten zu können.

Gegen eine Integration spricht der dann erforderliche höhere Grad an Komplexität der Ausschreibung. Dieser würde nochmals steigen, wenn man Ausschreibungen für weitere Systemdienstleistungen mit der Ausschreibung von Kapazitäten verknüpfen würde. Auch würden Anlagen, die sich nicht an einem Kapazitätsmarkt beteiligen können oder wollen, nicht erfasst werden.

2.5.2 Exkurs 2: Integrierte Auktionierung von Kapazität und Blindleistung

Der zusätzliche Bedarf zur Blindleistungsbereitstellung wird für Deutschland im Jahr 2035 laut Netzentwicklungsplan (2021) mit 46,3 GVar angenommen. Müsste diese Leistung allein mit statischen Kompensationsanlagen (Statcom-Anlagen) bereitgestellt werden, ergäbe sich ein Investitionsbedarf von ca. 5 Milliarden €.

Kapazität und Blindleistung (und ggf. auch andere marktlich beschaffte Systemdienstleistungen) können voneinander getrennt, aber auch gekoppelt ausgeschrieben werden. Eine gekoppelte Ausschreibung von gesicherter Leistung und Systemdienstleistungen, bspw. Blindleistung, kann durch eine höhere Effizienz ggf. niedrigere Systemkosten für die Verbraucher mit sich bringen, aber auch den Markt der Teilnehmer verkleinern.

Grundgedanke einer gekoppelten Ausschreibung

Gaskraftwerke bspw. können bei entsprechender Designauslegung getrennt sowohl gesicherte Leistung als auch Blindleistung bereitstellen – allerdings führt dies zu Mehrkosten für die Anlage. Auch ist der Blindleistungsbedarf sehr lokal und es ist für einen Investor kaum zu prognostizieren, wo dieser Bedarf an Blindleistung verortet ist.

Bei getrennten Auktionen gewinnen die jeweils billigsten Technologien, also die Technologien, die am billigsten gesicherte Leistung bzw. Blindleistung bereitstellen. Damit werden aber ggf. Synergien einer gekoppelten Ausschreibung nicht gehoben.

Gasanlagen, die auch außerhalb des Betriebs Blindleistung bereitstellen können, sind sowohl bei reinen Kapazitäts- als auch bei reinen Blindleistungsauktionen kaum wettbewerbsfähig – obwohl sie Blind- und Wirkleistung in Summe günstiger bereitstellen. Hierfür wären gekoppelte Ausschreibungen förderlich. Andererseits wäre eine Kopplung mit Systemdienstleistungen (SDL) jedoch weit komplexer als ein reiner Kapazitätsmarkt. Auch wären neben den Auswirkungen auf den Kapazitätsmarkt auch die Auswirkungen auf SDL-Märkte zu prüfen.

In einem anderen Zusammenhang haben sich gekoppelte Auktionen als sinnvoll erwiesen: Im grenzüberschreitenden Day-Ahead und Intraday-Handel berücksichtigt der dafür verwendete Algorithmus nicht nur Angebot und Nachfrage, sondern auch die Verfügbarkeit von Kuppelkapazitäten in einem integrierten Optimierungsprozess.

Mögliches Auktionsdesign

- › TSOs legen wiederkehrend den Bedarf an Blindleistung pro Netzgebiet fest.
- › TSOs beziffern pro Netzgebiet und Art der SDL die Kosten der Erbringung der SDL durch den TSO selbst (in €).
- › Investoren in gesicherte Leistung bzw. abschaltbarer Lasten können im Rahmen der Kapazitätsauktion die Übernahme der SDL im jeweiligen Gebiet übernehmen und geben ggf. ein kombiniertes Gebot ab.
- › Investoren geben zum Zeitpunkt der Kapazitätsauktion bedingte Gebote ab – Höhe der notwendigen Kapazitätzahlung in Abhängigkeit der übernommenen SDLs (vollständige, partielle oder keine Übernahme von SDLs).
- › Angebote von reinen SDL-Dienstleistungen können frei bieten und werden vom Zuschlagsalgorithmus entsprechend berücksichtigt.
- › Die Reihung der Gebote in der Kapazitätsauktion erfolgt durch einen Algorithmus, der die Systemkosten minimiert. Sollte der SDL-Bedarf überzeichnet sein, so erhalten die Anbieter mit dem geringsten Kapazitätsgebot den Zuschlag.
- › Erfolgreiche Bieter verpflichten sich, die Systemdienstleistungen entsprechend der Vorgaben/technischen Spezifikationen der TSOs zu erbringen.
- › Bei unzureichenden Geboten zur Erbringung der SDL ist der TSO verpflichtet, zu den von ihm genannten Kosten die SDL zu erbringen.

Dem im Netzentwicklungsplan (2021) errechneten Bedarf an Blindleistung für 2035 ist die durch den Zubau von PV-Anlagen erwartbare Blindleistung und deren räumliche Verteilung gegenüberzustellen.

Ob sich eine integrierte Auktionierung für Kapazität und Blindleistung empfiehlt oder nicht, sollte in Abhängigkeit von der weiteren Entwicklung entschieden werden: Sollte sich ein hoher Zubaubedarf, der nicht bereits durch den Zubau von PV-Anlagen gedeckt ist, ergeben, dann ist in einer weiteren Ausbaustufe des Kapazitätsmarkts eine kombinierte Ausschreibung von Kapazität und Blindleistung zu prüfen. Zugleich sind die erzielbaren Effizienzgewinne einer kombinierten Ausschreibung mit den Effizienzverlusten, die aus deren höherer Komplexität folgen, miteinander abzuwägen.

Berlin, 3. Juli 2023

Diskussionspapier

Beseitigung von Anreizen zum unflexiblen Verbrauch in der Hoch- und Höchstspannung § 19 II 2 StromNEV

Kurzfassung

Verbraucher sind essenzielle Marktteilnehmer

Energieintensive Betriebe der Industrie und des Dienstleistungssektors weisen sehr hohe Flexibilitätspotenziale auf und sind daher Bestandteil des Zusammenführens von Angebot und Nachfrage. Allerdings werden heute Anlagen mit einem besonders hohen Verbrauch **regelmäßig inflexibel gefahren**. Und zwar insbesondere dann, wenn der hohe Verbrauch mit der Möglichkeit zum gleichmäßigen Bezug aus dem Hoch- und Höchstspannungsnetz einhergeht – sog. Bandbezug. Wesentlicher Grund hierfür ist § 19 Absatz 2 Satz 2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV).

Diese Vorschrift ermöglicht eine Absenkung der Stromnetzentgelte um 80 bis 90 %. Voraussetzung zur Erlangung dieser substantziellen Entgeltermäßigung ist ein fortdauernd inflexibles Stromabnahmeverhalten. Erforderlich ist eine Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr und außerdem ein Stromverbrauch von mehr als zehn Gigawattstunden pro Jahr und Abnahmestelle. Weitere Ermäßigungen kommen bei einem Bandbezug von 7.500 bzw. von 8.000 Stunden in Betracht. Hierdurch wird eine Bandabnahme angereizt.

Der Grund für diese Privilegierung bestand in einer gleichmäßigen Auslastung von Atom- und Kohlekraftwerken. Durch eine damit einhergehende gleichmäßige Netzauslastung konnte zugleich ein weiterer Netzausbau vermieden werden.

- › Der Grund für die Beanreizung eines inflexiblen Stromverbrauchs ist entfallen.
- › In einem durch die dargebotsabhängige Einspeisung von Wind und Sonne geprägten System ist die Nutzung von Flexibilität wichtig.
- › Gerade energieintensive Netznutzer können zu einer flexiblen, am Angebot der Erneuerbaren Energien ausgerichteten Abnahme beitragen.
- › Aufgrund der veränderten energiewirtschaftlichen Realität lässt sich durch ein gezieltes Bandabnahmeverhalten kein Gleichgewicht zwischen Leistung und Gegenleistung erzielen.
- › Ein solches Gleichgewicht lässt sich vielmehr nur dadurch erzielen, dass **verlässliche, messbare Inflexibilität in eine verlässliche, messbare Bereitschaft zum flexiblen Einsatz umgewandelt** wird.
- › Der Einsatz der Flexibilität am Markt ist alternativ zu ermöglichen. Ob der Anlagenbetreiber seine Flexibilität dem Netzbetreiber oder den Marktparteien zur Verfügung stellt, sollte dieser nach wirtschaftlichen Kriterien selbst entscheiden.

Inhalt der Langfassung

1	Einführung.....	63
2	Sachstand.....	64
3	Anpassungsregelung aus Anlass der aktuellen Gasversorgungslage	65
4	Netz- und systemdienliche Flexibilität: Schlüssel zum sicheren Netzbetrieb bei zunehmend dargebotsabhängiger Einspeisung.....	65
5	Auswirkungen von § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV und befristeter Anpassungsregelung	66
6	Reformbedarf.....	66

1 Einführung

In der Hoch- und Höchstspannung sind die Mehrzahl der Produktionsanlagen der energieintensiven Industrie angebunden.

Der von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichte Szenariorahmenentwurf für den Netzentwicklungsplan (NEP 2037 (2023)) zeigt die unter Annahme der dort zugrunde gelegten Rahmenbedingungen, die als plausibel angesehene Flexibilitätsentwicklung in der Zukunft, auf.

Nachfrageseitige Flexibilitäten in GW für DSM (Industrie und GHD)					
Bestand 31.12.2020	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
1,2	5,0	5,6	7,2	8,9	12,1

Quelle: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2023.pdf, dort S. 24

Allerdings werden heute Anlagen mit einem besonders hohen Verbrauch regelmäßig inflexibel gefahren. Und zwar insbesondere dann, wenn der hohe Verbrauch mit der Möglichkeit zum gleichmäßigen Bezug aus dem Hoch- und Höchstspannungsnetz einhergeht – sog. Bandbezug.

Wesentlicher Grund hierfür ist § 19 Absatz 2 Satz 2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Netzkunden haben sogar einen Anspruch auf ein um bis zu 80 % reduziertes Netzentgelt, wenn die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7 000 Stunden im Jahr erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr 10 Gigawattstunden übersteigt. Weitere Ermäßigungen kommen bei einem Bandbezug von 7.500 bzw. 8.000 Stunden in Betracht. Die Vorschrift ermöglicht dann eine Absenkung der Stromnetzentgelte um bis zu 85 bzw. 90 %. Die hieraus resultierenden Entlastungen sind auf die nichtprivilegierten Netznutzer umzulegen.

§ 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV wurde eingeführt, um eine gleichmäßige Auslastung der Netze zu gewährleisten. 2012, zum Zeitpunkt der erstmaligen Erhebung der §19 StromNEV-Umlage, betrug der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch 24 %. Der Anteil der dargebotsabhängig einspeisenden EE (Wind an Land, Wind auf See und Photovoltaik) lag sogar nur bei 13 %. Dagegen dominierten die Einspeisungen von Atom- und Kohlekraftwerken mit hohen Volllaststunden. Ein möglichst gleichförmiger Bezug war daher energiewirtschaftlich wünschenswert. Zugleich war es aus Sicht der Netzbetreiber wichtig, Verbrauchsspitzen zu vermeiden, die eine größere Dimensionierung des Netzes erforderlich machen.

2 Sachstand

Derzeit kommen rund 300 Netzkunden in den Genuss der Netzentgeltverringerungen gemäß § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV. Für 2023 prognostizieren die Übertragungsnetzbetreiber einen Anstieg des hierdurch umzulegenden Volumens auf 1,17 Mrd. € und eine daraus resultierende Belastung des nichtprivilegierten Verbrauchs von 0,417 Cent/kWh.

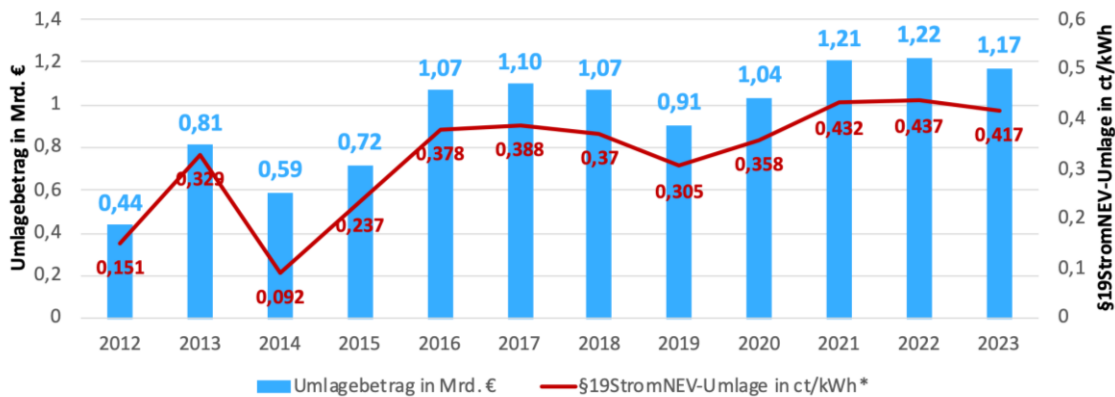


Abbildung 1: § 19 StromNEV-Umlage: Umlagenhöhe und Umlagebetrag (ÜNB-Berechnungen zur Ermittlung der Umlagenhöhe § 19 StromNEV auf www.netztransparenz.de)

Dies stellt vor dem Hintergrund der Bedeutung des Verbrauchsverhaltens für die Inanspruchnahme der Infrastruktur einen erheblichen Fehlanreiz i. H. v. rund einer Milliarde jährlich dar. Die Folge: Der Fehlanreiz entzieht das Flexibilitätspotenzial der durch § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV begünstigten Anlagen nicht nur einer **netzdienlichen**, sondern **jeglicher** Nutzung. Auch ein Einsatz der Flexibilität am Markt wird dadurch faktisch unmöglich.

Weitere Folgen: Energieintensive Unternehmen investieren

- › nicht in die Flexibilisierung ihrer Prozesse,
- › in Einzelfällen in Nebenanlagen, wie Speicher, um auch weiterhin einen gleichmäßigen Stromverbrauch sicherzustellen,
- › nicht in Kapazitätsausweitungen, wenn diese mit Stromspitzen einhergehen könnten.

Auch besteht in Zeiten eines Absatzrückgangs, wie etwa während der Pandemie und während des Ukrainekriegs, ein Anreiz,

- › Effizienzmaßnahmen auszusetzen,
- › einen künstlichen Mehrverbrauch auszulösen,
- › die Vermarktung von Flexibilitäten auszusetzen,

um nicht unter die Begünstigung auslösender Schwellenwerte von 10 GW Stromverbrauch und 7.000/7.500/8.000 Benutzungsstunden zu rutschen.

3 Anpassungsregelung aus Anlass der aktuellen Gasversorgungslage

Vor dem Hintergrund der aktuellen Gasversorgungslage ist am 01.08.2022 die Regelung des § 118 Absatz 46 EnWG in Kraft getreten. Die BNetzA kann demnach für Unternehmen, die im Zusammenhang mit erheblich reduzierten Gesamtimportmengen nach Deutschland ihre Produktion aufgrund einer Verminderung ihres Gasbezuges reduzieren, durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 EnWG bestimmen, dass für das Kalenderjahr 2022 ein Anspruch auf Weitergeltung der Vereinbarung individueller Netzentgelte nach § 19 Absatz 2 Satz 2 bis 4 StromNEV besteht.

In der Sache geht es darum, ob ein Letztverbraucher der bislang zum Kreis der Begünstigten gemäß § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV weiterhin begünstigt sein darf, obwohl sich die Abnahme unterhalb der in der Verordnung definierten Abnahme-Bänder verschoben hat.

Die geplante Festlegung ist auf das Kalenderjahr 2022 befristet. Die Festlegung zielt explizit auf die Folgen der Gasversorgungslage auf die Stromentnahme ab. Im „Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften“ ist im Artikel 5 „Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes“ im § 118 Absatz 46a EnWG darüber hinaus eine weitergehende Festlegungskompetenz der BNetzA für eine umfangreiche Regelung individueller Netzentgelte bis zum 31.12.2023 vorgesehen.

4 Netz- und systemdienliche Flexibilität: Schlüssel zum sicheren Netzbetrieb bei zunehmend dargebotsabhängiger Einspeisung

Systemdienliche Flexibilitäten werden für die Frequenzhaltung nach Schließung des Intraday-Markts genutzt, im Regelleistungs- und Regelarbeitsmarkt angeboten und von den Übertragungsnetzbetreibern nachgefragt. Netzdienliche Flexibilitäten dienen u. a. der Vermeidung bzw. Auflösung von Netzengpässen, der Spannungshaltung oder werden für Redispatch-Maßnahmen eingesetzt. Zeitlich gesehen erfolgt ihr Einsatz ebenfalls nach der Marktschließung.

Mit den Erneuerbaren Energien im Zentrum der Energieversorgung bestimmt die Residuallast maßgeblich das Volumen an notwendiger steuerbarer gesicherter Leistung.

In einem Stromversorgungssystem mit zunehmender dargebotsabhängiger Einspeisung auf der Erzeugungsseite kommt der Flexibilisierung der Nachfrage eine zunehmende Bedeutung zu. Durch steigende Möglichkeiten der Marktteilnehmer und Verbraucher ihre Stromnachfrage für einen gewissen Zeitraum flexibel zu senken oder zu erhöhen und damit den Bedarf zeitlich zu verschieben, entsteht eine zweite Größe, um Stromangebot und Stromnachfrage auszugleichen. Zudem werden durch eine gesteuerte Absenkung der Stromnachfrage – sei es über marktliche Prozesse oder anweisungsbasiert – die Residuallast und damit der Bedarf an gesicherter Leistung temporär gesenkt. Damit wird die maximale inflexible Stromnachfrage in

einem Stromsystem zu einer wichtigen Kenngröße zur Bewertung der Versorgungssicherheit. Ihre Höhe wird auch durch das verfügbare Potenzial an Flexibilität auf der Nachfrageseite zur Absenkung des Strombedarfs bestimmt. Je flexibler die Stromnachfrage reagieren kann, umso geringer ist die maximale inflexible Stromnachfrage²⁶.

5 Auswirkungen von § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV und befristeter Anpassungsregelung

§ 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV **entzieht den begünstigten Unternehmen den Anreiz, die begünstigten Anlagen zu flexibilisieren**. Umgekehrt ermöglicht ein Mehr an Flexibilität ein Mehr an dargebotsabhängiger Einspeisung und erlaubt eine Verringerung der Kapazitäten von Backup-Kraftwerken.

Die befristete Anpassungsregelung befreit zwar von dem Zwang, den Verbrauch trotz der Krise oberhalb der jeweiligen Bandabnahmegrenzen aufrecht zu erhalten, um in den Genuss drastisch verminderter Netzentgelte zu gelangen. Dennoch ist festzuhalten, dass die Festlegung keinen Schwenk hin zu der eigentlich notwendigen Beanreizung von Flexibilität vollzieht. Die bis Ende 2023 laufende Übergangszeit sollte dringend genutzt werden, um Konzepte für einen solchen Schwenk zu beschreiben und in eine konkrete Anreizstruktur zu überführen.

6 Reformbedarf

Durch immer höhere Schwankungen der Einspeisung stehen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber neuen Herausforderungen gegenüber. Flexibilität auf der Nachfrageseite kann eine mögliche Antwort auf diese Herausforderungen sein. Der durch § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV begünstigte Kreis von Industrieanlagen kann hierzu ganz besonders beitragen.

Letztlich lässt sich aufgrund der veränderten energiewirtschaftlichen Realität durch ein gezieltes Bandabnahmeverhalten kein Gleichgewicht zwischen Leistung und Gegenleistung erzielen. Ein solches Gewicht lässt sich vielmehr nur dadurch erzielen, dass **verlässliche, messbare Inflexibilität in eine verlässliche, messbare Bereitschaft zum flexiblen Einsatz umgewandelt** wird.

Im Zusammenhang mit Verbrauchseinrichtungen, die an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, sollte das Marktdesign so ertüchtigt werden, dass es eine optimale Dimensionierung der betroffenen Netze unterstützt. Zugleich sollte die Flexibilisierung von dort angeschlossenen Verbrauchseinrichtungen eine deutlich stärkere Ausrichtung an den eingespeisten Mengen ermöglichen.

Es steht außer Frage, dass In Anbetracht der angespannten wirtschaftlichen Gesamtlage und der Auswirkungen der derzeitigen Hochpreisphase von Primärenergieträgern und den daraus

²⁶ Vgl. auch BDEW, Fakten und Argumente, Versorgungssicherheit Strom, 30.09.2021

resultierenden hohen Strompreisen Veränderung behutsam und mit Blick auf die Leistungsfähigkeit der betroffenen Prozesse und Industrien erfolgen müssen. Ebenso steht aber auch außer Frage, dass die Fortführung des Status Quo – nämlich die Beanreizung von Inflexibilität – keine Option darstellt.

bdew

Energie. Wasser. Leben.



E-Bridge
Kompetenz in Energie

Berlin, 3. Juli 2023

Studie

Konzepte zur Nutzung von hoch- und mittelspannungsseitiger Flexibilität bei Netzbetreibern

Kurzfassung

Flexibilitätspotenziale effizient nutzen

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien, der Umstieg auf Elektromobilität und der Anstieg von Wärmepumpen fordern einen zügigen Aus- und Umbau der **Stromnetze**. Der Ausbau dieser Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen erfolgt vornehmlich dezentral und eilt dem – unabdingbar notwendigen – Ausbau der Netze um viele Jahre voraus. Deshalb ist es auch erforderlich, netzdienliche **Flexibilität** in einem höheren Umfang als bisher zu nutzen.

- › Durch die Einführung des **Redispatch 2.0** wurde für Netzbetreiber ein Werkzeug zur Erschließung erzeugungsseitiger netzdienlicher Flexibilität geschaffen.
- › Das zukünftige Marktdesign muss Netzbetreibern die Option eröffnen, **zusätzlich** zum (regulierten) Redispatch 2.0 die netzdienliche **Flexibilität von Lasten und Speichern** zu erschließen. Netzbetreiber haben heute nur sehr begrenzte Möglichkeiten, diese zu nutzen.
- › Umgekehrt soll das Marktdesign Betreibern von geeigneten Verbrauchseinrichtungen Lasten und Speichern die Möglichkeit geben, den Einsatz ihrer Anlagen zu optimieren und den Wert der Anlage innewohnenden Flexibilität zu realisieren.
- › Als den Redispatch 2.0 lastseitig ergänzende Instrumente sieht der BDEW als grundsätzlich geeignet an:
 - Standortanreize,
 - Gestaltung der Netztarife, z. B. engpassorientierte Netztarife,
 - komplementärer marktbasierter Redispatch.
- › Die Nutzung eines oder mehrerer dieser Instrumente durch VNB erfolgt **freiwillig**.
- › Die in der Hoch- und Mittelspannung erschlossene Flexibilität kann grundsätzlich dort, aber **auch in der Höchstspannung** genutzt werden. Die Grundsätze der Netzbetreiberkoordination sind zu beachten. Zu beachten ist auch, dass der Einsatz von Flexibilitäten zu möglichen Leistungsmaxima beim Bezug vom vorgelagerten Netzbetreiber führen kann. Dies würde finanzielle Belastungen für alle Netznutzer im Folgejahr auslösen.
- › Nur dort, wo heute bereits große Herausforderungen bestehen, ist eine freiwillige stufenweise Anwendung der Instrumente durch den Netzbetreiber sinnvoll (**bedarfsorientierter Einsatz**).
- › Ein deutschlandweiter Flickenteppich mit unterschiedlichen Lösungen muss vermieden werden, daher sind Standards für **einheitliche Prozesse und Schnittstellen** notwendig.
- › Der **Nutzen** der genannten Instrumente muss die Umsetzungskosten deutlich übersteigen, um eine volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit stets sicherzustellen. Er darf auch keine höheren **Kosten** als die vermiedenen Redispatch-Kosten erzeugen.

- › Die Informationen über Anreize müssen dem Markt diskriminierungsfrei zur Verfügung gestellt werden.

Koordination stringenter Anreizstrukturen

Besonderes Augenmerk verdient der **komplementäre marktbasierter Redispatch**, z. B. mittels auktionsbasierten Handelsplattformen. Hiermit lassen sich weitere Flexibilitätspotenziale erschließen. Die bisherigen Redispatch 2.0-Prozesse werden im Rahmen eines „Hybrid-Modells“ um das freiwillige Angebot lastseitiger Flexibilitäten sowie Speichern erweitert. Damit besteht das Potenzial, drohende Engpässe mit allen effizienten Mitteln aufzulösen. Bereits heute ist die marktliche Beschaffung von Flexibilität in Europa die Regel, nicht die Ausnahme.

- › **Standortanreize** können dazu eingesetzt werden, die Errichtung nachfrageseitiger Flexibilität am richtigen Ort anzureizen. Im Kontext der Gewährleistung der Versorgungssicherheit (BDEW, *Versorgungssicherheit in Zeiten eines hohen Dargebots Erneuerbarer Energien*, Diskussionspapier 2023) spricht sich der BDEW im Übrigen für dezidierte Standortanreize zur bevorzugten Ansiedlung von Speichern und Elektrolyseuren aus.
- › **Engpassorientierte Netztarife** können durch positive und negative Anreize helfen, Stromverbrauch in Zeiträume zu verlagern, in denen der Verbrauch gemäß Prognose engpassentlastend wirkt.
- › Die beschriebenen Instrumente zur Nutzung von Flexibilität in der Hoch- und Mittelspannung lassen sich in die bereits **vorhandenen Prozesse** der Netzsteuerung einfügen.
- › Hierfür gibt es **Ansätze zur Operationalisierung** der Nutzung von Flexibilität in der Hoch- und Mittelspannung. Sie sollten vertieft und vorangetrieben werden. Der BDEW zeigt die Prozessschritte auf, die zu einer vollständigen Operationalisierung einer genaueren Ausgestaltung bedürfen.
- › Wünschenswert ist vor allem eine **Pilotierung vom marktbasierendem komplementärem Redispatch**, um notwendige lastseitige Flexibilitätspotenziale sowie den Einsatz von Batterien im überregionalen Redispatch adressieren zu können.
- › Die mit der Anwendung von Standortanreizen, engpassorientierten Netzentgelten und komplementärem Redispatch verbundenen Kosten müssen regulatorisch anerkannt werden.



Ein langfristiges Marktdesign für Deutschland

Konzepte zur Nutzung von hoch- und mittelspannungsseitiger Flexibilität bei Netzbetreibern

Zielbild und operativer Umsetzungsvorschlag

03.07.2023

bdew

 **E-Bridge**
Kompetenz in Energie

Inhalt der Langfassung

Management Summary	73
1 Anlass und Zielstellung.....	74
2 Notwendigkeit zur Nutzung lastseitiger Flexibilität.....	74
3 Lösungsraum von Instrumenten zur Nutzung lastseitiger Flexibilität.....	76
3.1 Strukturierte Übersicht	76
3.2 Bewertung von Instrumenten zur Flexibilitätsnutzung	78
4 Zielbild von Instrumenten zur Nutzung lastseitiger Flexibilität	80
4.1 Überblick	80
4.2 Definition und Wirkungsweise	81
4.3 Regulatorische Einordnung	82
5 Operative Umsetzung und technische Voraussetzungen.....	83
5.1 Operative Umsetzung.....	83
5.2 Umsetzungsvorschläge der vorgeschlagenen Instrumente	84
5.3 Technische Voraussetzungen	86
6 Zusammenspiel mit Flexibilität in der Niederspannung.....	88
7 Zusammenfassung und möglicher Einführungspfad.....	89
Anhang	90

Management Summary

Der geplante Ausbau an Erneuerbaren Energien (EE) und lastseitigen Flexibilitäten ist beispiellos und erfolgt in rasantem Tempo. Da Netzausbau deutlich komplexer und langwieriger als die standortbezogene Planung von EE-Anlagen ist, wird der zwingend notwendige Netzausbau auch zukünftig den Anforderungen des EE-Zubaus hinterherlaufen. Anzahl und Umfang der Engpässe werden in den kommenden Jahren in Deutschland deutlich ansteigen. Damit kommt dem Netzausbau eine sehr hohe Bedeutung zu. Zusätzlich können lastseitige Flexibilitäten Kosten für das Engpassmanagement reduzieren und die Systemsicherheit erhöhen. Allerdings haben Netzbetreiber heute nur sehr begrenzte Möglichkeiten, diese zu nutzen.

Auf Basis der Bewertung eines breiten Spektrums von Instrumenten erfolgt in diesem Beitrag eine Auswahl, Konkretisierung und erste mögliche Operationalisierung von Ansätzen zur Nutzung von Flexibilität in der Hoch- und Mittelspannung. Der Vorschlag enthält drei Bausteine, die komplementär ineinandergreifen und bedarfsgerecht durch Netzbetreiber eingesetzt werden können, aber nicht müssen:

1. **Komplementärer marktbasierter Redispatch:** Die bisherigen Redispatch 2.0-Prozesse werden im Rahmen eines „Hybrid-Modells“ um das freiwillige Angebot lastseitiger Flexibilitäten erweitert. Damit besteht das Potenzial, drohende Engpässe mit allen effizienten Mitteln aufzulösen. Dabei ist die vorrangige Umsetzung des Redispatch 2.0 und die Anschlussfähigkeit des komplementären marktbasierten Redispatch unabdingbar.
2. **Überprüfung der Netztarife:** Netztarife dürfen einer Aktivierung von Flexibilität nicht entgegenstehen. Eine Entwicklung oder Weiterentwicklung engpassorientierter Tarife, beispielsweise indem Netzbetreiber Zeiträume mit Netzengpässen prognostizieren und einen finanziellen Anreiz (sowohl positiv als auch negativ) für Verbraucher in Hoch- und Mittelspannung kommunizieren, kann helfen, Stromverbrauch in entsprechende Zeiträume zu verlagern. In den Fahrplänen würden damit absehbare Netzengpässe bereits berücksichtigt werden.
3. **Standortanreize:** Anreize für eine Ansiedlung an netzentlastenden Standorten. Damit wird nachfrageseitige Flexibilität am richtigen Ort angereizt.

Eine prozessuale Operationalisierung dieser Bausteine ist möglich, jedoch mit einem hohen Komplexitätsgrad verbunden. Daher wird folgender Umsetzungspfad vorgeschlagen:

1. **Bedarfsorientierter Einsatz:** Nur dort, wo heute große Herausforderungen bestehen, ist eine freiwillige stufenweise Anwendung der Instrumente durch den Netzbetreiber sinnvoll.
2. **Einheitliche Prozesse:** Keine Bildung eines deutschlandweiten Flickenteppichs mit unterschiedlichen Lösungen, daher sind Standards für Prozesse und Schnittstellen notwendig.
3. **Pilotierung vom marktbasierendem komplementärem Redispatch,** um notwendige lastseitige Flexibilitätspotenziale im Süden Deutschlands im überregionalen Redispatch adressieren zu können.

4. **Anpassung von Netzentgelten zunächst für HS-/MS-Kunden**, insbesondere dort, wo die größte Wirksamkeit und heute sogar eine Pönalisierung im Fall einer flexiblen Netznutzung besteht.
5. **Umsetzung von dezidierten Standortanreizen** für die bevorzugte Ansiedlung insbesondere von Speichern und Elektrolyseuren.

1 Anlass und Zielstellung

Durch die Einführung des Redispatch 2.0 wurde für Netzbetreiber ein Werkzeug zur Erschließung erzeugungsseitiger Flexibilität geschaffen. Die hohe lastseitige Flexibilität kann jedoch nicht mit diesem Instrument für den Netzbetreiber nutzbar gemacht werden, obwohl dies ökologisch und ökonomisch sinnvoll ist und einen Beitrag zur Netz- und Systemsicherheit leisten kann.

Nachfolgend werden Konzepte zur Nutzung von hoch- und mittelspannungsseitiger Flexibilität von Verbrauchern und Speichern durch Netzbetreiber beschrieben.

Das Ziel dieses Beitrags ist die **Bewertung, Auswahl, Konkretisierung und Operationalisierung** von Ansätzen zur Nutzung von Flexibilität in der Hoch- und Mittelspannung. Es wird ein Zielbild vorgestellt, welches bedarfsorientiert und mit einheitlichen Standards und Prozessen umsetzbar ist. Das dargestellte Zielbild soll sowohl als Lösungsraum für die weitere Konkretisierung der Instrumente und Auflösung der noch offenen Ausgestaltungsdetails im Branchenprozess dienen als auch die Diskussionen im politischen Raum unterstützen.

2 Notwendigkeit zur Nutzung lastseitiger Flexibilität

Die aktuellen Entwicklungen beschleunigen den Weg zur Klimaneutralität. Durch den schnelleren Zubau der Erneuerbaren Energien, eine schnellere Dekarbonisierung von Industrie, Verkehr und Wärmeerzeugung und einen schnelleren Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft soll die Abhängigkeit von Energieimporten reduziert werden.

Die politischen Ambitionen sind entsprechend hoch und so sieht der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans bereits im Jahr 2030 eine Leistung von nahezu 400 GW Leistung an Erneuerbaren Energien in Deutschland vor. Schon heute liegen den Netzbetreibern konkrete Netzanschlussbegehren im Bereich mehrerer hundert Gigawatt vor.

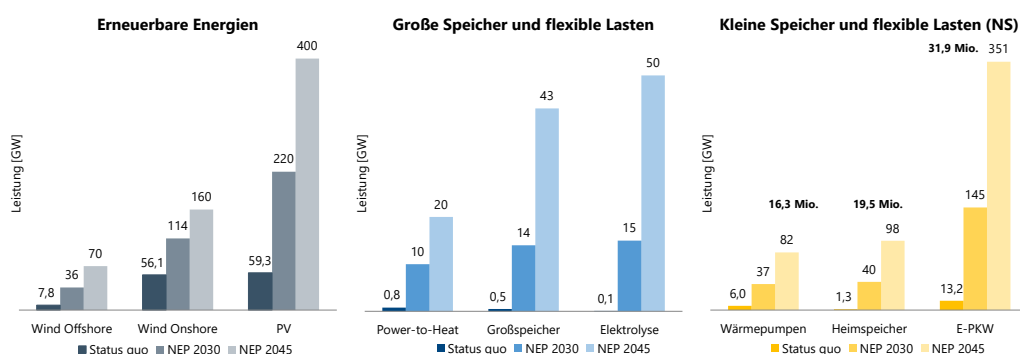


Abbildung 1: Entwicklung Erneuerbarer Energien und Flexibilitäten von Lasten und Speichern

Dem dynamischen Zubau Erneuerbarer Energien steht ein ebenso dynamischer Anschluss neuer Flexibilitäten auf Seiten von Speichern und elektrischen Verbrauchseinrichtungen gegenüber. Dieser findet sowohl auf höheren Spannungsebenen mit dem Anschluss neuer Speicher und Elektrolyseure als auch in geringeren Spannungsebenen mit dem Anschluss von Ladeeinrichtungen, Kleinspeichern und Wärmepumpen statt.

Für die neuen Anforderungen ist ein erheblicher Netzausbau notwendig und sinnvoll. Dieser wird seitens der Netzbetreiber mit allen im Rahmen der Regulierung möglichen Anstrengungen vorangetrieben.

Dennoch ist Netzausbau von Natur aus deutlich komplexer als die standortbezogene Planung der Anschlussnehmer. Abbildung 2 verdeutlicht, dass zwischen den Anschlussdauern einer PV-Freiflächenanlage und der Umsetzung einer 110-kV-Leitung mindestens der Faktor fünf liegt.

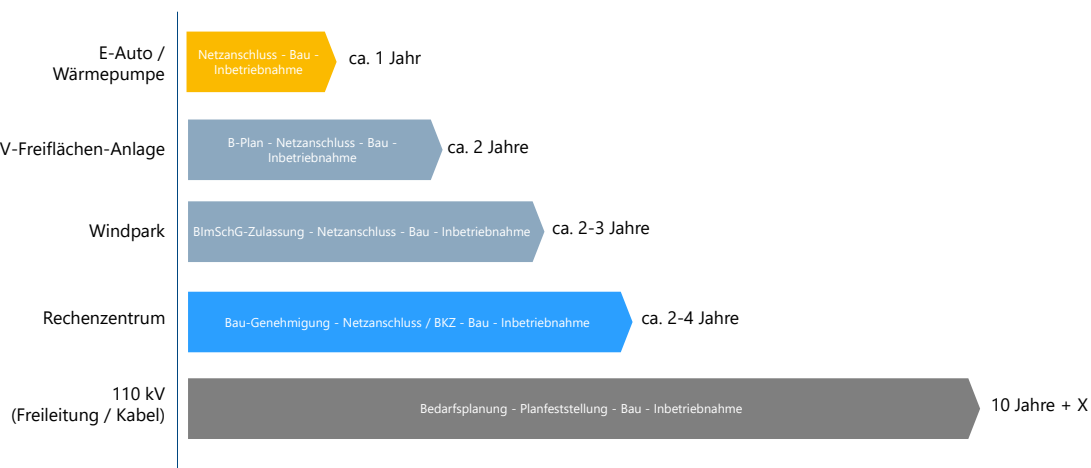


Abbildung 2: Umsetzungsdauern von Netzanschluss und Netzausbau

Die Folge des rasanten Zubaus Erneuerbarer Energien und der strukturellen längeren Umsetzungsdauer des Netzausbaus sind sehr hohe Redispatch-Kosten in Deutschland. Bereits im Jahr 2021 betragen diese mehr als 2,2 Mrd. € – Tendenz steigend, auch durch die absehbar zunehmenden Engpässe in Hoch- und Mittelspannungsnetzen.

Durch die Integration von zusätzlicher Flexibilität in den Engpassmanagement-Prozess der Netzbetreiber kann der erwartete Anstieg der Engpassmanagementkosten gedämpft werden.

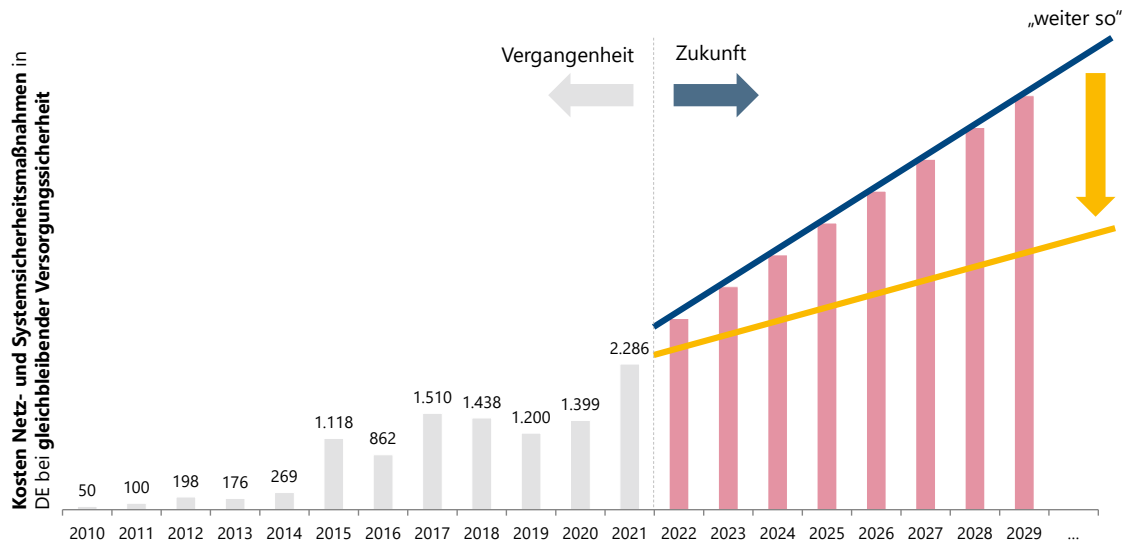


Abbildung 3: Schematische Entwicklung der Redispatch-Kosten in Deutschland

Aus diesem Grund ist es das Ziel dieses Beitrags, ein Konzept für die Nutzung der Flexibilität von Lasten und Speichern in der Hoch- und Mittelspannungsebene zu entwickeln.

3 Lösungsraum von Instrumenten zur Nutzung lastseitiger Flexibilität

Das zukünftige Marktdesign muss Netzbetreibern die Option eröffnen, zusätzlich zum (regulierten) Redispatch 2.0, die Flexibilität von Lasten und Speichern zu erschließen. Umgekehrt soll das Marktdesign Betreibern von geeigneten Lasten und Speichern die Möglichkeit geben, den Einsatz ihrer Anlagen zu optimieren und den Wert der Anlage innewohnenden Flexibilität zu realisieren.

3.1 Strukturierte Übersicht

Netzdienliche Flexibilität von Lasten kann durch diverse Instrumente erschlossen werden:

Komplementärer marktbasierter Redispatch beschreibt als hybrider Redispatch-Mechanismus die Kombination von kostenbasiertem (für Einspeiser) und marktbasierendem Redispatch für lastseitige Flexibilitäten. Eine integrierte Merit-Order-Liste und Gebotspreisverfahren gewährleisten eine effiziente Maßnahmendimensionierung. Ein marktbasierter Redispatch mit freiwilliger Teilnahme ist demnach ein Zusatzmodul für dezentrale Flexibilität. Sowohl langfristige Leistungsangebote als auch kurzfristige Arbeitsangebote erschließen Potenziale verschiedener Technologien.

Bei **Standortanreizen** gibt es entsprechend der mittel- bis langfristig erwarteten Netzsituation regional differenzierte einmalige Anreize für Einspeisungen und Lasten. Hierdurch sollen in Investitionsentscheidungen von Kundenanlagen die Signale des Netzbetreibers berücksichtigt werden.

Bei **Standortrestriktionen** werden Standorte durch den Netzbetreiber eingeschränkt oder ausgeschlossen, die Engpässe entstehen lassen oder verstärken. Die aktuellen erzeugungsgetriebenen Engpässe können durch lastseitige Standortrestriktionen kaum adressiert werden.

Grundsätzlich könnte ein Standortanreiz oder insbesondere eine Standortrestriktion auch für Erzeuger Engpassregionen entlasten. In diesem Dokument wird jedoch die verbrauchsseitige Flexibilität adressiert und deshalb werden erzeugungsseitige Instrumente nicht weiter detailliert.

Ein typischer **zeitvariabler Tarif** weist über den Tag verteilt eine Normaltarifzeit, eine Hochtarifzeit und eine Niedrigtarifzeit auf. Die Zeiten für die verschiedenen Tarifstufen können für das gesamte Jahr oder für noch längere Zeiträume einheitlich festgelegt sein. Sie können aber auch kurzfristig vom Netzbetreiber festgelegt werden. Im erstgenannten Fall kann die zeitliche Spreizung standardmäßig Bestandteil eines Netzentgelttarifs sein. Im zweiten Fall müssen auch die Vorlaufzeiten für die kurzfristige Festlegung der konkreten Tarifzeiten zwischen Netzbetreibern und Netzkunden vertraglich vereinbart sein. Solche zeitvariablen Tarife könnten regional und zeitlich differenziert ausfallen.

Dynamische Netztarife orientieren sich an einer veränderlichen Eingangsgröße (sinnvollerweise an der Engpassleistung) und verändern sich in der Höhe dynamisch mit der Fixierung der Eingangsgröße.

Unter **engpassorientierten Netztarifen** werden Tarife verstanden, die an das prognostizierte Eintreten von Netzengpässen geknüpft sind und im Vorfeld festgelegt werden. Durch die Vorabfestlegung von Zeitfenstern weisen sie Charakteristika von zeitvariablen Tarifen auf.

Beim **Nodal Pricing** wird der Marktpreis an einem bestimmten Übertragungsknoten gebildet. Dadurch werden netztechnische Restriktionen in der Preisfindung berücksichtigt.

In einem **Market Splitting** werden die nationalen Strommärkte in mehrere regionale Preiszonen aufgeteilt. Jedes Marktgebiet verfügt über einen eigenen Strompreis, der sich aufgrund begrenzter Netzkapazitäten zwischen den Bereichen unterscheiden kann.

Exkurs: Einsatz von Speichern

Der Einsatz von Speichern ist strenggenommen kein Flexibilitätsinstrument. Der BDEW hat die zu beachtenden Anforderungen in einem Prozessleitfaden und dazugehörigen Erläuterungen strukturiert. Der Prozessleitfaden ordnet auch die Rolle sog. vollständig integrierter Netzkomponenten ein. An dieser Stelle ist einzig wichtig, dass vor der Frage, ob sich der Netzbetreiber von Marktparteien errichteter und vorgehaltener oder netzbetreibereigener Speicher bedient, zu prüfen ist, ob sich das identifizierte Problem mit der Beschaffung von Flexibilitäts- und Systemdienstleistungen beheben lässt. Wenn sich das konkrete Netzproblem effizienter durch die Beschaffung von Flexibilität lösen lässt, dann hat dieser Weg Vorrang vor der Errichtung eines Speichers. Dies ist besonders bei der Betrachtung bestehenden und zukünftigen Potenzials wichtig. Aufgrund der Entflechtungsregelungen ist im Einzelfall zu prüfen, ob die Errichtung und der Betrieb netzdienlicher Speicher vom Netzbetreiber als Service zu kontrahieren sind oder von ihm selbst ausgeübt werden können. Auch dies beschreibt der o. g. Prozessleitfaden. Im Einklang mit § 11b EnWG vom Netzbetreiber betriebene Speicher einschließlich vollständig integrierter Netzkomponenten verringern den vom Netzbetreiber zu beschaffenden Bedarf an Flexibilität.

3.2 Bewertung von Instrumenten zur Flexibilitätsnutzung

Die dargestellten Instrumente weisen Vor- und Nachteile auf. Um eine objektive Grundlage für eine Empfehlung zu haben, erfolgt eine Spiegelung der Instrumente an folgenden Bewertungskriterien:

1. Wirksamkeit zur Reduktion von Engpassmanagementkosten.
2. Kompatibilität mit aktuellen Prozessen des Engpassmanagements (insbesondere Redispatch 2.0).
3. Umsetzungsaufwand für Netzbetreiber und Marktteilnehmer.
4. Attraktivität für Marktteilnehmer (einschließlich Flexibilitätsanbieter).
5. Kompatibilität mit Anforderungen sicherer Netzführung (ÜNB + VNB).
6. Rechtliche und regulatorische Hemmnisse.
7. Vermeidung von Fehlanreizen/Begrenzung des Missbrauchs von Marktmacht („Gaming“).
8. Vermeidung ungewünschter Verteilungseffekte.

Die Bewertung der Maßnahmen zeigt: Es gibt nicht eine Idealmaßnahme, die deutlich im Vergleich dominiert. Vielmehr weisen die Instrumente Vor- und Nachteile auf, sodass Kombinationen sinnvoll erscheinen, die den konkreten lokalen Erfordernissen Rechnung tragen.

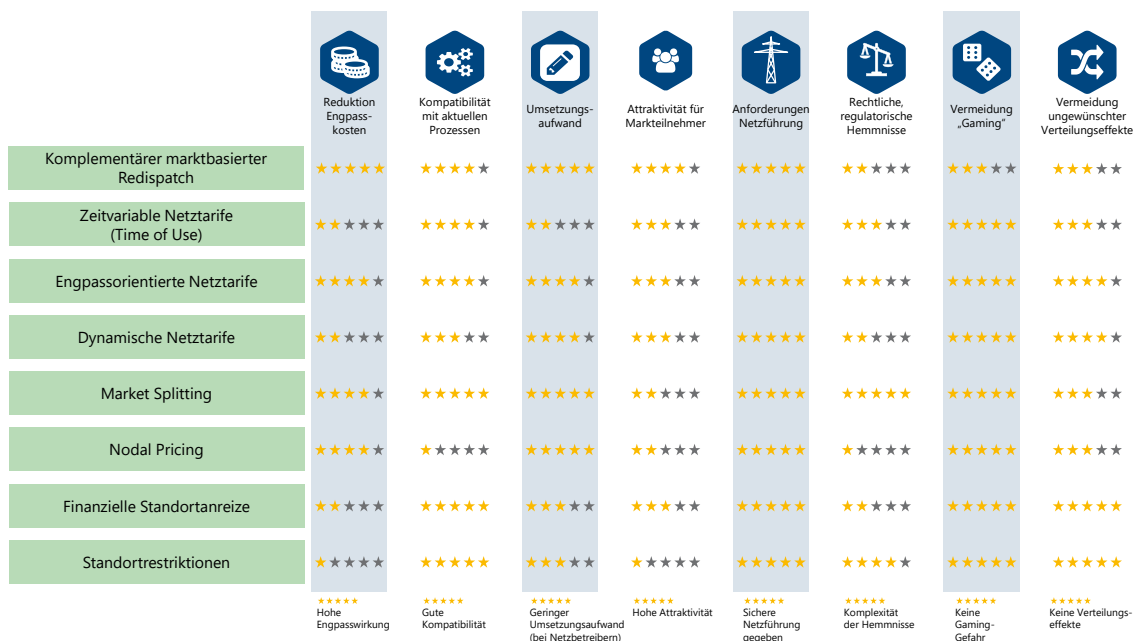


Abbildung 4: Bewertung von Instrumenten zur Flexibilitätsnutzung

In Bezug auf die **Wirksamkeit zur Reduktion von Engpassmanagementkosten** weist eine komplementäre marktliche Beschaffung von Flexibilitäten eine hohe Wirksamkeit in den operativen Engpassmanagementprozessen auf. Demgegenüber weisen Anreize von variablen Netztarifen eine Unsicherheit durch die marktbasierende Reaktion des Kunden auf, wobei die Engpasswirkung bei engpassorientierten Netztarifen am höchsten ist. Market Splitting und Nodal Pricing fördern netzdienliche Allokation und Einsatz, allerdings nicht für alle Netzebenen und Flexibilitäten. Auch wird hierdurch die Liquidität des Großhandelsmarkts verringert. Finanzielle Standortanreize für Verbraucher können langfristig eine Netzentlastung fördern, wobei Standortrestriktionen die aktuellen Herausforderungen im Netz eher nicht lösen.

Eine **Kompatibilität mit aktuellen Prozessen im Engpassmanagement** ist bei einem komplementären marktbasierten Redispatch in Form eines Hybridmodells bei entsprechender Umsetzung gut gegeben. Die Festlegung zeitvariabler oder engpassorientierter Netztarife wäre ein neuer Prozess, allerdings mit hoher Kompatibilität mit aktuellen Prozessen, wie Kapitel 5 darstellt. Der Market Splitting Prozess wirkt auf Übertragungsebene strukturellen Engpässen entgegen, verändert die Planwerte der Einspeisungen und würde den Redispatch-Bedarf verringern. Allerdings müssten die Großhandelsprozesse angepasst werden, was ihre Effizienz in der Übergangsphase und auch danach mindern könnte. Nodal Pricing wäre eine starke Veränderung des Marktdesigns, wirkt prozessual auf die Planwerte der Einspeisungen und würde den Bedarf an Redispatch verringern. Aufgrund der Wirkung auf Investitionsentscheidungen stehen Standortanreize und -restriktionen nicht in Konflikt mit anderen Anforderungen des Engpassmanagements.

In Bezug auf den **Umsetzungsaufwand für Netzbetreiber und Marktteilnehmer** unterscheiden sich die Instrumente. Ein komplementärer marktbasierter Redispatch setzt eine erfolgreiche Umsetzung des Redispatch 2.0-Zielmodells voraus und ergänzt dieses durch weitere Prozessschritte. Die Kommunikation zeitvariabler und engpassorientierter Netztarife kann mit weiteren Prozessschritten eingeführt werden (siehe Kapitel 5), dynamische Netztarife haben durch die Kurzfristigkeit höhere Anforderungen. Market Splitting und Nodal Pricing stellen eine Systemtransformation dar, die einen sehr hohen Umsetzungsaufwand mit sich führen würde. Standortanreize und Standortrestriktionen sind, abhängig von der exakten Ausgestaltung, vergleichsweise einfach einzuführen, da es wenig Wechselwirkung mit bestehenden Prozessen gibt.

Eine hohe **Attraktivität für Marktteilnehmer (einschließlich Flexibilitätsanbieter)** ist vor allem in einem komplementären marktbasierten Redispatch gegeben. Aber auch variable Netztarife (zeitvariable, dynamische oder engpassorientierte Netztarife) können für flexible und automatisierte Marktteilnehmer in der Hoch- und Mittelspannungsebene attraktiv sein. Market Splitting und Nodal Pricing sind insbesondere für große Marktteilnehmer wirksam und haben teilweise gegenläufige Effekte. Standortanreize können (ebenfalls nur für große Marktteilnehmer) einfach in die Business-Case-Betrachtung einbezogen werden.

Eine **Kompatibilität mit den Anforderungen einer sicheren Netzführung (ÜNB + VNB)** wird bei allen Instrumenten als oberstes Gebot angesehen.

Rechtliche und regulatorische Hemmnisse bestehen insbesondere bei einem komplementären marktbasierten Redispatch im Kontext des Inc-Dec-Gamings, welches jedoch durch die Produktgestaltung (z. B. Baseline-Monitoring) wirtschaftlich unattraktiv gemacht und damit weitgehend mi-

nimiert wird. Für variable, dynamische und engpassorientierte Netztarife besteht eine Umsetzungsmöglichkeit, wobei die bestehenden Mechanismen (etwa § 19 StromNEV, atypische Netznutzung, ...) und deren geplanten Anpassungen berücksichtigt werden müssen. Im Bereich Market Splitting wird eine Umsetzung auf europäischer Ebene (ACER) gefordert, während ein Nodal Pricing Regime hohe rechtliche und regulatorische Hürden aufweist, da auch grundsätzliche Änderungen auf europäischer Ebene notwendig wären.

Die **Vermeidung von Fehlanreizen/Begrenzung des Missbrauchs von Marktmacht („Gaming“)** gilt es im Fall von komplementärem marktbasiertem Redispatch insbesondere durch eine sinnvolle Ausgestaltung bestmöglich zu vermeiden. Bei allen anderen Instrumenten ist die Ausübung von Marktmacht kaum möglich.

Ungewünschte Verteilungseffekte können sich allerhöchstens durch Inc-Dec-Gaming einstellen, welches jedoch, wie bereits geschrieben, durch eine sinnvolle Ausgestaltung vermieden werden kann. Bei variablen Tarifen (z. B. engpassorientiert) können bei richtiger Ausgestaltung alle Netzkunden und insbesondere die flexiblen Netzkunden profitieren. Bei Nodal Pricing und Market Splitting führt ein Systemwechsel zu deutlichen Verteilungseffekten. Durch höhere Kostenverursachergerechtigkeit führt die Einführung von Standortanreizen zu positiven Verteilungseffekten. Die Errichtung flexibler Anlagen an den aus Netzsicht richtigen Standorten wird unterstützt.

4 Zielbild von Instrumenten zur Nutzung lastseitiger Flexibilität

Aus der Bewertung leitet sich ein Zielbild bestehend aus drei Säulen für die Nutzung der hoch- und mittelspannungsseitigen Flexibilität für Netzbetreiber ab. Alle Instrumente können je nach Bedarf und einer netzbetreiberindividuellen Aufwand-Nutzen-Abwägung freiwillig angeboten und umgesetzt werden.

4.1 Überblick

Das Zielbild baut sich in drei Stufen auf. Mit deutlich zeitlichem Vorlauf vor dem eigentlichen Erfüllungszeitraum wirken Anreize für netzentlastende Standorte. Mit einem Vorlauf von ca. 48 Stunden kommuniziert der Netzbetreiber engpassorientierte und damit zeitlich variierende Netztarife, um Verbrauchsanreize zu setzen.

Im Engpassmanagementprozess greift der Netzbetreiber dann auf alle zur Verfügung stehenden Flexibilitäten zurück.

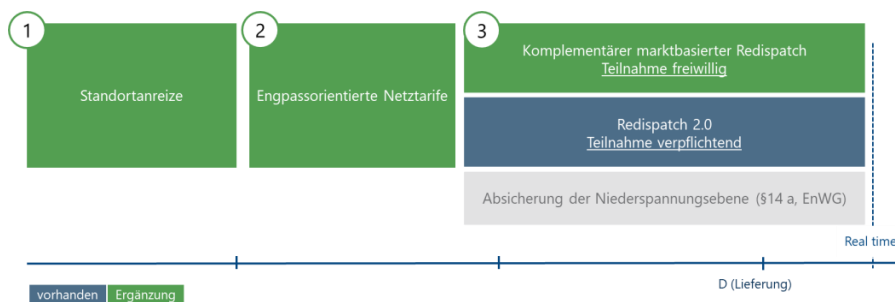


Abbildung 5: Zusammenspiel von Instrumenten zur Nutzung der Flexibilität von Lasten und Speichern

4.2 Definition und Wirkungsweise

Im Folgenden werden die ausgewählten Instrumente beschrieben und deren Wirkungsweise im Zusammenspiel erläutert.

Standortanreize (Teilnahme freiwillig)

Bei der Standortwahl findet aktuell keine Berücksichtigung der Auswirkung auf die vorhandene und geplante Netzkapazität statt. Beispielsweise bei einem EE-Zubau in „Hot Spots“ wird ein Großteil der potenziellen Einspeisung abgeregelt. Gleichzeitig steigen die regionalen Netzentgelte. Zur Lösung legt der Netzbetreiber, ggf. in Koordination mit dem vorgelagerten Netzbetreiber, Anreize für Ansiedlungen an netzentlastenden Standorten fest. Die Ex-ante-Festlegung des Mehrwerts der Verbrauchsansiedlung über mehrere Jahre oder Jahrzehnte ist für Netzbetreiber kaum möglich und mit hohen Unsicherheiten verbunden. Es ist jedoch denkbar, wenigstens den Baukostenzuschuss (BKZ) in Engpassregionen zu reduzieren oder entfallen zu lassen. Für größere Stromverbraucher ist der BKZ im Vergleich zu den weiteren Investitionskosten von Industrie und Gewerbe eher von nachgelagerter Bedeutung. Für Speicher und Elektrolyseure kann jedoch eine investive Steuerungswirkung eintreten, wobei ein netz- und systemorientierter Einsatz mit weiteren Instrumenten geregelt werden muss.

Ziel: Es ist ein höherer Anteil nachfrageseitiger Flexibilität am richtigen Ort.

Engpassorientierte Netztarife (Teilnahme freiwillig)

Verbraucher (insbesondere auch industrielle Verbraucher) werden derzeit durch hohe Netzentgelte „bestraft“, wenn sie sich bspw. in Regionen mit EE-Überschuss ansiedeln. Durch eine Teilnahme am europäischen Stromhandel gibt es Preissignale, die Nachfrage in Zeiten niedriger Spotmarktpreise zu verlagern, die mit hoher EE-Einspeisung korrelieren können, aber nicht müssen. Die hohe EE-Einspeisung führt in diesen Regionen regelmäßig zu Netzengpässen, die im Rahmen des Redispatch 2.0 behoben werden. Es gibt aktuell jedoch keine Anreize den eigenen Stromverbrauch zeitlich an regionalen Netzengpässen zu orientieren und damit z. B. zum Abbau regionaler EE-Überschüsse beizutragen.

Auf der anderen Seite können Netztarife Anreize für Verbraucher in Hoch- und Mittelspannung setzen, den Stromverbrauch in Abhängigkeit der regionalen Netzengpässen zu verlagern. Dies kann bspw. bei Netzengpässen aufgrund zu hoher lokaler EE-Einspeisung durch die Lasterhöhung vor Ort, angereizt durch engpassorientierte Netztarife, erfolgen. Analog können mit diesem Ansatz auch lastbedingte Engpässe durch höhere Netznutzungsentgelte adressiert werden.

Ziel: In den Fahrplänen werden absehbare Netzengpässe bereits berücksichtigt.

Komplementärer marktbasierter Redispatch (Teilnahme freiwillig)

Netzbetreiber können im Engpassmanagement (insbesondere Redispatch 2.0) lastseitige Flexibilitäten nicht nutzen – obwohl dies sowohl ökologisch als auch ökonomisch vorteilhaft wäre. Die bisherigen Redispatch 2.0-Prozesse werden deshalb im Rahmen eines „Hybrid-Modells“ um das freiwillige Angebot lastseitiger Flexibilitäten erweitert.

Ziel: Drohende Engpässe können mit allen effizienten Mitteln aufgelöst werden.

Durch das Zusammenspiel der Instrumente erfolgt eine schrittweise Reduktion der Redispatch-Kosten im Höchst- und Hochspannungsnetz. Dies setzt voraus, dass die Instrumente selbst keine höheren Kosten erzeugen als die vermiedenen Redispatch-Kosten. Die zu entwickelnden Mechanismen müssen auf ihre Auswirkungen auf die Märkte untersucht und Marktverzerrungen möglichst ausgeschlossen werden.

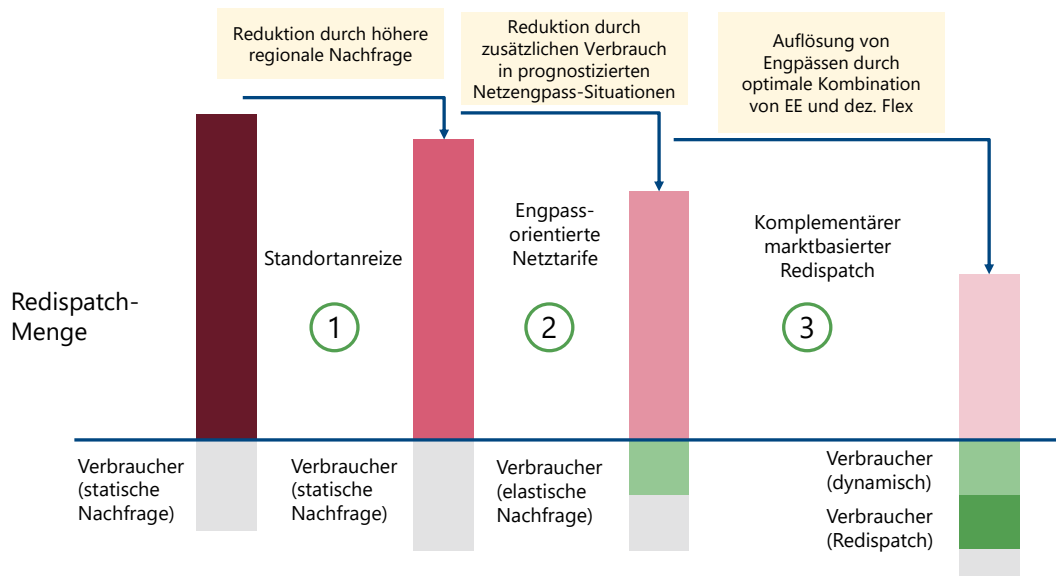


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Wirkungsweise der Instrumente

Zunächst wird durch Standortanreize die statische Verbrauchslast in Regionen mit EE-Überschuss erhöht, was bereits einen reduzierenden Effekt auf die Redispatch-Kosten besitzt. Mit engpassorientierten Netztarifen werden Netzengpässe durch Anreize vermindert oder behoben und ermöglichen damit eine weitere Reduktion des Redispatch-Bedarfs.

Schließlich ermöglicht die Nutzung auch lastseitiger Flexibilität als Ergänzung zur Reduzierung der Einspeisung Erneuerbarer Energien im Rahmen von Redispatch 2.0 einen ökologisch und ökonomisch optimalen Pfad.

4.3 Regulatorische Einordnung

Für Übertragungsnetzbetreiber besteht ein Anreizmodell mit Bonus/Malus ab 2024, welches heute schon als Bonus-Modell zur Reduktion von Redispatch-Kosten eingesetzt wird. Für Verteilnetzbetreiber besteht aktuell kein regulatorischer Anreiz, Redispatch-Kosten zu reduzieren und in der aktuellen Regulierungsperiode ist keine Ergebniswirksamkeit der Redispatch-Kosten vorgesehen. Ab 2026 können die Redispatch-Kosten als volatile Kosten in den Effizienzvergleich der Verteilnetzbetreiber einbezogen werden und beinhalten damit das Risiko einer Ergebnisminderung im Falle zu hoher Redispatch-Kosten. Dies ist insbesondere deshalb relevant, weil bis dahin die Redispatch-Kosten gerade in den Verteilnetzen absehbar ansteigen werden.

Die mit der Anwendung von Standortanreizen, engpassorientierten Netzentgelten und komplementärem Redispatch verbundenen Kosten müssen regulatorisch anerkannt werden.

Im aktuellen regulatorischen Umfeld müssen die entstehenden Kosten der Instrumente von den nicht begünstigten Netznutzern beim gleichen Netzbetreiber übernommen werden. Insgesamt ergibt sich eine positive Wirkung durch verringerte lokale Redispatch-Kosten, jedoch würden insbesondere nicht-flexible Nachfrager möglicherweise höhere Kosten tragen.

5 Operative Umsetzung und technische Voraussetzungen

Es stellt sich die Frage, ob das aus den drei Bausteinen (Standortanreize, engpassorientierte Netztarife und komplementärer marktbasierter Redispatch) bestehende Zielbild operativ umsetzbar ist und welche technischen Voraussetzungen damit verbunden sind.

Es muss stets sichergestellt werden, dass der Nutzen die Umsetzungskosten deutlich übersteigt, um eine volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit stets sicherzustellen.

Im Folgenden werden konkrete Schritte für eine mögliche Umsetzung aufgezeigt und damit verifiziert, dass die technische Umsetzbarkeit möglich ist. Es wird jedoch auch deutlich, dass die Komplexität zunimmt, je näher sich die Prozesse am tatsächlichen Erfüllungszeitraum befinden.

5.1 Operative Umsetzung

Die Umsetzung von Standortanreizen, engpassorientierten Netzтарifen und komplementärem marktbasierendem Redispatch in Verbindung mit den Prozessschritten des Redispatch 2.0 ist in **Abbildung 7** dargestellt. Eine detailliertere Abbildung findet sich im Anhang des Berichts.

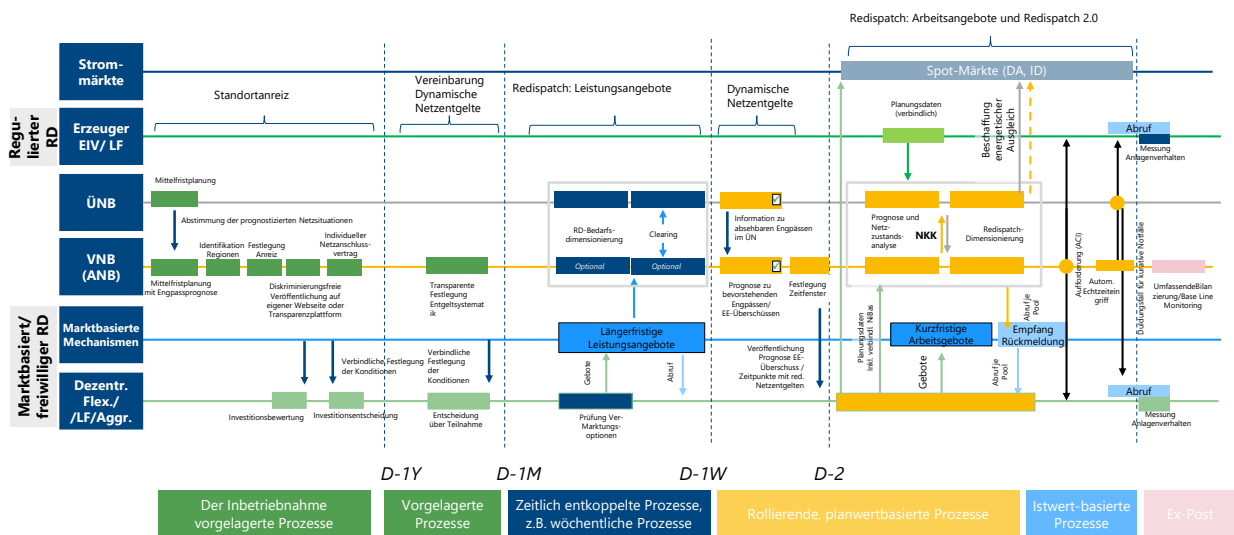


Abbildung 7: Mögliches Prozessbild zur Nutzung hoch- und mittelspannungsseitiger Flexibilität

In der Prozessabbildung werden vor allem drei Erkenntnisse deutlich:

1. Die zeitliche Einordnung lässt erkennen, dass eine operative Umsetzung möglich erscheint und sich in die grundsätzlichen Prozesse des bisherigen Marktdesigns integrieren lässt, da eine klare zeitliche Abfolge beschrieben ist.
2. Die Komplexität des Engpassmanagements – und damit auch des Systems – nimmt zu. Insbesondere steigt der Abstimmungs- und Kommunikationsaufwand zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren. Monitoring, Bilanzierung und Abrechnung werden an Bedeutung und Komplexität gewinnen.
3. Es kann auf bestehende Prozessschritte zurückgegriffen werden, etwa bei Prognosefähigkeiten und Kommunikationswegen, jedoch ist hier vielfach eine Anpassung erforderlich. Darüber hinaus sind neue Prozesse bei Marktakteuren als auch Netzbetreibern aufzubauen.

Die dargestellten Prozessschritte beschreiben ein mögliches Gesamtkonzept. Die einzelnen Schritte sind jedoch im Branchenprozess weiter zu detaillieren. Zudem sind sie im Spannungsfeld von Aufwand, konkretem Nutzen im Netz und Auswirkungen auf die Planbarkeit und Stabilität von wirtschaftlichen Kenngrößen und insbesondere der Netzentgelthöhe zu bewerten.

5.2 Umsetzungsvorschläge der vorgeschlagenen Instrumente

Grundlage der **Standortanreize** zwischen Anschlussnetzbetreiber und vorgelagerten Netzbetreibern sind definierte Regionen mit mittel- bis langfristig bestehenden Netzengpässen.

Um tatsächliche Anreize zu schaffen, müssen die Informationen über Anreize diskriminierungsfrei dem Markt zur Verfügung gestellt werden. Hierfür erscheint die Nutzung einer bestehenden deutschlandweiten Transparenzplattform geeignet (z. B. VNBdigital.de). Die operative Umsetzung geschieht im Rahmen des Abschlusses des Netzanschlussvertrags. Bestehende Netzanschlüsse werden mit diesem Instrument nicht erfasst, jedoch können Leistungserhöhungen von Bestandsanschlüssen einbezogen werden. Standortanreize müssen eine gewisse Stabilität und Planbarkeit aufweisen, transparent berechnet werden und damit antizipierbar sein, um ihre volle Wirkung zu erreichen.

Für **engpassorientierte Netztarife** prognostiziert der Anschlussnetzbetreiber 48 Stunden im Voraus die Netzengpässe im eigenen und vorgelagerten Netz und definiert Zeitfenster, in denen Verbrauch positiv/negativ wirkt. Zur Bestimmung der Engpass-Zeitfenster ist eine Abstimmung mit dem vorgelagerten Netzbetreiber (für HS: ÜNB) notwendig – gleichzeitig sollte dieser ebenfalls engpassorientierte Netztarife nutzen, da ansonsten Fehlanreize entstehen können.

Die Anreizwirkung orientiert sich an den prognostizierten Engpässen in der Spannungsebene:

1. Jeder teilnehmende Stromverbraucher zahlt für seine gesamte Stromabnahme im kommunizierten Niedriglastzeitfenster reduzierte Netzentgelte, im Hochlastzeitfenster erhöhte Netzentgelte.

2. Im Rahmen der Ex-post-Abrechnung wäre zusätzlich ein Anreiz in den Zeiten mit EE-Überschuss, z. B. basierend auf dem Wert vermiedener EE-Abregelung, abbildbar. Dies würde die Anreizwirkung gerade für Verbraucher mit reduzierten Netzentgelten erhöhen.

Es besteht ein klar definierter Anreiz, den Verbrauch in diese Zeitfenster zu verschieben. Zunächst könnten nur größere industrielle Stromverbraucher oder Batteriespeicher einbezogen werden – theoretisch ist das Modell auf alle Stromverbraucher anwendbar, allerdings ist hier der prozessuale Aufwand dem Nutzen gegenüberzustellen. Es besteht keine Gefahr eines Inc-Dec-Gamings, da für die Engpassbestimmung keine Fahrpläne des Verbrauchers genutzt werden müssen und dieser damit keine Möglichkeit hat, die Engpassituation durch eigenes Verhalten oder Fahrplananmeldungen zu verändern.

Beim **komplementären marktbasierten Redispatch** wird ein zweistufiges Modell vorgeschlagen. Zunächst erfolgt die Abgabe längerfristiger Leistungsgebote (etwa: Woche) als Vergütung für die Vorkhaltung. Bei Abruf erfolgt zudem eine Vergütung auf Basis (z. B.) des Börsenpreis-Indexes. Der Netzbetreiber ist dabei in der Pflicht, nur Angebote auszuwählen, die absehbar günstiger als der konventionelle Redispatch sind. Die Leistungsvergütung kann mit einer vom Anbieter zu garantierenden Abrufhäufigkeit im Angebotszeitraum verknüpft werden. Dadurch wird der Leistungspreis in einen Arbeitspreis „übersetzt“ und die entsprechenden Angebote werden in die Merit-Order einsortiert. Die konkreten Randbedingungen hierzu müssen noch entwickelt bzw. aus den Erfahrungen im operativen Betrieb festgelegt werden.

Es werden kurzfristige Arbeitsangebote mit Vergütung nur bei Abruf (basierend auf Arbeitsgeboten) zugelassen. Beide Angebotstypen können über einen auszugestaltenden marktbasierten Mechanismus (z. B. eine Angebotsplattform) an den entsprechenden Netzbetreiber weitergeleitet werden. Die Gebote werden in einer kombinierten Merit-Order-Liste (MOL) mit EE-Anlagen einbezogen und nur dann gezogen, wenn sie die preisgünstige Alternative sind. Für EE-Anlagen (Redispatch 2.0) ist der Duldungs- und Aufforderungsfall möglich, für lastseitige Flex (komplementärer marktbasierter Redispatch) nur der Aufforderungsfall (Aggregator steuert selbst). Die Allokation und Koordination von Flex-Angeboten sowie die Integration in die MOL und der Flexibilitätsabruf erfolgen über den Anschlussnetzbetreiber in einer Erweiterung des bestehenden Netzbetreiberkoordinationskonzepts (NKK).

Für den Netzbetreiber ergibt sich bei den längerfristigen Angeboten die neue Notwendigkeit einer Redispatch-Bedarfsplanung und eines Clearingprozesses. Im planwertbasierten Prozess kann weiterhin auf die Prozesse des Redispatch 2.0 zurückgegriffen werden. Anzupassen ist insbesondere der Bilanzierungs- und Abrechnungsprozess. Zudem ist ggf. ein Überprüfungsprozess (Baseline-Monitoring) für Gebote notwendig. Die Erweiterung des Redispatch könnte auch stufenweise vorgenommen werden, z. B. zunächst über bilaterale Verträge oder zuerst die Einführung der Leistungspreis-Komponente.

Dem **Anschlussnetzbetreiber** (ANB) kommt in sämtlichen Konzepten eine weiter steigende Bedeutung zu. Insbesondere bei Standortanreizen und engpassorientierten Netzentgelten ergibt sich **neuer Koordinationsbedarf** mit dem vorgelagerten Netzbetreiber. Die Koordination der Flex-Potenziale (zwischen Netzbetreibern, aber auch zwischen Netz/Markt) und Flex-Abrufe sollte über den ANB erfolgen. Hierfür ist die Integration in die Netzbetreiberkoordinierungsprozesse nach Redispatch 2.0

notwendig. **Standortanreize und Netzentgelte** beinhalten keine Definition neuer Marktrollen. Beim komplementären marktbasierter Redispatch sind seitens des Netzbetreibers grundsätzlich keine neuen Rollen zu definieren – vielmehr kann und sollte auf die **Strukturen des Redispatch 2.0** zurückgegriffen werden. Auszutauschende Daten (insbesondere Fahrpläne und Gebote) bei einer Redispatch-Erweiterung auf dezentrale Flexibilitäten sollten zentral über eine **Angebotsplattform** gesammelt und weitergeleitet werden. Hierfür kann das RAIDA-System (vgl. [RAIDA Service Client](#)) erweitert oder eine zusätzliche Plattform geschaffen werden. Für Verbraucher und Speicher müssen jedoch **insbesondere die Rollen „Einsatzverantwortlicher“ (EIV) und „Betreiber der technischen Ressource“ (BTR)** ausgeprägt werden. Hieraus ergeben sich auch umfangreiche Pflichten zum **Datenaustausch mit dem Netzbetreiber**.

5.3 Technische Voraussetzungen

Die vorgeschlagenen Instrumente zur Nutzung von hoch- und mittelspannungsseitiger Flexibilität bei Netzbetreibern lassen sich nicht mit heutigem Prozessstand der Netzbetreiber umsetzen. Es bedarf der Weiterentwicklung der Prozesslandschaft und neuer IT-Systeme.

Es erscheint bei allen Instrumenten nur ein **bedarfsgerechter Einsatz bei engpassbehafteten Netzbetreibern** und kein flächendeckender Rollout sinnvoll.

Bei der Weiterentwicklung ist zu berücksichtigen, dass bestehende Prozesse wie Redispatch 2.0 eine maximale Berücksichtigung finden und neue Instrumente diese effektiv erweitern.

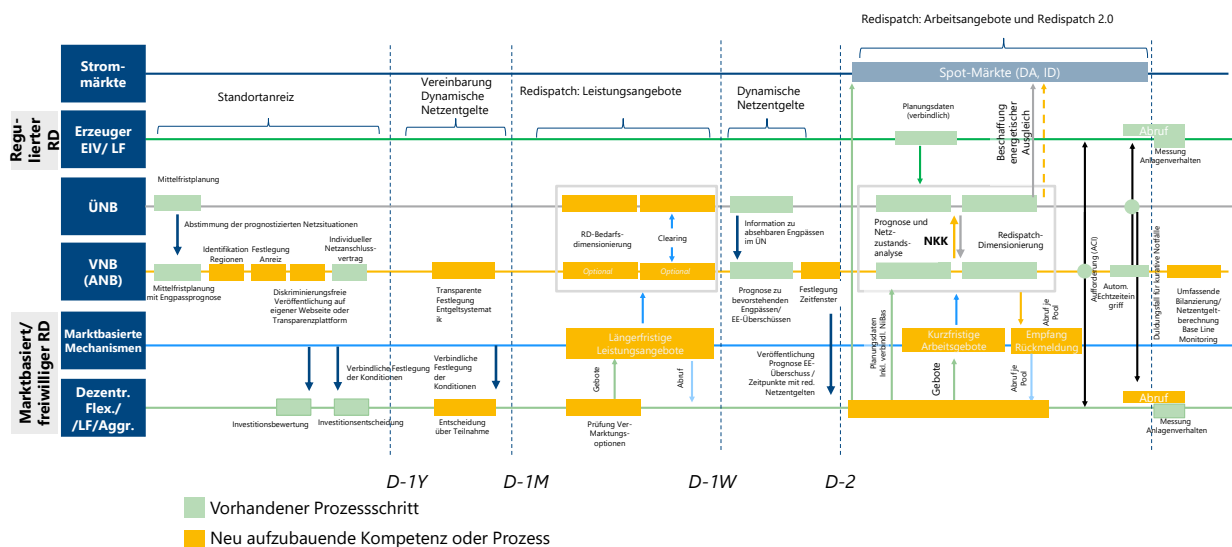


Abbildung 8: Prozesse der drei Instrumente ergänzen vorhandene Prozesse

Bei **Standortanreizen** handelt es sich um einen Prozess, der schon mit den heutigen technischen Voraussetzungen leistbar ist. Folgende Prozessschritte bedürfen einer genaueren Ausgestaltung:

1. Identifikation von Engpassregionen auf Basis der Mittelfristplanung.
2. Festlegung der Anreizstruktur und -höhe.

3. Diskriminierungsfreie Veröffentlichung (Webseite oder Plattform).
4. Berücksichtigung bei Investitionsentscheidung ohne zusätzlichen Aufwand.

Engpassorientierte Netztarife haben eine hohe Komplexität. Eine wesentliche technische Voraussetzung ist die Fähigkeit zur Prognose von Engpässen, so wie sie schon als Teil von Redispatch 2.0 umgesetzt werden muss. Die Gewährleistung einer möglichst hohen Prognosegüte bereits im D-2-Bereich ist ein wesentlicher Einflussfaktor auf die Wirksamkeit dieses Instruments. Für die Abrechnung von Einsparungen durch engpassorientierte Netztarife bedarf es RLM-Messungen oder intelligenter Messsysteme.

Folgende Prozessschritte bedürfen einer genaueren Ausgestaltung im Bereich der engpassorientierten Netztarife:

1. Festlegung der Zeitfenster mit EE-Überschüssen aus 48-h-Prognose.
2. Kommunikation der Zeitfenster an Marktteilnehmer.
3. Ex-post-Abrechnung der Netzentgelte.
4. Berücksichtigung bei Anlagenbetreibern im Rahmen der regulären Einsatzplanung als (reduziertes) Kostenelement.

Im Grundsatz handelt es sich um eine Erweiterung bestehender Prognosesysteme sowie eine Zeitfenster-Definition und Ex-post-Abrechnung.

Bei einem komplementären marktbasieren Redispatch handelt es sich um einen komplexen Prozess. Voraussetzung dafür ist die erfolgreiche Umsetzung des Redispatch 2.0-Zielmodells. Aufseiten der neuen Anbieter bedarf es einer Steuerbarkeit und Abrechenbarkeit, sodass insbesondere zunächst professionelle Akteure Flexibilität freiwillig anbieten können.

Folgende Prozessschritte bedürfen einer genaueren Ausgestaltung:

1. Wöchentliche Redispatch-Bedarfsplanung mit Netzbetreiberkoordination.
2. Clearing Langfristpreise.
3. Marktbasierter Mechanismus für Austausch längerfristiger Leistungsangebote (Bestimmung kalkulatorischer Preise).
4. Marktbasierter Mechanismus für Austausch kurzfristiger Leistungsangebote (Routing).
5. Kombinierte MOL für EE und dezentrale Flexibilitäten.
6. Bilanzierungsprozess beim Netzbetreiber (Pooling, Baseline-Monitoring, ...).

7. Der Abruf benötigt eine Steuerungsmöglichkeit und Messung, also eine registrierende Leistungsmessung (RLM) und direkte Steuerungsmöglichkeit oder ein intelligentes Messsystem (iMSys).
8. Berücksichtigung der Vermarktungsoption „Redispatch“ bei Vermarktern benötigt Anpassungen im Vermarktungsprozess/-system:
 - Aufbau der langfristigen Komponenten (Redispatch-Bedarfsplanung und Clearing) bei ÜNB/VNB.
 - Aufbau bzw. Erweiterung einer Angebotsplattform.
 - Bilanzierung durch Pool-Bildung und Nutzung von Fahrplanwerten mit Aggregatoren ggf. einfacher im Vergleich zu Redispatch 2.0.

Grundsätzlich bestehen hohe Synergien mit Redispatch 2.0. Eine bedarfsgerechte Umsetzung erscheint für Netzbetreiber mit hoher Betroffenheit beim Redispatch und gutem Fortschritt bei der Umsetzung der Redispatch 2.0-Systemlandschaft sinnvoll.

6 Zusammenspiel mit Flexibilität in der Niederspannung

Fokus dieses Berichts ist die Nutzung von Flexibilität in der Mittel- und Hochspannung für insbesondere einspeisebedingte Engpässe im Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetz. Hier ist bereits heute eine hohe Kritikalität vorhanden und die beschriebenen Lösungsansätze können bedarfsgerecht eingesetzt werden.

In der Niederspannung ergibt sich insbesondere die Herausforderung, dass aktuell in der Mehrzahl der Niederspannungsnetze (NS-Netze) noch keine Engpässe erkennbar sind, wobei die Prognosen und Branchenerwartungen bereits mittelfristig einen hohen Handlungsbedarf erkennen lassen.

Der Großteil der NS-Netze ist aktuell weder beobachtbar noch steuerbar, der Rollout entsprechender Netzbetriebsmittel und Technologien startet aktuell erst. Die Steuerbarkeit von Verbrauchern ist nicht gegeben, da insbesondere der Smart Meter Rollout nicht in der Praxis angekommen ist. Die bereits heute komplexen Prozesse für die Niederspannung sind bei Netzbetreibern nicht auf eine zunehmend proaktive Steuerung, sondern eher ein reaktives Eingreifen ausgelegt. Die Anzahl der betroffenen Teilnehmer steigt in den niedrigen Spannungsebenen exponentiell an (dezentrales Massengeschäft). Zudem ist die Mehrzahl der Akteure nicht professionell, sodass hohe Transaktionskosten entstehen können.

Aus diesen Gründen begrenzt sich dieser Beitrag auf die Erschließung von Flexibilität in Hoch- und Mittelspannungsnetzen. Perspektivisch bieten die vorgeschlagenen Instrumente die Möglichkeit, auch um Flexibilität in der Niederspannungsebene erweitert werden zu können, wobei Aufwand und Nutzen gegeneinandergestellt werden müssen. Die Instrumente könnten dann auch zur Entlastung im Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetz genutzt werden.

Die vorgestellten Ansätze können jedoch nicht die aktuell diskutierte Ausgestaltung von § 14a ersetzen, welche den kurativen Eingriff des Netzbetreibers in der NS-Ebene ermöglicht.

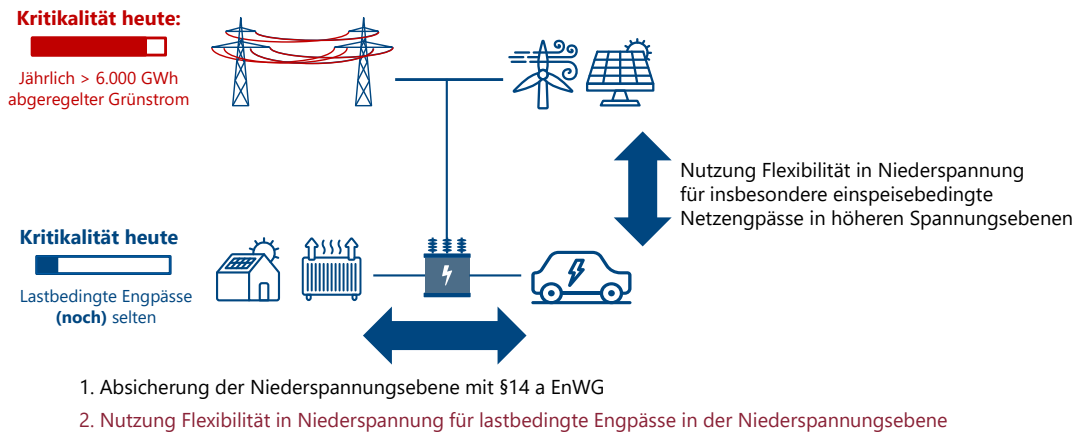


Abbildung 9: Zusammenspiel mit Flexibilität in der Niederspannung

Die Nutzung der Flexibilität in der Niederspannungsebene auf höheren Spannungsebenen ist vielmehr nur möglich, wenn eine Absicherung der Niederspannungsebene durch die Ausgestaltung von § 14a EnWG erfolgt ist.

7 Zusammenfassung und möglicher Einführungspfad

Die vorgeschlagenen Instrumente Standortreize, engpassorientierte Netztarife und komplementärer marktbasierter Redispatch haben einen hohen Nutzen, ergänzen sich hervorragend und sind operativ mit entsprechendem Aufwand umsetzbar. Für den Einführungspfad werden folgende Eckpunkte empfohlen:

1. **Bedarfsorientierter Einsatz:** Nur dort, wo heute große Herausforderungen bestehen, ist eine freiwillige stufenweise Anwendung der Instrumente durch den Netzbetreiber sinnvoll.
2. **Einheitliche Prozesse:** Keine Bildung eines deutschlandweiten Flickenteppichs mit unterschiedlichen Lösungen, daher sind Standards für Prozesse und Schnittstellen notwendig.
3. **Pilotierung vom marktbasierten komplementären Redispatch,** um notwendige lastseitige Flexibilitätspotenziale im Süden Deutschlands im überregionalen Redispatch adressieren zu können.
4. **Anpassung von Netzentgelten zunächst für HS-/MS-Kunden,** insbesondere dort, wo die größte Wirksamkeit und heute sogar eine Pönalisierung dieser Kundengruppe im Fall einer flexiblen Netznutzung besteht.
5. **Umsetzung von dezidierten Standortreizen** für die bevorzugte Ansiedlung insbesondere von Speichern und Elektrolyseuren.

Anhang

Ausgestaltungsvorschläge für operative Umsetzung

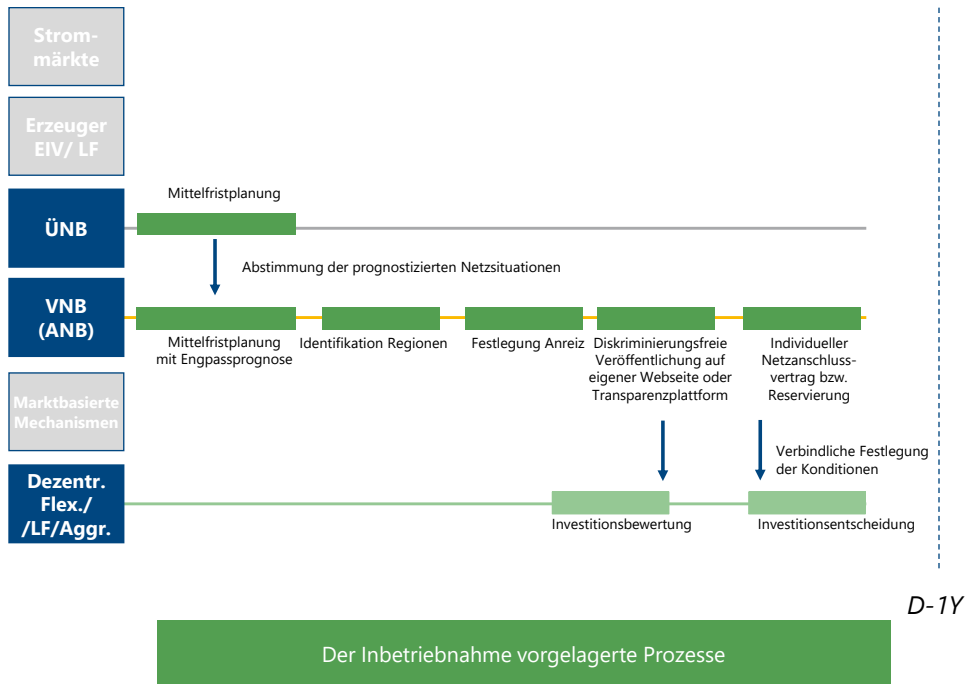


Abbildung 10: Ausgestaltungsvorschlag für Prozessbild Standortanreize

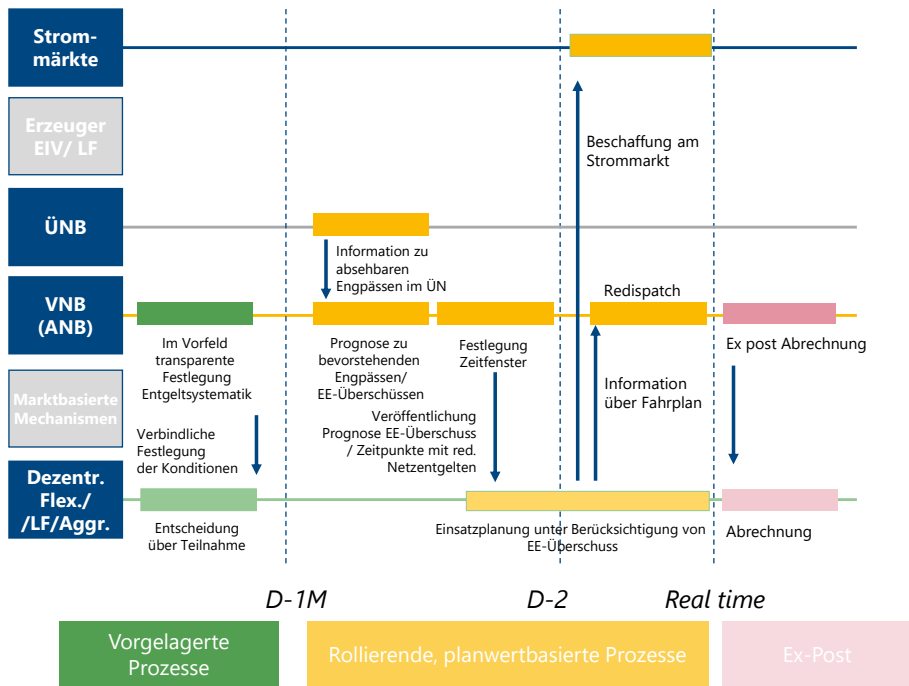


Abbildung 11: Ausgestaltungsvorschlag für Prozessbild engpassorientierte Netztarife

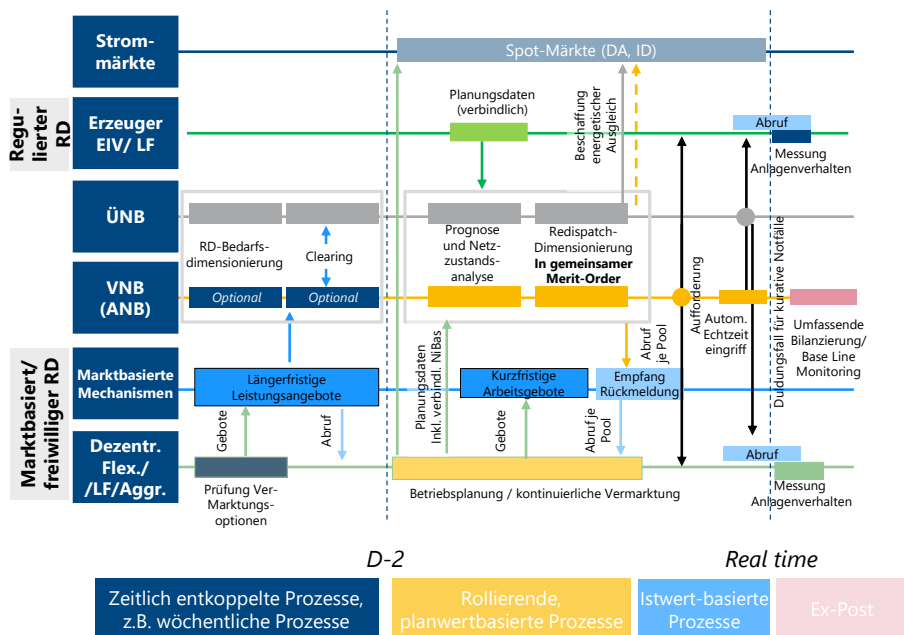


Abbildung 12: Ausgestaltungsvorschlag für Prozessbild komplementärer marktbasierter Redispatch

Berlin, 3. Juli 2023

Diskussionspapier

Netzdienliche Nutzung von Flexibilität aus der Niederspannung

Kurzfassung

(basierend auf dem Exkurs zur Niederspannung im Papier „Konzepte zur Nutzung von hoch- und mittelspannungsseitiger Flexibilität bei Netzbetreibern“)

Absehbare Netzengpässe in den Niederspannungsnetzen sollten frühzeitig adressiert werden

Aktuell sind in der Mehrzahl der Niederspannungsnetze noch keine Engpässe erkennbar. Der Hochlauf von Elektromobilität und die zunehmende Verbreitung von Wärmepumpen lassen jedoch zukünftig einen hohen Handlungsbedarf erkennen.

Die Erschließung von Flexibilitäten stößt in der Niederspannung auf andere Herausforderungen als in höheren Spannungsebenen. Der Umstand, dass Niederspannungsnetze oft nur wenige Straßenzüge umfassen, begrenzt die Anzahl verfügbarer Flexibilitätsquellen und Anbieter. Nur diese stehen für eine Engpassentlastung innerhalb eines konkreten Netzstrangs zur Verfügung. Andererseits können die Flexibilitätsquellen durchaus aggregiert werden und entlastend auf höhere Spannungsebenen wirken. Hieraus leitet der BDEW folgende Feststellungen ab:

- › Eine marktliche Beschaffung der netzdienlichen Flexibilität aus der **Niederspannung für die Niederspannung** trifft auf eine extrem niedrige Liquidität in den einzelnen kleinteiligen Netzsträngen der Niederspannung, potenzielle Marktmacht, hohe Transaktionskosten und noch weitgehend auf fehlende intelligente Messsysteme. Deshalb soll eine marktliche Nutzung innerhalb dieser Spannungsebene auf Sicht nicht verfolgt werden.
- › Möglich ist dagegen die koordinierte marktliche Nutzung der Flexibilität in der Niederspannungsebene **für höhere Spannungsebenen**.
- › **§ 14a EnWG** steht einer marktlichen Beschaffung der netzdienlichen Flexibilität in der Niederspannungsebene auf höheren Spannungsebenen nicht grundsätzlich entgegen:
 - § 14a EnWG ermöglicht lediglich Eingriffe, wenn eine Überlastungssituation in der Niederspannung gegeben ist.
 - Die Vorschrift erlaubt nicht den Leistungsbezug von Speichern, Wärmepumpen und E-Mobilen zu erhöhen.
 - Auch das Konzept des dynamischen Steuerns setzt an gemessener kurzfristiger Gefährdung des Netzes an.
- › Die marktliche Beschaffung der netzdienlichen Flexibilität soll allerdings erst dann erfolgen, wenn eine Absicherung der Niederspannungsebene durch die Ausgestaltung von § 14a EnWG erfolgt ist.
- › Das Konzept des **marktbasierten komplementären Redispatch** ermöglicht auch die Erschließung von Flexibilität in der Niederspannungsebene für höhere Spannungsebenen.

- › Zu beachten ist der hohe Zeitbedarf für eine komplette Ausarbeitung und Konsensfindung des Modells. Dies erfordert:
 - einen Branchenprozess unter Einbeziehung aller Netzebenen und Wertschöpfungsstufen zur detaillierten Ausarbeitung,
 - begleitende Demonstrationsvorhaben.
- › Damit durch die Nutzung von Flexibilität in höheren Spannungsebenen keine **Engpässe im Niederspannungsnetz erzeugt oder verstärkt** werden, sind umfangreiche Koordinationsprozesse zwischen verschiedenen Marktrollen, einschließlich Datenaustauschprozessen, erforderlich. Hierfür gibt es bereits Ansatzpunkte, deren Belastbarkeit zu prüfen ist.
- › Zu beachten ist auch, dass der Einsatz von Flexibilitäten zu möglichen Leistungsmaxima beim Bezug vom vorgelagerten Netzbetreiber führen kann. Dies würde finanzielle Belastungen für alle Netznutzer im Folgejahr auslösen.

Berlin, 3. Juli 2023

Diskussionspapier

Verringerung des Drucks auf die deutsche Preiszone

Kurzfassung

Der europäische Binnenmarkt ist in verschiedene Preiszonen aufgeteilt. In der Regel entsprechen die Grenzen der Preiszonen bislang den Grenzen der Mitgliedstaaten. Schweden, Norwegen, Dänemark und Italien sind jeweils in mehrere Preiszonen unterteilt. Deutschland bildet zusammen mit Luxemburg eine Preiszone.

Innerhalb einer Preiszone kann sich der Großhandelspreis ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen aus Angebot und Nachfrage bilden.

Deutschland ist keine Insel. Im EU-Binnenmarkt stellt sich die Frage nach der Effizienz des aktuellen Preiszonenzuschnitts.

- › Es gibt **keinen zwingenden Grund** die Preiszone zu teilen.
 - Der einzige zwingende Grund könnte sich aus EU-Recht (speziell der Binnenmarktverordnung Strom) ergeben. Das ist jedoch weder aktuell noch perspektivisch der Fall: Die EU-Binnenmarktverordnung Strom (BMVO) sieht vor, dass die Einteilung in Preiszonen entweder sofort entlang festgestellter struktureller Engpässe erfolgen muss oder die Mitgliedstaaten einen Aktionsplan vorlegen können, wie Engpässe in Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern abgebaut werden können. Die Bundesregierung hat am 28.12.2019 den „Aktionsplan Gebotszone“ vorgelegt. Dieser zeigt auf, wie das Ziel einer siebzigprozentigen Verfügbarkeit des Netzes für Handelsgeschäfte in Stufen bis zum 31.12.2025 erreicht werden soll. Die BNetzA hat förmlich bestätigt, dass auf der Basis des Jahres 2021 die für 2021 maßgebliche Stufe sicher übertroffen wurde.
- › Der **Aufwand**, der **zur Aufrechterhaltung** der Preiszone betrieben werden muss (Stichwort Redispatch), ist **nicht gering**, muss jedoch im richtigen Kontext gesehen werden.
 - Redispatch-Volumina und -Kosten würden durch die Teilung der Preiszone zurückgehen, würden aber auch dann wegen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und nicht in ausreichendem Maße vorhandener flexibler Lasten auf einem hohen Niveau verharren.
 - Die Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Vermeidung interner Netzengpässe – sog. Redispatch – haben 2022 ein Volumen von rund 32 Terrawattstunden angenommen und Kosten von rund 4 Mrd. € verursacht. Allerdings beliefen sich die Kosten vor der Preiskrise auf rund die Hälfte und weniger. Durch eine Teilung der Preiszone würden Redispatchmaßnahmen – bei gleichzeitiger Einhaltung der Klima- und Ausbauziele der Bundesregierung – nicht vollständig entfallen, sondern in 2030 auf 2/3 des Volumens von 2022 zurückgehen.
- › Eine Teilung der Preiszone ist **mit erheblichen Nachteilen verbunden**.
 - Der **Ausbau der Erneuerbaren Energien** wird massiven Gefahren ausgesetzt.

Der Rentabilitätsdruck auf die Erneuerbaren Energien im Norden Deutschlands nähme drastisch zu. Grund hierfür wäre die mit der Teilung verbundene Vervierfachung der Stunden von Großhandelspreisen unter oder gleich null. Die Rentabilität der Anlagen im Süden nähme zwar zu. In Summe würde der Ertrag von EE-Anlagen im Norden und im Süden jedoch um 3,4 Mrd. € zurückgehen. Ein förderungsfreier Ausbau der Erneuerbaren Energien würde erschwert.

- Die Stromkosten steigen für **Verbraucher** (2 bis 3 Mrd.€/Jahr), insbesondere auch für die **energieintensive Industrie** (1 bis 1,5 Mrd.€/Jahr).
- In den Nachbarländern Deutschlands würden die Großhandelspreise mit Ausnahme von Dänemark nicht fallen, sondern moderat steigen (im Falle Österreichs sogar mehr als 4 € pro MWh).
- › Die **Aufrechterhaltung** der Preiszone ist mit **signifikanten Vorteilen** verbunden. Zuvorderst zu nennen:
 - An erster Stelle zu erwähnen ist die **hohe Marktliquidität** sowohl des Termin- als auch des Spotmarkts. Sie ist die mit Abstand höchste in der gesamten EU. Liquidität sorgt für Vertrauen in die Marktergebnisse und stärkt damit den Wettbewerb.
 - Die Liquidität des deutschen Großhandelsmarkts kommt auch den Marktparteien in anderen Preiszonen zugute. Sie können sich im Wege von sog. Proxy-Hedging im deutschen Markt absichern.
 - Der Fortbestand der Preiszone gibt Planungssicherheit für den **Übertragungsnetzausbau**, für den sehr langfristige Planungszeiträume anzusetzen sind.

Die Beurteilung der Vor- und Nachteile der Aufrechterhaltung der Preiszone **kann sich im Zeitverlauf ändern**.

- › Die Fertigstellung vor allem der großen HGÜ-Verbindungen **entlastet** die Preiszone. Der Netzausbau kommt voran, allerdings langsamer als ursprünglich geplant. Von den im Netzentwicklungsplan 2037/45 aufgeführten Projekten sind erst gut 2.000 km von insgesamt 14.000 km fertiggestellt. Ab 2026 ist aber Jahr für Jahr mit der Fertigstellung von Ausbauvorhaben zu rechnen.
- › Andererseits wird der wachsende und anhaltende Zubau von Erneuerbaren Energien (Offshore, Onshore, PV) den **Druck auf die Preiszone erhöhen**. Zu beachten ist auch die Witterungsabhängigkeit insbesondere der Windkraft und die daraus resultierenden starken Unterschiede der Netzbeanspruchung innerhalb eines Jahres und im Jahresvergleich.
- › Die **Allokation** insbesondere von Elektrolyseuren an den „falschen“ Stellen des Netzes, also im Süden, würde den Redispatchbedarf beträchtlich erhöhen und damit auch den Erhalt der Preiszone gefährden.

Der **Erhalt** der Preiszone ist also **nicht selbstverständlich**. Er kann aber gelingen, wenn **kontinuierlich Maßnahmen** ergriffen werden, um den Druck auf die Preiszone zu verringern:

- › An vorderster Stelle zu nennen ist der fortgesetzte **Netzausbau**.
- › **Langfristige Allokationssignale**: Studien der Übertragungsnetzbetreiber zeigen, dass die systemdienliche, das heißt netzengpassorientierte Verortung, bereits eines kleinen Teils der flexiblen Erzeugung und Lasten zukünftig Redispatch-Volumen und -Kosten signifikant senken kann.
 - Dem Anwendungsbereich langfristiger Allokationssignale sollten **nur Neuanlagen**, nicht aber Ertüchtigungen oder Umbauten, unterworfen sein. Nur die Ansiedlung dieser Anlagen lässt sich räumlich steuern.
 - Erfasst werden sollen **konventionelle Kraftwerke** und **Elektrolyseure**.
 - Mit Rücksicht auf das Erfordernis eines raschen Ausbaus der Erneuerbaren Energien sollten dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen aus dem Anwendungsbereich entlassen werden. Ausgenommen werden sollten auch Produktionsanlagen, deren Ansiedlung anderen Kriterien folgt.
 - Regionale Allokationssignale können **in einen Kapazitätsmarkt integriert oder separat** verankert werden. Im letztgenannten Fall sind sie mit dem Kapazitätsmarkt eng zu verzahnen.

Inhalt der Langfassung

1	Anlass und Fragestellung	100
2	Bestandsaufnahme	103
2.1	Aktionsplan	103
2.2	Redispatch	104
2.3	Wohlfahrtsgewinne und Verluste durch Aufrechterhaltung oder Aufteilung der bestehenden Preiszone	104
2.3.1	Wohlfahrtsgewinne durch Aufrechterhaltung der Preiszone.....	104
2.3.2	Wohlfahrtsverluste durch Aufteilung der Preiszone	106
2.3.3	Wohlfahrtsgewinne durch Aufteilung der Preiszone.....	109
2.4	Zwischenbilanz	111
3	Absehbare be- und entlastende Entwicklungen.....	111
3.1	Entlastende Entwicklungen	111
3.2	Belastende Entwicklungen	112
3.3	Zwischenbilanz	114
4	Instrumente zur Verringerung des Drucks auf die Preiszone	114
5	Fragen der Einbettung von regionalen Allokationssignalen	118
5.1	Kapazitätsmarkt und Kraftwerksstrategie	118
5.2	Weitere Systemdienstleistungen	119
6	Fazit.....	119

1 Anlass und Fragestellung

Der europäische Binnenmarkt ist in verschiedene Preiszonen aufgeteilt. In der Regel entsprechen die Grenzen der Preiszonen bislang den Grenzen der Mitgliedstaaten. Schweden, Norwegen, Dänemark und Italien sind jeweils in mehrere Preiszonen unterteilt. Deutschland bildet zusammen mit Luxemburg eine Preiszone.

Innerhalb einer Preiszone werden eventuelle Netzrestriktionen bei der Preisbildung, zumindest aktuell, nicht berücksichtigt. Innerhalb einer Preiszone ergibt sich ein homogener Preis für Angebot und Nachfrage. Etwaige physikalische Netzrestriktionen innerhalb einer Preiszone werden durch Redispatch kompensiert²⁷.



Abbildung 1: Schematische Darstellung Preiszonen und Wirkweise (Quelle: Tennet)

In einem Binnenmarkt stellt sich die Frage nach der Effizienz der Einteilung in Preiszonen²⁸. Die Effizienz einer Preiszone ergibt sich nicht aus einem einzigen Kriterium, sondern aus mehreren Kriterien – im Rahmen des EU Bidding Zone Reviews werden eine Reihe von Indikatoren zur Bewertung herangezogen. Besonders zu nennen sind das für zonenübergreifende Handelskapazität zur Verfügung stehende prozentuale Handelsvolumen (Minimum Remaining Available Margin – „minRAM“), Volumen und Kosten des Redispatch innerhalb der Preiszone, die von einer Preiszone ausgelösten Ringflüsse sowie die Liquidität, die innerhalb einer Preiszone besteht.

²⁷ Anders ist die Handhabung z. B. in Polen. Dort gibt es einen zentralen Dispatch. Das heißt, die Engpässe werden direkt beim Dispatch der Kraftwerke berücksichtigt.

²⁸ Der Frage, ob und unter welchen Umständen statt eines zonalen ein nodales System günstiger sein könnte, wird hier nicht nachgegangen.



Abbildung 2: Ansatzpunkte der Diskussion zum Gebotszonensplit (Quelle: Tennet)

Die EU-Binnenmarktverordnung Strom (BMVO) sieht in der Fassung von 2018 vor, dass die Einteilung in Preiszonen entweder sofort entlang festgestellter struktureller Engpässe erfolgen muss oder die Mitgliedstaaten einen Aktionsplan vorlegen können, wie Engpässe in Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern abgebaut werden können.

Potenzielle Auslöser eines Gebotszonensplits auf EU-Ebene

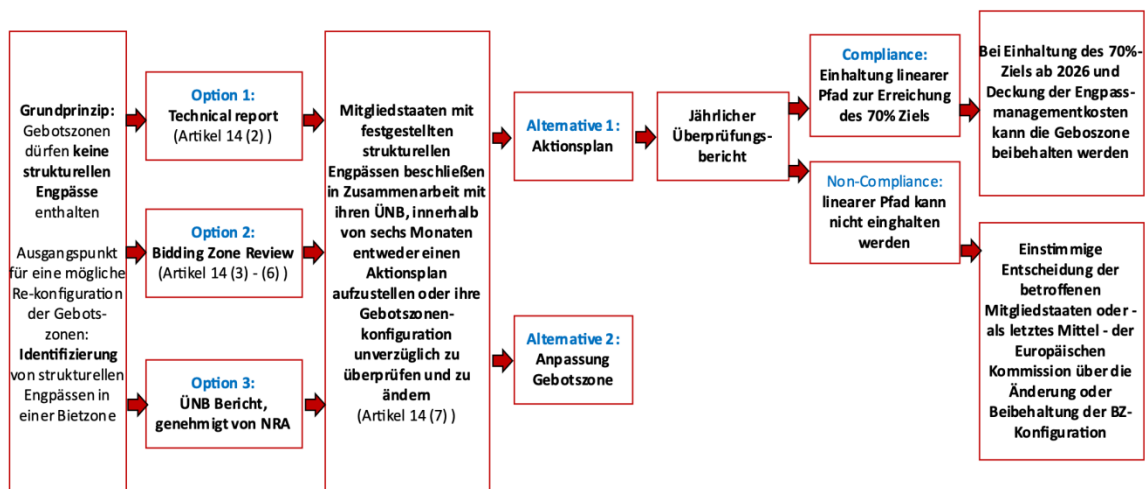


Abbildung 3: Potenzielle Auslöser eines Gebotszonensplits auf EU-Ebene (Quelle: eigene Darstellung)

Die deutsche Bundesregierung hat von der Möglichkeit der Vorlage eines Aktionsplans Gebrauch gemacht. Sie hat am 28.12.2019 den „Aktionsplan Gebotszone“ vorgelegt. Dieser zeigt auf, wie das Ziel einer siebzigprozentigen Verfügbarkeit des Netzes für Handelsgeschäfte bis zum 31.12.2025 erreicht werden soll. Dementsprechend müssen bestehende strukturelle Netzengpässe nun in Jahresstufen (siehe Stufentabelle Abbildung 4) abgebaut werden, sodass ab dem 31.12.2025 mindestens 70 % der Kapazität kritischer Netzelemente für Handelsgeschäfte nutzbar sind.

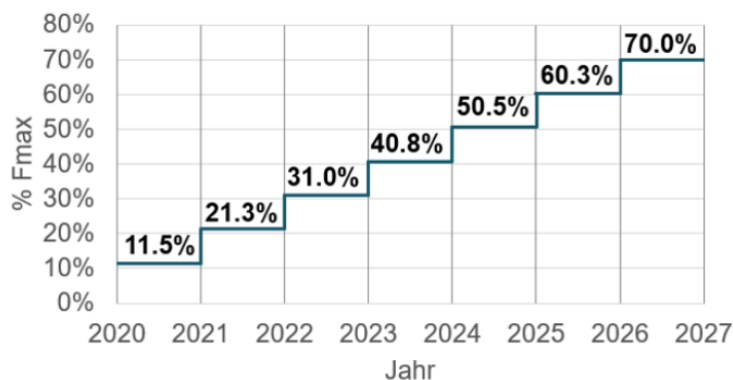


Abbildung 4: Steigende Mindesthandelskapazitäten bis 2026 (Quelle: Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren gebotszonenüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2021; BNetzA). CORE-Region und Nordgrenzen Deutschlands unterscheiden sich in der Methodik zur Berechnung der Kapazität.

Eine Teilung der Preiszone würde Ringflüsse nicht beseitigen, sondern aus ungeplanten Ringflüssen geplante machen. Wesentlicher Unterschied: Geplante Ringflüsse zählen als Handelsgeschäfte und tragen daher zur Erfüllung der 70-Prozent-Regel bei. Das bedeutet, dass nicht mehr unbegrenzt Strom zwischen einer neu entstandenen Preiszone und einer anderen aus der Teilung hervorgegangenen Preiszone gehandelt werden kann. Diese Änderungen im Markt können durchaus Einfluss auf die physikalische Belastung haben. Weiterhin verringert oder vergrößert sich durch die Teilung der Gebotszone für benachbarte Preiszonen die Attraktivität, Strom aus einer der neuen deutschen Preiszonen zu kaufen. Die physikalische Belastung der Netze würde sich dadurch allerdings nicht grundlegend ändern.

Hinweis:

Gelegentlich werden Erhalt oder Teilung der Preiszone mit der Diskussion um die Höhe lokaler Verteilnetzentgelte verbunden. Ein solcher Zusammenhang besteht nicht. Beispielsweise sinken lokale Verteilnetzentgelte in Norddeutschland auch im Falle einer Preiszonenteilung nicht automatisch. Auch in einem solchen Fall wird der Anschluss Erneuerbarer Energien einen wesentlichen Einfluss auf die örtlichen Netzentgelte haben.

2 Bestandsaufnahme

2.1 Aktionsplan

Unter den Kriterien zur Bewertung der Effizienz der Preiszonenkonfiguration spielt die Einhaltung der Zielwerte für zonenübergreifende Handelskapazität eine besondere Rolle. Werden die Werte verfehlt, so ist eine Aufspaltung der Preiszone nach den Regelungen der Binnenmarktverordnung Strom vorgesehen. Umgekehrt kann eine Aufteilung nicht erzwungen werden, solange die Zielwerte eingehalten oder übertroffen werden.

In Abbildung 5 exemplarisch dargestellt sind die Werte für die Verteilung der Handelsmarge aller kritischen Netzelemente der zentral-westeuropäischen Region (CWE-Region). Sie umfasst außer Deutschland die BENELUX-Staaten, Frankreich und Österreich. Die Schweiz war assoziierter Partner der CWE-Region, nahm aber nicht an den Kapazitätsberechnungen teil.

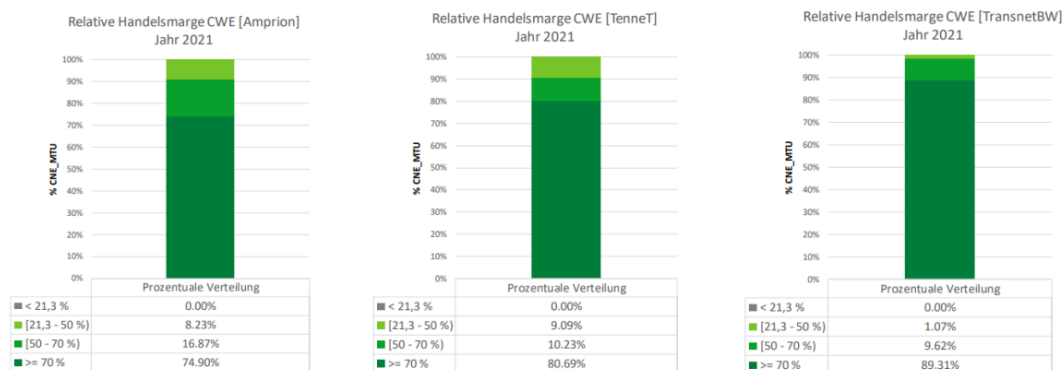


Abbildung 5: Verteilung der Handelsmarge aller kritischen Netzelemente (CNEs) der CWE-Region (Quelle: Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren gebotszonenüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2021; BNetzA)

Die Abbildung zeigt: Auf der Basis des Jahres 2021 sind die für 2021 maßgeblichen Zielwerte sicher übertroffen (vgl. Abbildung 4). Mindestens mussten sämtliche kritische Netzelemente²⁹ mit 21,3 % ihrer Kapazität für Handelsgeschäfte zur Verfügung stehen – und zwar in jeder Stunde und in beiden Richtungen. Dieser Wert wurde im Jahr 2021 nie unterschritten. In rund 75 bis 89 % aller CNEs pro Stunde wurde sogar schon der Zielwert von 70 % erreicht.

Dementsprechend hat die juristisch für die Überprüfung zuständige BNetzA die Einhaltung der Mindestwerte bestätigt. Die Umsetzung des Aktionsplans ist also nach vorläufigem Erkenntnisstand auf Kurs, aber noch nicht am Ziel.

²⁹ In der CWE-Region wurden als kritische Netzelement (CNE) zugrunde gelegt: 57 für Amprion, 32 für TenneT und 33 für TransnetBW je Marktzeitbereich (MTU – in diesem Fall je Stunde). So sind beispielsweise in Abbildung 5 für Amprion 57*8760 Werte enthalten.

2.2 Redispatch

Aufgrund von strukturellen internen Netzengpässen kann die Transportaufgabe des Netzes sowie insbesondere die europäischen Vorgaben für grenzüberschreitenden Stromhandel innerhalb Deutschlands, nur unter Einsatz von Redispatch realisiert werden.

Engpassmanagement 2013 bis 2021

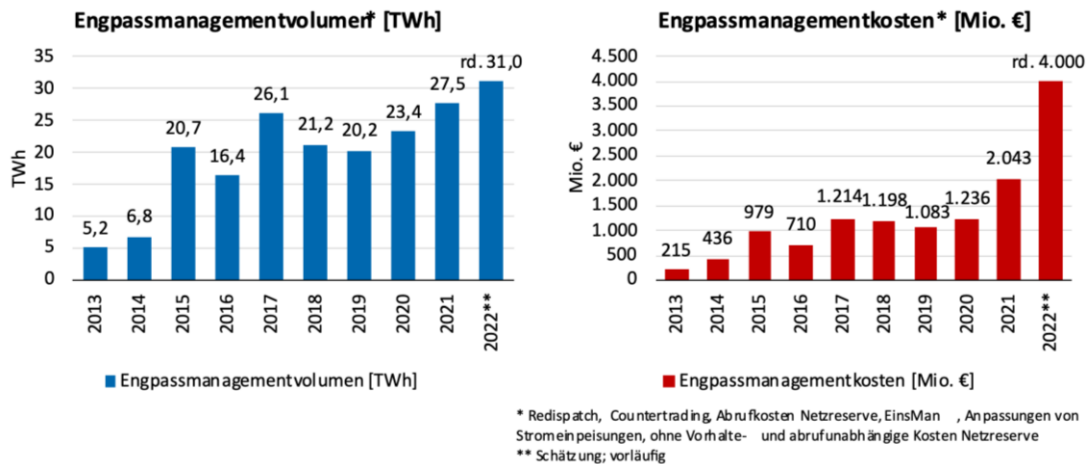


Abbildung 6: Redispatch-Volumen und -Kosten

Das Volumen des Redispatches ist auch im Jahr 2022 auf einem hohen Niveau.

Die Redispatch-Kosten im Jahr 2022 waren insbesondere durch die hohen Preisspitzen der Commodities im Jahr 2022 geprägt.

2.3 Wohlfahrtsgewinne und Verluste durch Aufrechterhaltung oder Aufteilung der bestehenden Preiszone

2.3.1 Wohlfahrtsgewinne durch Aufrechterhaltung der Preiszone

Den Kosten der Aufrechterhaltung der Preiszone sind die mit einer einheitlichen Preiszone verbundenen monetären (günstigere Preise durch hohe Liquidität) und nicht monetären (Marktvertrauen, Akzeptanz) Effekte gegenüberzustellen.

Einige wesentliche Vorteile der einheitlichen Preiszone sind beispielsweise:

- › Hohe Marktliquidität.
- › Planungssicherheit für den Übertragungsnetzausbau, für den sehr langfristige Planungszeiträume anzusetzen sind, aber auch für andere Investitionen.
- › Leichtere Integration Erneuerbarer Energien in den Markt.

- › Investitionssicherheit für neue Energieerzeugungs-Infrastruktur und Industrie.
- › Vermeidung von Aufwand und Zeitbedarf zur Umsetzung der Preiszonentrennung.

Die Liquidität der deutschen Preiszone ist im EU-Vergleich mit Abstand am höchsten.

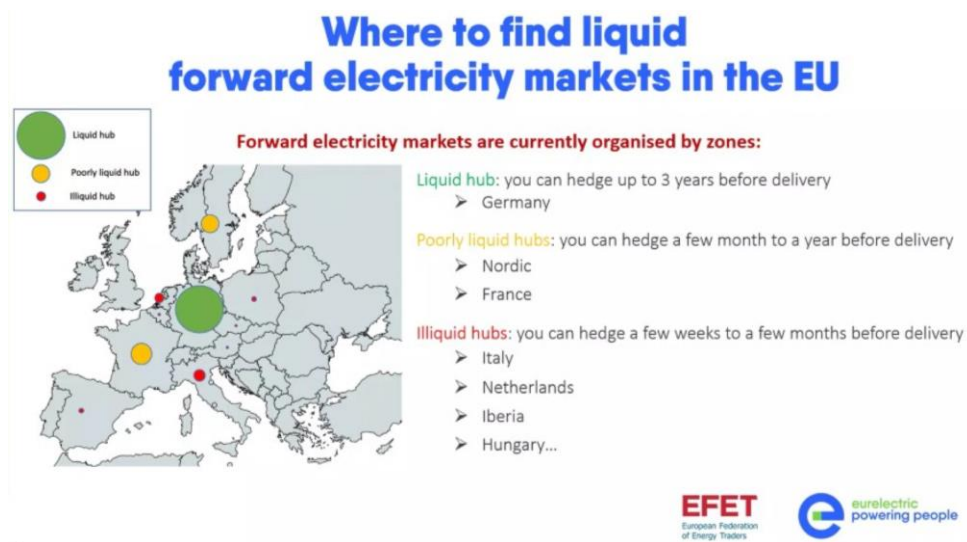


Abbildung 7: Liquidität der Strommärkte in EU-Mitgliedstaaten (Quelle: EFET/Eurelectric 2023)

Diese hohe Liquidität ist nicht zum Schaden, sondern zum Nutzen anderer Mitgliedstaaten.

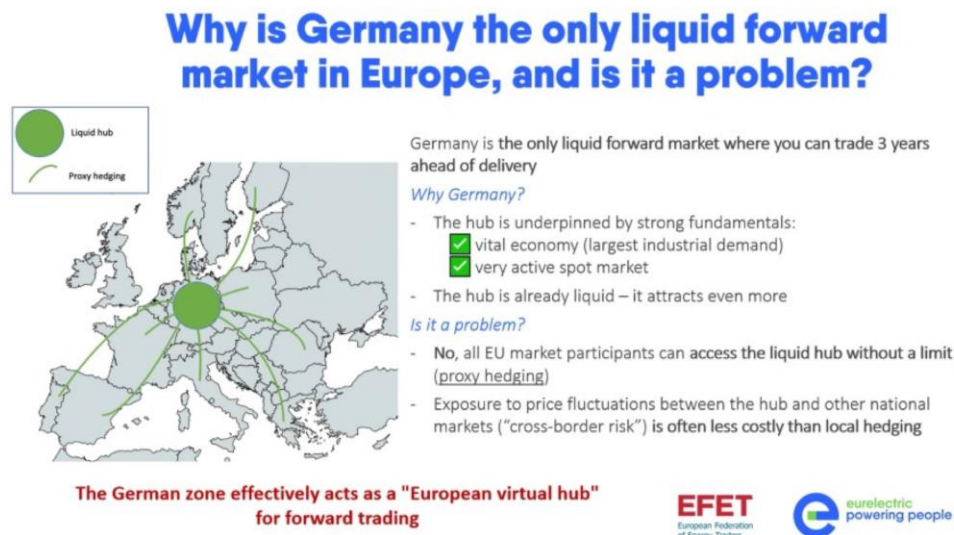


Abbildung 8: Ausstrahlung des deutschen Marktes auf andere Stromgroßhandelsmärkte in der EU

Andere Marktteilnehmer sichern sich im deutschen Markt ab (sog. Proxy Hedging).

2.3.2 Wohlfahrtsverluste durch Aufteilung der Preiszone

Eine Aufspaltung der Preiszone wäre spiegelbildlich mit einer Reihe von Nachteilen verbunden.

- › Engpässe entstehen zwischen den neuen Zonen innerhalb Deutschlands. Dadurch sinkt die Marktliquidität in den neuen kleineren Preiszonen.
- › In mehreren kleineren Gebotszone wird tendenziell mehr Regelleistung dimensioniert als in einer großen Gebotszone. Dieser Effekt könnte im Laufe der Zeit bspw. durch den Einsatz von Sharing Agreements reduziert werden.
- › Auch Intraday- und Regelenergiemärkte wären nachteilig betroffen³⁰.
- › Starker Anstieg der Zeiten negativer Preise in der oder den norddeutschen Preiszonen und daraus resultierend ein höherer EE-Förderbedarf zu erwarten (vgl. Abbildung 9).
- › Verschiebung der relativen Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie in Deutschland, ggf. Verlagerung ins Ausland (vgl. Abbildung 10).
- › Prognostizierbarkeit von Deckungsbeiträgen sinkt in eine kleinerer Preiszone.
- › Zudem steigt die Unsicherheit bei bereits bezuschlagten EEG-Kraftwerken (unsichere Realisierung).
- › Unsicherheit beim Bau oder Umbau von benötigten Back-Up-Kapazitäten.
- › Aktuell geschlossene preiszonенübergreifende PPAs (Power Purchase Agreements) müssten ab operativer Einführung der Preiszonentrennung neu bewertet werden und verlieren an Wirtschaftlichkeit .
- › Abnehmendes Vertrauen in die Stabilität von Preiszonen nach einer Teilung (Gefahr dynamischer Preiszonen).

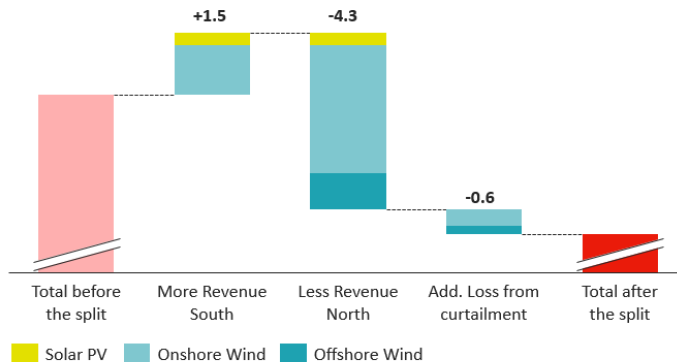
Die Auswirkungen auf den Betrieb von EE-Anlagen und auf Verbraucher, insbesondere die energieintensive Industrie, lässt sich auch quantitativ bewerten.

³⁰ Für Regelenergie ergeben sich je Gebotszone und Preiskonstellation unterschiedlich hohe Opportunitätskosten und damit die Häufung der Bezuschlagung von Geboten aus einer Region. Dies dürfte auf Netzseite zu einer erhöhten Beschaffungsmenge durch die Ausweitung der Kernanteile je Gebotszone und/oder Anhebung der auszuscheidenden Gesamtmenge führen. Für den Bilanzausgleich der fluktuierenden Energien wird die Bewirtschaftung der Prognoseabweichungen das Portfolio und die damit verbundenen ausgleichenden Effekte geringer, die Möglichkeit Intraday auszugleichen sinkt aber auch, da bei Nichtverfügbarkeit nicht mehr innerhalb der Gebotszone oder nur unter hohen Kosten ausgeglichen werden kann. Der verpflichtende Bilanzausgleich ist in Deutschland physisch verpflichtend.

Zonal prices lead to lower revenues for renewables in the North implying additional subsidies necessary for existing & new plants

Reduction in renewables revenues from wholesale market, exemplary for 2025

[bn€/a, real 2021]



1) In general, hours in which Renewables production exceeds demand leading to prices around 0 €/MWh or negative.

- More than 70% of onshore wind and all of offshore wind generation are allocated in the Northern zones and **will lose out on revenue due to significantly lower capture rates**
- Increases of Revenue in South will not compensate. Overall revenue loss implies **additional subsidies might be needed**.
- Revenue impact softens after HVDC lines come online but remain around €0.5 – 1 bn/a.
- Zonal split will significantly increase number of zero/negative price hours¹ in the North: from quadrupling at the start (2025) to +25% (2030) after HVDC lines come online.
- As a consequence economic curtailment of RES in the North increases (~5-6 TWh/a).

Abbildung 9: Rückläufige Erträge von EE-Anlagen in Deutschland aufgrund zunehmender Anzahl von Stunden mit Preisen von null und kleiner. Die Ergebnisse beruhen auf einer fundamental modellierten Aufteilung der Preiszone in 4 Teilzonen entsprechend der von ACER definierten Konfiguration DE³¹. Es handelt sich hierbei um die höchst bewertete Konfiguration, die ACER für den kontinentalen Bidding Zone Review vorschlägt³². Das unterliegende Referenzszenario ist orientiert an den aktuellen Zielsetzungen der Bundesregierung und der EU. Kapazitäten und Nachfrage wurden den jeweiligen neuen Preiszonen auf Grundlage der zuvor von ACER definierten Kriterien für eine Teilung der Preiszone zugeordnet. Innerdeutsche Verbindungsleitungen basieren auf dem statischen Kernnetzmodell der ÜNB unter Berücksichtigung von Anlagenprojekten auf der Grundlage des Netzentwicklungsplan 2035 (Quelle: E.ON 2023).

Der Druck auf die Erneuerbaren Energien im Norden Deutschlands nähme durch eine Teilung der Preiszone zu. Abbildung 9 zeigt: Über 70 % der Onshore-Windkraftanlagen und alle Offshore-Windkraftanlagen liegen in der nördlichen Hälfte Deutschlands. Die Rentabilität der Anlagen im Süden nähme zwar zu. In Summe würde der Ertrag von EE-Anlagen im Norden und im Süden jedoch um 3,4 Mrd. € zurückgehen. Grund hierfür wäre die mit der Teilung verbundene Vervielfachung der Stunden von Großhandelspreisen unter oder gleich null. Eine Abregelung von 5 bis 6 TWh wäre die weitere Folge. Zumindest in einer mehrjährigen Übergangszeit resul-

³¹ https://www.acer.europa.eu/Individual%20Decisions_annex/ACER%20Decision%2011-2022%20on%20alternative%20BZ%20configurations%20-%20Annex%20I.pdf, dort S. 7

³² <https://www.acer.europa.eu/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2011-2022%20on%20alternative%20BZ%20configurations.pdf>, siehe dort Tabelle 8 auf Seite 45/45.

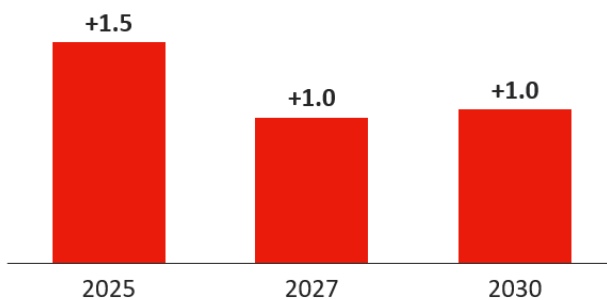
tiert hieraus Investitionsunsicherheit, die ihrerseits die Erreichung der Ausbauziele für 2030 gefährdet. Die Situation würde sich erst entspannen, wenn die geplanten Gleichstromtrassen in Betrieb gehen.

Auch das Argument, dass eine Teilung der Preiszone den Netzausbau überflüssig macht, ist nicht zutreffend. Ein erheblicher Teil des Netzausbaus dient der An- und Einbindung der Erneuerbaren Energien und muss energiewendebedingt mit und ohne Teilung der Preiszone erfolgen.

Market split harms German industry as regional discrepancies in supply & demand implies high prices in industry-intensive zones

Increase in electricity procurement costs for German industry

[bn€/a, real 2021]



- **Industrial consumers suffer from market split**, being primarily located in high priced Western and Southern zone
- **Additional government subsidies may be needed** to keep industry competitive
- Rising electricity consumption due industrial electrification would exacerbate the industrial burden if the convergence of prices were not to offset this effect
- The **overall cost of procurement** across the whole market increases **by around €2 - 3 bn/a**.

Abbildung 10: Steigende Beschaffungskosten für die Industrie und andere Verbraucher (Quelle: E.ON 2023)

In Summe negativ betroffen wären auch die Verbraucher mit Mehrkosten von 2 bis 3 Mrd. €/Jahr wie Abbildung 10 zeigt. Besonders hervorzuheben sind die Beschaffungsmehrkosten der energieintensiven Industrie. Die Preiszonenteilung würde sich für Letztere in einer Mehrbelastung von 1,5 Mrd. €/Jahr niederschlagen, die erst nach dem Ausbau der Gleichstromtrassen auf 1,0 Mrd. €/Jahr zurückginge. Angesichts der ohnehin hohen Strompreise und der im Zuge der Energiewende zunehmenden Elektrifizierung dürfte von einer Zunahme der Beschaffungskosten in dieser Größenordnung zusätzlicher Abwanderungsdruck ausgehen.

Schon die bloße Diskussion um bzw. Einführung einer Preiszonentrennung führt zu einer hohen Unsicherheit im Markt („Missing Certainty Problem“).

2.3.3 Wohlfahrtsgewinne durch Aufteilung der Preiszone

Diesen Vorteilen der Beibehaltung der Preiszone stehen natürlich auch **Vorzüge einer potenziellen Aufteilung** gegenüber³³.

Zu nennen sind:

- › Vermeidung struktureller Engpässe (vgl. 70-Prozent-Kriterium).
- › Investitionsanreize für Speicher im Norden, die die Integration der EE verbessern können.
- › Verringerung der Redispatch-Volumina und damit einhergehende Kosten (vgl. hierzu Abbildung 11).
- › Marktpreise, auf die künftig zahlreiche neue flexible Verbraucher reagieren sollen, würden direkt die Netzengpässe zwischen den Gebotszonen berücksichtigen. Das würde die koordinierte Reaktion dieser Anlagen vereinfachen und Redispatchbedarfe verringern.
- › Auch sind im benachbarten Ausland zu erwartende Wohlfahrtsgewinne zu berücksichtigen (vgl. allerdings Abbildung 12).

Generell lässt sich feststellen: Kleine Gebotszonen bis hin zu nodalen Märkten stärken die Kongruenz der physischen Märkte mit der Netzphysik zu Lasten der langfristigen finanziellen Märkte.

Die oft geäußerte Erwartung, dass eine Preiszonenteilung sofort zu Investitionsentscheidungen zugunsten einer niederpreisigeren Zone führen ist allerdings unrealistisch. Investitionsentscheidungen der Industrie haben regelmäßig hohe zeitliche Vorläufe.

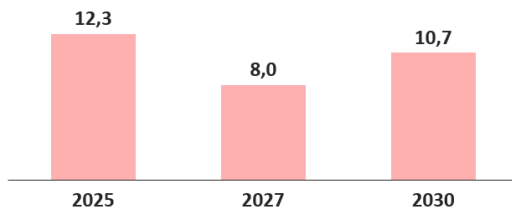
Einen solchen zeitlichen Vorlauf haben die von einer Preiszonenteilung zu erwartenden Effekte auf den Redispatchbedarf und auf die Großhandelspreise in Nachbarländern nicht. Sie wirken vielmehr unmittelbar. Deshalb ist ein Blick auf die potenzielle Entwicklung beider Indikatoren wünschenswert.

³³ ACER, DECISION No 11/2022 on the alternative bidding zone configurations to be considered in the bidding zone review process.

Redispatch saving potential – the major economic benefit – through zonal split is limited

Potential redispatch volumes saved

[TWh]



- Estimate on redispatch volumes saved is based on comparison of generation after zonal split adjusted for changes in imports and exports
- Since it is based on economic optimization the actual redispatch volumes saved could be lower
- The volumes indicate a saving of 35 – 50% compared to historic volumes¹ which aligns with expectation as zonal split will not resolve congestions inside the zones
- Applying an average cost¹ this would translate to a cost saving of €0.5 – 0.8 bn/a.

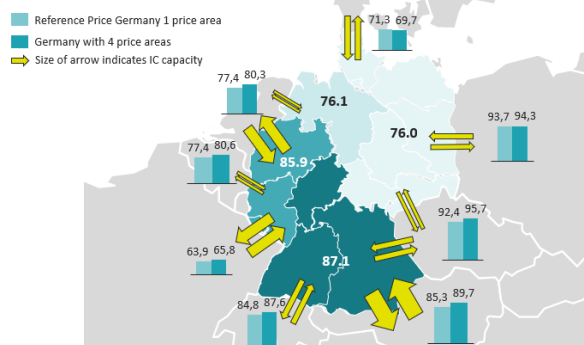
1) For the period 2017 – 2021 the average volume was 23 TWh and the average cost was €67/MWh.

Abbildung 11: Durch einen Preiszonensplit potenziell eingespartes Redispatch-Volumen in TWh (Quelle: E.ON 2023)

Wie Abbildung 11 zeigt, ist das eingesparte Redispatch-Volumen von ca. 8 bis 12 TWh beachtlich. Setzt man es jedoch in Bezug zum gesamten Redispatch-Volumen, welches sich in den Jahren 2020 bis 2022 auf 27 bis 31 TWh belief (vgl. Abbildung 6), relativieren sich diese Zahlen. Gleiches gilt für die erzielbare Kosteneinsparung.

Zonal split changes the economic interaction with adjacent markets leading to an overall increase of cost for Germany's neighbors

Change in prices [€/MWh] across surrounding countries, exemplary for 2027



- Prices in western and southern countries rise with higher prices in western and southern bidding zones
- North-eastern countries can hardly benefit from lower electricity prices due to limited IC capacity
- Hence, from an European view the **zonal split in Germany could come with negative impacts on the Internal Energy Market:**
 - Overall cost of electricity production across Europe will increase
 - Additional limits to grid expansion will disturb the exchange of Renewable generation inside Europe considering Germany's function as a revolving door when it comes to imports and exports

Abbildung 12: Ein Preiszonensplit wirkt sich auf die Großhandelsmarktpreise in den Nachbarländern regelmäßig preissteigernd aus (Quelle: E.ON 2023)

Eine Aufteilung führt, wie aus Abbildung 12 ersichtlich, nicht zu der erwarteten Dividende für Deutschlands Nachbarländer. Mit Ausnahme von Dänemark entfaltet die Teilung keine preis-senkende Wirkung. Im Gegenteil kommt es zu Anstiegen, die im Falle Österreichs sogar mehr als 4 € die MWh betragen.

Des Weiteren sind die Auswirkungen des im Falle einer Preiszonenteilung zu erwartenden Rückgangs der Liquidität im europäischen Binnenmarkt zu bedenken. Aufgrund der hohen Liquidität der deutschen Preiszone sichern sich auch Marktakteure aus anderen Mitgliedstaaten durch Terminkontrakte ab, die auf die deutsche Preiszone referenzieren (sog. Proxy Hedges). Der Physical Electricity Index (PHELIX DE), der den Spotmarkt des Marktgebiets Deutschland abbildet, wird insbesondere in Zentralwesteuropa (CWE) in Lieferverträgen verwendet, da die Kunden der Markttiefe des deutschen Termin- und Day-Ahead-Marktes großes Vertrauen schenken. Von einem Liquiditätsanker in der Mitte der EU profitieren darüber hinaus alle kontinentaleuropäischen Strommärkte in der EU.

2.4 Zwischenbilanz

Der Aktionsplan ist auf Kurs. Damit besteht akut kein Zwang zur Aufteilung der deutschen Preiszone.

Wenn das 70-Prozent-Kriterium eingehalten ist, relativieren sich zugleich die Vorteile der Aufteilung der Preiszone. Und mit dem Erhalt der Preiszone verbinden sich zahlreiche volkswirtschaftliche Vorteile.

Die Aufteilung führt zu Umverteilungseffekten. Den Verlusten bei einer Aufteilung der Preiszone (Erträge von EE-Anlagen, Beschaffungsmehrkosten insbesondere für die energieintensive Industrie) stehen auch Gewinne gegenüber. Ein Rückgang der Redispatch-Volumina um etwa ein Drittel findet statt. Das übrige Redispatch-Volumen fällt aber auch im Falle einer Teilung an. Eine Teilung der Preiszone führt in Summe nicht zu einer Ent- sondern zu einer moderaten Mehrbelastung der Großhandelsmärkte der Nachbarländer Deutschlands.

Allerdings ist die weitere Entwicklung fortlaufend zu beobachten.

3 Absehbare be- und entlastende Entwicklungen

3.1 Entlastende Entwicklungen

Der Netzausbau kommt voran, allerdings langsamer als ursprünglich geplant. Derzeit ist die entlastende Wirkung durch fertiggestellte Bauabschnitte noch gering. Die Fertigstellung weiterer Abschnitte³⁴, vor allem der großen HGÜ-Verbindungen, entlastet die Preiszone.

³⁴ Monitoringbericht des Stromnetzausbaus (BNetzA Q3 2022).

HGÜ (BBP 2022)	IBN laut NEP 2037/2045 (2023), 1. Entwurf	Planungs- und Baufortschritt (BBPlG/EnLAG), Stand: 30. Sept 2022	
Ultranet (DC2)	2026	noch nicht im Genehmigungsverfahren	4.447 km
A-Nord (DC1)	2027	im Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren	375 km
SuedOstLink (DC5)	2027	im oder vor dem Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren	5.752 km
Suedlink (DC3/DC4)	2028	genehmigt beziehungsweise im Bau	1.178 km
Klein Rogahn – Isar (DC 20)	2030	fertiggestellt	2.292 km
Korridor B (DC21/DC25)	2032		
Heide/West – Klein Rogahn (DC31)	2032		
Rastede – Bürstadt (DC34)	2033		
		Summe:	14.044 km

Abbildung 13: Stand Netzausbauvorhaben und insbesondere der großen HGÜ-Verbindungen (Quelle: Monitoringbericht des Stromnetzausbaus (BNetzA Q3 2022), aktualisiert anhand Entwurf Netzentwicklungsplan 2037/2045)

Die entlastende Wirkung des Netzausbaus macht sich daher insbesondere nach dem Zielpunkt des Aktionsplans bemerkbar. Dann allerdings werden von ihr spürbare Entlastungseffekte ausgehen (vgl. Abbildung 13). Grundsätzlich wird der Netzausbau entlastende Effekte haben, daher sind die geplanten Maßnahmen im Netzentwicklungsplan no-regret Optionen.

Gewisse entlastende Effekte bestehen bereits heute dank der Nutzung grenzüberschreitender Redispatchpotenziale. Im Rahmen des Projekts zur Core Kapazitätsberechnungsregion arbeiten die deutschen ÜNB in einem internationalen Konsortium und zudem an einer Weiterentwicklung dieser Prozesse, um somit eine verursachungsgerechte Kostenteilung unter Entschädigung der entstehenden Kosten aufgrund von Ringflüssen im Ausland zu ermöglichen.

3.2 Belastende Entwicklungen

Ein wachsender und anhaltender Zubau von Erneuerbaren Energien (Offshore, Onshore, PV) ist angestrebt und wird den Druck auf die Preiszone erhöhen. Zu beachten ist auch die Witterungsabhängigkeit insbesondere der Windkraft und die daraus resultierenden starken Unterschiede der Netzbeanspruchung innerhalb eines Jahres und im Jahresvergleich.

Strom: Ausbau der Erneuerbaren Energien bis 2030

Bis 2022 Ist, ab 2023 gemäß 2030 -Ziele EEG 2023/WindSeeG

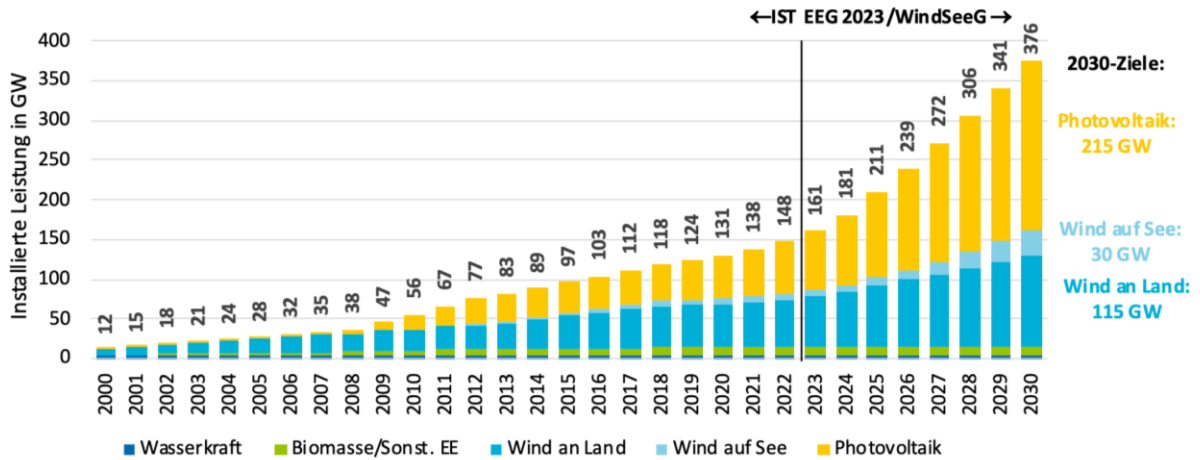


Abbildung 14: Gesamtausbau der Erneuerbaren Energien bis 2030 (Quelle: AGE Stat, BDEW (eigene Berechnungen))

Ausbaumengen Wind an Land auf Basis EEG 2023

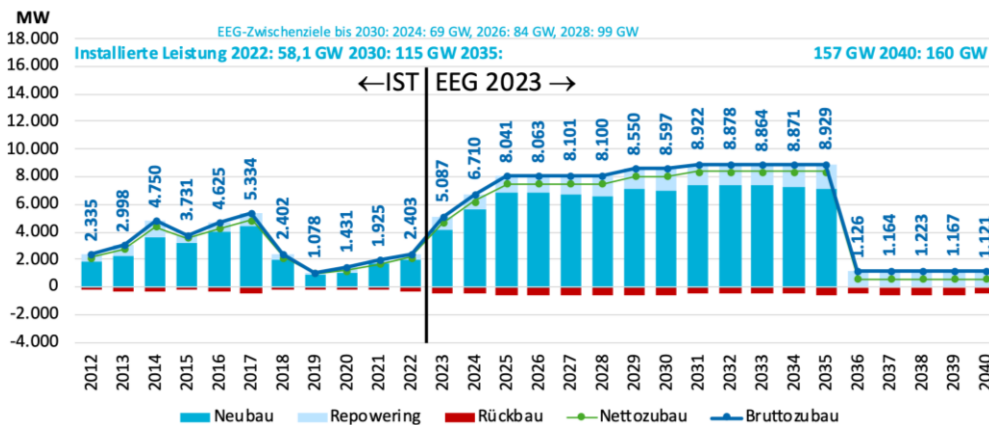


Abbildung 15: Ausbau der Windenergie an Land bis 2030 (Quelle: AGE Stat, Deutsche Windguard, BDEW (eigene Berechnungen))

Der Pfad für den Ausbau der Erneuerbaren Energien ist sehr ehrgeizig. Von ihm geht ein fortlaufend wachsender Druck auf die Preiszone aus. Aufgrund des nötigen Ausbaus der Erneuerbaren Energien wird es über zwei Jahrzehnte eine angespannte Netzsituation geben. Dies ist insbesondere der Fall, wenn sich der Ausbau der Windkraft an der Windhöffigkeit ausrichtet. Auch die Entwicklung der Redispatch-Kosten und vor allem des Redispatch-Volumens muss fortlaufend beobachtet werden. Weitere, zum Teil erhebliche Belastungen der Preiszone können aus der Anbindung von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken resultieren. Sie haben erhebliche Auswirkungen auf den Redispatch.

Ergebnis

Variante	Redispatchmenge [TWh]	davon Erneuerbare [TWh]	CO ₂ -Ausstoß RD [Mt]
PtH ₂ -süd (rot) im Vergleich zu grün	+4,1	+3,3	+1,9

Der Anstieg der Redispatchmengen geht des Weiteren einher mit einer zusätzlich notwendige Vorhaltung von Reservekraftwerken. Auch zusätzliche Netzverluste durch weitere Transportwege wurden nicht berücksichtigt.

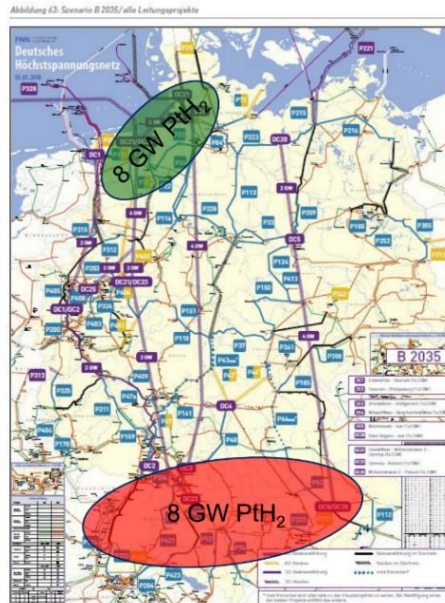


Abbildung 16: Auswirkung von 8 GW Elektrolyseurkapazität im Süden (Quelle: Tennet)

Der Koalitionsvertrag spricht sich für die Erhöhung des Ausbauziels für die Elektrolysekapazität auf rund 10 Gigawatt im Jahr 2030 aus. Bei einer Allokation an den „falschen“ Stellen des Netzes, also im Süden, würde der Redispatchbedarf voraussichtlich über die von Tennet identifizierten 4,1 TWh hinaus anwachsen.

3.3 Zwischenbilanz

Der Netzausbau kommt voran, allerdings langsamer als ursprünglich geplant. Derzeit ist die entlastende Wirkung durch fertiggestellte Bauabschnitte noch gering. Die Fertigstellung weiterer Abschnitte, vor allem der großen HGÜ-Verbindungen, entlastet die Preiszone.

Ein wachsender und anhaltender Zubau von Erneuerbaren Energien (Offshore, Onshore, PV) ist angestrebt und wird den Druck auf die Preiszone erhöhen. Zu beachten ist auch die Witterungsabhängigkeit insbesondere der Windkraft und die daraus resultierenden starken Unterschiede der Netzbeanspruchung innerhalb eines Jahres und im Jahresvergleich.

Dementsprechend **bleibt** die **Entlastung des Drucks auf die Preiszone** eine **Daueraufgabe**.

4 Instrumente zur Verringerung des Drucks auf die Preiszone

Neben dem Netzausbau steht grundsätzlich eine breite Palette von Instrumenten zur Verringerung des Drucks auf die Preiszone zur Verfügung.

Neben dem hier aufgeführten Instrumentarium und dem Redispatch 2.0 kommt mittelfristig der komplementäre marktliche Redispatch zur Ergänzung des Redispatch 2.0 in Betracht. Dort

geht es darum Flexibilität, die in niedrigen Spannungsebenen angesiedelt ist, neben der Hoch- und Mittelspannung auch für die Hoch und Höchstspannung nutzbar zu machen³⁵. Als den Redispatch 2.0 lastseitig ergänzende Instrumente kommen nach Ansicht des BDEW folgende Instrumente grundsätzlich in Frage:

- › Standortanreize,
- › Gestaltung der Netztarife, z. B. engpassorientierte Netztarife,
- › komplementärer marktbasierter Redispatch.

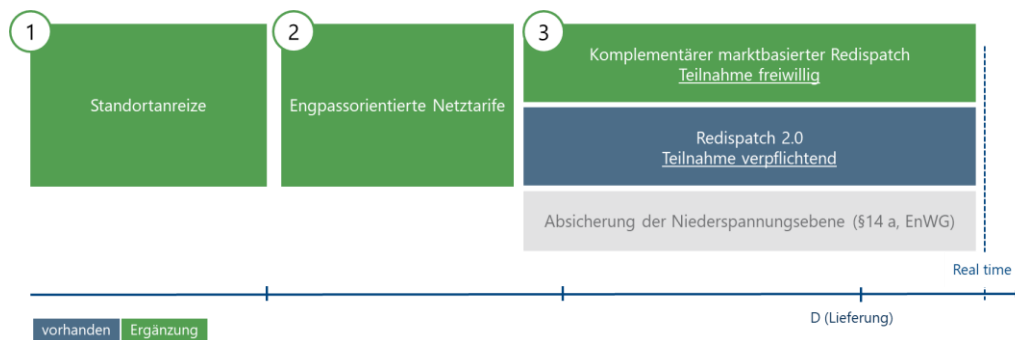


Abbildung 17: Zusammenspiel von Instrumenten zur Nutzung der Flexibilität von Lasten und Speichern (Quelle BDEW & E-Bridge in „Konzepte zur Nutzung von hoch- und mittelspannungsseitigen Flexibilitäten bei Netzbetreibern“, 2023)

Die in der Hoch- und Mittelspannung erschlossene Flexibilität kann grundsätzlich dort, aber **auch in der Höchstspannung** genutzt werden. Mithin können sie auch zur Reduzierung von Engpässen innerhalb der Preiszone beitragen.

Während an anderer Stelle die kurzfristige Mobilisierung von Flexibilität zu netzdienlichen Zwecken im Zentrum steht³⁶, wird nachfolgend den langfristigen Signalen besonderes Augenmerk geschenkt. Sie können in besonderem Maße mit investiven Wirkungen verbunden sein.

Dabei sollte gerade auch auf freiwilligen komplementären Redispatch (Nachfrageseite) gesetzt werden. Dies kann das Redispatchpotenzial erhöhen und damit die Kosten senken.

Im heutigen Marktdesign bestehen nur unzureichende ökonomische Anreize für eine systemdienliche Auslegung und Standortwahl von Marktteilnehmern. Nachgelagerte Netz- und Sys-

³⁵ BDEW und E-Bridge: Konzepte zur Nutzung von hoch- und mittelspannungsseitiger Flexibilität bei Netzbetreibern; 2023, Kap. 2, S. 74 ff.

³⁶ BDEW und E-Bridge: Konzepte zur Nutzung von hoch- und mittelspannungsseitiger Flexibilität bei Netzbetreibern; 2023, Kap 4, S. 80 ff.

temkosten werden heute bei den Investitions- und Betriebsentscheidungen der Marktteilnehmer nicht berücksichtigt. Langfristige Allokationssignale sollen hier ansetzen³⁷.

Allokationssignale können – je nach Ausgestaltung – auf der Erzeugungsseite wahlweise alle Erzeugungsanlagen und Speicher oder nur eine Teilmenge betreffen. Auf der Lastseite können sie wiederum die Ansiedlung aller Verbrauchsanlagen steuern oder sich auf Investitionen in Anlagen zur Flexibilisierung der Verbrauchssteuerung beziehen oder – wegen ihres hohen Verbrauchs – auf Elektrolyseure konzentrieren.

Der BDEW spricht sich im Kontext der Gewährleistung der Versorgungssicherheit für folgende Ausgestaltung langfristiger Allokationssignale aus:

- › Dem Anwendungsbereich sollten nur Neuanlagen, nicht aber Ertüchtigungen oder Umbauten, unterworfen sein. Nur die Ansiedlung dieser Anlagen lässt sich räumlich steuern. Zugleich sollte der Erhalt netzdienlicher Bestandsanlagen nicht gefährdet werden.
- › Erfasst werden sollen konventionelle Kraftwerke und Elektrolyseure³⁸, weil diese den wesentlichsten Beitrag für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit leisten können.
- › Derzeit bereits genehmigte oder im Genehmigungsverfahren befindliche Anlagen sollten mit Rücksicht auf das Investorenvertrauen ausgenommen werden.
- › Mit Rücksicht auf das Erfordernis eines raschen Ausbaus der Erneuerbaren Energien sollten dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen aus dem Anwendungsbereich entlassen werden. Ausgenommen werden sollten auch Produktionsanlagen, deren Ansiedlung anderen Kriterien folgt.
- › Regionale Allokationssignale können in einen Kapazitätsmarkt integriert oder separat verankert werden. Im letztgenannten Fall sind sie mit dem Kapazitätsmarkt eng zu verzahnen.

Restriktionen für die Ortswahl von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken werden allerdings auch von der Anbindung an das H₂-Backbone ausgehen.

Die Allokationssignale müssen effizient und effektiv sein. Sie müssen Ansiedlungs- und Einsatzentscheidungen nicht erzwingen, sondern Optimierungsentscheidungen ermöglichen. No-Go-Areas sind deshalb nicht angebracht.

Die räumliche Verteilung der Allokationssignale folgt der erwarteten Netzbelastung bzw. dem erwarteten Netzausbau nach einer noch festzulegenden Methodik. Ändert sich die Netzbelastung, so ist die räumliche Verteilung der Allokationssignale entsprechend zyklisch anzupassen.

³⁷ BDEW-Diskussionspapier, Versorgungssicherheit in Zeiten eines hohen Ausbaugrads Erneuerbarer Energien, Kap. 2.5.1, S. 55

³⁸ Zur Einbindung von Elektrolyseuren vgl. Tennet TSO GmbH, Thyssengas, Gasunie Deutschland, Quo vadis Elektrolyse? 2023, S. 40 ff.

Das gilt jedoch nicht für Anlagen, die eine Allokationskomponente „gewonnen“ haben. Für diese bleibt das einmal gesendete Allokationssignal für die Dauer des zuvor vereinbarten Vergütungszeitraums bestehen. Eine veränderte räumliche Verteilung der Allokationssignale wirkt sich nur auf die jeweils neu ans Netz gehenden Anlagen aus. Investitionssicherheit wird somit gewahrt.

Die systemdienliche, das heißt netzengpassorientierte Verortung bereits eines kleinen Teils der flexiblen Erzeugung und Lasten kann zukünftig Redispatch-Volumen und -Kosten um bis zu 20 % senken. Dies zeigt eine Fallstudie³⁹ von Amprion zu den Auswirkungen einer systemdienlichen Verortung von je ca. 5 GW Kraftwerken und neuen flexiblen Lasten (PtG) auf Basis eines Referenzszenarios sowie eines „Best“ und „Worst Case“-Szenarios (systemdienlich bzw. verstärkend) für 2030. Bei den angenommenen Kraftwerken aus der Fallstudie handelt es sich um reine Stromerzeugungsanlagen und keine KWK-Anlagen.

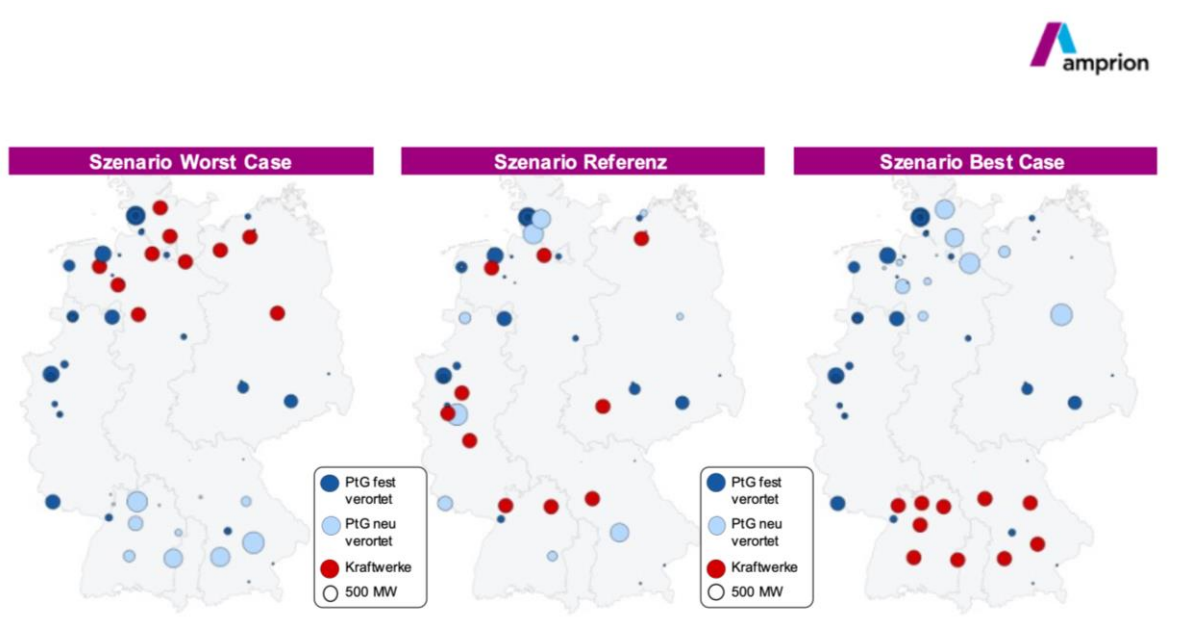


Abbildung 18: Vorteile lokaler Kapazitätsanreize (Quelle: Amprion)

Die Einführung räumlicher Allokationssignale stellt einen wichtigen Hebel dar, um die Preiszone auch in Phasen zu erhalten, in denen – wie auf absehbarer Zeit – der Ausbau der Erneuerbaren Energien dem Ausbau der Übertragungsnetze vorausseilt. Die genaue Ausgestaltung dieses Konzepts sollte Gegenstand weiterer konstruktiver Arbeiten sein.

³⁹ amprion_fallstudie___lokale_kapazitaetsanreize.pdf

SENSITIVITÄTS-UNTERSUCHUNGEN: EINFLUSS DER PTG-VERORTUNG AUSSCHLAGGEBEND

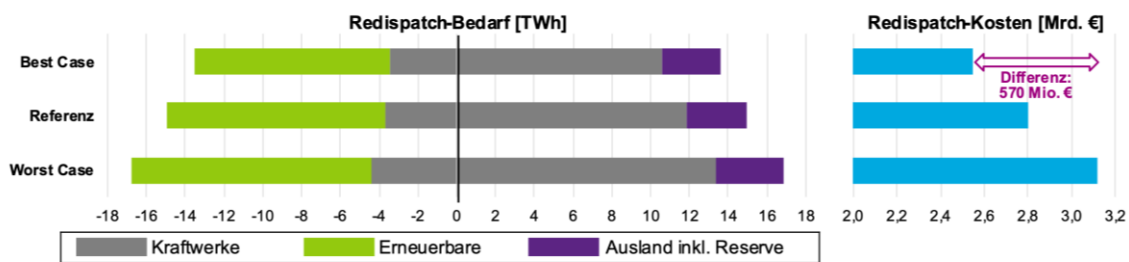


Abbildung 19: Vorteile lokaler Kapazitätsanreize (Quelle: Amprion)

Aufgrund der Parallelen zur geplanten Ausschreibung von H₂-Kraftwerken und PtG-Anlagen im EEG und der Erarbeitung einer Kraftwerksstrategie zeigt sich die Dringlichkeit deren Standorte systemdienlich zu wählen.

5 Fragen der Einbettung von regionalen Allokationssignalen

5.1 Kapazitätsmarkt und Kraftwerksstrategie

Es ist möglich, regionale Allokationssignale mit der Bereitstellung von Kapazität zu verknüpfen. Das hätte zur Folge, dass die Bedarfsermittlung gesicherter Leistung (Erzeugung/Lasten) nach Regionen zu differenzieren wäre. Entständen hierdurch zwei oder mehr Kapazitätsmärkte wäre dies negativ für die Liquidität.



Abbildung 20: Zwei Optionen zur Umsetzung lokaler Kapazitätsanreize (Quelle: Amprion)

Es ist jedoch erforderlich, dass Gebote für Neuanlagen in vollständiger Kenntnis verbindlicher Allokationsanreize erfolgen. Dazu muss es TSOs rechtlich möglich sein, entsprechende Allokationssignale zu setzen, zu honorieren und die Kosten über die Netzentgelte zurückerhalten zu können.

Möglicherweise werden im Zuge der Kraftwerksstrategie erhebliche Kapazitäten ausgeschrieben. Mit dem daraus resultierenden Bau oder Umbau von Kapazitäten entscheidet sich, ob der Druck auf die Preiszone hierdurch verringert oder erhöht wird. Ein System örtlicher Allokationssignale sollte daher bereits vor der Verabschiedung der Kraftwerksstrategie etabliert sein und greifen.

5.2 Weitere Systemdienstleistungen

Bei langfristigen Allokationssignalen geht es um eine systemdienliche Ausrichtung der Entscheidung über die Ansiedlung der erfassten Anlagen.

Bei der Implementierung eines solchen Ansatzes ist darauf zu achten, dass andere Systemdienstleistungen gleichfalls effektiv und effizient erbracht werden und ggf. Synergien erzeugt werden können.

So könnte der Ansatz beispielsweise genutzt werden, um auch für eine effiziente Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve zu sorgen. Auf die Erzeugung solcher Synergien zielt das Konzept des Systemmarkts⁴⁰.

6 Fazit

Der Erhalt der Preiszone ist nicht selbstverständlich. Er kann gelingen, wenn kontinuierlich Maßnahmen ergriffen werden, um den Druck auf die Preiszone zu verringern.

Auch im Fall der Einführung von regionalen Allokationssignalen ist der ehrgeizige Ausbau des Übertragungsnetzes unverzichtbar.

Aufgrund des nötigen Ausbaus der Erneuerbaren Energien wird es über zwei Jahrzehnte eine angespannte Netzsituation geben. Der Ausbau der Übertragungsnetze ist und bleibt ein zentraler Faktor. Allerdings zeigt die Praxis, dass mit erheblichen Zeiträumen bis zur Indienstnahme neuer und Verstärkung bestehender Höchstspannungsleitungen zu rechnen ist.

Erfolgsversprechend erscheint deshalb eine **Doppelstrategie: Netzausbau und regionale Allokationssignale**.

Die Signale müssen effizient und effektiv sein. Sie müssen Ansiedlungs- und Einsatzentscheidungen nicht erzwingen, sondern Optimierungsentscheidungen ermöglichen.

⁴⁰ Amprion, Systemmarkt (Konzeptpapier, Langfassung) Februar 2022

Die Einführung räumlicher Allokationssignale für den Zubau steuerbarer Kapazitäten stellt einen wichtigen Hebel dar, um die Preiszone auch in Phasen zu erhalten, in denen – wie auf absehbarer Zeit – der Ausbau der Erneuerbaren Energien dem Ausbau der Übertragungsnetze vorausgeht. Die genaue Ausgestaltung dieses Konzept sollte Gegenstand weiterer konstruktiver Arbeiten sein.

Zugleich ist zu prüfen, ob ein System regionaler Allokationssignale gleichzeitig auch für die Beschaffung weiterer Systemdienstleistungen, wie etwa für eine effiziente Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve genutzt werden kann. Darüber hinaus sollte auch auf lastseitigen, freiwilligen, komplementären und marktbasieren Redispatch gesetzt werden. Dies führt zu keinen Mehrkosten, kann aber das Redispatchpotenzial erhöhen und die Redispatch-Kosten senken.

Herausgeber

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

T +49 30 300199-0
F +49 30 300199-3900
info@bdew.de
www.bdew.de

Ansprechpartner

Dr. Stephan Krieger
Strategie und Politik
Telefonnummer: +49 30 300199-1060
stephan.krieger@bdew.de

Tilman Schwencke
Geschäftsbereichsleiter Strategie und Politik
Telefonnummer: +49 30 300199-1090
tilman.schwencke@bdew.de

Stand: 07/2023

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38