

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 CO<sub>2</sub>/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 Regelerzeugnisse) 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

1	Vorüberlegungen.....	5
1.1	Erforderlichkeit eines Kapazitätsmarkts für Strom?.....	5
1.2	Sicherheit der Primärenergieversorgung.....	7
1.3	Versorgungssicherheit im Kontext von Ausschreibungen definierter Erzeugungskapazitäten .....	7
1.4	Kapazität oder Flexibilität? .....	8
1.5	Kapazität oder Peak Shaving? .....	9
2	Anforderungen an einen Kapazitätsmarkt .....	9
2.1	Was soll ein Kapazitätsmarkt perspektivisch leisten? .....	9
2.2	Zentraler oder dezentraler Kapazitätsmarkt? .....	11
2.3	Wesentliche Merkmale des Vorschlags für einen zentralen Kapazitätsmarkt .....	11
2.4	De-Rating.....	12
2.4.1	Pay-as-bid vs. pay-as-clear.....	14
2.4.2	Ausschreibung Neuanlagen .....	15
2.4.3	Erreichung/Überschreitung Preisschwelle .....	16
2.4.4	550 g CO <sub>2</sub> /kWh-Regel .....	17
2.4.5	Primärenergiesicherheit/Einsatz von Wasserstoff .....	18
2.4.6	Finanzierung .....	19
2.5	Exkurse .....	20
2.5.1	Exkurs 1: Verschränkung von Versorgungs- und Systemsicherheit .....	20
2.5.2	Exkurs 2: Integrierte Auktionierung von Kapazität und Blindleistung .....	23

## 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 BMWK<sup>11</sup>. 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 betätigen<sup>12</sup>.

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

---

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

<sup>12</sup> 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

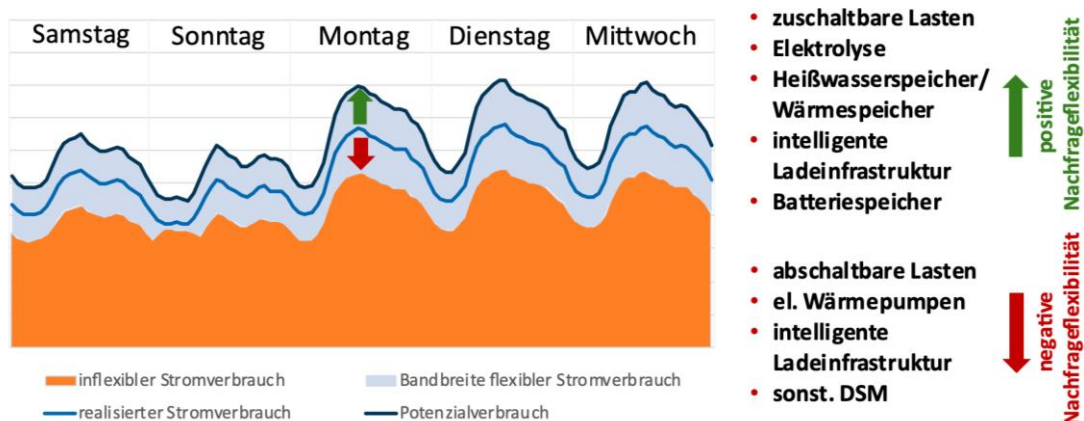


Abbildung 1: Inflexibler und flexibler Stromverbrauch (BDEW, eigene Darstellung)

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 führen<sup>13</sup>.

Der Kapazitätsmarkt muss mit den europarechtlichen Vorgaben übereinstimmen:

---

<sup>13</sup> 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 CO<sub>2</sub>-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.“*<sup>14</sup>
- › 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>-arme und CO<sub>2</sub>-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-

---

<sup>14</sup> 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 aufteilen<sup>15</sup>.

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 erhalten<sup>16</sup>. 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

---

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

<sup>16</sup> 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 0,9<sup>17</sup>.

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-

---

<sup>17</sup> 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 entschieden<sup>18</sup>. 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 sein<sup>19</sup>. 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.

---

<sup>18</sup> 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](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)

<sup>19</sup> 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 entstehen<sup>20</sup>.

- › 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.

---

<sup>20</sup> 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)<sup>21</sup>. 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

---

<sup>21</sup> 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 CO<sub>2</sub>/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 CO<sub>2</sub>/kWh für Neuanlagen (das heißt Inbetriebnahme nach Inkrafttreten der Verordnung) vor<sup>22</sup>. Das heißt nicht, dass solche Anlagen nicht betrieben werden und am Energy-Only-Markt teilnehmen können. Sie sind aber von Kapazitätsmechanismen aller Art ausgeschlossen.

---

<sup>22</sup> Alternativ müssen Anlagen eine maximale Jahresfracht von 350 kg CO<sub>2</sub>/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 CO<sub>2</sub>/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 CO<sub>2</sub>-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 H<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 ausgesprochen<sup>23</sup>.

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 CO<sub>2</sub>-Ausstoß auskommen oder CO<sub>2</sub> 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 abzusenken<sup>24</sup>.

#### **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.

---

<sup>23</sup> BDEW, Marktdesign 2030+, S. 53

<sup>24</sup> 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 H<sub>2</sub>-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 werden<sup>25</sup>.

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)

<sup>25</sup> 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 zieht. 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 Systemdienstleis-

tungen (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.



### **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