

Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring

Statusupdate zum Stand der Energiewende

Berlin · Bochum · Freiburg · Nürnberg, März 2025

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)

Prof. Dr. Veronika Grimm

Dr. Felix Matthes

Prof. Dr. Anke Weidlich

**Expertenkommission zum
Energiewende-Monitoring**

Prof. Dr. Andreas Löschel
(Vorsitzender)

Prof. Dr. Veronika Grimm

Dr. Felix Matthes

Prof. Dr. Anke Weidlich

Expertenkommission:

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)

Ruhr-Universität Bochum
Universitätsstraße 150, 44801 Bochum
E-Mail: andreas.loeschel@ruhr-uni-bochum.de
Telefon: +49 234 32 28335

Prof. Dr. Veronika Grimm

Technische Universität Nürnberg (UTN)
Energy Systems and Market Design Lab
Ulmenstraße 52 h, 90443 Nürnberg
E-Mail: veronika.grimm@utn.de
Telefon: +49 911 9274 1620

Dr. Felix Matthes

Öko-Institut
Borkumstraße 2, 13189 Berlin, Germany
E-Mail: f.matthes@oeko.de
Telefon: +49 30 40 50 85 381

Prof. Dr. Anke Weidlich

Albert-Ludwigs-Universität Freiburg
Institut für Nachhaltige Technische Systeme
Emmy-Noether-Str. 2, 79110 Freiburg
E-Mail: anke.weidlich@inatech.uni-freiburg.de
Telefon: +49 761 203 54011

Dieses Kurzgutachten beruht auch auf der sachkundigen und engagierten Arbeit unserer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter:

Ruhr-Universität Bochum

Marvin Müller, Dr. Christian Rusche

Technische Universität Nürnberg (UTN)

Lukas M. Lang, Dr. Christian Sölch

Öko-Institut

Kaya Dünzen, Hauke Hermann

Albert-Ludwigs-Universität Freiburg

Célia Burghardt, Rebecca Hofmann

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Strompreise.....	7
3	Elektrifizierung	9
4	Versorgungssicherheit	10
5	Lokale Preissignale	13
6	Netzausbau und -kosten	16
7	Wasserstoff	18
8	Finanzierung der Investitionen in die Energiewende	22
9	Policy Mix	24
	Literaturverzeichnis	26
	Anhang	31

1 Einleitung

1. Die Ziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes sind klar: Die Treibhausgasemissionen Deutschlands müssen bis 2030 um mindestens 65 %, bis 2040 um mindestens 88 % und bis 2045 um 100 % im Vergleich zu 1990 sinken (Bundesregierung, 2024). Gemäß einer Schätzung des Umweltbundesamts konnte im Jahr 2024 eine Reduktion um 48 % im Vergleich zu 1990 erreicht werden (Umweltbundesamt, 2025). Dies bedeutet, dass bisher eine Reduktion um durchschnittlich 1,4 Prozentpunkte pro Jahr erreicht wurde. Demnach muss in den kommenden sechs Jahren eine weitere Reduktion von 17 Prozentpunkten bezogen auf die Emissionen des Jahres 1990 erfolgen, das sind rund 2,8 Prozentpunkte im Jahr. Das Tempo muss sich somit verdoppeln, um das Zwischenziel für das Jahr 2030 zu erreichen.

2. Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist ein entscheidender Schlüssel zur Erreichung der Klimaschutzziele. Dabei wird die Energiewende breit definiert und umfasst die Versorgung mit Strom, Wärme, flüssigen und gasförmigen Energieträgern sowie die Effizienz in den Anwendungsbereichen. Neben den energiebedingten Treibhausgasemissionen sind Energie- und Versorgungssicherheit, Kosten und Bezahlbarkeit, Umweltverträglichkeit sowie Akzeptanz und Verteilungswirkungen wichtige Kriterien für die Bewertung der Energiewende. Im Bereich der Versorgung mit Elektrizität und Gas gibt es diesbezüglich beispielsweise definierte gesetzliche Ziele: "eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche, und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht." (§1 Absatz 1 Satz 1 Energiewirtschaftsgesetz).

3. Die unabhängige Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring (EEM) hat vor diesem Hintergrund die Aufgabe, die Umsetzung von Maßnahmen zur Energiewende insbesondere zur Erreichung der Zielwerte für 2030 mit Blick auf eine sichere, wirtschaftliche und bezahlbare sowie umwelt- und klimaverträgliche Energieversorgung unabhängig zu überprüfen und gegebenenfalls Nachsteuerungsbedarfe aufzuzeigen. Dazu nutzt die Kommission vorhandene Berichte insbesondere der Bundesnetzagentur (BNetzA) und des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) sowie eigene Analysen, um einen Bericht zum Stand der Energiewende zu erstellen, den die Bundesregierung bei der weiteren Umsetzung der Energiewende berücksichtigt. In Tabelle 1-1 sind die Einschätzung der Expertenkommission aus dem aktuellen Monitoringbericht (EEM, 2024) sowie die in der Zwischenzeit zu beobachtenden qualitativen Änderungen wiedergegeben. Das vorliegende Kurzgutachten und daraus resultierend die Einschätzungen in Tabelle 1-1 bilden die aktuelle Situation ab und dienen dazu, die Entscheidungsträger zu informieren und auf den aktuellen Stand zu bringen. Dazu dient auch Tabelle 1-2, die wichtige energiewirtschaftliche Kennzahlen und deren Entwicklung in den vergangenen Jahren enthält.

4. Anhand von Tabelle 1-1 wird deutlich, dass die Energiewende nach Einschätzung des Monitoringberichts des Jahres 2024 (EEM, 2024) lediglich in der Unterdimension Stromversorgung auf einem guten Weg war, was durch die grüne Farbe veranschaulicht wird. Mit gelb sind Indikatoren und damit verbundene Ziele markiert, deren Erreichung nicht sichergestellt ist. Die Dimensionen gesellschaftliche Aspekte, Umweltverträglichkeit sowie die Unterdimensionen stoffliche Energieträger, steuerbare Kraftwerke sowie Energiekosten wurden mit gelb markiert. Bereiche, in denen die Ziele der Energiewende mit den aktuell absehbaren Maßnahmen sehr wahrscheinlich nicht erreicht werden, sind mit rot markiert. Dies trifft auf die Dimension Energiesicherheit sowie auf die Unterdimensionen Energiesektor im Überblick, Netze und Energieeffizienz zu.

Tabelle 1-1: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende.

Dimension	Unterdimension	Einschätzung 2024	Tendenz	Begründung
Energieversorgung	Strom		↘	Ausbau Erneuerbare dynamisch, aber fehlende Marktintegration
	Stoffliche Energieträger		↓	stockender Hochlauf Wasserstoff
	Energiesektor im Überblick		→	Anteil Erneuerbare am Endenergieverbrauch weiter niedrig
Versorgungssicherheit	Netze		↗	Netzausbau dynamisch, sinkende Engpassmanagementmengen/-kosten
	Steuerbare Kraftwerke		↘	Verzögerungen bei Kraftwerkstrategie und Kapazitätsmarkt
Energiesicherheit	Diversifikation		→	Erdgasimporte wenig diversifiziert
	Zugang zu Rohstoffen		→	hohe Rohstoffabhängigkeiten
Preiswürdigkeit/ Wirtschaftlichkeit	Energieeffizienz		→	Effizienzfortschritte bei Gebäuden immer noch weit hinter den Zielen
	Energiekosten		↗	hohe Energiekosten auch im int. Vergleich, aber sinkende Tendenz
Umweltverträglichkeit	Treibhausgasemissionen		↗	sinkende Emissionen, aber nur in Energiewirtschaft
	Umweltauswirkungen		→	Ziele erreicht, aber Ambitionsniveau, etwa bei Kreislaufwirtschaft, zu niedrig
Gesellschaftliche Aspekte	Akzeptanz		↘	starke Unterstützung der Ziele, aber Kritik an der Umsetzung
	Verteilungswirkung		→	sozial unausgewogene Durchführung der Energiewende

Anmerkungen: (Leicht) steigende Pfeile deuten eine (leichte) Verbesserung an, (leicht) sinkende Pfeile eine (leichte) Verschlechterung.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis EEM (2024).

5. Bisher (Stand Februar 2025) sind lediglich bei den Unterdimensionen Netze, Energiekosten und Treibhausgasemissionen leichte Verbesserungen festzustellen. Demgegenüber gibt es leichte Verschlechterungen im Bereich Stromversorgung, steuerbare Kraftwerke sowie Akzeptanz der Energiewende. Die Gründe für diese Entwicklungen liegen in der fehlenden Marktintegration erneuerbarer Energien (Energieversorgung mit Strom), Verzögerungen beim dringend notwendigen Zubau steuerbarer Kraftwerke sowie der zunehmenden Unzufriedenheit seitens der Bevölkerung bei der Umsetzung der Energiewende (Akzeptanz). Im Bereich stoffliche Energieträger sind umfassende Verschlechterungen festzustellen, die sich besonders am stockenden Hochlauf im Bereich Wasserstoff festmachen lassen. Bei den weiteren Dimensionen und Unterdimensionen sind die Bewertungen unverändert. Die spezifischen Entwicklungen und deren Hintergründe werden in den folgenden Kapiteln ausführlich beleuchtet.

6. Anhand der Entwicklung zentraler energiewirtschaftlicher Kennzahlen gemäß Tabelle 1-2 können wichtige Trends abgelesen werden. So sinken der Primärenergieverbrauch und der Bruttostromverbrauch in Deutschland seit 2017 nahezu kontinuierlich. Der Erdgasabsatz ist seit 2021 ebenfalls rückläufig, auch wenn er von 2023 auf 2024 leicht gestiegen ist. Die LNG-Importe verharren im Jahr 2024 auf dem Niveau des Vorjahres bei rund 69 TWh. Gleichzeitig steigt die Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Dabei hat die Erzeugung aus Photovoltaik (PV) seit 2015 kontinuierlich auf zuletzt rund 73 TWh zugenommen, während die Erzeugung aus Windkraft (On- und Offshore) 2023 einen vorläufigen Höchstwert bei rund 139 TWh erreichte und 2024 auf diesem Niveau bei rund 136 TWh verharrte.

Tabelle 1-2: Primärenergieverbrauch, Endenergieproduktivität, Erdgasabsatz, Bruttostromverbrauch, Stromerzeugung (Wind und PV), LNG-Importe sowie Strom- und Gaspreise für Haushalte und Unternehmen 2014 bis 2024 in Deutschland.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Primärenergieverbrauch (PJ)	13.232	13.368	13.494	13.516	13.178	12.808	11.887	12.443	11.675	10.629	10.478
Endenergieproduktivität (€/GJ)	340,27	335,72	340,63	346,71	354,96	358,78	367,61	367,31	384,23	399,83	
Bruttostromverbrauch inkl. PSW** (TWh)		598,7	598,6	599,9	592,7	575,6	555,8	568,5	550,6	520,5	521,7
Netto-Stromerzeugung*** Wind (TWh)		79,1	78,4	103,7	107,9	123,6	129,6	112,5	122,5	139,2	136,3
Netto-Stromerzeugung PV (TWh)		37,3	36,8	38,0	43,5	44,3	48,5	48,4	59,1	62,6	72,7
Erdgasabsatz (TWh)	832	858	933	951	941	959	955	1.011	847	797	819
LNG-Importe (TWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0,9	69,6	68,8
Preise in ct/kWh											
Strompreis HH	29,14	28,70	28,80	29,28	29,47	30,46	31,81	32,16	37,91	45,73	40,92
Strompreis Unternehmen (160-20.000 MWh)	15,32	15,23	15,55	17,09	17,96	18,43	17,76	21,38	43,20	24,46	16,99
Gaspreis HH (EFH)	6,52	6,26	5,89	5,73	5,81	6,17	5,97	7,06	16,47	13,99	11,02
Gaspreis Unternehmen						3,87	3,32	4,59	8,34	7,83	

* € (2015); ** PSW = Pumpspeicherkraftwerke; *** Netto-Stromerzeugung = Brutto-Stromerzeugung ohne Eigenverbrauch.

Quellen: AG Energiebilanzen (2024a; 2024b; 2025); BDEW (2024a; 2024b; 2025a; 2025b); Bundesnetzagentur (2025); Eurostat (2025); Endenergieproduktivität eigene Berechnung auf Basis Destatis (2025) und AG Energiebilanzen (2024a; 2024b); eigene Darstellung.

7. Bei der Betrachtung der Entwicklung der Energiepreise wird deutlich, dass die Gas- sowie Strompreise für Haushalte und Unternehmen nach den historischen Spitzenwerten in den Jahren 2022 und 2023 wieder gesunken sind. Der Haushaltsstrompreis erreichte 2023 seinen Höchstwert bei rund 46 ct/kWh und sank im vergangenen Jahr auf durchschnittlich rund 41 ct/kWh, wobei für Neuverträge deutlich niedrigere Preisniveaus festgestellt werden können (vgl. Kapitel 2). Die Strompreise für Unternehmen (Verbrauch von 160-20.000 MWh) sowie die Gaspreise für Unternehmen und Haushalte erreichten 2022 ihren Spitzenwert und sind seitdem gesunken. Besonders deutlich ist diese Entwicklung bei den Unternehmensstrompreisen, die in diesem Zeitraum von 43,2 ct/kWh auf 16,99 ct/kWh gesunken sind. Die Gaspreise (Unternehmen und Haushalte) verharren jedoch weiterhin auf im langjährigen Vergleich hohen Niveaus.

2 Strompreise

8. Unter den Energiepreisen sind insbesondere die Strompreise von besonderer Bedeutung, vor allem aus Gründen der Bezahlbarkeit und Akzeptanz bei den Haushalten, aus Gründen der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie und als zentraler Einflussfaktor für die Elektrifizierung (bei Haushalten sowie in Gewerbe und Industrie). Im Folgenden werden die Preisentwicklungen näher beleuchtet und in Kapitel 3 die Elektrifizierung diskutiert.

9. In Deutschland waren die Strompreise für die Industrie lange Zeit auf einem stabilen Niveau und verzeichneten über viele Jahre sogar geringere Anstiege als die allgemeinen Erzeugerpreise (Abbildung 2-1 (5)). Mit Beginn der europäischen Energiekrise änderte sich dies drastisch. Für die stromintensive Industrie mit einer Abnahmemenge über 150 GWh/a lagen die Strompreise im Jahr 2022 mehr als 70 % über dem Niveau von 2021 (und mehr als 100 % über dem Niveau im Jahr 2020). In der Krise waren die größeren Stromabnehmer überproportional von den Preissteigerungen betroffen, da für sie der Anteil der Beschaffung an den Stromkosten besonders groß ist und sie, in Anhängigkeit ihrer Beschaffungsstrategie, den Schwankungen der Spotmärkte stärker ausgesetzt sein können. Inzwischen sind die Strompreise für die sehr großen Abnehmer wieder deutlich gesunken und waren Anfang 2024 10 % über dem Niveau von 2021, wobei die zusätzliche Entlastung durch die Strompreiskompensation noch nicht berücksichtigt ist. Die weniger stromintensive Industrie war Anfang 2024 jedoch noch mit etwa 30 % höheren Strompreisen konfrontiert als im Jahr 2021. Zwar ist dies ähnlich hoch wie die allgemeine Erzeugerpreissteigerung in Relation zu 2021, aber die Strompreisniveaus können dennoch Auswirkungen auf Standortentscheidungen der Unternehmen haben.

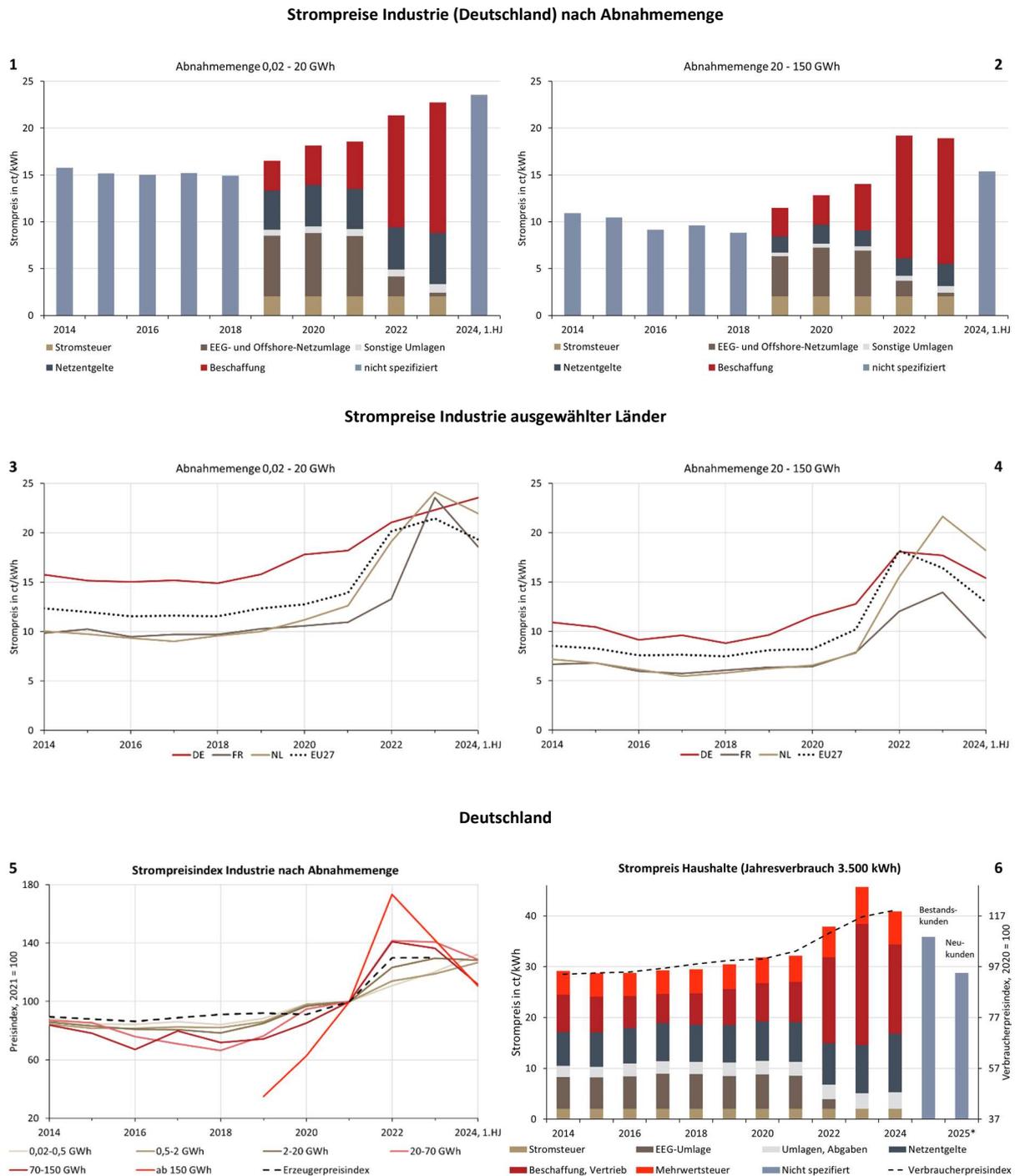
10. Unternehmen in bestimmten stromintensiven Sektoren können einen Teil der durch CO₂-Kosten in den Strommärkten entstehenden indirekten CO₂-Kosten über die Strompreiskompensation erstattet bekommen. Mit diesem Instrument soll die internationale Wettbewerbsfähigkeit dieser Sektoren erhalten bleiben. Deutschland macht von dieser Möglichkeit in vollem Umfang Gebrauch (Richtlinie für Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten). Im Jahr 2022 betrug der Umfang der so kompensierten Strommenge etwa 68 TWh (berechnet basierend auf DEHST - Deutsche Emissionshandelsstelle, 2024). Für den Zeitraum ab 2021 beträgt die Strompreiskompensation pro 10 Euro CO₂-Preis im Ergebnis 5,4 €/MWh. Bei einem CO₂-Zertifikatspreis von 70 €/t werden für den auf der Basis von Effizienzbenchmarks ermittelten Stromverbrauch 37,80 €/MWh erstattet. Dieser Wert ist deutlich höher als der CO₂-Kostenanteil, den die am Strommarkt preissetzenden Gaskraftwerke einpreisen. Zusätzlich wird für einige Sektoren noch eine ergänzende Beihilfe gezahlt. Die entsprechenden Beihilferegelungen gelten zunächst bis 2030.

11. Aus dem europäischen Vergleich der Strompreise wird deutlich, dass die Strompreissteigerungen während der Energiekrise in Deutschland besser abgepuffert wurden als im EU27-Durchschnitt (Abbildung 2-1 (3, 4)), jedoch sinken sie seitdem im europäischen Schnitt schneller als hierzulande. Aus der Detailsicht auf die Strompreiskomponenten (Abbildung 2-1 (1, 2)) wird deutlich, dass der Wegfall der EEG-Umlage, der im Jahr 2022 wirksam wurde, die Preisentwicklung in der Energiekrise abmilderte. Mit der Reduktion der Stromsteuer für Unternehmen auf das europarechtlich zulässige Minimum im Jahr 2024 wurde eine weitere relevante staatlich beeinflusste Strompreiskomponente faktisch abgeschafft. Dies führte zu niedrigeren Stromkosten der Unternehmen, was sich positiv auf deren Wettbewerbsfähigkeit auswirkt. Neueren Zahlen zufolge (z.B. BDEW, 2024a) waren die Industriestrompreise im weiteren Jahresverlauf 2024 wieder deutlich niedriger und sogar unter dem Niveau von 2020. Die wichtigste Preiskomponente ist die Strombeschaffung, gefolgt von den Netzentgelten, bei denen in den letzten Jahren ein deutlicher Anstieg zu beobachten ist.

12. Bei den Haushalten waren die Strompreise im Jahr 2023 auf dem höchsten Stand während der Energiekrise. Im Jahr 2024 reduzierten sich die Anteile der Beschaffung an den Strompreisen merklich, jedoch stiegen gleichzeitig die Netzentgelte um mehr als 20 %. Die durchschnittlichen Strompreise für Bestandskunden sind zu

Beginn 2025 bereits auf ein Niveau unter jenem von 2022 zurückgegangen. Neukunden können derzeit sogar von sehr günstigen Strompreisen unter 30 ct/kWh profitieren.

Abbildung 2-1: Strompreisentwicklung in Deutschland und Europa seit 2014.

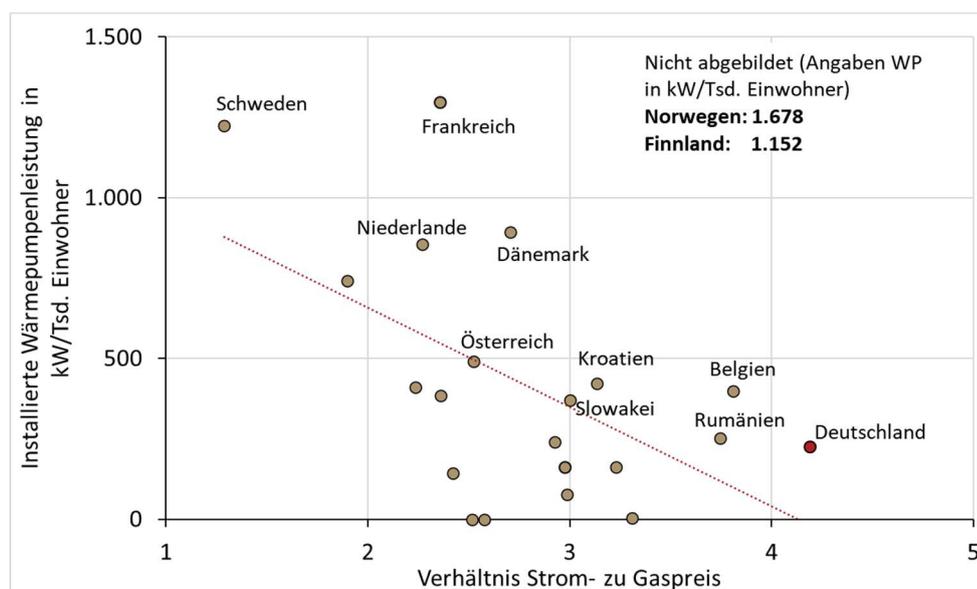


Quellen: 1-5: Daten Eurostat, Industriestrompreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Abgaben. 1, 3: Mittelwert aus Kategorien IB, IC und ID. 2, 4: Mittelwert aus Kategorien IE und IF. 6: Daten BDEW, *2025 Stromreport. 5, 6: Daten Erzeuger- und Verbraucherpreisindex Statistisches Bundesamt.

3 Elektrifizierung

13. Günstige Strompreise sind sowohl für industrielle Prozesse als auch bei den Haushalten ein wichtiger Einflussfaktor der Elektrifizierung. Hierbei ist besonders auch die Kostenrelation zwischen Strompreisen und alternativen Energieträgern relevant. In Deutschland ist der Strompreis relativ zu anderen Energieträgern sehr hoch. Gleichzeitig bleiben die Fortschritte bei der Elektrifizierung deutlich hinter den gesteckten Zielen zurück. Die Zielsetzung der letzten Bundesregierung, pro Jahr 500.000 Wärmepumpen neu zu installieren, wurde weit verfehlt (2024 waren es weniger als 200.000; BWP, 2025). Zum Jahresende 2024 waren außerdem nur 1,4 Mio. Elektro-Pkw zugelassen (KBA, 2025), was das Ziel der letzten Bundesregierung von 15 Mio. Elektroautos in 2030 nur schwer erreichbar macht. Exemplarisch zeigt Abbildung 3-1 das Verhältnis von Strom- zu Gaspreisen der vergangenen Jahre (als wichtigen Treiber der Elektrifizierung in der Wärmeversorgung) in Relation zum Bestand an Wärmepumpen im Jahr 2023 für einige europäische Länder. Es zeigt sich eine deutliche Korrelation des Strom- zu Gas-Preisverhältnis mit der Elektrifizierung der Wärmeversorgung, wobei sich Deutschland im europäischen Vergleich in einer ungünstigen Position befindet. Gemäß neueren Zahlen (z.B. Auswertung in Agora Energiewende 2025) hat sich das Preisverhältnis für Neukunden im Jahr 2024 auf knapp unter 3 verbessert und verbessert damit die finanziellen Bedingungen für Wärmepumpen spürbar.

Abbildung 3-1: Wärmepumpenausbau in kW/Tsd. Einwohner, Stand 2023 und Verhältnis Strom- zu Gaspreisen im Durchschnitt der Jahre 2011 bis 2023.



Daten: Eurostat; Haushalts-Stromkundenpreise DC, DD, DE im Verhältnis zu Haushalts-Gaspreisen D2, D3.

14. Der bisher niedrige Elektrifizierungsgrad ist neben der konjunkturellen Entwicklung der stromintensiven Industrien ein wichtiger Grund dafür, dass der Stromabsatz in Deutschland nicht wie erwartet steigt, sondern sogar seit längerem leicht rückläufig ist (siehe Tabelle 1-2). Durch den sinkenden Stromverbrauch ergibt sich auch die Herausforderung, dass mit dem bestehenden System zur Wälzung der Infrastrukturkosten auf die Verbraucher, in Kombination mit steigenden Investitionen in den Netzausbau, die Netzentgelte in Zukunft weiter steigen werden (vgl. Kapitel 6). Dies verschlechtert die Bedingungen für den Umstieg auf elektrische Wärme-, Mobilitäts- und Prozesstechnologien weiter und schafft zudem Risiken hinsichtlich Bezahlbarkeit und Energiearmut sowie bei der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft. Die Elektrifizierung bleibt eine zentrale Strategie zur Erreichung der Klimaneutralität. Ein günstiges Verhältnis zwischen Preisen für Strom und fossilen Energieträgern bildet hierfür einen entscheidenden Erfolgsfaktor.

4 Versorgungssicherheit

15. Die Versorgungssicherheit im Bereich des Stromsystems ist und bleibt ein zentraler Handlungsbereich. Entscheidend für die Versorgungssicherheit des Stromsystems ist die Deckung der Residuallast. Zur Deckung der Residuallast kommt steuerbaren Kraftwerkskapazitäten eine wichtige Bedeutung zu. Der Rückgang der steuerbaren Kapazitäten im Kontext der Marktentwicklung ist bei allen Unsicherheiten im Detail (wie Entwicklung des CO₂- und Energiemarktumfelds, Entwicklung der Kraftwerksparks im Ausland, Preisspitzen, Preiseffekte des Flexibilitätsangebots im System) aktuell absehbar. Im Jahr 2024 ist der Bestand dieser Kraftwerkskapazitäten erstmals unter einen Wert von 90 GW gesunken. Dabei wurden insbesondere Steinkohlekraftwerke stillgelegt, die in einer der Stilllegungsauktionen erfolgreich waren. Die im Markt verfügbare Kapazität steuerbarer Kraftwerke dürfte in den nächsten Jahren im Zuge des (v.a. marktgetriebenen) Kohleausstiegs noch deutlich weiter fallen, wie Abbildung 4-1 verdeutlicht. Zur Einordnung wird dort auch der Ausblick auf die Entwicklung bis 2035 auf Grundlage von zwei verschiedenen Projektionen (Projektionsbericht; Umweltbundesamt, 2024) und BMWK-Langfristszenario O45 (Fraunhofer ISI et al., 2025) gezeigt.

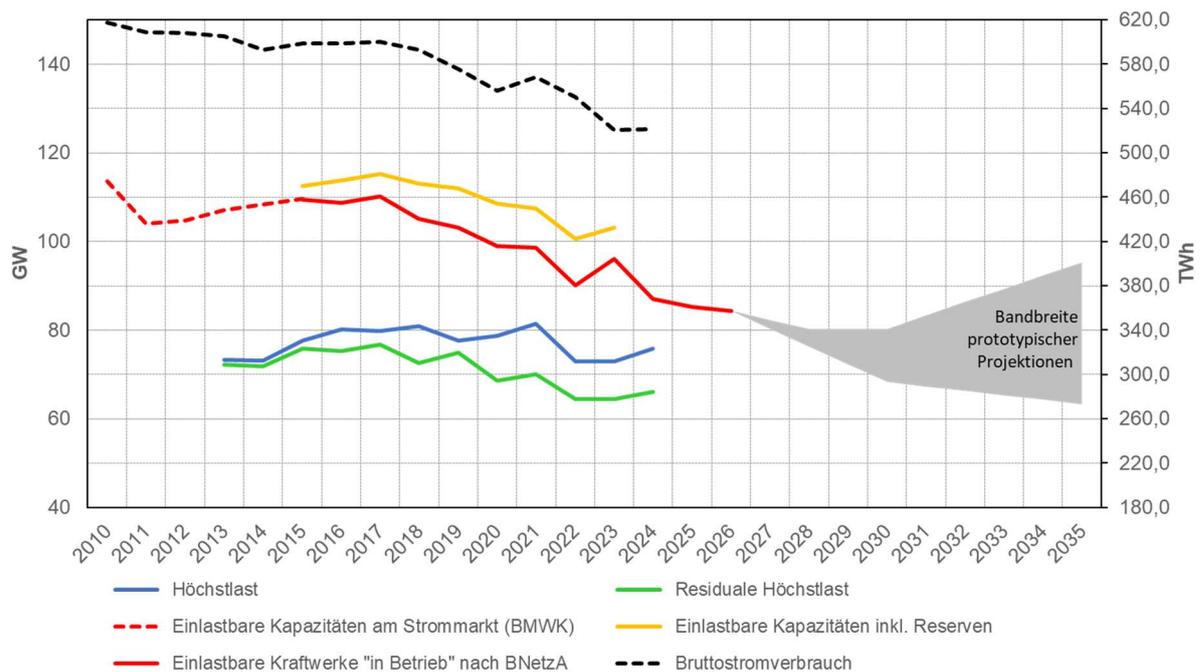
16. Die marktgetriebene Außerbetriebnahme von Kraftwerkskapazitäten führt nicht automatisch zu einer Gefährdung der Versorgungs- oder Systemsicherheit. Die Bundesnetzagentur kann für den Fall kritischer Effekte von Stilllegungen die entsprechenden Anzeigen (vgl. §13b EnWG, §37 KVBG) ablehnen und die Kraftwerke in die Netzreserve überführen. Mit einem deutlich wachsenden (und zu vergütenden) Kapazitätswolumen in der Reserve können jedoch erhebliche Kosten und Ineffizienzen des Stromsystems entstehen (EEM, 2021 und EEM, 2024).

17. Auch wenn sich die tendenziellen verbrauchs- und laststeigernden Effekte der zunehmenden Elektrifizierung im Gesamtmarkt noch nicht zeigen bzw. durch anderweitige Effekte (Rückgang des industriellen Stromverbrauchs und des ausstiegsbedingten Eigenverbrauchs von Kohlekraftwerken etc.) überlagert werden, dürfte in den nächsten Jahren mit einem (Wieder-)Anstieg des Stromverbrauchs und des Lastbedarfs zu rechnen sein. Im Zusammenspiel mit dem o.g. Rückgang der steuerbaren Kapazitäten entstehen damit signifikante Herausforderungen im Bereich der Versorgungssicherheit. Die Expertenkommission hat im Monitoringbericht 2024 auf einen sehr hohen Zubaubedarf von Gaskraftwerken bis zum Jahr 2035 hingewiesen (siehe Randnummer 342 in EEM, 2024).

18. Auch vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung in den letzten Jahren die Umsetzung der sog. Kraftwerksstrategie verfolgt (BMWK, 2024), mit der 0,5 GW sofort mit Wasserstoff zu betreibende Gaskraftwerke, 7 GW wasserstofffähige Gaskraftwerke (auf der Grundlage der Beihilferegulungen nach Kap. 4.1 KUEBLL) und weitere 5 GW Gaskraftwerke (auf der Grundlage der Beihilferegulungen nach Kap. 4.8 KUEBLL) in den Markt gebracht werden sollten. Die vorgesehenen Regelungen, v.a. im Bereich der Wasserstoffkraftwerke und der Standortrestriktionen (feste Umstiegszeitpunkte auf Wasserstoff, Verbot des bivalenten Betriebs mit Wasserstoff und Erdgas, begrenzte Betriebszeiten für den Wasserstoffbetrieb, Standortbegrenzungen etc.), hätten allerdings teilweise den Kraftwerkszubau massiv behindert. Das zur Umsetzung der Kraftwerksstrategie entwickelte Kraftwerkssicherheitsgesetz (BMWK, 2024) wurde letztendlich in der 20. Legislaturperiode nicht mehr verabschiedet. Ein entsprechendes Gesetzgebungsverfahren müsste in der nächsten Legislaturperiode neu gestartet werden.

19. Die Expertenkommission hält einen Neuanlauf für die schnelle Umsetzung der Kraftwerksstrategie, wenn auch mit teilweise deutlich vereinfachten bzw. weniger restriktiven Detailregelungen (vor allem im Bereich der Wasserstoffauflagen) für einen der vordringlichen und zeitkritischen Handlungsbereiche der neuen Bundesregierung. Beim Neuanlauf für die Umsetzung der Kraftwerksstrategie sollte der Beitrag dieses Instruments für den Wasserstoffhochlauf (vgl. Kapitel 67) gleichwohl weiterverfolgt werden. Die diesbezüglichen Regelungen sollten jedoch deutlich pragmatischer und flexibler angelegt werden. Insbesondere sollten Anreize für eine verzögerte Inbetriebnahme durch die Umstiegsverpflichtungen auf Wasserstoff nach acht Jahren oder Betriebsrestriktionen durch den Ausschluss des bivalenten Erdgas-/Wasserstoffbetriebs vermieden werden.

Abbildung 4-1: Historische Entwicklung der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten mit Ausblick auf die Entwicklung bis 2035.



Anmerkung: Umrechnung der Brutto-Leistungen aus den BMWK-Energiedaten mit dem Verhältnis der Bruttostromerzeugung zur Nettostromerzeugung nach AG-Energiebilanzen im Jahr 2024, steuerbare Kapazitäten ohne Laufwasser. Quellen: ENTSO-E, BMWK, AG-Energiebilanzen, BNetzA-Kraftwerkslisten 2015 bis 2024, BNetzA 2024a, Umweltbundesamt 2024, Fraunhofer ISI et al. 2025, eigene Berechnungen.

20. Die verschiedenen Maßnahmen zur Kapazitätsvorhaltung bzw. Kapazitätsfinanzierung, vom Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) über die Vergütung vorgeblich vermiedener Netznutzungsentgelte (vNNE) bis hin zu den verschiedenen Reserven bilden ein unübersichtliches und teilweise inkonsistentes System der Kapazitätssicherung. Die Expertenkommission unterstützt daher das Vorhaben, einen konsistenten Kapazitätsmechanismus auch für Deutschland zu entwickeln (EMK, 2024). Dies gilt unbeschadet der europarechtlich gebotenen (kurzfristigen) Absicherungspflichten. Die Umsetzung eines Kapazitätsmechanismus sollte jedoch einhergehen mit der Abschaffung bzw. deutlichen Verschlinkung der vielfältigen vorfindlichen Kapazitätsinstrumente.

21. Als Alternative zu einer Absicherungspflicht für Stromlieferanten befinden sich derzeit auch zwei Grundmodelle für einen ggf. zu schaffenden Kapazitätsmarkt in der Diskussion. Im Modell einer Absicherungsverpflichtung werden Stromlieferanten verpflichtet, für die Abdeckung ihres Spitzenlastbeitrages Absicherungsprodukte zu beschaffen. Im Bereich der Kapazitätsmärkte wird einerseits ein kombinierter Kapazitätsmarkt diskutiert, der aus einer zentralen Beschaffung v.a. von Neubaukraftwerken (über Auktionen) und einer dezentralen Verpflichtung der Bilanzkreisverantwortlichen zur Vorhaltung von (handelbaren) Kapazitätssertifikaten besteht, die von Bestandskraftwerken, Speichern und Nachfrageflexibilität erzeugt werden können. Andererseits besteht die Möglichkeit eines zentralen Kapazitätsmarktmodells, in dem der Gesamtbestand steuerbare Kapazitäten (Kraftwerke, Speicher, Nachfrageflexibilität) über zentrale Vorgaben definiert und mittels zentraler Auktionen beschafft wird. Aus Sicht der Expertenkommission sind die Einbindungsfähigkeit der Kraftwerksstrategie, der Zeitrahmen sowie die Komplexität und der europarechtliche Aufwand für die Umsetzung, die grenzüberschreitende Integration sowie die möglichst umfassende, marktbasierende und energiewendekompatible Anreizung von Kapazitätsoptionen (Kraftwerke, Speicher, Nachfrageflexibilität) zentrale Voraussetzungen für die Effektivität und die Effizienz der zu schaffenden Kapazitätsmechanismen. Diese Aspekte sollten bei den notwendigen Grundsatzentscheidungen und für die Ausgestaltung der Kapazitätsmechanismen im Einzelnen als handlungsleitende Prinzipien verfolgt werden.

5 Lokale Preissignale

22. Das aktuelle Strommarktdesign führt in Deutschland zu erheblichen Koordinationsproblemen zwischen Anbietern und Nachfragern. Die deutschlandweit einheitlichen Preise spiegeln die tatsächlichen Knappheiten nicht wider und setzen daher falsche Anreize, was zu ineffizienten Standortentscheidungen sowie einem unwirtschaftlichen Betrieb von Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten führt. Flexible Akteure, wie Speicher oder flexible Verbraucher, richten ihre Investitionsentscheidungen und ihren Betrieb lediglich an dem gesamtdeutschen Strompreis aus. Aufgrund der geringeren Fluktuation der Preise verdienen sie bei einer einheitlichen Gebotszone am Markt nicht das, was durch ihren systemischen Nutzen gerechtfertigt wäre. Um die fehlenden marktlichen Anreize zu kompensieren, wurden direkte und indirekte Fördersysteme etabliert (z.B. Befreiung von Netzentgelten oder EE-Fördersysteme), die aber nicht zielgerichtet ausgestaltet werden können.

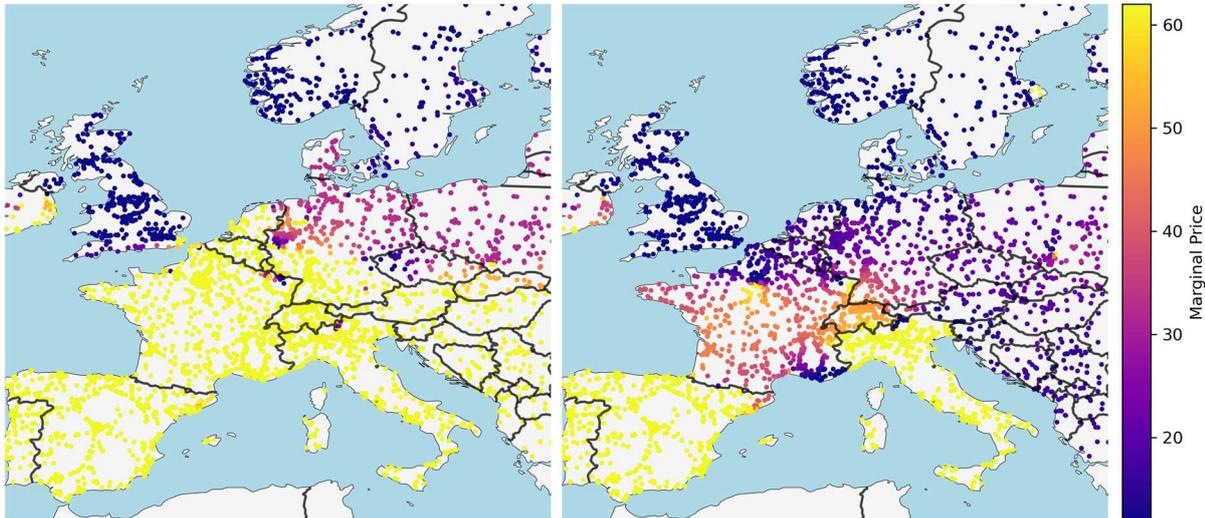
23. Darüber hinaus sendet ein einheitlicher deutscher Strompreis irreführende Signale für den grenzüberschreitenden Handel. Dies trifft vor allem in Zeiten mit hoher Netzbelastung und daher strukturellen Engpässen im deutschen Übertragungsnetz zu. Abbildung 5-1 zeigt beispielhaft Nodalpreise für ganz Europa für eine einzelne Handelsperiode am 21.09.2023 um 18:00 Uhr (links) und im Mittel über die ganze zu dieser Stunde gehörende Woche (rechts), welche mit Hilfe des open-source Stromsystemmodells PyPSA berechnet wurden. Die hypothetischen Preisniveaus (bei Nodalpreisen) illustrieren lokale Knappheiten. Es ist zu erkennen, dass regional differenzierte Strompreise in diesem Zeitraum in Norddeutschland systematisch niedriger wären als in Süddeutschland. Dieses Muster tritt in Zeiten hoher Windstromerzeugung häufig auf. Bei einem einheitlichen Strompreis für ganz Deutschland, anstatt regional differenzierter Strompreise, werden Importe aus Ländern mit einem niedrigeren Preisniveau, z.B. aus Skandinavien, oft marktgetrieben ausgelöst, können aber aufgrund von innerdeutschen Engpässen nicht immer in die Knappheitsregionen im Süden übertragen werden. In solchen Situationen führen importbedingte Stromflüsse zu einer Abregelung von Erzeugungsanlagen in Norddeutschland und somit zu höheren Redispatch-Kosten, die auf die deutschen Stromverbraucher umgelegt werden. Die Tatsache, dass durch den grenzüberschreitenden Handel die Preise in den Nachbarstaaten (oft unnötigerweise) steigen, verringert deren Bereitschaft zur stärkeren Integration des europäischen Strombinnenmarkts (Bichler et al., 2024). So hat Schweden beispielsweise das Interkonnektorprojekt Hansa PowerBridge mit einer Kapazität von 700 MW zwischen Südschweden und Deutschland vorerst gestoppt und macht eine Fortsetzung von einer Gebotszonentrennung Deutschlands abhängig.

24. Regional differenzierte Strompreise könnten diese Ineffizienzen deutlich verringern. Sie würden den wirtschaftlichen Betrieb von Anlagen fördern und durch höhere erwartete Erlöse an den richtigen Standorten den Bedarf an weiteren Maßnahmen für den Kapazitätsausbau senken. Zudem zeigt ein Vergleich der Berechnungen verschiedener Studien zu einer Strompreiszonentrennung Deutschlands (vgl. Abbildung 5-2), dass die regionalen Unterschiede in den durchschnittlichen Strompreisen vergleichsweise moderat ausfallen dürften und etwa geringer sind als die heute bereits bestehenden Unterschiede bei den Verteilnetzentgelten. So war im Jahr 2024 der mengengewichtete Mittelwert der Verteilnetzentgelte in Bayern deutlich niedriger als in Schleswig-Holstein (ein Unterschied von 26,1 €/MWh für Haushaltskunden, 28,5 €/MWh für Gewerbekunden, 8,4 €/MWh für Industriekunden). Die maximalen Unterschiede zwischen den Bundesländern betragen sogar 48,7 €/MWh für Haushaltskunden (47,2 €/MWh für Gewerbekunden, 13,1 €/MWh für Industriekunden), (vgl. BNetzA/BKartA, 2024). Anders als die Preisunterschiede in Gebotszonen im Fall von Engpassituationen entfalten die Unterschiede bei den Verteilnetzentgelten jedoch keine systemdienlichen Anreizwirkungen, sie sind sogar oft kontraproduktiv. Sie erhöhen etwa die Strompreise in Regionen mit viel Erzeugung aus erneuerbaren Energien und machen ihn günstiger in den Regionen mit geringerer Erzeugung.

Abbildung 5-1: Simulation der Nodalpreise in Europa für eine einzelne Stunde und als Durchschnitt über den Zeitraum einer Woche mit hoher Netzbelastung im September 2023.

a) Nodalpreise für 21.09.23, 18 Uhr

b) Nodalpreise (Durchschnitt) für 18.-24.9.2023

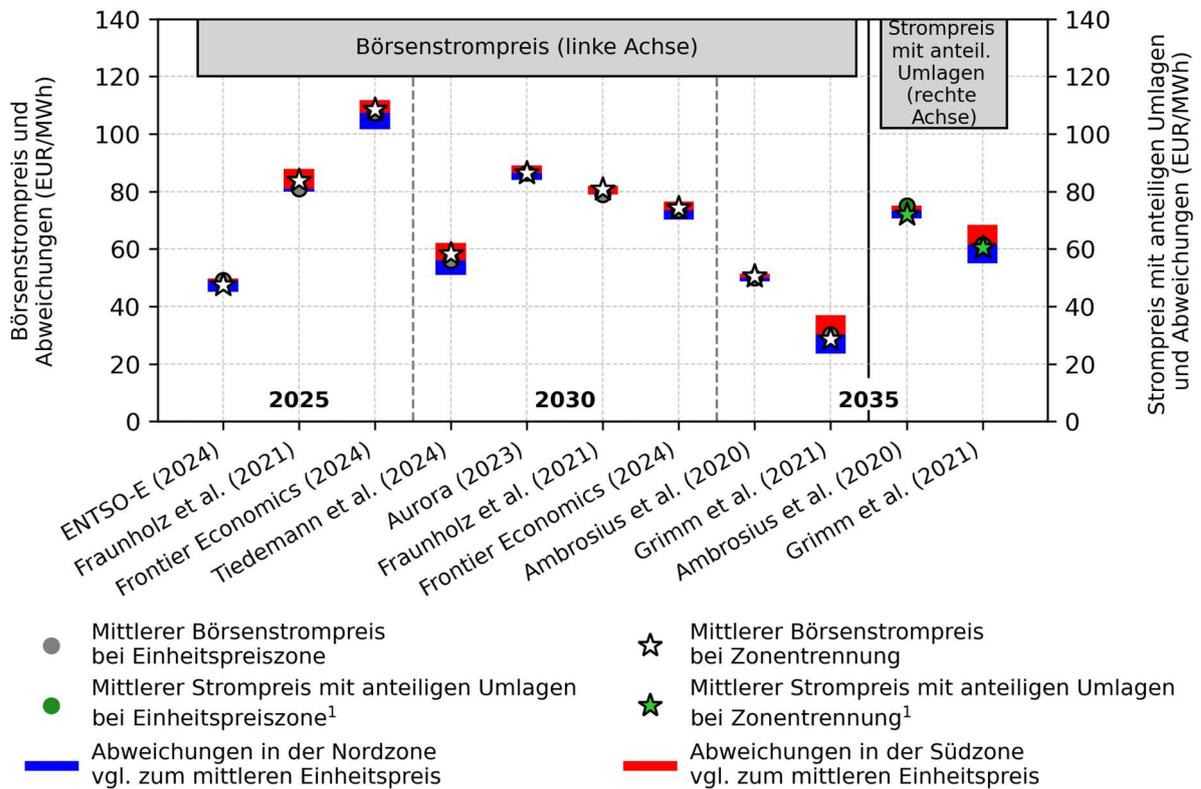


Quelle: Eigene Berechnungen, Betriebsoptimierung des Energiesystemmodells PyPSA-Eur mit Daten für das Jahr 2023: ERA5-Wetterdaten, und Last-, Kraftwerk- und Netzkapazitäten von der ENTSO-E Transparency Platform.

25. Ein weiterer Vorteil der Gebotszonenteilung liegt in der Schaffung sinnvoller Preissignale für Verbraucher. Ihnen ermöglicht eine geteilte Gebotszone eine effizientere und systemdienlichere Nutzung vorhandener Flexibilitätspotenziale. Die direkte Einbindung von Lasten in den Redispatch wäre hingegen mit erheblichen Komplexitäten verbunden und daher eine weniger praktikable Alternative. Insbesondere vor dem Hintergrund umfangreicher anstehender Investitionen, etwa in Gaskraftwerke oder Großspeicher, gewinnt die Schaffung von Preiszonen zunehmend an Bedeutung. Eine durch die Anreize systemdienlichere Ansiedlung der Anlagen birgt erhebliche Kostensenkungspotenziale im Vergleich zu Investitionsentscheidungen in einer Einheitspreiszone. Dies dürfte – aufgrund sinkender Umlagen – die durchschnittlichen Strompreise im Vergleich zur einheitlichen Gebotszone senken. In Abbildung 5-2 stellen die beiden rechten Balken Ergebnisse von Studien mit Zieljahr 2035 dar, in denen die systemkostensenkenden Effekte – insbesondere bei den Netzentgelten – bei Gebotszonenteilung zu einem niedrigeren Durchschnittspreis als im Fall der einheitlichen Gebotszone führen.

26. Zusätzlich dürfte auch der notwendige Netzausbau durch den stärker an den regionalen Bedarfen orientierten Zubau von Kraftwerken und Flexibilitäten leicht sinken (siehe z.B. Grimm et al., 2021), was einen weiteren dämpfenden Effekt auf die Netzentgelte und damit auch auf den durchschnittlichen Strompreis für Endkonsumenten zur Folge hätte. Dies kann dazu führen, dass unter Berücksichtigung aller relevanter Strompreiskomponenten bei Gebotszonenteilung sogar in der Hochpreiszone ein niedrigerer Durchschnittspreis als im Fall einer einheitlichen Gebotszone resultiert (siehe z.B. Ambrosius et al., 2020, in Abbildung 5-2). Das verdeutlicht, dass eine reine Analyse der Strombörseneffekte durch die Preiszonenteilung nicht ausreicht und zukünftige Untersuchungen einen größeren Fokus auf die Entwicklung der systemkostensenkenden Effekte für die weiteren Strompreiskomponenten legen sollten.

Abbildung 5-2: Studienvergleich zu Preiseffekten bei einer Trennung der deutschen Strompreiszone in Nord- und Südzone.



Anmerkungen: Zugrundeliegende Annahmen der Modellierungen unterscheiden sich teilweise. Zur besseren Darstellung wurden teilweise Annahmen getroffen, die von den Studienergebnissen abgeleitet sind. Die Preise sind als mengengewichtete Durchschnittspreise über den Betrachtungszeitraum (meist ein Jahr) berechnet. 1 – Der "Mittlere Strompreis mit anteiligen Umlagen" ergibt sich aus der Summe des mengengewichteten durchschnittlichen Börsenstrompreises und weiterer Preiskomponenten, die von der Wahl des Marktdesigns (Einheitspreiszone vs. Preiszonentrennung) beeinflusst werden (z.B. Netzentgelt und EE-Umlage). 2 – ENTSO-E (2024) zeigt Simulationsergebnisse der Bidding Zone Review Consultative Group (BZR CG) aus einer Präsentation vom 5. November 2024. 3 – Frontier Economics (2024) ist eine Studie im Auftrag des Landes Baden-Württemberg.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in der Abbildung angegebenen Studien.

27. Ein weiteres Argument für die Gebotszonenteilung besteht darin, dass innerhalb Deutschlands Regionen mit niedrigeren Durchschnittspreisen entstehen können, was gezielt die Ansiedlung neuer Industrien in Gebieten mit Stromüberschuss fördert. Dadurch könnten Investitionen nach Deutschland attrahiert werden, die sonst in anderen Ländern erfolgen würden. Zudem ließe sich die Erzeugung von grünem Wasserstoff gemäß RED II (Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen) früher mit Netzstrom realisieren, wenn in der nördlichen Zone ein Erneuerbare-Energien-Anteil von über 90 % erreicht wird. Besonders mit Blick auf die Standortentscheidungen neuer Kraftwerke, Speicher und Verbraucher in den kommenden Jahren wäre eine frühzeitige Ankündigung der Gebotszonenteilung essenziell. Selbst wenn die finale Umsetzung eine Übergangszeit erfordert, würden Unternehmen ihre Investitionen bereits im Vorfeld auf die künftige Marktstruktur ausrichten.

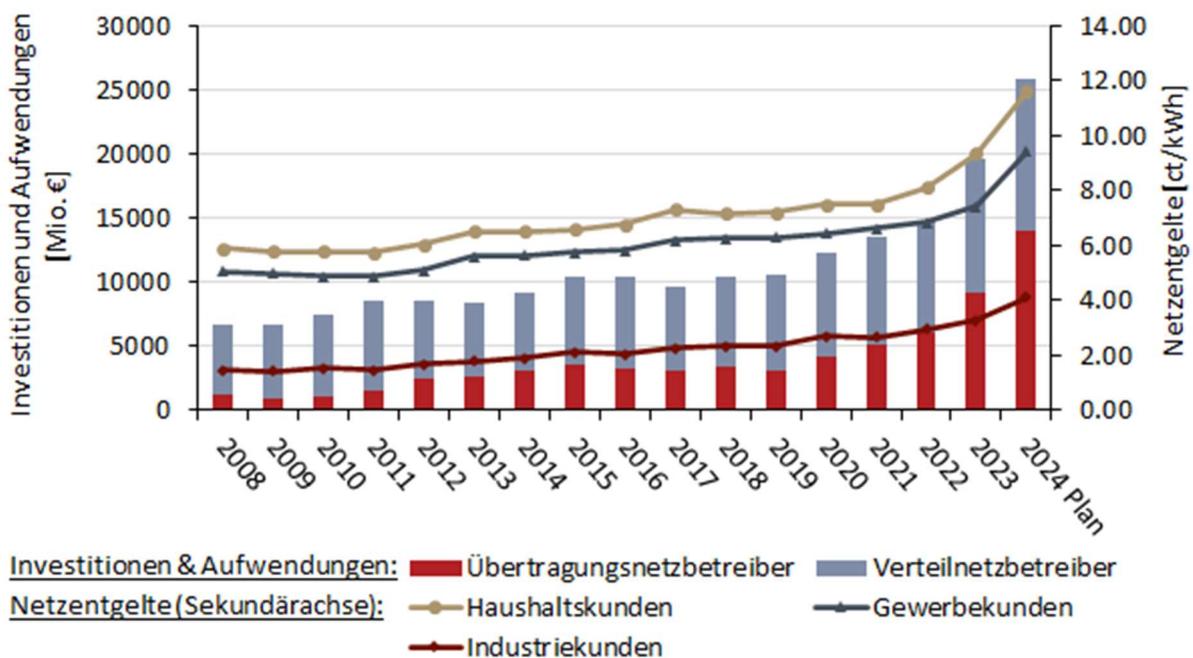
28. Viele andere Länder setzen bereits auf Preiszonen im Strommarkt, wie z.B. Italien oder die skandinavischen Länder. Deutschland könnte bei der Einführung eines differenzierten Preissystems von deren Erfahrungen lernen. Verlierer von Reformen könnten nach dem Vorbild dieser Länder durch Spielräume, die aufgrund von Effizienzgewinnen entstehen, in einer Übergangsphase kompensiert werden, ohne dabei den Marktmechanismus auszuhebeln.

6 Netzausbau und -kosten

29. Ein zügiger und umfassender Ausbau der Netzinfrastruktur ist entscheidend, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Dies betrifft insbesondere die Stromnetze (Übertragungs- und Verteilnetze), die Wasserstoffinfrastruktur (Pipelines, Speicher und Hafenanlagen) sowie die Mobilität (Ladeinfrastruktur und Wasserstofftankstellen), aber auch den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur. Der angestrebte Anteil erneuerbarer Energien von 80 % am Bruttostromverbrauch bis 2030 und der beschleunigte Kohleausstieg erhöhen die Anforderungen an einen zuverlässigen Netzbetrieb erheblich.

30. Ein Vergleich zwischen den Ausbauzielen und dem tatsächlichen Fortschritt beim Übertragungsnetzausbau zeigt deutliche Verzögerungen (vgl. EEM, 2024, Kapitel 3.4.2.). Auch die Verteilnetze müssen massiv erweitert werden. Während der Fokus bislang auf der Integration erneuerbarer Energien lag, erfordert nun auch die erwartete steigende Nachfrage durch neue Verbraucher – insbesondere Wärmepumpen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge – eine Verstärkung der Mittel- und Niederspannungsnetze. In den letzten Jahren sind die Investitionen in die Verteilnetze kontinuierlich gestiegen (siehe Abbildung 6-1), und aktuelle Studien prognostizieren einen weiter wachsenden Finanzierungsbedarf (vgl. EEM, 2024, Kapitel 3.4.3.).

Abbildung 6-1: Entwicklung der Netzkosten und Netzentgelte der Übertragungs- und Verteilnetze.



Anmerkungen: Annahmen für Berechnung des Nettonetzentgeltes (inkl. Messstellenbetrieb): Haushaltskunde 2.500 - 5.000 kWh (vor 2016 Abnahmefall 3.500, mengengewichtet), Gewerbekunde 50 MWh (arithmetisch), Industriekunde 24 GWh (arithmetisch).

Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BMWi (2021), BNetzA/BKartA (2016), BNetzA/BKartA (2023) und BNetzA/BKartA (2024).

31. Um diesen Investitionsanstieg zu bewältigen, ist es entscheidend, dass Netzbetreiber ihr Eigenkapital stärken können. Dies steht jedoch in einem Spannungsfeld mit der Notwendigkeit, die Netzentgelte für Verbraucher stabil zu halten oder sogar wieder zu senken. Daher müssen ausgewogene Lösungen gefunden werden, die sowohl die Finanzierung des Netzausbaus sichern als auch sozialverträgliche Strompreise gewährleisten. Zentrale Ansätze zur Begrenzung steigender Netzentgelte sind unter anderem:

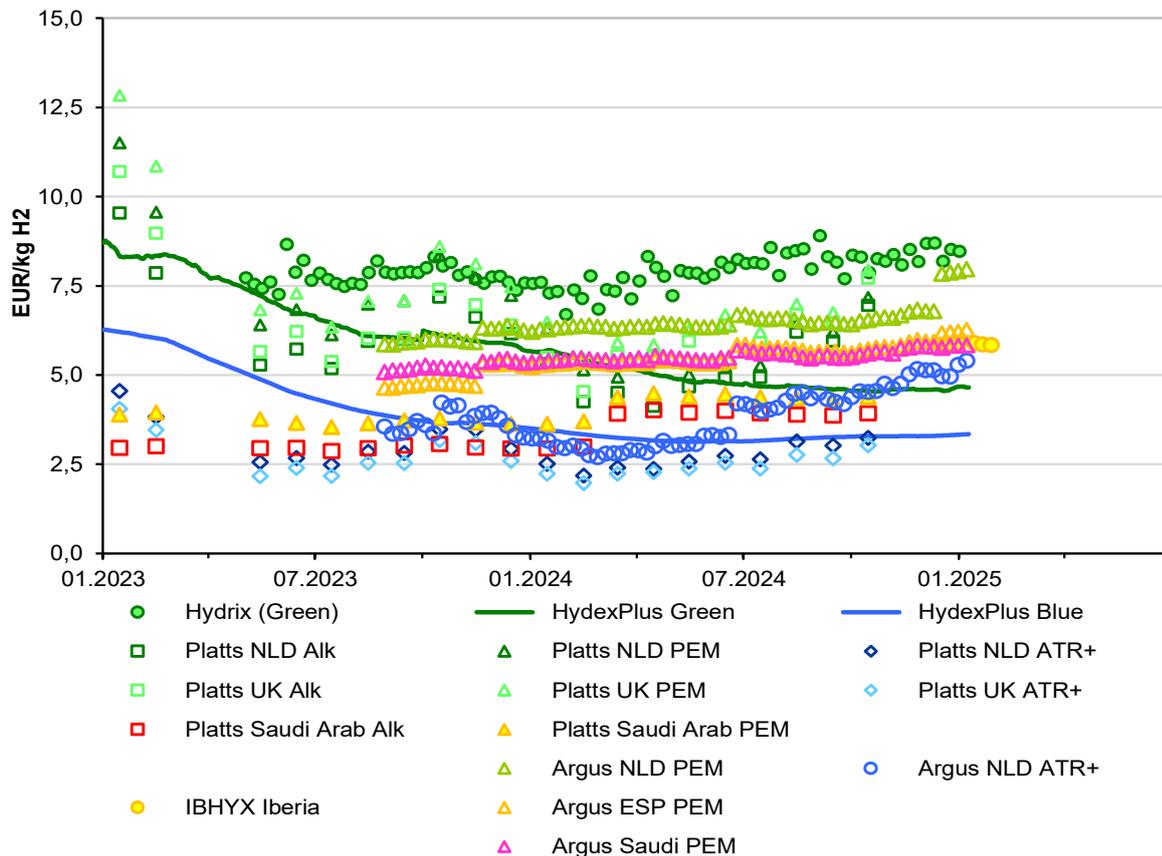
- Die aktuellen Entwürfe für die Systementwicklungsstrategie sowie die Szenariorahmen zu den Netzentwicklungsplänen für Strom und Gas sind aktuell noch nicht ausreichend aufeinander abgestimmt und weisen zum Teil deutliche Unterschiede in ihren Annahmen auf. Ein kosteneffizienter und nachhaltiger Netzausbau erfordert hingegen eine integrierte Planung der verschiedenen Energie- und Mobilitätsinfrastrukturen, um Wechselwirkungen zwischen den Infrastrukturen zu berücksichtigen.
- Der Netzausbau sollte so umgesetzt werden, dass die Belastung für die Bevölkerung möglichst gering bleibt. Eine enge Verzahnung mit anderen Infrastrukturprojekten, wie dem Ausbau von Fernwärmenetzen oder Glasfaserleitungen, kann dabei helfen, bauliche Eingriffe zu minimieren und Synergien zu nutzen.
- Die Ausgestaltung der Regulatorik sollte sicherstellen, dass Alternativen zum konventionellen Leitungsausbau – insbesondere digitale Lösungen und Flexibilitätsoptionen im Übertragungs- und Verteilnetz – nicht benachteiligt, sondern gezielt gefördert werden. Dies kann dazu beitragen, den notwendigen physischen Netzausbau zu begrenzen und somit die Kosten zu senken.
- Zusätzlich sollten alle technischen und wirtschaftlichen Einsparpotenziale geprüft werden. So reduzieren Freileitungen anstelle von Erdkabeln bei Gleichstromprojekten die Investitionskosten erheblich. Berechnungen von McKinsey (2024) ergeben z.B. ein Einsparpotenzial von rund 20 bis 40 Mrd. Euro bis 2035.
- Auch sollte geprüft werden, inwieweit der Netzausbau in geringerem Maße ausreichend sein kann, nachdem der aktuelle Trend bei der Elektrifizierung (Umstieg auf Elektroautos und Wärmepumpen und Ausbau von Elektrolysekapazitäten, vgl. Kapitel 3) einen deutlich geringeren Anstieg der Stromnachfrage in der kurzen bis mittleren Frist erwarten lässt, als es in den aktuellen Planungen des EE- und Netzausbaus zugrunde gelegt wurde (750 TWh Bruttostromverbrauch im Jahr 2030). Durch eine entsprechende Streckung der Investitionsentscheidungen könnte der Anstieg der Netznutzungsentgelte im Zeitverlauf reduziert werden. Gleichzeitig bleibt aber die Planung und Genehmigung von Leitungsvorhaben für die Langfristperspektive wichtig und unverzichtbar. Ein modularer Ansatz, der Planung und Genehmigung auf der einen Seite sowie Investitionsentscheidungen auf der anderen Seite stärker trennt, bildet hier eine sinnvolle und zielführende Strategie.
- In den langfristig ausgerichteten Netzentwicklungsplänen sollten daher auch Szenarien berücksichtigt werden, die strukturell unterschiedliche Zielerreichungspfade beschreiben und z.B. einen deutlich geringeren Anstieg der Stromnachfrage und ggf. des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung unterstellen. Dadurch kann eine Priorisierung der Projekte bzw. eine Identifizierung von No-regret-Maßnahmen, die über alle Szenarien hinweg benötigt werden, erfolgen.
- Vor dem Hintergrund der steigender Ausbaukosten für die Verteilernetze ist die Frage zentral, wie eine faire Kostenverteilung sichergestellt werden kann. Insbesondere stellt sich die Herausforderung, dass ein Teil der Endverbraucher durch eine Erhöhung ihres Eigenverbrauchs ihre Beteiligung an den Netzkosten über den Arbeitspreis erheblich reduzieren können, während sie weiterhin auf die volle Backup-Kapazität der Netze zurückgreifen können. Eine Option für eine gerechtere Verteilung der Netzkosten könnte die Einführung von Leistungspreisen auf vertraglich geregelte Anschlussleistungen für Endkonsumenten sein, wie es beispielsweise in Spanien praktiziert wird. Eine andere Option wäre ein pauschaler Systemkostendeckungsbeitrag für Eigenverbrauchsmodelle, bei denen der Netzanschluss bestehen bleibt (vgl. Lackmann, 2017).

32. Da diese Maßnahmen zum Teil erst in der mittleren Frist Wirkung zeigen werden und kurzfristig nicht ausreichen dürften, um die Netzentgelte zu stabilisieren, könnte als ergänzende Entlastungsmaßnahme eine teilweise Deckelung oder Reduzierung der Netzentgelte durch Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung in Betracht gezogen werden. Dies wäre insbesondere sinnvoll, solange die Einführung eines Klimageldes als Rückvergütung für die Bevölkerung noch nicht abschließend geregelt ist.

7 Wasserstoff

33. Die aktuellen Entwicklungen im Bereich des Wasserstoffhochlaufs sind zunächst und vor allem durch Kosten- bzw. Preisentwicklungen geprägt, die sich deutlich von den Erwartungen der Vergangenheit unterscheiden. Erstens sind die aktuellen Kosten der Wasserstofferzeugung höher als erwartet, zweitens sind zumindest kurz- und mittelfristig geringere Kostensenkungen absehbar und drittens sind die erwartbaren Kostendifferenzen zwischen erneuerbarem (grünem) und CO₂-armem (blauen) Wasserstoff größer als zunächst angenommen. Auch wenn es noch keinen liquiden Wasserstoffmarkt und damit auch noch keine robusten Marktpreissignale gibt, ergibt sich aus den relativ hochfrequent vorgenommenen Kostenermittlungen diverser Marktdatenanbieter bzw. Energiemarktplattformen ein strukturell relativ robustes Bild (vgl. Abbildung 7-1). Die Kosten bzw. Preise für in Nordwesteuropa erzeugten erneuerbaren (grünen) Wasserstoff liegen auf dem Niveau von 7,50 €/kg (oder darüber), in Regionen mit günstigen Erzeugungsbedingungen (Iberische Halbinsel, Naher Osten) bei ca. 6 €/kg H₂ und aus Erdgas in Kombination mit CCS erzeugtem (blauen) Wasserstoff bei 4 bis 5 €/kg H₂. Deutlich rückläufige Kosten- bzw. Preistrends sind aktuell (noch) nicht zu erkennen.

Abbildung 7-1: Entwicklung der Preisindizes von grünem und blauem Wasserstoff.



Anmerkungen: Die Kostenermittlung für blauen Wasserstoff bei Platts enthält keine Kosten für den Abtransport und die Speicherung (T&S) des abgeschiedenen CO₂. Bei T&S-Kosten von ca. 100 €/t CO₂ erhöhen sich die in der Übersicht angegebenen Werte um ca. 1 €/kg H₂. Die Ansätze für die T&S-Kosten in der Kostenermittlung für blauen Wasserstoff beim Index HydexPlus Blue wurden erhöht, schlagen sich aber methodisch bedingt erst nach einem Jahr voll im Index nieder. Die ausgewiesenen Werte erhöhen sich damit aktuell um ca. 0,6 €/kg H₂.

Quellen: E -Bridge (2025), S&P Global Inc. (2025), EEX AG (2024), Argus (2025), MIBGAS (2025), eigene Berechnungen.

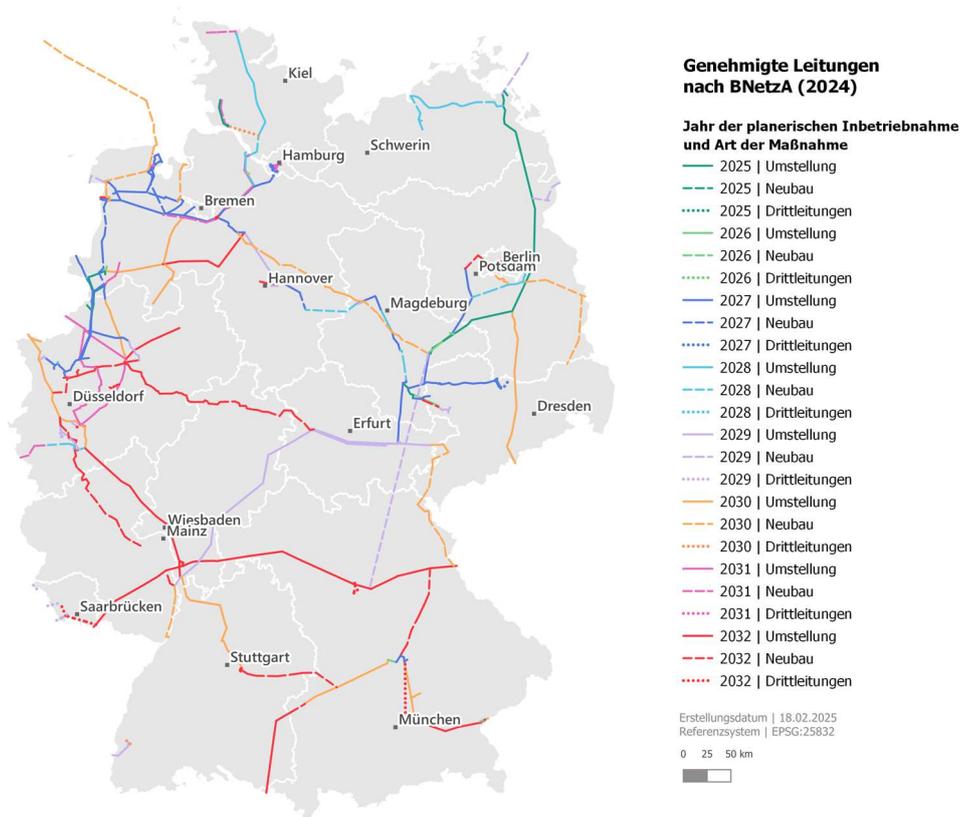
34. Aus dieser Situation ergeben sich für den Wasserstoffhochlauf erhebliche Differenzkosten, die auch vom Marktumfeld, der Laufzeit der Bezugsverträge und der Erschließung vielfältiger Innovationspotenziale abhängen. Als exemplarische Abschätzung müssten unter Maßgabe eines Erdgas-Preisniveaus von ca. 30 €/MWh (GCV) und eines effektiven CO₂-Preises von ca. 100 €/t bei einem in der nächsten Dekade mittleren Wasserstoffpreis von 6,50 €/kg H₂ für grünen sowie 4,50 €/kg H₂ für blauen Wasserstoff für jeweils 10 TWh Wasserstoff über den Staatshaushalt oder die Verbraucher jahresdurchschnittlich ca. 1,4 bzw. 0,8 Mrd. Euro zur Schließung der Kostenlücke zu Erdgas aufgebracht werden. Vor diesem Hintergrund, aber auch mit Blick auf die anderen Aspekte (Innovations- und Kostensenkungspotenziale, Zeit- und Mengenrestriktionen, Nachhaltigkeit, Restemissionen etc.) sollte der angestrebte Hochlaufmix für grünen und blauen Wasserstoff einer sorgfältigen Neubewertung unterzogen werden. Blauem Wasserstoff sollte eine größere Rolle zukommen. Zugleich sollten die notwendigen und aussichtsreichen Innovations- und Kostensenkungsprozesse im Bereich des grünen Wasserstoffs weiter ambitioniert verfolgt werden. Mit den Festlegungen zur Förderung von blauem Wasserstoff in diversen Förderprogrammen (Transformation der Stahlindustrie, Klimaschutzverträge etc.) wurden diesbezüglich bereits erste Schritte getan. Auch wenn die großvolumigen Importe von blauem Wasserstoff aus Norwegen und die entsprechenden Infrastrukturen (v.a. wegen fehlender Nachfrage und teilweise fehlender politischer Unterstützung) derzeit vor erheblichen Problemen stehen, sollten andere Bezugsquellen für blauem Wasserstoff (v.a. in den Niederlanden und ggf. auch in Deutschland) aktiv erschlossen werden. Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass neben grünem und blauem Wasserstoff auch aus Netzstrom mit niedriger CO₂-Last erzeugter Wasserstoff (elektrolytischer CO₂-armer Wasserstoff) für den kostengünstigen Wasserstoffhochlauf eine Rolle spielen kann.

35. Mit der Etablierung der Zertifizierungsanforderungen und -infrastrukturen hat die Europäische Union eine wichtige Voraussetzung für den Wasserstoffmarkt geschaffen. Die beschlossenen (für erneuerbaren Wasserstoff) bzw. im Rechtssetzungsverfahren befindlichen (für CO₂-armen Wasserstoff) rechtlichen Regeln führen aber nach den ersten praktischen Erfahrungen zu deutlichen Kostensteigerungen (v.a. durch wenig zielführende Additionalitäts- und Korrelationsanforderungen), die den Wasserstoffhochlauf hemmen. Die Expertenkommission empfiehlt die Verlängerung der in den bestehenden Rechtsakten niedergelegten Übergangsregelungen. Gerade mit Blick auf erneuerbaren Wasserstoff erscheint dies als sinnvoll, da die (über-)komplexen Regelungen der derzeit geltenden EU-Rechtsakte ohnehin nur für den relativ kurzen, aber für den Wasserstoffhochlauf wichtigen Zeitraum von etwa einer Dekade (d.h. bis zur weitgehenden Umstellung des Stromsystems) relevant sind.

36. Neben der aktuellen bzw. aktuell absehbaren Kosten- bzw. Preissituation für erneuerbaren und CO₂-armen Wasserstoff bleiben die bestehenden Maßnahmen zur Schließung der Kostenlücke bei der Anwendung von erneuerbarem bzw. CO₂-armem Wasserstoff unzureichend bzw. bilden letztlich die entscheidende Barriere für die notwendige Dynamik des Wasserstoffhochlaufs. Die bisher verfolgten Instrumente der Nachfragesicherung erzeugen bisher nicht das notwendige Volumen der kaufkräftigen Nachfrage. Dies ergibt sich einerseits aus den ungünstigen Kostenentwicklungen auf der Angebotsseite im Zusammenspiel mit den deutlich beschränkten Haushaltsmitteln (Transformationsprojekte der Stahlindustrie, Klimaschutzverträge, Ausschreibungen der European Hydrogen Bank bzw. H2Global etc.) und andererseits aus der Krise anderer Nachfrageinstrumente, v.a. des Treibhausgas-Quotensystems (mit Wirkungen für den Raffinerie- und den Verkehrssektor) sowie der nicht zur Umsetzung gelangten Kraftwerksstrategie. Für die Schließung der Kostendeckungslücke ist sehr kurzfristig ein Neuanlauf notwendig, der die Komplexität der Instrumente reduziert und die notwendigen Finanzierungsvolumina aktiviert.

37. Die planerische Entwicklung des Wasserstoff-Kernetzes, dessen Genehmigung sowie die Schaffung eines pragmatischen Finanzierungsmodells gehört zu den bisher deutlichsten Fortschritten im Bereich des Wasserstoffhochlaufs. Angesichts der absehbaren Mengenprobleme auf der Angebots- und Nachfrageseite wird jedoch mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit und bereits relativ kurzfristig eine zeitliche Streckung der Umsetzung des Wasserstoff-Kernetzes notwendig werden. Die bisher vorgesehenen Inbetriebnahmezeitpunkte (vgl. Abbildung 7-2) verdeutlichen, dass es hier zu räumlichen Ungleichgewichten bei der Infrastrukturverfügbarkeit kommen kann bzw. wird. Zu den weiterbestehenden Defiziten im Bereich der Wasserstoffinfrastrukturen gehören zielführende Regelungen in den Bereichen des Netzanschlusses sowie der Verteilnetzinfrastrukturen zum Anschluss von (Groß-)Verbrauchern sowie die bisher nicht vorhandenen (und auch auf der Förderseite nicht weiterverfolgten) Betankungsstrukturen für den Schwerlast-Ferngüterverkehr.

Abbildung 7-2: Genehmigtes Wasserstoff-Kernetz nach Art der Maßnahmen und Jahren der geplanten Inbetriebnahme.



Quellen: Öko-Institut auf der Grundlage von Bundesnetzagentur (2024b).

38. Auch wenn die fundamentalen Voraussetzungen für den Wasserstoffhochlauf (Zertifizierung, Nachfragesicherung, Infrastruktur) adressiert bzw. die entsprechenden Handlungsbedarfe klar identifiziert worden sind, verbleiben bisher vor allem mit Blick auf die Marktinitialisierung erhebliche Lücken. Die Preistransparenz ist für Wasserstoff mangelhaft, die Schaffung bzw. Flankierung von Midstream-Akteuren (als Verbindungsglied zwischen den Erzeugern und Nachfragern mit teilweise deutlich divergierenden Interessen bzgl. Mengen- und zeitlichen Verpflichtungen) ist bisher nur ansatzweise adressiert und die grenzüberschreitende Kooperation hat, auch und gerade mit Blick auf die resilienzorienteerte Diversifizierung, ebenfalls die notwendige Intensität noch nicht erreicht.

39. Der aus den beschriebenen Gründen ins Stocken geratene Wasserstoffhochlauf bedarf eines neuen Momentums. Die große Vielfalt der bestehenden, sich teilweise überlagernden, insgesamt aber nicht die notwendige Wirkung entfaltenden Maßnahmen bedarf einer strategischen Neustrukturierung, die einerseits zur Aktivierung deutlich größerer Finanzmittel führt und andererseits Effizienz- und Kostensenkungspotenziale heben kann. Der Policy-Mix des Wasserstoffhochlaufs sollte deutlich besser begründet und fokussiert werden. Dazu gehört auch die Schaffung von Instrumenten mit denen langfristige Abnahmeverträge mit Wasserstoffproduzenten geschlossen werden können, wodurch über den Abbau von Marktrisiken Kostensenkungen erzielt werden können. Über solche Instrumente könnte auch eine hinreichende Diversifizierung des Wasserstoffaufkommens für Deutschland gesichert werden. In den dafür notwendigen Analysen und Diskussionen sollten auch kontroverse Sachverhalte (Grüingasquoten, Rolle von Wasserstoff-Beimischungen, strategische und zeitliche Einordnung von Wasserstoffderivaten sowie Import von wasserstoffbasierten Vorprodukten etc.) thematisiert und fundierte Grundlagen für robuste und transparente Entscheidungen geschaffen werden. Dazu gehört auch die bessere und transparentere Klärung des Wasserstoffhochlaufs für die Erhaltung bzw. die Weiterentwicklung des Industriestandorts Deutschland.

8 Finanzierung der Investitionen in die Energiewende

40. Das Thema der Kosten bzw. Investitionsbedarfe für die Erreichung der Ziele der Energiewende wird in der Forschung sowie der Öffentlichkeit breit diskutiert. Zusätzlich ist die Frage der Finanzierung der entsprechenden Ausgaben und deren Verteilung von hoher Relevanz. Vor diesem Hintergrund wird sich die unabhängige Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring im kommenden Monitoringbericht ausführlich mit den Fragen Finanzbedarfe sowie deren Finanzierung beschäftigen. Die in diesem Beitrag gemachten Aussagen bieten nur einen ersten Überblick.

41. Die Spannbreite aktueller Einschätzungen zu den Kosten der Energiewende, den dahinterliegenden Annahmen und erste Vorschläge zu deren Finanzierung wird anhand von Tabelle 8-1 sowie Tabelle A-1 im Anhang deutlich. Die Expertenkommission dokumentiert diese Vorschläge hier, ohne sie sich zu eigen zu machen. Ungeachtet dessen ist grundsätzlich zu beachten, dass es sich lediglich um orientierende Schätzungen handelt, denen umfangreiche Annahmen zugrunde liegen. Die Umsetzungskosten können niedriger ausfallen, etwa wenn Innovationspotenziale schneller erschlossen werden können. Die Kosten können etwa bei einer ineffizienten Umsetzung der Transformation höher ausfallen. Auch lassen die Analysen keine zwingenden Rückschlüsse auf die Verteilung der Kostentragung durch private Wirtschaftssubjekte und den Staatshaushalt zu.

Tabelle 8-1: Investitionsvolumina, Strombedarfe und Ausbauziele verschiedener aktueller Studien.

Studie	Kosten in Mrd. Euro			Strombedarf in TWh			Ausbau Erneuerbare Energien in TWh		
	2030	2035	2045	2030	2035	2045	2030	2035	2045
Agora Energiewende (2024)			11.300*						
Schaefer et al. (2024)	1.430*			710	870		360		
Bundesrechnungshof (2024)			460**		899 bis 1.053	1.079 bis 1.303			638 bis 703
BDEW und EY (2024)	721	1.213,91		658			630		
Thelen et al. (2024)			462 bis 1.680	670 bis 789		1.100 bis 1.550			690 bis 810
Weiss et al. (2024)		700 bis 850**** 550 bis 700 (Alternativ)			780			506**** 350 (Alternativ)	
BCG (2021)	860					990			480
Bauermann/ Kaczmarczyk/ Krebs (2024)			651**						
Otto et al. (2024)			13.200*			880			
Höfer et al. (2022)				98 GW Peak Load		104 GW Peak Load (2050)	368		639,7 (2050)
Frondel (2024)	600***			360					

*Klimaneutralität; **nur Stromnetze; ***Ausbau erneuerbare Energien; ****Angaben NEP 2037/2045; *****Osterpaket.

Quelle: Eigene Darstellung.

42. Tabelle 8-1 stellt die Unterschiede zwischen den Studien bezüglich der Investitionsvolumina, angenommenen Strombedarfe sowie EE-Ausbauziele dar, während Tabelle A-1 im Anhang auch ausführlichere Informationen zur Finanzierung enthält. Es wurde insbesondere darauf geachtet, dass die jeweils verwendeten Veröffentlichungen bereits das Ziel Klimaneutralität in Deutschland bis 2045 gemäß Klimaschutzgesetz berücksichtigen (Bundesregierung, 2024). Aus diesem Grund betrachten die Studien mit Kostenschätzung weit überwiegend einen Zeitraum bis 2045 oder bis zum Zwischenziel im Jahr 2030. Lediglich zwei verwenden den Zeitraum bis 2035. Die angegebenen Summen sind zwar zum Teil hoch, aber die tatsächlichen zusätzlichen Investitionen beispielsweise der Öffentlichen Hand sind weitaus niedriger. Eine Studie der Agora Energiewende, in Kooperation mit Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut und Uni Kassel (Agora Energiewende, 2024) verdeutlicht diesen Zusammenhang exemplarisch: Die Studie weist Gesamtinvestitionsbedarfe von 11,3 Bio. Euro zur Erreichung der Klimaziele bis 2045 aus, ordnet aber 72 % den ohnehin anfallenden Investitionsbedarfen zu, da beispielsweise angenommen wird, dass die entsprechenden Anlagen bis 2045 ersetzt werden.

43. Die verschiedenen Studien (Tabelle A-1) kommen zu dem Ergebnis, dass für die Energiewende insbesondere die beiden Kostenblöcke Energieinfrastruktur und die Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien dominieren. Für den Netzausbau und damit die Energieinfrastruktur weisen die Studien einen mittleren dreistelligen Milliardenbetrag aus. So schätzt die Bundesnetzagentur die Kosten für den Netzausbau gemäß Netzentwicklungsplan NEP (2037/45) auf rund 464 Mrd. Euro (Bundesrechnungshof, 2024, 39), während der Bundesrechnungshof die Summe tendenziell für zu niedrig erachtet (ebenda). Die Schätzungen weiterer Studien sind in einer ähnlichen Größenordnung (z.B. Agora Energiewende, 2024; BCG/BDI/IW 2024; Weiss et al., 2024 und Bauermann/Kaczmarczyk/Krebs, 2024). Die Investitionsvolumina der Energiewirtschaft, insbesondere zum Ausbau erneuerbarer Energien, sind gemäß den Studien noch einmal in einer vergleichbaren Größenordnung. Andere Kostenblöcke wie der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft oder disponible Kapazitäten werden im Vergleich dazu als weitaus weniger kostenintensiv eingeschätzt.

44. In den analysierten Studien werden verschiedene Vorschläge zur Finanzierung der Transformation diskutiert, die mit unterschiedlichen Anreizen und Verteilungswirkungen einhergehen. Unabhängig von den spezifischen Rahmenbedingungen tragen die Kosten der Transformation letztendlich immer die Verbraucher, entweder direkt über die Preise oder über (heutige oder zukünftige) Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelte. In verschiedenen Vorschlägen wird zur Finanzierung auf die Mobilisierung privaten Kapitals, öffentliche Investitionen, CO₂-Bepreisung bzw. Netzentgelte abgestellt (vgl. Tabelle A-2 im Anhang). Zum Teil wird auf Wachstumseffekte verwiesen, welche die Finanzierung erleichtern können (z.B. BCG/BDI/IW, 2024; BDEW/EY, 2024). Zur Mobilisierung privaten Kapitals werden in den Studien folgende Vorschläge diskutiert: investitionsfreundliche Rahmenbedingungen (z.B. BCG, 2021; Otto et al., 2024, Thelen et al., 2024), spezielle Fonds mit Bürgschaften sowie Garantien von Bund und Ländern (BDEW/Deloitte/VKU, 2024), die Anpassung der Finanzmarktregulierung zur Unterstützung der Dekarbonisierung von KMUs (Demary/Neligan, 2025, 103), die Schaffung eines Kapazitätsmarktes (Höfer et al., 2022) sowie Erleichterungen für Power Purchase Agreements (PPAs) (dena, 2024). Darüber hinaus diskutieren die Studien Investitionsbedarfe von Bund, Ländern und Kommunen. Die Bandbreite reicht von der Durchführung grundlegender Reformen für mehr Effizienz und die resultierende Freisetzung von Mitteln (BCG/BDI/IW, 2024), über Mittelumschichtungen (ebenda) bis zu einer Reform der Schuldenbremse oder einer Schaffung von Sondervermögen (Agora Energiewende, 2024). Auch eine Reform der Finanzbeziehungen zwischen Bund, Ländern und Kommunen wird diskutiert, beispielsweise um finanzschwachen Kommunen Investitionen zu ermöglichen (Agora Energiewende, 2024).

9 Policy Mix

45. Die Internalisierung der externen Kosten von CO₂-Emissionen durch eine CO₂-Bepreisung ist eine zentrale Grundlage, Emissionen möglichst kostengünstig zu reduzieren und Anreize für Investitionen in klimafreundliche Technologien zu schaffen. Das europäische Emissionshandelssystem mit dem bestehenden European Emission Trading System (EU-ETS-1) (insbesondere für die Energiewirtschaft und die Industrie) und ab 2027 auch mit dem EU-ETS-2 (insbesondere für den Straßenverkehr und Gebäude) bildet dafür den entscheidenden Rahmen. Der 20. Bundestag hat mit dem Beschluss vom 31.01.2025 den Übergang des Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) in den ETS-2 geregelt. Bis 2025 gilt im BEHG ein Festpreis, im Jahr 2026 bleibt es beim bisherigen Preiskorridor von 55 bis 65 €/t CO₂. Deutschland nutzt ein Opt-in, um den weiteren Anwendungsbereich des BEHG ab Anfang 2027 in den EU-ETS-2 zu überführen. Dies betrifft zum Beispiel den Dieselverbrauch im Schienenverkehr. Falls der Start des EU-ETS-2, der ab Anfang 2027 vorgesehen ist, verschoben werden sollte, wurde festgelegt, dass in diesem Fall das nationale Brennstoffemissionshandelssystem fortgeführt wird und sich die Verkaufspreise am EU-ETS-1 orientieren. Die Expertenkommission sieht im Kontext der Überführung des nETS in den EU-ETS-2 die Umsetzung einer Preiskorridor-Phase im Jahr 2026 und die mögliche Rückkehr zu einem Festpreissystem im Jahr 2027 (und ggf. in Folgejahren) angesichts des hohen administrativen Aufwandes auf allen Seiten sehr kritisch und empfiehlt die Anwendung der für den Verzögerungsfall des EU-ETS-2 vorgesehenen Regelung.

46. Die Expertenkommission hat bereits in früheren Stellungnahmen eine CO₂-basierte Energiepreisreform vorgeschlagen (EEM, 2021). Dabei sollen die Umlagen und Abgaben auf Strom gesenkt werden und dies mit einer CO₂-Bepreisung fossiler Energieträger gegenfinanziert werden. Die Expertenkommission empfiehlt nachdrücklich, dass die Stromsteuer für alle Verbrauchergruppen dauerhaft auf das jeweils europarechtlich zulässige Mindestniveau abgesenkt wird, um die Elektrifizierung als zentrales Element der Energiewende nicht unnötig zu verteuern. Um die Lenkungswirkung der Besteuerung von Heizstoffen zu verbessern und die Senkung der Stromsteuer gegenzufinanzieren, empfiehlt die Expertenkommission eine Anpassung und Vereinheitlichung der Energiesteuern für fossile Heizstoffe auf Basis des Kohlenstoffgehalts (EEM, 2024). Gleichzeitig sollten problematische Anzeizeffekte für das Heizen mit Holz (reduzierter Mehrwertsteuersatz, CO₂-Bewertung mit null) vermieden werden.

47. Es ist wichtig, dass die Anreizwirkungen von CO₂-Preisen nicht durch andere (Preis-)Regelungen verzerrt werden bzw. die entsprechenden Anzeizeffekte verstärkt werden. Dies gilt insbesondere für die effektive Senkung der Strompreise, z.B. durch einen Bundeszuschuss zu den Netznutzungsentgelten (vgl. Kapitel 65). Dadurch gelingt auch eine hinsichtlich der sozialen Effekte zielführende Rückverteilung der Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung und dem EU-Emissionshandel (EU-ETS-1, EU-ETS-2 und nEHS). Auch eine Einführung von Strompreiszonen kann zu einer Senkung der Systemkosten führen (vgl. Kapitel 5).

48. Um das Zusammenspiel verschiedener Marktunvollkommenheiten zu adressieren, sind neben dem Emissionshandel ausgewählte komplementäre bzw. zusätzliche Maßnahmen sinnvoll. Diese sollten allerdings bestehende und/oder geplante marktorientierte Instrumente nicht konterkarieren. Zudem ist es von entscheidender Bedeutung, dass diese Maßnahmen so konzipiert sind, dass sie vor dem Hintergrund beschränkter fiskalischer Spielräume auch langfristig durchhaltbar sind und auch das Vertrauen der verschiedenen Akteure auf die Robustheit und Berechenbarkeit des regulativen Rahmens wiedergewonnen bzw. gestärkt wird. Auch vor diesem Hintergrund sollten die verschiedenen Bereiche eines strategisch weiterentwickelten Politikmixes besser und transparenter legitimiert werden. Eine kohärente und koordinierte Politik ist ein wesentlicher Faktor für den Erfolg von Klimaschutzmaßnahmen. Obwohl ein großes Transformationsprojekt wie der Umbau des Energiesystems technologieoffen sein sollte, gibt es aufgrund der langen Zeitskalen unverzichtbare und nicht aufschiebbare technologiespezifische Entscheidungen. Diese konzentrieren sich insbesondere auf den Ausbau der Infrastruktur für klimafreundliche Technologien (Strom-, Wasserstoff-, CO₂- und digitale Netze sowie Verkehrsinfrastrukturen) sowie auf Bereiche, in denen heutige Investitionsentscheidungen wegen der sehr langlebigen Kapitalstöcke bzw. langen Modernisierungszyklen langfristige Auswirkungen auf die Menge an emittierten Treibhausgasen haben, wie Gebäude und Industrie.

49. Die Anpassung bzw. Weiterentwicklung des Marktdesigns bleibt in allen Bereichen des Energiesystems eine Gestaltungsaufgabe. Eine deutlich besser integrierte Perspektive und ein höheres Maß an Konsistenz der in den verschiedenen Regelungsbereichen verfolgten Ansätze ist sinnvoll und nötig.

50. Da die Transformation nun zunehmend konsumentennahe Handlungsbereiche betrifft, wächst die Bedeutung sozialer Effekte energie- und klimapolitischer Maßnahmen. Für die strategische Ausrichtung des Politikmixes sollte daher einerseits die Frage stärker adressiert werden, in welchen Bereichen soziale Fragen beim Design der jeweiligen energie- und klimapolitischen Instrumente spezifisch berücksichtigt werden sollen und an welchen Stellen die Abfederung über die sozialen Sicherungssysteme zielführender ist. Soweit soziale Fragen in energie- und klimapolitische Maßnahmen integriert werden sollen, sieht die Expertenkommission in einer Komplexitätsreduktion und Bündelung der verfolgten Ansätze sowie einer stärkeren Vereinheitlichung von Kriterien und Mechanismen in den unterschiedlichen Instrumentierungsbereichen einen erheblichen Handlungsbedarf. In diesem Kontext sollte insbesondere auch die bisher zu beobachtende strukturelle Bevorteilung von einkommens- bzw. vermögensstarken Akteuren durch die einschlägigen energie- und klimapolitischen Maßnahmen hinterfragt werden.

51. Neben den sozialen Fragen spielen Wettbewerbs- und Standortfragen für die Industrie eine immer größere Rolle. Dies betrifft insbesondere die kommenden Jahre, in denen die energiewirtschaftlichen und strukturellen Anpassungsprozesse an die veränderte geopolitische Lage eine wichtige Rolle spielen werden. Fragen der zukünftigen Industriestrukturen sowie die Möglichkeiten und Sinnhaftigkeit von entsprechenden Flankierungsmaßnahmen sollten, auch wegen der energiewirtschaftlichen und infrastrukturellen Implikationen, bei der strategischen Weiterentwicklung des Politikmixes für die Energiewende sorgfältig und transparent reflektiert werden.

Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen (2024a): Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990 bis 2023. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/11/awt_2023_d.xlsx, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- AG Energiebilanzen (2024b): Primärenergieverbrauch Jahr 2024. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2024/12/PEV4Q.xlsx>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- AG Energiebilanzen (2025): Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2024 (in TWh) Deutschland insgesamt. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2025/02/STRERZ-Abgabe-2025-02.xlsx>, zuletzt geprüft am 03.03.2025.
- Agora Energiewende (2025): Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024; Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2025, <https://www.agora-energies.de/publikationen/die-energies-wende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024>, zuletzt geprüft am 14.03.2024.
- Agora Energiewende (2024): Investitionen für ein Klimaneutrales Deutschland. Finanzbedarfe und Politikoptionen. Online verfügbar unter https://www.agora-energies.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_347_KNDE_Investitionsbedarfe_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- Ambrosius, M., Grimm, V., Kleinert, T., Liers, F., Schmidt, M., & Zöttl, G. (2020): Endogenous price zones and investment incentives in electricity markets: An application of multilevel optimization with graph partitioning. *Energy Economics*, 92, 104879. Online verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104879>, zuletzt geprüft am 05.03.2025.
- Argus (2025): Hydrogen and Future Fuels. Market news, analysis and prices. Issue 25-9.
- Aurora Energy Research (2023): Power Market Impact of Splitting the German Bidding Zone. Online verfügbar unter: <https://auroraer.com/wp-content/uploads/2023/10/German-Bidding-Zone-Split-Public-Report.pdf>, zuletzt geprüft am 05.03.2025.
- Bauermann, T.; Kaczmarczyk, P.; Krebs, T. (2024): Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe. Study Nr. 97 der Hans-Böckler-Stiftung. Online verfügbar unter https://www.imk-boeckler.de/fpdf/HBS-009011/p_imk_study_97_2024.pdf, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- BCG (2021): Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Gutachten im Auftrag des BDI. Online verfügbar unter <https://bdi.eu/themenfelder/energie-und-klima/klimapfade/>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- BDEW; EY (2024): Fortschrittsmonitor 2024, Energiewende. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/energie/fortschrittsmonitor-energies-wende-2024/>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- BDEW; Deloitte; VKU (2024): Kapital für die Energiewende. Die EWF-Option. Konzeptpapier zur Funktion und Ausgestaltung eines Energiewende-Fonds (EWF) als eines der zentralen Instrumente zur Finanzierung der Energiewende in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Presse/01062024_Kapital_f%C3%BCr_die_Energiewende_Publikation_die_EWF_Option.pdf, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- BDEW (2024a): BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>, zuletzt geprüft am 20.02.2025.

- BDEW (2024b): BDEW-Gaspreisanalyse Dezember 2024. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/>, zuletzt geprüft am 20.02.2025.
- BDEW (2025a): Strom: Verbrauch nach Verbrauchergruppen. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/strom-verbrauch-nach-verbrauchergruppen/>, zuletzt geprüft am 20.02.2025.
- BDEW (2025b): Erdgas: Absatz und Verbrauch. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/erdgas-absatz-und-verbrauch/>, zuletzt geprüft am 20.02.2025.
- Bichler, M. et al. (2024): „Der deutsche Strommarkt braucht lokale Preise“, FAZ, 10. Juli 2024. Online verfügbar unter: <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-nachhaltigkeit/der-deutsche-strommarkt-braucht-lokale-preise-19845012.html>, zuletzt geprüft am 05.03.2025.
- BMWi (2021): Die Energie der Zukunft – 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende – Berichtsjahre 2018 und 2019. Stand: Februar 2021. Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 11.03.2025.
- BMWK (2024): Öffentliche Konsultation für Kraftwerkssicherheitsgesetz gestartet. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/09/20240911-konsultation-kraftwerkstrategie.html>, zuletzt geprüft am 26.02.2025.
- BNetzA/BKartA (2016): Monitoringbericht 2016 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 30. November 2016. Online verfügbar unter: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht2016.pdf>, zuletzt geprüft am 11.03.2025.
- BNetzA/BKartA (2023): Monitoringbericht 2023 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 29. November 2023. Online verfügbar unter: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>, zuletzt geprüft am 11.03.2025.
- BNetzA/BKartA (2024): Monitoringbericht 2024. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 28.02.2025. Online verfügbar unter: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>, zuletzt geprüft am 11.03.2025.
- BWP – Bundesverband Wärmepumpe (2025): Wärmepumpen: Markt geht auf 193.000 Geräte zurück, aber Vertrauen in die Förderung steigt. Online verfügbar unter: <https://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/waermepumpen-markt-geht-auf-193000-geraete-zurueck-aber-vertrauen-in-die-foerderung-steigt/>, zuletzt geprüft am 06.03.2025.
- Bundesnetzagentur (2024a): Kraftwerksliste. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>, zuletzt geprüft am 04.03.2025.
- Bundesnetzagentur (2024b): Genehmigung eines Wasserstoff-Kernetzes. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Wasserstoff/Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 26.02.2025.
- Bundesnetzagentur (2025): Gasimporte. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/svg/Gasimporte/Gasimporte.html, zuletzt geprüft am 19.02.2025.

- Bundesregierung (2024): Ein Plan fürs Klima. Klimaschutzgesetz und Klimaschutzprogramm. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/klimaschutzgesetz-2197410>, zuletzt geprüft am 20.02.2025.
- Bundesrechnungshof (2024): Bericht nach § 99 BHO, zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung. Online verfügbar unter https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2024/energiewende-voll-text.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- Demary, M.; Neligan, A. (2025): Financing the Sustainability Agenda. In: Hefele, P.; Lilkov, D.; Welle, K. (Hrsg.). Wilfried Martens Centre for European Studies, #FocusFuture, The 7Ds for Sustainability - Decarbonisation in Depth. S. 102-109. Online verfügbar unter <https://www.martenscentre.eu/wp-content/uploads/2024/12/Decarbonisation.pdf>, zuletzt geprüft am 24.02.2025.
- dena – Deutsche Energie-Agentur (hrsg.) (2024): PPAs: Das essenzielle Puzzleteil für den weiteren EE-Ausbau. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/FS_MEE_Das_ fehlende_Puzzleteil.pdf, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- Deutscher Bundestag (2024): Unterrichtung durch die Bundesregierung. Klimaschutzbericht 2024. Drucksache 20/12760. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/127/2012760.pdf>, zuletzt geprüft am 20.02.2025.
- Destatis (2025): Statistischer Bericht – Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen – 4. Vierteljahr 2024. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Inlandsprodukt/statistischer-bericht-2180120.html>, zuletzt geprüft am 20.02.2025.
- E-Bridge (2025): Hydrex & HydrexPlus – Kostenindizes für Wasserstoff. Unsere belastbare Entscheidungsgrundlage für Ihre Investitionsentscheidung der Wasserstoffwirtschaft. Online verfügbar unter <https://e-bridge.de/kompetenzen/wasserstoff/h2index/>, zuletzt geprüft am 05.03.2025.
- European Energy Exchange AG (EEX AG) (Hrsg.) (2024): Index Description. Release: 18. Online verfügbar unter https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Indices/Index_Description_v18.pdf, zuletzt geprüft am 05.03.2025.
- Eurostat (2025): Gas prices components for non-household consumers - annual data. Consumption of GJ - all bands. nrg_pc_203_c. Online verfügbar unter https://doi.org/10.2908/NRG_PC_203_C, zuletzt geprüft am 20.02.2025.
- ENTSO-E (2024): Bidding Zone Review Consultative Group (BZR CG). BZR CG Online Meeting. Online verfügbar unter: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Net-work%20codes%20documents/NC%20EB/2024/241105_BZR_CG_ENTSO-E_slides.pdf zuletzt geprüft am 05.03.2025.
- EnWG, vom 31.12.2024 (13.07.2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz). Fundstelle: 752-6.
- EEM (2021): Die Energie der Zukunft. 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende – Berichtsjahre 2018 und 2019. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 04.03.2025.

- EEM (2024): Monitoringbericht 2024 der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg, Juni 2024. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.html>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- Fraunhofer ISI, consentec, ifeu, TU Berlin (2025): Stromsystem Deutschland Leistung O45. Online verfügbar unter <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/65050/f1e26a1fb8c16a5c91c714f39d0f8244>, zuletzt geprüft 04.03.2025.
- Fraunholz, C., Hladik, D., Keles, D., Möst, D., & Fichtner, W. (2021): On the long-term efficiency of market splitting in Germany. Energy Policy, 149, 111833. Online verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111833>, zuletzt geprüft am 05.03.2025.
- Frondele, M. (2024): Ökologischer Umbau von Wirtschaft und Gesellschaft: Kosten und Nutzen. In: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, Vol. 73, Nr. 1, 47-73. Online verfügbar unter <https://www.degruyter.com/document/doi/10.1515/zfw-2024-2005/html>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- Frontier Economics (2024): Auswirkungen und Folgemaßnahmen einer Trennung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone für Baden-Württemberg - Studie für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Online verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Stromgebotszone-fuer-Baden-Wuerttemberg-Studie.pdf, zuletzt geprüft am 05.03.2025.
- Grimm, V., Rückel, B., Sölch, C., & Zöttl, G. (2021): The impact of market design on transmission and generation investment in electricity markets. Energy Economics, 93. Online verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104934>, zuletzt geprüft am 05.03.2025.
- Höfer, T.; Ecke, J.; Pfister, C.; Zervas, M. (2022): Marktdesign für einen sicheren, wirtschaftlichen und dekarbonisierten Strommarkt. Studie der enervis energy advisors im Auftrag von ZUKUNFT GAS. Online verfügbar unter <https://gas-h2.de/fileadmin/Public/PDF-Download/studie-marktdesign-strommarkt-gas-h2-ener-vis.pdf>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- Kaczmarczyk, P.; Krebs, T. (2025): Finanzierungsoptionen für den Stromnetzausbau und ihre Auswirkungen auf die Netzentgelte. Study Nr. 98 der Hans-Böckler-Stiftung. Online verfügbar unter https://www.imk-boeckler.de/fpdf/HBS-009039/p_imk_study_98_2025.pdf, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- KBA – Kraftfahrt-Bundesamt (2025): Jahresbilanz 2024. Online verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Jahresbilanz_Bestand/fz_b_jahresbilanz_node.html, zuletzt geprüft am 06.03.2025.
- KVBG, vom 19.12.2022 (08.08.2020): Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz). Fundstelle: 754-31.
- Lackmann, J. (2017): Photovoltaik ohne EEG und Bürokratie. Solarserver. Online verfügbar unter: <https://www.solarserver.de/2017/12/23/johannes-lackmann-photovoltaik-ohne-eeeg-und-buerokratie/>, zuletzt geprüft am 05.03.2025.
- McKinsey & Company, Inc. (2024). Zukunftspfad Stromversorgung - Perspektiven zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energiewende in Deutschland bis 2035. Stand: Januar 2024. Online verfügbar unter: https://www.mckinsey.de/~media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2024/2024-01-17%20zukunftspfad%20stromversorgung/januar%202024_mckinsey_zukunftspfad%20stromversorgung.pdf, zuletzt geprüft am 05.03.2025.

MIBGAS (2025): MIBGAS IBHYX Index. Online verfügbar unter <https://greenenergy.mibgas.es/en/index>, zuletzt geprüft am 05.03.2025.

Otto, H.; Deutsch, N.; Neuhaus, J.; Güler, G.; Nodem, N. (2024): Beschleunigte Investitionen in den Klimaschutz lohnen sich - auch ökonomisch!. Online verfügbar unter <https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/klimaschutzinvestitionen-lohnen-sich.html>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.

Pietras, J. (2025): The EU's Path to Global Leadership in Decarbonisation. In: Hefe, P.; Lilkov, D.; Welle, K. (Hrsg.). Wilfried Martens Centre for European Studies, #FocusFuture, The 7Ds for Sustainability - Decarbonisation in Depth. S.94-100. Online verfügbar unter <https://www.martenscentre.eu/wp-content/uploads/2024/12/Decarbonisation.pdf>, zuletzt geprüft am 24.02.2025.

Schaefer, T. et al. (2024): Transformationspfade für das Industrieland Deutschland. Gutachten in Kooperation des Instituts der deutschen Wirtschaft mit der Boston Consulting Group und dem Bundesverband der deutschen Industrie. Online verfügbar unter https://assets.foleon.com/eu-central-1/de-uploads-7e3kk3/50809/2025_transformationspfade_lang_de.7fb1f7b111f4.pdf, zuletzt geprüft am 19.02.2025.

S&P Global Inc. (2025): Platts Hydrogen Assessments. Price Assessment. Online verfügbar unter <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/our-methodology/price-assessments/energy-transition/hydrogen-price-assessments>, zuletzt geprüft am 05.03.2025.

Thelen, C. et al. (2024): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess. Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.

Tiedemann, S., Stiewe, C., Kratzke, C., Hirth, L., Jentsch, M., Damm, N., Gerhardt, N., & Pape, C. (2024): Gebotszonteilung: Auswirkungen auf den Marktwert der Erneuerbaren Energien im Jahr, (Ariadne-Analyse), Potsdam: Potsdam Institute for Climate Impact Research, 49 p. Online verfügbar unter: <https://doi.org/10.48485/pik.2024.002>, zuletzt geprüft am 04.03.2025.

Umweltbundesamt (2025): Emissionsdaten 2024. Pressehintergrundinformationen. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11867/dokumente/emissionsdaten_2024_-_pressehintergrundinformationen.pdf, zuletzt geprüft am 14.03.2025.

Weiss, A. et al. (2024): Zukunftspfad Stromversorgung. Perspektiven zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energiewende in Deutschland bis 2035. Online verfügbar unter https://www.mckinsey.de/~media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2024/2024-01-17%20zukunftspfad%20stromversorgung/januar%202024_mckinsey_zukunftspfad%20stromversorgung.pdf, zuletzt geprüft am 19.02.2025.

Anhang

Tabelle A-1: Übersicht an aktuellen Studien mit Kostenangaben zur Erreichung der Ziele der Energiewende und entsprechenden Finanzierungsvorschlägen.

Studie	Annahme	Kosten	Finanzierungsvorschlag
Agora Energiewende (2024)	Lediglich der Hinweis: Bis 2045 muss der überwiegende Anteil der Kapitalgüter mindestens einmal erneuert werden.	<ul style="list-style-type: none"> • gesamte Klimaschutzinvestitionen von 11,3 Bio. Euro bis 2045 (540 Mrd. Euro pro Jahr) zur Erreichung der Klimaziele. 72 % Ohnehin-Kosten und 21 % durch Öffentliche Hand zu tragen • davon Investitionen in der Energiewirtschaft 884 Mrd. Euro (30 % Ohnehin und 14 % Öffentliche Hand) • Investitionen in Energieinfrastruktur 683 Mrd. Euro (19 % Ohnehin und 50 % Öffentliche Hand) 	<ul style="list-style-type: none"> • Diskussion zu einer umfangreichen Reform der Schuldenbremse notwendig, • evtl. Schaffung eines Sondervermögens, • Kommunale Investitionskraft stärken, • Handlungssicherheit herstellen, • privates Kapital mobilisieren, • CO₂-Bepreisung
BCG/BDI/IW (2024); Auftraggeber: BDI	<p>Strombedarf: 580 TWh 2025, 710 TWh 2030 und 870 TWh 2035;</p> <p>EE-Ausbau: bis 2030 215 GW PV, 30 GW Offshore, 115 GW Onshore;</p> <p>Kapazitäten: 60 GW Wasserstoff oder Biogaskraftwerke</p>	Energiewende ein Teil der Betrachtung. Insgesamt wird ein Bedarf an Investitionen von 1.430 Mrd. Euro von 2024 bis 2030 gesehen (davon 457 Mrd. Öffentliche Investitionen). Investitionen von 410 Mrd. Euro im Energiebereich. Davon entfallen 152 Mrd. Euro auf Stromnetze, 140 Mrd. Euro Wind, 67 Mrd. Euro PV, 31. Mrd. Euro gesicherte Leistung usw.	<ul style="list-style-type: none"> • Schuldenbremse sollte nicht abgeschafft oder aufgeweicht werden • Ausgaben konsequenter als bislang priorisieren und zudem Gelder effizienter einsetzen; grundlegende strukturelle Reformen notwendig • Sondervermögen unter bestimmten Voraussetzungen denkbar
Bundesrechnungshof (2024); Bericht nach § 99 BHO	<p>NEP (2037/45):</p> <p>Bruttostromverbrauch: 899 bis 1.053 TWh bis 2035 und 1.079 bis 1.303 TWh bis 2045</p> <p>EE-Ausbau: 638 bis 703 GW bis 2045; 2037: 554 GW bis 560 GW</p>	<ul style="list-style-type: none"> • mind. 463,7 Milliarden Euro bis 2045 für den Ausbau der Energienetze • 6,5 Mrd. jährlich an Netzengpassmanagement bis zunächst 2028 • Kostenschätzung gemäß Entwurf der BNetzA für NEP (2037/45) 	Keine Vorschläge
BDEW/EY (2024); Auftraggeber: BDEW	<p>Bruttostromverbrauch: 658 TWh bis 2030</p> <p>EE-Ausbau: 630 GW PV und Wind bis 2030</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 1.213,907 Mrd. Euro Investitionen bis 2035 zur Erreichung der Ziele der Energiewende (721 Mrd. Euro 2023 bis 2030, 493 Mrd. Euro 2031 bis 2035) • 49 % entfallen auf den Ausbau der Stromerzeugung; • 41 % auf den Ausbau der Energienetze 	<ul style="list-style-type: none"> • Durch Investitionen wird auch Bruttowertschöpfung angeregt (bis zu 52 Mrd. Euro pro Jahr), die zur Finanzierung beitragen kann • Mobilisierung von Kapital durch Abbau von regulatorischen Hindernissen und Verbesserung der Rahmenbedingungen
Thelen et al. (2024); Institution: Fraunhofer ISE	<p>Strombedarf: 670 bis 789 TWh im Jahr 2030</p> <p>EE-Ausbau: PV 450 GW bis 2045, Wind Onshore 160 bis 260 GW bis 2045, Wind Offshore: 80-100 GW bis 2045</p> <p>Kapazitäten: 99 GW bis 116 GW Gas- und Wasserstoffkraftwerke</p>	Betrachtung von vier Szenarien zur Erreichung eines klimaneutralen Energiesystems: <ul style="list-style-type: none"> • Technologieoffen (1.092 Mrd. Euro bis 2045), Effizienz (462 Mrd. Euro), Beharrung (rund 1.680 Mrd. Euro) und Robust (rund 1.470 Mrd. Euro) 	(1) regionale Potenziale müssen besser genutzt werden, (2) Effizienzsteigerungen tragen zur Finanzierung bei, (3) geeignete Rahmenbedingungen für Investitionen müssen geschaffen werden, (4) Internationale Kooperation ausbauen

Studie	Annahme	Kosten	Finanzierungsvorschlag
Weiss et al. (2024); Institution: McKinsey & Company	Strombedarf: 780 TWh im Jahr 2035 EE-Ausbau: Osterpaket: von 2021 148 GW auf 506 GW in 2035 (309 PV, 40 Offshore, 157 GW Onshore) Alternativ von 148 GW auf 350 GW in 2035 Kapazitäten: Gaskraftwerkszubau: 9 GW bis 2035 gemäß Osterpaket oder 50 GW im Alternativszenario	Kosten bis 2035: ● Osterpaket: 30-50 Mrd. Euro Ausbau disponibler Kapazitäten, 120-160 Mrd. Euro Netzausbau, 250 Mrd. Euro Ausbau Übertragungsnetze, 300-400 Mrd. Euro Ausbau erneuerbarer Energien ● Alternativpfad: 60-80 Mrd. Euro disponibler Kapazitäten, 80-120 Mrd. Euro Netzausbau, 220 Mrd. Euro Ausbau Übertragungsnetze, 200-300 Mrd. Euro Ausbau Erneuerbare Energien; gemäß Weiss et al. (2025) können auch 450-550 Mrd. Euro ausreichen	Nur Hinweis, dass steigende Strompreise die Akzeptanz der Energiewende gefährden (Haushalte) und die internationale Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigen (Unternehmen)
BDEW/Deloitte/VKU (2024)	BDEW/EY (2024)	721 Mrd. Euro bis 2030 gemäß BDEW und EY (2024)	Bund und Länder geben Garantien und Ausfallbürgschaften, um Investitionen institutioneller Investoren in den Energiewende-Fonds (EWF) zu fördern. Der EWF investiert in Energieunternehmen und Projektgesellschaften. Energieunternehmen und Projektgesellschaften nehmen zusätzliche Mittel bei Banken auf, um anschließend Investitionen in die Energiewende durchzuführen
BCG (2021); Auftraggeber: BDI	Stromnachfrage: 990 TWh im Jahr 2045 Ausbau EE: von 110 GW (2021) auf 480 GW Wind und PV im Jahr 2045 Kapazitäten: 88 GW H ₂ Kraftwerke (240 TWh H ₂ Nachfrage insgesamt 2045); 305 TWh bis 2045 Power to Liquid (PtL)	Investitionen von 860 Mrd. Euro für Klimaschutzmaßnahmen 2021 bis 2030 . Davon entfallen 415 Mrd. Euro auf die Energiewirtschaft. 300 Mrd. Euro von 860 Mrd. Euro bereits ausgelöst	Dreieck zwischen CO ₂ -Bepreisung, Ordnungsrecht und Förderung. Fazit: Die Mehrkostenlücke zwischen erneuerbaren und fossilen Investitionen muss geschlossen werden Finanzierung der staatlichen Investitionen durch Einsparungen im Bundeshaushalt, Abgaben, Steuern oder Schulden
Bauer- mann/Kaczmarczyk/Krebs (2024); Kaczmarczyk/Krebs (2025); Institution: Hans-Böckler-Stiftung / IMK	NEP 2037/2045	Nur Betrachtung der Stromnetze. Bedarfe des Ausbaus bis 2045 von 651 Mrd. Euro (328 Mrd. Euro Übertragungsnetzbetreiber, 323 Mrd. Euro Verteilnetzebene)	● Öffentliches Eigenkapital (ÖÖP): Der Netzausbau wird durch eine Ausweitung der Eigenkapitalbasis der Netzbetreiber mit öffentlichem Kapital und eine zusätzliche Aufnahme von Fremdkapital finanziert (am kostengünstigsten) (Netzentgelte steigen um 1,7 ct/kWh) ● privates Eigenkapital wesentlich teurer: das benötigte Kapital wird von privaten Investoren bereitgestellt (Netzentgelte steigen um 3 ct/kWh) ● vollständige Finanzierung über Netzentgelte (Netzentgelte steigen um 7 ct/kWh)
Otto et al. (2024); Institution: PwC Deutschland	Strombedarf: rund 880 TWh im Jahr 2045	● Gesamtkosten für eine emissionsneutrale Energieversorgung bis 2045 etwa 13,2 Billionen Euro (Investitionen von 5,3 Bio. Euro und Energiekosten von 7,9 Bio. Euro) ● Kosten bei Weiterwiebisher-Szenario bis 2045 13,3 Bio. Euro (Investitionen von 3,9 Bio. Euro und 9,4 Bio. Euro Energiekosten)	(1) Geeignete, klare und verlässliche politische Rahmenbedingungen entwickeln, (2) Kapitalgeber für die Energiewirtschaft aufbauen (z.B. staatlicher Anker-Kreditgeber für mehr Investitionen), (3) Zinsgünstige und/oder zinsfreie Kredite bereitstellen, (4) Wirtschaftlichkeit von Technologien gezielt fördern, (5) Investitionsbereitschaft durch Bürgschaften stärken

Studie	Annahme	Kosten	Finanzierungsvorschlag
Höfer et al. (2022); Institution: enervis energy advisors im Auftrag von ZUKUNFT GAS	Peak Load: 98GW (2030) und 104GW (2050) EE-Ausbau: 2030 (215GW PV, 115GW Onshore, 30GW Offshore, 8,4GW Biomasse) und 2050 (400GW PV, 160GW Onshore, 70GW Offshore, 9,7GW Biomasse)	Nicht zutreffend	<ul style="list-style-type: none"> • Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarkts am besten (Ausschreibung der kompletten gesicherten Leistung in Kombination mit Technologieoffenheit) • selektiver Kapazitätsmarkt am zweitbesten, danach dezentrale Leistungsverpflichtung und strategische Reserve
Dena (2024)	bis 2030 rund 192 TWh erneuerbarer Strom durch PPAs abgedeckt (2023: 3,6GW)	Nicht zutreffend	Power Purchase Agreements (PPAs): direkte, langfristige Stromlieferverträge zwischen zwei Parteien
Frondel (2024)	Ausbauziele EE gemäß Ministerien: Windkraft Offshore (Ausbau von 8,1 GW 2022 auf 30 GW 2030) Windkraft Onshore (Ausbau von 58,1 GW 2022 auf 115 GW 2030) PV (Ausbau von 67,4 GW 2022 auf 215 GW 2030)	rund 600 Mrd. Euro für den Ausbau der erneuerbaren Energien (ohne Endjahresangabe)	Kostendisziplin beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, z.B. technologieoffene Ausschreibungen im Bereich erneuerbare Energien durch Bundesnetzagentur

Quelle: Eigene Darstellung.

Tabelle A-2: Schematische Darstellung der Quellen zur Finanzierung von Investitionen in die Energiewende und Anmerkungen der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring.

	Handlungsbereich	Beschreibung und Studie	Anmerkungen	
Finanzierung der Investitionen	Rahmenbedingungen / Regulatorik	Handlungssicherheit und ein positives Investitionsklima herstellen (z.B. Agora Energiewende, 2024)	Die Herstellung verlässlicher Rahmenbedingungen ist notwendig	
		Reform Finanzbeziehung Bund/Länder/Kommunen, um z.B. Investitionen finanzschwacher Kommunen zu ermöglichen (Agora Energiewende, 2024)		
		Abbau regulatorischer Hindernisse (z.B. BDEW/EY, 2024)	Regulatorische Hemmnisse müssen angegangen werden	
	Marktdesign	Schaffung eines Kapazitätsmarkts (z.B. Höfer et al., 2022)		Marktkonformität notwendig
		Finanzmarktregulierung: z.B. die Förderung der Verbriefungen von Krediten zur Dekarbonisierung zur Finanzierung der Transformation der KMU (Demary/Neligan, 2025, 103) oder Förderung Grüner Anleihen für klimafreundliche Projekte (Pietras, 2025, 98)		
		Mehr PPAs ermöglichen (dena, 2024)		
		Ermöglichung der besseren Ausnutzung regionaler Potenziale für erneuerbare Energien durch Infrastrukturausbau (Thelen et al., 2024), da so der an günstigen Standorten erzeugte Strom besser zu den Verbrauchern gelangen kann		
		Entwicklung eines globalen Marktes für nachhaltige Energieträger sowie Kooperationen mit Exportländern (Thelen et al., 2024)		
		Beteiligung über Netzentgelte (vgl. Kaczmarczyk/Krebs, 2025)		
		CO ₂ -Bepreisung (z.B. Agora Energiewende, 2024)		u.A. in EEM (2024) bereits gefordert
	Staat hebt private Investitionen	Reform Schuldenbremse (z.B. Agora Energiewende, 2024)		<ul style="list-style-type: none"> - Erkennt an, dass staatliche Mittel knapp sind - Konformität mit europäischen Schuldenregeln (Gesetze können geändert werden)
		Staatliche Mittel zur Förderung (weiterer) privater Investitionen bereitstellen, z.B. staatlicher Anker-Investor oder zinsgünstige Kredite (z.B. Otto et al., 2024)		Investitionen in die Energiewende sollten langfristig auch ohne staatliche Förderung eine Perspektive haben
		Schaffung eines Energiewende-Fonds (EWF; BDEW/Deloitte/VKU, 2024)		
	Staat als Investor	Staat als Investor ermöglicht die niedrigsten Netzentgelte für Verbraucher (Kaczmarczyk/Krebs, 2025)		
		Reform Schuldenbremse		Siehe oben
		ggf. Sondervermögen (z.B. BCG/BDI/IW, 2024)		<ul style="list-style-type: none"> - Wenn möglich, sollte eine Beteiligung von Privatkapital angestrebt werden - Gefahr des Aufbaus von weiteren „Schattenhaushalten“
		Priorisierung von Ausgaben, Reformen (z.B. BCG/BDI/IW, 2024)		Herausforderungen für den Staat sind enorm. Daher muss effizient und verantwortungsvoll mit knappen Mitteln umgegangen werden.
		Effizienz bei Ausgaben (z.B. Frondel, 2024)		

Quelle: Eigene Darstellung.