

Energie, Klima, Umwelt | Energie

# Strommarktdesign für einen wettbewerbsfähigen Standort

vbw

Studie

Stand: Februar 2024

Eine vbw Studie, erstellt von Prognos

Die bayerische Wirtschaft



## Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

## Vorwort

Effizientes Strommarktdesign muss Bezahlbarkeit, Zuverlässigkeit und Nachhaltigkeit der Energieversorgung unterstützen.

Das Strommarktdesign trägt entscheidend zur Wettbewerbsfähigkeit des Standorts bei: Es muss sicherstellen, dass die Strompreise bezahlbar sind und möglichst viele erneuerbare Energien zugebaut und in die Stromversorgung integriert werden. Gleichzeitig braucht es Mechanismen, die den Bau von Residualkraftwerken anreizen, also Kraftwerken, die die Versorgungslücke in den Stunden des Jahres schließen, in denen die Erträge aus Wind und Sonne nicht ausreichen.

Unsere Studie zeigt, dass die Grundarchitektur des Strommarkts nicht verändert werden sollte und dass ein selektiver Kapazitätsmechanismus als zusätzliches Instrument die günstigste Lösung für den Zubau von Residualkraftwerke darstellt. Auch für die Wasserstoffverstromung brauchen wir Instrumente. Ein Förderregime für erneuerbare Energien sollte beibehalten werden, allerdings können Differenzverträge (Contracts for Difference) dafür sorgen, dass etwaige Mehrerlöse zugunsten der Stromkunden abgeschöpft werden.

Eine Aufspaltung der einheitlichen deutschen Strompreiszone ist unbedingt zu vermeiden. Sie würde zu höheren Strompreisen in Süddeutschland führen. Eine Schwächung der industriellen Zentren im Süden würde aber ganz Deutschland – und Europa – hart treffen, da eine Abwanderung nach Asien oder in die USA erfolgen würde.

Die vorliegende Studie leistet einen Beitrag zu den aktuellen Diskussionen über eine Reform des Strommarktes auf EU- und Bundesebene. Wir brauchen ein effizientes Strommarktdesign für einen wettbewerbsfähigen Standort.

Bertram Brossardt  
27. Februar 2024

# Inhalt

1	Zusammenfassung	1
2	Einleitung	3
3	Anreizmechanismen für den Zubau von Residuallastkraftwerken	7
3.1	Aktuelle Debatte	7
3.2	Angenommener Zubau bis 2030	8
3.3	Zusätzliche Anreizmechanismen für den Zubau	9
3.4	Kostenbewertung für die Strom- Nachfrageseite	10
3.4.1	Methodik	10
3.4.2	Ergebnisse	14
3.5	Fazit	15
4	Wasserstoffeinsatz im Strommarkt	16
4.1	Effekte der Wasserstoffverstromung auf das Strompreisniveau	17
4.2	Lösungsvorschlag	19
5	Weiterentwicklung der Finanzierung erneuerbarer Energien	20
5.1	Aktuelle Debatte	20
5.2	Marktwerte und Kostenanalyse	21
5.3	Fazit	26
6	Die Rolle staatlicher Entlastungsmaßnahmen	27
6.1	Brückenstrompreis	27
6.1.1	Kostenbewertung	27
6.1.2	Risiko von Marktverzerrungen	28
6.1.3	Risiko der unterlassenen Transformation	30
6.1.4	Überführung des Brückenstrompreises	31
7	Beibehaltung oder Aufspaltung einer einheitlichen deutschen Marktzone	32
7.1	Positive Auswirkungen der Marktzonenaufteilung	33

7.2	Negative Auswirkungen der Marktzonenaufteilung	33
7.3	Einordnung	35
	Literaturverzeichnis	37
	Ansprechpartner/Impressum	38

# 1 Zusammenfassung

Keine generelle Abkehr vom bestehenden Strommarktdesign, aber zusätzliche Instrumente und Weiterentwicklungen erforderlich.

Die Preisbildung am Großhandelsmarkt für Strom erfolgt seit über 20 Jahren im Wesentlichen grenzkostenbasiert nach dem Merit-Order-Prinzip. Dieses Strommarktdesign sorgt durch seine Konstruktion für eine effiziente Bewirtschaftung bestehender Kraftwerkskapazitäten, in dem zu jedem Zeitpunkt für die nachgefragte Leistung der jeweils günstigste Preis entsteht. Im Zuge der Transformation des Energiesystems mit höheren Anteilen witterungsabhängiger Leistung stößt dieses Design jedoch an Grenzen. Es steht derzeit in Frage, ob hierdurch genügend Anreize geboten werden, damit Residuallastkraftwerke rechtzeitig zugebaut werden. Diese Kraftwerke sind notwendig, um hochflexibel in Zeiten geringerer witterungsbedingter Produktion die restliche notwendige Leistung bereitstellen zu können. Derzeit werden sowohl im politischen Raum als auch in energieökonomischen Fachkreisen verschiedene Möglichkeiten diskutiert, diese Herausforderung zu lösen. An der grundsätzlichen Funktionsweise der grenzkostenbasierten Merit-Order wird dabei nicht gerüttelt, sondern es werden ergänzende Maßnahmen vorgeschlagen.

Der Zubau von Residuallastkraftwerken kann über unterschiedliche Mechanismen angeleitet werden. Für Stromverbraucher stellen selektive Kapazitätsmechanismen das kostengünstigste Instrument mit jährlichen Kosten von rund einer Milliarde Euro pro Jahr dar. Die Einführung von strategischen Reserven kann insbesondere für einen begrenzten Zeitraum sinnvoll sein und würde im Vergleich zu geringfügig höheren Kosten von 1,3 Milliarden Euro pro Jahr führen. Der Anreiz über umfassende Kapazitätsmechanismen ist für die Stromverbraucher mit 2,9 Milliarden Euro pro Jahr deutlich teurer. Ein alleiniger Anreiz des Zubaus über den Energy-Only-Markt ist mit großen Unsicherheiten behaftet und kann zu jährlichen Mehrkosten für die Verbraucher zwischen einer und 7,6 Milliarden Euro führen.

Aus Sicht der Stromverbraucher sollten sich die Kosten der Verstromung von Wasserstoff nicht im Strompreis widerspiegeln. Hierfür sind zusätzliche Instrumente einzuführen. Ansonsten ist mit einem hohen Anstieg des Großhandelspreisniveaus zu rechnen. Bis 2040 könnten sich die Großhandelspreise bei Berücksichtigung der zusätzlichen Wasserstoffkosten mehr als verdoppeln.

Die erneuerbaren Energien werden weiter am regulären Strommarkt teilnehmen, der nach dem Merit-Order Prinzip funktioniert. Ein Förderregime für erneuerbare Energien sollte beibehalten werden. Die Einführung von CfDs sollte zeitnah angestrebt werden, damit Mehrerlöse bei Energiepreisschocks abgeschöpft werden können. Die Kosten für die Stromverbraucher halten sich in Grenzen. Neue Wind-Onshore- und PV-Anlagen werden bis 2030 ihre Kosten weitestgehend über den Strommarkt finanzieren können.

Das Strompreisniveau bleibt absehbar höher als noch vor 2021. Die Einführung eines Brückenstrompreises stellt eine Möglichkeit dar, den Preisanstieg für die Industrie zu

[Zusammenfassung](#)

begrenzen. Hierdurch sind keine Verzerrungen des Strommarktes zu erwarten. Ein Risiko der ausbleibenden Transformation des Energiesystems ist theoretisch vorhanden, erscheint aber beherrschbar.

Bei der aktuell stark diskutierten Aufteilung der einheitlichen deutschen Strompreiszone in zwei oder mehrere unterschiedliche Zonen stehen den theoretischen ökonomischen Vorteilen für das Stromsystem gesamtwirtschaftliche Nachteile in der praktischen Umsetzung gegenüber. Die Entscheidung für die eine oder die andere Lösung erfordert auch eine Abwägung unter politischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Grundlegende Bedingung für den Erhalt der einheitlichen Strompreiszone ist jedoch die zeitnahe Umsetzung des Netzausbaus.

## 2 Einleitung

Die Debatte zur Strommarktreform erhielt durch den Energiepreisschock neuen Auftrieb.

Das aktuelle Strommarktdesign ist das Ergebnis eines jahrzehntelangen Prozesses, der auf europäischer Ebene vor über 20 Jahren mit politischen Schritten zur Liberalisierung vorangetrieben wurde. Da im Zuge der Energiewende immer wieder Anpassungen erforderlich waren, wurde das Strommarktdesign kontinuierlich weiterentwickelt, was auch immer wieder Gegenstand politischer Diskussionen war.

Grundlegend erfolgt die Preisbildung auf den europäischen Strommärkten nach dem Merit-Order Modell. Die Merit-Order bezeichnet die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, die zur Deckung der Stromnachfrage notwendig sind. Diese Reihenfolge orientiert sich an den kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerke. Es kommen in jeder Handelsstunde des Strommarktes jeweils die Kraftwerke mit den niedrigsten Grenzkosten zum Einsatz. Der Strompreis wird in jeder Stunde durch das Kraftwerk bestimmt, das innerhalb der benötigten Kraftwerke die höchsten Grenzkosten aufweist. Dieser „Markträumungspreis“ wird in dieser Stunde an alle Anbieter gezahlt.

Dieses Prinzip führt zu einer effizienten Bewirtschaftung bestehender Kraftwerkskapazitäten, da potenziell die Kraftwerke mit den niedrigsten Grenzkosten zum Einsatz kommen. Erneuerbare Stromerzeugungstechnologien wie Windkraft- oder Photovoltaikanlagen weisen Grenzkosten von nahezu null auf. Die Grenzkosten fossiler Kraftwerke werden vor allen Dingen durch die Brennstoffkosten und Kosten für Emissionshandelszertifikate bestimmt. Da in einer Vielzahl der Stunden im Jahr Gaskraftwerke in den europäischen Strommärkten Gaskraftwerke zur Deckung der Last notwendig sind, beeinflusst der Gaspreis sehr stark das Strompreisniveau an den Großhandelsmärkten.

Derzeit ist der Gasmarkt und in Folge auch der Strommarkt europaweit von einem Preisschock betroffen, der mit deutlichen Preissteigerungen auf dem Großhandelsmarkt im Vergleich zum Zeitraum vor 2021 einhergeht. Stromverbraucher sind von dieser Entwicklung negativ betroffen, wohingegen Stromerzeuger von dieser Entwicklung stark profitieren. Diese Entwicklungen haben zu einer intensiven politischen Debatte über die Zukunftsfähigkeit des aktuellen Strommarktdesigns auf europäischer Ebene geführt, da der Strommarkt länderübergreifend nach den gleichen Grundprinzipien funktioniert.

Im Zuge der Diskussion gab es Vorschläge aus einzelnen Mitgliedsländern, fundamentale Änderungen am bestehenden Marktdesign vorzunehmen. Deutschland plädierte hingegen für die Beibehaltung der grundlegenden Regeln eines grenzkostenbasierten Strommarktes. Sowohl die Europäische Kommission als auch der Ministerrat haben sich zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie zu diesem Thema positioniert. Die bisherigen Beschlüsse lassen darauf schließen, dass es zu keinen fundamentalen Veränderungen kommen wird. Am Prinzip der Merit Order soll festgehalten werden. Der aktuelle Strommarkt wird jedoch

## Einleitung

punktuell weiterentwickelt. So sollen Verbraucher durch verbesserte Möglichkeiten zu längerfristigen Lieferverträgen vor kurzfristigen Preisanstiegen geschützt werden. Zudem sollen Staaten die Möglichkeit erhalten, erneuerbare Energien über Differenzbeträge zu fördern und die Einnahmen hieraus zur Senkung der Strompreise zu nutzen.

In Deutschland ergeben sich im Strommarkt konkrete Fragen, die insbesondere mit der längerfristigen Transformation des Energiesystems zusammenhängen. So muss im Zuge des Zubaus fluktuierender erneuerbarer Energien und der geplanten Abschaltung von Kohlekraftwerken geklärt werden:

- Über welche Mechanismen der Zubau von Residuallastkraftwerken angereizt werden soll und welche Kosten hiermit verbunden sind?
- Wie der Betrieb dieser Kraftwerke mit klimaneutralen Brennstoffen wie Wasserstoff finanziert werden kann und welche möglichen Auswirkungen auf den Strommarkt hiervon ausgehen?
- Welche Auswirkungen von der Aufteilung der einheitlichen deutschen Strompreiszone ausgehen? Der Erhalt der einheitlichen deutschen Strompreiszone steht auf dem Spiel, da in der Vergangenheit der Zubau erneuerbarer Energien nicht synchron mit dem Ausbau des Übertragungsnetzes erfolgte.

Vor allem der Anstieg des Strompreisniveaus hat auch in Deutschland die Debatte über das Marktdesign weiter angefacht. Erneuerbare Anlagen profitieren von einem höheren Strompreisniveau, wodurch der notwendige Zubau weniger zusätzliche Mittel erfordert. Die Stromverbraucher sind vom Strompreisanstieg allerdings negativ betroffen. Insbesondere die energieintensive Industrie fordert daher eine Senkung der Strompreise über z.B. einen staatlich gedeckelten Industriestrom- bzw. Brückenstrompreis. Hinsichtlich des Erhalts der einheitlichen deutschen Marktzone herrschen sehr kontroverse Positionen innerhalb der deutschen Landesregierungen. Die Süd- und Westdeutschen Bundesländer haben sich im Mai 2023 eindeutig für den Erhalt der einheitlichen Strompreiszone ausgesprochen. Norddeutsche Bundesländer plädierten hingegen öffentlich für eine Aufteilung des einheitlichen Marktgebietes. Die Bundesregierung hat für den Zubau von Residuallastkraftwerken die Formulierung einer Kraftwerksstrategie angekündigt. Erste Eckpunkte hierzu bestehen bereits, die konkrete Strategie verzögerte sich allerdings, weshalb die Industrie bereits den Kohleausstieg 2030 skeptisch sieht.

Diese Fragen und Diskussionspunkte werden in dieser Studie aufgenommen und eingeordnet. Spezifische Aspekte möglicher neuer bzw. weiterentwickelter Instrumente werden objektiv erfasst und quantitativ bewertet. Die quantitative Basis für diese Analyse bildet die Strompreisprognose aus dem Sommer 2023, welche von Prognos im Auftrag der vbw erstellt wurde.

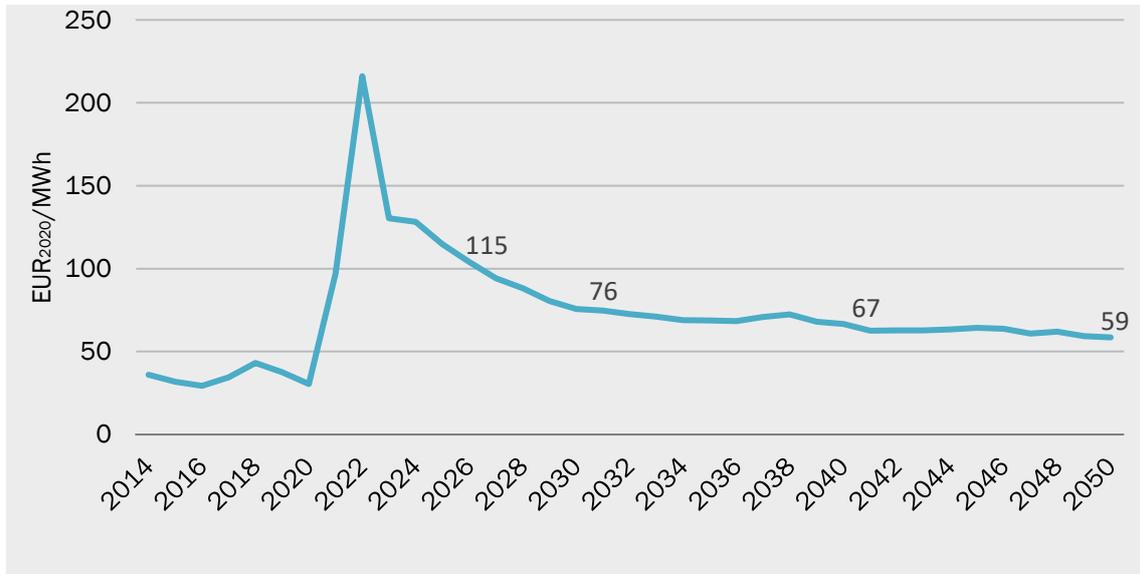
Abbildung 1 zeigt die zentralen Ergebnisse der langfristigen Preisprognose des Großhandelsmarkt. Der dargestellte durchschnittliche jährliche Strompreisfad ist Gegenstand einer Modellierung der stündlichen Strompreise. Dabei wurden sowohl die Stromnachfrage als auch das Angebot im europäischen Austausch der Strommärkte detailliert anhand von Bottom-Up-Modellen bestimmt. Eingang in die Modellierung fanden zudem Annahmen

[Einleitung](#)

über die Großhandelspreise für Erdgas, Steinkohle und Emissionshandelszertifikate. Hier dargestellt ist der mittlere Preispfad, bei dem wir davon ausgehen, dass russische Gaslieferungen nicht wiederaufgenommen werden und die wichtige Versorgungspipeline aus Norwegen nicht ausfällt. Es wird eine deutliche Zunahme von LNG-Importen berücksichtigt.

Abbildung 1

Ergebnisse der Strompreisprognose – Entwicklung der Großhandelsstrompreise im mittleren Preisfad



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Die Ergebnisse zeigen, dass die Strompreise in den nächsten Jahren deutlich über den Preisen vor 2020 liegen werden. Auch wenn die Strompreise von dem heute hohen Niveau sinken, ist langfristig mit einem höheren Niveau als vor 2020 zu rechnen. Dies ist insbesondere auf sinkende Erdgaspreise zurückzuführen, die allerdings nicht mehr das Niveau von vor 2020 erreichen.

## 3 Anreizmechanismen für den Zubau von Residuallastkraftwerken

### Selektive Kapazitätsmechanismen für Zubau von neuen Residuallastkraftwerken am günstigsten

#### 3.1 Aktuelle Debatte

Um den Ausstieg aus der Kernenergie und den angestrebten Ausstieg aus Kohleverstromung bis 2038 (in NRW bereits bis 2030) zu bewältigen, wird in den nächsten Jahren ein signifikanter Zubau an flexiblen Gaskraftwerken im deutschen Netzgebiet notwendig sein. Im Folgenden wird auf Basis der aktuellen Diskussion untersucht, wie die Kraftwerkskapazitäten am kostengünstigsten für die Stromverbraucher angereizt werden können. Dabei werden quantitative und modellgestützte Fundierungen herangezogen. Um diese Frage quantitativ zu beantworten, ist zunächst eine Bestimmung des notwendigen Zubaus erforderlich.

Die Bundesregierung hat am 5. Februar 2024 eine Einigung zur Kraftwerksstrategie bekannt gegeben. Darin wird angestrebt bis zu vier mal 2,5 GW, also insgesamt 10 GW, an H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken auszuschreiben. Die Ausschreibungen zu diesen Kapazitäten sollen kurzfristig erfolgen. Bis spätestens 2028 soll ein Kapazitätsmechanismus operativ sein und marktlich sowie technologieneutral ausgestaltet sein. Die im Vorgriff darauf ausgeschriebenen Kraftwerke sollen vollständig darin aufgehen.

In den Eckpunkten der Kraftwerksstrategie vom August 2023 waren bisher deutlich höhere Kapazitäten von insgesamt bis zu 19,8 GW vorgesehen. Der konkrete Umfang dieser Mengen war jedoch nicht bestimmbar. Anhand der vorliegenden Informationen aus dem Februar 2024 ist nun relativ genau bezifferbar, in welchem Umfang Neuanlagen errichtet werden sollen. Es ist allerdings noch unklar, bis wann diese Anlagen tatsächlich in Betrieb gehen sollen. Innerhalb der Kraftwerksstrategie ist noch zu klären, durch welche Mechanismen die Anlagen sich refinanzieren sollen, also wie der geplante Kapazitätsmechanismus konkret ausgestaltet werden sollen.

Neben diesen geplanten Ausschreibungen von Kraftwerkskapazitäten im Rahmen der Kraftwerksstrategie ist auch zu erwarten, dass durch die bestehende Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) bis 2030 ein Zubau von etwa 3 bis 4 GW Kraftwerksleistung erfolgen wird.

Grundsätzlich ließe sich Versorgungssicherheit im Stromsystem auch anders als über die Errichtung dieser Kraftwerkskapazitäten gewährleisten. Eine Möglichkeit wäre, Kohlekraftwerke über das Jahr 2030 hinaus zu betreiben. Aufgrund des erwartbaren Anstieges der Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionshandelszertifikate wäre dies jedoch mit hohen Mehrkosten verbunden, die sich direkt im Strompreisniveau niederschlagen würden. Durch die höheren

Emissionen von Kohlekraftwerken im Vergleich zu Gaskraftwerken entstünden zusätzlich klimapolitische Implikationen. Hinzu kommt, dass Kohlekraftwerke im Vergleich zu Gaskraftwerken weniger flexibel produzieren und eine höhere Vorlaufzeit benötigen. Diese Kraftwerke sind daher als Back-Up-Kraftwerke, die nur wenige Stunden im Jahr laufen und teilweise zeitkritisch Strom bereitstellen, schlechter geeignet.

Neben Kohlekraftwerken wird auch eine Reaktivierung der Kernkraftwerke diskutiert. Die Kernkraftwerke sind als flexible Backupkraftwerke jedoch technisch noch schlechter als Kohlekraftwerke geeignet, da diese Kraftwerke einen längeren Vorlauf brauchen, um aus dem abgeschalteten Betrieb wieder produzieren zu können, und auch nicht für kurze Produktionszeiten geeignet sind (Kernkraftwerke sind aufgrund ihrer technischen und ökonomischen Spezifikationen ausgesprochene „Bandlastkraftwerke“). Hinzu kommt, dass die verfügbare Leistung der letzten drei deutschen Kernkraftwerke, die 2023 vom Netz gegangen sind, nur gut 4 GW beträgt. Diese Leistung reicht bei weitem nicht aus, um den notwendigen Gaskraftzubau auszugleichen.

## 3.2 Angenommener Zubau bis 2030

Auf Basis der Einigung der Bundesregierung zur Kraftwerksstrategie vom Februar 2024 wird in dieser Studie angenommen, dass bis 2030 rund 10 GW H<sub>2</sub>-Ready-Kraftwerke als Neuanlagen errichtet werden, die bis 2026 angereizt und dann bis 2030 errichtet sein können.

Zur Einordnung dieser Zahlen ist darauf hinzuweisen, dass sektorübergreifende Gesamtsystemstudien, die die Erreichung der langfristigen Klimaziele 2045 modellieren, bis 2030 von höheren Werten für einen Zubau an flexiblen Gaskapazitäten ausgehen, die auch mit Wasserstoff betrieben werden können. Dena/EWI (2021) gehen von einem Zubau von 15 GW aus, BCG/BDI (2021) von 18 GW und Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021) ermittelten 19 GW als sinnvollen Zubau bis 2030. Ferner gehen die Studien auch nach 2030 von einem weiteren erforderlichen Zubau an Gaskraftkapazitäten aus. Bis 2040 werden laut Dena/EWI (2021) insgesamt 27 GW zugebaut, Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021) gehen hingegen von einem Zubau von 37 GW aus. BCG/BDI (2021) weisen die Werte für 2040 nicht detailliert aus, gehen aber bis 2045 von einem Gesamtzubau von 57 GW aus. Diese Studie fokussiert allerdings auf die anstehenden Herausforderungen des Zubaus bis 2030.

Damit die Errichtung der Anlagenkapazität von rund 10 GW wie angenommen stattfindet, ist die Bereitschaft bei Investoren notwendig, in die Errichtung und den Betrieb der Anlagen zu investieren. Daher stellt sich für diese Investoren die Frage der Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Prinzipiell kann die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke über unterschiedliche Mechanismen sichergestellt werden. Es gibt grundsätzlich zwei Optionen:

- Die Kraftwerke refinanzieren sich allein über den Energy Only Markt (EOM), also den Markt, auf dem ausschließlich elektrische Arbeit gehandelt wird.
- Es werden Mechanismen eingeführt, die bereitgestellte Kapazität zusätzlich finanzieren. Der EOM bleibt bei diesen zusätzlichen Optionen jedoch weiter bestehen.

Aktuell erfolgt die Refinanzierung von Kraftwerken fast ausschließlich über den Energy-Only-Markt. Grundsätzlich erhalten Kraftwerke keine zusätzlichen Zahlungen. Die Erlöse am Strommarkt für elektrische Arbeit müssen in diesem Fall ausreichen, um die Kapitalkosten der Investoren entsprechend zu decken. Um einen Anreiz für einen entsprechenden Zubau zu geben, müssten sich daher für Investoren entsprechende Erlöse am Strommarkt erzielen lassen. Dies ist generell dann der Fall, wenn sich absehbar Zeiten einstellen, in denen Knappheitspreise auftreten. Das bedeutet, dass in diesen Zeiten die Preise deutlich über den Grenzkosten der Kraftwerke liegen. Diese Situation tritt dann auf, wenn nur noch wenige Kraftwerke zur Deckung der Last zur Verfügung stehen und diese Kraftwerke daher über ihre Marktmacht in dieser Knappheitssituation Preise durchsetzen können, die höher als ihre variablen Kosten der Erzeugung liegen. Im Ergebnis würde sich ein höheres Strompreisniveau durch das Auftreten von Knappheitspreisen einstellen. Kostenseitig bedeutet diese Möglichkeit der Refinanzierung daher, dass sich die Kosten des Zubaus der Kraftwerke automatisch in den Stromkosten aller Verbraucher niederschlagen.

### 3.3 Zusätzliche Anreizmechanismen für den Zubau

Die Kraftwerksstrategie sieht vor, dass zusätzliche Kapazitätsmechanismen zur Finanzierung der Neuanlagen eingeführt werden sollen. Grundsätzlich können drei unterschiedliche Konzepte von Anreizmechanismen unterschieden werden, die im Folgenden diskutiert werden.

#### **Selektiver Kapazitätsmechanismus**

Beim selektiven Kapazitätsmechanismus handelt es sich um einen zusätzlichen Mechanismus, der zur Refinanzierung der Kapazitäten mit gesicherter Leistung dient. In diesem Fall erhalten Kraftwerke über die im Strommarkt (EOM) erzielten Erlöse hinaus zusätzliche Zahlungen für die Bereitstellung ihrer Kapazität. Über vorab definierte Kriterien, die die Kraftwerke zu erfüllen haben, lassen sich für den Gesetzgeber gewünschte Bedingungen an die Kraftwerke definieren. Denkbar ist beispielsweise eine Beschränkung auf neu errichtete Kraftwerke. Bestehende Anlagen, die sich bereits über den EOM refinanziert haben bzw. sich bereits über den EOM refinanzieren, können von den Zahlungen ausgenommen werden. Hierdurch können Mitnahmeeffekte vermieden und zielgerichtet ausschließlich der Neubau von Kraftwerken angereizt werden.

#### **Umfassender Kapazitätsmechanismus**

Im Gegensatz zum selektiven Kapazitätsmechanismus profitieren beim umfassenden Kapazitätsmechanismus alle Kraftwerke von den Zahlungen, die gesicherte Kapazität bereitstellen können. Auch Kraftwerke, die bereits errichtet wurden und sich über den Strommarkt refinanziert haben bzw. sich über den Strommarkt refinanzieren, profitieren von den zusätzlichen Zahlungen. Im Ergebnis würden bei diesem Mechanismus auch ältere Anlagen profitieren, deren Betrieb bereits wirtschaftlich ist. Hierdurch können Mitnahmeeffekte entstehen.

## Strategische Reserve

Bei einer strategischen Reserve erhalten Kraftwerke, die gesicherte Leistung bereitstellen ebenfalls zusätzlichen Zahlungen. Im Gegensatz zum umfassenden oder selektiven Kapazitätsmechanismus können die Kraftwerke, die sich in der Reserve befinden, jedoch nicht am regulären EOM teilnehmen. Sie werden nur dann eingesetzt, wenn keine Deckung der Stromnachfrage möglich ist. In Deutschland existiert mit der Kapazitätsreserve bereits ein Instrument, das dem Charakter einer strategischen Reserve entspricht. Hinsichtlich der Einführung und Ausweitung von strategischen Reserven gibt es Vorbehalte durch die europäische Kommission. So darf nach Auffassung der EU-Kommission eine strategische Reserve nur temporär eingeführt werden. Ob der Anreiz eines größeren Zubaus dieser Auffassung entspricht, erscheint fraglich.

## 3.4 Kostenbewertung für die Strom- Nachfrageseite

### 3.4.1 Methodik

Zum Vergleich der Kosten der unterschiedlichen Anreizmechanismen werden die jeweiligen resultierenden Kosten aus Sicht der Stromnachfrageseite aufgezeigt. Zur Beurteilung der Kosten wird der angenommene Zubau an Gaskraftwerken von insgesamt rund 15 GW bis 2030 unterstellt und bewertet. Der Zubau setzt sich aus unterschiedlichen Technologien wie Gasturbinen (GT), Gas- und Dampf-Kombikraftwerken (GuD) und Gasmotoren zusammen, für die jeweils unterschiedliche Kosten angenommen werden. Für die einzelnen Anlagen wurden höhere Kostensätze als für reine Erdgaskraftwerke angenommen, da sich der Zubau aus H<sub>2</sub>-Ready Kraftwerken und reinen Wasserstoffkraftwerken zusammensetzt. Für alle Anlagen wurde ein einheitlicher Refinanzierungszeitraum von 20 Jahren zwischen 2025 und 2045 sowie eine gewichtete durchschnittliche Kapitalverzinsung (WACC) von acht Prozent angenommen.

Tabelle 1

## Annahmen für die Kostenberechnung

Technologie	Investitionsausgaben (CAPEX)	Kapitalverzinsung (WACC)	Refinanzierungszeitraum
Gasturbinen-Kraftwerk	800 €/kW	8 % / 10 %	20 Jahre
Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk	1.300 €/kW	8 % / 10 %	20 Jahre
Gasmotoren-Kraftwerk	1.100 €/kW	8 % / 10 %	20 Jahre

Quellen: eigene Annahmen Prognos

Für die Analyse der Kosten wurden für alle Kapazitätsmechanismen die jährlichen Kosten zwischen den Jahren 2025 und 2045 berechnet. Dabei wurden in dieser Analyse ausschließlich die Kosten für die installierten Leistungen berücksichtigt. Weitere Kosten, insbesondere für die Brennstoffe und Emissionshandelszertifikate, wurden hier nicht berücksichtigt. Diese Kosten hängen von den konkreten Einsatzzeiten der Kraftwerke ab und sind sowieso im Stromsystem zu tragen. Auch Anlagen, die sich über das KWKG refinanzieren, wurden nicht berücksichtigt, da dies bereits einen separaten Mechanismus darstellt.

#### Annahmen für die Kostenberechnung des umfassenden Kapazitätsmechanismus

Für die Berechnung der Kosten für die Stromnachfrager wird beim umfassenden Kapazitätsmechanismus angenommen, dass alle konventionellen thermischen Kraftwerke von diesem Kapazitätsmarkt gleichermaßen profitieren. Die Zahlungen werden nicht nur an die 15 GW zugebauten Kapazitäten ausgeschüttet, sondern auch an ältere, bereits installierte Anlagen. Dabei wird ein einheitlicher Preis unterstellt, der für alle Kraftwerke gleichermaßen für die Bereitstellung von gesicherter Leistung gilt. Dieser einheitliche Preis wird aus den fehlenden Deckungsbeiträgen des Kraftwerkes mit den höchsten negativen Deckungsbeiträgen ermittelt. Dieses Vorgehen folgt damit dem Konzept eines dezentralen Leistungsmarkts, wie es von BDEW (2014) vorgeschlagen wurde.

#### Annahmen für die Kostenberechnung des selektiven Kapazitätsmechanismus

Zur Ermittlung der Kosten des selektiven Kapazitätsmechanismus werden die jährlichen fehlenden Deckungsbeiträge für die angesetzten rund 15 GW ermittelt. Die Deckungsbeiträge beinhalten die jährlichen Kapitalkosten sowie die fixen Unterhaltskosten der Anlagen. Hiervon abgezogen werden die Erlöse der Anlagen, die am Strommarkt generiert werden. Positive jährliche Deckungsbeiträge werden nicht berücksichtigt. Grundannahme dieser Berechnungslogik ist, dass staatliche Instrumente einen Mechanismus finden, um die Deckungsbeiträge je nach zugebauter Technologie zu ermitteln und auszugleichen. Ein ähnlicher Mechanismus findet sich bereits im EEG, in dem monatliche Marktwerte für unterschiedliche Technologien ermittelt werden.

### **Annahmen für die Kostenberechnung der strategischen Reserve**

Die Kosten der strategischen Reserve werden über die annuitätischen Kapitalkosten für die angenommenen rund 10 GW zuzüglich der fixen Betriebskosten gebildet. Es werden hier lediglich die Kosten ermittelt, da die Anlagen keine Deckungsbeiträge am Strommarkt erzielen können.

### **Annahmen für die Kostenberechnung über den EOM**

Die Kosten für die Stromverbraucher, die bei einem Anreiz über den EOM entstehen, werden über die Grundannahme gebildet, dass Knappheitspreise am Strommarkt auftreten. Dabei wird unterstellt, dass sich an den bisher bestehenden Mechanismen der Preisbildung am Großhandelsmarkt nichts ändert. Diejenigen Anlagen, die in Knappheitssituationen gerade noch gebraucht werden, können Preise durchsetzen, die weit höher sind als ihre variablen Kosten. Die Mehrerlöse, die in diesen Zeiten erwirtschaftet werden, dienen dann zur Deckung der Kapitalkosten und fixen Betriebskosten. Es ist damit zu rechnen, dass Knappheitssituationen typischerweise in Zeiten hoher Stromnachfrage auftreten, so dass eine vergleichsweise hohe Last von den Knappheitspreisen betroffen wäre.

Für die Berechnung der Kosten für die Stromverbraucher ist die Menge des Stromverbrauchs entscheidend, auf die sich diese hohen Knappheitspreise auswirken. In jedem Fall wäre das vollständige Handelsvolumen des Day-Ahead-Marktes der Strombörse, der für die deutsche Marktzone den Referenzpreis bildet, betroffen. Neben dem Day-Ahead-Markt wird Strom allerdings auch noch längerfristig vermarktet oder in Eigenerzeugungsanlagen selbst produziert. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sich die längerfristige Stromvermarktung ebenfalls am Niveau der durchschnittlichen Day-Ahead-Preise orientieren wird. Aus diesem Grund verblieben vor allen Dingen Stromkunden mit Eigenerzeugung, die nicht direkt durch die Preisaufschläge betroffen wären. Auf industrieller Seite gab es im Jahr 2021 einen Eigenverbrauch von rund 54 TWh durch thermische Kraftwerke, dies entspricht einem Anteil am Bruttostromverbrauch von knapp 10 Prozent. Auf Basis dieser Überlegungen kann daher in einer längerfristigen Betrachtung davon ausgegangen werden, dass der überwiegende Anteil des Stromverbrauchs von dem Anstieg des Strompreisniveaus über die Knappheitspreise beeinflusst würde.

Für die Höhe der Kosten die durch einen Strompreisanstieg entstehen, hat die Annahme über die zu Grunde gelegte Last in der Zeit der Knappheitspreise einen großen Einfluss. Die Höchstlast in Deutschland lag in der Vergangenheit laut BMWK (2019) zwischen 85 und 90 GW. Zukünftig ist mit einer zunehmenden Flexibilisierung der Stromnachfrage zu rechnen. Gerade in Hochlastzeiten werden flexible Stromnachfrager keinen Strom nachfragen. Um Unsicherheiten hierüber entsprechend zu berücksichtigen, wurde für diese Studie mit einer Last von 70 GW gerechnet. Als preisbeeinflussende Kraftwerke in den Knappheitssituationen werden Gasturbinen angenommen. Für die Ermittlung der Kosten werden die hohen Knappheitspreise zur Deckung der Kapitalkosten plus fixen Betriebskosten auf die angenommene Last aufgeschlagen.

Bei einer alleinigen Refinanzierung über den Energy-Only-Markt werden Investoren im Vergleich zu den relativ sicheren Zahlungen der anderen Mechanismen von höheren Risiken ausgehen. Dies liegt daran, dass eine Refinanzierung über den EOM mit größeren

## Anreizmechanismen für den Zubau von Residuallastkraftwerken

Unsicherheiten behaftet ist. Das Auftreten von Knappheitspreisen ist im Voraus deutlich schlechter für Investoren planbar als beispielsweise die relativ gesicherten Zahlungen aus anderen Anreizmechanismen. Daraus folgt, dass die Investoren höhere Kapitalverzinsungen verlangen würden. Aus diesem Grund wird mit höheren Kapitalverzinsungen von 10 Prozent gerechnet.

Für diese Analyse der Kosten wurde die Annahme zu Grunde gelegt, dass die Strompreise am Großhandelsstrommarkt aufgeschlagen werden und diese sich auf die Kosten des Stromverbrauchs übertragen. In der Realität besteht jedoch ein komplexes System von Bilanzkreisen. Das Bilanzkreissystem ist ein System kleiner Abrechnungseinheiten, um Stromhandel und -versorgung auf der Ebene der Marktteilnehmer nachvollziehbar zu machen. Jeder Erzeuger und Verbraucher ist in einem Bilanzkreis erfasst. Ein Bilanzkreis kann beispielsweise die Kraftwerke eines Kraftwerksbetreibers oder die Erzeugung und Nachfrage eines Energieversorgers umfassen. Der jeweilige Bilanzkreisverantwortliche (BKV) ist verpflichtet, im Rahmen der Fahrplananmeldung für den jeweiligen Folgetag in viertelstündiger Aufteilung seine Einspeisung in das oder seine Entnahme aus dem Netz sowie den Stromaustausch mit anderen Bilanzkreisen anzumelden. Halten sich Marktteilnehmer nicht an die von ihnen eingereichten Fahrpläne, müssen die Abweichungen im Stromentnahme- und Stromeinspeisungssaldo ausgeglichen werden. Die Kosten dieses Eingriffes werden den verursachenden BKV im Rahmen des Ausgleichsenergiesystems in Rechnung gestellt. Die Kosten für dieses Ausgleichsenergiesystem sind deutlich höher als die Kosten für Großhandelspreise für Strom am Day-Ahead-Markt. Dadurch entsteht ein Anreiz für die BKV, möglichst Strom bereits am Großhandelsstrommarkt zu beschaffen.

Im Falle, dass die BKV die zukünftige Unterdeckung ihrer Bilanzkreise bereits rechtzeitig antizipieren, entstünde ein Anreiz für diese BKV, eigenständige Verträge mit Kraftwerksbetreibern für Neuanlagen zu schließen. In diesen Verträgen ließen sich auch Elemente integrieren, die für die Bereitstellung von Kapazität getätigt werden. Diese Kosten würden sich über die BKV dann in den Stromkosten der Stromkunden wiederfinden. In diesem Falle entstünden Kosten, die mit den Kosten eines selektiven Kapazitätsmechanismus vergleichbar sind. In der Literatur herrscht allerdings Uneinigkeit darüber, inwiefern die BKV in der Lage sind, die Unterdeckung ihrer Bilanzkreise rechtzeitig zu antizipieren. An dieser Stelle kann festgehalten werden, dass diese Annahme zumindest mit einigen Unsicherheiten behaftet ist. Für diese Studie wird dieser Fall ebenfalls betrachtet und mit dem Fall einer generellen Erhöhung des Strompreisniveaus am Großhandelsmarkt verglichen.

Eine weitere Einschränkung bei der Kostenermittlung besteht darin, dass bei einer deutlichen Erhöhung des Strompreisniveaus möglicherweise andere Technologien als Erzeugungskapazitäten stärker zum Einsatz kommen. So ist in Knappheitssituationen auch eine Reduktion der Nachfrage oder ein Zubau von Speicherkapazitäten denkbar. Diese Lösungen könnten sich im Nachhinein als kostengünstiger herausstellen, obwohl heute der Zubau von Gaskraftwerken in Energiesystemstudien am günstigsten bewertet wird. Gleichzeitig ist der Zubau über Knappheitspreise auch mit größerer Unsicherheit verbunden, wodurch das Risiko von Stromunterbrechungen höher liegen dürfte. In diesem Fall lägen die Kosten aufgrund wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Schäden deutlich höher – was jedoch nicht in den Kosten enthalten ist. Ein weiterer hier nicht berücksichtigter Aspekt ist,

dass durch das höhere Strompreisniveau am Großhandel geringere Kosten zur Förderung erneuerbarer Energien anfallen würden.

### 3.4.2 Ergebnisse

Im Ergebnis der Kostenermittlungen zeigt sich, dass der selektive Kapazitätsmechanismus mit rund einer Milliarde Euro pro Jahr den kostengünstigsten Refinanzierungsmechanismus darstellt. Der Grund hierfür liegt in den beschränkten Zahlungen, die nur an die zugebauten Kapazitäten geleistet werden. Zudem können die Kraftwerke in diesem Finanzierungsmodell im Gegensatz zur strategischen Reserve Deckungsbeiträge am Strommarkt erzielen.

Allerdings können die zugebauten Kraftwerke in einer Vielzahl der eingesetzten Stunden nur ihre variablen Kosten decken. Der Unterschied zur strategischen Reserve, die rund 1,3 Milliarden kosten würde, fällt daher relativ zu den anderen Mechanismen eher gering aus. Der umfassende Kapazitätsmechanismus ist mit rund 2,9 Milliarden Euro deutlich teurer, da von diesem Mechanismus alle Kraftwerke profitieren, die gesicherte Leistung anbieten können – also auch solche Kraftwerke, die ausreichend Deckungsbeiträge am Strommarkt erzielen. Bis zum Kohleausstieg 2030 würden teilweise auch Kohlekraftwerke entsprechende zusätzliche Zahlungen erhalten. Nochmals teurer als ein umfassender Kapazitätsmechanismus wäre die Refinanzierung über Knappheitspreise am EOM. In diesem Fall hätten alle Stromkunden, die in der Knappheitssituation Strom nachfragen die Kosten zu tragen. Hierdurch ergäben sich Kosten in Höhe von 7,6 Milliarden Euro pro Jahr. Sofern die Bilanzkreisverantwortlichen über Verträge genügend Kapazität anreizen würden, könnten die Kosten jedoch auf das Niveau des selektiven Kapazitätsmechanismus von rund 1,3 Milliarden Euro sinken. Inwieweit dieser Fall jedoch tatsächlich eintritt, ist Gegenstand intensiver Diskussionen. Auch in der wissenschaftlichen Debatte dazu besteht große Uneinigkeit darüber. Die Bundesregierung hat sich nach den im Februar vorliegenden Informationen zur Kraftwerksstrategie gegen den EOM als alleinigen Anreiz entschieden und strebt die Einführung zusätzlicher Kapazitätsmechanismen an.

Tabelle 2

## Zusammenfassende Einordnung der Anreizmechanismen

	<b>Umfassender Kapazitätsmechanismus</b>	<b>Selektiver Kapazitätsmechanismus</b>	<b>Strategische Reserve</b>	<b>Refinanzierung über den EOM</b>
Teilnehmende Kraftwerke	alle Kraftwerke, die gesicherte Leistung bereitstellen	ausgewählte Kraftwerke	ausgewählte Kraftwerke	alle Kraftwerke
Einschränkungen			nach Auffassung der EU Kommission nur in eingeschränktem Umfang möglich	
Teilnahme am EOM	ja	ja	nein	ja
jährliche Kosten für den Zubau von ca. 10 GW bis 2030	2,9 Mrd. Euro	1,0 Mrd. Euro	1,3 Mrd. Euro	1,0-7,6 Mrd. Euro

Quellen: eigene Darstellung Prognos

Wie dargestellt, beschreiben diese Zahlen die gesamten Kosten, die jeweils für die (gesamten) Stromverbraucher im Zeitraum von ca. 2025 bis 2045 entstehen, um den Zubau der Kraftwerke anzureizen. Vom Verhandlungsstand der Kraftwerksstrategie sind bereits Kosten medial bekannt geworden. In den Kosten der Bundesregierung sind neben reinen Kosten für die Kraftwerke aber auch Kosten für den Brennstoffeinsatz von Wasserstoff enthalten. Diese Kosten lassen sich daher nicht mit den hier dargestellten Kosten vergleichen.

### 3.5 Fazit

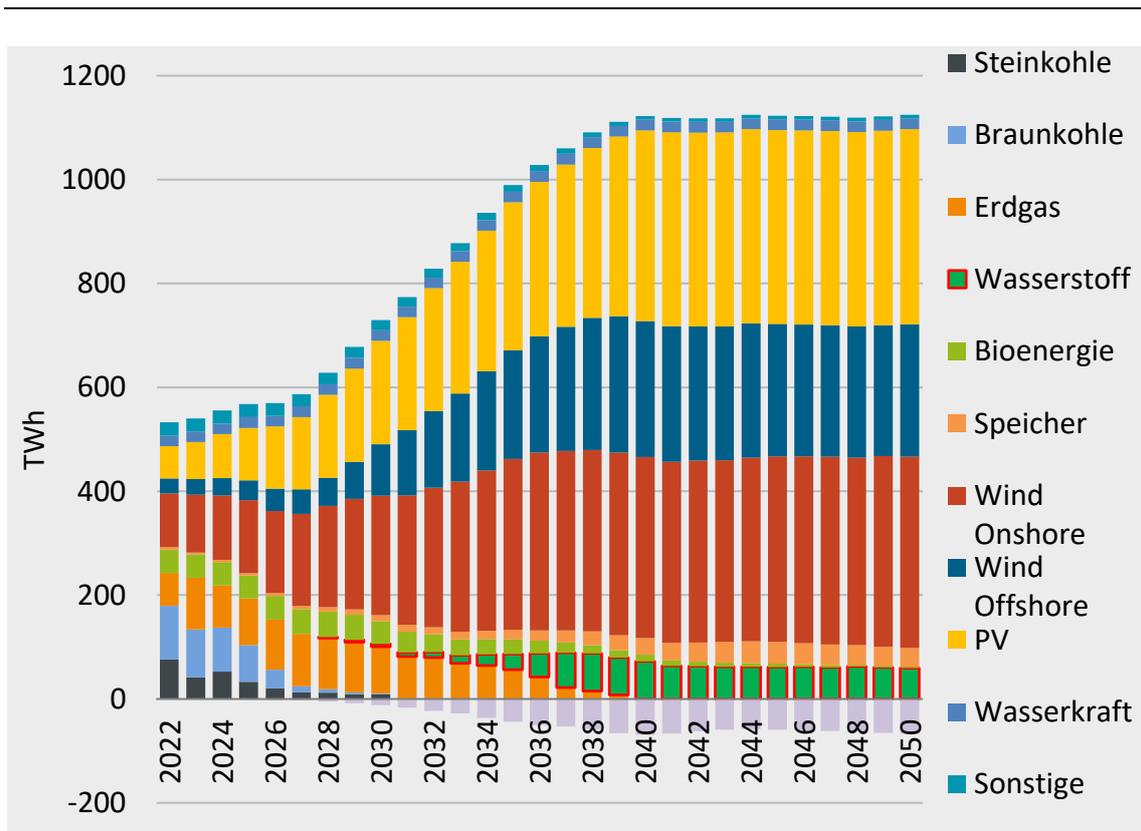
Die Kostenbewertung zeigt, dass ein selektiver Kapazitätsmechanismus im Vergleich der Anreizinstrumente die kostengünstigste Lösung darstellt. Dieser Mechanismus sollte daher möglichst von der Politik eingeführt werden. Die Einführung von strategischen Reserven kann insbesondere für einen begrenzten Zeitraum sinnvoll sein und würde nur zu geringfügig höheren Kosten führen. Die Kosten des Zubaus über den EOM können das Niveau des selektiven Kapazitätsmechanismus erreichen, allerdings ist bei Knappheitspreisen am Großhandelsstrommarkt mit deutlichen Kostensteigerungen zu rechnen. Generell ist diese Anreizform auch mit den größten Unsicherheiten behaftet.

## 4 Wasserstoffeinsatz im Strommarkt

Verstromung von Wasserstoff kann Strompreise deutlich erhöhen und sollte daher über zusätzliche Instrumente angereizt werden

Damit die zugebauten Kraftwerke langfristig treibhausgasneutral betrieben werden können, ist der Einsatz treibhausgasneutraler Energieträger notwendig. In unserer Strompreisprognose sind wir daher davon ausgegangen, dass nach 2028 zunehmend Wasserstoff verstromt wird und dieser den Einsatz von Erdgas verdrängt. Dafür müssen die Kraftwerke technisch in der Lage sein Wasserstoff zu nutzen, an die Wasserstoffinfrastruktur angeschlossen sein sowie einen wirtschaftlichen Anreiz haben, Wasserstoff einzusetzen.

Abbildung 3  
Stromerzeugung (netto) in der Strompreisprognose, in Jahressummen



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Wasserstoffeinsatz im Strommarkt

Abbildung 3 zeigt die Stromerzeugung in der Strompreisprognose in Jahressummen. Anhand der rot umrandeten Balken ist ersichtlich, dass die Wasserstoffverstromung erst gegen Mitte der 2030er Jahre einen signifikanten Anteil an der gesamten Stromerzeugung ausmacht. Der Anteil an der Gesamterzeugung ist jedoch sehr gering und macht im Jahr 2035 lediglich rund drei Prozent und im Jahr 2040 rund sieben Prozent aus. Trotz dieser relativ geringen Anteile wären die zu erwartenden Effekte auf den Strompreis durch die Wasserstoffverstromung sehr deutlich.

#### 4.1 Effekte der Wasserstoffverstromung auf das Strompreisniveau

In der ursprünglichen Strompreisprognose wurden die Mehrkosten von Wasserstoff gegenüber Erdgas plus Emissionshandelszertifikate nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass staatliche Mechanismen diesen Preisunterschied ausgleichen werden. Aus heutiger Sicht ist der zukünftige Preis für Wasserstoff mit großen Unsicherheiten behaftet. Zum einen ist von unterschiedlichen Herstellungskosten für Wasserstoff im Inland und Ausland zu rechnen. Auch unterschiedliche Herstellungspfade wie strombasiert (grün) oder gasbasiert mit Abscheidung von CO<sub>2</sub> (blau) sind für die Kosten von hoher Bedeutung. Zudem ist ein zukünftiges Marktsystem für Wasserstoff noch zu entwickeln, wodurch Wasserstoffpreise ebenfalls massiv beeinflusst werden können. Für diese Kurzstudie wurde mit einem einheitlichen Wasserstoffpreis gerechnet, der sich lediglich über die Zeit verändert.

Tabelle 3

Energieträgerpreise in der Prognos Strompreisprognose

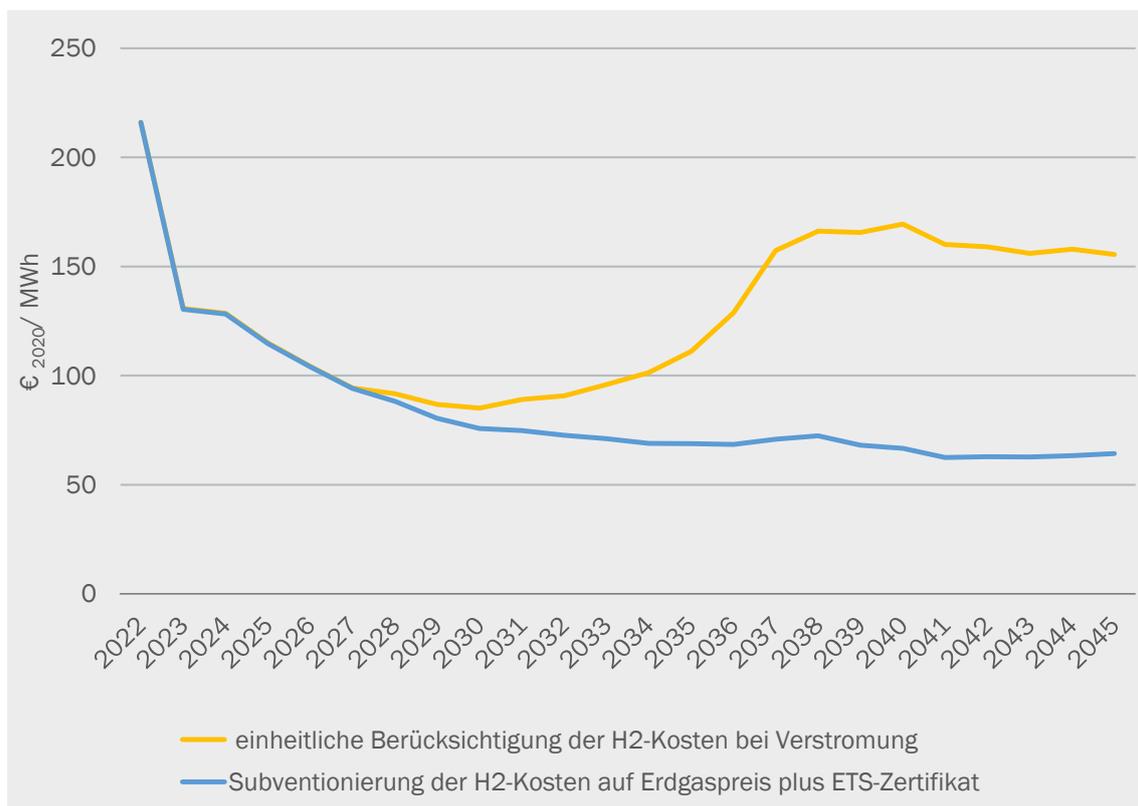
	2030	2040
Erdgaspreis	25 €/MWh	21 €/MWh
Preis CO <sub>2</sub> -Zertifikate	125 €/t	162 €/t
Wasserstoffkosten für Kraftwerke	130 €/MWh	140€/MWh

Quellen: eigene Darstellung Prognos

Wasserstoffeinsatz im Strommarkt

Abbildung 4 zeigt die Effekte auf das durchschnittliche jährliche Strompreisniveau, wenn sich der Preis von Wasserstoff im Strompreis niederschlagen würde.

Abbildung 4  
Effekt des Einsatzes von Wasserstoff auf das Strompreisniveau



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Das Strompreisniveau würde durch die angenommene Wasserstoffverstromung das Strompreisniveau deutlich anheben. Im Jahr 2035 läge der Preis im Jahresdurchschnitt bei 111 €/MWh gegenüber 68 €/MWh ohne Berücksichtigung der Wasserstoffkosten im Strompreis. Der Grund für diese Anhebung liegt darin, dass vor allem preissetzende Grenzkraftwerke mit Wasserstoff betrieben werden. Dadurch steigt der Strompreis im Vergleich zum Anteil an der gesamten Stromerzeugung überproportional an. Ein vergleichbarer Effekt war durch den Anstieg der Erdgaspreise im Jahr 2022 zu beobachten, als durch den Anstieg der Beschaffungskosten für Erdgaskraftwerke die Grenzkraftwerke deutlich teurer produzierten und in Folge das Strompreisniveau deutlich anstieg.

## 4.2 Lösungsvorschlag

Zur Umgehung dieses Strompreisanstieges wird die Einführung eines Instrumentes vorgeschlagen, das die Kosten zwischen dem Erdgaspreis zuzüglich den CO<sub>2</sub> Kosten und den Beschaffungskosten für Wasserstoff ausgleicht. Die Vorteile dieses Instrumentes liegen in der volkswirtschaftlichen Kosteneffizienz gegenüber einer Refinanzierung der Wasserstoffkosten über den Strommarkt: Im Jahr 2035 würde der Ausgleich der Brennstoffkosten von Wasserstoff gegenüber den Kosten für Erdgas und Emissionshandelszertifikaten rund fünf Milliarden Euro jährlich betragen. Bei Beibehaltung des aktuellen Preissetzungsmechanismus würde ein Durchschlagen der Wasserstoffpreise im Strommarkt die durchschnittlichen Strompreise im Jahr 2035 um rund 40 €/MWh erhöhen. Dies führt bei einem Stromverbrauch von rund 884 TWh zu jährlichen Mehrkosten von rund 37 Milliarden Euro.

Die Einführung eines solchen Instrumentes ist nicht nur aus Sicht der Kosteneffizienz sinnvoll. So lässt sich über dieses Instrument zielgerichtet der Einsatz von Wasserstoff im Strommarkt anreizen, ohne den Strommarkt zu verzerren. Bei anderen ordnungsrechtlichen Mechanismen, die Wasserstoff einseitig in Deutschland in den Markt bringen könnten, käme es zu deutlich ansteigenden Importen, da das Strompreisniveau allein in Deutschland angehoben würde. Im Ergebnis würde weniger Wasserstoff eingesetzt werden, und stattdessen so lange wie möglich Strom aus dem Ausland importiert. Damit bestünde die Gefahr, dass Emissionen nicht vermieden, sondern verlagert würden. Im europäischen Stromsektor könnten insgesamt sogar mehr Emissionen entstehen, da ältere Kohlekraftwerke (inkl. Zertifikatskosten) über das gestiegene Strompreisniveau wieder wirtschaftlicher produzieren könnten.

## 5 Weiterentwicklung der Finanzierung erneuerbarer Energien

Neue Wind-Onshore- und PV-Anlagen können sich bis 2030 am Strommarkt finanzieren – Contracts for Difference werden wichtige Rolle spielen

### 5.1 Aktuelle Debatte

Aktuell wird von Seiten der europäischen Union über eine Reform der Refinanzierungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien diskutiert. Die Entscheidung darüber, welche Refinanzierungsmöglichkeiten zukünftig in den Mitgliedsländern möglich sind, befindet sich zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie noch in der konkreten politischen Aushandlung. Es ist aktuell aber absehbar, dass Contracts for Difference (CfDs) zukünftig eine wichtige Rolle spielen sollen.

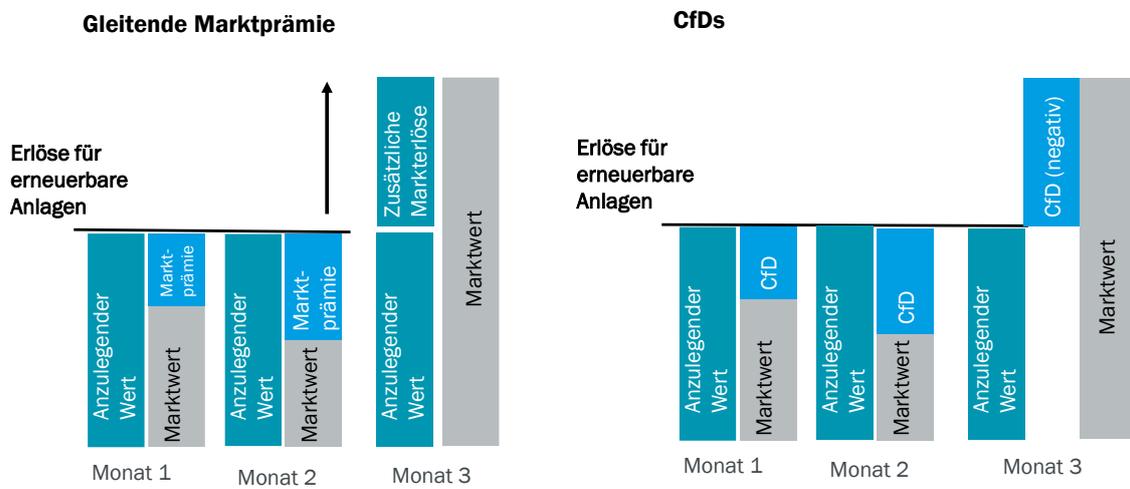
Contracts for Difference sollen erneuerbaren Energien eine Untergrenze an Erlösen garantieren. Die Preisbildung am Strommarkt erfolgt grundsätzlich weiter nach den bestehenden wettbewerblichen Regeln, wonach die einzelnen Kraftwerke ihre jeweilige Stromerzeugung zu den jeweiligen Grenzkosten anbieten. Bei CfDs wird für erneuerbare Energien ein Mindestpreis eingeführt, den die Anlagen für ihren eingespeisten Strom erhalten. Die Differenz dieses Mindestpreises zum tatsächlichen Marktpreis wird durch staatlich garantierte Mechanismen getragen. Gleichzeitig werden in CfDs aber auch Preisobergrenzen festgelegt. Liegt der Preis am Strommarkt über diesen Obergrenzen, werden die Erlöse durch den Mechanismus abgeschöpft. Diese Mittel können dann zur zukünftigen Finanzierung des Mindestpreises genutzt werden.

In Deutschland erfolgt die staatliche Förderung erneuerbarer Energien aktuell vorwiegend über die gleitende Marktprämie. Bei der gleitenden Marktprämie, wie sie im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegt ist, erhalten Anlagen jeden Monat mindestens den sogenannten *anzulegenden Wert*. Dieser Wert setzt sich aus den durchschnittlichen Strombörsenpreisen der Anlagen und einer Marktprämie zusammen. Die Marktprämie gleicht die Differenz der Börsenpreise zum anzulegenden Wert aus, wenn der Marktwert unter dem anzulegenden Wert liegt.

Der hauptsächliche Unterschied der CfDs zum bestehenden System liegt darin, dass Anlagen bei CfDs nur einen maximal festgelegten Preis für ihre Einspeisung erhalten können. Im Falle der Marktprämie können die Anlagen vollständig von den gestiegenen Börsenpreisen profitieren und deutlich höhere Preise als den anzulegenden Wert erzielen. Hierdurch sind bei gestiegenen Marktpreisen hohe Erlöse für die Anlagenbetreiber möglich, die nach dem bestehenden System nicht begrenzt sind. Ein CfD würde diese Erlösmöglichkeiten der Anlagenbetreiber automatisch nach oben begrenzen und im Falle eines starken Strompreisanstieges die zusätzlichen Erlöse abschöpfen.

Abbildung 5 verdeutlicht die Erlösmöglichkeiten anhand eines vereinfachten Schaubildes. Für den CfD wurde vereinfacht von dem gleichen anzulegenden Wert für die Abschöpfung wie für die Erlöse der erneuerbaren Energien ausgegangen. Bei einfacher Ausgestaltung der CfDs besteht der wesentliche Unterschied darin, dass in Zeiten höher Börsenpreise Erlöse der erneuerbaren Energien abgeschöpft werden können.

Abbildung 5  
Schematische Darstellung: Gleitende Marktprämie und CfDs

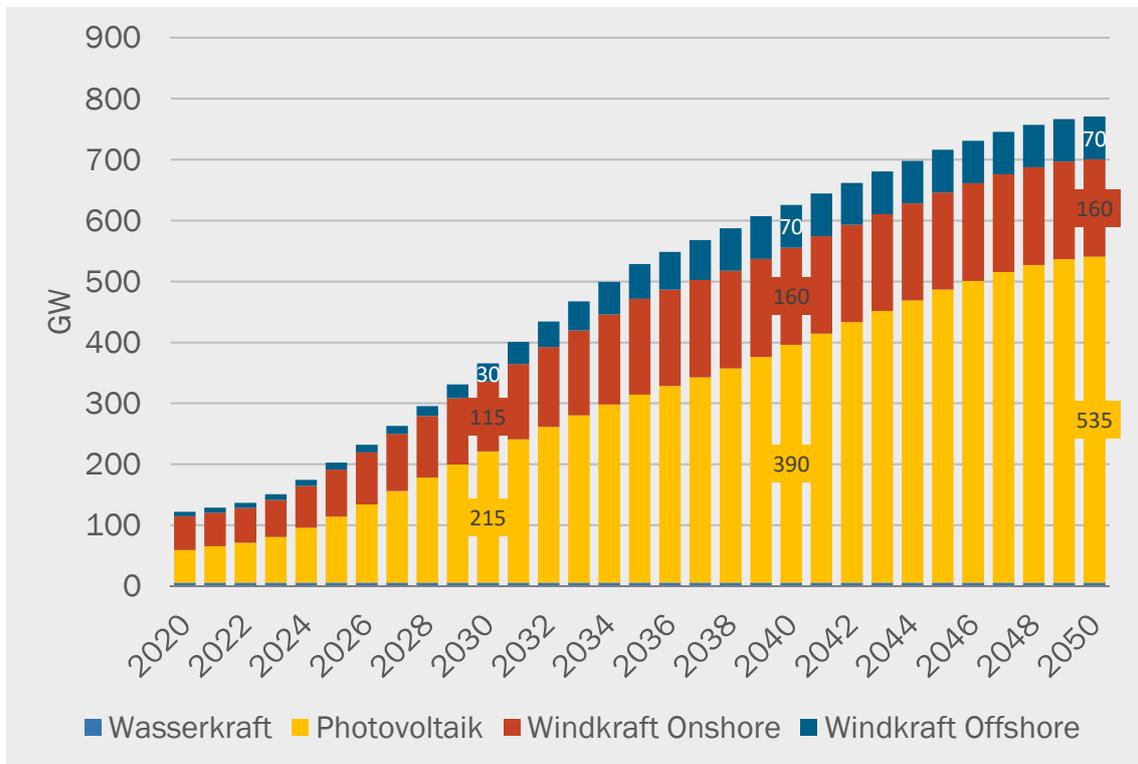


Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

## 5.2 Marktwerte und Kostenanalyse

In der Modellierung der Strompreise wurden die aktuellen Ausbauziele des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) berücksichtigt. Abbildung 6 zeigt den zu Grunde gelegten Ausbau. Um diesen Zubau zu erreichen, ist eine deutliche Steigerung des jährlichen Zubaus erforderlich. So müssen ab 2025 über 20 GW Leistung an Photovoltaik, rund 9,5 GW Wind-Onshore-Leistung und 6 GW Wind-Offshore-Leistung ab 2029 zugebaut werden.

Abbildung 6  
Annahmen zur Entwicklung der erneuerbaren Kraftwerksleistung

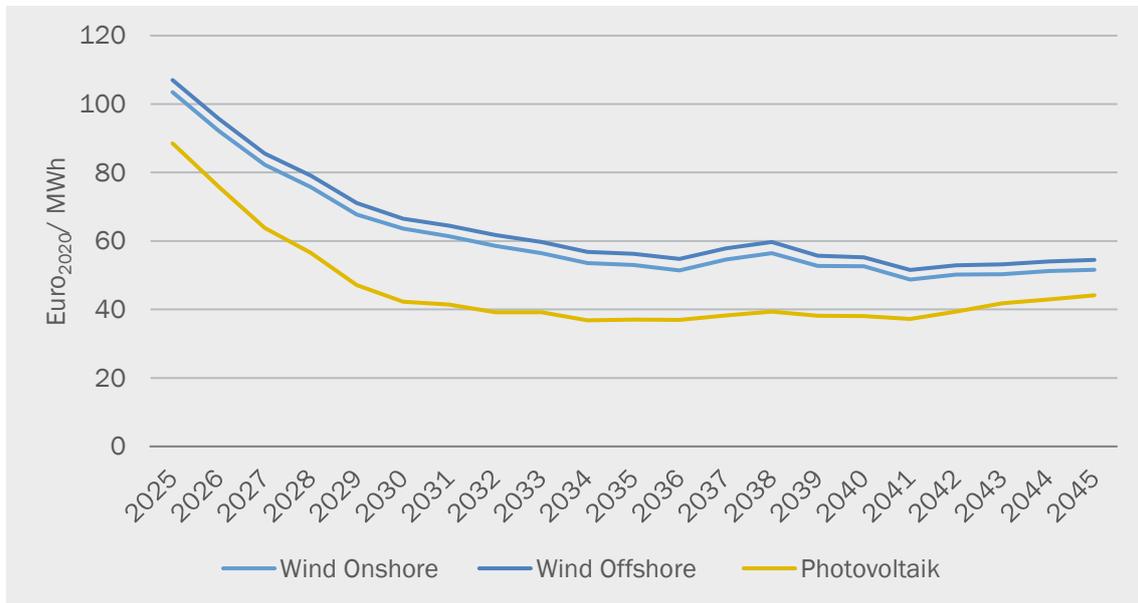


Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Allein bis 2030 wird ein Nettozubau von knapp 150 GW Photovoltaik, 60 GW Wind Onshore, 22 GW Wind Offshore erforderlich. Hierfür sind Investitionen in Höhe von mindestens 220 Milliarden Euro notwendig. Hinsichtlich des zukünftigen Marktdesigns stellt sich die Frage, wie diese Investitionen in einem zukünftigen Strommarkt refinanziert werden können.

Die Erlöse, die erneuerbare Energien am Strommarkt erwirtschaften, hängen vor allen Dingen an den Preisen, die sie mit ihrer dargebotsabhängigen Erzeugung generieren. Abbildung 7 zeigt diese Preise anhand der Marktwerte, die erneuerbare Energien in unserer Strompreisprognose generieren. Die dargestellten Marktwerte stellen den Durchschnittspreis der erneuerbaren Energien dar, den die Anlagen bei einer reinen Vermarktung über den Großhandelspreis erzielen würden. Die Marktwerte von Wind liegen über den gesamten Zeitraum konstant über den Marktwerten von Photovoltaik. Der Grund hierfür liegt darin, dass die Windenergieerzeugung ein anderes Erzeugungsprofil aufweist und hierdurch stärker von hohen Preisen z. B. im Winter profitiert.

Abbildung 7  
Marktwerte erneuerbarer Energien



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Um abschätzen zu können, inwieweit eine Refinanzierung der erneuerbaren Energien über den Strommarkt möglich ist, ist ein Vergleich der Marktwerte mit den Kosten der Stromgestehung der erneuerbaren Anlagen notwendig. Hierbei muss zwischen den einzelnen Technologien unterschieden werden.

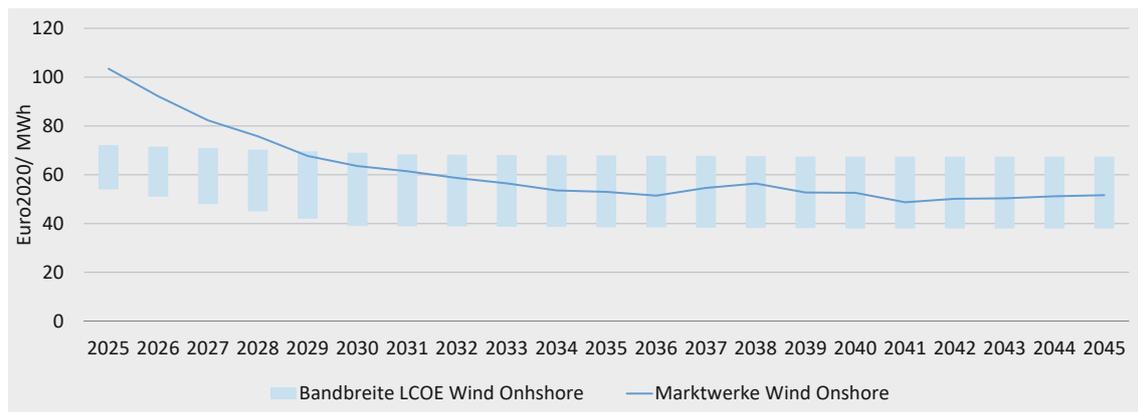
Die Gestehungskosten erneuerbarer Energien sind von einer Reihe von Faktoren abhängig. In der Vergangenheit sind die Kosten für Wind- und PV-Anlagen fast durchgängig aufgrund von Kostendegression durch Skalierungs- und Lernraten bei der Produktion gesunken. Aktuell sind jedoch steigende Gestehungskosten zu beobachten. Der Grund hierfür liegt in einem gestiegenen Zinsniveau für die Projektfinanzierung. Hierdurch steigen Kapitalkosten bei der Refinanzierung der Anlagen und somit auch die Gestehungskosten der Stromerzeugung an. So führt eine Verdoppelung der Kapitalkosten, wie sie heute im Vergleich zu vor zwei Jahren zu beobachten ist, zu einem Anstieg der Gestehungskosten von rund 20 Prozent.

Ein weiterer Einfluss auf die Gestehungskosten der Anlagen stellen die Rohstoff-, Fertigungs- und Transportkosten für die Anlagen dar. Hier ist seit vielen Jahren ein stetiger Rückgang der Kosten beobachtbar. Aktuell kam es insbesondere bei Windanlagen zu einem Anstieg aufgrund beeinträchtigter Lieferketten für unterschiedliche Fertigungsmaterialien. Bei Photovoltaikanlagen sind hingegen weiter fallende Modulkosten zu beobachten. Um eine Indikation über die Gestehungskosten erneuerbarer Energien zu erhalten, wird für Wind Onshore und PV auf den aktuellen Rand der Ausschreibungsergebnisse der

letzten Jahre zurückgegriffen. Für die aktuellen Gestehungskosten bei Wind Offshore und die zukünftigen Entwicklungen aller Technologien wird auf Ergebnisse aus einer aktuellen Studie des IMK (August 2023) zur Entwicklung der Gestehungskosten zurückgegriffen.

Abbildung 8

### Marktwerte und Gestehungskosten Wind Onshore



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Die Analyse für Wind Onshore zeigt, dass die Marktwerte bis ca. 2030 über den Gestehungskosten liegen. Sofern sich die Ausschreibungsergebnisse des Zubaus bis zu diesem Zeitpunkt sich an den Stromgestehungskosten der Anlagen orientieren, wäre daher bis Anfang 2030 mit keinen signifikanten Kosten zu rechnen.

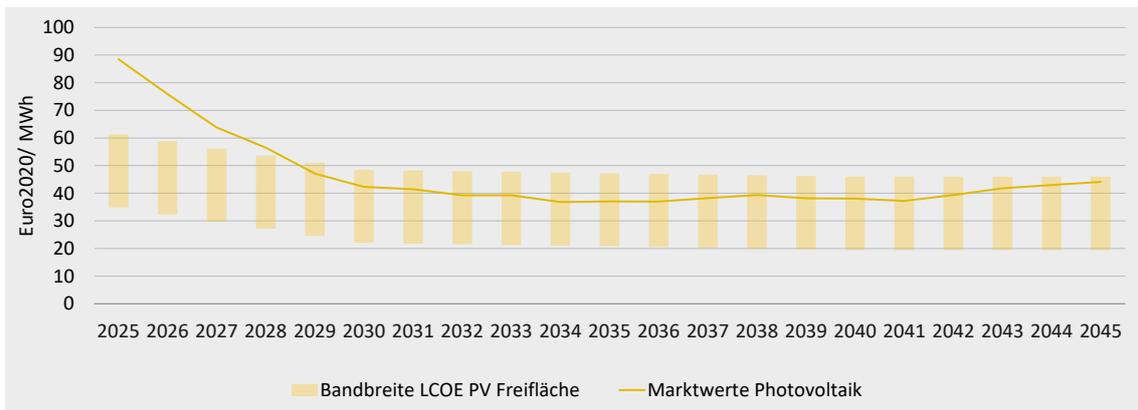
Ab Mitte der 2030er Jahre liegen die Marktwerte dann im Mittel der Bandbreite an Gestehungskosten. Anlagen, deren Gestehungskosten am oberen Ende der Bandbreite liegen und die dies entsprechend über CfDs abgesichert hätten, müssten entsprechende Ausgleichszahlungen erhalten. Die Implementierung eines Förderregimes erscheint daher weiter sinnvoll, gerade wenn auch Standorte mit schlechteren Windverhältnissen genutzt werden sollen.

Die Entwicklung der Stromgestehungskosten ist mit einigen Unsicherheiten behaftet, insbesondere was die Entwicklung des Zinsniveaus und der Materialkosten angeht. Allerdings zeigt sich, dass selbst wenn deutlich höhere Stromgestehungskosten angenommen werden, die aus den aktuellen Ausschreibungsergebnissen der Jahre 2022/2023 gebildet werden, erst ab Anfang 2030 fehlende Erlöse bei den Anlagen auftreten. Dies führt zwischen 2035 und 2040 selbst in diesem pessimistischen Fall im Durchschnitt nur zu jährlichen Differenzkosten zwischen den Marktwerten und den Gestehungskosten von rund drei Milliarden Euro. Zum Vergleich: Die Kosten des EEG lagen im Jahr 2020 bei über 28 Milliarden Euro.

Für Freiflächen-Photovoltaik liegen die Marktwerte bis 2029 ebenfalls über der Bandbreite der Stromgestehungskosten und erst zu Beginn der Dreißigerjahre in der Mitte der Stromgestehungskosten. Analog zu Wind Onshore ist daher ebenfalls erst in den Dreißigerjahren mit Kosten des Zubaus für staatliche Förderungen zu rechnen.

Abbildung 9

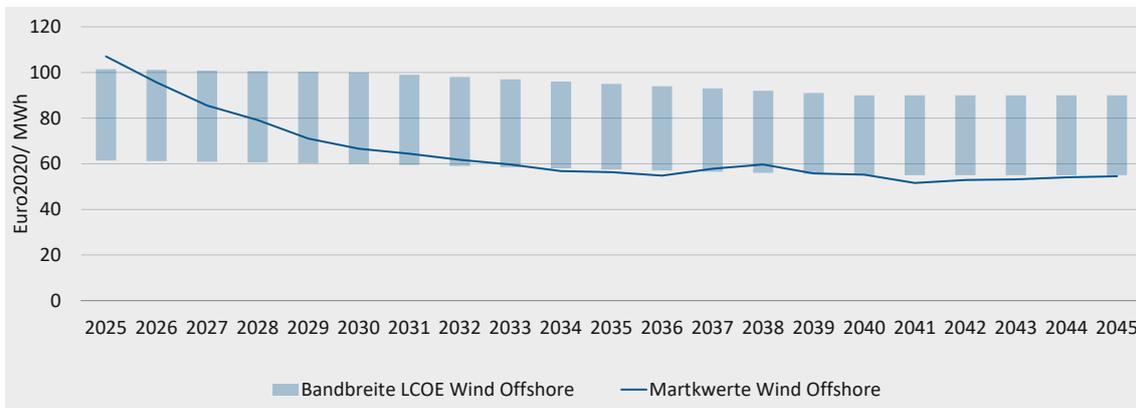
Marktwerte und Gestehungskosten Freiflächen PV



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Im Gegensatz zu Wind Onshore und Freiflächen-PV liegen die Marktwerte von Wind Offshore ab Anfang der 2030er Jahre am unteren Ende der Stromgestehungskosten und sogar teilweise darunter. Aus diesem Grund wären bei einer reinen Finanzierung der Anlagen über CfDs Kosten zu erwarten, die aus einem Umlagekonto oder dem Staatshaushalt bestritten werden müssen. Wind-Offshore-Projekte werden aktuell aber auch vielfach über direkte Verträge mit Kunden aus der Industrie vermarktet. Teilweise investieren Stromnachfrager aus der Industrie direkt in Wind-Offshore-Projekte. Diese Kunden sind aufgrund der vollständigen grünen Eigenschaften und der Risikoabsicherung auch bereit, Mehrkosten gegenüber den Preisen am Strommarkt zu zahlen. Wie hoch dauerhaft die tatsächliche Zahlungsbereitschaft der Industriekunden für die grüne Eigenschaft des Stromes ist, ist jedoch unsicher.

Abbildung 10  
Marktwerte und Gestehungskosten Wind Offshore



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

### 5.3 Fazit

Insgesamt zeigt die Analyse, dass sich die zugebauten Anlagen von Wind Onshore und Photovoltaik bis 2030 vorwiegend über den Markt werden finanzieren können. Nach 2030 sind Förderungen vor allem für Standorte mit weniger ertragreichen Wind- bzw. Strahlungsverhältnissen notwendig. Für Wind Offshore fallen höhere Fördernotwendigkeiten bereits ab 2026 an. Diese werden ab Mitte der 30er Jahre für alle Anlagen auftreten. Zusatzerlöse aus der Industrie sind in dieser Betrachtung jedoch noch nicht eingepreist.

Generell zeigt die Analyse, dass die Fortführung der Förderung erneuerbarer Stromerzeugung notwendig und sinnvoll ist, da eine vollständige Finanzierung der erneuerbaren Anlagen über den Strommarkt unrealistisch erscheint.

Die möglichst zeitnahe Einführung von CfDs erscheint aufgrund dieser Analyse ebenfalls sinnvoll. Durch die zeitnahe Einführung ließen sich mit den neu zugebauten Mengen beim aktuell hohen Strompreisniveau bereits Mehrerlöse abschöpfen, die dann bei einer späteren Finanzierung zu Verfügung stünden. Die Einführung ist auch sinnvoll, um die möglichen Mehrerlöse der erneuerbaren Anlagen zu begrenzen, falls unvorhersehbare Schocks bei Weltmarktenergieträgerpreisen auftreten. Diese abgeschöpften Mehrerlöse ließen sich auf die Stromverbraucher umverteilen.

## 6 Die Rolle staatlicher Entlastungsmaßnahmen

Großhandelsstrompreise liegen noch länger über dem Niveau wichtiger Wettbewerber, so dass Entlastungsinstrumente auf der Agenda bleiben.

Die Strompreise werden vielfach als zu hoch für die Wettbewerbsfähigkeit insbesondere der deutschen Industrie angesehen. Für die Zukunft ist anhand unserer Strompreisprognose bisher zu erwarten, dass das Niveau des Großhandelsstrompreises weiter auf höherem Niveau als vor 2021 liegen wird.

Im Mai 2023 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) Eckpunkte zur Einführung eines Industriestrompreises vorgelegt. Darin wird die Einführung eines Brückenstrompreises vorgeschlagen, der bis 2030 gelten soll. Nach 2030 sollen niedrige Strompreise für energieintensive Unternehmen durch die Weitergabe von CfDs garantierten Strompreise ermöglicht werden. Außerdem soll eine Förderung von PPAs erfolgen. Bisher konnte dieses Konzept sich innerhalb der Bundesregierung nicht durchsetzen. Beschlossen wurden zugunsten energieintensiver Unternehmen lediglich die Beibehaltung und Verbesserung der Strompreiskompensation und des Super-Caps. Mit dem Verzicht auf den eigentlich vorgesehenen Zuschuss zu den Netzentgelten vor dem Hintergrund der sog. Haushaltskrise droht für viele Unternehmen trotz eines vorübergehenden Absenkens der Stromsteuer ab 2024 sogar eine weitere Verteuerung.

### 6.1 Brückenstrompreis

Der Brückenstrompreis des BMWK sieht vor, dass der Strompreis für energieintensive Unternehmen bei 6 ct/kWh bis 2030 gedeckelt werden soll. Unter Strompreis ist dabei laut BMWK-Papier nicht der tatsächliche Strompreis zu verstehen, den die Unternehmen zahlen, sondern der Börsenstrompreis. Unternehmen erhalten nach dem Konzept einmal jährlich eine Ausgleichszahlung, die die Differenz zum durchschnittlichen Börsenstrompreis ausgleicht. Diese Differenz soll für 80 Prozent des Strombezuges der Unternehmen gelten, damit weitere Anreize zur Stromeinsparung erhalten bleiben. Zur Definition des Berechtigtenkreises schlägt das BMWK das Modell der Besonderen Ausgleichsregelung aus dem EEG vor. Unternehmen, die vom Brückenstrompreis profitieren, sollen gleichzeitig eine Reihe von Verpflichtungen, wie klimaneutrale Transformation, Arbeitsplatz- und Standorterhaltung und Tariftreue, eingehen. Das Papier rechnet mit Kosten in Höhe von 25 bis 30 Milliarden Euro bis 2030 durch den Brückenstrompreis.

#### 6.1.1 Kostenbewertung

Der Brückenstrompreis soll allen energieintensiven Unternehmen zur Verfügung stehen, die von der besonderen Ausgleichsregelung im EEG profitieren konnten. Zum Zeitpunkt

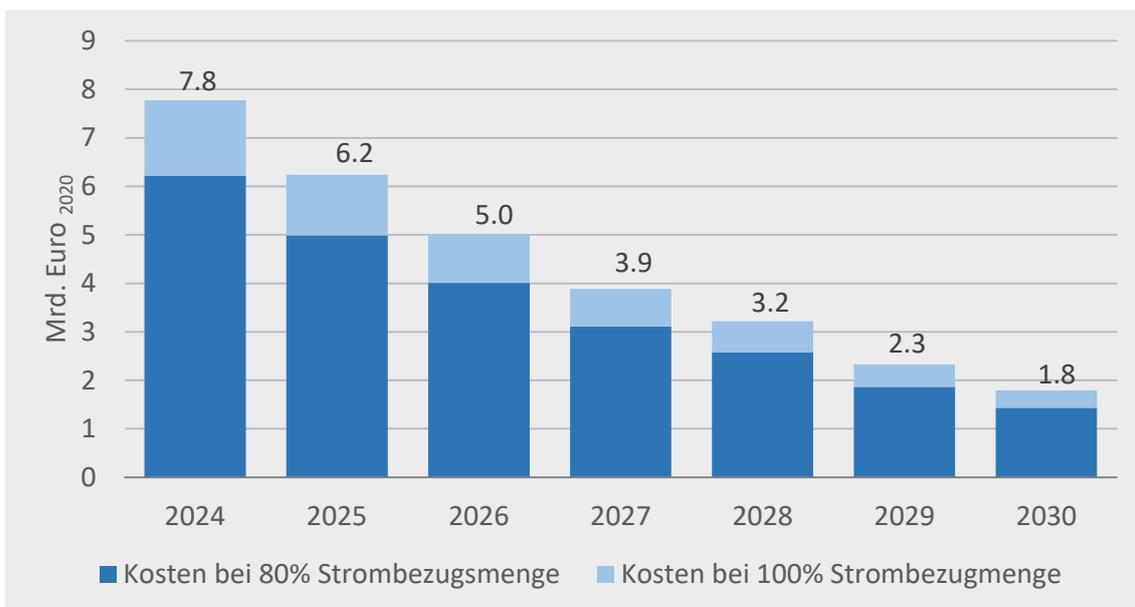
Die Rolle staatlicher Entlastungsmaßnahmen

der Abschaffung der EEG-Umlage im Jahr 2022 waren 2.058 Unternehmen mit einer Strommenge von 114 TWh von der Zahlung der EEG-Umlage befreit. Wird diese Strommenge vereinfacht für die Analyse zu Grunde gelegt, entstünden auf Basis unserer Strompreisprognose Kosten in Höhe von rund 30,3 Milliarden Euro in den Jahren 2024 bis 2030.

In dem Konzept wird allerdings auch vorgeschlagen, dass nur 80 Prozent des Stromverbrauchs der Unternehmen jeweils auf 6 ct/kWh gedeckelt werden sollen. In diesem Fall lägen die Kosten bei rund 24 Milliarden Euro. Die vom BMWK angegebene Kostenschätzung von 25 bis 30 Milliarden Euro erscheinen daher auf Basis unserer Annahmen und Modellierungen sehr plausibel.

Abbildung 11 gibt einen Überblick über die anfallenden Kosten pro Jahr.

Abbildung 11  
Kosten des Brückenstrompreises



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

### 6.1.2 Risiko von Marktverzerrungen

Beim Brückenstrompreis handelt es sich ökonomisch gesehen um einen eingeführten Höchstpreis, der sich jedoch nur auf die Nachfrage auswirkt. Hierdurch entsteht in der Theorie das Risiko von verzerrten Preissignalen.

In einer statischen Betrachtung läge die Nachfrage aufgrund der niedrigen garantierten Preise über der Gleichgewichtsmenge. Es kommt hierdurch zu einem Nachfrageüberschuss

Die Rolle staatlicher Entlastungsmaßnahmen

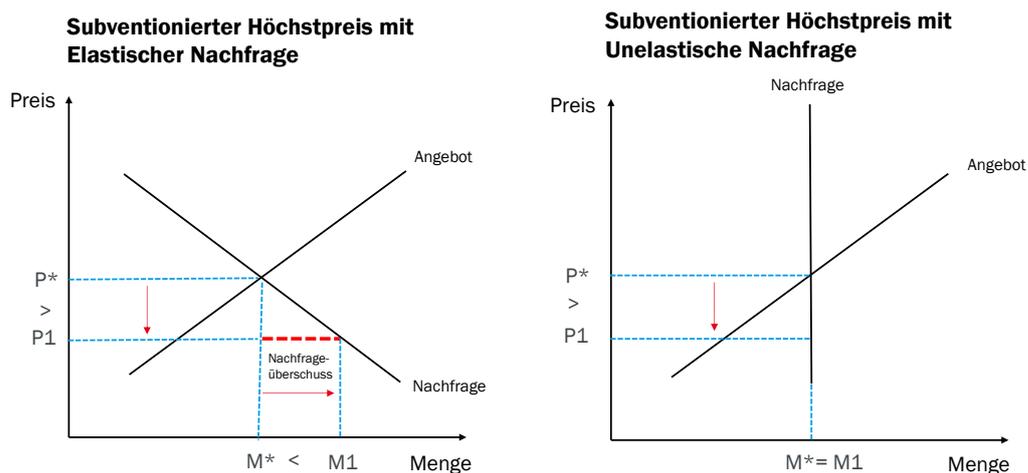
mit potenziell deutlichen Folgewirkungen. Strommärkte weisen jedoch typischerweise die Besonderheit einer nahezu vollständig unelastischen Nachfrage auf. Bei vollständig unelastischer Nachfrage kommt es in einer statischen Betrachtung jedoch nicht zu einer Erhöhung der Nachfrage durch staatlich subventionierte Preise. Vielmehr bleibt die Nachfrage auf dem gleichen Niveau, lediglich die zu zahlenden Preise ändern sich.

Abbildung 12 verdeutlicht diesen Zusammenhang anhand eines schematischen Schaubildes. Das Marktgleichgewicht von Angebot und Nachfrage liegt beim Gleichgewichtspreis  $P^*$  mit der Gleichgewichtsmenge von  $M^*$ . Angebot und Nachfrage stimmen in diesem Fall überein. Die Einführung eines Höchstpreises von  $P_1$  führt dann zu einem sinkenden Preis für die Nachfrage. Bei angenommener elastischer Nachfragekurve wie auf normalen Gütermärkten würde sich die nachgefragte Menge ausweiten von der Gleichgewichtsmenge  $M^*$  zu  $M_1$ . Das Angebot würde sich jedoch weiter am Preis  $P^*$  orientieren, da nur die Nachfrage von der staatlichen Subvention profitieren würde. Hierdurch würde die Angebotsmenge  $M^*$  von der nachgefragten Menge  $M_1$  abweichen und es käme zu einem Nachfrageüberschuss.

Bei unelastischer Nachfrage, wie sie typischerweise im Strommarkt vorliegt, käme es trotz subventionierter niedriger Höchstpreise von  $P_1$  nicht zu einer Ausweitung der nachgefragten Menge. Die Angebotsmenge  $M^*$  entspricht weiter der nachgefragten Menge  $M_1$ .

Abbildung 12

Schematische Darstellung von Angebot und Nachfrage mit subventioniertem Höchstpreis



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Aufgrund dieser Gegebenheit kann davon ausgegangen werden, dass es durch die Einführung des Brückenstrompreises nicht zu einem Nachfrageüberschuss auf den Strommärkten

kommen würde. Die Gefahr von Verzerrungen auf den Strommärkten kann daher als sehr begrenzt angesehen werden.

### 6.1.3 Risiko der unterlassenen Transformation

Durch die Einführung des Brückenstrompreises wird bestimmten Unternehmen ein Preis unterhalb der Marktpreise zugesichert. Dadurch sinken die Strombezugskosten für die berücksichtigten Unternehmen. Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen werden tendenziell unwirtschaftlicher. Sofern Effizienzmaßnahmen aufgrund von Unwirtschaftlichkeit unterbleiben, besteht das Risiko, dass die notwendige energieeffiziente Transformation der Unternehmen unterbleibt. Ein potenziell höherer Energieverbrauch durch ineffiziente Produktionsprozesse wäre die Folge, mit entsprechenden Rückwirkungen auf die Ziele der Energiewende.

Das BMWK versucht diesem Risiko entgegenzuwirken, indem nur 80 Prozent des Strombezuges der Unternehmen den garantierten Preis von 6 ct/kWh erhalten sollen. Für die restlichen 20 Prozent solle es keine Entlastung geben. Dadurch blieben zumindest Rest-Anreize zur Stromeinsparung erhalten. Zudem soll die Strombezugsmenge der Unternehmen anhand von Stromverbrauchsbenchmarks gebildet werden. Nähere Erläuterungen wie diese Benchmarks im Detail gebildet und kontrolliert werden, finden sich jedoch nicht in dem Papier.

Es ist davon auszugehen, dass durch die geplanten Maßnahmen des BMWK die Gefahr der unterlassenen Transformation verringert werden kann. Vollständig ausgeschlossen werden kann dieses Risiko jedoch nicht. Eine abschließende Bewertung ist hier auch noch nicht möglich, da zu wenige Details der geplanten Regelungen z. B. zu den Strombenchmarks bekannt sind.

Tabelle 4 fasst die Bewertung des Konzepts des Brückenstrompreises in Kürze zusammen.

**Tabelle 4**

#### Zusammenfassung Brückenstrompreis

Profitierender Akteur	Energieintensive Unternehmen gelistet in Besonderer Ausgleichsregelung
Potenziell betroffene Strommenge	ca. 91-114 TWh pro Jahr
Kosten für den Staatshaushalt	24 – 30 Mrd. Euro
Verzerrung des Strommarktes	Nicht zu erwarten
Risiko von ausbleibender Transformation	Theoretisch gegeben, aber beherrschbar

Quellen: eigne Darstellung Prognos

Bei einer Ausweitung des Berechtigtenkreises für einen Brückenstrompreis im Vergleich zum Konzept des BMWK sind zwar höhere Kosten zu erwarten, die Bewertung des Risikos von Marktverzerrungen und des Risikos der unterlassenen Transformation ändern sich dadurch jedoch nicht.

#### 6.1.4 Überführung des Brückenstrompreises

Nach Auslaufen des Brückenstrompreises ab 2030 sollen niedrige Strompreise für energieintensive Unternehmen durch die Weitergabe der von CfDs garantierten Strompreise ermöglicht werden. Außerdem soll eine Förderung von PPAs erfolgen. Als Technologie für die Weitergabe günstiger Strompreise werden vom BMWK insbesondere Wind-Offshore-Anlagen vorgeschlagen, die zukünftig auch um Photovoltaik und Wind Onshore ergänzt werden.

Bezogen auf die Mengen erscheinen die Wind-Offshore-Mengen für sich genommen bereits in einer realistischen Größenordnung, um die angenommenen 91-114 TWh nach 2030 zu decken. Zwischen 2025 und Ende 2030 sollen nach den aktuellen Planungen rund 25 GW an Wind Offshore zugebaut werden. Hierdurch stünden im Jahr 2031 bereits 87 TWh an Stromerzeugung bereit. Durch den weiteren Zubau wären bereits im Jahr 2032 rund 108 TWh an Wind Offshore verfügbar, die nach 2025 zugebaut werden und dadurch potenziell über CfDs finanziert werden könnten.

Wie allerdings im Kapitel 5 dargestellt, liegen die erzielbaren Marktwerte von Wind Offshore ab Beginn der 2030er Jahre am unteren Rand der Stromgestehungskosten oder sogar leicht darunter. Das bedeutet, dass über die CfDs zusätzliche Zahlungen an die Anlagenbetreiber fließen müssen, um die Stromgestehungskosten zu decken. Für den Staat bedeutet dies, dass er Zahlungen an die Anlagenbetreiber leisten muss. Gleichzeitig würden Regelungen dafür sorgen, dass ausgewählte Industriekunden von diesem günstigen Strom profitieren können.

Legt man weiterhin einen Preis von 6 ct/kWh zu Grunde, zu dem die Stromkosten an die Industriebetriebe weitergereicht werden, ergibt sich eine Deckungslücke für das Jahr 2032 von rund 2,1 Milliarden Euro pro Jahr. Aufgrund der sinkenden Stromgestehungskosten für Wind Offshore sinkt dieser Wert bis 2040 auf rund 1,5 Milliarden Euro ab. Annahme hierbei ist eine konstante Strommenge von 114 TWh, die der Industrie zur Verfügung gestellt werden. Die jährlichen Kosten für den Staat liegen damit in einer vergleichbaren Größenordnung wie die Kosten im letzten Jahr des Brückenstrompreises.

## 7 Beibehaltung oder Aufspaltung einer einheitlichen deutschen Marktzone

Negative gesamtwirtschaftliche Effekte einer Aufteilung stehen den theoretischen positiven Effekten entgegen

Der Großhandelsstrommarkt in Deutschland ist räumlich als einheitliche Marktzone organisiert. Das bedeutet, dass die Kraftwerke in Deutschland (und Luxemburg) ihren Strom auf dem gleichen Markt anbieten und den gleichen Preis für ihren Strom erzielen. Dies geschieht unabhängig davon, ob der Strom z. B. an der norddeutschen Küste oder den bayerischen Alpen erzeugt wird. Sofern die Anlagen zur gleichen Zeit ihren Strom einspeisen, erzielen sie an der Strombörse den gleichen Preis.

Die physikalischen Gegebenheiten des notwendigen Stromtransportes werden bei diesem Marktmechanismus außer Acht gelassen. Denn der Strom, der z. B. in Bayern zum gleichen Preis wie in Norddeutschland eingekauft wird, muss per Netz auch vom Norden nach Süden transportiert werden. Typischerweise liegt nämlich der Schwerpunkt des Stromverbrauchs im Süden bzw. Westen von Deutschland, die Erzeugung vor allem von Windenergie aber eher im Norden bzw. Osten.

Gerade von Seiten der europäischen Kommission wird die einheitliche Marktzone immer wieder kritisiert, da aufgrund von Netzengpässen in der Mitte Deutschlands ein zunehmendes Engpassmanagement notwendig ist, der aktuelle Ausbauzustand des Netzes also nicht ausreicht, um den Strom in vielen Zeiten von Norden nach Süden bzw. von Osten nach Westen zu transportieren. Durch Redispatch und Einspeisemanagement entstehen aufgrund der Netzengpässe hohe Kosten, die sich nicht im Marktergebnis an den Strommärkten wiederfinden, sondern über die Netzentgelte von den Stromkunden zu tragen sind.

Als Lösung, um diese hohen Kosten zu vermeiden und in ein Marktergebnis zu integrieren, steht die Aufteilung der einheitlichen Marktzone im Raum. Diese hätte zahlreiche Implikationen für Verbraucher und Erzeuger, aber auch Rückwirkungen auf den Strommarkt insgesamt. Gegenstand der Diskussion ist auch, wie viele neue Marktzone gebildet werden sollten. Zur Vereinfachung wird für die folgende qualitative Analyse angenommen, dass eine Aufteilung entlang des aktuellen Netzengpasses von Nordwesten nach Südosten in Deutschland erfolgen würde.

Durch eine mögliche Aufteilung der einheitlichen Marktzone sind einige grundsätzlich unterschiedliche Effekte zu erwarten. Diese Effekte hängen davon ab, um welchen Akteur (Stromnachfrager oder Stromproduzent) es sich handelt und wo dieser geographisch angesiedelt ist (in der nördlichen oder südlichen Zone).

### Beibehaltung oder Aufspaltung einer einheitlichen deutschen Marktzone

Durch die potenzielle Aufteilung ist in der nördlichen Zone ein niedrigeres Strompreisniveau zu erwarten als in der einheitlichen Strompreiszone. Analog liegt in der südlichen Strompreiszone das Strompreisniveau höher als in der einheitlichen Marktzone.

Durch die niedrigeren Strompreise profitieren Stromnachfrager im Norden von der Aufteilung. Stromnachfrager im Süden sind hingegen benachteiligt. Für Erzeugungsanlagen verhält es sich umgekehrt, Anlagen im Süden profitieren, wohingegen Anlagen im Norden niedrigere Erlöse erzielen.

## 7.1 Positive Auswirkungen der Marktzonenaufteilung

Die Vorteile einer aufgeteilten Strompreiszone wurden teilweise schon genannt, da sie die Motivation der Aufteilung darstellen. Sie werden hier aber nochmal systematisch dargestellt werden.

### **Vermeidung von Kosten für Engpassmanagement**

Durch die aufgeteilte Marktzone ließen sich die Kosten für Engpassmanagement wie Redispatchmaßnahmen und Einspeisemanagement verringern, sofern die Aufteilung entlang des Netzengpasses erfolgt. Die Handelsmöglichkeiten mit der anderen Marktzone wären dann im Marktergebnis über Importe und Exporte bereits berücksichtigt und müssten nicht nachträglich über zusätzliche kostenintensive Maßnahmen ausgeglichen werden. Hierdurch entstehen in einer rein statischen Betrachtung gesamtwirtschaftliche Gewinne der Kosteneffizienz.

### **Anreiz für bedarfsgerechten Zubau erneuerbarer Energien**

In einer dynamischen Betrachtung entsteht durch die Aufteilung der Anreiz für (künftige) Betreiber erneuerbarer Energien, die Anlagen möglichst in der Marktzone zu bauen, in denen höhere Strompreise zu erzielen sind. Hierdurch könnte potenziell zukünftiger Netzausbau vermieden werden, da erneuerbare Energieanlagen stärker im Süden und Westen nahe der Verbrauchszentren zugebaut würden.

## 7.2 Negative Auswirkungen der Marktzonenaufteilung

Durch eine mögliche Marktzonenaufteilung entstehen eine Reihe von negativen Auswirkungen. Einige negative Aspekte betreffen die theoretischen Bewertungen des zukünftigen Marktverhaltens. Andere hingegen sind Auswirkungen, die sich bei einer konkreten Marktzonenaufteilung ergeben.

### **Verringerung von Liquidität**

Durch die Aufspaltung verringert sich generell die Liquidität des deutschen Strommarktes. Innerhalb der neuen Marktzone wird bei einer Aufspaltung jeweils weniger Strom gehandelt als vormals in der gesamtdeutschen Marktzone. Durch verringerte Liquidität verringert sich potenziell die Effizienz auf Märkten. Käufer und Verkäufer finden auf illiquiden

### Beibehaltung oder Aufspaltung einer einheitlichen deutschen Marktzone

Märkten potenziell weniger schnell ihr Gegenüber oder müssen mit Preisab- bzw. Preisaufschlägen rechnen. Der deutsche Strommarkt stellt aktuell den liquidesten Markt in ganz Europa dar. Besonders ersichtlich ist dies anhand der Langfristmärkte, bei denen der deutsche Strommarkt bisher der einzige Markt in Europa ist, auf dem nennenswerte Mengen gehandelt werden. Die EU sieht in ihren Plänen zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns vor, den Langfristhandel zu stärken. Eine Aufspaltung der einheitlichen Marktzone könnte diesem Plan daher sogar entgegenwirken.

#### **Erhöhung von Marktmachtpotenzialen**

Bei einer Aufteilung würde sich die Anzahl an Anbietern in den neu geschaffenen Marktzonen gegenüber der einheitlichen Marktzone verringern. Hierdurch kann es in den einzelnen Märkten zu marktbeherrschenden Stellungen einzelner Anbieter kommen. Marktbeherrschende Stellungen einzelner Anbieter können dazu führen, dass Strompreise potenziell höher ausfallen als sie auf Märkten mit hoher Wettbewerbsintensität liegen.

#### **Fehlende Planungssicherheit für Unternehmen**

Unabhängig davon, ob die Stromnachfrager oder Erzeuger in der nördlichen oder südlichen Strompreiszone angesiedelt sind und ob sie durch die Aufteilung profitieren oder benachteiligt sind, verringert sich für alle Akteure durch die Stromzonenaufteilung die Planungssicherheit hinsichtlich zukünftiger Strompreise. Dies ist vor allen Dingen für Unternehmen relevant, die Strom erzeugen oder stromintensiv produzieren.

Da am Strommarkt aktuell zahlreiche Veränderungen stattfinden bzw. stattfinden werden (Zubau Stromerzeugung, Steigerung der Nachfrage, sowie dynamischer Netzausbau), ist zu erwarten, dass eine erste Aufteilung der Marktzone nicht den optimalen Zuschnitt der Zonen erreichen wird. Hierdurch würde eine erneute Aufteilung umso wahrscheinlicher. Dieses Risiko werden Akteure dann entsprechend einpreisen – mit potenziell negativen Folgen für die Investitionen, die dann entweder zurückgehen oder ganz ausbleiben werden. Beispielsweise erscheinen Regionen, die diese Unsicherheiten über eine Marktzonenaufteilung nicht aufweisen, dann attraktiver und ziehen mögliche Investitionen eher an als Deutschland.

#### **Anreiz zur Vermeidung von Netzausbau im Norden/Osten**

Durch die Aufteilung der Strompreiszone sinken potenziell die Strompreise im Norden bzw. Osten. Hierdurch könnte bei dortigen Stromverbrauchern die Akzeptanz für den Netzausbau sinken, denn durch den Netzausbau nach Süden bzw. Westen steigen die Strompreise tendenziell wieder an. Sonstige Gründe, die bereits heute gegen den Netzausbau angeführt werden, wie z. B. Beeinträchtigung des Landschaftsbildes, werden in der Diskussion weiterhin eine Rolle spielen.

#### **Aufkommende Verteilungsfragen**

Es können eine Reihe von teilweise heute noch nicht absehbaren Verteilungsfragen entstehen, die politisch auszuhandeln wären. Eine bereits heute absehbare Frage ist, nach welchem Mechanismus sich bestehende erneuerbare Energien Anlagen bei einer Aufteilung in Zukunft refinanzieren. Blicke der Mechanismus so wie er ist und würde der jeweilige

Marktwert der erneuerbaren Energien mit der Marktprämie auf einen festgelegten Wert gefördert, dann würde sich der Förderbedarf der erneuerbaren Energien im Norden aufgrund der sinkenden Strompreise erhöhen. Die Mittel hierfür würden aber auch von Akteuren aus der südlichen Strompreiszone kommen. Es müssten also mehr Mittel im Süden für den Norden aufgewendet werden, obwohl die Akteure im Süden gleichzeitig mit höheren Strompreisen konfrontiert wären.

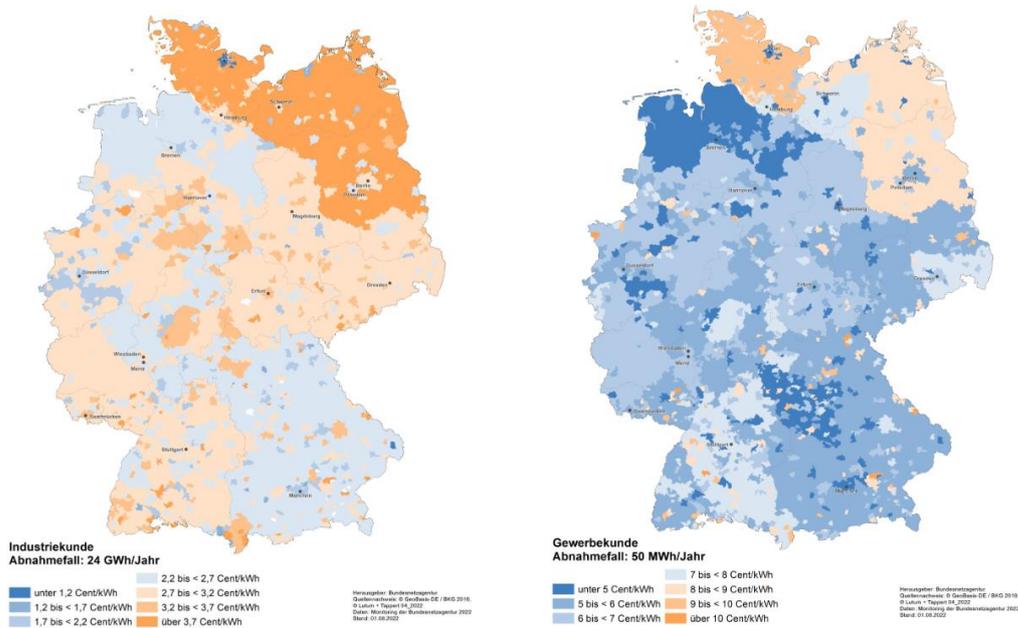
### 7.3 Einordnung

Die Effekte der Strompreiszonenteilung hängen von einer Reihe von Annahmen ab. So ist beispielsweise entscheidend, zu welchem Zeitpunkt die Aufteilung vorgenommen wird und wo geographisch die Zonenaufteilung erfolgt. Außerdem ist von hoher Bedeutung, in wie viele Zonen die Aufteilung erfolgt.

Eine aktuelle Studie von Aurora Research aus dem September 2023 kommt zu dem Ergebnis, dass eine Aufteilung in eine Nord- und Südzone im Jahr 2030 dazu führen wird, dass in Süddeutschland die Strompreise um 0,5 ct/kWh höher als im Norden liegen würden. Bezogen auf unsere Strompreisprognose macht dies einen Unterschied von rund 7 Prozent aus. Für die 40er Jahre erwartet Aurora Research einen Anstieg der Preisdifferenz auf 0,9 ct/kWh.

Zur Einordnung dieser Kosten lohnt sich ein Vergleich mit den tatsächlichen geographischen Unterschieden bei den Stromkosten. So treten bei den Netzentgelten in Deutschland teilweise erhebliche geografische Unterschiede auf, die aktuell bereits ein Vielfaches der möglichen Strompreiszoneneunterschiede ausmachen (siehe Abbildung 13). Der Grund für diese Unterschiede liegt unter anderem an dem notwendigen Ausbau der Verteilnetzinfrastrukturen in Gegenden mit hohem Anteil erneuerbaren Energien. Es ist daher zu erwarten, dass diese Kostenunterschiede bei gleicher Berechnungslogik der Netzentgelte und weiter voranschreitendem Zubau erneuerbarer Energien noch zunehmen werden.

Abbildung 13  
Verteilung der Netzentgelte für Industrie- und Gewerbekunden in 2022



Quelle: BNetzA (2022)

Mit Blick auf die bereits existierenden Kostenunterschiede bei den Netzentgelten stellt sich die Frage, ob nicht durch eine Angleichsreform deutlich größere Effekte auf die Entwicklung der Stromnachfrage zu erzielen wären.

**Fazit**

In einer allgemeinen Einordnung des Themas kann theoretisch gesehen durch eine Aufteilung der einheitlichen Strompreiszone eine Steigerung der Kosteneffizienz erzielt werden. So kann das Stromsystem insgesamt kostengünstiger bereitgestellt werden. Bei der praktischen Umsetzung entstehen jedoch eine Reihe von negativen Folgewirkungen, die jeweils mitbedacht werden müssen. Voraussetzung für den Erhalt der einheitlichen Zone ist allerdings, dass der Netzausbau zügig vorangetrieben wird.

## Literaturverzeichnis

---

[Aurora Research \(2023\): https://auroraer.com/media/auswirkungen-eines-preiszonensplits-hohere-strompreise-im-suden-netzbasierte-grune-wasserstoffproduktion-im-norden/](https://auroraer.com/media/auswirkungen-eines-preiszonensplits-hohere-strompreise-im-suden-netzbasierte-grune-wasserstoffproduktion-im-norden/)

[BCG/ BDI \(2021\) https://web-sets.bcg.com/f2/de/1fd134914bfaa34c51e07718709b/klimapfade2-gesamtstudie-vorabversion-de.pdf](https://web-sets.bcg.com/f2/de/1fd134914bfaa34c51e07718709b/klimapfade2-gesamtstudie-vorabversion-de.pdf)

[bdew \(2014\): https://www.bdew.de/media/documents/Stn\\_20140630\\_Ausgestaltung-dezentraler-Leistungsmarkt.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20140630_Ausgestaltung-dezentraler-Leistungsmarkt.pdf)

[BMWK \(2019\) https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoring-bericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoring-bericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

[BnetzA \(2022\) https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf](https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf)

[Dena/EWI \(2021\) https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/03/211005\\_EWI-Gutachterbericht\\_dena-Leitstudie-Aufbruch-Klimaneutralitaet.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/03/211005_EWI-Gutachterbericht_dena-Leitstudie-Aufbruch-Klimaneutralitaet.pdf)

[IMK \(2023\): https://www.boeckler.de/fpdf/HBS-008687/p\\_imk\\_pb\\_157\\_2023.pdf](https://www.boeckler.de/fpdf/HBS-008687/p_imk_pb_157_2023.pdf)

[Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut \(2021\) https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE\\_2045\\_Langfassung/Klimaneutrales\\_Deutschland\\_2045\\_Langfassung.pdf](https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE_2045_Langfassung/Klimaneutrales_Deutschland_2045_Langfassung.pdf)

[vbw / Prognos Strompreisprognose \(2023\): https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2023/Downloads/vbw\\_Strompreisprognose\\_Juli-2023-3.pdf](https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2023/Downloads/vbw_Strompreisprognose_Juli-2023-3.pdf)

[vbw / Prognos Energiepreisbremsen zwischen Theorie und Praxis \(2023\): https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2023/Downloads/vbw-Studie\\_Energiepreisbremsen\\_August-2023.pdf](https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2023/Downloads/vbw-Studie_Energiepreisbremsen_August-2023.pdf)

## Ansprechpartner/Impressum

---

### Dr. Manuel Schölles

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246  
[manuel.schoelles@vbw-bayern.de](mailto:manuel.schoelles@vbw-bayern.de)

### Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich ohne jede Diskriminierungsabsicht grundsätzlich auf alle Geschlechter.

#### Herausgeber

**vbw**  
Vereinigung der Bayerischen  
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5  
80333 München

[www.vbw-bayern.de](http://www.vbw-bayern.de)

#### Weiterer Beteiligter

Sven Kreidelmeyer  
Prognos AG

St. Alban-Vorstadt 24  
4052 Basel

0041 61 3273-337  
[sven.kreidelmeyer@prognos.com](mailto:sven.kreidelmeyer@prognos.com)