



Energiewende auf Kurs bringen

Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik

März 2025

Im Auftrag von

BCG

+

IW

+



BDI

Die Boston Consulting Group (BCG) unterstützt führende Akteure aus Wirtschaft und Gesellschaft in partnerschaftlicher Zusammenarbeit dabei, Herausforderungen zu meistern und Chancen zu nutzen. Seit der Gründung 1963 leistet BCG Pionierarbeit im Bereich Unternehmensstrategie. Die Boston Consulting Group hilft Kunden, umfassende Transformationen zu gestalten:
Die Beratung ermöglicht komplexe Veränderungen, eröffnet Wachstumschancen, schafft Wettbewerbsvorteile, verbessert die Kunden- und Mitarbeiterzufriedenheit und bewirkt so dauerhafte Verbesserungen des Geschäftsergebnisses.

Der Bundesverband der deutschen Industrie (BDI) ist die Spitzenorganisation der deutschen Industrie und der industrienahen Dienstleister. 39 Branchenverbände, 15 Landesvertretungen und mehr als 100.000 Unternehmen mit rund acht Millionen Beschäftigten machen den Verband zur Stimme der deutschen Industrie. Der BDI setzt sich für eine moderne, nachhaltige und erfolgreiche Industrie in Deutschland, Europa und der Welt ein.

Gender-Hinweis:

Wenn in dieser Studie aus Gründen der besseren Lesbarkeit die männliche Form (generisches Maskulinum) verwendet wird, sind damit stets wertfrei alle Geschlechter (w/m/d) gemeint.



Energiewende auf Kurs bringen

Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik

März 2025



Fokus und Motivation der Studie

Energiewende auf Kurs bringen: Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik

Der Industriestandort Deutschland fällt strukturell zurück und liegt in wichtigen Standortindikatoren hinter internationalen Wettbewerbern. Teile der deutschen Industriewertschöpfung sind akut gefährdet. Die *Transformationspfade*-Studie¹ hat umfassend aufgezeigt, wie das Industrieland Deutschland zukunfts- und wettbewerbsfähig bleiben kann, und 15 Handlungsfelder für eine industriepolitische Agenda identifiziert.

Während in den *Transformationspfaden* die Breite der industriepolitischen Herausforderungen Deutschlands analysiert wurde, setzt die Studie *Energiewende auf Kurs bringen* gezielt an einem der zentralen Handlungsfelder an: der Energieversorgung und den Energiekosten der deutschen Industrie. Beide Studien ergänzen einander somit und verfolgen das gemeinsame Ziel, den Industriestandort zukunftssicher zu gestalten.

Die beiden wichtigsten Energieträger für die deutsche Industrie - Strom und Gas - haben durch die Energiekrise der letzten Jahre an Wettbewerbsfähigkeit verloren. Strom gewinnt durch die zunehmende Elektrifizierung weiter an Bedeutung. Erdgas bleibt während der Transformation unverzichtbar und spielt darüber hinaus als in vielen Stunden preissetzende Technologie auch im Strommarkt eine zentrale Rolle. Eine zusätzliche Herausforderung sind die stark gestiegenen Kostenprognosen für grünen Wasserstoff, dem eine Schlüsselrolle in der vollständigen Dekarbonisierung der Stromerzeugung und Industrie zugeschrieben wird.

Im Fokus der vorliegenden Studie *Energiewende auf Kurs bringen* stehen daher Maßnahmen, die zu einer wettbewerbsfähigeren Versorgung der deutschen Industrie mit Strom, Erdgas, Wasserstoff und anderen grünen Gasen beitragen können – bei gleichzeitiger Erreichung der Klimaziele bis 2045. In diesem Kontext können auch alternative Energieträger und Technologien wie Biomasse, Biomethan und CCS einen Beitrag zu einer kosteneffizienten Dekarbonisierung leisten und sind daher Bestandteil der Studie. Die vorliegende Studie zeigt dabei sowohl auf, wie die Energiewende kosteneffizienter gestaltet werden kann, um enorme Kosten einzusparen, gleichzeitig macht sie deutlich, dass Anpassungen politischer Rahmenbedingungen Konsequenzen für den Aufbau neuer Wertschöpfung haben.

Neben den in der Studie betrachteten Energieträgern spielt auch die sichere Versorgung der Volkswirtschaft mit flüssigen Kohlenwasserstoffen für die Resilienz des Energiesystems und den Erhalt bestehender Wertschöpfungsketten eine bedeutende Rolle. Während der Energiekrise konnte die Mineralölwirtschaft die Versorgung der deutschen Wirtschaft mit Produkten wie Benzin, Diesel, Kerosin, Heizöl und Naphtha trotz erheblicher Marktverschiebungen sicherstellen, steht seitdem aber im internationalen Wettbewerb zunehmend unter Druck. Auch ihre Transformation ist im Rahmen der Molekülwende daher ein wichtiger Bestandteil deutscher Energiepolitik. Sie wurde in Teilen bereits in unserer letztjährigen *Transformationspfade*-Studie aufgegriffen und erfordert eine weitergehende Betrachtung, ist jedoch nicht Gegenstand dieser Studie.

¹ BCG & IW & BDI (2024).



Inhalt

Kernaussagen	2
1 Deutschland hat ein Energiekostenproblem	5
2 Ein Grund: Die derzeitige Energiewende ist sehr teuer – und wird es bei weiterer Fehlsteuerung auch bleiben	8
2.1 Die Politik plant einen umfangreichen Umbau des deutschen Energiesystems	8
2.2 Dieser Umbau birgt erhebliche, teils unnötige Kostenrisiken	12
3 Eine kosteneffizientere Stromwende ist möglich – und könnte die Stromkosten sogar senken	20
3.1 Eine kosteneffizientere Stromwende ist möglich	20
3.1.1 Nachfrageprognose an die Realität anpassen	21
3.1.2 Transformation kurzfristig kosteneffizienter Steuern	23
3.1.3 Große Kostenrisiken vermeiden	24
3.1.4 Langfristigen Technologieraum öffnen	24
3.2 Stromkosten könnten langfristig sogar sinken	25
4 Wasserstoff wird absehbar teuer bleiben, kann aber günstiger beschafft werden als derzeit geplant	29
4.1 Wasserstoff ist zur Erreichung von Nullemissionen nötig, in vielen Anwendungen aber nicht wettbewerbsfähig	29
4.2 Die Pläne zum Aufbau einer deutschen Wasserstoffwirtschaft sollten sich an diesen ökonomischen Realitäten orientieren	30
4.2.1 Infrastrukturplanung realisieren, aber an erwartete Nachfrage anpassen	31
4.2.2 Wasserstoffversorgung diversifizieren	33
4.2.3 Verfügbarkeit von Alternativen maximieren	34
5 Eine kosteneffizientere Energiewende könnte bis 2035 mehr als € 300 Mrd. einsparen	36
6 Trotzdem drohen für manche Industriezweige und industrielle Anwendungen Mehrbelastungen	38
6.1 Stromkosten bleiben für einzelne Industriesektoren nur mit öffentlicher Unterstützung wettbewerbsfähig	38
6.2 Für eine schnellere Elektrifizierung von Industriewärme wären größere Anreize nötig	40
6.3 Der Hochlauf von Wasserstoff würde auch in geringerem Umfang nur mit öffentlicher Unterstützung funktionieren	41
6.4 Parallel würde eine Begrenzung des Preisanstiegs bei Erdgas die Industrie in der Breite entlasten	41
7 Aber: Eine zu starke Senkung bestehender Ausbauziele könnte Deutschlands Industriewachstum in Zukunftsbranchen gefährden	43
8 Eckpunkte eines energiewirtschaftlichen Sofortprogramms	45
Anhang	51
Abbildungen	52
Glossar und Abkürzungen	54
Quellen	62

Kernaussagen



1

Deutschland hat ein Energiekostenproblem. Die Energiekrise der letzten Jahre hat den bereits bestehenden Kostennachteil der deutschen Industrie noch einmal verschärft und vor allem in energieintensiven Sektoren einen spürbaren Produktionsrückgang ausgelöst. Zwar haben sich die Energiepreise gegenüber dem Krisenjahr 2022 wieder entspannt², für deutsche Industrieverbraucher liegen die Gaspreise dennoch weiter um den Faktor 5 und die Strompreise zumindest in manchen Sektoren um bis zu Faktor 2,5 über denen großer geopolitischer Wettbewerber.



2

Ein Grund: Die derzeitige Energiewende ist sehr teuer.

Die Energiewende fand bisher vor allem im Stromsystem statt und hat dort seit 2010 etwa die Hälfte der 70 %igen Kostensteigerung verursacht. Zukünftig drohen durch Fehlsteuerungen weiter steigende Systemkosten. Zum einen wird der derzeitige Stromnetz-, Erneuerbaren- und Wasserstoffausbau erheblich an der absehbaren Nachfrage vorbeigeplant, zum anderen setzt die aktuelle Planung an vielen Stellen auf unnötig teure Lösungen wie die Verstromung von grünem Wasserstoff in Gaskraftwerken. Energiekosten in der Industrie drohen sogar noch stärker zu steigen, da Unternehmen zur Erreichung der Klimaziele parallel von fossilem Erdgas auf im Verhältnis teureren Strom oder noch teureren Wasserstoff umstellen müssen.



3

Eine kosteneffizientere Stromwende ist möglich – und könnte die spezifischen Stromsystemkosten sogar wieder senken. Der Umbau zu einem Stromsystem mit erneuerbarer Erzeugung ist notwendig, um Emissionen zu senken. Er ist gleichzeitig eine Chance für günstigere Energiepreise, da er bei besserer Umsetzung zu anhaltend sinkenden und langfristig erheblich niedrigeren spezifischen Stromsystemkosten führen könnte (minus 25 % bis 2035 gegenüber heute). Dies erfordert allerdings eine erheblich bessere Koordination von Elektrifizierung, Erneuerbaren- und Infrastrukturausbau sowie einen insgesamt stärkeren Fokus auf Kosteneffizienz, insbesondere:

- eine Anpassung geplanter Infrastruktur- und Erneuerbaren-Investitionen an eine absehbar um mindestens 100 TWh geringere Stromnachfrage (im Jahr 2030 im Vergleich zur aktuellen Planung),
- eine deutliche Beschleunigung der Elektrifizierungsgeschwindigkeit im Straßenverkehr, des Wärmepumpeneinsatzes in Gebäuden und der elektrischen Industriewärme, um Risiken aus einem unterausgelasteten Stromsystem zu reduzieren,
- mehr Gewicht auf Versorgungssicherheit und Flexibilität durch schnellen Zubau gesicherter Leistung und stärkerer Flexibilisierung der Nachfrage, wo technisch und wirtschaftlich möglich, um Knappheitssituationen mit sehr hohen Kosten am Strommarkt zu vermeiden,
- die Vermeidung unnötig hoher Kosten, zum Beispiel durch einen frühzeitigen Einsatz von teuren "Letzte Meile"-Hebeln wie der Verstromung von Wasserstoff, einen ineffizienten Netzausbau und einen hohen Anteil relativ teurer Technologien im Erneuerbaren-Mix,
- eine klügere Steuerung der Transformation, zum Beispiel durch stärkere regionale Anreize für Erneuerbare, Speicher und Verbrauch, eine systemdienlichere Integration von Erneuerbaren sowie stärkere europäische Zusammenarbeit, und
- die Öffnung des Optionenraums zur Dekarbonisierung von Backup-Kraftwerken für die "letzte Meile" durch wahrscheinlich kostengünstigere Lösungen wie Batterien, biogene Energieträger und Carbon Capture and Storage (CCS).

² Januar und Februar 2025 lagen wieder über dem Niveau von 2024.



Wasserstoff wird absehbar teuer bleiben, kann aber günstiger beschafft werden als derzeit geplant. Die deutsche Industrie braucht zur Erreichung von Nullemissionen grüne Moleküle. Vor allem Wasserstoff ist in vielen Anwendungen absehbar jedoch um ein Mehrfaches teurer als Alternativen. Um unnötige Kosten zu vermeiden, sollten die aktuell sehr ambitionierten Pläne zum Aufbau der deutschen Wasserstoffwirtschaft an diesen ökonomischen Realitäten neu ausgerichtet sowie Infrastrukturen zeitnah, aber in angepasstem Umfang aufgebaut, und zukünftig stärker entlang der tatsächlichen Nachfrage entwickelt werden. Parallel sollte die Verfügbarkeit möglichst günstiger Alternativen maximiert werden (z. B. durch Importe, blauen Wasserstoff, einen systemdienlicheren Einsatz biogener Energieträger und CCS) – bei gleichzeitigem Bekenntnis zu Wasserstoff als Wachstumsfeld für die deutsche Industrie.



Eine kosteneffizientere Energiewende könnte gegenüber der aktuellen politischen Planung bis 2035 mehr als € 300 Mrd. einsparen. Durch eine kosteneffizientere Umsetzung der Energiewende ließen sich mit den genannten Ansätzen bis 2035 rund € 370 Mrd. Investitionen und rund € 330 Mrd. Energiesystemkosten³ einsparen (siehe Abbildung 1). Dadurch könnten die Strompreise für die meisten Verbraucher geringer gehalten werden, zum Beispiel um bis zu € 600/Jahr für einen vierköpfigen Haushalt. Für die Industrie ergäbe sich im Jahr 2035 eine Gesamteinsparung von bis zu € 11 Mrd.



Trotzdem drohen manchen Industriezweigen und industriellen Anwendungen Mehrbelastungen. Selbst bei einer kosteneffizienteren Umsetzung der Energiewende sind für stromintensive Sektoren dauerhafte Entlastungen weitgehend im heutigen Umfang (teilweise sogar höher und für zusätzliche Industrien) erforderlich, um international wettbewerbsfähig zu bleiben. Die Elektrifizierung industrieller Wärmeanwendungen müsste stärker unterstützt werden, um Strom als Energieträger gegenüber Erdgas wettbewerbsfähig zu machen. Zudem würde der nötige Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft nicht ohne öffentliche Unterstützung erfolgen. Während der Transformation verbleibt in der Breite der Industrie im internationalen Vergleich darüber hinaus ein Kostennachteil für Erdgas. Dieser wird sich durch die steigende CO₂-Bepreisung zukünftig eher noch verschärfen. Unnötige Zusatzbelastungen für die Industrie, zum Beispiel aus hohen Gasspeicherkosten, sollte die Politik deswegen vermeiden. Außerdem sollte für gefährdete Industrien, die zukünftig von hohen CO₂-Kosten betroffen sind, eine effektive und einfache Regelung zum Carbon-Leakage-Schutz getroffen werden.⁴



Gleichzeitig würde eine zu starke Senkung der bestehenden Ausbauziele Deutschlands Industriewachstum in Zukunftsbranchen gefährden. Energiewendetechnologien sind einer der größten zukünftigen Wachstums- und Investitionstreiber für die Industrie und damit auch industriepolitisch von zentraler Bedeutung. Deutsche und europäische Hersteller sind im internationalen Standortwettbewerb auf einen starken Heimatmarkt angewiesen. Im besten Fall gelingt es deswegen, Investitionen auf höherem Niveau als in der Vergangenheit zu verstetigen. Im schlechtesten Fall übersteuert Deutschland in die andere Richtung, beschädigt eines der wichtigsten Wachstumsfelder der deutschen Industrie und trägt damit zusätzlich zur Gefahr einer zukünftigen Deindustrialisierung bei.

Der Wirtschaftsstandort Deutschland braucht ein energiewirtschaftliches Sofortprogramm. Eine kosteneffizientere Umsetzung der Energiewende, die gleichzeitig Dekarbonisierung und Wachstumschancen für die deutsche Industrie beschleunigt, benötigt eine Reihe politischer Umsteuerungen (siehe Abbildung 2). Dafür sollten die derzeit extrem ambitionierten und teuren Planungen an aktuelle Nachfrage- und Kostenentwicklungen angepasst, Effizienzpotenziale in der Stromwende gehoben sowie große Kostenrisiken begrenzt werden. Zudem sollte die Politik die Kosten der Molekülwende senken, indem sie die Verfügbarkeit kostengünstigerer Alternativen maximiert – und verbliebene Betroffenheiten in energieintensiven Sektoren und unwirtschaftlicher industrieller Dekarbonisierung adressieren. Um deutschen Herstellern einen starken Heimatmarkt und planbare Ausbaupfade zu sichern, sind gleichzeitig ein politisches Bekenntnis zur Energiewende und eine gezielte Beschleunigung von Elektrifizierung, Erneuerbaren-Ausbau und Wasserstoffwirtschaft nötig.

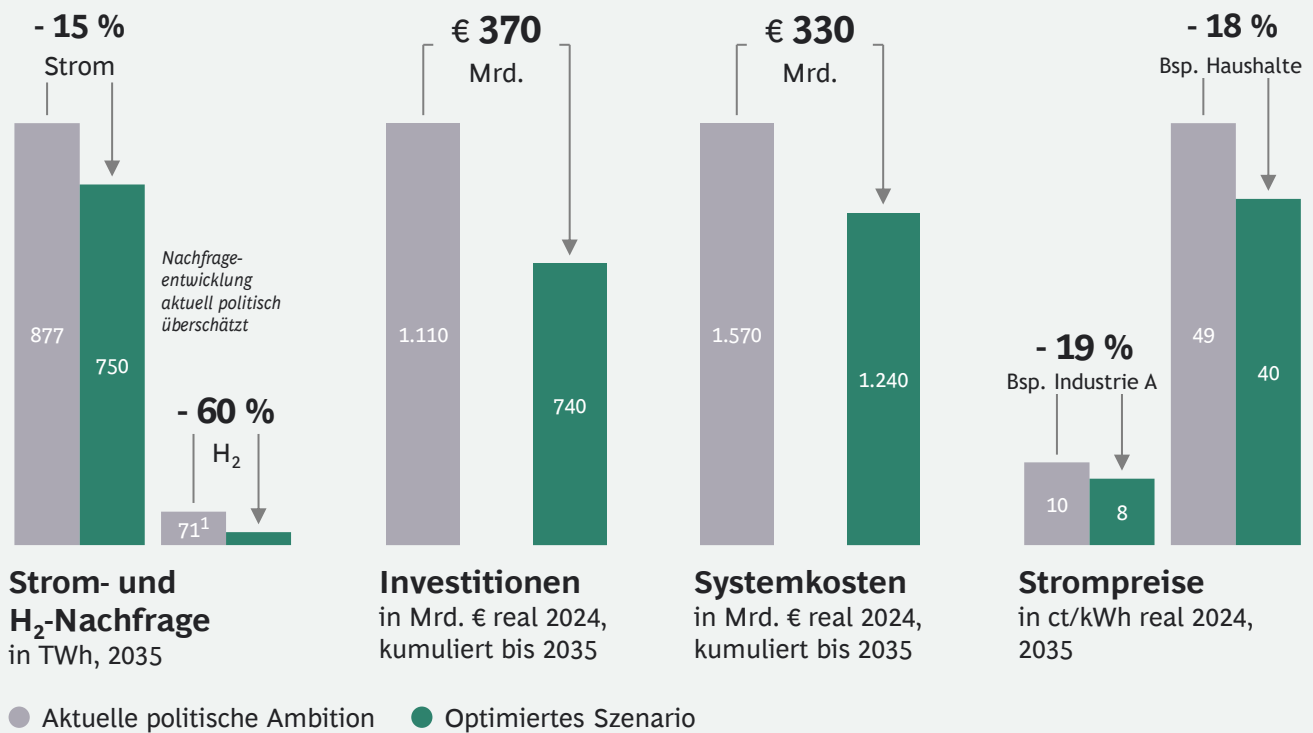


³ Energiesystemkosten beinhalten annualisierte Investitionen sowie Energie- und andere Betriebskosten und meinen hier Strom- und Wasserstoffsystem.

⁴ Das betrifft eine Überprüfung der Wirksamkeit und Weiterentwicklung des bestehenden CBAM (siehe BCG & IW & BDI [2024]) sowie Regelungen für besonders gefährdeter Industriesektoren die unter den ETS-2 fallen werden.

Die Energiewende bietet erhebliche Einsparpotenziale

ABBILDUNG 1 | Überblick über die aktuelle politische Ambition und ein optimiertes Energiewendeszenario



1. 71 TWh in T45-Strom-Szenario, T45-H₂-Szenario geht von bis zu 245 TWh Nachfrage aus
 Quelle: Aurora (2024); NEP (2024); KO.NEP (2024); BCG

20 Hebel für eine bezahlbare Energiewende

ABBILDUNG 2 | Übersicht der wesentlichen Hebel für eine bezahlbare Energiewende

Strom ⚡	Moleküle H ₂
(Infrastruktur-)Planung an die Realität anpassen	
01 EE-/Netzausbau realistisch beschleunigen 02 H ₂ -Ambition an echten Kosten kalibrieren 03 H ₂ -Kernnetz bedarfsgerecht planen	
04 Elektrifizierung weiter beschleunigen	08 Stromnetze kosteneffizienter ausbauen
05 Gesicherte Leistung zubauen	09 Günstigere Erneuerbare priorisieren
06 Redispatch begrenzen	10 Erneuerbare systemdienlicher machen
07 Flexible Nachfrage anreizen	11 Optionen für "letzte Meile" offenhalten
12 H ₂ -Bezug diversifizieren	
13 Verfügbarkeit biogener Energien maximieren	
14 CCUS ermöglichen, CO ₂ -Netz aufbauen	
15 Unnötige Belastungen für Erdgas vermeiden	
16 Energiewende europäischer denken	
Verbliebene Betroffenheiten und Mehrkosten adressieren	
17 Entlastungen Strom erhalten & ergänzen	18 Industrielle Elektrifizierung fördern
19 Kostenlücke Industriedekarbonisierung schließen	
20 Bekenntnis zur Energiewende stärken, Investitionssicherheit schaffen	

EE = Erneuerbare Energien, CCUS = Carbon Capture, Utilization and Storage | Quelle: BCG

1 Deutschland hat ein Energiekostenproblem

Die Energiekosten sind in Deutschland nicht wettbewerbsfähig. Die Energiekrise der letzten Jahre hat die Energiekosten in Deutschland deutlich ansteigen lassen. Obwohl eine drohende Energieknappheit wahrscheinlich überwunden ist, haben sich Gas- und Stromgroßhandelspreise auf etwa das Doppelte des Vorkrisenniveaus eingependelt. Die industriellen Gaspreise liegen damit um den Faktor 5 und Strompreise teilweise um den Faktor 1,5 bis 2,5 über denen großer geopolitischer Wettbewerber. Das hat den bereits zuvor bestehenden Kostennachteil der deutschen Industrie noch einmal verschärft und vor allem in energieintensiven Sektoren einen spürbaren Produktionsrückgang ausgelöst.⁵

Die Energiekrise war der größte Auslöser des Kostenanstiegs – traf allerdings auf ein ohnehin bereits teures Stromsystem. Infolge des weitgehenden Lieferstopps von russischem Erdgas haben sich sowohl die Preise am europäischen Gasmarkt als auch die Kosten am Strommarkt preissetzender Gaskraftwerke merklich erhöht. Bereits im vorangegangenen Jahrzehnt hatten der vorgezogene Kernenergie-

ausstieg, erhebliche Investitionen am Anfang der Lernkurve inklusive einer zeitweiligen Überförderung der erneuerbaren Energien sowie die mangelnde Koordination des Erneuerbare- und Stromnetzausbaus die deutschen Stromsystemkosten deutlich erhöht.

Angesichts weiterhin hoher Emissionsreduktionsziele steigt der Druck, Dekarbonisierung und Kosteneffizienz zukünftig stärker miteinander zu vereinen. Deutschland hat eines der ambitioniertesten Klimaziele der Welt und steht in der kommenden Dekade vor einem historischen Umbau seines Energiesystems. Kurzfristig benötigt das Land nach drei Jahren wirtschaftlicher Stagnation einen Wachstumsimpuls. Gleichzeitig bestimmt die Effizienz des Umbaus in den nächsten Jahren das deutsche Energiekostenniveau der kommenden Jahrzehnte. Daher stellt sich umso dringender die Frage, ob und wie sich Dekarbonisierung und Kosteneffizienz künftig besser miteinander vereinen lassen und wie die Transformation langfristig wirtschaftlicher gesteuert werden kann, ohne dabei an Tempo zu verlieren.

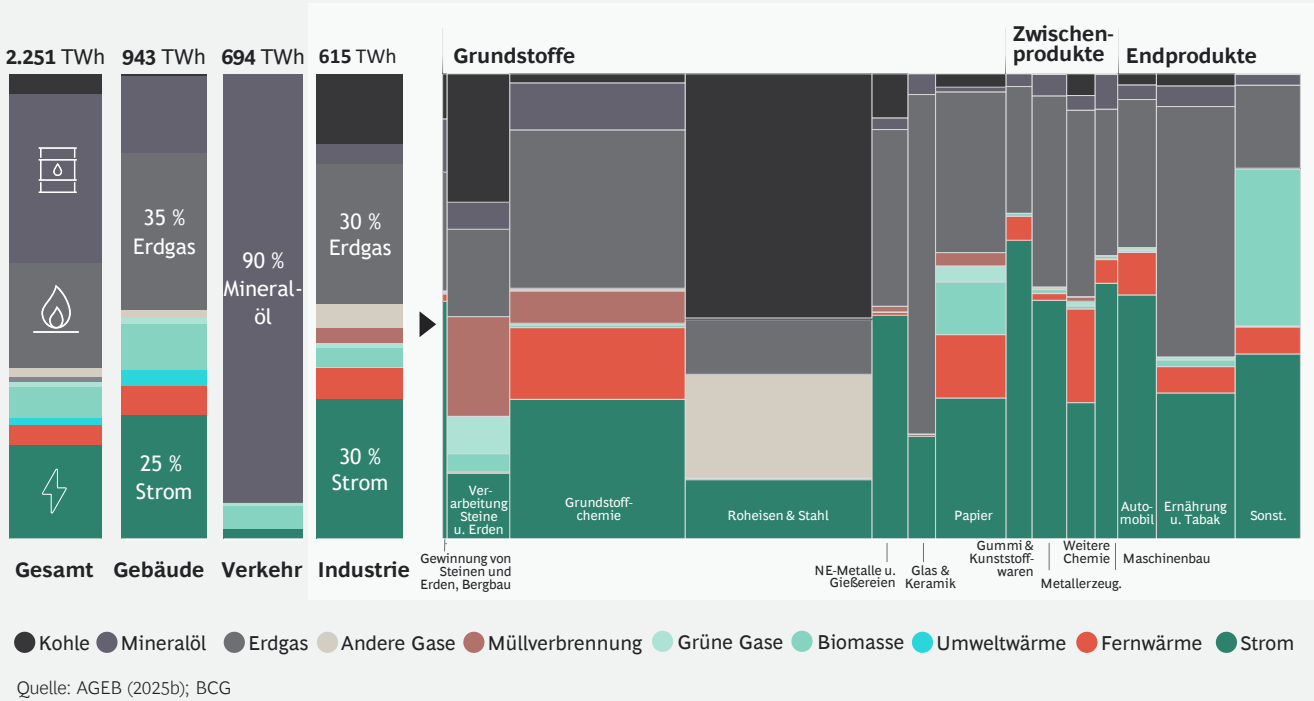
⁵ BCG & IW & BDI (2024).

Überblick über Energieverbrauch sowie Strom- und Erdgasversorgung in Deutschland

ABBILDUNG 3

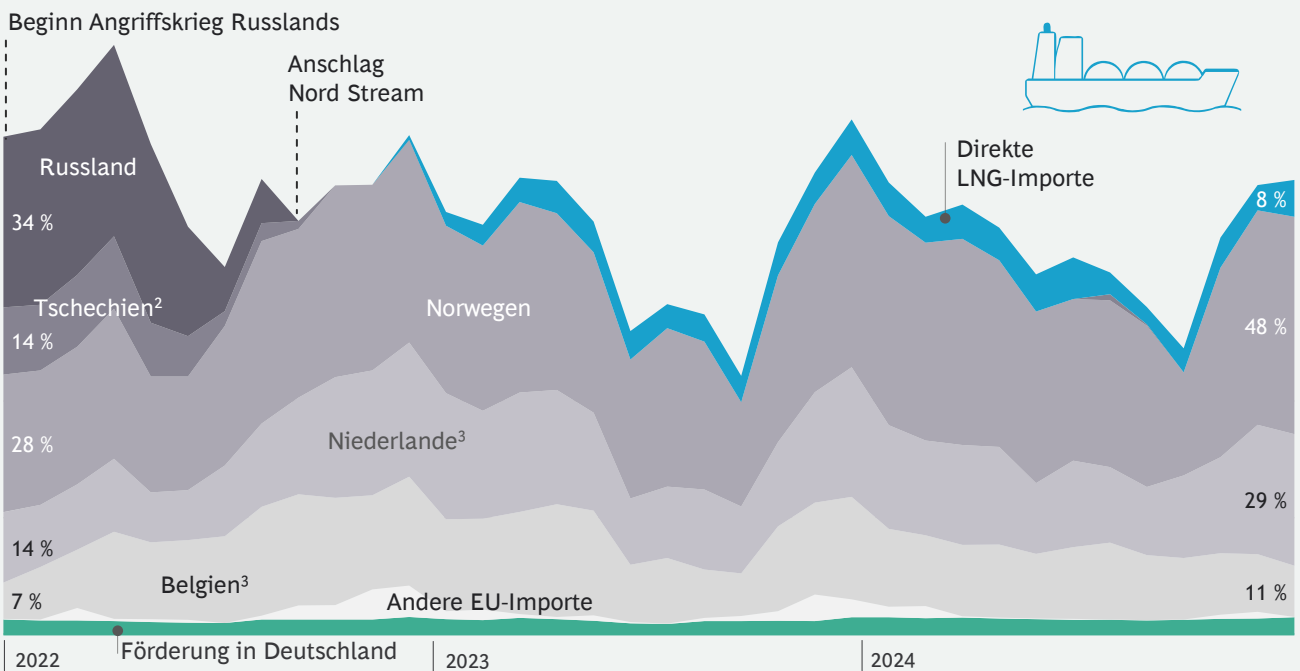
Die Industrie in Deutschland verbraucht derzeit vor allem Gas und Strom

Anteil Energieträger am Endenergieverbrauch nach Sektoren, 2023 in TWh



Russisches Pipeline-Gas wurde durch höhere europäische Importe und LNG ersetzt

Erdgasversorgung Deutschlands nach Herkunftsland, Monatliche Nettoimporte¹ 2022 – 2024 in TWh



1. Monatliche Importe abzüglich der Gesamtexporte. Deutschland hat bis 09/2022 signifikante Erdgasvolumen an Nachbarländer exportiert

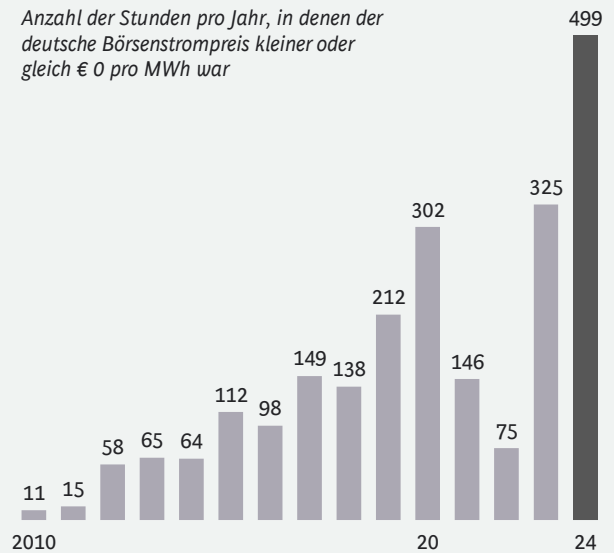
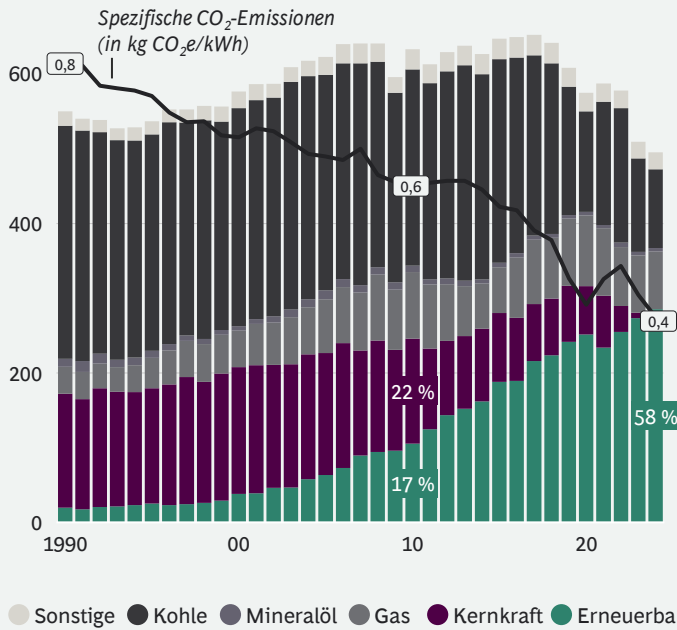
2. Großteils Weiterleitung von russischem Erdgas 3. Enthält weitergeleitetes LNG (insb. Belgien)

Quelle: BNetzA (2025a); BCG

Durch einen höheren Anteil an Erneuerbaren steigen Strompreisvolatilitäten

Stromerzeugung in DE nach Energieträgern, in TWh

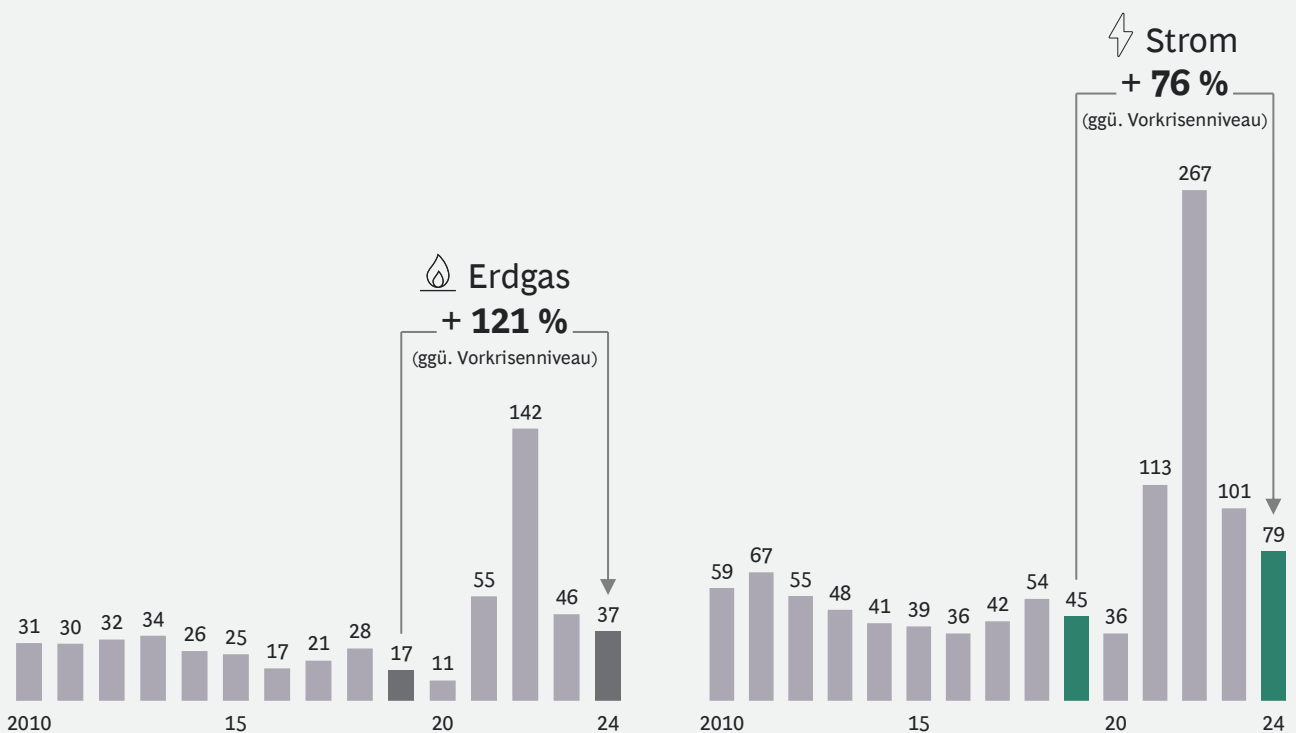
Stunden mit negativen Börsenstrompreisen, in h p.a.



Quelle: UBA (2024); AGEB (2024a); BNetzA (2025c); BNetzA (2025b); BCG

Großhandelspreise für Erdgas und Strom liegen deutlich über Vorkrisenniveau

in €/MWh real 2024



Quelle: BNetzA (2025c); LSEG (2025); BCG

2 Ein Grund: Die derzeitige Energiewende ist sehr teuer – und wird es bei weiterer Fehlsteuerung auch bleiben

Die Umsetzung der Energiewende hat Deutschlands Stromsystem in den letzten 15 Jahren bereits fundamental verändert. Das hat Emissionen gesenkt, allerdings auch die Kosten des Systems spürbar in die Höhe getrieben. Mit der Dekarbonisierung aller anderen Sektoren wartet in den kommenden Dekaden eine sogar noch größere Herausforderung. Nach heutigem Stand droht sich dabei Energie durch Fehlsteuerungen in der aktuellen Umsetzung weiter zu verteuern.

Referenz für die Modellierung

Als Referenzszenario für die Berechnung von Kosteneinsparungen dient in dieser Studie die aktuelle politische Ambition (z. B. NEP-B), insbesondere hinsichtlich des Aus- und Umbaus des Strom- und Wasserstoffsystems. Auch wenn sich die Energiewende in einigen Bereichen zuletzt deutlich beschleunigt hat, wird die politische Ambition wohl nicht mehr erreicht werden. Ein Teil der hier quantifizierten Einsparungen würde sich in der Praxis damit bereits materialisieren.

2.1 Die Politik plant einen umfangreichen Umbau des deutschen Energiesystems

Die Energiewende hat Deutschlands Stromsystem bereits in der Vergangenheit erheblich verändert.

Im Jahr 2010 basierte die deutsche Stromerzeugung noch überwiegend auf Kohle (42 %) und Kernenergie (22 %). Seitdem hat Deutschland den Kernenergieausstieg vollzogen, den Kohleausstieg eingeleitet und vor allem in den frühen Jahren der Energiewende mit erheblichen Investitionen den Ausbau von Erneuerbaren vorangetrieben. Diese machen mittlerweile bereits rund 60 % der deutschen Stromerzeugung aus und haben damit entscheidend zu einem Rückgang der Emissionen des Sektors beigetragen (minus 38 % ggü. 2010). Durch eine weiterhin hohe Kohleverstromung (16 % Braunkohle, 6 % Steinkohle⁶) liegen die Emissionen pro erzeugter Megawattstunde allerdings immer noch über dem europäischen Durchschnitt (380 kg CO₂/MWh vs. 242 kg CO₂/MWh EU-weit 2023). Die deutsche Stromnachfrage blieb in diesem Zeitraum weitestgehend stabil und ist im Zuge der Energiekrise sogar spürbar gesunken (minus 15 % ggü. 2010).

Die nächste Phase der Energiewende muss auch andere Sektoren erreichen. Zur Erreichung der deutschen Klimaziele muss Deutschland innerhalb der kommenden 20 Jahre fossile Brennstoffe, die heute noch rund 80 % des gesamten Primärenergiebedarfs ausmachen, weitgehend aus dem Energiesystem verdrängen. Dies erfordert eine (beschleunigte) Fortsetzung der Energiewende im Stromsektor und gleichzeitig eine weitgehende Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren⁷ sowie den Ersatz fossiler durch grüne Moleküle.

⁶ AGEB (2025a).

⁷ Gemeint sind der Industrie-, der Gebäude- und der Verkehrssektor.

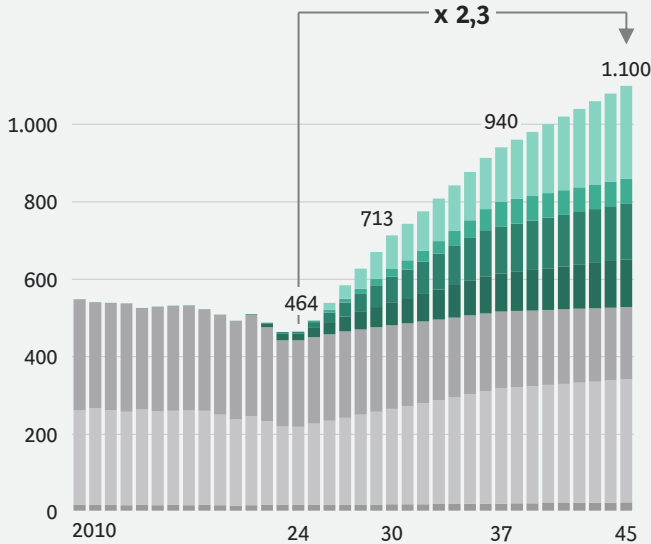
Die Politik plant eine massive Elektrifizierung des deutschen Energiesystems

ABBILDUNG 4 | Treiber des Nettostrombedarfs in Deutschland gemäß aktueller politischer Ambition

Aktuelle politische Ambition

Nettostrombedarf in Deutschland

in TWh, gemäß aktueller politischer Ambition (NEP-B)¹



Wesentliche Treiber		24	30	37	45
Wasserstoff	Elektrolyseure (GW)	-	10	35	60
Rechenzentren ²	Leistung (GW)	-	> 3	> 10	> 10
E-Mobilität ³	E-Pkw (Mio.) E-Lkw (Mio.)	< 2 0	15 0,2	25 0,5	32 0,8
Gebäudewärme	Wärmepumpen (Mio.) Fernwärme-PtH ⁴ (GW)	2 < 1	6 3	11 5	15 8
Gebäude	Effizienzgewinne im Strombedarf exkl. Wärme				
Industrie	Anteil Strom an Gesamtenergie	30 %	40 %	45 %	50 %

1. Netzentwicklungsplan Szenario B (NEP-B) spiegelt die aktuelle politische Ambition am akkuratesten wider, Zwischenjahre extrapoliert auf Basis BMWK-Langfristszenarien, Strombedarf exklusive Netzverlusten dargestellt 2. Nur neu zu errichtende Rechenzentren ab heute (analog zu Darstellung in NEP-B) interpoliert zwischen 2030 und 2037 3. E-Mobilität exkludiert Schienenverkehr 4. Großwärmepumpen und Elektroessel
Quelle: BMWK (2024b); NEP (2024); BCG

Strom wird zum zentralen Energieträger der Transformation. Die aktuelle politische Ambition erfordert eine umfangreiche Elektrifizierung in den Bereichen Verkehr, Gebäude und Industrie. Gleichzeitig wird erneuerbarer Strom auch für die Produktion von grünem Wasserstoff und neue Anwendungen wie CCS benötigt. Vor diesem Hintergrund plant die Politik bereits kurzfristig mit einem erheblichem Anstieg der Stromnachfrage. Gemäß der aktuellen Netzentwicklungsplanung (NEP-B⁸) würde der Strombedarf in Deutschland bereits bis 2030 um 50 % steigen und sich bis 2045 mehr als verdoppeln (siehe Abbildung 4). Um diese Nachfrage zukünftig erneuerbar bedienen zu können, sollen sich die gesamten deutschen Erzeugungskapazitäten in diesem Zeitraum etwa verdreifachen.⁹ Die aktuelle Planung sieht bis 2030 einen Zubau auf 115 GW Wind an Land, 30 GW Wind auf See und 215 GW Solarenergie vor, außerdem 5 GW neuer H₂-ready Gaskraftwerke.¹⁰

Parallel plant die Regierung einen ambitionierten Wasserstoffhochlauf. Neben erneuerbarem Strom spielen in den aktuellen politischen Planungen auch

grüne Moleküle eine zentrale Rolle. Der aktuelle Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff plant dafür mit verschiedenen Szenarien. Demnach würde die deutsche Wasserstoffnachfrage in den kommenden 20 Jahren auf rund 370 TWh (Szenario 1: Fokus Strom) bis fast 700 TWh (Szenario 2: Fokus Wasserstoff)¹¹ ansteigen – im Verhältnis zu einem heutigen Erdgasverbrauch in Höhe von rund 750 TWh¹² (siehe Abbildung 6).

Dieser Plan erfordert enorme Investitionen in das Energiesystem, insbesondere in den nächsten 10 Jahren. Der Ausbau von Erneuerbaren und Netzen macht dafür eine Verdopplung der jährlichen Investitionen in das Stromsystem erforderlich – und gegenüber 2020 sogar eine Vervielfachung. Zusätzlich werden weitere Milliarden-Euro-Investitionen für den Aufbau einer neuen Wasserstoffinfrastruktur benötigt (Wasserstoff-Kernnetz, H₂-Speicher, Elektrolyseure). Insgesamt würde der aktuell geplante Umbau des Energiesystems in den kommenden 10 Jahren Investitionen in Höhe von über € 1 Billion erfordern.

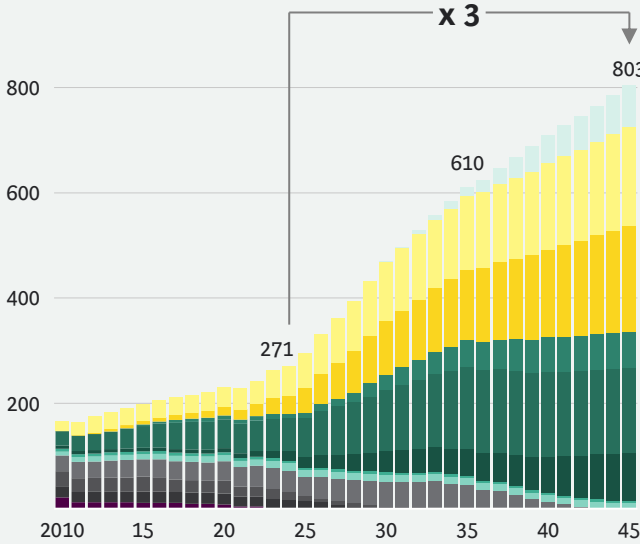
⁸ Als Referenzszenario für die politische Ambition wird in dieser Studie das aktuelle Szenario B des Netzentwicklungsplan Strom herangezogen, da dieses die politischen Ziele am akkuratesten widerspiegelt. NEP (2024).
⁹ Ein großer Teil der zusätzlichen Kapazitäten sind nicht steuerbare Erneuerbare (Wind und PV), die nur in etwa 1.000 (PV) bis 4.500 (Wind auf See) Volllaststunden Strom im Jahr erzeugen.
¹⁰ Gemäß NEP (2024) Szenario B sowie Entwurf Kraftwerkssicherheitsgesetz (BMWK [2022]).
¹¹ Szenario 1: Fokus Strom entspricht dem Langfristszenario T45-Strom, Szenario 2: Fokus Wasserstoff entspricht dem Langfristszenario T45-H₂.
¹² AGEB (2024b).

Die Stromerzeugung würde sich gemäß aktuellen Ziele mehr als verdoppeln

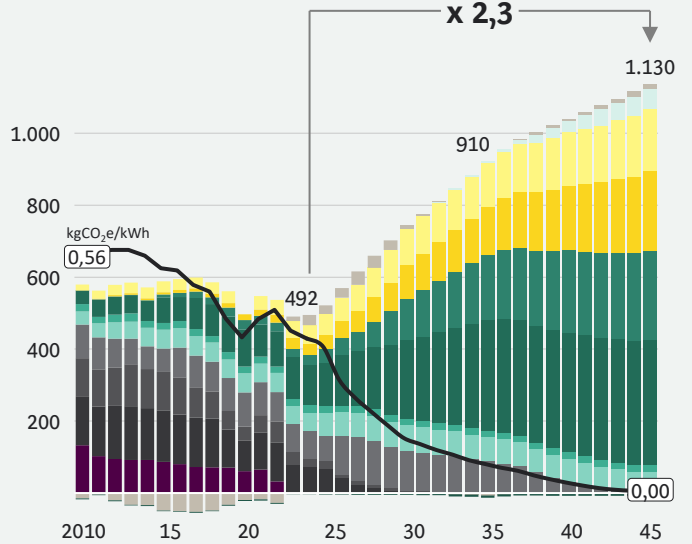
ABBILDUNG 5 | Entwicklung installierter Kapazität und Nettostromerzeugung gemäß aktueller politischer Ambition

Aktuelle politische Ambition

Installierte Kapazität in GW



Nettostromerzeugung in TWh



- Im-/Exporte
- H₂
- Aufdach-PV
- Freiflächen-PV
- Wind auf See
- Wind auf Land
- Speicher
- Wasserkraft
- Biobrennstoffe und Müll
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Kernenergie

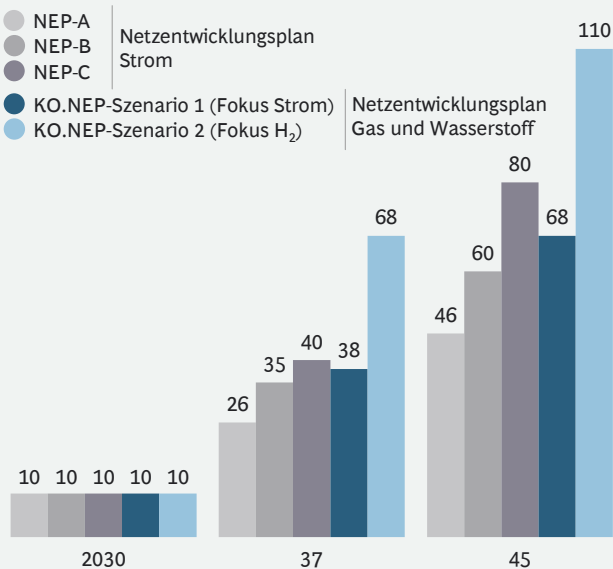
Quelle: UBA (2025c); BNetzA (2025e); BNetzA (2022); NEP (2024); BCG

Die Politik plant einen ambitionierten Hochlauf von Wasserstoff

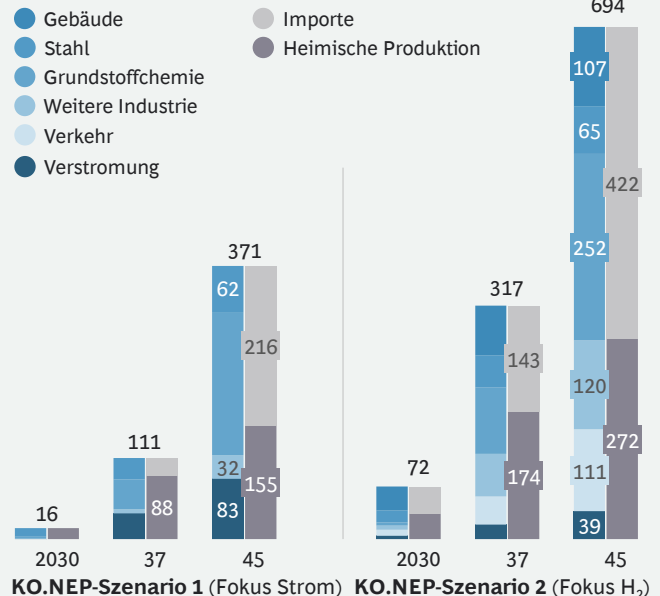
ABBILDUNG 6 | Geplante Elektrolysekapazität und Wasserstoffnutzung in Deutschland

Aktuelle politische Ambition

Geplante Elektrolysekapazität in DE gemäß NEP und KO.NEP, in GW



Geplante Wasserstoffnutzung in DE gemäß KO.NEP, in TWh H₂



Anmerkung: Szenario 1 entspricht Langfristszenario T45-Strom, Szenario 2 entspricht Langfristszenario T45-H₂ | Quelle: NEP (2024); KO.NEP (2024); BCG

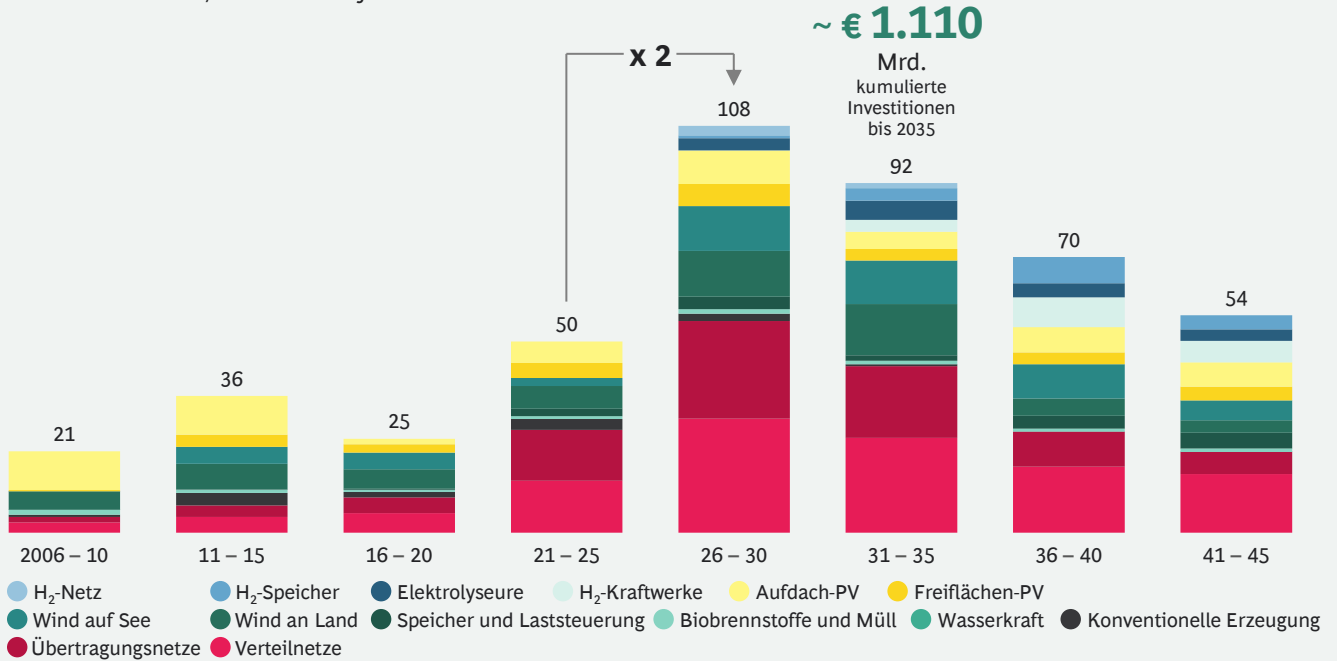
Der aktuelle Plan erfordert bis 2035 eine Verdopplung jährlicher Investitionen

ABBILDUNG 7 | Notwendige Investitionen in das H₂- und Stromsystem bis 2045 gemäß der aktuellen politischen Ambition

Aktuelle politische Ambition

Notwendige Investitionen in das H₂- und Stromsystem

in Mrd. € real 2024, Durchschnitt jährlich



Der Umbau des Energiesystems muss sich 6 zentralen Herausforderungen stellen

ABBILDUNG 8 | Übersicht über 6 zentrale Herausforderungen für den Umbau des Energiesystems

HERAUSFORDERUNGEN

- I Die Kosten des deutschen Stromsystems haben sich seit 2010 fast verdoppelt – und drohen ohne Umsteuerungen weiter zu steigen.
- II Die größten kurzfristigen Kostenrisiken entstehen durch eine mangelnde Koordination der Energiewende – vor allem einen zu schnell geplanten Ausbau der Infrastruktur.
- III Langfristig ist vor allem die Dekarbonisierung der "letzten 10 %" mit grünem Wasserstoff sehr teuer.
- IV Die meisten Industrieunternehmen haben heute dennoch vor allem ein Gaspreisproblem.
- V Durch stärkere Elektrifizierung bekommt die Industrie zukünftig allerdings ein Strompreisproblem, da Strom in vielen Anwendungen teurer als fossile Brennstoffe ist.
- VI Grüner Wasserstoff ist auf absehbare Zeit unwirtschaftlich – und in Deutschland teurer als anderswo.

Quelle: BCG

2.2 Dieser Umbau birgt erhebliche, teils vermeidbare Kostenrisiken

Bereits die Stromwende der vergangenen 15 Jahre war für Deutschland sehr kostenintensiv. Im Zuge der jetzt anstehenden Transformation drohen weitere erhebliche – teils vermeidbare – Zusatzkosten. Das löst sechs wesentliche Herausforderungen aus.

Herausforderung I: Die Kosten des deutschen Stromsystems haben sich seit 2010 fast verdoppelt – und drohen ohne Umsteuerungen weiter zu steigen.

Die bisherige Umsetzung der Energiewende hat die Gesamtkosten für das Stromsystem in Deutschland deutlich erhöht. Die Kosten einer Megawattstunde sind seit Beginn der Energiewende um rund 70 % gestiegen. Ein großer Treiber dieses Anstiegs war die Energiewende selbst, insbesondere durch erhebliche Investitionen in Erneuerbare am Anfang der Lernkurve¹³, die vorgezogene Abschaltung vergleichsweise günstiger Kernkraftwerke sowie hohe

Kosten für Redispatch durch die fehlende Koordination von Erneuerbaren- und Netzausbau. Vor allem in den letzten Jahren haben gestiegene Energiepreise und höhere CO₂-Preise am europäischen ETS sowie eine rückläufige Stromnachfrage den Kostenanstieg zusätzlich verstärkt (siehe Abbildung 9).

Auch zukünftig drohen Fehlsteuerungen das Stromsystem weiter zu verteuern. Zwar liegen – anders als in der letzten Dekade – Stromgestehungskosten der meisten Erneuerbaren mittlerweile unter den derzeitigen Börsenstrompreisen, während teure Altanlagen nach Auslaufen der 20-jährigen EEG-Förderung teilweise das System verlassen. Allerdings drohen Fehlsteuerungen in der aktuellen Gestaltung der Energiewende diese Vorteile zu übersteigen und ins Negative zu verkehren. Deutschland läuft Gefahr, auf seinem hohen Kostenniveau zu verharren; kurzfristig könnten die Kosten sogar wieder steigen (siehe Abbildung 10). Auch die Strompreise könnten für alle Verbraucher erneut anziehen¹⁴ (siehe Abbildung 11).

¹³ Deutschland hat bereits sehr früh in noch sehr teure erneuerbare Energie investiert und damit global die Lernkurve für Solar und Wind angestoßen, allerdings auf Kosten eines verteuerten deutschen Stromsystems.

¹⁴ Der Anstieg der Strompreise könnte mittelfristig sogar den der Stromsystemkosten übersteigen, da ein überproportionaler Anteil des geplanten Nachfragewachstums auf Verbrauchergruppen entfällt, die ganz oder weitgehend von der Finanzierung der Netzinfrastruktur befreit sind (v. a. Elektrolyseure). Zudem droht für maximal entlastete Verbrauchergruppen ein besonders hoher Kostenanstieg, falls in einem zukünftig vollständig dekarbonisierten europäischen Stromsystem oder im Zuge der Einführung des CBAM die derzeitige Strompreiskompensation entfallen würde.

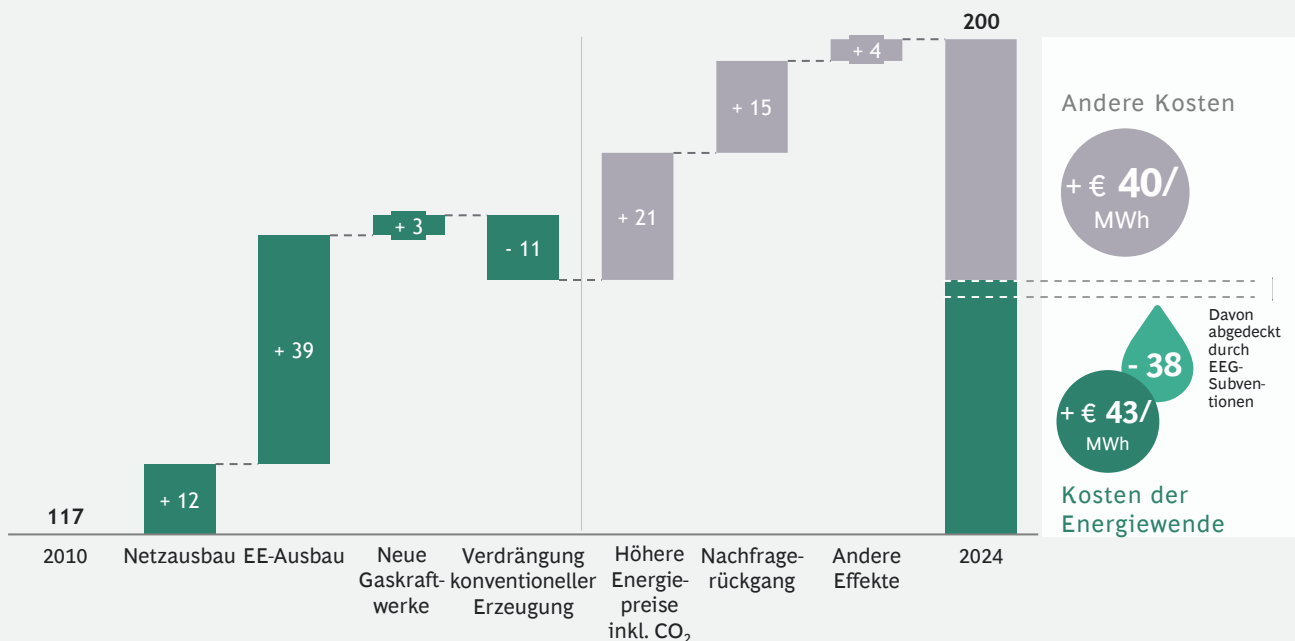
HERAUSFORDERUNG I

Die Energiewende hat etwa die Hälfte des Systemkostenanstiegs verursacht

ABBILDUNG 9 | Anteil verschiedener Effekte am Anstieg spezifischer Stromsystemkosten seit 2010

Treiber des Anstiegs spezifischer Stromsystemkosten

2024 vs. 2010, in €/MWh real 2024



Quelle: BCG

HERAUSFORDERUNG I

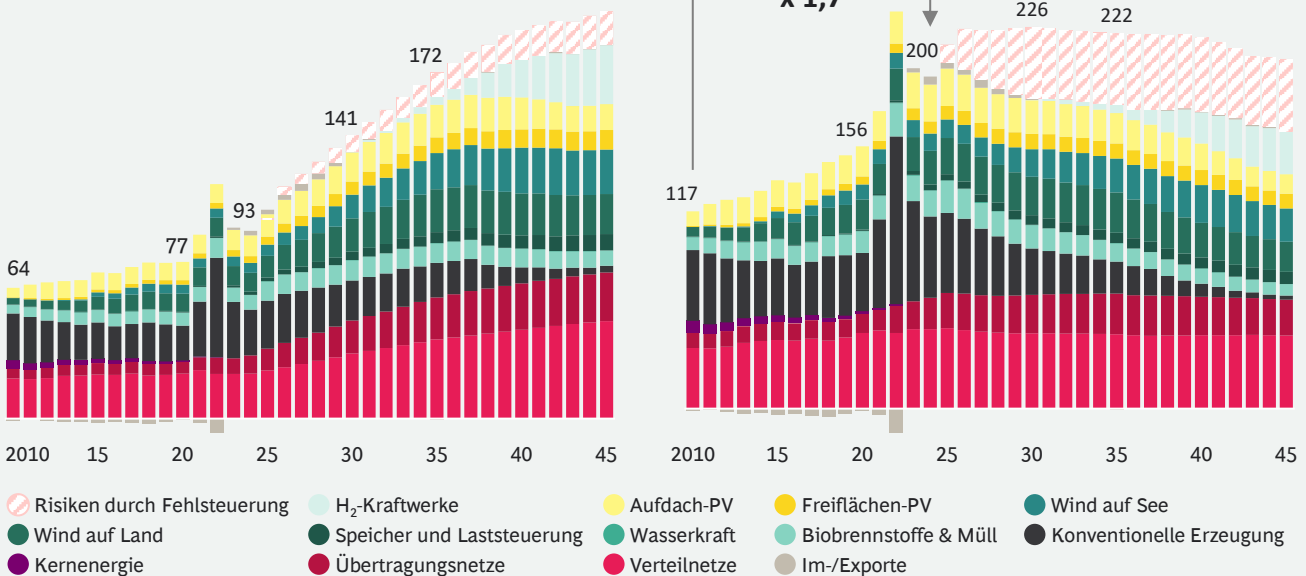
Stromsystemkosten haben sich fast verdoppelt – und drohen weiter zu steigen

ABBILDUNG 10 | Entwicklung der Stromsystemkosten von 2010 bis 2045 gemäß der aktuellen politischen Ambition

Aktuelle politische Ambition

Stromsystemkosten (absolut)
in Mrd. € real 2024

Stromsystemkosten (spezifisch)
in €/MWh real 2024



Anmerkung: Übertragungsnetze inkl. Redispatch-Kosten | Quelle: BMWK (2024c); NEP (2024); BCG

HERAUSFORDERUNG I

Strompreise drohen für fast alle Verbrauchergruppen zu steigen

ABBILDUNG 11 | Strompreisentwicklung verschiedener Verbrauchergruppen gemäß der aktuellen politischen Ambition

Beispielhafte Verbrauchergruppen¹

Aktuelle politische Ambition



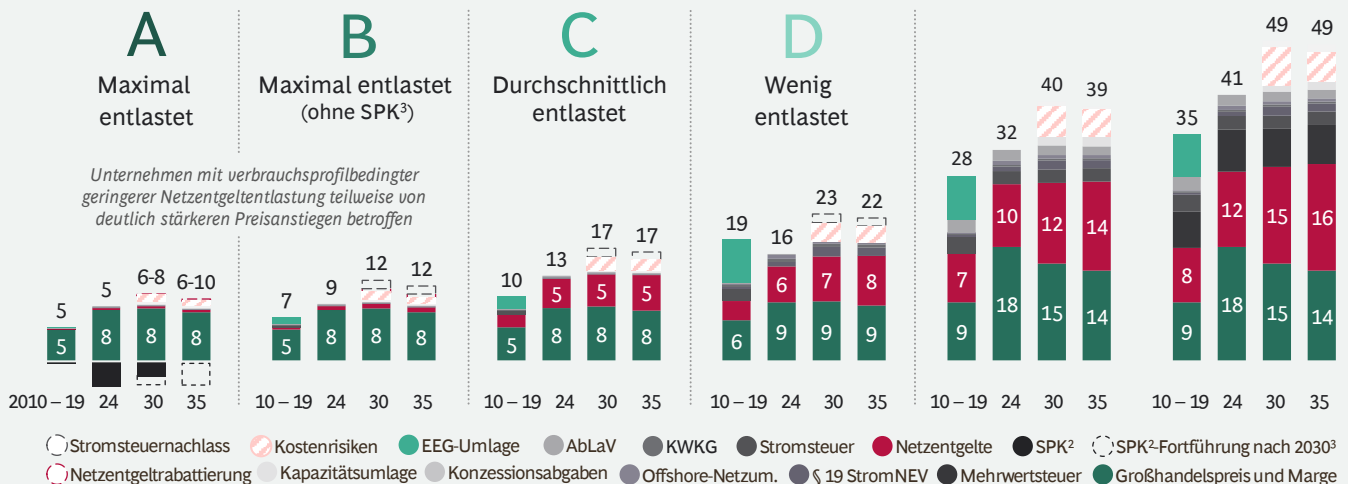
Industrie
in ct/kWh real 2024



Gewerbe



Haushalte



1. Informationen zu den Verbrauchergruppen sind im Appendix zu finden; Strompreise können je nach tatsächlichem Verbrauch und Lastprofil stark variieren
 2. SPK= Strompreiskompensation; SPK ist an spezifische Bedingungen gebunden wie die beihilfeberechtigte Sektorenzugehörigkeit gem. Anhang I der Förderrichtlinie oder die Herstellung beihilfefähiger Produkte
 3. Umfang der SPK nach 2030 noch unklar | Anmerkung: Szenario unter der Annahme aktueller Regulierung, insb. wird ein großer Teil der Kostenrisiken von Erneuerbaren über die EEG-Vergütung durch den Staat getragen; Preisbildungsmechanismen des planmäßigen Netzaus- und Kraftwerksbaus; Kostenrisiken enthalten nicht den Großhandelspreis-Effekt, der sich aus einer Nachfrageanpassung ergibt
 Quelle: Aurora (2024); EPEX (2025); BNetzA (2025c); BDEW (2024); BCG

Herausforderung II: Die größten kurzfristigen Kostenrisiken entstehen durch eine mangelnde Koordination der Energiewende – vor allem einen zu schnell geplanten Ausbau der Infrastruktur.

Die mangelhafte Koordination von Elektrifizierung sowie Netz-, Erzeugungs- und Speicherausbau wird zu einem zunehmenden Kostenrisiko. Nach Jahren eher langsamen Fortschritts hat die scheidende Bundesregierung durch die erhebliche Beschleunigung von Genehmigungsprozessen längst überfällige Investitionen in Erneuerbare und Netze etwa verdoppelt – Tendenz steigend. Eine ähnliche Beschleunigung gelang allerdings bei der Nachfrage nach Elektromobilität, Wärmepumpen, elektrischer Industriewärme, Wasserstoff und dem Neubau erforderlicher Gaskraftwerke bisher noch nicht. Die unterschiedlichen Geschwindigkeiten verschiedener Bausteine der Energiewende werden zukünftig zu einem zunehmenden Kostenrisiko. Die deutsche Strominfrastruktur ist gemäß aktueller Planung bereits 2030 für eine um fast 50 % höhere Stromnachfrage ausgelegt – eine Entwicklung, die realistisch betrachtet nicht eintreten wird. Gleichzeitig steigt durch fehlende Anreize für den Neubau regelbarer Gaskraftwerke und eine flexiblere Nachfragesteuerung das Risiko von Knappheiten am Strommarkt, was zukünftig erheblich häufigere Preispitzen zur Folge haben kann. Insgesamt entsteht aus absehbaren Fehlsteuerungen bereits 2035 ein Kosten-

risiko von bis zu € 20 Mrd. – was die eigentlich kosten-dämpfende Wirkung des Erneuerbaren-Zubaus sogar ins Gegenteil verkehren würde (siehe Abbildung 10).

Begrifflichkeiten im Stromsystem

Für eine präzise Analyse der Energiewende ist es wichtig, zwischen verschiedenen Kosten- und Preisbegriffen im Stromsektor zu unterscheiden:

- **Stromerzeugungskosten** beziehen sich auf die direkten Kosten der Stromproduktion aus einer bestimmten Technologie, z. B. Wind oder Gas.
- **Stromsystemkosten** umfassen darüber hinaus Netz- und Systemdienstleistungskosten, die für die Integration der Erzeugung ins Stromnetz erforderlich sind.
- **Spezifische Stromsystemkosten** setzen diese Gesamtkosten ins Verhältnis zur insgesamt bereitgestellten Strommenge und zeigen so die durchschnittlichen Systemkosten pro erzeugter Megawattstunde.
- **Strompreise** wiederum sind das, was Verbraucher letztlich zahlen – sie beinhalten neben dem Großhandelspreis insbesondere Steuern, Abgaben und Umlagen und variieren somit stark zwischen Verbrauchergruppen (siehe hierzu auch Anhang 1).

HERAUSFORDERUNG II

Die größten kurzfristigen Kostenrisiken entstehen durch Fehlsteuerung der Energiewende

ABBILDUNG 12 | Übersicht der Risiken für die Stromsystemkosten im Jahr 2035 gemäß aktueller politischer Ambition

Kostenrisiken für die Stromsystemkosten im Jahr 2035

in Mrd. € real 2024, jährlich

Kostenrisiken sind nicht vollständig additiv – Risiken 02 bis 05 unter geplanter Nachfrage der aktuellen politischen Ambition quantifiziert	Absolute Stromsystemkosten €160 Mrd. ohne Fehlsteuerung <i>Keine wesentliche Auswirkung</i>	Spezifische Stromsystemkosten €183 /MWh ohne Fehlsteuerung + 24
01 Nachfrage niedriger als erwartet ~ 120 TWh niedrigerer Strombedarf als aktuelle polit. Ambition	+ 7	+ 8
02 Unflexible Nachfrage führt zu Knappheit Niedriger Anteil flexibler E-Autos, Batterien, Wärmepumpen	+ 7	+ 8
03 Lieferkettenengpässe erhöhen CAPEX + 10 % CAPEX in allen Anlagen	+ 5	+ 8
04 Unzureichende gesicherte Leistung führt zu Knappheit ~ 10 GW weniger gesicherte Leistung ¹	+ 3	+ 6 + Neben Kostenrisiko auch Versorgungs-sicherheitsrisiko
05 Langsamer Netzausbau verursacht Redispatch Verdopplung bis Verdreifachung des Redispatch	+ 3	+ 3

1. Gegenüber einem Szenario mit einer ausgeglichenen Leistungsbilanz
Quelle: BCG

Herausforderung III: Langfristig ist vor allem die Dekarbonisierung der "letzten 10 %" mit grünem Wasserstoff sehr teuer.

Die aktuelle politische Planung sieht grünen Wasserstoff zur Dekarbonisierung der "letzten Meile" des Stromsystems vor – und erzeugt damit absehbar unnötig hohe Kosten. Durch den Ausbau von Erneuerbaren und Batterien sowie zunehmend flexibler Stromnachfrage (Elektromobilität, Industriewärme mit Wärmespeichern, Wärmepumpen, H₂-Elektrolyse) lassen sich bis zu 90 % der zukünftigen Nachfrage am Strommarkt direkt aus erneuerbaren Quellen decken. Um allerdings auch in Dunkelflauten erneuerbaren Strom produzieren zu können, sind andere technologische Lösungen nötig. Die aktuelle politische Planung sieht hierfür vor, eine teilweise noch zu bauende Flotte von Gaskraftwerken ab Anfang der 2030er-Jahre schrittweise auf grünen Wasserstoff umzurüsten. Bereits im Jahr 2035 ist folglich eine wasserstoffbasierte Stromerzeugung geplant.

Allerdings ist diese Art der Stromerzeugung sehr teuer. Gemäß aktuellen Kostenprognosen würde aus Wasserstoff erzeugter Strom noch im Jahr 2035 etwa das 3- bis 4-Fache der äquivalenten Stromerzeugung aus fossilem Erdgas kosten – und höhere CO₂-Vermei-

dungskosten verursachen als heutige Direct-Air-Capture-Anlagen. Im Jahr 2045 wären die letzten knapp 10 % der Stromerzeugung deswegen für mehr als ein Drittel der gesamten deutschen Stromerzeugungskosten verantwortlich (siehe Abbildung 13).

Herausforderung IV: Die meisten Industrieunternehmen haben heute dennoch vor allem ein Gaspreisproblem.

Sowohl industrielle Gas- als auch Strompreise sind in Deutschland im internationalen Vergleich hoch. Gaspreise liegen seit Beginn der Energiekrise um fast das Fünffache über denen in den USA (vorher etwa um das Doppelte, siehe Abbildung 14). Strompreise sind im internationalen Vergleich ebenfalls hoch, befinden sich aber dank erheblicher öffentlicher Subventionen für viele Industrieverbraucher mittlerweile wieder auf Vorkrisenniveau (siehe Abbildung 15).¹⁵ Insgesamt liegen die Produktionskosten energieintensiver Sektoren noch immer um 3 % bis 6 % über dem Vorkrisenniveau – und in einzelnen Prozessschritten sogar deutlich darüber. Der größte Teil dieses Effekts ist allerdings auf höhere Erdgaspreise zurückzuführen (siehe Abbildung 16 und 41).¹⁶

¹⁵ Zwar haben sich seit Beginn der Energiekrise Strompreise am Großhandelsmarkt etwa verdoppelt (v. a. durch das häufig preissetzende, teure Erdgas), jedoch befinden sich die tatsächlichen Preise für die meisten Industrieverbraucher durch den Wegfall der EEG-Umlage, die Senkung der Stromsteuer und die steigende Strompreiskompensation trotzdem wieder auf Vorkrisenniveau.

¹⁶ Obwohl die Strompreise für die große Mehrheit der Industrie auf das Vorkrisenniveau zurückgekehrt sind, gilt das für einzelne Unternehmen in speziellen Tarifstufen nicht. Energieintensive Unternehmen ohne konstanten Stromverbrauch (v. a. Elektrostahl, Kupfer- und Siliziumproduktion) profitieren zwar von der Strompreiskompensation, sind allerdings nicht von Übertragungsnetzentgelten befreit, die zuletzt durch gestiegene Redispatch-Kosten erheblich angestiegen sind. Gleichzeitig produzieren einige dieser Unternehmen zur Senkung ihrer Netzentgelte vorwiegend nachts, leiden daher aber unter im Vergleich höheren Großhandelspreisen. Auch Unternehmen, deren Produktionsanlagen zuletzt weniger ausgelastet waren, könnten so den Anspruch auf Netzentgeltentlastungen verloren haben. All diese Industrieverbraucher sind dadurch auch heute noch von erheblich höheren Stromkosten betroffen als vor Beginn der Energiekrise.



HERAUSFORDERUNG III

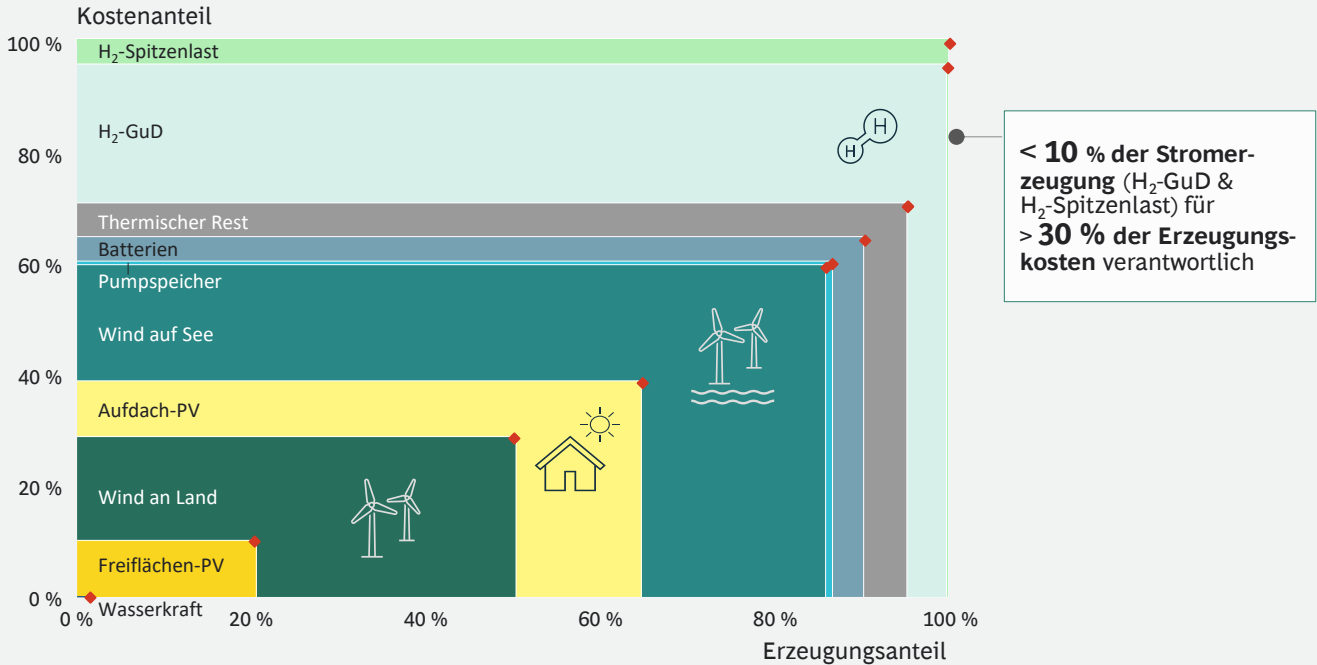
Langfristig ist die Dekarbonisierung der "letzten 10 %" mit grünem H₂ sehr teuer

ABBILDUNG 13 | Zusammensetzung spezifischer Stromerzeugungskosten im Jahr 2045

Aktuelle politische Ambition

Zusammensetzung spezifischer Stromerzeugungskosten¹ im Jahr 2045

in % von gesamter Stromerzeugung (x-Achse) bzw. % von gesamten Stromerzeugungskosten (y-Achse)



1. Exklusive Im-/Export und Lastmanagement;
Anmerkungen: Spitzenlast-Kraftwerke für Abdeckung kurzfristiger Nachfragespitzen; GuD als Gas- und Dampfkraftwerk – weniger flexibel, aber mit höherem Wirkungsgrad als Spitzenlast | Quelle: BMWK (2024c); BCG

HERAUSFORDERUNG IV

Erdgaspreise sind seit der Energiekrise nicht mehr wettbewerbsfähig

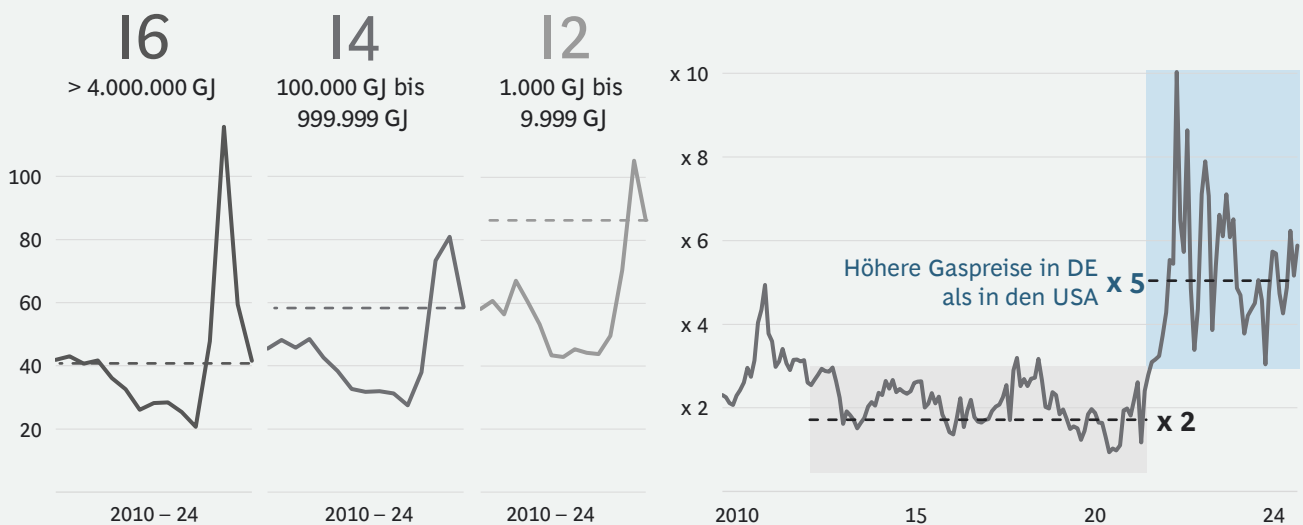
ABBILDUNG 14 | Historische Gaspreise in Deutschland und im Vergleich mit den USA

Erdgaspreisentwicklung in DE¹

2010 – 2024, in €/MWh real 2024

Internationaler Vergleich

Verhältnis Großhandels-Gaspreise DE zu den USA, 2010 – 2024



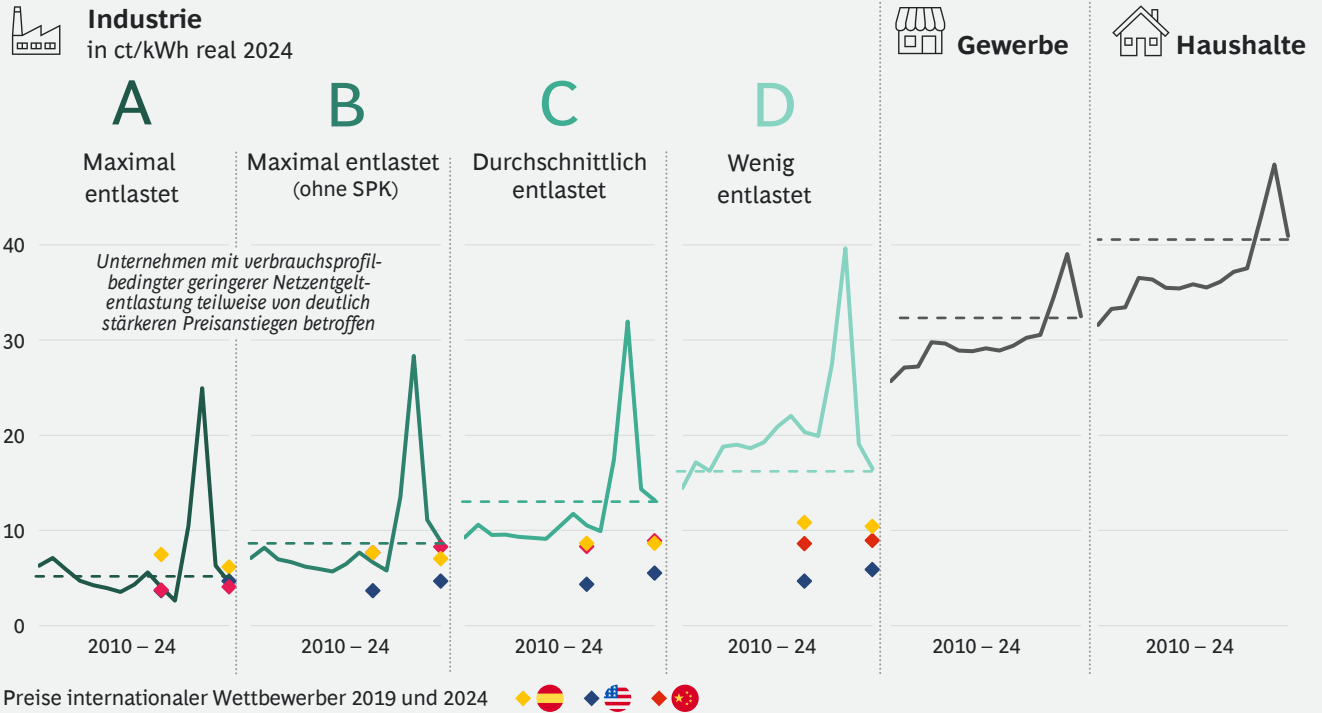
1. Tatsächlich gezahlte Preise je Verbrauchergruppe ohne Mehrwertsteuer sowie erstattungsfähige Steuern und Abgaben
Anmerkung: Verbrauchergruppe I6, I4 und I2 nach Eurostat-Definition
Quelle: Eurostat (2025); EIA (2025); LSEG (2025); BCG

HERAUSFORDERUNG IV

Strompreise über denen der Wettbewerber – aber teilweise wieder auf Vorkrisenniveau

ABBILDUNG 15 | Historische Strompreise verschiedener industrieller Verbrauchergruppen im internationalen Vergleich

Beispielhafte Verbrauchergruppen¹



1. Informationen zu den Verbrauchergruppen sind im Appendix zu finden, Strompreise können je nach tatsächlichem Verbrauch und Lastprofil stark variieren
Quelle: EC (2023); Sandbag (2025); BDEW (2024); BNetzA (2025c); Amprion (2025); Westnetz (2025); Netze BW (2025); Bayernwerk (2025); Avacon (2025); ENERVIE Vernetzt (2025); BCG (2021); BCG

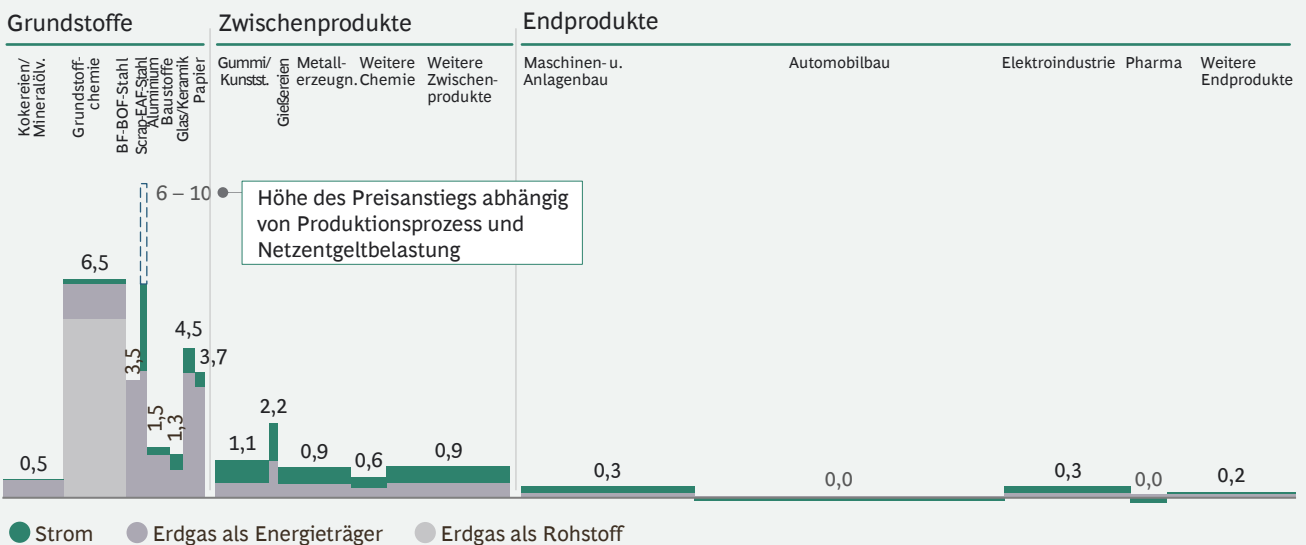
HERAUSFORDERUNG IV

Die meisten Unternehmen bekommen zunehmend ein Gaspreisproblem

ABBILDUNG 16 | Entwicklung der Gesamtkosten durch gestiegene Strom- und Gaspreise nach Industriesektoren

Erhöhung der Gesamtkosten durch gestiegene Strom- und Gaspreise in DE

Höhe der Balken: Produktionskostenanstieg 2024 vs. Durchschnitt 2015 – 2019 in %
Breite der Balken: Bruttoproduktionswert in 2019 in Mrd. € real 2024



Anmerkung: Rundungsdifferenzen möglich; maximal entlastete Strompreise für Batterieproduktion angenommen; Aluminium als Indikator für NE-Metalle; WZ08.26 – 27 für Elektroindustrie; WZ08.10, 08.13, 08.16 für weitere Zwischenprodukte, verbleibende WZ08.C-Steller für weitere Endprodukte
Quelle: Destatis (2023); BCG & IW & BDI (2024); Verbandsdaten; Experteninterviews; BCG

Herausforderung V: Durch stärkere Elektrifizierung bekommt die Industrie zukünftig allerdings ein Strompreisproblem, da Strom in vielen Anwendungen teurer als fossile Brennstoffe ist.

Die Industrie muss zukünftig einen wesentlichen Teil ihrer Wärmeversorgung elektrifizieren – das wäre aktuell nur zu höheren Kosten möglich. Um fossile Energieträger aus der Industrie zu verdrängen, müsste innerhalb der kommenden zwei Jahrzehnte mindestens die Hälfte aller industriellen Wärmeprozesse elektrifiziert werden.¹⁷ Da Verbraucherpreise für Strom in den meisten Sektoren allerdings teurer sind als für Erdgas, ist eine Elektrifizierung nach heutiger Regulatorik in vielen Anwendungen unwirtschaftlich.

Insbesondere Verbraucher mit wenig entlasteten Strompreisen zahlen heute 40 % bis 120 % mehr für Strom als für Erdgas (siehe Abbildung 18). Steigende CO₂-Preise können diesen Kostennachteil zwar reduzieren, gleichen ihn aber absehbar nicht aus.

Herausforderung VI: Grüner Wasserstoff ist auf absehbare Zeit unwirtschaftlich – und in Deutschland teurer als anderswo.

Vor allem heimisch produzierter Wasserstoff ist für die meisten Industrieanwendungen nach heutigen Prognosen eine teurere Alternative zu fossilen Energieträgern als Strom. In Deutschland produzierter grüner Wasserstoff ist nach aktuellem Stand im Jahr 2030 bei Kosten von € 5 bis € 8/kg um den Faktor 3 bis 4 teurer als Erdgas (inkl. CO₂-Kosten) bzw. sogar um Faktor 17 bis 25 als Erdgas in den USA – und immer noch 10 % bis 200 % teurer als Wasserstoff in anderen Ländern. Zu diesen Kosten ist Wasserstoff in den meisten Industrieanwendungen keine wettbewerbsfähige Alternative und wäre entweder für die betroffenen Unternehmen oder die öffentliche Hand ein erhebliches Kostenrisiko.

¹⁷ Je nach industrieller Anwendung kann die Elektrifizierung von industrieller Wärme mit Hilfe von Wärmepumpen (bis ca. 200 °C), Power-to-Heat-Anwendungen wie Elektrokesseln (bis ca. 500 °C) oder elektrischen Widerstandsheizungen (bis ca. 2.000 °C) erfolgen. Aktuell nutzt die Industrie hierfür zu großen Teilen Erdgas.

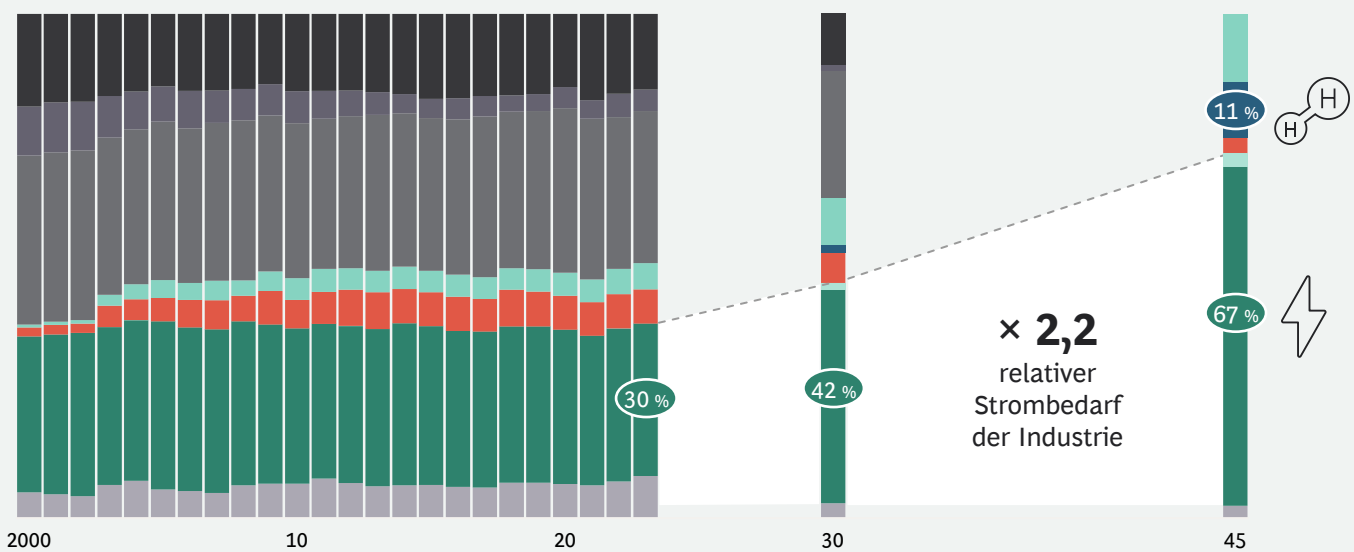
HERAUSFORDERUNG V

Hintergrund: Strom und Wasserstoff ersetzen zukünftig "günstige" fossile Energieträger

ABBILDUNG 17 | Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie bis 2045

Exemplarisch

Endenergieverbrauch der Industrie im Zeitverlauf
in %, in einem Netto-Null-Pfad laut *Klimapfade 2.0*



● Kohle ● Mineralöl ● Erdgas ● Biobrennstoffe ● H₂/PtL/PtG ● Fernwärme ● Umweltwärme ● Strom ● Sonstige

Anmerkung: H₂ aus heimischer Produktion sowie Importen, PtL/PtG de facto ausschließlich importiert
Quelle: AGEb (2024b); BCG (2021); BCG

HERAUSFORDERUNG V

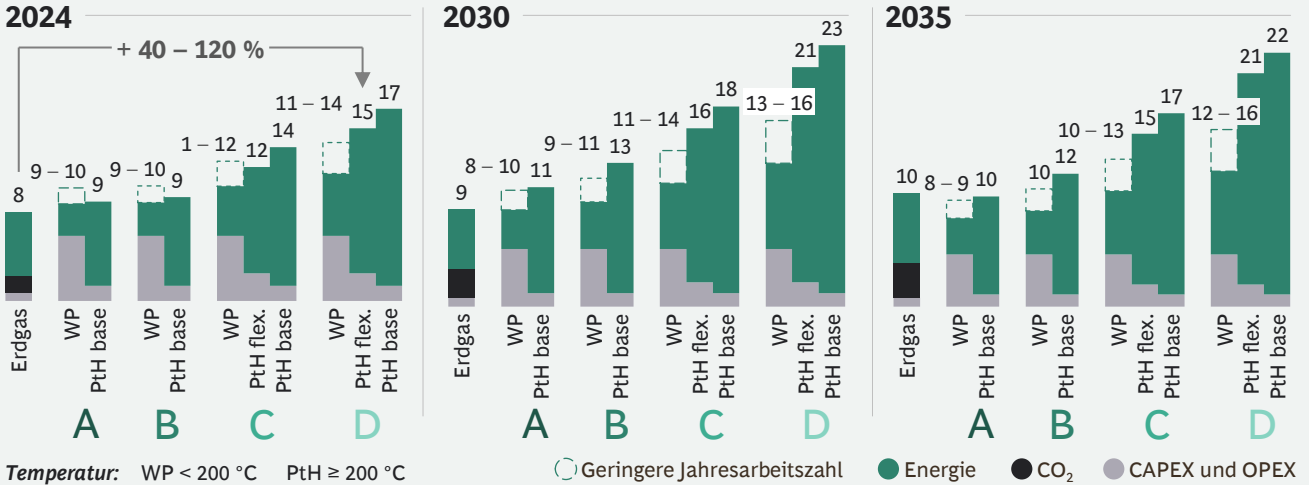
Industrielle Elektrifizierung ist in vielen Anwendungen aktuell unwirtschaftlich

ABBILDUNG 18 | Prozesswärmekosten verschiedener industrieller Verbraucher 2024, 2030 und 2035

Beispielhafte Verbrauchergruppen¹

Aktuelle politische Ambition

Kosten für Prozesswärme in der Industrie in ct/kWh real 2024



1. Informationen zu den Verbrauchergruppen (VG) sind im Appendix zu finden, Strompreise können je nach tatsächlichem Verbrauch und Lastprofil stark variieren, VG A hier ohne Strompreiskompensation, PtH flex. aktuell für VG A/B aufgrund von Nutzung Bandlastprivileg gem. § 19 StromNEV nicht relevant
Anmerkung: WP = Wärmepumpe; PtH flex. = Power-to-Heat mit Wärmespeicher; PtH base = Power-to-Heat im Baseload; CAPEX: Gas € 350/kW, WP € 1.200/kW, Power-to-Heat (PtH) € 500/kW; 2 % CAPEX-Abnahme p. a. für WP/PtH aufgrund von Skaleneffekten; Gas/WP 5.000 Stunden Volllast, PtH base 4.000 Stunden (Capture-Factor von 85 %), PtH flex. 2.000 Stunden (CF von 50 %); OPEX in Höhe von 2 % des CAPEX p. a.; Effizienzen: Gas 96 %, WP 200% – 300% je nach Jahresarbeitszahl, PtH 98 %, Wärmespeicher 90%; WACC 6 % | Quelle: Aurora (2024); EEX (2024); BNetzA (2025c); BCG

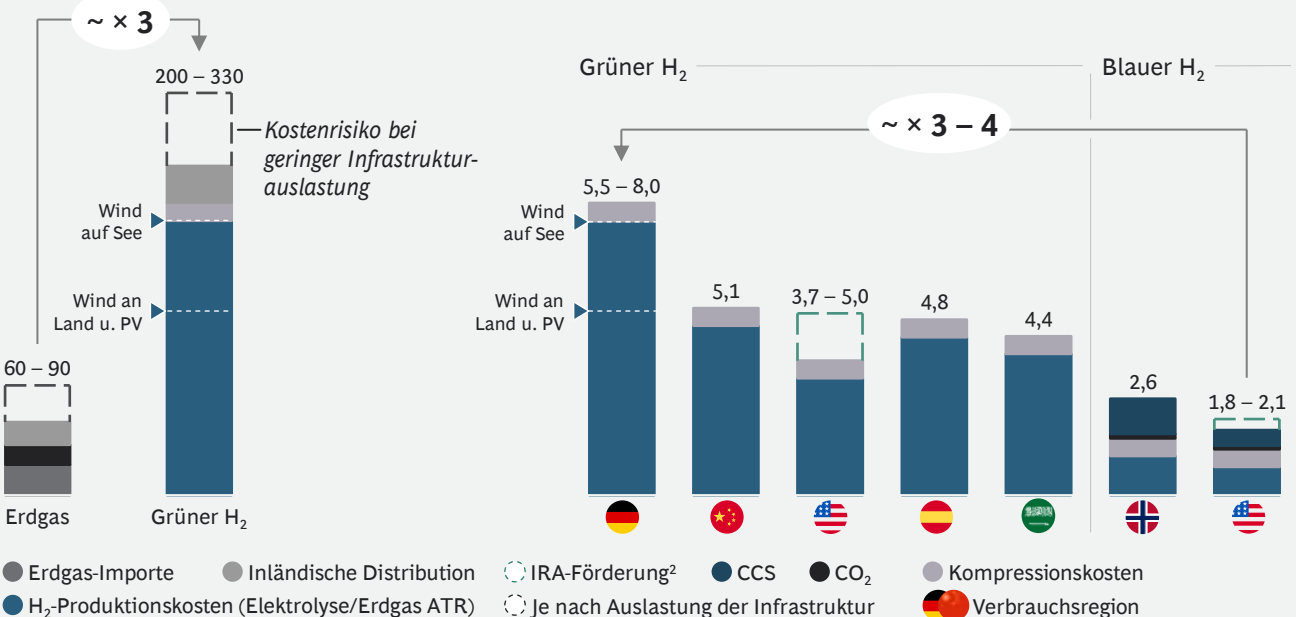
HERAUSFORDERUNG VI

Wasserstoff ist auf absehbare Zeit unwirtschaftlich – und in DE teurer als anderswo

ABBILDUNG 19 | Erdgas- und Wasserstoffkosten im internationalen Vergleich im Jahr 2030

Kostenvergleich Erdgas vs. H₂ 2030, in €/MWh real 2024

H₂-Produktionskosten verschiedener Länder¹ 2030, in €/kg real 2024



1. Lediglich Betrachtung von Produktionskosten des H₂ im internationalen Vergleich – Infrastrukturumlagen könnten Wettbewerbsnachteil weiter verschärfen
2. IRA-Förderung je \$ 1,5/kg H₂ bei grünem und \$ 0,375/kg H₂ bei blauem H₂ (Tax-Credit halbiert, da eine Projektlaufzeit von 20 Jahren angenommen wird)
Quelle: BCG

3 Eine kosteneffizientere Stromwende ist möglich – und könnte die Stromkosten sogar senken

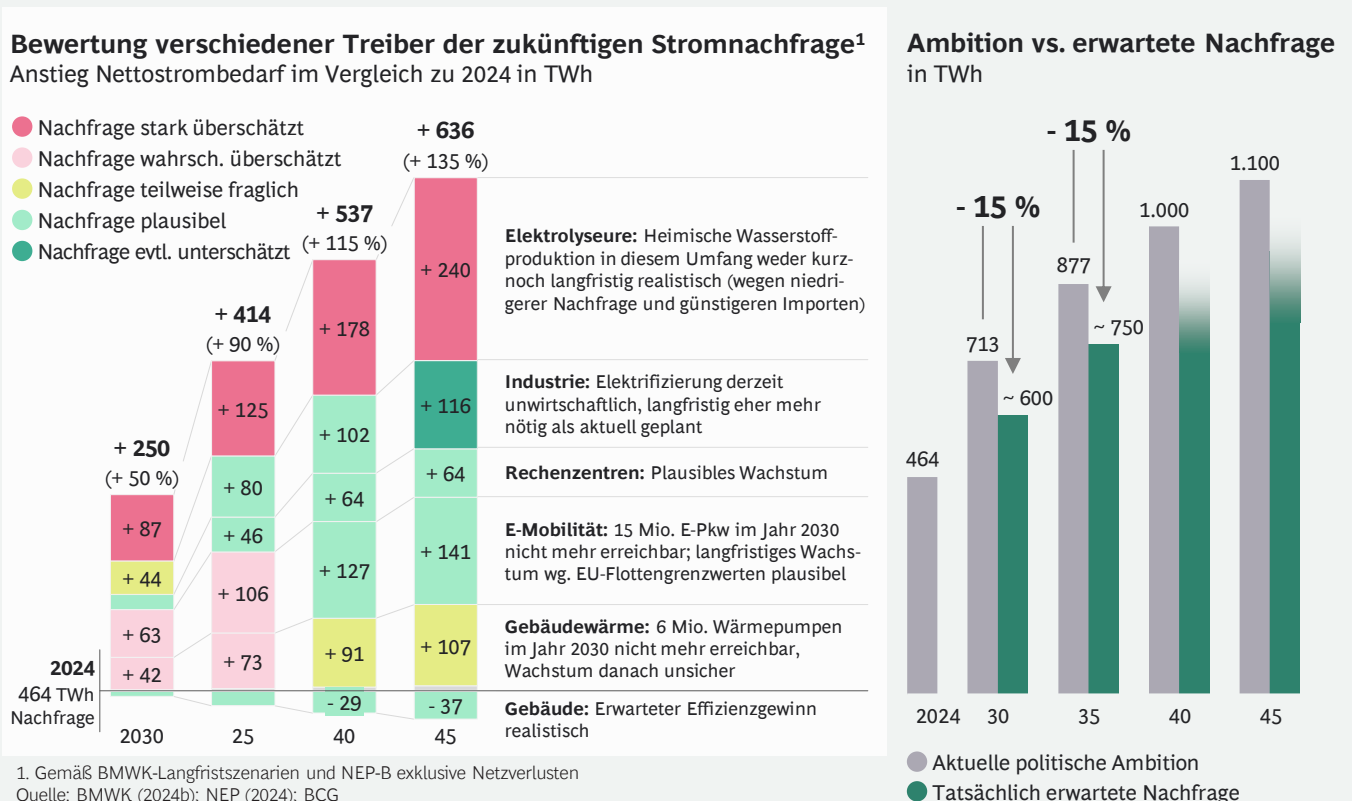
3.1 Eine kosteneffizientere Stromwende ist möglich

Eine erfolgreiche Stromwende wäre zu erheblich geringeren Kosten möglich, erfordert aber eine koordiniertere Beschleunigung von Elektrifizierung sowie Erneuerbaren-, Speicher- und Infrastrukturausbau – und einen insgesamt stärkeren Fokus auf Kosteneffizienz. Dafür müsste Deutschland seine geplanten Infrastruktur- und Erneuerbaren-

Investitionen an eine realistisch eingeschätzte Nachfrage anpassen – bei gleichzeitiger Beschleunigung der Elektrifizierung von Verkehr, Gebäuden und Industrie. Kurzfristig wäre ein stärkerer Fokus auf Versorgungssicherheit und die Kosteneffizienz im Ausbau erforderlich, um unnötige Kosten und Risiken zu vermeiden. Langfristig sollte die Politik außerdem den Technologieraum zur Dekarbonisierung der "letzten 10 %" für günstigere Alternativen öffnen.

Aktuelle Infrastrukturplanung überschätzt wahrscheinlich zukünftige Stromnachfrage

ABBILDUNG 20 | Entwicklung der Stromnachfrage im Vergleich aktuelle politische Ambition vs. tatsächliche Erwartung



3.1.1 Nachfrageprognose an die Realität anpassen

Die aktuell von der Regierung prognostizierte Nachfrage ist bis 2030 nicht einmal mehr theoretisch erreichbar – und wahrscheinlich auch langfristig zu hoch. Die aktuelle Erneuerbaren- und Infrastrukturplanung geht davon aus, dass der deutsche Strombedarf bereits innerhalb der kommenden 5 Jahre um fast 50 % steigt und sich bis 2045 mehr als verdoppelt. Das dafür nötige Nachfragewachstum bei Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen, industrieller Elektrifizierung und Wasserstoffproduktion geschieht de facto aber nicht annähernd in der erforderlichen Geschwindigkeit. Mittlerweile ist die politische Nachfrageplanung für 2030 daher wahrscheinlich nicht einmal mehr theoretisch erreichbar.¹⁸ Auch die langfristige Nachfrageannahme erscheint optimistisch – selbst in einem Szenario, in dem Deutschland seine Klimaziele erreicht.

- Beim Hochlauf der Wasserstoffproduktion ist das aktuelle Ziel von 10 GW Elektrolysekapazität im Jahr 2030 aus heutiger Sicht unrealistisch. Auch das langfristig angenommene Wachstum ist angesichts sehr hoher Produktionskosten in Deutschland und einer wahrscheinlich deutlich geringeren Wasserstoffnachfrage absehbar zu hoch.¹⁹
- Das Nachfragewachstum aus E-Mobilität ist langfristig nötig, um Deutschlands Nullemissionsziel zu erreichen. Kurzfristig ist das politische Ziel von 15 Millionen Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 allerdings außer Reichweite geraten.

- Der Strombedarf aus Wärmepumpen könnte langfristig bei einer Erfüllung des deutschen Nullemissionsziels in 2045 sogar etwas höher ausfallen, da die aktuell angenommene Verdopplung der Gebäudesanierung in der Praxis nicht stattfindet. Kurzfristig ist das Ziel von 6 Millionen Wärmepumpen im Jahr 2030 angesichts stagnierender Einbauzahlen nicht mehr zu erreichen.
- In der Industrie wird der direkte Einsatz von Strom langfristig vermutlich sogar etwas höher ausfallen als aktuell geplant, da direkte Elektrifizierung in den meisten Anwendungen absehbar günstiger ist als der Einsatz von Wasserstoff. Kurzfristig ist dieser Effekt allerdings unwahrscheinlich, da ausreichende regulatorische Anreize für den Ersatz von Erdgas derzeit noch fehlen.

Um zu vermeiden, dass Investitionen in die Erzeugung erneuerbarer Energie und Netzinfrastruktur an der tatsächlichen Nachfrage vorbeigeplant und dann von den verbliebenen Nachfragern getragen werden müssen, sollten Infrastrukturinvestitionen verstärkt im Rahmen der Planungsmöglichkeiten entlang der tatsächlichen Nachfrage erfolgen und periodisch stärker an die tatsächlichen Bedarfe angepasst werden. Angesichts der erheblichen Beschleunigung von Netz- und Erneuerbaren-Projekten in den letzten Jahren wäre eine kurzfristigere Steuerung im Gegensatz zu den Vorjahren mittlerweile umsetzbar. Dadurch könnten auch Lieferkettenengpässe reduziert und das entsprechende Kostenrisiko vermieden werden.

¹⁸ Beispiel Elektromobilität: Um jetzt noch das politische Ziel von 15 Millionen E-Pkw im Jahr 2030 zu erreichen, müsste Deutschland angesichts eines derzeitigen Bestands von rund 1,7 Millionen E-Fahrzeugen und jährlichen Neuzulassungen von insgesamt weniger als 3 Millionen neuer Pkw quasi ab sofort nur noch E-Pkw verkaufen.

¹⁹ Zum einen ist Wasserstoff in vielen Anwendungen aus heutiger Sicht gegenüber Alternativen wie Elektrifizierung, Bioenergie oder CCS nicht wettbewerbsfähig, zum anderen ist noch unsicher, ob besonders wasserstoffintensive industrielle Wertschöpfungsschritte wie die Direktreduktion im Stahl und die Produktion von Ammoniak oder Methanol in der Chemie langfristig in vollem Umfang in Deutschland verbleiben (siehe BCG & IW & BDI [2024]).

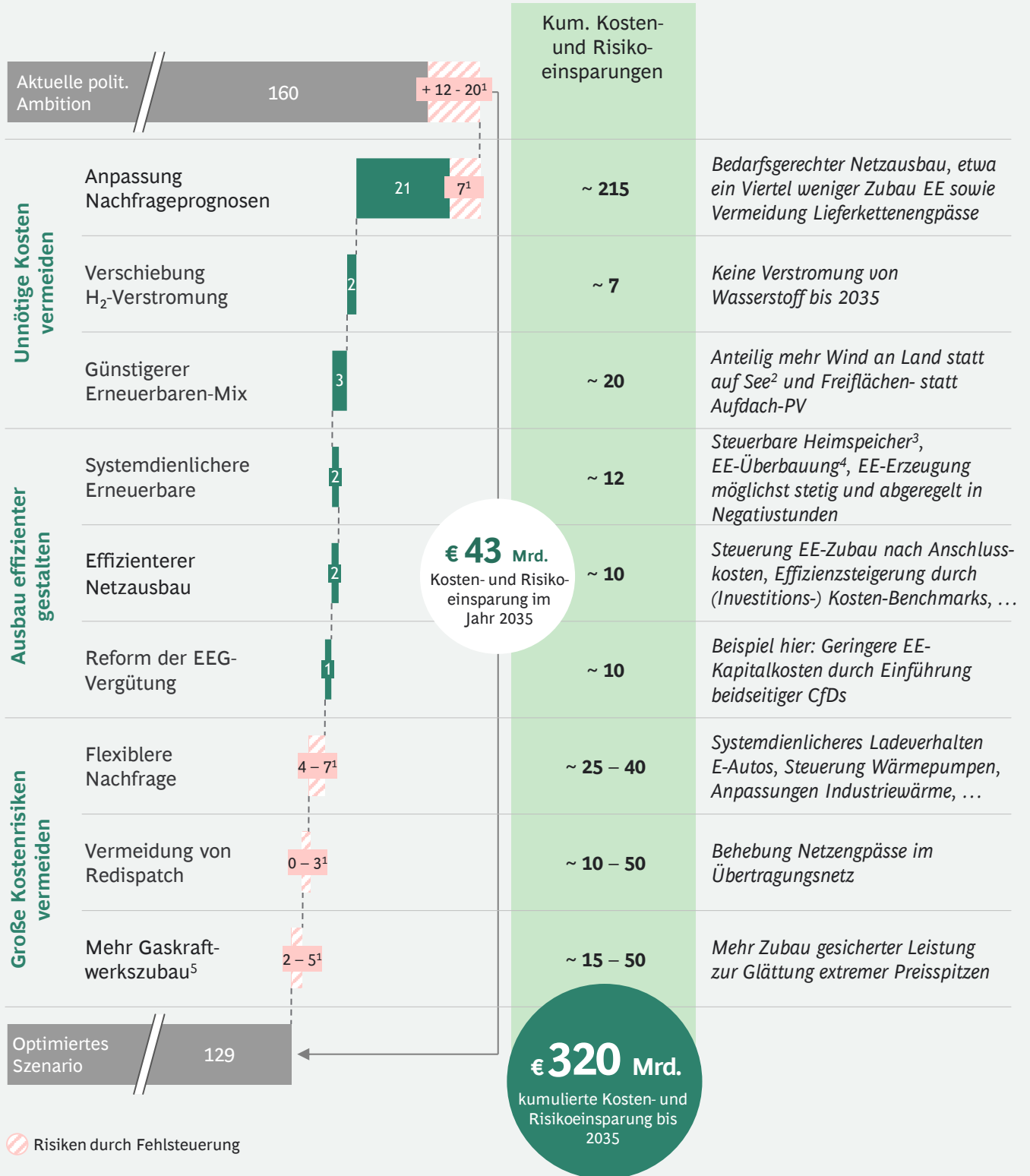


€ 320 Mrd. Kosten- und Risikoeinsparungen im Stromsystem bis 2035 möglich

ABBILDUNG 21 | Stromsystemkosten sowie mögliche Kosten- und Risikoeinsparungen im Stromsystem im Jahr 2035

Nationale Betrachtung – stärkere europäische Stromsystemintegration könnte weiteres Effizienzpotenzial heben

Jährliche Stromsystemkosten und mögliche Kostenhebel im Jahr 2035 in Mrd. € real 2024



EE = Erneuerbare Energien

1. Risiken sind nicht vollständig additiv, insb. führt eine geringere Nachfrage zu geringeren anderen Risiken, und sind deswegen als Spanne dargestellt 2. Kumuliert Verschiebung von 10 GW Wind auf See bis 2045 3. In Kombination mit neuen und (teilweise) bestehenden Aufdach-PV-Anlagen 4. Maßnahme, Netzanschlüsse von EE-Erzeugern nicht auf 100 % Anschlussleistung zu dimensionieren, um Erzeugerprofil zu verstetigen 5. Potenziell höheres Risiko, wenn der Strom bei Preisspitzen zu höheren Preisen importiert werden muss | Quelle: BCG

3.1.2. Transformation kurzfristig kosteneffizienter steuern

Viele Investitionen im Stromsystem sind aktuell teuer oder ineffizient geplant. Durch pragmatischere Ansätze und klügere Steuerung könnten sich erhebliche Kosten einsparen lassen. Folgende Vorschläge haben dafür erhebliches Potenzial:

- **Den Einsatz von Wasserstoff für Verstromung bis nach 2035 verschieben.** Aktuelle politische Überlegungen sehen den Einsatz von grünem Wasserstoff bereits in der kommenden Dekade vor, obwohl dies zu unverhältnismäßig hohen Vermeidungskosten von mehr als € 1.000/t CO₂ erfolgen würde. Eine Verzögerung könnte bis 2035 rund € 7 Mrd. einsparen.
- **Günstigere Erneuerbare priorisieren.** Die weniger dynamische Nachfrageentwicklung ermöglicht eine Neukalibrierung des geplanten Erneuerbaren-Mix, der sich weniger an Flächenrestriktionen und mehr an Systemkosteneffizienz orientiert. Der anteilig etwas stärkere Zubau von Wind an Land statt auf See könnte in diesem Zusammenhang zu geringeren Erzeugungskosten und Übertragungsnetzinvestitionen führen.²⁰ Außerdem wäre ein größerer Anteil von Freiflächen- statt Aufdachanlagen in der Photovoltaik kostengünstiger.²¹ Insgesamt ließen sich damit bei gleicher Stromausbeute bis 2035 etwa € 20 Mrd. an Kosten einsparen.
- **Systemdienlichkeit von Erneuerbaren verbessern.** Heimspeicher werden aktuell noch überwiegend zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt, hätten allerdings einen erheblich höheren Systemwert, wenn sie ihre Flexibilität dem Markt zur Verfügung stellen würden. Die Ausrichtung von Netzanschlüssen unterhalb der Spitzenlast neuer Erneuerbarer würde bei marginal geringerer (und insgesamt systemdienlicherer) Stromerzeugung Netzinvestitionen einsparen.²² Eine Reform der EEG-Vergütung für Wind und Freiflächen-PV sollte zudem sicherstellen, dass Erzeugung möglichst verstetigt, in Stunden mit negativen Strompreisen aber aberegelt wird. Der vermiedene Bedarf an Netzausbau, Abregelungen und Lastspitzen könnte bis 2035 zu einer Einsparung von etwa € 12 Mrd. führen.

- **Netze effizienter ausbauen.** Eine stärkere Berücksichtigung regionaler Faktoren hinsichtlich Verbrauch und Netzkosten bei der ökonomischen Inzentivierung von Standorten für erneuerbare Energien sowie eine stärkere Koordination von Erzeugungs- und Speicherstandorten können die Systemgesamtkosten weiter reduzieren. Zusätzlich könnte auch eine stärkere Regulierung über (Investitions-)Kosten-Benchmarks Effizienzgewinne ermöglichen. Insgesamt könnten so rund € 10 Mrd. für Netzanschlüsse eingespart werden.²³
- **EEG-Vergütung so planungssicher wie möglich gestalten.** Mit zunehmender Überdeckung von Erneuerbaren-Auktionen wird die Planbarkeit von Umsätzen entscheidender für die Betreiber. Ein reformierter EEG-Vergütungsmechanismus sollte die Planungssicherheit maximieren, um bis 2035 Kapitalkosten von bis zu € 10 Mrd. einzusparen.²⁴

Insgesamt ließen sich durch eine effizientere Steuerung der Energiewende so bis 2035 € 330 Mrd. Investitionen (CAPEX) und € 320 Mrd. Systemkosten (annualisierte CAPEX + Kapitalkosten + OPEX) im Stromsystem einsparen (inkl. Vermiedener Kostenrisiken, siehe Kapitel 3.1.2). Diese Einsparpotenziale beziehen sich auf eine nationale Optimierung, während bei einer stärkeren europäischen Stromsystemintegration von Erneuerbaren, gesicherter Leistung und Netzausbau weitere Effizienzpotenziale gehoben werden könnten.

Dunkelflauten und Hellbrisen

Dunkelflauten bezeichnen bis zu zwei oder drei Wochen andauernde Wetterphasen mit geringer Sonneneinstrahlung und Schwachwind und damit sehr begrenzter erneuerbarer Stromerzeugung. Hellbrisen sind das Gegenteil, nämlich Zeiten mit hoher Erzeugung durch Wind und Sonne. Mit steigendem Anteil Erneuerbarer stellen diese natürlichen Schwankungen eine Herausforderung für die Stabilität des Energiesystems dar und erfordern gezielte Maßnahmen zur Wahrung der Versorgungssicherheit. Vor allem der schnelle Ausbau ausreichender gesicherter Erzeugungsleistung und Stromspeicher sowie die Flexibilisierung des Stromsystems durch steuerbare Lasten in Industrie und Haushalten tragen zur Absicherung von Dunkelflauten und der Vermeidung unnötiger Verluste während Hellbrisen bei.

²⁰ Insbesondere Flächen mit möglichem Verschattungseffekt könnten hierfür depriorisiert werden.

²¹ Freiflächenanlagen haben deutlich geringere Stromgestehungskosten, erfordern allerdings höhere Investitionen in die Systemintegration.

²² Zum Beispiel würde eine 150%ige Überbauung zu lediglich um 2 % bis 3 % geringerer Stromeinspeisung führen.

²³ Zusätzlich könnte ein Ersatz bisher als Erdkabel geplanter Leitungen auf Übertragungs- und Verteilnetzebene (in höheren Spannungsebenen) durch Freileitungen Investitionen einsparen. Hierfür würden sich beispielsweise die Projekte DC40, 41 und 42 (inkl. DC40 Plus und DC42 Plus) anbieten. Im vorliegenden Szenario sind diese HGÜ-Verbindungen für ein bedarfsgerechtes Netz jedoch erst nach 2035 notwendig und potenzielle Einsparungen daher hier nicht inkludiert.

²⁴ Das BMWK prüft derzeit vier mögliche Optionen eines reformierten EEG-Vergütungsmechanismus, um EU-Vorgaben zu erfüllen. BMWK (2024a).

3.1.3 Große Kostenrisiken vermeiden

Durch die mangelnde Koordination der Energiewende entstehen erhebliche Kostenrisiken. Damit der weitere Umbau des Energiesystems kosteneffizienter gelingt als in der Vergangenheit, sollten diese Risiken begrenzt werden. Wichtigste Priorität sollte sein, den Erneuerbaren- und Infrastrukturausbau an die tatsächliche Nachfrage anzupassen (siehe Kapitel 3.1.1). Darüber hinaus sind vor allem vier Dinge wichtig:

- **Elektrifizierung beschleunigen**, um ausreichende Nachfrage für die bereits geplanten Erneuerbare- und Netzprojekte sicherzustellen. Das erfordert größere Anreize zum Kauf von Elektrofahrzeugen, die Stärkung einer konsequenten Umsetzung der Wärmewende in Gebäuden sowie stärkere Unterstützung für die Elektrifizierung industrieller Wärme.
- **Stärkeren Fokus auf Versorgungssicherheit legen.** Durch den graduellen Kohleausstieg und die zunehmende Elektrifizierung steigt das Risiko extremer Preisspitzen am Strommarkt. Um diesem entgegenzuwirken, sind so schnell wie möglich zusätzliche Anreize (siehe Kapitel 8) für den Zubau neuer Gaskraftwerke, und anderer gesicherter Leistung nötig - wie auch Batterien zur Verstärkung volatiler erneuerbarer Erzeugung.
- **Nachfrage flexibilisieren.** Viele neue Nachfrager am Strommarkt (Elektrofahrzeuge, Elektrolyseure, Wärmepumpen, industrielle Wärmespeicher) können sich grundsätzlich an der Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms ausrichten, haben aber derzeit keine Anreize, das auch zu tun. Zudem fehlt dafür notwendige Infrastruktur in Form von ausreichend digitalisierten Netzen und Smart Metern. Dies erhöht das Risiko von Knappheitssituationen, die Kosten des Zubaus gesicherter Leistung sowie Verluste aus unnötiger Abregelung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien erheblich.
- **Redispatch vermeiden.** Netzengpässe vor allem im Übertragungsnetz verursachen erhebliche zusätzliche Kosten, weil erneuerbar erzeugter Strom nicht ausreichend zu Verbrauchern transportiert werden kann und stattdessen lokal zusätzliche (konventionelle) Stromerzeugung erfolgen muss. Um dieses Risiko zu minimieren, braucht es besser mit Erneuerbaren und Verbrauch koordinierten Netzausbau.

Insgesamt ließen sich durch die Umsetzung dieser vier Hebel bereits im Jahr 2030 zusätzliche Kosten im Umfang von mehr als € 40/MWh einsparen.

3.1.4 Langfristigen Technologieraum öffnen

Die aktuell geplante Dekarbonisierung von Backup-Kraftwerken mit grünem Wasserstoff ist aus heutiger Sicht teurer als mit anderen Technologien. Die tatsächlichen Kosten von Wasserstoffprojekten haben sich als erheblich höher herausgestellt als von den meisten Studien vor einigen Jahren vorhergesagt. Vor diesem Hintergrund sollten die aktuellen Pläne zur vollständigen Dekarbonisierung der deutschen Backup-Kraftwerke mit grünem Wasserstoff noch einmal hinterfragt, der Einsatz von Wasserstoff in Gaskraftwerken verzögert und der langfristige Technologieraum offengehalten werden. Einerseits sind Alternativen wie biogene Energieträger und CCS mindestens für einen Teil der Erzeugung absehbar günstiger, andererseits verläuft die technologische Entwicklung bei Batterien erheblich dynamischer als vorhergesagt. Sogar Batterien mit einem Speichervolumen von 100 Stunden und mehr könnten so innerhalb der kommenden 10 Jahre in ökonomische Reichweite geraten und sowohl den Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung als auch an flexibler, nicht fossiler Stromerzeugung stark reduzieren.

Einsatz nachhaltiger Biomasse

Nachhaltige, energetisch nutzbare Biomasse ist in Deutschland stark potenzialbegrenzt. Da bei zunehmender Dekarbonisierung wachsende Nutzungskonkurrenzen entstehen, sollte einerseits ihre Verfügbarkeit maximiert (auch innerhalb Europas) und andererseits eine Nutzung in möglichst systemdienlichen Anwendungen maximiert werden.

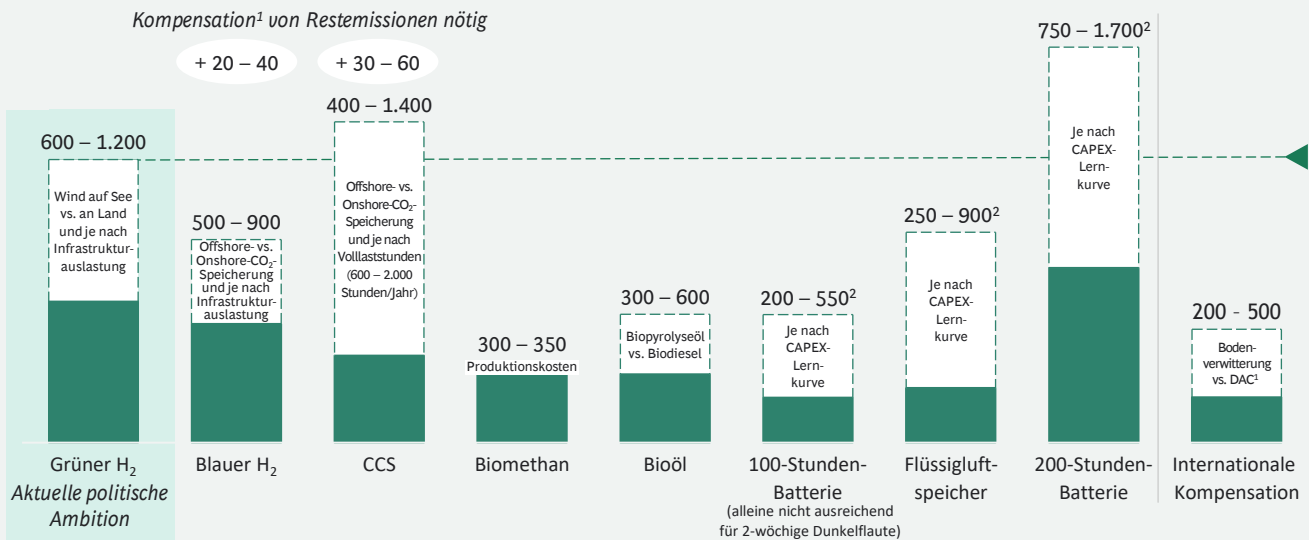
Derzeit wird der Einsatz von Biomasse vor allem in Anwendungen gefördert, die entweder sehr ineffizient sind (zum Beispiel in dezentralen Biomasse- und -gaskraftwerken oder als Kraftstoff), für die es sehr günstige Alternativen gibt (zum Beispiel Pellet-Heizungen in der Gebäudewärme) oder die zukünftig nicht systemdienlich betrieben werden können (ebenfalls dezentrale Biomasse- und -gaskraftwerke). Stattdessen sollte sie zukünftig verstärkt in Anwendungen eingesetzt werden, in denen sie effizienter genutzt wird oder in denen nur sehr teure Alternativen existieren – zum Beispiel zur stofflichen Nutzung in der Chemie und der Erzeugung industrieller Wärme oder Fernwärme, wo sie mit hohem Wirkungsgrad Temperaturen bis 500 °C (feste Biomasse) und darüber (Biomethan), sowie mit BECCS²⁵ negative Emissionen erzeugen kann. Auch ein Einsatz in der Stromerzeugung wäre in Backup-Kraftwerken, die nur wenige hundert Stunden im Jahr laufen müssen, erheblich systemdienlicher als derzeit.

²⁵ Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung.

Mehrere Alternativen sind wahrscheinlich günstiger als die Verstromung von Wasserstoff

ABBILDUNG 22 | CO₂-Vermeidungskosten verschiedener Backup-Stromerzeugungstechnologien im Jahr 2040

CO₂-Vermeidungskosten verschiedener Backup-Stromerzeugungstechnologien gegenüber Erdgas
2040, in €/t CO₂ real 2024



1. Bodenverwitterung mit € 200/t CO₂, DAC (Direct Air Capture), z.B. in Island zu € 500/t CO₂. 2. Inkl. LCOE von Wind auf See für Batterieladung und Flüssigluftspeicherkompressions- und Kühlungsprozess: € 92/MWh (bei voller Effizienz) | Anmerkung: Berechnung notwendiger gesicherter Leistung basierend auf der Annahme von 400 bis 600 Stunden p. a. Volllast in Dunkelflauten; Brennstoffpreise (alle Preise inkl. Transport- und Infrastrukturkosten): Grüner H₂ € 5 – 10/kg; blauer H₂ € 5 – 7/kg; Erdgas € 48/MWh; Biomethan € 105 – 125/MWh; Bioöl € 105 – 160/MWh; Umwandlungseffizienz: Gas, H₂, Biomethan, Bioöl: 50 %, CCS, Flüssigluftspeicher: 40 %, Batterien: 60 %; CCS Capture-Rate blauer H₂: 90 %; CAPEX: Gaskraftwerk € 800/kW; CCS € 650/t p. a.; 100-Stunden-Batterie: € 1.700 – 2.400/kW; Flüssigluftspeicher: € 500 – 1.500/kW; CCS 500 bis 2.000 Stunden Volllast pro Jahr mit Onshore- bzw. Offshore-CO₂-Speicherung | Quelle: BCG

3.2 Stromkosten könnten langfristig sogar sinken

In einem kosteneffizienteren Energiewendeszenario würde das Stromsystem ebenfalls stark wachsen, aber weniger steil. Die Stromnachfrage wäre selbst bei einer ab heute stärkeren Beschleunigung der Elektrifizierung in den Jahren 2030 und 2035 noch rund 15 % geringer als von der Politik derzeit geplant.²⁶ Gleichzeitig würden alle Hebel zur Verringerung der Ausbaurkosten umgesetzt, wie im vorigen Kapitel beschrieben, u. a. ein späterer Einsatz und weitgehender Ersatz von Wasserstoff, eine größere Rolle von Batteriespeichern sowie ein anteilig etwas geringerer Zubau von Wind auf See. Die deutschen Klimaziele für 2045 würden in einem solchen Szenario erreicht werden. 2030 wären zwar bereits mehr als 80 % des deutschen Stroms erneuerbar, allerdings würden die nationalen Emissionsziele um einige Prozentpunkte verfehlt, da der dafür nötige, erheblich steilere Hochlauf von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und anderen grünen Technologien aus heutiger Sicht bereits außer Reichweite scheint.

Eine kosteneffizientere Umsetzung der Energiewende könnte die Stromsystemkosten in der

nächsten Dekade um € 320 Mrd. reduzieren.

Deutschland würde zwischen 2025 und 2035 insgesamt € 330 Mrd. Investitionen einsparen. Bezogen auf die erzeugte Megawattstunde wären die Stromsystemkosten damit in 2035 um 23 % geringer als die aktuelle politische Planung vorsieht – und um 13 % geringer als heute. Langfristig könnten sich die Stromsystemkosten bei effizienter Umsetzung der Energiewende und einer vollständig klimaneutralen Stromproduktion in 2045 sogar wieder dem Vorkrisenniveau annähern.

Strompreise könnten für die meisten Verbraucher zukünftig sinken. Mit einer kosteneffizienteren und besser koordinierten Umsetzung der Energiewende würden sich die Strompreise für alle Verbraucher kurzfristig stabilisieren und könnten langfristig sogar leicht sinken. Eine vierköpfige Familie mit Eigenheim, E-Auto und Wärmepumpe würde damit im Jahr 2035 gegenüber dem Szenario der aktuellen politischen Ambition etwa € 600 an Stromkosten einsparen.²⁷ Die Strompreise reduzieren sich auch für fast alle industriellen Verbraucher – mit Ausnahme ausgerechnet besonders energieintensiver Unternehmen, da für diese die Strompreiskompensation bei einem zunehmend erneuerbar erzeugten Strom immer geringer ausfällt.

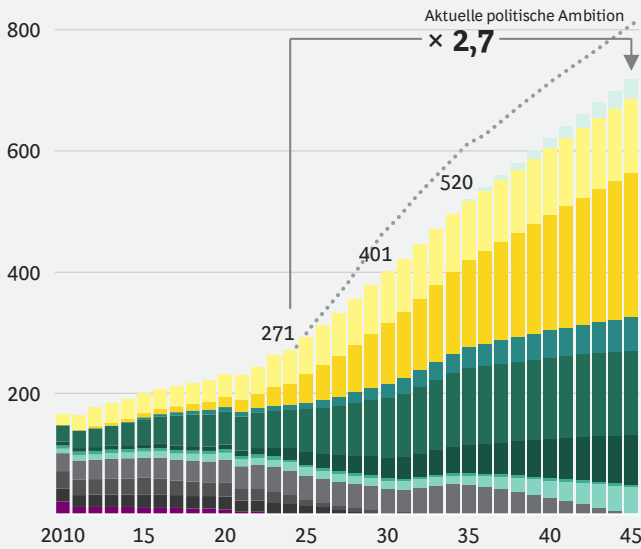
²⁶ Sollte diese Elektrifizierung weiterhin nicht erfolgen, fielen das Wachstum sogar noch geringer aus.

²⁷ Voraussetzung ist der Erhalt von Entlastungs- und Subventionsregelungen, z. B. die öffentliche Finanzierung der EEG-Umlage.

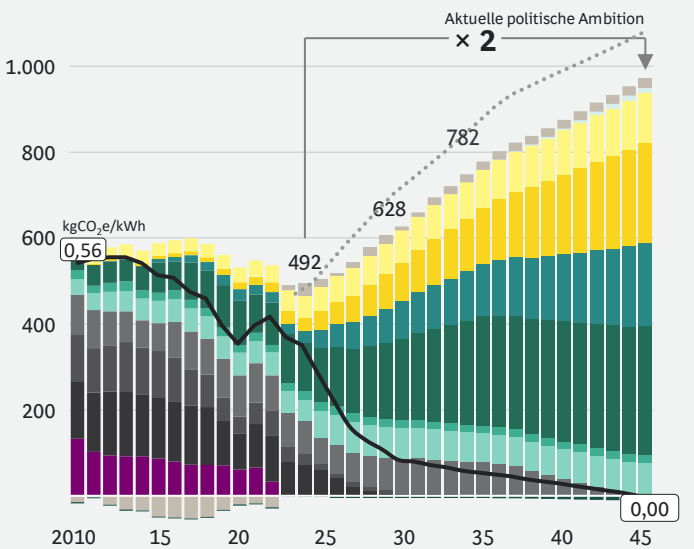
Die Stromerzeugung würde auch in einem optimierten Szenario massiv steigen

ABBILDUNG 23 | Entwicklung der installierten Kapazität und Nettostromerzeugung im optimierten Szenario

Installierte Kapazität in GW



Nettostromerzeugung in TWh



Optimiertes Szenario

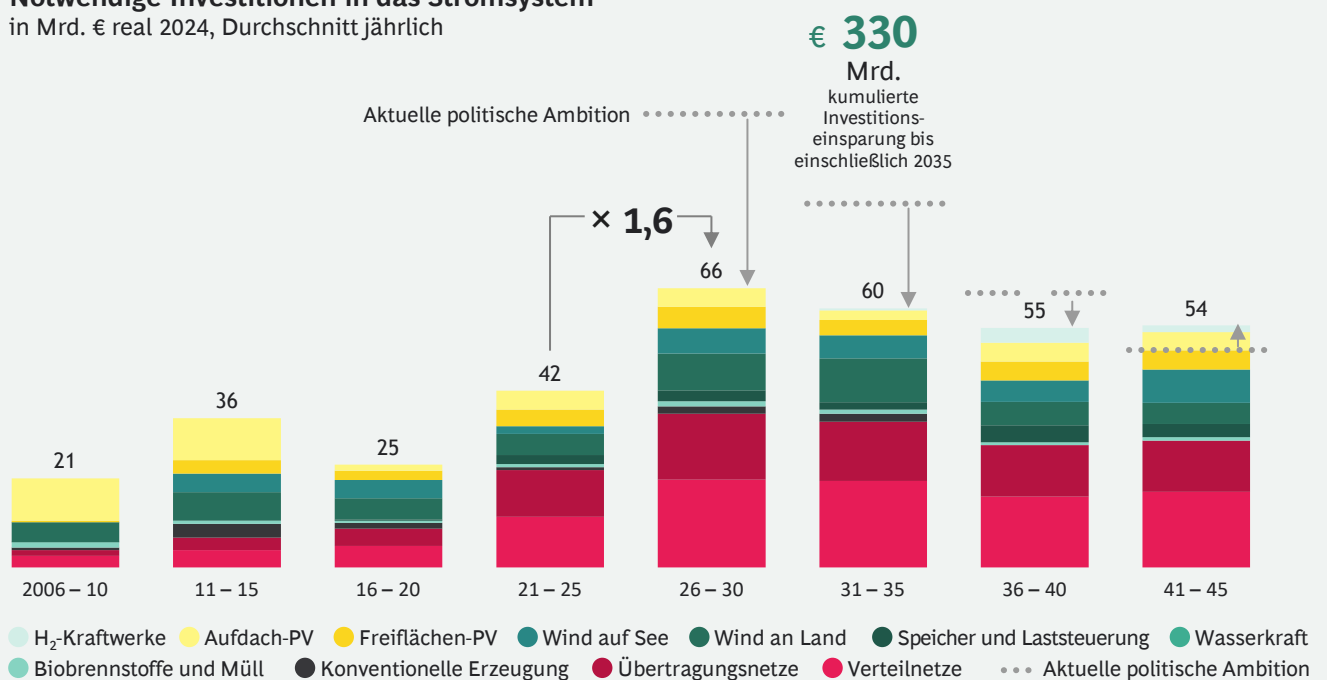
- Im-/Exporte
- H₂
- Aufdach-PV
- Freiflächen-PV
- Wind auf See
- Wind auf Land
- Speicher
- Wasserkraft
- Biobrennstoffe und Müll
- Gas/Öl
- Steinkohle
- Braunkohle
- Kernenergie
- Aktuelle politische Ambition

Quelle: UBA (2025c); BNetzA (2025e); BMWK (2024b); NEP (2023); BCG

Eine optimierte Energiewende benötigt geringere und spätere Investitionen

ABBILDUNG 24 | Notwendige Investitionen in das Stromsystem bis 2045 im optimierten Szenario

Notwendige Investitionen in das Stromsystem in Mrd. € real 2024, Durchschnitt jährlich



Quelle: BMWK (2024c); NEP (2024); BCG

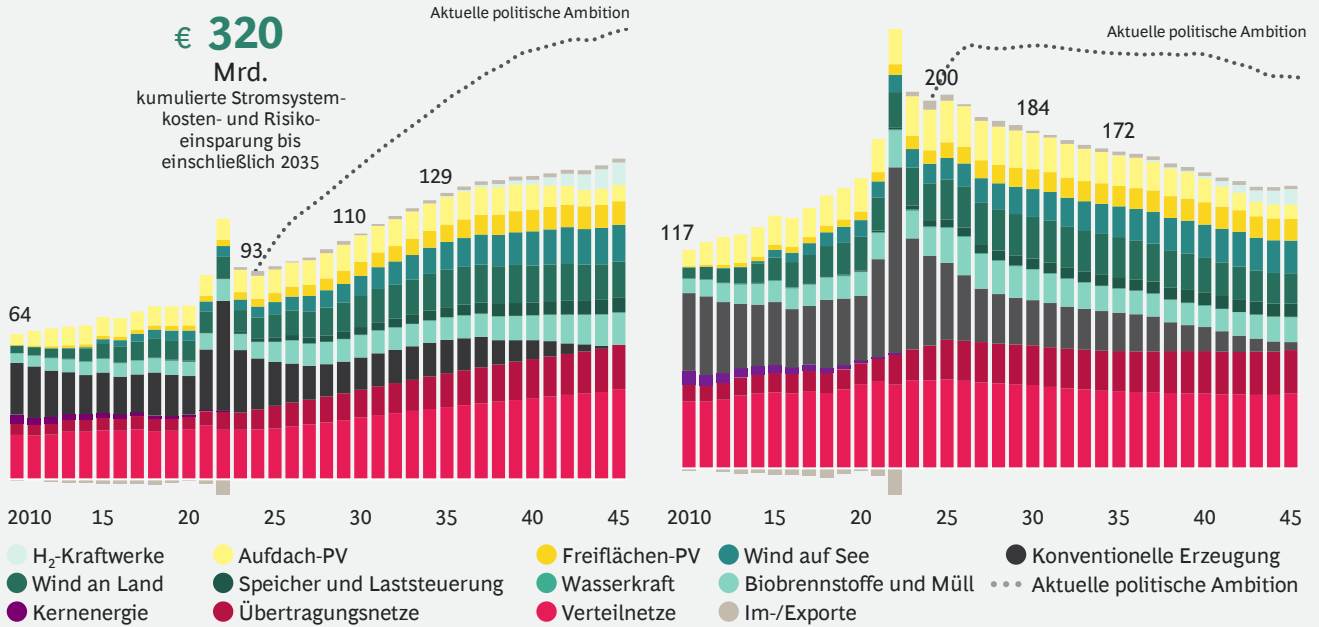
Eine optimierte Energiewende könnte Stromsystemkosten um rund € 40 /MWh senken

ABBILDUNG 25 | Entwicklung der Stromsystemkosten im optimierten Szenario

Optimiertes Szenario

Stromsystemkosten (absolut)
in Mrd. € real 2024

Stromsystemkosten (spezifisch)
in €/MWh real 2024



Anmerkung: Übertragungsnetze inkl. Redispatch-Kosten | Quelle: BMWK (2024c); NEP (2024); 50hertz & Amprion & Tennet & Transnet BW (2023); BCG

Die Strompreise könnten für fast alle Verbrauchergruppen zukünftig sinken

ABBILDUNG 26 | Entwicklung der Strompreise für verschiedene Verbrauchergruppen im optimierten Szenario

Beispielhafte Verbrauchergruppen¹

Optimiertes Szenario



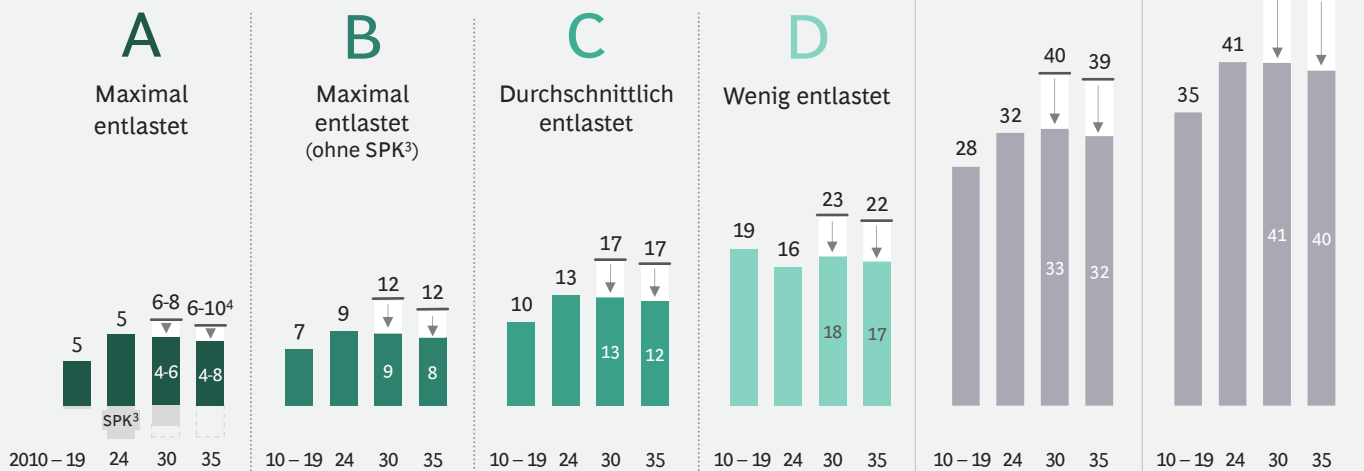
Industrie
in ct/kWh real 2024



Gewerbe



Haushalte



● Strompreis nach Hebelaktivierung² □ Strompreis vor Hebelaktivierung

1. Informationen zu den Verbrauchergruppen sind im Appendix zu finden, Strompreise können je nach tatsächlichem Verbrauch und Lastprofil stark variieren
 2. Niedrigere Strompreise hauptsächlich durch Großhandelspreis- und Netzentgeltreduktion bewirkt 3. SPK = Strompreiskompensation; SPK ist an spezifische Bedingungen gebunden, wie die beihilfeberechtigte Sektorenzugehörigkeit gem. Anhang I der Förderrichtlinie oder die Herstellung beihilfefähiger Produkte
 4. Umfang der SPK nach 2030 noch unklar | Anmerkung: Szenario unter der Annahme aktueller Regulierung, Preisbildungsmechanismen des planmäßigen Netzaus- und Kraftwerksbaus | Quelle: Aurora (2024); EPEX (2025); BNetzA (2025c); BDEW (2024); BCG



Exkurs Kernenergie

Im Zuge der kontroversen Abschaltung der letzten deutschen Kernkraftwerke im Jahr 2023 ist in Deutschland die politische Debatte über die zukünftige Rolle von Kernenergie wieder neu entbrannt. In dieser Studie wurde ein Wiedereinstieg dennoch nicht berücksichtigt, da dieser weder finanziell vorteilhaft noch praktikabel möglich erscheint. Die Debatte um die Rolle der Kernenergie im deutschen Energiesystem wird seit Jahrzehnten kontrovers geführt. Aus rein ökonomischer Sicht hat der vorzeitige Ausstieg aus der Kernenergie die Stromsystemkosten in Deutschland im Laufe des letzten Jahrzehnts erhöht. Die deutsche Kernkraftflotte war bereits weitgehend abgeschrieben und hat deshalb vergleichsweise günstigen Baseload-Strom produziert, der nur durch eine teurere Alternative ersetzt werden konnte. Er hat außerdem die Dekarbonisierung des deutschen Stromsystems verlangsamt, weil mehr als ein Fünftel emissionsfreien Stroms ersetzt werden musste.

Dieselben Argumente gelten allerdings nicht für den Neubau von Kraftwerken. Die Stromerzeugungskosten europäischer Neubauprojekte liegen erheblich höher als die fast aller alternativen Technologien.²⁸ Außerdem wären Neubauten in Deutschland kaum schneller als innerhalb von anderthalb bis zwei Dekaden realisierbar²⁹ und kämen damit zu einem Zeitpunkt, zu dem das deutsche Stromsystem bereits weitgehend emissionsfrei sein muss – und zudem aufgrund eines bereits sehr hohen Anteils erneuerbaren Stroms in den meisten Stunden des Jahres wenig Bedarf für eine auf Baseload ausgerichtete Technologie wie Kernenergie besteht.³⁰ Derzeit noch deutlich vor dem Pilotierungsstadium stehende Technologien wie SMNRs³¹ und Fusionsenergie wurden nicht betrachtet, da sie im Betrachtungszeitraum keinen realistischen Beitrag zu Kostensenkungen im Stromsystem leisten können und damit eher Teil einer Innovationsagenda wären.³²

²⁸ Mit geplanten Stromgestehungskosten von mehr als 12 ct/kWh lägen aktuelle europäische Kraftwerksprojekte wie Flamanville 3 und Hinkley Point C mehr als 50 % höher als der durchschnittliche deutsche Börsenstrompreis 2024 (siehe auch Studie des Fraunhofer ISE [2024] für erwartete Kosten bei Neubauten). Auch unter Berücksichtigung der Systemintegrationskosten würden Kernkraftwerke zu solchen Kosten in Deutschland wahrscheinlich keinen wesentlichen Beitrag zur Senkung der Strompreise leisten. Ein Wiedereinstieg der zuletzt stillgelegten Kraftwerke wäre sehr wahrscheinlich günstiger, hat aber sehr unsichere Realisierungschancen.

²⁹ Außer China ist es in den vergangenen Dekaden keinem Land gelungen, ein Kernkraftwerk von Baubeschluss bis Inbetriebnahme in weniger als 10 Jahren zu bauen (das schnellste Projekt außerhalb Chinas war mit einer Bauzeit von 11 Jahren "Barakah 1" in den Vereinigten Arabischen Emiraten – jedoch erst nach einem mehrjährigen Prüfungsprozess bis zum endgültigen Baubeschluss). Für die Mehrheit der Projekte belief sich die reine Bauzeit auf mehr als 15 Jahre.

³⁰ Aus diesen Gründen spielen Neubauprojekte von Kernkraftwerken auch in anderen Ländern eine eher untergeordnete Rolle. Zum Beispiel planen in der EU aktuell sechs Länder konkret neue Kernreaktoren. Allerdings sind nur zwei derzeit im Bau, und diese liegen deutlich hinter dem Zeitplan.

³¹ SMNRs = Small and Medium Nuclear Reactors.

³² Auch die Wiederinbetriebnahme bestehender Kraftwerke wurde nicht explizit betrachtet und stellt eine weitere theoretische Option dar. Dies würde jedoch – ähnlich dem Neubau – mit erheblichen Kosten und zeitlichem Verzögern einhergehen.

4 Wasserstoff wird absehbar teuer bleiben, kann aber günstiger beschafft werden als derzeit geplant

4.1 Wasserstoff ist zur Erreichung von Nullemissionen nötig, in vielen Anwendungen aber nicht wettbewerbsfähig

Grüner Wasserstoff spielt als klimaneutraler Energieträger in der Planung der deutschen Politik und vieler Unternehmen aktuell eine zentrale Rolle. Wasserstoff ist unverzichtbar, um in Deutschland zukünftig Nullemissionen zu erreichen. Er wird in der CO₂-neutralen Produktion von Grundstoffchemikalien wie Ammoniak und Methanol benötigt, in der Raffinierung flüssiger Kohlenwasserstoffe, zum Beispiel für nicht elektrifizierte Verkehre (heute zu großen Teilen fossil, zukünftig zunehmend biogen oder synthetisch) und in der fossilfreien Reduktion von Roheisen aus Eisenerz. Außerdem eignet sich Wasserstoff als Ersatz fossiler Energieträger wie Gas und Öl, beispielsweise als langfristiger Energiespeicher für die Verstromung in Gaskraftwerken, zur Erzeugung von industrieller Wärme oder im Transport.

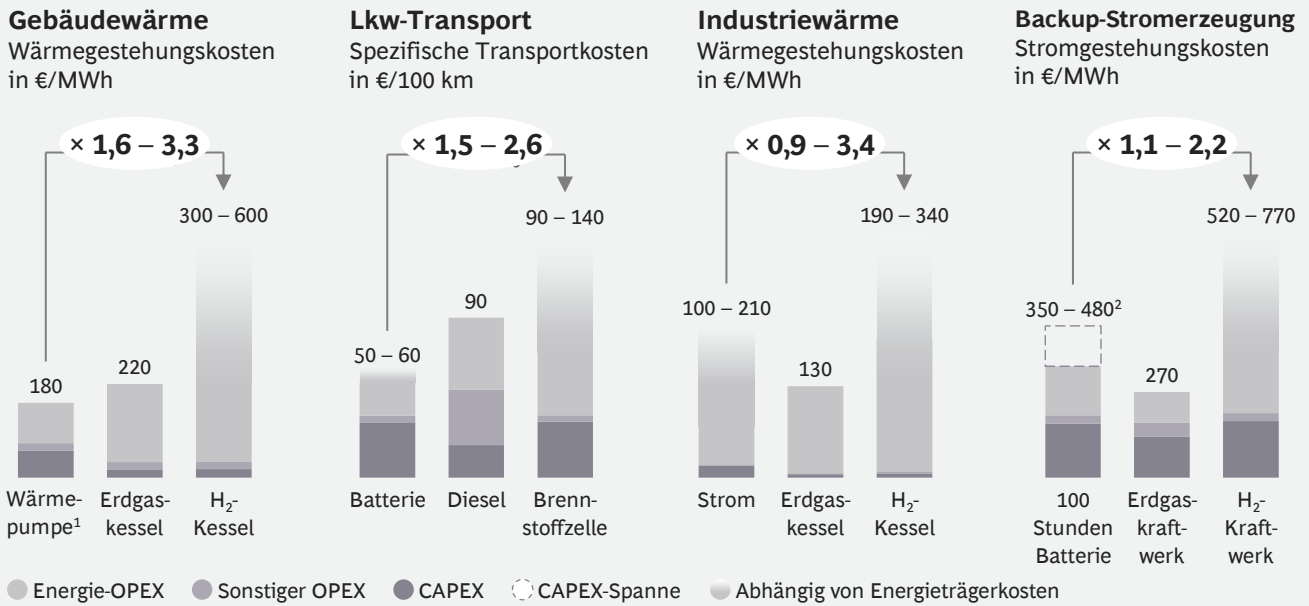
Die Produktion von CO₂-armem Wasserstoff ist in der Praxis allerdings sehr teuer. Die Kosten von Projekten für grünen Wasserstoff haben sich in ganz Europa in den letzten Jahren als erheblich höher erwiesen als noch vor wenigen Jahren vorhergesagt. Mit erwarteten Produktionskosten von € 5 bis 8/kg liegen aktuelle Projekte mit geplantem Fertigstellungsdatum 2030 etwa um den Faktor 3 bis 4 über fossilem Erdgas und bei CO₂-Vermeidungskosten von € 550 bis 900/t CO₂³³. Selbst wenn diese Kosten zukünftig sinken, bleibt Wasserstoff aus heutiger Perspektive in sehr vielen Anwendungen gegenüber anderen Dekarbonisierungslösungen wie Elektrifizierung, Bioenergie oder CCS unwirtschaftlich. Noch im Jahr 2040 läge der Kostennachteil von heimisch produziertem grünem Wasserstoff in vielen Anwendungen bei 30 % bis weit über 100 % gegenüber der nächsten jeweils verfügbaren Technologiealternative (siehe Abbildung 27). Das gilt in Deutschland unter den aktuellen Rahmenbedingungen noch stärker als in anderen Ländern, in denen Wasserstoff zumindest günstiger produziert werden kann.

³³ Jeweils ohne Berücksichtigung von Infrastrukturkosten.



Wasserstoff voraussichtlich auch im Jahr 2040 in vielen Anwendungen noch zu teuer

ABBILDUNG 27 | Kostenvergleich verschiedener Wasserstoffanwendungen im Jahr 2040



1. Luft-Wasser-Wärmepumpe 2. Je nach realisierter CAPEX-Lernkurve
 Anmerkung: Alle Werte real 2024; Gebäudewärme: Jährlicher Wärmebedarf 15 MWh, Effizienz Wärmepumpe (Kessel) 330 % (96 %); Anschaffung inkl. Installation im Bestand Wärmepumpe (Gaskessel, H₂-Kessel) € 24.000 (~ € 5.000); 35 % Subvention auf Anschaffungskosten Wärmepumpe; 20 Jahre Nutzungsdauer; 60 % Netzentgeltreduktion für Wärmepumpen; € ~ 175/t CO₂ ETS-Preis; € 2,30 – 7,00 VNB-Entgelte für H₂; Lkw: 10 – 40 % der E-Lkw-Ladungen am Fast-Charger; 6 Jahre Nutzungsdauer; 60 % Netzentgeltreduktion für Ladesäulen; 130.000 km jährliche Laufleistung; E- und Brennstoffzellen-Lkw dauerhaft von Maut befreit; € 3 – 6/kg H₂ Distributionskosten für H₂-Tankstellen; Industriewärme: Bis 500 °C; flexible Wärmeerzeugung ohne teuerste 2.000 Stunden mit Strompreisen abhängig von Verbrauchergruppe (Spanne hier B – D); installierter Wärmespeicher mit € 40/kWh CAPEX bei 90 % Effizienz; Strom: Wirkungsgrad 100h-Batterie, Erdgas- und H₂-Kraftwerk 50 %; 600 Stunden Vollast (Batterie 400); Erdgas € 32/MWh; H₂ € 4 – 7/kg, CAPEX Batterie € 1.700 – 2.400/kWh | Quelle: Aurora (2024); BCG

4.2 Die Pläne zum Aufbau einer deutschen Wasserstoffwirtschaft sollten sich an diesen ökonomischen Realitäten orientieren

Die Wasserstoffnachfrageszenarien der Bundesregierung sind vor dem Hintergrund dieser ökonomischen Realitäten sehr wahrscheinlich deutlich zu optimistisch. Obwohl Wasserstoff aus heutiger Perspektive selbst 2040 – auch unter Einbeziehung der erwartbaren CO₂-Kosten – noch ein Mehrfaches von Erdgas kosten wird, plant das BMWK für das Jahr 2040 derzeit bis zu 430 TWh Wasserstoffnachfrage³⁴, was etwa 60 % des gesamten heutigen Erdgasverbrauchs entspräche. Ein Verbrauch in diesem Umfang erscheint aus heutiger Sicht weder realistisch noch ökonomisch vernünftig und hätte ungefähr denselben

Kosteneffekt wie die gestiegenen Gaspreise auf dem Höhepunkt der Energiekrise.³⁵ In den meisten Sektoren wird sich deswegen aus heutiger Sicht wahrscheinlich eine deutlich geringere Nachfrage einstellen (siehe Abbildung 28).³⁶ Auch kurzfristig sieht es aktuell nicht so aus, als würde sich das Ziel von 10 GW Elektrolyseurkapazität bis 2030 noch realisieren lassen. Die Pläne zum Aufbau einer deutschen Wasserstoffwirtschaft sollten sich diesen Realitäten stellen, indem sie einerseits die Infrastrukturplanung an eine realistischere Nachfrageentwicklung anpassen und andererseits die Verfügbarkeit günstigerer Alternativen maximieren – bei gleichzeitigem Bekenntnis zu Wasserstoff als Wachstumsfeld für die deutsche Industrie.

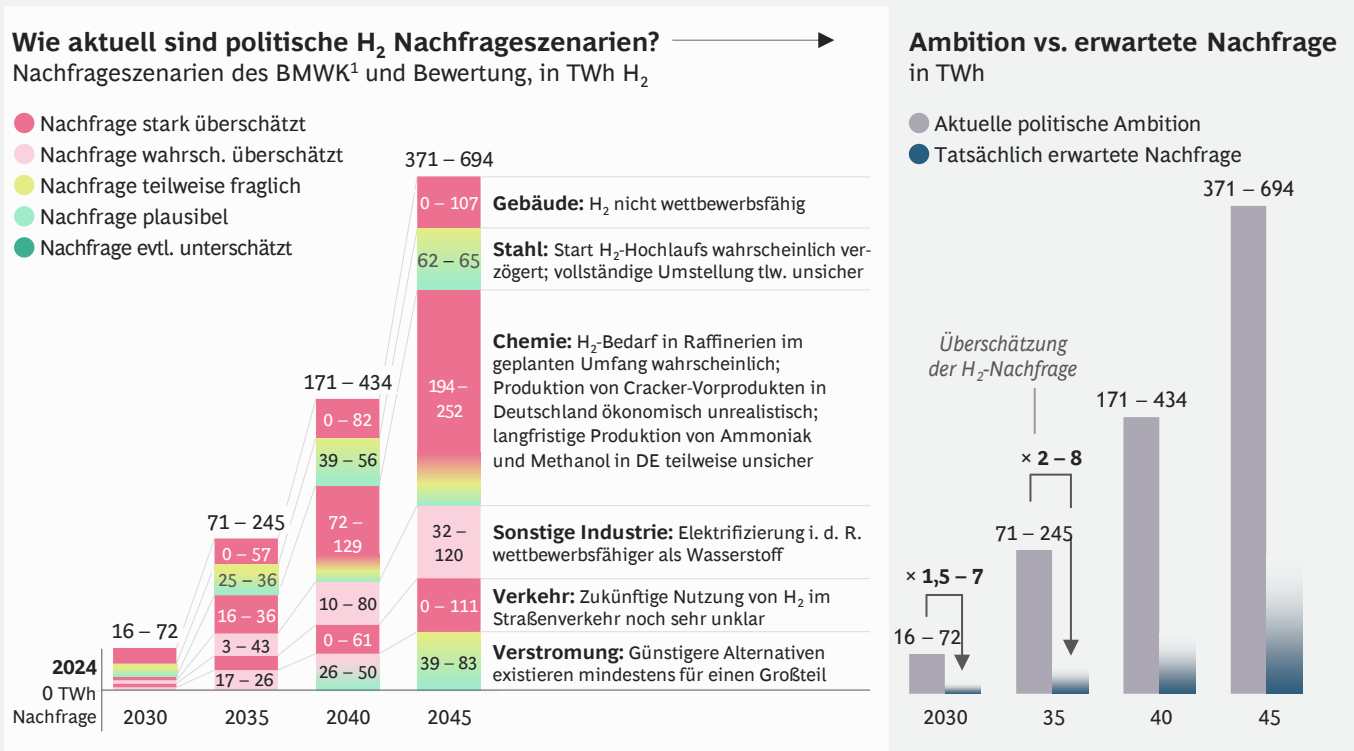
³⁴ BMWK (2024c).

³⁵ € 225/MWh Erdgas-Großhandelspreis im August 2022 entsprechen etwa € 7,5/kg H₂.

³⁶ Vor allem die Nachfrageprognosen in Anwendungen der industriellen Wärmeerzeugung, des Gebäudesektors und des Straßenverkehrs scheinen unrealistisch. Sogar der Einsatz in Sektoren, in denen Wasserstoff bisher in allen Energieszenarien als gesetzt gilt, steht aus heutiger Sicht zumindest teilweise in Frage. Im Stromsektor existieren mindestens für einen Teil der geplanten Nachfrage günstigere Alternativen. In der Produktion von Stahl, Methanol und Ammoniak ist eine vollständige Umstellung der heutigen Produktion auf Wasserstoff zumindest unklar (siehe BCG & IW & BDI [2024]).

Politische Nachfrageszenarien für Wasserstoff scheinen zu optimistisch

ABBILDUNG 28 | Wasserstoffnachfrageentwicklung im Vergleich aktuelle politische Ambition und tatsächliche Erwartung



4.2.1 Infrastrukturplanung realisieren, aber an erwartete Nachfrage anpassen

Der Aufbau der deutschen Wasserstoffinfrastruktur ist zur industriellen Dekarbonisierung notwendig, sollte aber an einer geringeren Nachfrage kalibriert werden. Beim Aufbau der deutschen Wasserstoffinfrastruktur steht die Politik vor einem Dilemma. Einerseits sind Verbraucher dringend auf einen schnellen Vorbau angewiesen. Mögliche industrielle und andere Verbraucher verteilen sich auf das gesamte Bundesgebiet und benötigen daher eine Infrastruktur mit großer geografischer Abdeckung. Zudem sind der Anschluss möglicher Importpunkte und der Aufbau eines internationalen Pipeline-Zugangs³⁷ Voraussetzung für eine günstigere Versorgung. Andererseits birgt eine zu groß dimensionierte Infrastruktur Kostenrisiken.

Selbst in einem Nullemissionsszenario könnte die deutsche Wasserstoffnachfrage um mehr als die Hälfte unter dem pessimistischsten Szenario liegen, mit dem die Politik derzeit plant (siehe Abbildung 29 und 30).³⁸ Auch der Umfang der saisonalen Verbrauchsschwankung, welcher der aktuellen Umrüstungsplanung von Gasspeichern zugrunde liegt, ist mindestens unsicher. Zwar wäre das Kostenrisiko einer unterausgelasteten Infrastruktur für Endkunden durch das staatlich abgesicherte Amortisationskonto aus heutiger Sicht überschaubar – um dennoch Mehrbelastungen für Staatshaushalt und Betreiber zu vermeiden, sollte im Rahmen der KO.NEP eine Planung angestrebt werden, die beide Notwendigkeiten miteinander vereint, zumal beispielsweise durch zusätzliche Verdichter die Möglichkeit einer Nachsteuerung besteht.

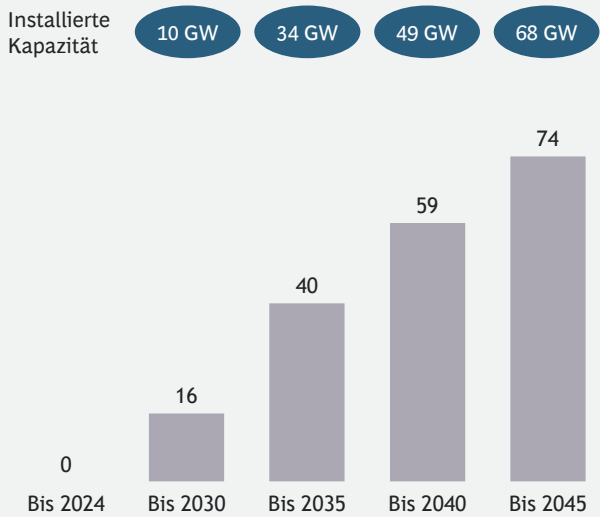
³⁷ Verfügbarkeit internationaler Pipeline-Importe wird realistischerweise erst nach 2030 erwartet.

³⁸ Im Rahmen dieser Studie wurde das Wasserstoff-Kernnetz nicht neu modelliert. Im optimierten Gesamtszenario sind daher konservativ die vollständigen Kosten des H₂-Kernnetzes im aktuell geplanten Umfang berücksichtigt.

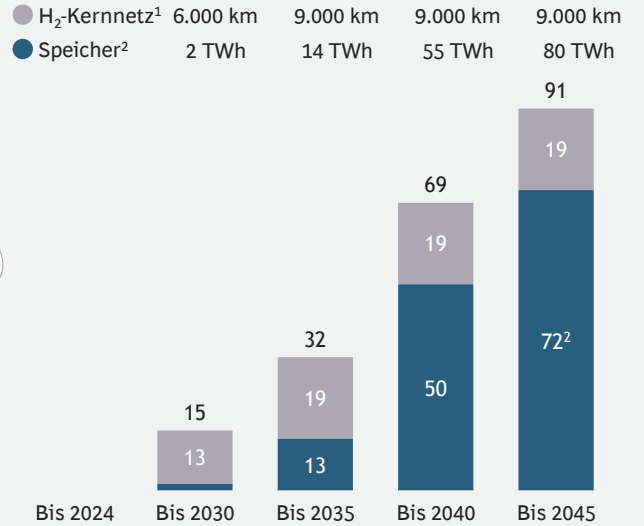
Geplanter Aufbau der H2-Wirtschaft erfordert € 6 bis 11 Mrd. Investitionen jährlich

ABBILDUNG 29 | Geplante Elektrolyse- und Wasserstoffinfrastruktur-Investitionen in Deutschland

Geplante Investitionen in Elektrolysekapazität in Mrd. € real 2024, kumuliert



Geplante Investitionen in Wasserstoffinfrastruktur in Mrd. € real 2024, kumuliert



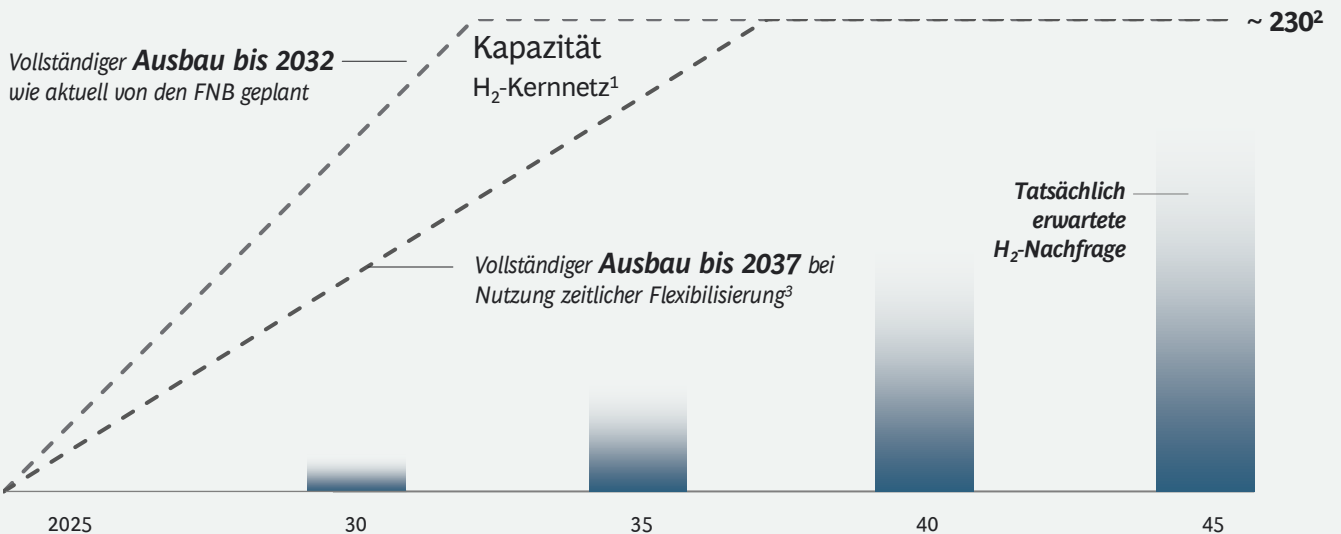
1. Aktuelle Kernnetzplanung und Kostenprognose mit Fertigstellung 2032 und für ca. 230 TWh Heizwert ausgelegt, voraussichtlich weitere Investitionen (bspw. zusätzliche Verdichter) notwendig bei 370-TWh-Nachfrage 2. Speicherkapazität gem. O45-Strom-Langfristszenarien, € 30/kg H₂-CAPEX für Speicherung in Salzkavernen | Quelle: KO.NEP (2024); BCG

Das aktuell geplante Wasserstoff-Kernnetz ist wahrscheinlich überdimensioniert

ABBILDUNG 30 | Vergleich der Kapazität des geplanten H₂-Kernetzes und der tatsächlich erwarteten Nachfrage

Exemplarisch

Kapazität geplantes H₂-Kernnetz und erwartete H₂-Nachfrage in TWh H₂



1. Hochlauf illustrativ 2. Darstellung des H₂-Heizwertes, dafür Umrechnung des Brennwertes der durch die Fernleitungsnetzbetreiber geplanten Ausspeisemengen 3. Für einzelne Kernnetzprojekte ist gem. EnWG auch eine Inbetriebnahme 2032 – 2037 bei Erhalt der Kernnetzfinanzierung möglich
Quelle: BMWK (2024c); KO.NEP (2024); BCG

4.2.2 Wasserstoffversorgung diversifizieren

Gleichzeitig kann sich Deutschland günstigere Wasserstoffquellen erschließen. Vor allem die Grundstoffindustrien sind zur Dekarbonisierung auf günstige Wasserstoffpreise angewiesen. Die Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland ist im Jahr 2030 bei Produktionskosten von etwa € 5,50/kg (aus Wind an Land und Photovoltaik; stark mengenbegrenzt) bis zu € 8,00/kg (aus Wind auf See; vor allem für große Projekte wahrscheinlicher) allerdings sehr teuer.³⁹ Ein Treiber dieser hohen Kosten sind enge Kriterien für Zusätzlichkeit und Gleichzeitigkeit der Erzeugung erneuerbaren Stroms aus dem Delegated Act der Europäischen Union.⁴⁰ Eine Öffnung dieser Kriterien könnte die Produktionskosten auf bis zu € 5,00/kg reduzieren.⁴¹ Gleichzeitig könnte sich Deutschland durch eine Diversifizierung des eigenen Wasserstoffbezugs mindestens mittelfristig günstigere

Quellen erschließen. Einerseits ist die Produktion von grünem Wasserstoff in mehreren Ländern, die sich per Pipeline anschließen ließen, günstiger als in Deutschland und könnte über Energiepartnerschaften ausgebaut werden. Andererseits ist aus heutiger Sicht die Produktion von blauem Wasserstoff selbst langfristig wahrscheinlich zu deutlich günstigeren Kosten möglich – sowohl in nahegelegenen Ländern wie Norwegen als auch in Deutschland selbst (siehe Abbildung 31).

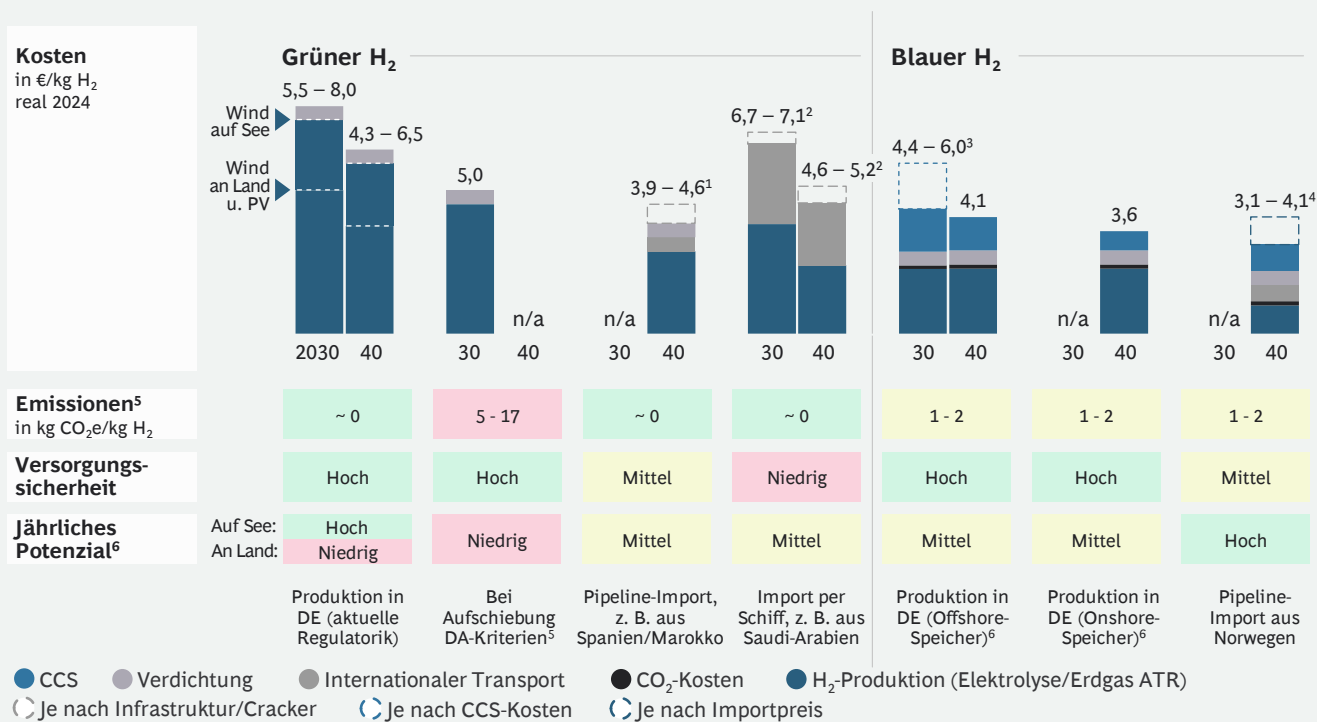
³⁹ Durch gezielte Nutzung von Überschussstrom wird 2040 auch in Deutschland eine Produktion zu geringeren Kosten möglich sein. Die so produzierten Mengen an Wasserstoff werden jedoch in ihrer Verfügbarkeit vermutlich so stark begrenzt sein, dass deren Preise sich an den höheren Produktionskosten alternativer Herstellungen orientieren werden.

⁴⁰ Gemeint ist hier der Delegated Act 2023/1184 zur "Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs [...]".

⁴¹ Dies würde je nach Ausgestaltung vorübergehend zu höheren CO₂-Emissionen führen, könnte allerdings den Hochlauf der Wasserstoffproduktion beschleunigen.

Mittelfristig existieren für Wasserstoff günstigere Beschaffungsoptionen

ABBILDUNG 31 | Vergleich der Beschaffungskosten von grünem und blauem Wasserstoff in den Jahren 2030 und 2040



1. Pipeline-Kosten maßgeblich von Länge und Kapazität abhängig 2. Kosten bei 7.000 km Transport mit Umwandlung in Ammoniak (und anschließender Rückumwandlung in 95 % ausgelasteten Cracker); Spanne abhängig von Lernraten bei Cracking-Kosten 3. Höhe der CCS-Kosten maßgeblich von Ort der Speicherung und anfallenden Transportkosten abhängig 4. Erdgasproduktionskosten für Norwegen € 6,50/MWh unter der Annahme bereits vollständig ausgelasteter Erdgas-Pipelines (keine Betrachtung der Opportunitätskosten); Importpreise aus Norwegen richten sich nach günstigster inländischer H₂-Alternative 5. "Aufschiebung DA-Kriterien" betrachtet Verlängerung der Übergangsfrist bei "Zusätzlichkeit" und "Zeitliche Korrelation" im Delegated Act der EU (2023/1184) 6. Annahme Erdgaspreise DE 2030 (2040): € 32 (33)/MWh | Quelle: Aurora (2024); S&P Global (2022); Xodus (2024); BCG

4.2.3 Verfügbarkeit von Alternativen maximieren

Zusätzlich sollte Deutschland die Verfügbarkeit alternativer grüner Moleküle maximieren und diese möglichst systemdienlich einsetzen. Nach heutigem Stand ist zu erwarten, dass auch biogene Energieträger in Deutschland günstiger bleiben als CO₂-armer Wasserstoff (siehe Abbildung 32). Diese werden derzeit allerdings oftmals in Anwendungen wie der dezentralen, bisher⁴² vor allem unflexiblen Stromerzeugung oder in Pellet-Heizungen eingesetzt, in denen sie zwar einen Beitrag zur Treibhausgas-minderung leisten, aber aus einer systemdienlichen Gesamtbetrachtung ineffizient genutzt werden. Angesichts zukünftig zunehmender Nutzungskonkurrenzen könnte eine Priorisierung effizienterer Anwendungen mit teureren Dekarbonisierungsalternativen erhebliche Kosten einsparen – zum Beispiel in der stofflichen oder energetischen Nutzung in der Industrie oder zur Stromerzeugung in erheblich flexibleren Backup-Kraftwerken.

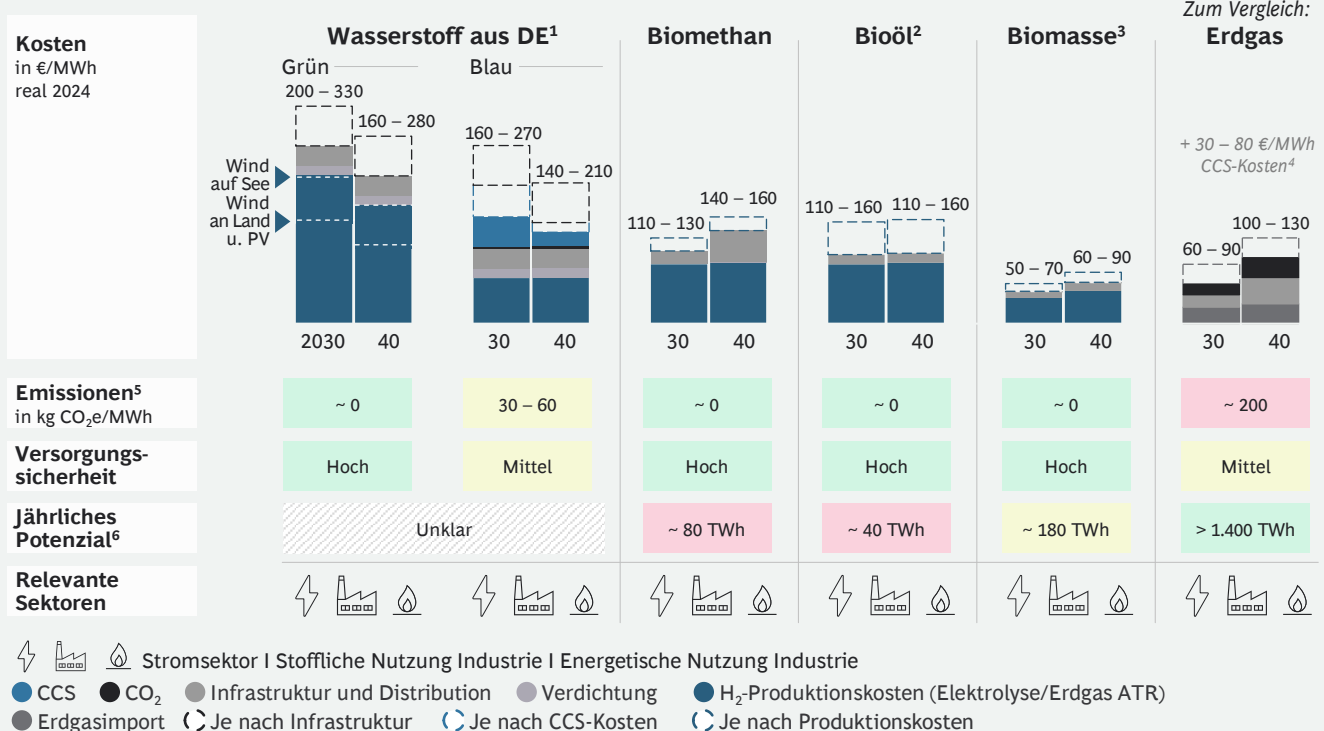
Auch der Einsatz von CCS ist in zahlreichen industriellen Prozessen wahrscheinlich kostengünstiger möglich. Deutschland geht mit seinem starken Fokus auf Wasserstoff in der industriellen Dekarbonisierung bisher einen Sonderweg, obwohl in vielen Anwendungen derzeit der Einsatz von CCS wahrscheinlich kostengünstiger wäre (siehe Abbildung 33). Zwar verbleiben bei dieser Technologie Restemissionen, die zur Erreichung der deutschen Klimaziele im Jahr 2045 kompensiert werden müssten (z. B. durch DACCS oder BECCS)⁴³, allerdings könnte ein breiterer Einsatz Dekarbonisierungskosten in mehreren Sektoren deutlich verringern und die Anwendung damit international wettbewerbsfähiger machen.

⁴² Ein Rahmen für mehr Flexibilisierung wurde im Biogaspaket vom Januar 2025 geschaffen. Die darunter geförderten Anlagen decken allerdings nur eine Speicherdauer von wenigen Stunden ab und leisten damit zur Überbrückung zukünftiger Dunkelflauten keinen nennenswerten Beitrag.

⁴³ DACCS = Direct Air Carbon Capture and Storage (z. B. in Island); BECCS = Bioenergy with Carbon Capture and Storage.

Auch biogene Energieträger wären günstiger als Wasserstoff (aber mengenbegrenzt)

ABBILDUNG 32 | Vergleich der Beschaffungskosten von Wasserstoff und biogenen Energieträgern in den Jahren 2030 u. 2040

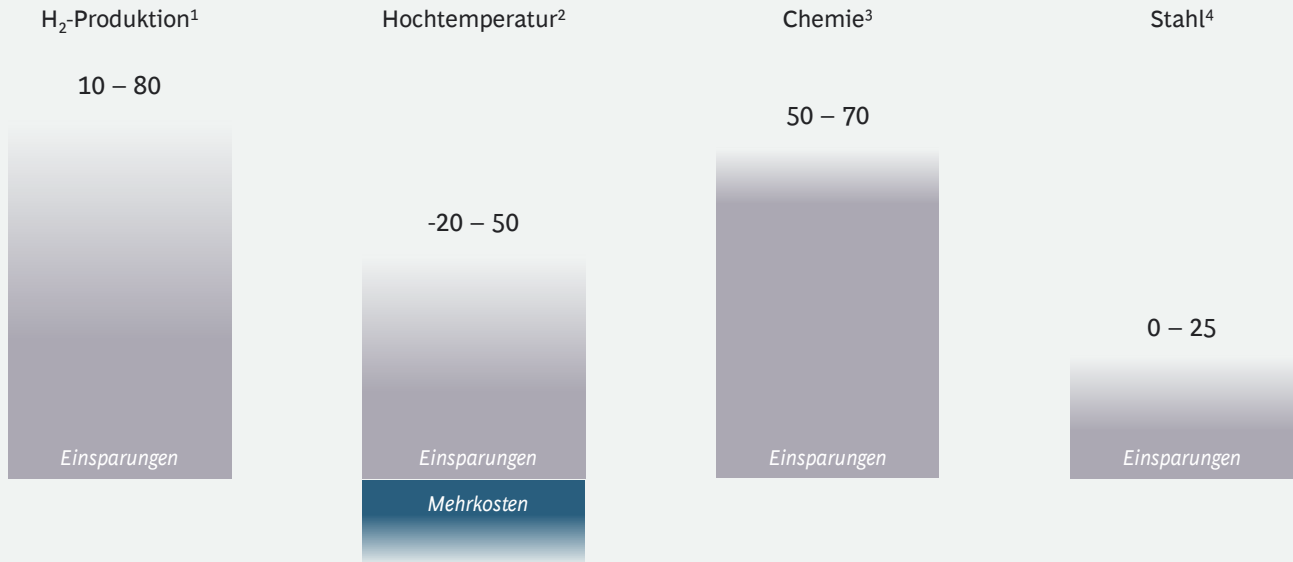


1. Kostenrisiko durch überdimensionierte Infrastruktur und kostenineffiziente CCS-Projekte 2. Spanne von Pyrolyse-Öl bis Biodiesel 3. Z. B. Holzhackschnitzel und Pellets 4. Obere Spanne 40 MW Heizkessel bei 6.000 jährlichen Volllaststunden, untere Spanne Cracker im Baseload, jeweils unter Annahme eines vorhandenen, ausgelasteten CO₂-Netzes 5. Berechnung der CO₂-Emissionen ohne Berücksichtigung von Transport und Infrastruktur 6. Potenziale aus Studie Klimapfade 2.0 oder heutige Erdgasimporte
 Quelle: Aurora (2024); BdBE (2024); BMEL (2024a); BMEL (2024b); BMWK (2023); C.A.R.M.E.N. (2025); IEA (2020); OECD (2025); BCG (2021); BCG

CCS könnte in vielen Anwendungen Dekarbonisierungskosten einsparen

ABBILDUNG 33 | Kosteneinsparungen durch CCS im Vergleich mit grünem Wasserstoff im Jahr 2040

Kosteneinsparung 2040 gegenüber Einsatz von grünem H₂ in % der Produktionskosten



1. Blaue H₂-Produktion gegenüber grüner Produktion in Deutschland 2. Einsatz von CCS in Erdgasanwendungen gegenüber grünem H₂ (bspw. Cracker in der Chemie oder 40 MW Heizkessel) 3. Nutzung von CCS in der Ammoniak- und Methanolproduktion gegenüber Produktion von grünen Molekülen 4. Möglichkeit der Nutzung von CCS für NG-DRI-EAF gegenüber dem Einsatz von grünem H₂-DRI-EAF
Quelle: Aurora (2024); BCG & IW & BDI (2024); BCG



5 Eine kosteneffizientere Energiewende könnte bis 2035 mehr als € 300 Mrd. einsparen

Eine besser koordinierte Energiewende mit stärkerem Fokus auf Kosteneffizienz könnte bis 2035 insgesamt € 370 Mrd. Investitionen einsparen.

Die erforderlichen Investitionen in das Energiesystem könnten sich von derzeit absehbaren € 1.110 Mrd. bis 2035 auf etwa € 740 Mrd. reduzieren. Die größten Einsparungen entfallen mit ~ € 190 Mrd. auf den Stromnetzausbau (Übertragungsnetze: ~ € 95 Mrd.⁴⁴, Verteilnetze: ~ € 95 Mrd.), gefolgt vom Ausbau erneuerbarer Energien (~ € 140 Mrd.) sowie Erzeugung (~ € 25 Mrd.), Speicherung (~ € 15 Mrd.) und Transport von Wasserstoff. Für den Ausbau gesicherter Leistung in Form von Gaskraftwerken und Batterien wären relativ höhere Investitionen nötig – absolut betrachtet jedoch auf gleichem Niveau.

Die Gesamtkosten des Strom- und Wasserstoffsystems ließen sich im selben Zeitraum um insgesamt € 46 Mrd. im Jahr 2035 und € 330 Mrd. kumuliert bis 2035 reduzieren. Mit den in dieser Studie beschriebenen Hebeln würden die gesamten Kosten des Stromsystems im Jahr 2035 von € 172 Mrd. auf € 129 Mrd. (um 25 %) und die Kosten des Wasserstoffsystems sogar von € 6 Mrd. auf € 2 Mrd. sinken (um 60 %). Pro verbrauchter Megawattstunde Strom wären die Systemkosten damit um € 28/MWh geringer als im vergangenen Jahr. Insgesamt ließen sich so bis 2035 mehr als € 330 Mrd. an Energiesystemkosten einsparen, allerdings um den Preis etwas höherer Kosten für nicht vermiedene fossile Energieträger in anderen Sektoren.⁴⁵

Die Energiekosten könnten für alle Verbraucher sinken – und die Kosten der industriellen Dekarbonisierung würden erheblich geringer ausfallen. Für Verbraucher würden sich die in dieser Studie beschriebenen Maßnahmen in mehrfacher Hinsicht bemerkbar machen: Eine stärkere Ausrichtung von Infrastruktur- und Erzeugungsinvestitionen an der tatsächlichen Nachfrage reduziert das Risiko steigender Verbraucherumlagen, und insgesamt niedrigere Stromsystemkosten sowie die Vermeidung von Überschuss- und Knappheitssituationen am Strommarkt durch Batterien, Nachfrageflexibilisierung und eine Erhöhung der gesicherten Leistung führen zu einer Verstärkung der erneuerbaren Erzeugung und somit geringeren durchschnittlichen Strompreisen am Großhandelsmarkt. Gleichzeitig reduzieren sich insbesondere die Kosten für Dekarbonisierungsmaßnahmen der Industrie, da Wasserstoff durch günstigere Technologiealternativen ersetzt wird. Insgesamt wären die Strompreise je nach Verbrauchergruppe in 2035 um 20 % bis 30 % geringer als in einem Szenario mit unkoordinierter Energiewende. Ein Industrieunternehmen mit einem aktuellen Gasverbrauch von 140 GWh pro Jahr könnte Nullemissionen bei um € 6 Mio. geringeren jährlichen Kosten erreichen als bisher geplant.⁴⁶ Insgesamt ergäbe sich für die Industrie im Jahr 2035 eine Gesamteinsparung von bis zu € 11 Mrd. (siehe Abbildung 34).

⁴⁴ Basierend auf der Amprion-Berechnung eines bedarfsgerechten, optimierten Szenarios bis 2035. Die Einsparung ergibt sich insbesondere aus wegfallenden Offshore-Netzanschlussystemen sowie HGÜ-(Hochspannungsgleichstromübertragungs-) Verbindungen. Hierbei handelt es sich potenziell teilweise um vorübergehende Einspareffekte, falls diese Projekte nach 2035 notwendig werden. Für ein bedarfsgerechtes Netz ist zudem ein Vorziehen von AC-Maßnahmen von 2037 auf 2035 notwendig und in der berechneten Einsparung inkludiert.

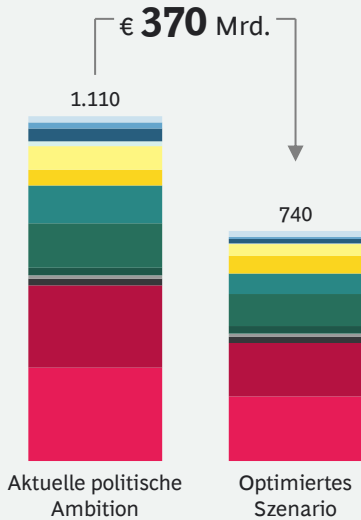
⁴⁵ Aufgrund der langsameren Elektrifizierung der Verbrauchssektoren stehen diesen Einsparungen im selben Zeitraum allerdings € 30 bis 35 Mrd. nicht vermiedenen Kosten für Benzin und Gas gegenüber.

⁴⁶ Unter der Annahme, dass Erdgas vollständig für die Wärmeerzeugung genutzt wird und durch eine PtH-Anlage für Mittel-/Hochtemperatur ersetzt werden kann; Bezug des Stroms zu Preisen der Verbrauchergruppe C.

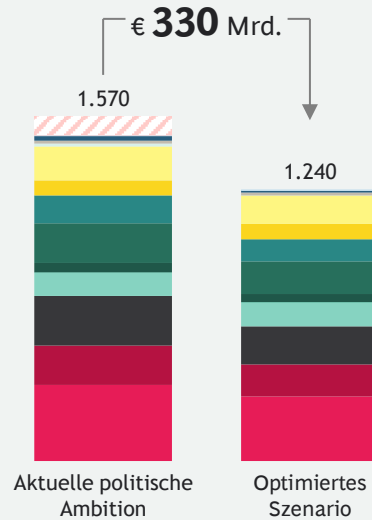
Eine effizientere und koordinierte Energiewende könnte erhebliche Kosten sparen

ABBILDUNG 34 | Investitions- und Kosteneinsparungen im optimierten Szenario im Jahr 2035

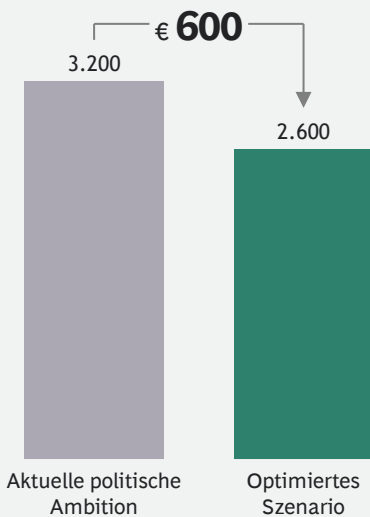
Investitionen in das H₂- und Stromsystem in Mrd. € real 2024, kumuliert 2025 – 2035



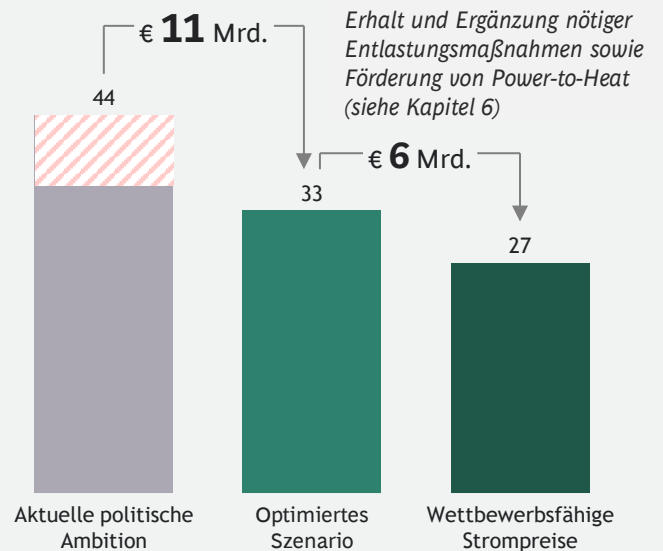
H₂- und Stromsystemkosten in Mrd. € real 2024, kumuliert 2025 – 2035



Stromkosten eines Haushaltes Ø 4-Personen-Haushalt¹ 2035 in € p. a. real 2024



Industrie-Stromkosten Gesamtindustrie 2035 in € Mrd. p. a. real 2024



Legende für Investitionen und Systemkosten

- Risiken durch Fehlsteuerung
- H₂-Netz
- H₂-Speicher
- Elektrolyseure
- H₂-Kraftwerke
- Aufdach-PV
- Freiflächen-PV
- Wind auf See
- Wind auf Land
- Speicher
- Biobrennstoffe und Müll
- Konventionelle Erzeugung
- Übertragungsnetze
- Verteilnetze

1. Ein durchschnittlicher 4-Personen-Haushalt mit ~ 10.000 kWh pro Jahr, davon ~ 3.000 kWh für ein E-Auto und ~ 4.500 kWh für eine Wärmepumpe
Quelle: Aurora (2024); BMWK; NEP (2024); KO.NEP (2024); BCG

6 Trotzdem drohen für manche Industriezweige und industrielle Anwendungen Mehrbelastungen

Eine kosteneffiziente Beschleunigung der Energiewende könnte zu erheblich geringeren Energiekostenbelastungen der Industrie beitragen, adressiert aber nicht alle Betroffenheiten. In manchen Sektoren und infolge der Dekarbonisierung mancher Anwendungen werden weiterhin (Mehr-) Belastungen entstehen, die sich nur durch Umverteilungsmechanismen oder Subventionen abfedern ließen. Das gilt insbesondere für die Strompreise sehr stromintensiver Industrie-sektoren, die im globalen Wettbewerb auf geringe Energiekosten angewiesen sind. Es gilt außerdem für Anwendungen, die von fossilen auf vergleichsweise teurere klimaneutrale Energieträger umstellen müssen.

6.1 Strompreise bleiben für einzelne Industrie-sektoren nur mit öffentlicher Unterstützung wettbewerbsfähig

Die stromintensiven Industriebranchen bleiben dauerhaft auf Strompreisentlastungen angewiesen. Für Branchen wie Aluminium, Kupfer, Elektrostahl und Teile der Chemieindustrie bestimmt Strom als zentraler Produktionsfaktor maßgeblich die Gesamtkosten. Um im internationalen Wettbewerb bestehen zu können, erhalten diese Industrien bereits heute verschiedene Entlastungen wie reduzierte Netzentgelte⁴⁷, eine ermäßigte Stromsteuer und die sogenannte Strompreiskompensation einschließlich des Super-Cap. Entlastungen in ähnlicher Höhe werden – unabhängig von der Effizienz der Energiewende – auch zukünftig erforderlich sein. Dafür müssten Instrumente wie die Strompreiskompensation verstetigt

und, wo nötig, weiterentwickelt werden. Sollte diese in Zukunft erzeugungsbedingt geringer ausfallen, wären ergänzende Maßnahmen notwendig. Ähnliches gilt für andere Entlastungstatbestände.⁴⁸

In einigen Branchen sind mindestens vorübergehend sogar zusätzliche Entlastungen erforderlich. Die Strompreise haben sich für einige Industrie-verbraucher mittlerweile nahezu auf Vorkrisenniveau stabilisiert (siehe Kapitel 2.2). Für einzelne Unternehmen in "speziellen" Tarifstufen oder energieintensive Mittelständler sind jedoch zusätzliche Belastungen entstanden, die ihre Wettbewerbsfähigkeit gefährden. Besonders betroffen ist zum Beispiel die Elektrostahlproduktion, deren Strompreisniveau derzeit um bis zu 70 % über dem Vorkrisenniveau liegt (siehe Abbildung 35).⁴⁹ Um solche Belastungen abzufedern, wären künftig sogar neue Entlastungsmechanismen erforderlich. Eine Reform des § 19 StromNEV und die Flexibilisierung der dort definierten atypischen Nutzung, um Entlastungen für Branchen wie die Elektrostahlproduktion gezielter an die Produktionsbedingungen und Systemdienlichkeit anzupassen, erscheinen im Vergleich zu anderen diskutierten Entlastungshebeln am zielgerichtetsten (siehe Abbildung 36). Eine solche Reform ist kontrovers, da viele stromintensive Unternehmen, die aktuell davon profitieren, kaum Hebel zur Flexibilisierung ihrer Produktion zur Verfügung haben. Ein möglicher Kompromiss könnte eine Nachfolgeregelung sein, die heutige Profiteure nicht schlechter stellt, insgesamt aber dennoch systemdienliches Verhalten belohnt.

⁴⁷ Die Netzentgeltentlastungen für die Elektrostahlproduktion sind jedoch in der Regel an eine atypische Netznutzung geknüpft, bei der der Produktionsplan an externe Hochlastzeitfenster ausgerichtet wird - was eine wirtschaftliche Produktion erheblich erschwert.

⁴⁸ Beispielsweise gilt die pauschale Ermäßigungsregelung der Stromsteuer aktuell nur bis Ende 2025. Zudem birgt die angekündigte Reform des Begünstigtenkreises für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 StromNEV das Risiko steigender Kosten für aktuell Entlastete.

⁴⁹ Siehe auch Kapitel 2: Der Sektor ist sehr stromintensiv und daher grundsätzlich zu Entlastungen wie die Stromsteuerbefreiung und die Strompreiskompensation berechtigt. Aufgrund seiner Intervallproduktion mit weniger als 5.000 Strom-Volllaststunden pro Jahr erfüllt er jedoch nicht die Voraussetzungen für eine substanzielle Reduktion von Übertragungsnetzentgelten. Diese sind zuletzt insbesondere durch hohe Redispatch-Kosten stark gestiegen, was im Sektor einen außergewöhnlich hohen relativen Strompreisanstieg zur Folge hatte.

Einzelne Verbrauchergruppen zahlen noch erheblich mehr für Strom als vor der Krise

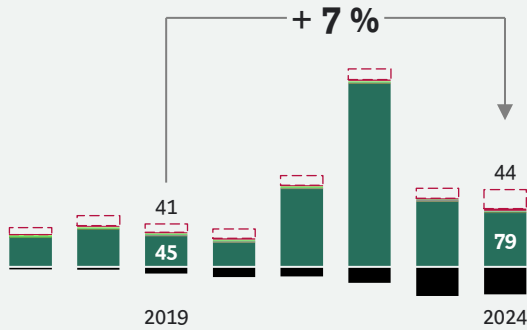
ABBILDUNG 35 | Historische Strompreise für zwei Höchstspannungsverbrauchsprofile

A Strompreise je nach Verbrauchsprofil (Höchstspannung) 2017 – 2024 in €/MWh real 2024

Illustrativ

Profil 1: 8.000 Stunden, konstanter Verbrauch (bspw. Glasherstellung)

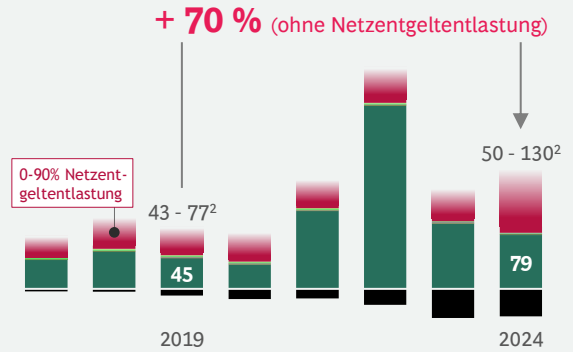
90 % Netzentgeltentlastung (Bandlastprivileg)



+ 7 % Preisanstieg bei konstantem Verbrauch (8.000 h p. a. Bandlast) und entsprechend 90 % Netzentgeltentlastung

Profil 2: 4.000 Stunden, variabler Verbrauch (bspw. EAF-Stahl in Batch-Produktion)

Nur atypische Netznutzung ermöglicht Entlastung¹



Bis zu + 70 % für Verbraucher, deren Produktion variablen Verbrauch verursacht, z. B. + 16 % bei atypischer Nutzung

Netzentgeltrabattierung (90 %) Netzentgelte Sonstige Umlagen Großhandelspreis³ SPK⁴

1. Auch durch die atypische Netznutzung ist meist nicht die maximale Netzentgeltreduktion von 90% möglich. Zudem ist für einige Unternehmen auch eine atypische Netznutzung produktionsprozessbedingt nicht möglich 2. Exemplarischer Preis bei 0 bis 90% Strompreiskompensation, starke Abweichungen je nach Industrie und Produktionsprozess 3. Spotmarktgroßhandelspreis in Deutschland 4. SPK = Strompreiskompensation
Anmerkung: Szenario unter Annahme aktueller Regulierung Preisbildungsmechanismen des planmäßigen Netzaus- und Kraftwerksbaus
Quelle: Aurora (2024); EEX (2024); EPEX (2025); BNetzA (2025c); BDEW (2024); BCG

Reform des § 19 StromNEV am effektivsten zur Entlastung der stromintensiven Industrie

ABBILDUNG 36 | Übersicht der Entlastungsoptionen für stromintensive Industrien

	Reform des § 19 StromNEV		Zuschuss zu TSO-Entgelten durch den Bund		Übernahme der Redispatch-Kosten durch den Bund		Senkung der Stromsteuer auf EU-Mindestmaß	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Stromkosteneffekt EAF-Stahl ¹	Bis zu € 80/MWh ²	Bis zu € 70/MWh ²	~ € 40/MWh	~ € 25/MWh	~ € 25/MWh	~ € 10/MWh	/	/
Stromkosteneffekt sonstige Industrie (je Verbrauchergruppe) A B C,D	Ggf. zusätzliche Kompensationen, um Schlechterstellung gegenüber Status quo zu vermeiden und internat. Wettbewerbsfähigkeit zu sichern		~ € 1/MWh	~ € 1/MWh	~ € 1/MWh	< € 1/MWh	/	/
			~ € 5/MWh	~ € 3/MWh	~ € 3/MWh	~ € 1/MWh	/	/
			~ € 40/MWh	~ € 25/MWh	~ € 25/MWh	~ € 10/MWh	/	Bis zu € 13/MWh
Kosten öffentliche Hand			~ € 5,5 Mrd.	~ € 5,5 Mrd. Annahme 2024 diskutierte Summe	~ € 3,5 Mrd.	~ € 2 Mrd. + € 4 Mrd. Risiko	/	~ € 0,7 Mrd. für Industrie
Umlage auf andere Verbraucher	~€ 0,5 Mrd.	~€ 0,9 Mrd. über § 19 StromNEV-Umlage	/	/	/	/	/	/

1. EAF-Stahlwerke können aktuell nur durch Anpassung ihrer Produktionsprozesse an externe Hochlastzeitfenster und eine entsprechende Reduktion der Produktionsstunden von Netzentgeltentlastungen profitieren 2. Exemplarische Höchstwerte für eine 90%ige Netzentgelt-Entlastung eines Unternehmens mit 4.000 Volllaststunden und stark variablem Verbrauch, das heute nicht von der Netzentgeltentlastung profitiert.
Anmerkung: Alle Werte real 2024 auf Basis bereits optimiertes Szenario gem. zuvor genannter Hebel; 2025 (2030) deutsche EAF-Stahl-Produktion aus Schrott und DRI mit 6 (13) TWh Stromverbrauch; Verbrauchergruppe A und B bereits gem. § 9a StromStG vollständig von der Stromsteuer befreit, Verbrauchergruppe C teilweise
Quelle: 50Hertz & Amprión & TenneT & TransnetBW (2023); BCG

6.2 Für eine schnellere Elektrifizierung von Industriewärme wären größere Anreize nötig

Selbst bei einer kosteneffizienteren Stromwende bleibt Strom in vielen industriellen Wärmeanwendungen unwirtschaftlich. Die industrielle Wärme- und Dampferzeugung ist derzeit für knapp zwei Drittel der gesamten Emissionen des Industriesektors verantwortlich.⁵⁰ Um die deutschen Klimaziele zu erreichen, müssen Unternehmen fossile Brennstoffe, insbesondere Erdgas, aus diesen Prozessen schrittweise ersetzen. Da Wasserstoff aufgrund hoher Kosten und biogene Energieträger aufgrund begrenzter Verfügbarkeit für viele Unternehmen keine Alternativen sind, wird der größte Teil dieser Prozesse zukünftig mit Technologien wie Wärmepumpen, Power-to-Heat und Wärmespeichern elektrifiziert werden müssen. In einigen Anwendungen ist dieser Wechsel bereits heute wirtschaftlich – insbesondere Niedertemperaturwärme durch industrielle Wärmepumpen und Wärmeerzeugung,

die gezielt in Zeiten niedriger Strompreise genutzt wird (Teildekarbonisierung). Für die Mehrheit der Industrieunternehmen trifft dies jedoch nicht zu. Trotz gestiegener Preise bleibt Erdgas für viele nach wie vor der kostengünstigere Energieträger.

Um die deutschen Klimaziele im erforderlichen Tempo zu erreichen, müsste Strom für industrielle Wärmeanwendungen entlastet werden. Ansätze wären beispielsweise eine Befreiung des Stromverbrauchs für Power-to-Heat von Steuern und Umlagen, die Sozialisierung der erforderlichen Netzanschlusskosten oder die Einführung vereinfachter Klimaschutzverträge für Wärme, die unbürokratisch auch mittelständischen Unternehmen zugänglich gemacht werden könnten. Insgesamt wäre für einen vollständigen Ausgleich der erwarteten Mehrkosten bis 2030 ein Finanzierungsvolumen von rund € 5 Mrd. erforderlich.⁵¹

⁵⁰ UBA (2025).

⁵¹ Siehe BCG & IW & BDI (2024).

Auch eine effizientere Energiewende macht Elektrifizierung nicht überall wirtschaftlich

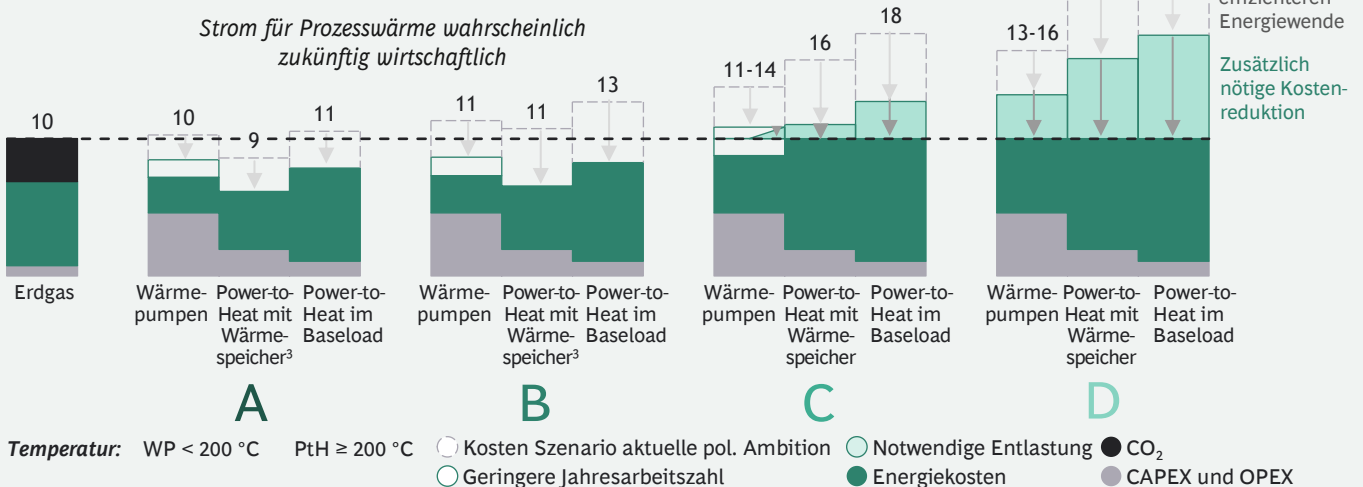
ABBILDUNG 37 | Prozesswärmekosten verschiedener industrieller Verbraucher im optimierten Szenario 2035

Beispielhafte Verbrauchergruppen¹

Optimiertes Szenario

Kosten für Prozesswärme in der Industrie im Jahr 2035
in ct/kWh real 2024

Größere Entlastungen² nötig,
um Strom mit Erdgas gleichzustellen



1. Informationen zu den Verbrauchergruppen sind im Appendix zu finden, Strompreise können je nach tatsächlichem Verbrauch und Lastprofil stark variieren

2. Z. B. Netzentgeltreduktion für strombasierte Prozesswärme, Strompreiskompensation für energieintensive Unternehmen oder eine Reform der EEG-Umlage

3. Unter Annahme einer Reform des § 19 StromNEV, die eine Flexibilisierung für Verbrauchergruppe A und B zulässt

Anmerkung: PtH = Power-to-Heat; Annahmen: CAPEX – Gas € 350/kW, Wärmepumpe € 1.200/kW, PtH € 500/kW; 2 % p. a. CAPEX-Abnahme für Wärmepumpe/PtH aufgrund von Skaleneffekten; Gas/Wärmepumpe 5.000 h Volllast, PtH im Baseload 4.000 h (Capture-Factor von 85 %), PtH flex. 2.000 h (CF von 50 %); OPEX in Höhe von 2 % des CAPEX p. a.; Effizienzen – Gas 96 %, Wärmepumpe 200 % - 300 % je nach Jahresarbeitszahl, PtH 98 %, Wärmespeicher 90 %; WACC 6 %

Quelle: EPEX (2025); BNetzA (2025c); Aurora (2024); BCG

6.3 Der Hochlauf von Wasserstoff würde auch in geringerem Umfang nur mit öffentlicher Unterstützung funktionieren

Mehrere Sektoren, insbesondere Raffinerien, Grundstoffchemie und Stahl, sind für den Ersatz fossiler Energieträger zwingend auf Wasserstoff angewiesen. Aus heutiger Sicht ist dieser Einsatz allerdings in keinem der Sektoren wirtschaftlich darstellbar. Um dennoch den Markthochlauf einer funktionierenden Wasserstoffwirtschaft sicherzustellen, bedarf es regulatorischer Unterstützung. Neben dem Aufbau einer ausreichenden Infrastruktur (Wasserstoff-Kernnetz, Importzugang) und Verfügbarkeit (durch eigene Produktion oder Importe) sind Instrumente erforderlich, die die verbleibende Kostenlücke schließen. Dazu zählen vor allem eine ausreichend finanzierte Fortführung der Klimaschutzverträge sowie die staatliche Absicherung von Abnahmeverträgen⁵², die große industrielle Dekarbonisierungsprojekte wirtschaftlich ermöglichen sollen.

6.4 Parallel würde eine Begrenzung des Preisanstiegs bei Erdgas die Industrie in der Breite entlasten

Erdgas bleibt noch lange einer der wichtigsten Energieträger der Industrie – und ist für Branchen wie die Stahlerzeugung sogar eine "Brücke". Erdgas war im Jahr 2023 für 30 % des gesamten Endenergieverbrauchs der Industrie verantwortlich, gefolgt von Strom (ebenso 30 %) und Kohle (15 %). Selbst in einem Nullemissionspfad würde Erdgas im Jahr 2030 noch über ein Viertel des Primärenergieverbrauchs ausmachen – auch deshalb, weil in Sektoren wie der Stahlproduktion, deren Hochöfen aktuell noch mit Steinkohle betrieben werden, Gas als Brückentechnologie zu einer fossilfreien Produktion benötigt wird.

⁵² Zum Beispiel für den Fall verzögerter Infrastrukturverfügbarkeit.

⁵³ Zum Beispiel im Rahmen europäischer Energiepartnerschaften mit der Option zur Weiterveräußerung am Ende der Bezugszeit.

Hohe Gaspreise sind bereits heute eines der größten Energiekostenprobleme der Industrie – das zukünftig eher größer zu werden droht.

Industrielle Gaspreise sind seit Beginn der Energiekrise etwa doppelt so hoch wie noch 2020 und liegen um Faktor 5 über denen großer geopolitischer Wettbewerber. Vor allem in energieintensiven Sektoren hat das zu einem spürbaren Produktionskostenanstieg geführt (siehe Kapitel 2.2). Zukünftig kann sich dieses Problem weiter verschärfen: Zwar wird aktuell eine Entspannung der LNG-Preise erwartet, doch angesichts unsicherer Entwicklungen am LNG-Weltmarkt bleibt dies mit Risiken behaftet. Gleichzeitig entstehen durch steigende (und wirksamere) CO₂-Preise am ETS 1 und ETS 2 neue Kostenbelastungen, die diesen Effekt wahrscheinlich deutlich übersteigen. Insbesondere die Einführung des ETS 2 könnte für betroffene Industrien sehr hohe Preisaufschläge bedeuten, wenn der dahinterliegende Marktmechanismus angesichts einer zu befürchtenden Untererfüllung der europäischen Klimaziele in Sektoren wie Verkehr und Gebäude zu stark steigenden CO₂-Preisen führen würde.

Eine Begrenzung unnötiger Preisanstiege bei Erdgas würde die Industrie in der Breite entlasten.

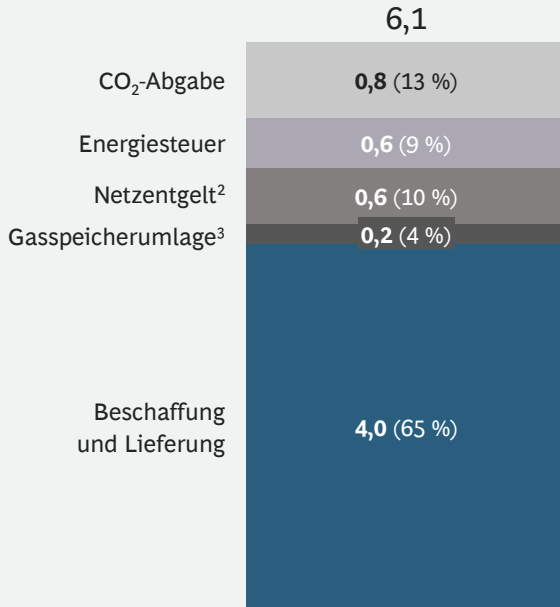
Im Vergleich zum Strom- und Wasserstoffsektor sind regulatorische Hebel zur Senkung von Erdgaskosten begrenzter. Dennoch existieren mehrere Ansätze, die zumindest unnötige Preisanstiege und nationale Zusatzbelastungen reduzieren könnten. Längerfristige LNG-Bezugsverträge⁵³ und der Ausbau heimischer Förderung können dazu beitragen, sinkende Großhandelspreise abzusichern. Die Industrie könnte von der aktuellen Gasspeicherumlage befreit werden, da diese vor allem durch saisonale Bereiche wie Gebäudewärme verursacht wird. Das perspektivisch größte Preisrisiko entsteht aus erwartbar stark ansteigenden CO₂-Abgaben im europäischen Emissionshandel. Dessen Effekt ließe sich durch eine europaweit einheitliche Umsetzung des ETS 2 und die Einführung von Regelungen zum Carbon-Leakage-Schutz besonders gefährdeter Industriesektoren zumindest begrenzen.



Politischer Handlungsspielraum für günstigere Erdgaspreise ist begrenzt

ABBILDUNG 38 | Erdgaspreiszusammensetzung und Entlastungsoptionen für die Industrie

Erdgaspreiskomponenten für die Industrie 2024 in ct/kWh¹



Optionen zur Entlastung der Industrie

- **Zielkonflikt: Lenkungswirkung vs. Vergünstigung** – Zur Risikominimierung mind. europaweit einheitliche Ausgestaltung der CO₂-Bepreisung inkl. Carbon-Leakage-Schutz
- **Zielkonflikt Lenkungswirkung vs. Vergünstigung** – Kerninstrument, um Energieeffizienz anzureizen
- **Langfristige Absicherung Netzentgelte möglich?** – Um Risiko steigender Kosten bei sinkendem Verbrauch zu begrenzen
- **Befreiung von der Gasspeicherumlage** wäre verursachungsgerecht, alternativ könnten flexiblere Befüllungsvorgaben Kosten senken
- **Nur begrenzt beeinflussbar** durch Absicherung der Großhandelspreise über langfristigen Bezug, z. B. europäische Energiepartnerschaften und den Ausbau heimischer Förderung

1. Abnahmefall 116 GWh, 250 Tage (4.000 h) 2. Inkl. Messstellenbetrieb 3. Gasspeicherumlage liegt seit 2025 bei ct. 0,3/kWh
Anmerkung: Konzessionsabgabe (0,03 ct/kWh) fällt nur für die ersten 5 GWh an | Quelle: BNetzA (2025d); BCG



7 Aber: Eine zu starke Senkung bestehender Ausbauziele könnte Deutschlands Industriewachstum in Zukunftsbranchen gefährden

Die derzeit gesetzlich verankerten Ausbauziele beschleunigen den Ausbau der Erzeugung erneuerbaren Stroms und von Netzen erheblich mehr als den Aufbau neuer Stromnachfrage durch Elektrifizierung und Wasserstoff. Nach heutigem Stand drohen Verbrauchern in Deutschland deswegen steigende Energiekosten und ein Verlust von Wettbewerbsfähigkeit. Eine kosteneffizientere Umsetzung der Stromwende sollte den Ausbau erneuerbarer Energien und Netze daher langsamer und den Hochlauf von Elektromobilität, Wärmepumpen und Elektrifizierung in der Industrie stärker beschleunigen. Ohne Letzteres würde eine noch stärkere Senkung der Ausbauziele drohen, die umgekehrt Deutschlands Wachstum in industriellen Zukunftsbranchen gefährden könnte.

Energiewendetechnologien gehören zu den größten Wachstumsversprechen der deutschen Industrie. Die globale Klimatransformation ist auf absehbare Zeit eine der größten Chancen, in Deutschland neue Industriewertschöpfung aufzubauen. Und es wird maßgeblich vom Erfolg deutscher Unternehmen in Märkten wie Windenergie, Netztechnologien, Elektromobilität, elektrische Wärmeerzeugung und Wasserstoff abhängen, ob der deutsche Industriestandort in Zukunft noch wächst.⁵⁴ Sektoren wie der Maschinen- und Anlagenbau sowie die Elektroindustrie haben in Energiewendetechnologien historische Wachstumschancen, benötigen im Standortwettbewerb mit Ländern wie China aber einen starken europäischen Heimatmarkt, um diesen in industrielles Wachstum zu übersetzen. Auch vor dem Hintergrund der Vermeidung neuer zukünftiger Abhängigkeiten hat der Aufbau von Greentech-Industrien auf europäischer Ebene mit Initiativen wie

dem Net-Zero Industry Act und dem Clean Industrial Deal eine hohe Priorität.

Hersteller von Technologien und Anlagen sind für ihre Investitionen auf Planungssicherheit angewiesen. Gemäß aktueller Gesetzgebung würden sich allein im deutschen Stromsystem jährliche Investitionen bis Ende der Dekade fast vervierfachen. Wie in den vorigen Kapiteln beschrieben, wäre es im Kosteninteresse von Stromverbrauchern, dieses geplante Investitionswachstum entsprechend der Verbrauchsentwicklung zeitlich zu strecken – gegenüber dem heutigen Ausbautempo wäre das immer noch eine Beschleunigung. Für Hersteller von Energie- und Netztechnologien, die nach Jahren sehr schlep-penden Erneuerbaren- und Netzausbaus derzeit in den Aufbau neuer Produktionskapazitäten investieren, wäre eine solche Umsteuerung allerdings mit erheblichen Herausforderungen verbunden. Unternehmen benötigen Planungssicherheit für ihre Investitionsvorhaben und könnten bei einem als zu groß empfundenen regulatorischen Risiko auf diese Investitionen zukünftig verzichten. Die Geschichte der Solarindustrie ist in der Rückschau ein Fallbeispiel für mögliche Schäden einer zu volatilen Politik. Nach dem subventionsgestützten "Solar-Boom" Anfang der 2010er-Jahre hatte die abrupte Absenkung der Einspeisevergütungssätze im Jahr 2013 einen Einbruch des deutschen Solarmarktes um mehr als die Hälfte innerhalb eines Jahres zur Folge. Das Ergebnis ist bekannt: Ein Großteil der deutschen Solarindustrie verschwand innerhalb weniger Jahre – und gab China den Raum, mit seinen anfänglich subventionierten Produzenten zum globalen Weltmarktführer aufzusteigen.

⁵⁴ In der Studie Transformationspfade für das Industrieland Deutschland (2024) wurde Deutschlands industrielle Wettbewerbsfähigkeit in rund 50 Zukunftstechnologien in Bereichen wie der Klimatransformation, Digitalisierung, Sicherheit und Gesundheit analysiert. Deutschland hat in einer ganzen Reihe von Zukunftsfeldern eine gute Ausgangssituation. Die absolut größten Wachstumschancen bieten dabei jedoch Wachstumstechnologien rund um die Energie- und Klimawende.

(Kosteneffiziente) Investitionen in die Energiewende sind in Deutschlands industriepolitischem Interesse. Deutsche und europäische Hersteller sind im internationalen Standortwettbewerb auf einen starken Heimatmarkt angewiesen. Daher hat Deutschland ein industriepolitisches Interesse, seine Energiewende im europäischen Verbund zukünftig zwar besser zu koordinieren, sie aber dennoch gegenüber der Vergangenheit zu beschleunigen – und damit innerhalb Europas weiterhin eine führende Rolle einnehmen zu können. Das erfordert ein grundsätzliches weiteres Bekenntnis zur Energiewende und zu den dahinterstehenden Zielen, außerdem im Sinne einer besseren Koordination von Angebots- und Nachfrageausbau

eine deutliche Beschleunigung der Elektrifizierung von Straßenverkehr, Gebäuden und Industrie mit neuen politischen Instrumenten. Im besten Fall gelingt es der deutschen Politik, die nötigen Anlageninvestitionen auf höherem Niveau zu verstetigen und damit auch zu einem europaweit planbareren Ausbaupfad beizutragen. Im schlechtesten Fall übersteuert sie in die andere Richtung, stellt damit sogar weit fortgeschrittene Projekte in Frage, und erhöht durch Beschädigung eines der wichtigsten möglichen Wachstumsfelder der deutschen Industrie die Gefahr zukünftiger Deindustrialisierung weiter.





Eckpunkte eines energie- wirtschaftlichen Sofort- programms

Die Energiewende ist für Deutschland im Jahr 2025 Problem und Lösung zugleich. Der Umbau des deutschen Energiesystems in den letzten anderthalb Dekaden hat Strom erheblich verteuert. Zwar wurden die meisten Unternehmen des produzierenden Gewerbes durch Entlastungsregelungen und die öffentliche Übernahme der EEG-Umlage vor diesem Effekt weitgehend geschützt, die resultierenden Kosten belasten allerdings den deutschen Staatshaushalt jährlich mit derzeit rund € 17 Mrd.⁵⁵ Ohne politische Umsteuerungen steigen die Kosten weiter – und spätestens mittelfristig auch wieder die Strompreise für Unternehmen. Parallel hat die Energiekrise in Deutschland die Gasversorgung teurer gemacht. Diese ist schon heute kaum mehr wettbewerbsfähig und könnte sich durch steigende Kosten für CO₂ und die Gasnetzinfrastruktur in den kommenden Jahren weiter verteuern. In diesem Kontext ist die Energiewende Herausforderung und Lösung zugleich. Bei einer ineffizienten und unkoordinierten Umsetzung drohen der deutschen Volkswirtschaft noch höhere Kosten. Gleichzeitig wäre eine koordiniertere Beschleunigung, die mehr auf Kosteneffizienz setzt, der wirksamste Hebel, um die Energiekosten im Zuge der Dekarbonisierung des Energiesystems zumindest nicht zu stark ansteigen zu lassen. Um das zu erreichen, sollte eine zukünftige Energiepolitik drei Ziele verfolgen: eine realistischere und besser koordinierte Infrastrukturplanung, eine kosteneffizientere Umsetzung der Strom- und Molekülwende sowie eine gezieltere finanzielle Unterstützung für Unternehmen und Anwendungen, in denen das noch nicht reicht.

Die (Infrastruktur-)Planung der Energiewende sollte an die Realität angepasst werden. Aktuelle Nachfrageprognosen für Strom und Wasserstoff sind

kurz- und teilweise auch langfristig überschätzt. Daher sollten die Ausbauplanung an absehbare Nachfrage- realitäten angepasst und Infrastrukturinvestitionen stärker entlang der tatsächlichen Nachfrage – und besser koordiniert – beschleunigt werden. Das betrifft konkret drei Bereiche:

- **Erneuerbaren- und Stromnetzausbau realistisch beschleunigen.** Der Ausbau von erneuerbaren Energien und Stromnetzen muss weiter beschleunigt, sollte aber besser mit dem tatsächlichen Nachfragewachstum koordiniert werden. Das erfordert eine Reduzierung der aktuellen Ausbauambitionen aus NEP und EEG-Osterpaket.
- **Wasserstoffambition an tatsächliche Kosten anpassen.** Die Kosten von Wasserstoff haben sich in der Realität bislang höher herausgestellt als angenommen, gleichzeitig ist die Produktion in Deutschland teurer als in anderen Ländern. Mittel- und langfristige Ambitionen für den Hochlauf von Wasserstoff sind daher sehr wahrscheinlich deutlich zu optimistisch und sollten an diese ökonomische Realität angepasst werden.
- **Wasserstoffinfrastruktur bedarfsgerecht planen.** Eine Wasserstoffinfrastruktur ist für die Dekarbonisierung der Industrie unumgänglich, sollte aber am erwartbar deutlich langsameren und insgesamt geringeren Wasserstoffhochlauf orientiert werden, um Kostenrisiken für die öffentliche Hand, Betreiber und Endverbraucher zu begrenzen - ohne dabei bedarfsgerechte Anschlüsse für Importe und Anwender aus den Augen zu verlieren, die diese zeitnah benötigen.

⁵⁵ 50Hertz (2024).

Deutschland sollte die erheblichen Kostenrisiken aus möglichen Fehlsteuerungen der Stromwende begrenzen. Dafür sollten Elektrifizierung sowie Erneuerbaren- und Infrastrukturausbau besser koordiniert, außerdem ein größerer Fokus auf Versorgungssicherheit und Flexibilität gelegt werden.

- **Elektrifizierung weiter beschleunigen.** Um das Risiko steigender Kosten für Stromnachfrager zu begrenzen, sollte die Elektrifizierung in allen Sektoren beschleunigt werden. Dies erfordert stärkere Anreize zum Hochlauf von Elektromobilität, eine konsequente Umsetzung der Wärmewende zur Beschleunigung der Installation von Wärmepumpen sowie die Schließung der Kostenlücke für Industrierärmeelektrifizierung.⁵⁶
- **Gesicherte Leistung zubauen.** Um Knappheiten mit sehr hohen Kosten am Strommarkt zu vermeiden, sollte so schnell wie möglich der Bau neuer Gaskraftwerke und anderer gesicherter Leistung angereizt werden, zum Beispiel durch die schnelle Umsetzung des Kraftwerkssicherheitsgesetzes und die Einführung eines Kapazitätsmarktes.
- **Redispatch begrenzen.** Um Redispatch-Kosten zu minimieren, sollten im Zuge des beschleunigten Netzausbaus Engpässe im Stromnetz zügig behoben werden.
- **Flexible Nachfrage anreizen.** Um erneuerbaren Strom so stark wie möglich direkt zu nutzen und Knappheitssituationen in Dunkelflauten zu minimieren, sollten grundsätzlich flexible Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, industrielle Wärmeerzeugung und Wärmepumpen größere Anreize bekommen, ihren Verbrauch systemdienlich zu steuern. Außerdem wäre eine weitere Beschleunigung der Digitalisierung von Netzen und des Smart-Meter-Rollouts erforderlich.

Kosteneffizienz sollte stärker im Fokus der Energiewende stehen. Viele Investitionen sind aktuell mit unnötig hohen Kosten geplant und lassen sich durch pragmatischere Ansätze teilweise deutlich reduzieren.

- **Stromnetze kosteneffizienter ausbauen.** Auf teure Lösungen wie Erdkabel sollte wo möglich und insbesondere in Höchst- und Hochspannungsebene verzichtet werden. Des Weiteren besteht insbesondere in den Verteilnetzen erhebliches und bisher unzureichend erschlossenes Effizienzpotenzial. Erstens sind digitale Netzmanagementsysteme und ein flächendeckender Smart-Meter-(Gateway-)Rollout essenziell zur Verbesserung der Netzsteuerung und der Ermöglichung von mehr Flexibilitäten, die durch Lastmanagementsysteme und dynamische Stromtarife aktiviert werden können. Zweitens ist eine systematische Netz-

ausbauplanung auf Verteilnetzebene notwendig, um die Platzierung neu zu bauender Erneuerbarer stärker an den Netzzustand zu koppeln und besser mit dem Speicherausbau zu koordinieren. Drittens könnten eine stärkere Regulierung über Kosten-Benchmarks für Investitionen sowie eine Anreizregulierung, die Kapitaleffizienz stärker honoriert, zusätzliche Effizienzgewinne ermöglichen. Zudem bestehen erhebliche Konsolidierungspotenziale der über 800 Verteilnetzbetreiber, durch die Skaleneffekte gehoben werden könnten. Diese Maßnahmen könnten den Netzkostenanstieg begrenzen und gleichzeitig finanziellen Spielraum für attraktive Investitionsbedingungen zum effizienten Netzausbau schaffen.

- **Günstige Erneuerbare priorisieren.** Ein anteilig stärkerer Zubau von Wind an Land statt auf See und Freiflächen- statt Aufdach-PV könnte zukünftige Erzeugungskosten senken.
- **Erneuerbare systemdienlicher machen.** Der Zubau zukünftiger Erneuerbarer sollte stärker nach regionalem Bedarf gesteuert werden. Außerdem sollte eine systemdienlichere Einspeisung angereizt werden, beispielsweise durch Spitzenlastkappung, stärkeren Ausbau von Stromspeichern, mehr ausrichtbare Solaranlagen, Ost-West-Ausrichtung fixer PV-Anlagen sowie eine systemdienliche Steuerung von Heimspeichern. Gleichzeitig könnte ein reformierter EEG-Vergütungsmechanismus Betreibern stärkere Planbarkeit ermöglichen und Anreize zur Minimierung der Integrationskosten setzen (z. B. durch beidseitige CfDs oder eine kapazitätsbasierte Vergütung, die Elemente für systemdienlich maximierte Erzeugung enthält⁵⁷).
- **Optionenraum für die Dekarbonisierung der "letzten Meile" offenhalten.** Nach aktuellem Stand sind eine Reihe alternativer Technologien zur Dekarbonisierung von Backup-Kraftwerken günstiger als Wasserstoff. Aus diesem Grund sollte sowohl der Technologieraum offengehalten als auch auf zu enge Technologiebeschränkungen in Instrumenten wie dem geplanten Kraftwerkssicherungsgesetz verzichtet werden (z. B. Pflicht zur frühzeitigen Umstellung auf Wasserstoff).

Die geplante Molekülwende kann erheblich günstiger umgesetzt werden. Vor allem die Industrie und der Verkehrssektor brauchen Zugang zu wettbewerbsfähigen, emissionsarmen Molekülen. Die aktuell geplante starke Fokussierung auf heimische Produktion von grünem Wasserstoff macht diese Versorgung allerdings unnötig teuer. Mehrere Hebel könnten die Kosten zukünftig senken:

⁵⁶ Zum Beispiel durch Befreiung elektrischer Wärmeanwendungen in der Industrie von Steuern und Umlagen auf Strom.

⁵⁷ Das BMWK prüft derzeit vier mögliche Optionen eines reformierten EEG-Vergütungsmechanismus, um EU-Vorgaben zu erfüllen; BMWK (2024a).

- **Wasserstoffbezug diversifizieren.** Durch einen stärkeren Fokus auf Wasserstoffimporte und die Ermöglichung von heimisch produziertem blauen Wasserstoff ließen sich zukünftige Wasserstoffkosten für Nachfrager senken.
- **Verfügbarkeit biogener Energieträger maximieren.** Eine systemdienlichere Priorisierung biogener Energieträger weg von dezentraler Baseload-Stromerzeugung und Gebäudewärme würde der Industrie gleichzeitig günstigere Energieträger als Wasserstoff verfügbar machen.
- **CCUS ermöglichen, CO₂-Netz ausbauen.** Eine kosteneffiziente Umsetzung der Carbon-Management-Strategie mit Zugang für möglichst viele Industrien, einem bedarfsgerechten CO₂-Netz⁵⁸ und der Ermöglichung von CO₂-Speicherung an Land könnte die Dekarbonisierungskosten vor allem für sehr emissionsintensive Unternehmen deutlich senken.
- **Parallel: Unnötige Belastungen für Erdgas vermeiden.** Um während der Transformation unnötig hohe Erdgaspreise zu vermeiden, könnte die Politik eine verursachergerechte Befreiung der Industrie von der Gasspeicherumlage sowie eine langfristige Absicherung der Netzentgelte anstreben. Zudem könnten eine langfristige, z. B. europäische, Beschaffung und die Ausweitung deutscher Erdgasförderung Kosten(risiken) am Großhandelsmarkt senken. Das perspektivisch größte Preisrisiko entsteht aus erwartbar stark ansteigenden CO₂-Abgaben im europäischen Emissionshandel. Dessen Effekt ließe sich durch eine europaweit einheitliche Umsetzung des ETS 2 und die Einführung von Regelungen zum Carbon-Leakage-Schutz besonders gefährdeter Industriesektoren zumindest begrenzen.

Die Energiewende sollte europäischer gedacht werden. Derzeit verteuern regulatorische Unterschiede, nationale Sonderwege und eine unzureichende Netzintegration den Strom in Europa unnötig. Um die Energiewende zukünftig auch europäisch zu optimieren, sollten die Marktintegration vorangetrieben, Netzregeln und Kapazitätsmechanismen harmonisiert sowie erzeugungsseitige Potenziale gehoben werden. Zudem sollten bestehende Netzengpässe durch den Ausbau grenzüberschreitender Leitungen behoben, Regelenergiemärkte stärker europäisch koordiniert und H₂-/CO₂-Infrastruktur sowie CO₂-Speicherstätten europäisch geplant werden.

Die Politik sollte verbliebene Betroffenheiten und Mehrkosten adressieren. Auch eine kosteneffizientere Energiewende wird für manche Sektoren und

Anwendungen Belastungen verursachen für die gezielte Instrumente gefunden werden sollten.

- **Strompreisentlastungen fortführen und gezielt weiterentwickeln.** Entlastungsinstrumente wie die Strompreiskompensation und Netzentgelt-ermäßigungen für besonders stromintensive Industrien sollten verstetigt und, wo nötig, weiterentwickelt werden.
- **Industrielle Elektrifizierung fördern.** Um die Elektrifizierung industrieller Wärme auch für aktuell nicht entlastete Unternehmen wirtschaftlich zu machen, sollten Power-to-Heat-Anwendungen von Abgaben, Umlagen und Netzentgelten befreit sowie nötige Netzanschlussinvestitionen sozialisiert werden.⁵⁹
- **Kostenlücke industrieller Dekarbonisierung schließen.** Für Technologien wie Wasserstoff und CCUS ist die Kostenlücke vieler industrieller Dekarbonisierungsprojekte sogar noch größer. Um Unternehmen diese Projekte dennoch zu ermöglichen, sollte die Politik das begonnene Programm der Klimaschutzverträge planbar finanziert fortsetzen. Weitere hilfreiche Instrumente wären zum Beispiel Förderprogramme und Auktionen für grünen Wasserstoff und Wasserstoffderivate, oder öffentliche Sicherheiten für frühzeitige Abnehmer von Wasserstoff (z. B. durch staatliche Garantien für frühzeitige Wasserstofflieferverträge).

Gleichzeitig sollte sich die Politik klar zur Energiewende und ihren Zielen bekennen. Unabhängig davon bleiben Investitionen in Energiewendetechnologien einer der größten zukünftigen Wachstums- und Investitionstreiber für die deutsche Industrie und damit auch industriepolitisch von zentraler Bedeutung. Um deutschen Herstellern einen starken Heimatmarkt und planbare Ausbaupfade zu sichern, sollte sich die Politik weiterhin zur Energiewende und ihren Zielen bekennen – wie auch der damit verbundenen Ansiedlung heimischer Wertschöpfung in diesen Technologien. Das erfordert den Erhalt oder die Schaffung attraktiver Investitionsbedingungen⁶⁰ für eine Beschleunigung von Elektrifizierung sowie des Erneuerbaren-, Netz- und Wasserstoffwirtschaftsausbaus, außerdem ein Update der Energiewende, das solche Projekte schützt, die sich bereits in weit fortgeschrittener Planung befinden.

⁵⁸ Dies könnte ähnlich dem Prozess zur Planung des H₂-Kernnetzes erfolgen.

⁵⁹ Eine Alternative dazu wäre die Einführung einfacherer Klimaschutzverträge für industrielle Wärme, die auch mittelständischen Unternehmen unbürokratisch zugänglich sind.

⁶⁰ Zum Beispiel durch eine Nutzung der Möglichkeiten aus dem Clean Industrial Deal der EU.

20 Hebel für eine bezahlbare Energiewende

ABBILDUNG 39

Strom

(Infrastruktur)Planung an die Realität anpassen

- 01** EE-/Netzausbau realistisch beschleunigen
Koordiniert mit tatsächlicher Elektrifizierungsgeschwindigkeit
- 02** H₂-Ambition an echten Kosten kalibrieren
Mittel- und langfristige Ambition heimischer Produktion reduzieren

Große Kostenrisiken vermeiden

- 04** Elektrifizierung weiter beschleunigen
Elektromobilität, Wärmepumpen und elektrische Industriewärme anreizen
- 05** Gesicherte Leistung zubauen
Kraftwerkssicherheitsgesetz unbürokratisch umsetzen
- 06** Redispatch begrenzen
Netzausbau adäquat beschleunigen
- 07** Flexible Nachfrage anreizen
Smart-Meter-Rollout beschleunigen, § 19 StromNEV reformieren

Stromwende kosteneffizienter machen

- 08** Stromnetze kosteneffizienter ausbauen
Erdkabel wo möglich vermeiden, Harmonisierung von Netzkomponentenanforderungen
- 09** Günstigere Erneuerbare priorisieren
Mehr Wind an Land statt auf See, mehr Freiflächen- statt Aufdach-PV
- 10** Erneuerbare systemdienlicher machen
EEG-Reform für stärkere regionale Anreize, netzkostenoptimierter Ausbau & systemdienlichere Erzeugungsprofile, steuerbare Heimspeicher anreizen, Erneuerbaren-Anschlüsse überbauen
- 11** Optionen für "letzte Meile" offenhalten
Breiten Technologieraum für Backup-De karbonisierung ermöglichen (Batterien, Bioenergie, CCS, ...) durch Verzicht auf enge Ausschreibungskriterien im Kraftwerkssicherheitsgesetz

16 Energiewende europäischer denken

Investitionen in Grenzkuppelstellen, stärkere europäische Strommarktintegration, Harmonisierung von Netzregeln und Kapazitätsmechanismen

Verbliebene Betroffenheiten und Mehrkosten adressieren

- 17** Entlastungen Strom erhalten & ergänzen
Erhalt oder Ersatz von Entlastungsregelungen für stromintensive Branchen, Reform § 19 StromNEV zur Lösung neuer Betroffenheiten
- 18** Industrielle Elektrifizierung fördern
PtH von Umlagen befreien und Netzanschlussinvestitionen sozialisieren, alternativ: unbürokratische Klimaschutzverträge für Wärme einführen

20 Bekenntnis zur Energiewende stärken, Investitionssicherheit schaffen

Anmerkung: EE = Erneuerbare Energien; CC(U)S = Carbon Capture (Utilization) and Storage; PtH = Power-to-Heat
Quelle: BCG

Moleküle



- 03** H₂-Kernnetz bedarfsgerecht planen
An deutlich langsameren und geringeren H₂-Hochlauf anpassen

Kosten der Molekülwende senken

- 12** H₂-Bezug diversifizieren
Internationale Importpartnerschaften, Ermöglichung von blauem H₂
- 13** Verfügbarkeit biogener Energien maximieren
Einsatz von Biomasse systemdienlich priorisieren
- 14** CCUS ermöglichen, CO₂-Netz aufbauen
Carbon-Management-Strategie umsetzen, CO₂-Speicherung an Land erlauben, CO₂-Netz bedarfsgerecht aufbauen
- 15** Unnötige Belastungen für Erdgas vermeiden
Risiken für ETS-2-Preise und Netzentgelte begrenzen, Gasspeicher flexibler befüllen & Kosten verursachergerecht umlegen, LNG-Beschaffung auf EU-Ebene sowie Ausweitung heimischer Erdgasförderung prüfen

H₂- und CO₂-Infrastruktur sowie CO₂-Speicherstätten europäisch planen

- 19** Kostenlücke Industriedekarbonisierung schließen
Förderprogramme und Auktionen für grünes H₂ und grüne H₂-Derivate ausweiten, Klimaschutzverträge planbar finanziert erhalten



Schlusswort

Die öffentliche und politische Diskussion um die Energiewende wird oftmals unnötig ideologisch geführt. Deutschland braucht eine koordinierte Beschleunigung der Energiewende, um seine Klimaziele zu erreichen. Sie ist gleichzeitig ein wirksames geo- und industriepolitisches Instrument, um Abhängigkeiten von ausländischen Energieimporten zu verringern, heimische Investitionen zu beschleunigen und deutschen Technologieunternehmen im globalen Wettbewerb einen starken Heimatmarkt zu schaffen. Trotzdem sollten in ihrer Steuerung mehr Pragmatismus und ein stärkerer Fokus auf Kosteneffizienz Einzug erhalten. Eine schlecht umgesetzte Energiewende könnte erhebliche volkswirtschaftliche Kosten verursachen und den deutschen Standortnachteil weiter verschärfen. Eine gut koordinierte und effizient umgesetzte Energiewende wäre für Deutschland dagegen eine wirtschaftliche Chance.



Anhang

Faktische Strompreise variieren stark nach Verbrauchergruppe

ABBILDUNG 40 | Archetypische industrielle Verbrauchergruppen nach Energiemenge, Volllaststunden und SPK

Verbrauchergruppe	Energiemenge	Stromkostenintensität	Jahres-Volllaststunden	Strompreiskompensation	Spannungsniveau	Beispielbranchen ¹
A Maximal entlastet	4500 GWh/a (Gesetzl. Grenze >10 GWh/a)	>20 %	8.000	✓	Höchstspannung	Herstellung und erste Bearbeitung von Metallen (bspw. Aluminium, Kupfer, etc.)
B Maximal entlastet ohne Strompreiskomp.	400 GWh/a (Gesetzl. Grenze >10 GWh/a)	>20 %	7.000	✗	Hochspannung	Ammoniakproduktion, organische Chemie
C Durchschnittlich entlastet	10 GWh/a (Gesetzl. Grenze >1 GWh/a)	>12 % ²	5.000	✗	Hochspannung	Herstellung von Glas und Glaswaren, Nichteisen-Gießereien, Elektrotechnik, Anlagenbau
D Nicht entlastet	0,8 GWh/a (Gesetzl. Grenze <1 GWh/a)	<12 % ²	5.000	✗	Mittelspannung	Herstellung von pharmazeutischen Grundstoffen, Fahrzeugbau und -zulieferer

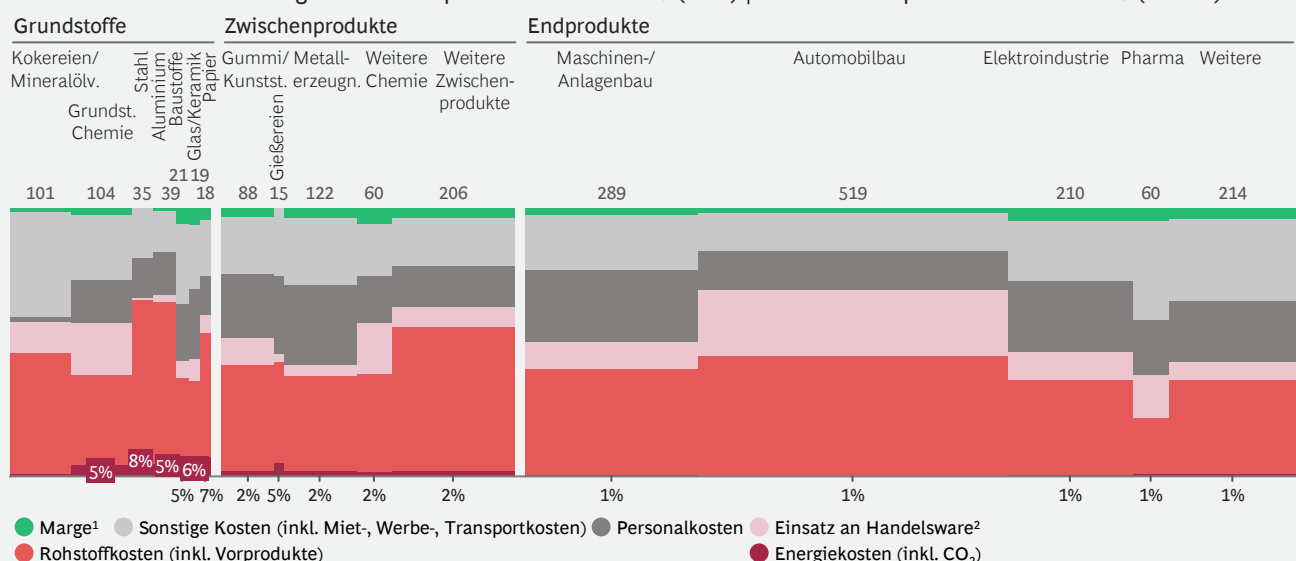
1. Beispielbranchen dienen nur als indikativer Hinweis – Die Einteilung ist weder voll umfassend, noch sind Unternehmen angezeigter Branchen immer dem angelegten Verbraucher zuzuordnen. Zudem können bestimmte Unternehmen auch zwischen Verbrauchern liegen (Bspw.: Strompreiskompensationsberechtigte Unternehmen mit deutlich geringeren Energie- und Leistungsintensitäten wie die Unternehmen des Industriezweiges "Bearbeitung von Metallen" oder "Herstellung von Papier". 2. Ab 2024 11 % | Anmerkung: Für Verbraucher C und D 10 % Peakabweichung über konstantem Verbrauch angenommen | Quelle: BCG

Deutsche Industrie ist unterschiedlich stark von hohen Energiekosten betroffen

ABBILDUNG 41 | Kostenstruktur von Industriesektoren im Jahr 2019

Kostenstruktur je Sektor in 2019

Höhe: Anteil Kosten & Marge¹ am Bruttoproduktionswert 2019 (in %) | Breite: Bruttoproduktionswert 2019 (Mrd. €)



1. Marge = 100 % abzüglich Summe der Kostenposten. Branchen ohne Marge verzeichneten 2019 laut Statistischem Bundesamt Verluste. Kosten dieser Branchen auf 100 % genormt; 2. Waren externer Herkunft, die im Allgemeinen unbearbeitet und ohne fertigungstechnische Verbindung mit eigenen Erzeugnissen weiterverkauft werden - Bestände und Eingänge an Handelsware sind zu Anschaffungskosten (ohne als Vorsteuer abzugsfähige Umsatzsteuer) zu bewerten Hinweis: Kostenposten beziehen sich auf Produktionswert im WZ2008-Steller (je Sektor); Abweichungen von Produktionskostenstruktur möglich; Aluminium als Indikator für NE-Metalle; WZ08.26-27 für Elektroind. | Quelle: Statistisches Bundesamt; BCG & IW & BDI (2024); BCG

Abbildungen

Abbildung 1 Überblick über die aktuelle politische Ambition und ein optimiertes Energiewende	4
Abbildung 2 Übersicht der wesentlichen Hebel für eine bezahlbare Energiewende	4
Abbildung 3 Überblick über Energieverbrauch sowie Strom- und Erdgasversorgung in Deutschland	6
Abbildung 4 Treiber des Nettostrombedarfs in Deutschland gemäß aktueller politischer Ambition	9
Abbildung 5 Entwicklung installierter Kapazität und Nettostromerzeugung gemäß aktueller politischer Ambition	10
Abbildung 6 Geplante Elektrolysekapazität und Wasserstoffnutzung in Deutschland	10
Abbildung 7 Notwendige Investitionen in das H ₂ -und Stromsystem bis 2045 gemäß der aktuellen politischen Ambition	11
Abbildung 8 Übersicht über 6 zentrale Herausforderungen für den Umbau des Energiesystems	11
Abbildung 9 Anteil verschiedener Effekte am Anstieg spezifischer Stromsystemkosten seit 2010	12
Abbildung 10 Entwicklung der Stromsystemkosten von 2010 bis 2045 gemäß der aktuellen politischen Ambition	13
Abbildung 11 Strompreisentwicklung verschiedener Verbrauchergruppen gemäß der aktuellen politischen Ambition	13
Abbildung 12 Übersicht der Risiken für die Stromsystemkosten im Jahr 2035 gemäß aktueller politischer Ambition	14
Abbildung 13 Zusammensetzung spezifischer Stromerzeugungskosten im Jahr 2045	16
Abbildung 14 Historische Gaspreise in Deutschland und im Vergleich mit den USA	16
Abbildung 15 Historische Strompreise verschiedener industrieller Verbrauchergruppen im internationalen Vergleich	17
Abbildung 16 Entwicklung der Gesamtkosten durch gestiegene Strom- und Gaspreise nach Industriesektoren	17
Abbildung 17 Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie bis 2045	18
Abbildung 18 Prozesswärmekosten verschiedener industrieller Verbraucher 2024, 2030 und 2035	19
Abbildung 19 Erdgas- und Wasserstoffkosten im internationalen Vergleich im Jahr 2030	19
Abbildung 20 Entwicklung der Stromnachfrage im Vergleich aktuelle politische Ambition vs. tatsächliche Erwartung	20
Abbildung 21 Stromsystemkosten sowie mögliche Kosten- und Risikoeinsparungen im Stromsystem im Jahr 2035	22

Abbildung 22 CO ₂ -Vermeidungskosten verschiedener Backup-Stromerzeugungstechnologien im Jahr 2040	25
Abbildung 23 Entwicklung der installierten Kapazität und Nettostromerzeugung im optimierten Szenario	26
Abbildung 24 Notwendige Investitionen in das Stromsystem bis 2045 im optimierten Szenario	26
Abbildung 25 Entwicklung der Stromsystemkosten im optimierten Szenario	27
Abbildung 26 Entwicklung der Strompreise für verschiedene Verbrauchergruppen im optimierten Szenario	27
Abbildung 27 Kostenvergleich verschiedener Wasserstoff-Anwendungen im Jahr 2040	30
Abbildung 28 Wasserstoffnachfrageentwicklung im Vergleich aktuelle politische Ambition und tatsächliche Erwartung	31
Abbildung 29 Geplante Elektrolyse- und Wasserstoffinfrastruktur-Investitionen in Deutschland	32
Abbildung 30 Vergleich der Kapazität des geplanten H ₂ -Kernnetzes und der tatsächlich erwarteten Nachfrage	32
Abbildung 31 Vergleich der Beschaffungskosten von grünem und blauem Wasserstoff in den Jahren 2030 und 2040	33
Abbildung 32 Vergleich der Beschaffungskosten von Wasserstoff und anderen biogenen Energieträgern in den Jahren 2030 und 2040	34
Abbildung 33 Kosteneinsparungen durch CCS im Vergleich mit grünem Wasserstoff im Jahr 2040	35
Abbildung 34 Investitions- und Kosteneinsparungen im optimierten Szenario im Jahr 2035	37
Abbildung 35 Historische Strompreise für zwei Höchstspannungsverbrauchsprofile	39
Abbildung 36 Übersicht der Entlastungsoptionen für stromintensiver Industrien	39
Abbildung 37 Prozesswärmekosten verschiedener industrieller Verbraucher im optimierten Szenario 2035	40
Abbildung 38 Erdgaspreiszusammensetzung und Entlastungsoptionen für die Industrie	42
Abbildung 39 20 Hebel für eine bezahlbare Energiewende	48
Abbildung 40 Archetypische industrielle Verbrauchergruppen nach Energiemenge, Volllaststunden und SPK	51
Abbildung 41 Kostenstruktur von Industriesektoren im Jahr 2019	51

Glossar und Abkürzungen

Begriff	Abkürzung	Definition
Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten	AbLaV	Die Verordnung regelte die Vergütung und den Einsatz von abschaltbaren Lasten zur Stabilisierung des Stromnetzes. Die Verordnung galt von 2013 bis 2022.
Anschlussleistung		Maximale elektrische Leistung, die ein Verbraucher oder eine Erzeugungsanlage über einen Netzanschluss entnehmen oder einspeisen kann. Sie wird in Kilowatt (kW) oder Megawatt (MW) angegeben und ist vertraglich mit dem Netzbetreiber vereinbart.
atypische Netznutzung		Verbrauchsverhalten von Endverbrauchern, deren individuelle Höchstlastzeiten erheblich von den üblichen Spitzenlastzeiten im Netz abweichen.
Autotherme Reformierung	ATR	Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff oder Synthesegas durch Reaktion von Methan mit Sauerstoff und Wasserdampf bei hoher Temperatur.
Backup-Kraftwerke		Kraftwerke, die zur Stabilisierung der Stromversorgung in Zeiten hoher Nachfrage oder geringer Einspeisung erneuerbarer Energien genutzt werden.
Bandlastprivileg		Regelung zur Reduzierung der Netzentgelte für energieintensive Unternehmen mit konstantem Stromverbrauch über 7.000 Volllaststunden.
Baseload		Baseload bezeichnet die kontinuierliche und gleichmäßige Strommenge, die über einen bestimmten Zeitraum hinweg erforderlich oder verfügbar ist, unabhängig von kurzfristigen Schwankungen.
Batch-Produktion		Fertigungsverfahren, bei dem Produkte in Chargen hergestellt werden, wobei die Fertigungsanlagen insbesondere zwischen den einzelnen Chargen stillstehen.
Bioenergy with Carbon Capture and Storage	BECCS	Im Kontext des Treibhausgasneutralitätspfades wird der Abkürzung „BECCS“ in der vorliegenden Studie vorrangig dazu verwendet, um das Einfangen und die dauerhafte Sequestrierung von biogenem CO ₂ in Speicherstätten oder durch dauerhafte stoffliche Bindung zu beschreiben.
biogene Energieträger		Nicht fossile organische Materialien pflanzlichen oder tierischen Ursprungs, die zur Energiegewinnung genutzt werden können.
blauer Wasserstoff	blauer H ₂	Wasserstoff, der durch autotherme Reformierung (ATR) oder Dampfreformierung von Erdgas gewonnen wird, wobei das entstehende CO ₂ mit Hilfe von Carbon Capture and Storage (CCS) abgeschieden und gespeichert wird, um die Emissionen zu reduzieren.
Blast-Furnace-Basic Oxygen-Furnace-Stahl	BF-BOF-Stahl	Stahl, der über die klassische Hochofen-Basischer-Sauerstoffofen-Route (BF-BOF) hergestellt wird. Dabei wird Roheisen im Hochofen (Blast Furnace, BF) erzeugt und anschließend im basischer Sauerstoffofen (Basic-Oxygen-Furnace, BOF) zu Stahl verarbeitet.
Brennstoffemissions-handelsgesetz	BEHG	Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen, das seit 2021 eine CO ₂ -Bepreisung über ein nationales Emissionshandelssystem für die Sektoren Wärme und Verkehr in Deutschland eingeführt hat.
Bruttostromerzeugung		Gesamtmenge des erzeugten Stroms einer Region oder eines Landes ohne Abzüge für den Eigenverbrauch der Anlagen oder Netzverluste.

Begriff	Abkürzung	Definition
Bruttostromverbrauch		Die gesamte in einem Land oder einer Region verbrauchte Strommenge, einschließlich Netzverlusten und Eigenverbrauch der Kraftwerke.
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz	BMWK	Das BMWK ist eine oberste Bundesbehörde der Bundesrepublik Deutschland, zuständig für die nationale Wirtschafts- und Klimapolitik.
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen	BNetzA	Die Bundesnetzagentur ist eine deutsche Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Sie fördert den Wettbewerb in den Netzmärkten für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, um die Effizienz der lebenswichtigen Infrastrukturen Deutschlands zu gewährleisten.
Carbon-Border-Adjustment-Mechanism	CBAM	Der Carbon-Border-Adjustment-Mechanism der EU ist ein Mechanismus, der sicherstellen soll, dass importierte Waren denselben CO ₂ -Preis haben wie in der EU produzierte Waren, um "Carbon-Leakage" zu verhindern. Er zielt darauf ab, Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden und globale Klimaschutzmaßnahmen zu fördern, indem Importeuren von energieintensiven Gütern CBAM-Zertifikate auferlegt werden.
Capture Factor	CF	In der Studie wird der Capture-Factor (CF) insbesondere für Stromverbraucher analysiert, um die Unterschiede zwischen konstantem Verbrauch (Baseload) und flexibler Nachfrage zu bewerten.
Carbon Leakage		Verlagerung von Produktionsstandorten in Drittländer aufgrund klimapolitisch bedingter Produktionsmehrkosten im Inland.
Carbon Management		Strategischer Ansatz zur Reduzierung und langfristigen Speicherung von CO ₂ -Emissionen. Beinhaltet Technologien wie Carbon Capture and Storage (CCS), Carbon Capture and Utilization (CCU) sowie regulatorische Maßnahmen zur Förderung negativer Emissionen.
Carbon Capture and Storage	CCS	CCS beschreibt das Einfangen und die dauerhafte Sequestrierung von CO ₂ in Speicherstätten.
Carbon Capture, Utilization and Storage	CCUS	Im Kontext des Treibhausgasneutralitätspfades wird die Abkürzung CCUS in dieser Studie vorrangig gebraucht, um das Einfangen und die dauerhafte Sequestrierung von CO ₂ in Speicherstätten (CCS) oder durch dauerhafte stoffliche Bindung (CCU) zu beschreiben.
Contracts for Difference	CfD	Vertrag, bei dem eine Partei der anderen die Differenz zwischen dem vereinbarten "Strike-Price" und dem Marktpreis eines Gutes zahlt – zum Beispiel zur Förderung von erneuerbarem Strom.
CO ₂ -Vermeidungskosten		Bezeichnet die spezifischen Kosten, die anfallen, um eine Tonne CO ₂ oder eines CO ₂ -Äquivalents durch den Einsatz von Technologien oder Maßnahmen mit geringerer Treibhausgasintensität zu vermeiden.
Cracker		Petrochemische Anlage, in der durch thermische Spaltung aus langkettigen Kohlenwasserstoffen wie Naphtha chemische Grundstoffe wie Ethylen, Propylen und Butadien gewonnen werden. Dieses Verfahren ist essenziell für die Kunststoff- und Chemieproduktion.
Direct Air Capture	DAC	Der Begriff "DAC" wird in dieser Studie vorrangig gebraucht, um das Einfangen und die dauerhafte Sequestrierung von atmosphärischem CO ₂ in Speicherstätten oder durch dauerhafte stoffliche Bindung zu beschreiben.
Direct Air Capture with Carbon Storage	DACCS	Technologie zur direkten Abscheidung von CO ₂ aus der Atmosphäre (DAC) mit anschließender dauerhafter Speicherung (Carbon Storage) in geologischen Formationen. DACCS bezieht sich in Abgrenzung zu DAC ausschließlich auf Prozesse, bei denen das CO ₂ langfristig gespeichert wird, um negative Emissionen zu erzielen.
Deutschland	DE	

Begriff	Abkürzung	Definition
Dekarbonisierung		Grundsätzliche Umstellung von CO ₂ -intensiven auf CO ₂ -freie bzw. -arme Technologien – in der vorliegenden Studie inkl. stofflicher Defossilisierung, beispielsweise in der Chemie.
Direct-Reduced-Iron – Electric-Arc-Furnace-Stahl	DRI-EAF-Stahl	Beschreibt eine Art Stahl hergestellt aus direkt reduziertem Eisen (DRI), das in einem Elektrostahlwerk geschmolzen wird.
Dunkelflaute		Mehrtägige oder -wöchige Wetterphasen mit geringer Sonneneinstrahlung und wenig Wind, in denen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stark reduziert ist.
erneuerbare Energien (auch "Erneuerbare")	EE	Energiequellen, welche sich auf natürliche Weise erneuern und so unbegrenzt genutzt werden können. Dazu zählen Wind- und Solarenergie sowie Wasserkraft.
Erneuerbare-Energien-Gesetz	EEG	Gesetz, das seit 2000 den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland fördert, indem Erzeuger von erneuerbarem Strom über einen Zeitraum von meist 20 Jahren eine garantierte Vergütung erhalten, die auf die Stromverbraucher umgelegt wird.
E-Fuels		Siehe "synthetische Kraftstoffe".
Elektrolyse (Wasserstoff)		Zersetzung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff mit Elektrolyseuren unter Einsatz von elektrischem Strom.
Elektrostahl		Überbegriff für Schrott-EAF-Stahl und DRI-EAF-Stahl.
Energieträger		Stoffe oder Energiequellen, die zur Umwandlung in nutzbare Energie dienen. Das inkludiert fossile Energieträger (z. B. Erdgas, Kohle), erneuerbare Energien (z. B. Wind, Sonne, Biomasse) sowie synthetische oder alternative Energieträger wie Wasserstoff oder synthetische Kraftstoffe.
Energiewende		Die Energiewende beschreibt den grundlegenden Wandel der Energieversorgung hin zu einer nachhaltigen, dezentralen und erneuerbaren Energieproduktion. Ziel ist es, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu reduzieren und die Treibhausgasemissionen zu minimieren, um den Klimawandel zu bekämpfen und eine langfristig sichere und umweltfreundliche Energieversorgung zu gewährleisten.
Enhanced Rock Weathering	ERW	Enhanced Rock Weathering (ERW) beschreibt die beschleunigte Verwitterung von Silikatgestein wie Basalt, bei der CO ₂ durch chemische Reaktionen gebunden und langfristig im Boden oder Ozean gespeichert wird.
Energiewirtschaftsgesetz	EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, welches den Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzbetrieb sowie den Wettbewerb zwischen Erzeugern regelt.
Erzeugungsprofil		Verteilung der Stromerzeugung einer Energiequelle oder eines Kraftwerks über einen bestimmten Zeitraum. Das Erzeugungsprofil von erneuerbaren Energien ist wetterabhängig und schwankt stark, während fossile oder nukleare Kraftwerke meist ein gleichmäßigeres Profil aufweisen.
EU Emissions Trading System	EU ETS, kurz ETS	Emissionshandelssystem der Europäischen Union.
European Emissions Trading System 1	ETS 1	Das EU-ETS 1 ist das Emissionshandelssystem der EU für Industrie, Kraftwerke, Luftfahrt und Schifffahrt, das CO ₂ -Emissionen durch handelbare Zertifikate bepreist.
European Emissions Trading System 2	ETS 2	Das EU-ETS 2 ist das neue Emissionshandelssystem der EU, das ab 2027 für Straßenverkehr und Gebäude gelten soll.
Europäische Union	EU	
EU-Flottengrenzwerte		Die EU-Flottengrenzwerte legen die maximal zulässigen durchschnittlichen CO ₂ -Emissionen für Neufahrzeuge in der EU fest.

Begriff	Abkürzung	Definition
Fast-Charger		Fast-Charger bezeichnet eine Schnellladestation für Elektrofahrzeuge, die eine deutlich verkürzte Ladezeit im Vergleich zu herkömmlichen Wechselstrom-Ladepunkten ermöglicht. Sie arbeiten in der Regel mit Gleichstrom und bieten Ladeleistungen von 50 kW bis 350 kW.
Fernwärme		Wärmelieferung zur Versorgung von Gebäuden mit Raumwärme und Warmwasser (sowie Prozesswärme) über eine Leitung durch einen Vertragspartner des Gebäudeeigentümers.
Fernleitungsnetzbetreiber	FNB	Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) sind für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau überregionaler Energie- oder Kommunikationsnetze verantwortlich.
Flüssigluftspeicher		Ein Flüssigluftspeicher ist eine Technologie zur Speicherung von Energie, bei der Luft durch Kompression und Abkühlung auf sehr niedrige Temperaturen verflüssigt wird. Die gespeicherte Flüssigluft kann bei Bedarf wieder in Gasform überführt werden, wodurch über eine Turbine Strom erzeugt wird.
Gas- und Dampfkraftwerk	GuD	Ein GuD ist ein thermisches Kraftwerk, das Strom und Wärme durch die Kombination von Gasturbinen- und Dampfturbinenprozessen erzeugt. Dabei wird die Abwärme der Gasturbine zur Dampferzeugung genutzt, um eine zusätzliche Turbine anzutreiben und den Gesamtwirkungsgrad zu steigern.
Gasspeicherumlage		Die Gasspeicherumlage ist eine staatlich festgelegte Abgabe, die zur Finanzierung der Befüllung und der Sicherstellung strategischer Gasspeicher erhoben wird.
gesicherte Leistung		Jederzeit verfügbare Mindesterzeugungsleistung, unabhängig von Witterungsbedingungen oder technischen Ausfällen.
Gigawatt	GW	Einheit für Leistung (1 Milliarde Watt).
Gigawattstunde	GWh	Einheit für Energie (1 Milliarde Wattstunden).
Großhandelspreis		Der Großhandelspreis ist der Marktpreis für Strom oder Gas, der an Energiebörsen oder in bilateralen Handelsverträgen zwischen Erzeugern und Versorgern gebildet wird.
grüne Moleküle		Grüne Moleküle sind synthetisch hergestellte, klimaneutrale Energieträger wie Wasserstoff, Methan oder flüssige Kraftstoffe, die aus erneuerbaren Quellen gewonnen werden.
grüner Wasserstoff	grüner H ₂	Wasserstoff aus der CO ₂ -neutralen Elektrolyse von Wasser unter Einsatz von erneuerbarem Strom.
Heimspeicher		Ein Heimspeicher ist ein Batteriesystem, das in Haushalten zur Speicherung von selbst erzeugtem Strom, meist aus Photovoltaikanlagen, eingesetzt wird.
Heizwert		Der Heizwert gibt die nutzbare Energiemenge an, die bei der vollständigen Verbrennung eines Brennstoffs ohne Kondensation des Wasserdampfs im Abgas freigesetzt wird.
Hellbrise		Eine Hellbrise bezeichnet eine Wetterphase mit besonders hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere durch starke Sonneneinstrahlung und hohe Windgeschwindigkeiten.
Haushalte	HH	Gemeint sind private Haushalte.
Hochlastzeitfenster		Ein Hochlastzeitfenster bezeichnet einen Zeitraum mit besonders hoher Stromnachfrage, typischerweise während morgendlicher und abendlicher Spitzenlastzeiten.
Inflation Reduction Act	IRA	Der Inflation Reduction Act (IRA) ist ein US-amerikanisches Gesetzespaket, das große Investitionen in den Klimaschutz, die Energiewende und die industrielle Transformation vorsieht.
Internal Rate of Return	IRR	IRR ist eine finanzwirtschaftliche Kennzahl, die die durchschnittliche jährliche Rendite einer Investition angibt.
Jahresarbeitszahl	JAZ	JAZ ist eine Kennzahl zur Effizienzbewertung von Wärmepumpen, die das Verhältnis der über ein Jahr erzeugten Wärmeenergie zur eingesetzten elektrischen Energie angibt.

Begriff	Abkürzung	Definition
Kilowatt	kW	Einheit für Leistung (1 Tausend Watt).
Kilowattstunde	kWh	Einheit für Energie (1 Tausend Wattstunden).
Klimaneutralität		Vollständige Vermeidung von Treibhausgasemissionen bzw. vollständiger Ausgleich von Restemissionen (siehe "Treibhausgasneutralität").
Klimaschutzvertrag	KSV	Einzelvertragliche Regelung zwischen der öffentlichen Hand und einem Unternehmen, um die durch den Wechsel auf grüne Technologien bzw. Energieträger entstehenden Mehrkosten (im Vergleich zu fossilen Referenztechnologien) auszugleichen. Basierend auf einem Vertragspreis wird dafür die Zahlung einer Klimaschutzprämie vereinbart (siehe "CfD").
Koordinierungsstelle für Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff	KO.NEP	Der KO.NEP ist das Konsultationsdokument für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff in Deutschland. Es legt Szenarien für den Umbau des Gasnetzes und den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur fest.
konventionelle Erzeugung		Konventionelle Erzeugung bezeichnet die Strom- und Wärmeerzeugung aus fossilen Brennstoffen wie Kohle, Erdgas und Öl sowie aus Kernenergie.
Kraftwerkssicherheitsgesetz	KWSG	Das Kraftwerkssicherheitsgesetz ist eine geplante gesetzliche Regelung in Deutschland zur Sicherstellung der Stromversorgung durch den Ausbau und den Erhalt gesicherter Erzeugungskapazitäten. Es soll den Bau neuer, insbesondere H ₂ -ready, Gaskraftwerke fördern und Rahmenbedingungen für deren wirtschaftlichen Betrieb schaffen.
Kraft-Wärme-Kopplung	KWK	Umwandlung von Energie in mechanische oder elektrische Energie und nutzbare Wärme innerhalb eines thermodynamischen Prozesses.
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz	KWKG	Gesetz, welches die Stromeinspeisung und -vergütung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen regelt.
kumulierte Kosten		Über einen bestimmten Zeitraum summierte Kosten (in der vorliegenden Studie meist 2025 bis 2035).
Langfristszenario		Ein Langfristszenario ist eine modellbasierte Projektion zur Entwicklung des Energie- und Industriesektors über mehrere Jahrzehnte. In der Studie bezieht es sich auf die vom BMWK erstellten Szenarien zur langfristigen Gestaltung des Energiesystems.
Lastprofil		Ein Lastprofil beschreibt die zeitliche Entwicklung des Energieverbrauchs eines Verbrauchers oder eines gesamten Netzes über einen bestimmten Zeitraum.
Laststeuerung		Laststeuerung bezeichnet Maßnahmen zur gezielten Anpassung des Energieverbrauchs in Reaktion auf Netzlast, Stromangebot oder Preisentwicklungen.
Levelized Cost of Energy	LCOE	LCOE sind die durchschnittlichen Kosten der Stromerzeugung pro Megawattstunde (€/MWh) über die gesamte Lebensdauer einer Anlage.
"letzte Meile"		In der Studie wird der Begriff insbesondere für die Dekarbonisierung der letzten Emissionsanteile in Industrie und Stromerzeugung verwendet.
Liquefied Natural Gas	LNG	Durch Kühlung verflüssigtes Erdgas.
LNG-Bezugsverträge		LNG-Bezugsverträge sind langfristige oder kurzfristige Liefervereinbarungen für LNG zwischen Produzenten und Importeuren.
Megawatt	MW	Einheit für Leistung (1 Million Watt).
Megawattstunde	MWh	Einheit für Energie (1 Million Wattstunden).

Begriff	Abkürzung	Definition
Methan		Chemische Verbindung von einem Kohlenstoffatom und vier Wasserstoffatomen, die unter Normalbedingungen gasförmig auftritt und den Hauptanteil von Erdgas ausmacht.
Mehrkosten		Die Gesamtheit aller im Rahmen der Klimaschutzmaßnahmen getätigten annualisierten Investitionen sowie eingesparte und zusätzliche Energieträger- und Betriebskosten.
Molekülwende		Der Übergang von fossilen Brennstoffen zu erneuerbaren und CO ₂ -neutralen Molekülen in der Chemie- und Energieindustrie, um nachhaltige Produktionsprozesse und Energiequellen zu fördern.
“negative” Emissionen		Emissionen, welche beispielsweise durch BECCS oder DACCS aus der Atmosphäre entfernt werden.
Negativstunden		Negativstunden sind Zeiträume, in denen die Strompreise an der Börse unter null liegen.
Nettoenergieimport		Nettoenergieimport bezeichnet die Differenz zwischen importierter und exportierter Energie eines Landes oder einer Region.
Nettostromerzeugung		Nettostromerzeugung ist die tatsächlich ins Stromnetz eingespeiste Strommenge, die nach Abzug des Eigenverbrauchs von Kraftwerken verfügbar ist.
Netzanschluss		Netzanschluss bezeichnet die technische Anbindung eines Verbrauchers oder Erzeugers an das Strom- oder Gasnetz.
Netzengpassmanagement		Netzengpassmanagement umfasst Maßnahmen zur Vermeidung oder Behebung von Überlastungen im Stromnetz, etwa durch Redispatch, Abregelung erneuerbarer Energien oder den Einsatz von Speichern und flexiblen Lasten.
Netzentwicklungsplan	NEP	Umfasst die Studien <i>Netzentwicklungsplan Strom</i> und <i>Netzentwicklungsplan Gas</i> , welche laut EnWG durch Übertragungsnetz- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber vorgelegt werden müssen.
Netzkapazität		Fassungsvermögen des Stromnetzes.
Netzkomponentenanforderungen		Netzkomponentenanforderungen definieren die technischen und betrieblichen Standards für Anlagen und Geräte im Strom- und Gasnetz, um Netzstabilität, Effizienz und Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
Nichteisenmetalle	NE-Metalle	NE-Metalle sind Metalle ohne Eisenanteil, darunter Aluminium, Kupfer, Nickel und Zink.
Offshore-Netzumlage		Die Offshore-Netzumlage ist eine Abgabe, die zur Finanzierung der Anbindung von Offshore-Windparks an das Stromnetz dient.
Offshore-CO ₂ -Speicherung		Die Speicherung von CO ₂ in geologischen Formationen unter dem Meeresboden.
per annum	p. a.	pro Jahr.
Petajoule	PJ	Einheit für Energie (1 Billion Joule).
Photovoltaik	PV	Umwandlung von Lichtenergie zu elektrischer Energie durch Solarzellen.
politische Ambition		In der Studie wird die aktuelle politische Ambition als Szenario genutzt, das die aktuellen Planungen für den Ausbau erneuerbarer Energien, den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und die Transformation des Energiesystems widerspiegelt.
Power-to-Gas	PtG	Verschiedene Verfahren zur Konversion von erneuerbarem Strom zu gasförmigen Energieträgern.
Power-to-Heat	PtH	Verschiedene Verfahren zur Konversion von erneuerbarem Strom zu Wärme.
Power-to-Liquid	PtL	Verschiedene Verfahren zur Konversion von erneuerbarem Strom zu flüssigen Energieträgern.

Begriff	Abkürzung	Definition
Primärenergiebedarf		Der Primärenergiebedarf umfasst in dieser Studie die gesamt benötigte Energiemenge in Deutschland, einschließlich aller Verluste entlang der Umwandlungs-, Transport- und Verteilungsprozesse.
Prozesswärme		Prozesswärme ist die in industriellen Verfahren benötigte Wärmeenergie, die für Produktionsprozesse wie Trocknen, Schmelzen oder chemische Reaktionen erforderlich ist.
Pyrolyseöl		Pyrolyseöl ist ein flüssiger Energieträger, der durch die thermische Zersetzung biogener oder fossiler Rohstoffe unter Sauerstoffausschluss entsteht.
Redispatch		Redispatch bezeichnet netzstabilisierende Eingriffe in die Kraftwerksleistung, um Überlastungen im Stromnetz zu vermeiden.
Salzkaverne		Eine Salzkaverne ist ein künstlich geschaffenes Hohlraumlager in unterirdischen Salzformationen, das zur Speicherung von Gasen wie Erdgas, Wasserstoff oder CO ₂ genutzt wird.
Schrottstahl	Schrott-EAF Stahl	Stahl, der durch das Einschmelzen von Stahlschrott in Elektrolichtbogenöfen (Electric Arc Furnace, EAF) hergestellt wird.
Spitzenlastkappung		Spitzenlastkappung bezeichnet Maßnahmen zur Reduzierung von Spitzen in der Erzeugung erneuerbaren Stroms, um Netzüberlastungen zu vermeiden und die Netzausbaukosten zu senken.
Smart Meter		Ein Smart Meter ist ein digitaler Stromzähler, der Energieverbrauch in Echtzeit erfasst, analysiert und automatisch an Netzbetreiber oder Energieversorger übermittelt.
Strompreiskompensation	SPK	Kompensationszahlung an bestimmte Stromverbraucher zum Ausgleich von indirekten CO ₂ -Kosten, die bei der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern zu entrichten sind und deshalb den Strompreis erhöhen.
Stromgestehungskosten		Kosten, die für die Erzeugung von Strom entstehen, im Gegensatz zu Stromsystemkosten, die auch Kosten für Netze beinhalten.
Stromnetzentgeltverordnung	StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen und die Ermittlung der Netznutzungsentgelte.
Stromsteuergesetz	StromStG	Das StromStG regelt die Erhebung der Stromsteuer in Deutschland, die auf den Verbrauch von elektrischer Energie erhoben wird.
Super-Cap		Feste Begrenzung staatlich induzierter Preisbestandteile auf einen Anteil der Bruttowertschöpfung oder des Unternehmensumsatzes.
synthetische Kraftstoffe		Kraftstoffe, die in PtL-Prozessen hergestellt werden. Synthetische Kraftstoffe sind eine CO ₂ -neutrale Alternative zu herkömmlichen Kraftstoffen, da die Menge des bei der Herstellung gebundenen CO ₂ mit der bei der Verbrennung freigesetzten CO ₂ -Menge identisch ist.
Systemkosten		Als Systemkosten werden die gesamten Kosten für den Betrieb, die Stabilität und den Ausbau des Energiesystems einschließlich Erzeugung, Netzinfrastruktur, Speicher und Flexibilitätsmaßnahmen bezeichnet. Wird in dieser Studie für Strom (Stromsystemkosten) sowie Wasserstoff und Strom (H ₂ - und Stromsystemkosten) verwendet.
Terawatt	TW	Einheit für Leistung (1 Billion Watt).
Terawattstunde	TWh	Einheit für Energie (1 Billion Wattstunden).
Übertragungsnetz		Teil des Stromnetzes, mit dem elektrische Energie mit Hilfe von Hochspannungsleitungen über weite Entfernungen geleitet wird, meist bei 220 oder 380 Tausend Volt.
Übertragungsnetzbetreiber	ÜNB	Ein Übertragungsnetzbetreiber ist für den Betrieb, den Ausbau und die Stabilität des Übertragungsnetzes verantwortlich.
Umlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes	EEG-Umlage	Ehemaliger Zuschlag auf den Strompreis von Verbrauchern zur Refinanzierung der Förderung für erneuerbaren Strom aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), abgeschafft im Juli 2022.

Begriff	Abkürzung	Definition
Umwandlungseffizienz		Umwandlungseffizienz bezeichnet den Verhältniswert zwischen eingesetzter Primärenergie und der tatsächlich nutzbaren Endenergie in einem Umwandlungsprozess.
Umweltbundesamt	UBA	Das UBA ist die zentrale Umweltbehörde Deutschlands, die wissenschaftliche Analysen erstellt und die Bundesregierung in Umwelt-, Energie- und Klimaschutzfragen berät.
United States of America	USA	
Verdichter		Ein Verdichter ist eine technische Anlage, die Gase wie Erdgas oder Wasserstoff durch Druckerhöhung transportfähig macht.
Verteilnetz		Teil des Stromnetzes, mit dessen Hilfe elektrische Energie über begrenzte Entfernungen verteilt wird, entweder an Endkunden oder von Erzeugungsanlagen in das Übertragungsnetz.
Verteilnetzbetreiber	VNB	Ein Verteilnetzbetreiber ist für den Betrieb, den Ausbau und die Instandhaltung der Verteilnetze verantwortlich.
Volllaststunden		Volllaststunden geben an, wie viele Stunden eine Erzeugungsanlage unter theoretischer Volllast laufen müsste, um ihre tatsächliche Jahresstromproduktion zu erreichen.
Vermeidungskosten		Kosten, welche für die Reduktion von CO ₂ anfallen – in dieser Studie im Vergleich zu einer Referenztechnologie.
Weighted Average Cost of Capital	WACC	WACC gibt die durchschnittlichen Finanzierungskosten eines Investitionsbereichs unter Berücksichtigung von Eigen- und Fremdkapital an.
Wirkungsgrad		Wirkungsgrad bezeichnet das Verhältnis zwischen der zugeführten und der tatsächlich nutzbaren Energie in einem technischen oder chemischen Prozess.
Wasserstoffderivate	H ₂ -Derivate	Chemische Verbindungen, die aus Wasserstoff (H ₂) hergestellt werden, wie Ammoniak, Methanol oder synthetische Kohlenwasserstoffe. Sie dienen als speicher- und transportfähige Energieträger sowie als Rohstoffe für Industrie und Verkehr.
Wasserstoff-Kernnetz	H ₂ -Kernnetz	In dieser Studie wird der Begriff H ₂ -Kernnetz für das geplante überregionale Wasserstofftransportnetz in Deutschland benutzt, das bestehende Gasleitungen umwidmet und neue Pipelines ergänzt.
Wasserstoff-ready Gaskraftwerke	H ₂ -ready Gaskraftwerke	H ₂ -ready Gaskraftwerke sind moderne Gaskraftwerke in Deutschland, die zunächst mit Erdgas betrieben werden, aber technisch so ausgelegt sind, dass sie schrittweise oder vollständig auf Wasserstoff umgestellt werden können.
Wärmepumpen	WP	Technologie, welche unter Einsatz von Strom und Nutzung von Umweltwärme Wärme bereitstellt und insbesondere für Gebäudewärme, Warmwasser und Niedertemperaturanwendungen bis etwa 200 °C in der Industrie eingesetzt wird.
Wärmewende		Der Übergang zu erneuerbaren Energien und effizienteren Heiztechnologien zur Reduktion von CO ₂ -Emissionen.
Wasserstoff	H ₂	Chemische Verbindung von zwei Wasserstoffatomen, die unter Normalbedingungen gasförmig auftritt und als Energieträger genutzt werden kann. Wasserstoff kann auf verschiedene Arten produziert werden, insbesondere als "grüner" H ₂ oder als "blauer" H ₂ .
Windenergie-auf-See-Gesetz	WindSeeG	Das WindSeeG regelt den Ausbau, die Ausschreibung und den Betrieb von Offshore-Windparks in Deutschland.
zeitvariable Netzentgelte		Zeitvariable Netzentgelte sind Stromnetzentgelte, die je nach Tageszeit oder Netzbelastung variieren, um Verbrauchsanreize zu steuern und Netzengpässe zu reduzieren. Sie dienen u. a. als Instrument zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs.

Quellen

- [AGEB] AGEB (2024a). *Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990 bis 2023*. Erreichbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen>. [06.03.2025]
- [AGEB] AGEB (2024b). *Energieverbrauch in Deutschland*. Erreichbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2025/01/quartalsbericht_q4_2024.pdf. [06.03.2025]
- [AGEB] AGEB (2025a). *Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2024 (in TWh) Deutschland insgesamt*. Erreichbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/zusatzinformationen/>. [06.03.2025]
- [AGEB] AGEB (2025b). *Energiebilanz der Bundesrepublik 2023*. Erreichbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2025/03/EBD23e.xlsx>. [06.03.2025]
- [Amprion] Amprion (2025). *Bisherige Nutzungsentgelte (informell)*. Erreichbar unter: [https://www.amprion.net/Strommarkt/Netzkunde/Netzentgelte/Bisherige-Nutzungsentgelte-\(informell\).html](https://www.amprion.net/Strommarkt/Netzkunde/Netzentgelte/Bisherige-Nutzungsentgelte-(informell).html). [06.03.2025]
- [Aurora] Aurora Energy Research (2024). *German Power and Renewables Market Forecast*.
- [Avacon] Avacon (2025). *Netzentgelte*. Erreichbar unter: <https://www.avacon-hochdruck-netz.de/de/veroeffentlichungspflichten/netzentgelte.html#:~:text=Hier%20finden%20Sie%20alle%20Netzentgelte,der%20vergangenen%20Jahre%20im%20%C3%9Cberblick>. [06.03.2025]
- [Bayernwerk] Bayernwerk (2025). *Netzentgelte*. Erreichbar unter: <https://www.bayernwerk-netz.de/de/bayernwerk-netz-gmbh/netzinformation/netzentgelte.html>. <https://www.bayernwerk-netz.de/de/bayernwerk-netz-gmbh/netzinformation/netzentgelte.html>. [06.03.2025]
- [BCG] BCG (2021). *Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. Erreichbar unter: <https://web-assets.bcg.com/58/57/2042392542079ff8c9ee2cb74278/klimapfade-study-german.pdf>. [06.03.2025]
- [BCG & IW & BDI] BCG & IW & BDI (2024). *Transformationspfade für das Industrieland Deutschland. Eckpunkte für eine neue industriepolitische Agenda*. Erreichbar unter: <https://www.transformationspfade.com/home/downloadbereich>. [06.03.2025]
- [BDDE] BDDE (2024). *Bioethanol - Marktdaten Deutschland 2023*. Erreichbar unter: <https://www.bdde.de/bioethanol/marktdaten>. [06.03.2025]
- [BMEL] Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (2024a). *Forstwirtschaft Holzmarkt*. Erreichbar unter: <https://www.bmel-statistik.de/forst-holz/holzmarkt>. [06.03.2025]
- [BMEL] Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (2024b). *Biogas*. Erreichbar unter: <https://www.bmel.de/DE/themen/landwirtschaft/bioeconomie-nachwachsende-rohstoffe/biogas.html>. [06.03.2025]
- [BMWK] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022). *Kraftwerkssicherheitsgesetz – Neue Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke und Langzeitspeicher für Strom*. Erreichbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/kraftwerkssicherheitsgesetz-wasserstofffaehige-gaskraftwerke.pdf?__blob=publicationFile&v=6. [06.03.2025]
- [BMWK] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023). *Erdgasversorgung in Deutschland*. Erreichbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutsch-land.html>. [06.03.2025]
- [BMWK] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024a). *Strommarktdesign der Zukunft – Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem*. Erreichbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf>. [06.03.2025]

- [BMWK] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024b). *Neue Langfristszenarien für die Energiewende*. Erreichbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Infografiken/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2024/04/05-langfristszenarien-energiewende-download.pdf>. [06.03.2025]
- [BMWK] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024c). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*. Erreichbar unter: https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_O45_Webinar_Industrie_v2_ohneAnhang.pdf. [06.03.2025]
- [BNetzA] Bundesnetzagentur (2022). *Monitoringbericht 2022*. Erreichbar unter: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf>. [06.03.2025]
- [BNetzA] Bundesnetzagentur (2025a). *Aktuelle Lage Gasversorgung – Gasimporte in GWh/Tag*. Erreichbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_svg/Gasimporte/Gasimporte.html. [06.03.2025]
- [BNetzA] Bundesnetzagentur (2025b). *Statistik zur Stromerzeugungsleistung ausgewählter erneuerbarer Energieträger - Januar 2025*. Erreichbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/Datenportal/2_Energie/ErneuerbareEnergien/start.html. [06.03.2025]
- [BNetzA] Bundesnetzagentur (2025c). *Strom: Industriestrompreise*. Erreichbar unter: <https://www.smar.de/page/home/topic-article/46/215546>. [06.03.2025]
- [BNetzA] Bundesnetzagentur (2025d). *Gaspreise Großhandel in EUR/MWh*. Erreichbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_svg/Gaspreise/Gaspreise.html. [06.03.2025]
- [BNetzA] Bundesnetzagentur (2025e). *Installierte Erzeugungsleistung*. Erreichbar unter: <https://www.smar.de/page/home/wiki-article/446/2362#:~:text=Die%20installierte%20Erzeugungsleistung%20gibt%20die,gesamte%20installierte%20Erzeugungsleistung%20in%20Deutschland>. [06.03.2025]
- [BDEW] BDEW (2024). *BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024*. Erreichbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/#:~:text=Der%20durchschnittliche%20Strompreis%20f%C3%BCr%20Haushalte,3.500%20kWh%2Fa%20enthalten>. [06.03.2025]
- [C.A.R.M.E.N.] C.A.R.M.E.N. e.V. (2025). *Marktpreise Energieholz*. Erreichbar unter: <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick-erneuerbare-energien/marktpreise-energieholz/>. [06.03.2025]
- [Destatis] Statistisches Bundesamt (2023). *Wichtige gesamtwirtschaftliche Größen in Milliarden Euro, Veränderungsrate des Bruttoinlandsprodukt (BIP)*. Erreichbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Tabellen/inlandsprodukt-gesamtwirtschaft.html>. [06.03.2025]
- [EC] European Commission (2023). *Dashboard for energy prices in the EU and main trading partners 2023*. Erreichbar unter: https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-prices-and-costs-europe/dashboard-energy-prices-eu-and-main-trading-partners-2023_en#how-to-use-the-dashboard. [06.03.2025]
- [EEX] EEX (THE) (2024). *Natural gas – spot price*. Erreichbar unter: <https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub/natural-gas/spot>. [06.03.2025]
- [EPEX] EPEX (2025). *Market results*. Erreichbar unter: <https://www.epexspot.com/en/market-results>. [19.03.2025]
- [EIA] EIA (2025). *Henry Hub Natural Gas Spot Price*. Erreichbar unter: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>. [06.03.2025]

[ENERVIE Vernetzt] ENERVIE Vernetzt (2025). *Netzentgelte Strom*. Erreichbar unter: <https://www.enervie-ernetzt.de/Home/strom/netzentgelte.aspx>. [06.03.2025]

[Eurostat] Eurostat (2025). Gas prices by type of user. Erreichbar unter: <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ten00118/default/table?lang=en>. [06.03.2025]

[Fraunhofer ISE] Fraunhofer ISE (2024). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Erreichbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>. [06.03.2025]

[IEA] IEA Bioenergy (2020). *Advanced Biofuels – Potential for Cost Reduction*. Erreichbar unter: <https://task39.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/37/2020/02/Advanced-Biofuels-Potential-for-Cost-Reduction-Final-Draft.pdf>. [06.03.2025]

[KO.NEP] (2024). *Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025*. Erreichbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/VortraegeVeranstaltungen/SR_Infotage/KO-NEP_Szenariorahmenentwurf_Gas_Wasserstoff.pdf. [06.03.2025]

[LSEG] LSEG (2025). *Commodities – Energy*. Erreichbar unter: <https://www.lseg.com/en/data-analytics/financial-data/commodities-data/energy-commodities-pricing>. [06.03.2025]

[NEP] NEP (2024). *Bedarfsermittlung 2023-2037/2045 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom (2024)*. Erreichbar unter: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/2037-2023/NEP/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf. [06.03.2025]

[Netze BW] Netze BW (2025). *Preisblattarchiv*. Erreichbar unter: <https://www.netze-bw.de/unternehmen/veroeffentlichungen#3-1-2>. [06.03.2025]

[OECD] OECD (2025). *OECD-FAO Agricultural Outlook 2024-2033*. Erreichbar unter: https://www.oecd.org/en/publications/oecd-fao-agricultural-outlook-2024-2033_4c5d2cfb-en.html. [06.03.2025]

[Sandbag] Sandbag (2025). *Carbon Price Viewer*. Erreichbar unter: <https://sandbag.be/carbon-price-viewer/>. [06.03.2025]

[S&P Global] S&P Global (2022). *Norway's Equinor has turned 'every valve' to increase gas output: CEO*. Erreichbar unter: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/natural-gas/020922-norways-equinor-has-turned-every-valve-to-increase-gas-output-ceo>. [06.03.2025]

[UBA] Umweltbundesamt (2024). *Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2023*. Erreichbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/23_2024_cc_strommix_11_2024.pdf. [06.03.2025]

[UBA] UBA (2025a). *Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen*. Erreichbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11867/dokumente/2025_01_14_em_entwicklung_in_d_trendtabelle_thg_v1.0.xlsx. [06.03.2025]

[UBA] Umweltbundesamt (2025b). *Stromverbrauch*. Erreichbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch>. [06.03.2025]

[UBA] Umweltbundesamt (2025c). *KWK: Nettostromerzeugung nach Energieträgern*. Erreichbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/bild/kwk-nettostromerzeugung-nach-energetraegern>. [06.03.2025]

[Westnetz] Westnetz (2025). *Netzentgelte Strom*. Erreichbar unter: <https://www.westnetz.de/de/ueber-westnetz/unser-netz/netzentgelte-strom.html> [06.03.2025]

[Xodus] Xodus (2024). *2024 SDE++ Aramis Carbon Capture and Storage Fee Review*. Erreichbar unter: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2024/06/20/2024-sde-aramis-carbon-capture-and-storage-fee-review-public-summary-june-2024-rapport-xodus>. [06.03.2025]

[50Hertz] 50Hertz (2024). *EEG Finanzierungsbedarf 2025*. Erreichbar unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Finanzierung/EEG-Finanzierungsbedarf/EEG-Finanzierungsbedarf-2025>. [06.03.2025]

[50hertz & Amprion & Tennet & Transnet BW] 50hertz & Amprion & Tennet & Transnet BW (2023). *Langfristanalyse 2030 (2022)*. Erreichbar unter: https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/studie%20zum%20beschleunigten%20kohleausstieg%20bis%202030/teilkpaket_2_exemplarische_quantitative_langfristanalyse_2030.pdf. [06.03.2025]

Über die Autoren

Dr. Jens Burchardt ist Managing Director & Partner bei BCG in Berlin. Er ist Mitbegründer des BCG Center for Climate & Sustainability und Co-Autor der ersten und zweiten Klimapfade-Studie sowie der Transformationspfade-Studie. Sie erreichen ihn unter Burchardt.Jens@bcg.com.

Rasmus Groß ist Projektleiter bei BCG in Frankfurt. Er ist Kernmitglied der globalen Praxisgruppe Climate & Sustainability und Co-Autor der Transformationspfade-Studie. Sie erreichen ihn unter Gross.Rasmus@bcg.com.

Dr. Patrick Herhold ist Managing Director & Senior Partner bei BCG in München. Er ist Mitbegründer des BCG Center for Climate & Sustainability und Co-Autor der ersten und zweiten Klimapfade-Studie und der Transformationspfade-Studie. Sie erreichen ihn unter Herhold.Patrick@bcg.com.

Malte Oberhoff ist Visiting Associate bei BCG in Hamburg.

Joonas Päivärinta ist Director für Low Carbon Solutions bei BCG in Helsinki. Er ist Co-Autor der zweiten Klimapfade-Studie.

Finja Rauschenberger ist Associate bei BCG in München.

Dr. Daniel Ritter ist Projektleiter bei BCG in München. Er ist Kernmitglied der globalen Praxisgruppen Climate & Sustainability und Energy und Co-Autor der zweiten Klimapfade-Studie. Sie erreichen ihn unter Ritter.Daniel@bcg.com.

Malte Sagemüller ist Consultant bei BCG in Berlin.

Stefan Schönberger ist Partner bei BCG in Berlin. Er ist Kernmitglied der globalen Praxisgruppen Climate & Sustainability und Energy und Co-Autor der ersten und zweiten Klimapfade-Studie. Sie erreichen ihn unter Schoenberger.Stefan@bcg.com.

Danksagung

Unser besonderer Dank gilt dem Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI) und seinen Mitgliedsverbänden sowie dem Einsatz der über 50 Beteiligten und Experten aus Unternehmen und Verbänden für ihre umfangreichen konstruktiven Beiträge und ihre Unterstützung bei der Validierung der Analysen – als Mitglieder des Steuerungskreises und Stakeholderkreises sowie als Diskussionsteilnehmer in sechs Arbeitsworkshops und diversen bilateralen Expertengesprächen im Studienverlauf.

Insbesondere bedanken wir uns beim Team des BDI, mit dem wir die Studie in enger Zusammenarbeit geschrieben haben: Holger Lösch, Dr. Carsten Rolle, Charlotte Kürsten, Marc Oppermann, Johannes Schindler und Uta Pfeiffer.

Stellvertretend für die vielen Experten aus BDI-Mitgliedsverbänden und Unternehmen sei den Mitgliedern des Steuerungskreises gedankt, der die folgenden Personen umfasste (in alphabetischer Reihenfolge): Mark Becker von Bredow, Matthias Belitz, Thomas Dederichs, Loïc Geipel, Jörn Higgen, Roderik Hömann, Prof. Dr. Christian Küchen, Nima Nader, Dr. Alexander Nolden, Philip Nuyken, Sandra Reus, Jan Christoph Schaffrath, Dr. Christian Schimansky, Götz Schneider, Dr. Martin Theuringer, Alexander Zafiriou und Matthias Zelinger.

Wir danken auch den Mitgliedern des wissenschaftlichen Beirats der Studie für ihre methodische Unterstützung sowie viele hilfreiche und konstruktive Kommentare (in alphabetischer Reihenfolge): Prof. Dr. Sabine Fuss, Prof. Dr. Veronika Grimm, Stefan Kapferer, Stefan Körzell, Prof. Dr. Andreas Löschel, Prof. Dr. Kai Niebert, Prof. Dr. Karen Pittel und Prof. Dr. Jens Südekum.

Gleichermaßen bedanken wir uns bei Jonas Schröder, Claudia Sträßer, Ulrich Kremer, Michelle Braun, Anna Stanger und Daria Wawrzinek, für die inhaltliche, grafische und organisatorische Unterstützung.



Für weitere Informationen oder die Erlaubnis zum Nachdruck wenden Sie sich bitte direkt an BCG (permissions@bcg.com).

© Boston Consulting Group 2025. Alle Rechte vorbehalten.
März 2025

