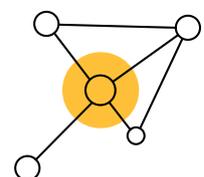
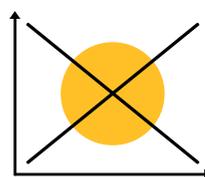
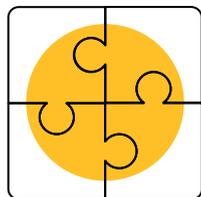
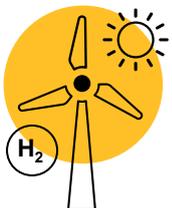


[EWI Policy Brief]

# Die Kraftwerksstrategie 2026: Ziele und Herausforderungen

Juli 2023



**Energiewirtschaftliches Institut  
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik  
Vogelsanger Straße 321a  
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 650 853-60

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

**Verfasst von:**

Dr. Philip Schnaars, Pia Willers, Henriette Nalbach, Hendrik Diers, Philipp Artur Kienscherf

**Im Auftrag von:**

Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln e.V.

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von mehr als 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

## Einleitung

Die Bundesregierung plant eine Ergänzung des Strommarktdesigns. Über die „Kraftwerksstrategie 2026“ soll der Zubau von Kraftwerken bis 2030 sichergestellt werden, um einen erwarteten Anstieg der Stromnachfrage sowie ausscheidende Kraftwerkskapazitäten im Zuge eines Kohleausstiegs zu kompensieren.

Die Bundesregierung strebt hierfür einen Zubau von 25 GW an, die sich im Wesentlichen auf Wasserstoffkraftwerke sowie wasserstofffähige Gaskraftwerke aufteilen. Zu den 25 GW kommen 5,1 GW in Form von Bioenergieanlagen, die bereits über das EEG gefördert werden. Im Folgenden wird der geplante Zubau von 25 GW betrachtet. Für diesen Zubau bestehen derzeit keine konkreten Fördermodelle. Diese müssen im Rahmen der Kraftwerksstrategie definiert werden.

Als Ergebnis dieses Policy Brief steht eine Checkliste mit Anforderungen an die Kraftwerksstrategie. Diese werden aus den vorhandenen Informationen zum Kraftwerksbedarf, Infrastrukturen und Fördermodellen abgeleitet.

Dies beinhaltet zum einen eine Aufteilung des Ziels von 25 GW auf drei verschiedene Komponenten. So ergibt sich beispielsweise für wasserstofffähige Gaskraftwerke bei vollständiger Realisierung anderer Komponenten der Kraftwerksstrategie ein Zubaubedarf von 13,8 GW. Dieser Zubaubedarf wird in Abhängigkeit des gewählten Kohleausstiegspfad ausgewiesen und aufgezeigt, welche Anforderungen an die räumliche und zeitliche Koordination dieser Kapazitäten bestehen. Bestehende und zukünftige Infrastrukturenrestriktionen im Strom-, Gas- und Wasserstoffnetz müssen in der räumlichen Planung berücksichtigt werden.

Zum anderen muss das gewählte Förderinstrument Anforderungen an Kosteneffizienz des Neubaus, Verteilungsgerechtigkeit der notwendigen Förderung sowie Anreizkompatibilität im Kraftwerkseinsatz erfüllen. Dafür werden verschiedene Risiken aufgezeigt, die für die Investition und Verfügbarkeit von Kraftwerken bestehen können. Durch die Kombination verschiedener Anforderungen entstehen Komplexitätsebenen, die sich gegenseitig beeinflussen können. Beispielsweise kann die genaue räumliche Steuerung von Kraftwerken im Widerspruch zu einer kosteneffizienten Förderung stehen.

## Kraftwerksbedarf bis 2030

Die Bundesregierung strebt Neuinvestitionen in steuerbare Kraftwerke in Höhe von insgesamt 25 GW bis zum Jahr 2030 an (BMWK, 2023a). Dieser Bedarf ergibt sich auf Basis eines Monitoring der Versorgungssicherheit<sup>1</sup> aus dem Jahr 2023 (Bundesnetzagentur, 2023) und wird durch vier wesentliche Entwicklungen auf dem Strommarkt erklärt, die die Bundesregierung erwartet (Abbildung 1).

Abbildung 1: Annahmen für den notwendigen Zubaubedarf von steuerbarer Leistung und Einflussfaktoren (Auswahl)



Eigene Darstellung auf Basis der Annahmen und Ergebnisse von Consentec et al. (2022).

### Wesentliche Annahmen für den Kraftwerksbedarf von 25 GW

Als erster Einflussfaktor wird unterstellt, dass die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß Osterpaket für das Jahr 2030 erreicht werden und Infrastruktur und Anreize zum systemoptimalen Heimspeichereinsatz bestehen. Dies mündet in einer maximalen Residuallast von 120 GW. Zur Deckung dieser Residuallast wird zusätzliche Nachfrageflexibilität in allen Endverbrauchssektoren unterstellt. Hierfür bedarf es zusätzlicher regulatorischer und marktlicher Voraussetzungen wie Anreize zum flexiblen Laden von Elektro-PKW (Agora Verkehrswende, 2023).

Die zweite wesentliche Annahme für den ausgewiesenen Neubaubedarf ist ein geplanter vollständiger Kohleausstieg bis 2030 (SPD et al., 2021). Dieser ist für das Erreichen der Klimaziele erforderlich, erhöht jedoch den Bedarf für andere Kraftwerkstechnologien. Für Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier ist das Ausstiegsdatum 2030 Beschlusslage, für Steinkohlekraftwerke sowie Braunkohlekraftwerke in der Lausitz und Mitteldeutschland

<sup>1</sup> Der Bericht der Bundesnetzagentur basiert auf zwei Gutachten von r2b Energy Consulting (2023) und Consentec et al. (2022).

lediglich politisches Ziel. Die Kraftwerksstrategie soll darüber hinaus dafür sorgen, dass bis zum Jahr 2030 5,1 GW Bioenergieanlagen entstehen.

Ein unterstellter Anstieg der Spitzenlast auf bis zu 142 GW ist der dritte Einflussfaktor für den Kraftwerkszubau<sup>2</sup>. Der Anstieg des Stromverbrauchs ist insbesondere getrieben durch eine zunehmende Verbreitung von Wärmepumpen und einen weiteren Anstieg des Strombedarfs im Verkehrssektor. Für die Entwicklung der Stromnachfrage ist auch die zukünftige Industrieproduktion sowie die Elektrifizierung industrieller Prozesse maßgeblich.

Als viertes trägt in allen untersuchten Szenarien das europäische Ausland einen erheblichen Teil zur Deckung der deutschen Stromnachfrage bei. Der ausgewiesene zusätzliche Kraftwerksbedarf von 25 GW geht davon aus, dass 44 GW aus dem Ausland importiert werden können<sup>3</sup>. Hierfür sind sowohl der Ausbau von Interkonnektorkapazität als auch ein hohes Niveau an steuerbarer und verfügbarer Kraftwerksleistung in allen Nachbarländern notwendig.

### Unsichere Entwicklung der Annahmen

Diese beschriebenen Entwicklungen sind unsicher. So kann eine inflexiblere Nachfrage und eine Zielunterschreitung beim Ausbau erneuerbarer Energien die Residuallast, insbesondere in extremeren Wettersituationen als im Gutachten unterstellt, erhöhen (Wagner et al., 2022a). Die Spitzenlast kann unter anderem durch eine zeitliche Verschiebung der Verbreitung von Wärmepumpen und eine nachhaltige Reduktion der Stromnachfrage aus der Industrie geringer ausfallen und den Bedarf an neuen Kraftwerken senken (AGEB, 2023; Gierkink et al., 2023).

Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Verfügbarkeit von Kraftwerken im europäischen Ausland sind ähnlichen Unsicherheiten wie in Deutschland unterworfen. Darüber hinaus kann die europäische Gleichzeitigkeit von Dunkelflauten dazu führen, dass diese Leistung nicht für den Stromexport nach Deutschland zur Verfügung steht (Wagner et al., 2022a, 2022b). Die Berücksichtigung solcher Situationen führt tendenziell zu einem höheren Kraftwerksbedarf in Deutschland.

Neben den genannten Unsicherheiten über die Entwicklung der Stromnachfrage und des Stromangebots aus dem Ausland hat der zukünftige Kohleausstiegspfad Einfluss auf den veranschlagten Zubaubedarf von 25 GW in Deutschland. Für den Ausgleich des Nachfrageanstiegs werden 7,8 GW benötigt (Mindestbedarf Zubau in Abbildung 2). Dies ist der minimal notwendige Zubau zur Vermeidung von Versorgungsengpässen.

Der Ersatz für den unterstellten Kohleausstiegspfad beträgt 17,2 GW. Die Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier mit 3,6 GW werden im Jahr 2030 vom Netz genommen. Diese Kapazität muss durch die Kraftwerksstrategie ersetzt werden. Die Bundesregierung hat die Möglichkeit, diese bis zum Jahr 2033 zur Vermeidung von Versorgungsengpässen in einer Reserve zu halten (MWIKE NRW, 2022).

Ein vollständiger Kohleausstieg im Jahr 2030 erhöht den Neubedarf von Gaskraftwerken um 13,6 GW. Im Falle einer Zielunterschreitung in einzelnen Komponenten der Kraftwerksstrategie kann neben Übererfüllung der Ziele in anderen Komponenten eine

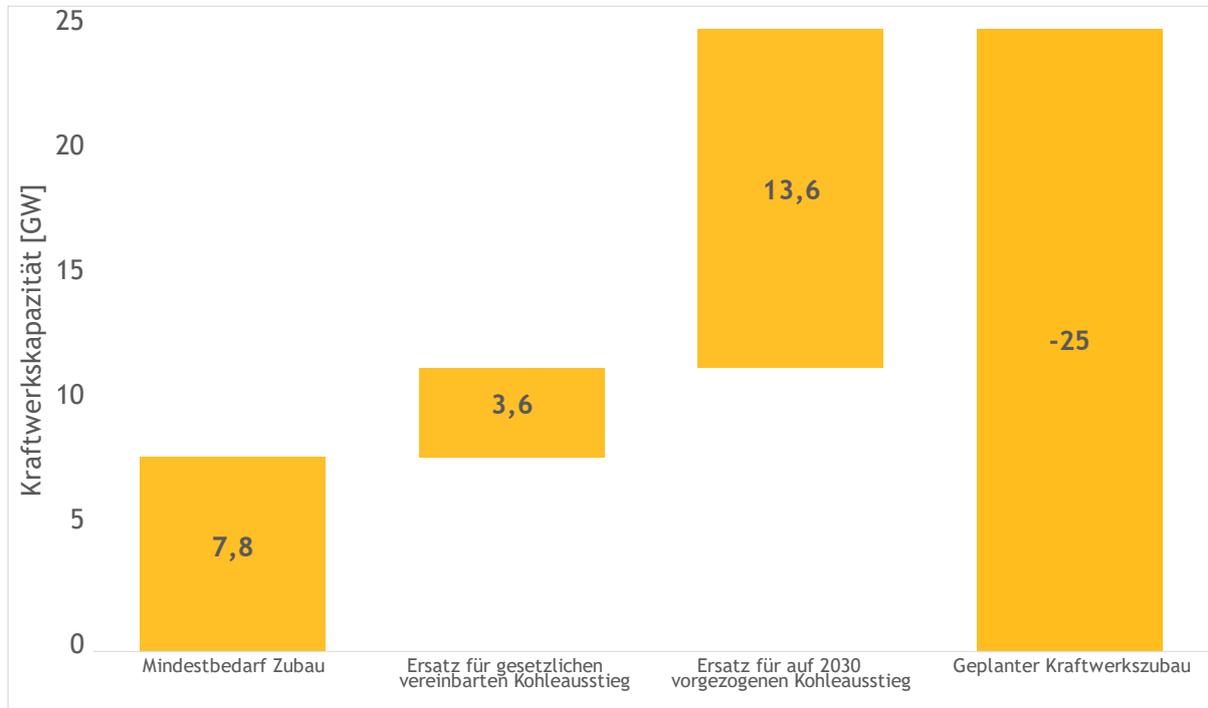
---

<sup>2</sup> In beiden Studien des Versorgungssicherheitsmonitoring wird die Spitzenlast modellendogen ermittelt und einschließlich der flexiblen Verbraucher ausgewiesen.

<sup>3</sup> In der Studie von Consentec et al. (2022) wird der Handel künstlich verteuert, um die tatsächlich notwendigen von marktgetriebenen Importen abzugrenzen. Somit werden Importe erst nach der Auslastung aller inländischen Kapazitäten zur Deckung der Nachfrage eingesetzt. Die Abgrenzung zu marktgetriebenen Importen impliziert eine konservative Berechnung des notwendigen Zubaubedarfs steuerbarer Leistung.

Anpassung des geplanten Kohleausstiegspfad zur Versorgungssicherheit beitragen. Über diese beiden Anpassungsmöglichkeiten („Kohleooptionen“) besteht die Möglichkeit, den Zubaubedarf zeitlich zu steuern. Die Kraftwerksstrategie sollte einen solchen Steuerungsmechanismus enthalten.

Abbildung 2: Aufteilung des Ausbauziels auf Mindestbedarf und Kohleausstieg



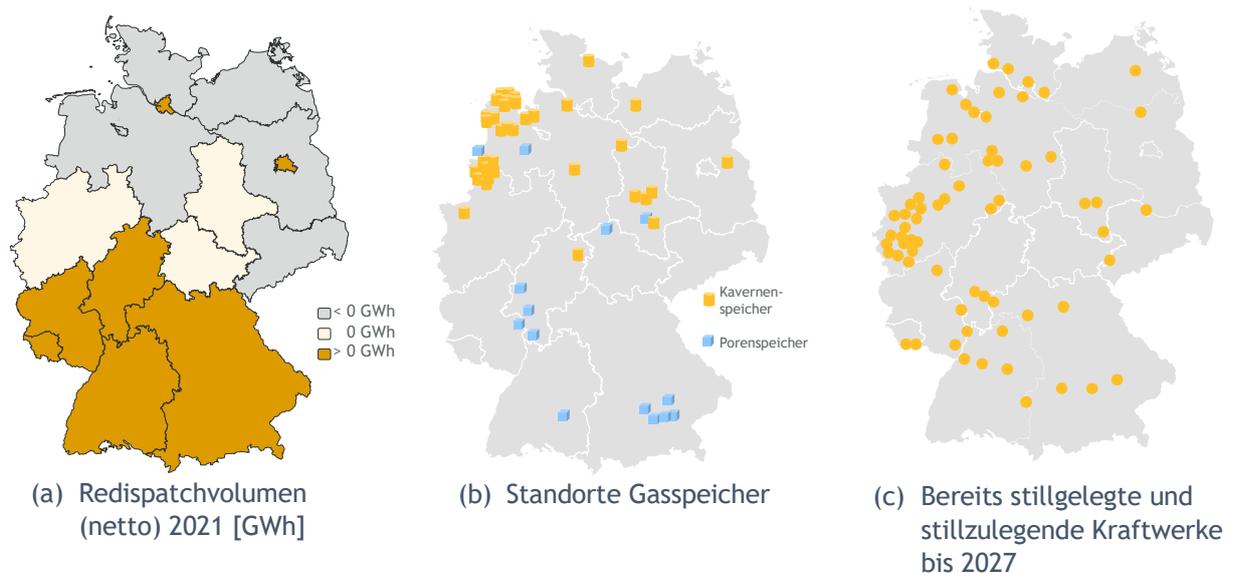
### Marktversagen und Marktdesign

Der Großhandelsmarkt in Deutschland wird die avisierten Kapazitäten von 25 GW nicht in ausreichendem und räumlich optimalem Maße bereitstellen. Dafür gibt es im Wesentlichen drei Gründe.

Erstens ist die Versorgungssicherheit mit Strom ein öffentliches Gut. Eine rein private Bereitstellung von Kraftwerkleistung führt nach volkswirtschaftlicher Theorie damit zu einer Unterversorgung (Keppler, 2017). Zweitens muss bei einer Investition in ein Kraftwerk eine Vielzahl von Risiken bewertet werden. Zu diesen gehören beispielsweise die erwartete Anzahl an Einsatzstunden, damit verbundene Profite, die zukünftige Verfügbarkeit des Brennstoffes sowie mögliche Änderungen der Marktregeln. Die Marktteilnehmer und Investoren können sich in der Regel nicht vollständig gegen solche Risiken absichern, der Markt ist unvollständig. Als drittes beeinflussen Infrastrukturrestriktionen im Strom-, Gas- sowie erwarteten Wasserstoffnetz die systemoptimale Verortung der Kraftwerke.

Abbildung 3 (a) zeigt eine Nord-Süd-Asymmetrie im deutschen Stromnetz. Windenergieanlagen sind größtenteils in Nord- und Nordostdeutschland angesiedelt, während die Nachfrage einen Schwerpunkt in Süd- und Westdeutschland aufweist (Brinker et al., 2023). Die Folge sind hohe Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement sowie das Vorhalten einer Netzreserve mit Gaskraftwerken in Süddeutschland zur Stützung der Stromnetzstabilität. Diese Restriktion soll durch Netzausbau reduziert werden (BMWK, 2023a).

Abbildung 3: Vergleich der Infrastrukturen



Eigene Darstellung auf Basis von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2022), INES (2023), BMUV (2023), Bundesnetzagentur (2022b), Bundesregierung (2022) und KVVG (2022).

Ein überregionales öffentliches Wasserstoffnetz besteht derzeit in Deutschland nicht. Bis zum Jahr 2027 werden vor allem Teilnetze in Nord-, Nordwest- und Ostdeutschland über die Umrüstung bestehender Erdgasnetze geplant. Für das Jahr 2032 soll sich über den Zwischenschritt verschiedener Teilnetze<sup>4</sup> ein zusammenhängendes deutschlandweites Wasserstoffnetz bilden (FNB Gas, 2022). Dabei soll Süddeutschland durch die Umrüstung von Erdgasleitungen perspektivisch mit Nordwestdeutschland verbunden werden.

Für die Wasserstoffspeicherung sind vor allem Kavernenspeicher geeignet, die derzeit für die Gasspeicherung genutzt werden (Nationaler Wasserstoffrat, 2021). Diese befinden sich primär in Nordwest- und Mitteldeutschland (Abbildung 3 (b)). Auch Neubauprojekte befinden sich vor allem in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen (FNB Gas, 2023).

Abbildung 3 (c) verdeutlicht, dass vor allem in Westdeutschland eine hohe Anzahl an Kraftwerksstandorten, hierbei handelt es sich vor allem um Kohlekraftwerksstandorte, besteht. Hier bestehen bereits Infrastrukturen wie eine Stromnetzanbindung und es wird erwartet, dass gegenüber neu zu erschließenden Standorten vereinfachte

<sup>4</sup> Das Bundeskabinett hat im Mai 2023 mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) den Rahmen eines Wasserstoff-Kernetzes beschlossen. Im EnWG wird die erstmalige Genehmigung eines Wasserstoff-Kernetzes durch die Bundesnetzagentur geregelt (BMWK, 2023b).

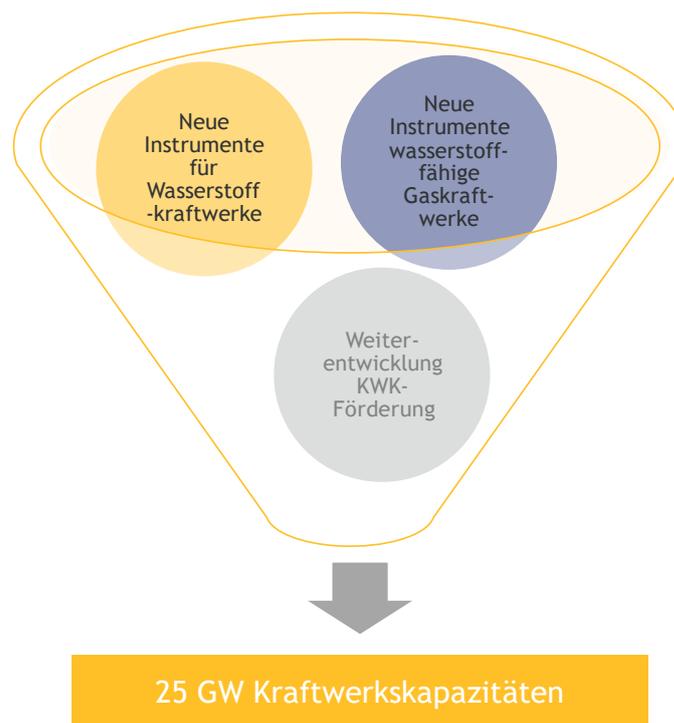
Genehmigungsverfahren möglich sind. Diese Kostenvorteile sprechen somit für die vorrangige Nutzung dieser alten Standorte für den Kraftwerksneubau<sup>5</sup>.

Der Zubau von Kraftwerken muss räumlich entsprechend dieser Infrastrukturrestriktionen koordiniert werden.

## Wie soll der Zubau von 25 GW erreicht werden?

Der Zubaubedarf von 25 GW teilt sich nach Bundesregierung auf drei Komponenten auf (Abbildung 4). Diese sind Neubau von Wasserstoffkraftwerken, die Modernisierung<sup>6</sup> und Umrüstung von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen sowie die Neuerrichtung von wasserstofffähigen Gaskraftwerken.

Abbildung 4: Drei Komponenten für den Zubaubedarf von 25 GW



<sup>5</sup> Bisher angekündigte Neubauprojekte sehen insbesondere Standorte von ehemaligen Kohlekraftwerken vor. Beispielsweise hat RWE angekündigt, dass sie 3 GW Gaskraftwerkskapazität an bisherigen Standorten von Kohlekraftwerken in Nordrhein-Westfalen errichten wollen (RWE AG, 2022).

<sup>6</sup> Aus dem Bericht des BMWK (2023a) geht nicht hervor, welche Art der Kraftwerksmodernisierung angestrebt wird. In diesem Policy Brief wird unter Modernisierung den Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas verstanden.

## Beitrag einzelner Komponenten

In Abbildung 5 sind die bereits bekannten Ausschreibungsvolumen für Wasserstoffkraftwerke nach EEG 2023 und für KWK-Anlagen nach KWK-G 2023 bis zum Jahr 2027 aufgeführt. Wir unterstellen eine Realisierungsdauer von 3 Jahren nach Bewilligung einer Förderung<sup>7</sup>.

Die Komponente neuer Instrumente für Wasserstoffkraftwerke setzt sich aus Ausschreibungen für Wasserstoffkraftwerke (§ 28g EEG) mit einer Gesamtleistung von 4,4 GW und wasserstoffbasierte Stromspeicherung (§ 28f EEG) mit insgesamt 3,4 GW zusammen.

Die Ausschreibungen im KWK-G 2023 summieren sich auf insgesamt 2 GW, bestehend aus Ausschreibungen für KWK-Strom (§ 8a KWK-G) und innovative KWK-Systeme (§ 8b KWK-G). Es wird ein Zubau von 1,4 GW Gaskraftwerken in den Jahren 2023 und 2024 erwartet (Bundesnetzagentur, 2022a).

Aus diesen Angaben lässt sich errechnen, dass zum Erreichen des Zielniveaus von 25 GW ein Zubaubedarf von 13,8 GW wasserstofffähiger Gaskraftwerke notwendig ist. Bei einer durchschnittlichen Kraftwerksgröße von 500 MW<sup>8</sup> entspricht dies etwa 5 Kraftwerken, die ab 2026 jährlich in dieser Komponente entstehen müssen. Für die Errichtung der wasserstofffähigen Gaskraftwerke sind etwa 17 Mrd. Euro an Investitionen bis zum Jahr 2030 erforderlich<sup>9</sup>.

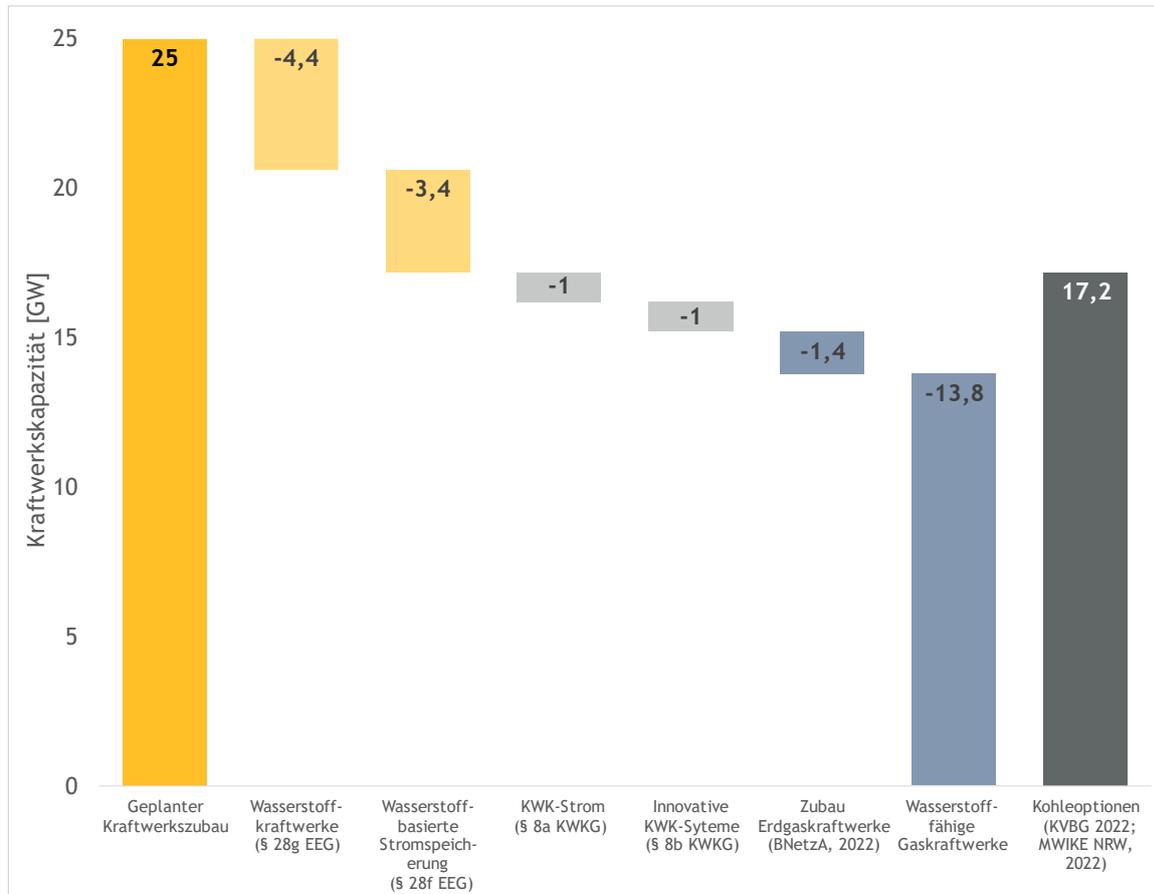
---

<sup>7</sup> Im KWK-G werden für die Ausschreibungen nach den §§ 8a und 8b 200 MW je Kalenderjahr ausgeschrieben. Demnach liegt keine zeitliche Beschränkung vor. Ausschreibungen für den Zubau von Wasserstoffkraftwerken (§ 28g EEG 2023) sind bis zum Jahr 2026 gesetzlich verankert. Für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung ist das Ausschreibungsvolumen bis zum Jahr 2028 im EEG 2023 festgelegt. Das Ausschreibungsvolumen für die verschiedenen Kraftwerkstechnologien wird bis zum Jahr 2027 aufsummiert, da die Kraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2030 zur Verfügung stehen sollen. Aufgrund der Realisierungszeiten werden in der Abbildung keine Ausschreibungsvolumen nach 2027 berücksichtigt. Hierbei orientieren wir uns an den maximalen Realisierungsfristen für Biomethananlagen aus dem EEG 2023 von 3 Jahren.

<sup>8</sup> Dies entspricht in etwa den in Deutschland aktiven Großkraftwerken mit Erdgas als Hauptbrennstoff (Bundesnetzagentur, 2022a).

<sup>9</sup> Diese Rechnung basiert auf durchschnittlichen Investitionskosten für wasserstofffähige Gaskraftwerke von 1230 Euro/kW (Ragwitz und Weidlich, 2023).

Abbildung 5: Aufteilung des Ausbauziels auf einzelne Komponenten und Vergleich zur Summe Kohleoptionen



Eigene Darstellung auf Basis von EEG 2023, KWKG-G 2023, BMWK (2023a), KVVG (2022) und MWIKE NRW (2022). Der erwartete Zubau an Erdgaskraftwerken, der durch die Bundesnetzagentur bereits bekannt ist (Bundesnetzagentur, 2022a), verringert den notwendigen Zubau wasserstofffähiger Gaskraftwerke.

## Was muss bei der Förderung der Kraftwerke berücksichtigt werden?

Die Kraftwerksstrategie soll für einen Risikotransfer von den Investoren zu einem oder mehreren anderen Akteuren im Markt sorgen und die Investitionen finanziell fördern. Als Versicherungsgeber für die Investoren fungiert dabei der Staat entweder direkt oder indirekt über die Einrichtung eines geeigneten Umlageverfahrens auf die Stromverbraucher. Dabei entsteht die Frage nach Ausmaß und Verteilung der Kosten für die Versicherung der Investoren<sup>10</sup>. Die Kraftwerksstrategie muss diese Verteilungsfrage beantworten.

<sup>10</sup> Versicherungsgeber und Finanzierer für geförderte Anlagen erneuerbarer Energien waren bis zum 30.6.2022 die Stromverbraucher. Ab dem 1.7.2022 übernahm der Staat direkt die Kosten für die Versicherung gegen Investitionsrisiken.

Die Förderanreize sollten so gesetzt werden, dass sich die Kraftwerke anreizkompatibel verhalten und keine Verzerrungen im Großhandelsmarkt entstehen. Darüber hinaus sind Instrumente zur zeitlichen und räumlichen Steuerung der Kraftwerkskapazitäten notwendig, um gesellschaftliches Management von Unsicherheiten zu erlauben.

Für die Organisation der Versicherung für die Investitionen hat der Staat eine Vielzahl von Optionen, die sich im Ausmaß des Risikotransfers, der entstehenden Anreize sowie der Komplexität unterscheiden. Im Wesentlichen können Fördermechanismen für Investitionskosten (leistungsbasierte Förderinstrumente) und Fördermechanismen für die Energieerzeugung (energiebasierte Förderinstrumente) unterschieden werden.

## **Risikotransfer und Risikomanagement**

Vor der Investition in ein Kraftwerk sind mehrere Risiken zu beurteilen. So gibt es unter anderem ein Verfügbarkeitsrisiko für den Brennstoff, ein Risiko über die Häufigkeit des wirtschaftlichen Einsatzes sowie ein Risiko über den zu erzielenden Preis.

Das Verfügbarkeitsrisiko des Brennstoffes ist derzeit vor allem für die geplanten Wasserstoffkraftwerke relevant. Dies betrifft sowohl die insgesamt zur Verfügung stehende Menge als auch die Leistung, die zum Transport installiert ist. Vor dem Hintergrund geeigneter Speicher vor allem im Norden Deutschlands und einem geplanten Kernnetz hauptsächlich in dieser Region hat dieses Verfügbarkeitsrisiko auch einen lokalen Aspekt, wodurch sich für Kraftwerksprojekte im Süden Deutschlands ein höheres Risiko ergibt.

Bei Gaskraftwerken kann sich durch die Umrüstung von Gas- zu Wasserstoffinfrastruktur ein solches Verfügbarkeitsrisiko ergeben<sup>11</sup>. Ein verzögerter Infrastrukturausbau kann dazu führen, dass Neubaukraftwerke zeitweise ungenutzt bleiben, wenn Netzanschluss und Netzausbau zeitverzögert erfolgen. Hier gilt es, für eine zeiteffiziente Reihenfolge bei der Umrüstung zu sorgen (Brinker et al., 2023). Eine zusätzliche Komponente entsteht für Gaskraftwerke über die globale Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff (Sprenger et al., 2023).

Das Risiko über die zukünftige Anzahl der Einsatzstunden ergibt sich durch unsichere zukünftige Entwicklungen auf dem Strommarkt, im Wesentlichen der Ausbau erneuerbarer Energien, die Entwicklung der Stromnachfrage sowie die Verfügbarkeit sowie den Preis von Stromimporten aus dem Ausland (Abbildung 1). In der mittleren Frist werden neben Wasserstoffkraftwerken auch Gas- und Kohlekraftwerke im Markt aktiv sein. Diese Konkurrenz erhöht das Einsatzrisiko, insbesondere für Wasserstoffkraftwerke, und wird wesentlich durch Entwicklung des Emissionspreises im EU ETS bestimmt. Aus den unsicheren zukünftigen Entwicklungen auf dem Strommarkt ergibt sich auch ein Risiko über die zukünftige Höhe des Strompreises und der erzielbaren Erlöse.

Die beschriebenen Risiken werden je nach Förderregime in unterschiedlichem Maße transferiert und sozialisiert. Ein energiebasiertes Förderinstrument überlässt den Nachweis der Verfügbarkeit der Leistung dem Investor und reduziert Teile des Preisrisikos. Ein leistungsbasiertes Instrument übernimmt das Einsatz- und Preisrisiko. Das Ausmaß des Verfügbarkeitsrisikos beim Investor hängt von der Ausgestaltung ab, kann durch nachweisabhängige und gestaffelte Förderzahlungen auch bei einer leistungsbasierten Förderung beim Investor verbleiben.

---

<sup>11</sup> Bestehende Gasleitungen und Gasspeicher können grundsätzlich auf den Betrieb mit Wasserstoff umgerüstet werden. Diese Umrüstung benötigt im Schnitt fünf Jahre, während dieser die jeweilige Infrastruktur nicht zur Verfügung steht (Nationaler Wasserstoffrat, 2022).

Neben der Verteilungsfrage ist das Management dieser Risiken durch den Versicherungsgeber wesentlich. Während das Risiko über die Anzahl der Einsatzstunden sowie das Preisrisiko vollständig finanziell abgebildet werden können, addiert das Verfügbarkeitsrisiko von Brennstoffen und damit die Verfügbarkeit von Leistung eine zusätzliche Komplexitätsebene in die Kraftwerksstrategie. Dieses Risiko kann durch die Gesellschaft beispielsweise durch Redundanz in der Erzeugungsstruktur oder zusätzliche Importe gemanagt werden.

Zum gesellschaftlichen Risikomanagement gehört auch, die Unsicherheiten in der Zielerreichung der einzelnen Komponenten zu adressieren. Eine Unterschreitung kann prinzipiell durch andere Komponenten (Abbildung 5) oder durch die Nutzung der Kohleooptionen (Abbildung 2) kompensiert werden. Für die Kraftwerksstrategie bedarf es einer Steuerung dieser Risiken.

### **Anreize zum Kraftwerkseinsatz**

Verzerrungen im Großhandelsmarkt durch die Förderung sind zu vermeiden. Ein energiebasiertes Förderregime führt dazu, dass die Einsatzentscheidung nicht durch die tatsächlichen Grenzkosten des Kraftwerks bestimmt wird („produce-and-forget“)<sup>12</sup>, sondern durch eine Kombination aus Förderbetrag und Grenzkosten. Ein sozial optimales Verhalten der Kraftwerke im Großhandelsmarkt kann im Prinzip durch leistungsorientierte Förderung ermöglicht werden. Hier bedarf es einer anreizkompatiblen Ausgestaltung, um die Verfügbarkeit der installierten Leistung, insbesondere zu Spitzenlastzeiten, anzureizen und sicherzustellen. Eventuellen beihilferechtlichen Bedenken gegenüber einer technologiespezifischen leistungsorientierten Förderung (Handelsblatt, 2023) könnte durch eine Kombination von energie- und leistungsorientierter Förderung in Verbindung mit zentralem Abruf, ähnlich dem Regelenergiemarkt, begegnet werden.

### **Komplexität durch Informationsasymmetrien sowie zeitliche und räumliche Steuerung**

Die durch den Staat zu beschaffende Menge bis 2030 ist durch die Bundesregierung definiert worden. Diese liegt bei 25 GW. Die tatsächlich zu beschaffende Menge ist Unsicherheiten unterworfen (Abbildung 1). Daher muss das Zielvolumen im Laufe dieses Jahrzehnts an geänderte Rahmenbedingungen angepasst werden können. Dies beinhaltet die Möglichkeit, bei Nicht-Verfügbarkeit von neu installierter Leistung das Versorgungsniveau zu halten.

Das Ziel von 25 GW soll möglichst kosteneffizient erreicht und eine Überförderung vermieden werden. Hierfür bedarf es eines marktlichen Mechanismus, um eine Informationsasymmetrie zwischen Staat und Investoren über die tatsächlichen Investitionskosten des Kraftwerks zu vermeiden. Dies kann beispielsweise über Auktionen geschehen. Dies setzt voraus, dass sich in diesen Auktionen Wettbewerb um die ausgeschriebene Leistung ergibt.

Die geförderte Kraftwerksleistung muss darüber hinaus räumlich optimal verteilt werden. Neben dem Stromnetz müssen die bestehenden und geplanten Infrastrukturen von Gas und Wasserstoff sowie bestehende Kraftwerksstandorte berücksichtigt werden und mögliche Planabweichungen im Ausbau der Infrastrukturen adressiert werden können<sup>13</sup>. Dieses räumliche Koordinationsproblem erfordert die geeignete Einbindung unterschiedlicher

---

<sup>12</sup> Die energiebasierte Förderung von erneuerbaren Energien nach EEG führt in der Regel nicht zu Marktverzerrungen, da die Grenzkosten dieser Technologien nahe null sind. Im Fall von negativen Preisen kann es jedoch zu solchen Verzerrungen im Marktergebnis kommen.

<sup>13</sup> Als Beispiele können hier Verzögerungen in der Genehmigungserteilung oder Eingaben von Anwohnern dienen (BMWK, 2023c).

Akteure und deren Informationen. Diese sind die aktuellen und zukünftigen Kraftwerksbetreiber, die Betreiber des Übertragungsnetzes für Strom sowie die aktuellen und zukünftigen Ferngasnetzbetreiber von Gas und Wasserstoff. Die unterschiedlichen infrastrukturellen Voraussetzungen für Wasserstoff und Gas sorgen dafür, dass es für die entsprechenden Kraftwerkstechnologien jeweils einer unterschiedlichen Steuerung bedarf (Abbildung 3). Die kostengünstigere Nutzung von bestehenden Kraftwerksstandorten könnte den Spielraum einer solchen räumlichen Steuerung verringern<sup>14</sup>.

Die ökonomische Effizienz von Auktionen setzt voraus, dass die Unternehmen in diesen keine Marktmacht haben. Eine genaue räumliche Steuerung von Kraftwerken kann zu Marktmacht in Auktionen führen, beispielsweise weil nicht ausreichend geeignete Kraftwerksstandorte in bestimmten Gebieten zur Verfügung stehen. Auktionsbasierte Instrumente wären vor diesem Hintergrund nicht das optimale Mittel. Eine genaue räumliche Steuerung der Kapazitäten und die Kosteneffizienz der Förderung können somit im Spannungsfeld zueinanderstehen.

## Checkliste: Anforderungen an die Kraftwerksstrategie

Aus der obigen Diskussion lassen sich Anforderungen an die Kraftwerksstrategie, insbesondere für die Komponenten Wasserstoffkraftwerke und wasserstofffähige Gaskraftwerke ableiten. Diese sind in Abbildung 6 zusammengefasst. Die Bundesregierung sollte diese Kriterien in der Kraftwerksstrategie berücksichtigen.

Die Strategie soll in einem Umfeld mit hohen Unsicherheiten über die Entwicklung des Kraftwerksbedarfs die Versorgungssicherheit gewährleisten und sicherstellen, dass die dafür notwendige Kapazität im Jahr 2030 zur Verfügung steht. Hierfür bedarf es Flexibilität in den Zielvolumen der Strategie über den Zeitablauf und die Möglichkeit, auf Änderungen der Rahmenbedingungen reagieren zu können (Eintrag auf Checkliste A).

Hohe Informationsanforderungen an die räumliche Koordination der Kraftwerke müssen über ein Governance-Instrument koordiniert werden, welches die relevanten Stakeholder geeignet und zielführend einbindet (B).

Der gewählte Fördermechanismus sollte zu kosteneffizientem Neubau führen (C). Das dafür notwendige Fördervolumen und die Refinanzierung, insbesondere das Ausmaß öffentlicher Finanzierung, muss bestimmt werden (D).

Die Ausübung lokaler Marktmacht durch Unternehmen sollte verhindert werden (E), der Mechanismus muss aber für anreizkompatibles Verhalten in der Bereitstellung der Leistung und Einspeisung der Energie sorgen (F). Insbesondere sollten Verzerrungen im Großhandelsmarkt vermieden werden (G).

Die Kraftwerksstrategie sollte beihilferechtliche Anforderungen der Europäischen Union erfüllen, um die reale Umsetzung zu ermöglichen (H).

---

<sup>14</sup> In der Studie von Consentec et al. (2022) werden die Standorte von Neubauten nach der Wirtschaftlichkeit bzw. einem heuristischen Verteilungsansatz verteilt, der eine Verteilung der Kapazitäten anhand von Wärmenachfragen und bestehenden Kraftwerksstandorten wählt. Laut den Autoren führt das Vorgehen eher zu einer weiträumigen Verteilung der Anlagen und stellt bezüglich der Netzbelastung weder eine optimistische, netzentlastende oder netzbelastende Zuordnung dar (Consentec et al., 2022).

Zusätzlich ist es notwendig, das Verfügbarkeitsrisiko von grünem Wasserstoff und damit das Risiko der Nicht-Verfügbarkeit dieser Kraftwerke in geeigneter Weise zu adressieren (I).

Abbildung 6: Checkliste: Anforderungen an die Kraftwerksstrategie

Anforderungen an die Kraftwerksstrategie:	
<input type="checkbox"/>	A: Erforderliche Kapazitäten stehen im Jahr 2030 über einen Steuerungsmechanismus zur Verfügung.
<input type="checkbox"/>	B: Räumliche Restriktionen in den Infrastrukturen werden berücksichtigt.
<input type="checkbox"/>	C: Der Neubau wird kosteneffizient angereizt.
<input type="checkbox"/>	D: Das Fördervolumen und das Ausmaß der öffentlichen Finanzierung sind transparent.
<input type="checkbox"/>	E: Der Fördermechanismus ist robust gegen lokale Marktmacht.
<input type="checkbox"/>	F: Die geförderte Leistung steht in Stunden der Spitzenlast zur Verfügung.
<input type="checkbox"/>	G: Verzerrungen im Großhandelsmarkt werden vermieden.
<input type="checkbox"/>	H: Beihilferechtliche Anforderungen der Europäischen Union sind erfüllt.
Zusätzliche Anforderung für Wasserstoffkraftwerke:	
<input type="checkbox"/>	I: Das Verfügbarkeitsrisiko von Wasserstoff ist adressiert

## Literaturverzeichnis

AGEB, 2023. Hohe Energiepreise senken Energieverbrauch. URL: <https://ag-energiebilanzen.de/hohe-energiepreise-senken-energieverbrauch/> (zugegriffen 27.6.23).

Agora Verkehrswende, 2023. Gesteuertes Laden. Warum es sich lohnt, beim Laden von Elektrofahrzeugen auf Stromangebot und Netzauslastung zu achten.

BMUV, 2023. Atomkraftwerke in Deutschland. URL: <https://www.bmuv.de/themen/nukleare-sicherheit-strahlenschutz/nukleare-sicherheit/aufsicht-ueber-atomkraftwerke/atomkraftwerke-in-deutschland> (zugegriffen 27.6.23).

BMWK, 2023a. Wohlstand klimaneutral erneuern.

BMWK, 2023b. Bundeskabinett beschließt Gesetzentwurf zur Schaffung eines Wasserstoff-Kernnetzes.

BMWK, 2023c. Aktueller Stand des Netzausbaus.

Brinker, T., Just, L., Kienscherf, P.A., Sitzmann, A., Willers, P., 2023. Regulierung in der Transformationssituation der Energiewende.

Bundesnetzagentur, 2023. Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität.

Bundesnetzagentur, 2022a. Kraftwerkliste.

Bundesnetzagentur, 2022b. Bezuschlagte und angeordnete Anlagen der Ausschreibungen zur Reduzierung der Kohleverstromung. URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/KarteKWklein.jpg?\\_\\_blob=poster&v=16](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/KarteKWklein.jpg?__blob=poster&v=16) (zugegriffen 27.6.23).

Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, 2022. Monitoringbericht 2022.

Bundesregierung, 2022. Schnellerer Ausstieg aus der Braunkohle in NRW. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/kohleausstieg-2030-2139228> (zugegriffen 27.6.23).

Consentec, FfE, IER, 2022. Gutachten für den Monitoringbericht 2022 zur Versorgungssicherheit mit Strom gem. § 63 EnWG-E.

FNB Gas, 2023. Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032.

FNB Gas, 2022. Wasserstoffbericht.

Gierkink, M., Frings, C., Niesler, N., Theile, P., 2023. Auswirkungen des Gebäudeenergiegesetzes auf Wohngebäude.

INES, 2023. Gasspeicherstandorte. URL: <https://erdgasspeicher.de/erdgasspeicher/gasspeicherstandorte/> (zugegriffen 27.6.23).

Keppler, J.H., 2017. Rationales for capacity remuneration mechanisms: Security of supply externalities and asymmetric investment incentives. Energy Policy 105, 562-570. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.10.008>

MWIKE NRW, 2022. Stärkung von Versorgungssicherheit und Klimaschutz - Klarheit für die Menschen im Rheinischen Revier.

Nationaler Wasserstoffrat, 2022. Stellungnahme: Wasserstoffspeicher-Roadmap 2030 für Deutschland.

Nationaler Wasserstoffrat, 2021. Die Rolle der Untergrundgasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland.

r2b Energy Consulting, 2023. Analysen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland mit Kohleausstieg bis 2030.

Ragwitz, M., Weidlich, A., 2023. Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland. Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement.

RWE AG, 2022. Verständigung auf Kohleausstieg 2030 und Stärkung der Versorgungssicherheit in der Energiekrise.

SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP, 2021. Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit.

Sprenger, T., Wild, P., Pickert, 2023. H2-Geopolitik -Geopolitische Risiken im globalen Wasserstoffhandel.

Wagner, J., Schnaars, P., Brinker, T., Czock, B., Diers, H., 2022a. Analyse der Versorgungssicherheit bis 2030.

Wagner, J., Schnaars, P., Namockel, N., Diers, H., Keutz, J., 2022b. Gasverstromung im Winter 2022/2023.