

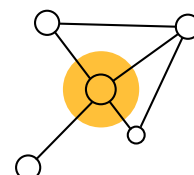
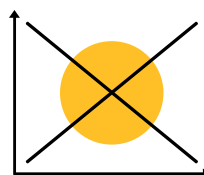
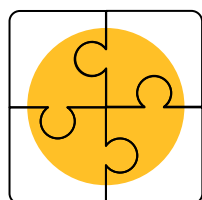
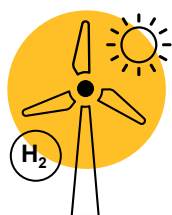
[GUTACHTEN]

Energiewende. Effizient. Machen.

Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode

Im Auftrag von:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE)

September 2025



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

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

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

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

Gesamtverantwortlich:

Dr. Lisa Just
Philipp Artur Kienscherf
Dr.- Ing. Ann-Kathrin Klaas
Nils Namockel
Dr. Philip Schnaars

Unter Mitarbeit von:

Amir Ashour Novirdoust
Berit Czock
Michael Diehl
Polina Emelianova
Julian Keutz
Felix Schäfer
Carina Schmidt
Erik Schrader
Stephan Terhorst
Pia Hoffmann-Willers
David Wohlleben

BET Consulting GmbH

Krausenstraße 8
10117 Berlin

Tel.: +49 (0)241 470620

<https://www.bet-consulting.de>

Gesamtverantwortlich:

Dr. Alexander Kox
Ralph Kremp
Dr. Sören Patzack
Dominic Nailis
Heinz-Werner Hölscher
Jakob Grohs
Stefan Mischinger
Leon Bücher

Unter Mitarbeit von:

Sebastian Goertz
Laurence Hüsken
Johannes Kempen
Dr. Denis vom Stein
Lukas Wammes
Luca Zeichner
Lennart Zschunke

Bitte zitieren als

EWI & BET (2025): Energiewende. Effizient. Machen. - Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

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

Inhalt

1	Executive Summary	8
1.1	Einleitung	8
1.2	Das Wesentliche in Kürze	10
1.3	Ergebnisse in den Themenfeldern und Handlungsfeldern	11
1.3.1	Ergebnisse der Bestandsaufnahme in den sechs Themenfeldern	11
1.3.2	Handlungsfelder und -optionen.....	18
1.4	Fazit und Ausblick	21
2	Einleitung und Aufgabenstellung.....	22
3	Methodische und begriffliche Vorbemerkungen.....	25
3.1	Methodik.....	25
3.2	Terminologie	26
4	Bestandsaufnahme.....	29
4.1	Analyse des zu erwartenden Strombedarfs	31
4.1.1	Analyse des möglichen Bruttostromverbrauchs.....	32
4.1.2	Einordnung der Szenarien	47
4.1.3	Zwischenfazit Bruttostromverbrauch	54
4.2	Analyse des Stands des Ausbaus der erneuerbaren Energien.....	57
4.2.1	Analyse der installierten Leistungen.....	57
4.2.2	Analyse der Erzeugung.....	62
4.2.3	Mögliche Ineffizienzen bei Technologiewahl, Markt- und Netzintegration.....	66
4.2.4	Zwischenfazit Erneuerbare Energien	70
4.3	Analyse des Stands des Übertragungsnetzausbaus.....	72
4.3.1	Aktueller Fortschritt des Übertragungsnetzausbaus	72
4.3.2	Wesentliche Hemmnisse für einen zeitgerechten Netzausbau	75
4.3.3	Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz	81
4.3.4	Diskussion der Offshore-Optimierung als Lösungsansatz zur Optimierung der Netzausbedarfe.....	84

4.3.5	Zwischenfazit Übertragungsnetzausbau	87
4.4	Analyse zum Stand des Stromverteilnetzausbaus	89
4.4.1	Netzausbaubedarfe im Stromverteilnetz	89
4.4.2	Diskussion von Ineffizienzen und mögliche Effizienzpotenziale	99
4.4.3	Zwischenfazit Verteilnetzausbau	109
4.5	Analyse des Stands des Wasserstoffhochlaufs inkl. Wasserstoffnetz	111
4.5.1	Wasserstoffbedarf	111
4.5.2	Wasserstoffbereitstellung	119
4.5.3	Wasserstoffinfrastruktur	122
4.5.4	Wasserstoffkosten und Preisbildung	126
4.5.5	Wasserstoffderivate	131
4.5.6	Zwischenfazit Wasserstoffhochlauf	135
4.6	Analyse des Stands der Versorgungssicherheit	137
4.6.1	Übersicht Monitoring- und Planungsprozesse	137
4.6.2	Marktseitige Versorgungssicherheit	139
4.6.3	Netzseitige Versorgungssicherheit	147
4.6.4	Systemstabilität	151
4.6.5	Zwischenfazit Versorgungssicherheit	154
4.7	Analyse des Smart-Meter-Rollouts und der Digitalisierung der Energiewende	156
4.7.1	Historie und Prognosen	156
4.7.2	Systemischer Nutzen	159
4.7.3	Technik	160
4.7.4	IT-Systeme und Prozesse	163
4.7.5	Akzeptanz beim Endkunden	165
4.7.6	IT-Sicherheit für ein resilientes Energiesystem	166
4.7.7	Regulatorischer Rahmen und Anreize	166
4.7.8	Zwischenfazit Smart-Meter-Rollout und Digitalisierung	169
5	Voraussetzungen für eine kosteneffiziente Systemplanung	171
5.1	Ausgangslage	171
5.1.1	Exkurs: Szenarien	172
5.1.2	Exkurs: Kosten	173

5.1.3	Folgen und Erkenntnisse	173
5.2	Relevanz politisch zu treffender Entscheidungen	174
5.2.1	Entscheidungsbedarf bei Abwägungsfragen im politischen Raum	174
5.3	Weiterentwicklung der SES zur „SES 2.0“	174
5.3.1	Elemente der Weiterentwicklung	175
5.3.2	Nutzen einer systemischen Betrachtung	176
5.4	Zwischenfazit	177
6	Handlungsoptionen	178
6.1	Räumliche Koordination verbessern	180
6.1.1	Zubau von EE-Anlagen räumlich steuern	180
6.1.2	Zubau von Stromspeichern räumlich steuern	182
6.1.3	Zubau von Elektrolyseuren räumlich steuern	184
6.2	Flexibilitäten systemdienlich betreiben	185
6.2.1	Gewerbliche Flexibilitäten systemdienlich integrieren	189
6.2.2	Elektrolyseure systemdienlich betreiben.....	190
6.2.3	Haushaltsnahe Flexibilitäten systemdienlich integrieren	191
6.3	Netze bedarfsgerecht planen	193
6.3.1	Langfristigen Offshore Netzausbaubedarf und -hochlauf prüfen	194
6.3.2	Effizienz der Offshore-Anbindung erhöhen	195
6.3.3	Verhältnis von EE und Netzkapazität erhöhen.....	197
6.3.4	Nutzung der Einsparungspotenziale von Freileitungen erwägen	199
6.3.5	Netzdienliche Flexibilitäten und betriebliche Freiheitsgrade angemessen in der Planung berücksichtigen	201
6.4	Erforderlichen Netzausbau ermöglichen	202
6.4.1	Genehmigungsprozesse langfristig erleichtern	203
6.4.2	Novelle des BBPIG entscheiden.....	204
6.4.3	Lieferketten und Kooperation zwischen den Netzbetreibern stärken	206
6.4.4	Verstetigung des Netzausbaus prüfen	207
6.4.5	Finanzielle Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber sicherstellen	209
6.5	Anreizinstrumente effizient gestalten	210
6.5.1	PV-Technologiemix kosteneffizient ausgestalten	210
6.5.2	Marktintegration von PV-Aufdach- und PV-Freiflächenanlagen verbessern ...	211

6.5.3	Marktintegration von Wind an Land verbessern	213
6.5.4	Marktintegration von Biomasse verbessern	214
6.5.5	Kosten der erneuerbaren Wasserstoffbereitstellung senken.....	215
6.5.6	Hochlauf der Wasserstoffnachfrage steuern	216
6.6	Versorgungssicherheit gewährleisten	218
6.6.1	Einführung eines Kapazitätsmechanismus.....	218
6.6.2	Hochlauf von Wasserstoffspeichern steuern	221
6.7	Digitalisierung beschleunigen	223
6.7.1	Systemischen Nutzen erhöhen.....	223
6.7.2	Anreize für Messstellenbetreiber richtig austarieren	225
6.7.3	Komplexität des Rollouts reduzieren	227
6.7.4	Rollout-Prozesse deutschlandweit standardisieren	228
7	Weiterführende Diskussion.....	231
	Literaturverzeichnis	233
	Abkürzungsverzeichnis.....	247
	Abbildungsverzeichnis	251
	Tabellenverzeichnis.....	254
	Anhang.....	255
A.1	Durchgeführte Gespräche	255
A.2	Anhang zum Themenfeld Netze.....	256

1 Executive Summary

1.1 Einleitung

Der Koalitionsvertrag zur 21. Legislatur sieht ein „Monitoring der Energiewende“ vor, in dessen Rahmen sechs Themenfelder zu untersuchen sind. Diese sind:

- der zu erwartende Strombedarf,
- der Stand der Versorgungssicherheit,
- der Stand des Netzausbaus,
- der Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien,
- der Stand der Digitalisierung und
- der Stand des Wasserstoffhochlaufs.

Mit dieser Untersuchung wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) (im Folgenden AG) die BET Consulting GmbH (BET) sowie das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) als Unterauftragnehmer (gemeinsam AN) über den Rahmenvertrag der Abteilung III beauftragt. Das vorliegende Gutachten dokumentiert die Arbeiten und Ergebnisse.

Neben der thematischen Fokussierung gibt der Koalitionsvertrag einen engen Zeitplan vor. Die Arbeiten wurden infolgedessen zwischen dem Datum der Auftragserteilung am 26.06.2025 und der Abgabe des Endberichtes am 11.09.2025 durchgeführt.

Umsetzung und Methodik

Aufgrund der zeitlichen und inhaltlichen Vorgaben aus der Leistungsbeschreibung mussten in der Herangehensweise und Methodik der Fokus auf ausgewählte Aspekte gelegt werden.

Methodisch wurde in Form einer Metaanalyse weitestgehend auf vorhandene Studien und Berichte und öffentlich verfügbare Informationen zurückgegriffen. Darüber hinaus wurden auf Anfrage der AN ergänzende Informationen durch den AG, die Bundesnetzagentur (BNetzA) sowie die Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt. Die Analyse dieser Quellen wird in Teilen ergänzt um eigene Auswertungen und Fachgespräche mit Beratungsgremien der Bundesregierung und Stakeholdern aus Industrie, Verbänden und Nicht-Regierungsorganisationen (vgl. Anhang A.1). Allerdings wurden keine umfangreichen eigenen Berechnungen (Wirtschaftlichkeitsberechnungen, Netzmodellierungen, Strommarktmodell-Rechnungen, Preisberechnungen, etc.) durchgeführt.

Der Fokus des Gutachtens besteht aus den sechs oben genannten Themenfeldern. Dies führt dazu, dass nicht sämtliche für das Energiesystem relevanten bzw. energiepolitisch aktuell diskutierten Fragestellungen im Rahmen dieses Gutachtens aufgegriffen wurden. Ein Ansatz, der die Energiewirtschaft insgesamt betrachtet, war nicht Gegenstand des Auftrags.

Ausgehend von der Bestandsaufnahme werden gemäß der Leistungsbeschreibung Handlungsoptionen formuliert, die bei der Umsetzung von Maßnahmen zur Erreichung nationaler und

europäischer Klimaziele die zu erwartenden Kosten dämpfen und gleichzeitig Versorgungssicherheit gewährleisten können. Dabei zeigt sich, dass sich viele der erarbeiteten Handlungsoptionen nicht eindeutig einem der sechs Themenfelder zuordnen lassen, sondern mehrere Bereiche betreffen oder darüber hinaus reichen.

Die Arbeiten an diesem Gutachten wurden unabhängig erstellt. Über die Literaturanalyse hinaus fand ein Austausch mit verschiedenen Stakeholdern statt, in dem Zwischenergebnisse mündlich präsentiert und diskutiert wurden. Es erfolgte keine darüberhinausgehende Einflussnahme auf das vorliegende Gutachten.

Grundlagen

Zum besseren Verständnis des Gutachtens ist eine einheitliche Definition von Begriffen und Zusammenhängen von Bedeutung. Diese werden hier beschrieben.

Es wird auf verschiedene Szenarien-Typen Bezug genommen, die in der Studienlandschaft nebeneinander existieren. Kurz gefasst sind dies einerseits

- **normativ klimazielerreichende Szenarien**, bei deren Ausgestaltung die Erreichung des Klimaschutzzieles¹ als Bedingung vorgegeben ist, und andererseits
- **explorative (Trend-)Szenarien**, die die Auswirkung bestimmter Randbedingungen auf zukünftige Entwicklungen abbilden und nicht zwingend die Klimaziele erreichen (vgl. Kapitel 3.2).

Eine Diskrepanz zwischen normativ klimazielerreichenden Szenarien und explorativen Trendszenarien kann zum Ausdruck bringen, ob und wie sehr die bisherigen Bemühungen und Maßnahmen auf Grund empirischer Beobachtung ausreichen, um die Zielpfade zu erreichen. Eine Abweichung ist in der Regel ein Indiz für die Notwendigkeit des Gegensteuerns bzw. die drohende Zielverfehlung bei Unterlassung.

Die in der Leistungsbeschreibung adressierte Ausrichtung der Energiepolitik soll sich an den Zielen des Energiewirtschaftlichen Zieldreiecks orientieren. Dessen drei Dimensionen stehen im Grundsatz gleichwertig nebeneinander, unterscheiden sich aber dennoch in ihrer methodischen Bedeutung: Die Treibhausgasneutralität wird durch nationale und internationale Gesetze und Verträge kodifiziert. Sowohl der Koalitionsvertrag als auch daraus abgeleitet die Leistungsbeschreibung dieses Gutachtens referenzieren darauf. Über Art 20a des Grundgesetzes erlangt sie zudem Verfassungsrang. Das Erreichen der Treibhausgasneutralität entfaltet damit den Charakter einer Bedingung. Preisgünstigkeit und Versorgungssicherheit sind vom methodischen Umgang her Zielgrößen zur Einordnung energiepolitischer Maßnahmen.

Politischer Entscheidungsbedarf

Verschiedene Wege können zum Ziel führen: Eine Energiepolitik, die den bestehenden Vorgaben zur Treibhausgasneutralität genügt, kann durch unterschiedliche Entscheidungen umgesetzt werden. Diese verschiedenen Ausprägungen können sich hinsichtlich ihrer Wirkung auf das energiepolitische Zieldreieck unterscheiden. Auch in anderen Eigenschaften, beispielsweise Veränderungsgeschwindigkeit, finanzielle Belastung für bestimmte Verbrauchergruppen, oder

¹ Über die untersuchten normativen Studien hinweg ist dies insbesondere das Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045. Weitere Klimaschutzziele werden in der Studienlandschaft nicht einheitlich vorgegeben. Somit sind nicht alle normativen Szenarien zielerreichend in Bezug auf alle Ziele.

Flächenverbrauch, können sich diese unterscheiden. Die Abwägung dieser Eigenschaften ist mangels eines objektiven Kriteriengerüsts durch wissenschaftliche Analysen nicht zu leisten, sondern nur zu unterstützen. Sie ist Gegenstand politischer Entscheidungen.

1.2 Das Wesentliche in Kürze

Im folgenden Abschnitt werden zentrale Erkenntnisse zusammengefasst. Eine ausführlichere Darstellung der Analyse-Ergebnisse und der Handlungsoptionen folgt in Abschnitt 1.3.

- Zwischen den sechs Themenfeldern und über diese hinaus in andere Bereiche der Energiewirtschaft bestehen zahlreiche starke Interdependenzen.
- Ein ganzheitlicher Ansatz, der die systemischen Interdependenzen aufgreift und über die Themenfelder hinaus reicht, ist zur umfassenden Beurteilung energiepolitischer Maßnahmen notwendig.
- Im Grundsatz bietet die Systementwicklungsstrategie (SES)² einen solchen Ansatz. Dieser sollte zu einer „SES 2.0“ weiterentwickelt werden. Eine höhere Verbindlichkeit, eine Durchgängigkeit bis auf die lokale Planungsebene sowie die konsistente Ermittlung von Systemkosten für die jeweiligen Entwicklungspfade des Energiesystems sollten dabei zentrale Instrumente sein.
- Der Aspekt der Kosteneffizienz wird in vielen Studien nur unzureichend berücksichtigt. Sie sollte u. a. über einen ganzheitlichen Ansatz stärkere Berücksichtigung in politischen Entscheidungen finden.
- Die betrachteten normativ-klimazielerreichenden Szenarien weichen von aktuellen Entwicklungen, insbes. der Strom- und Wasserstoffnachfrage ab. Untersuchte explorative Szenarien verfehlen überwiegend das Klimaschutzziel. Diese Diskrepanz zeigt die Notwendigkeit zusätzlicher Maßnahmen, um das Klimaziel zu erreichen.
- Sowohl in den untersuchten normativen als auch explorativen Szenarien steigt die Stromnachfrage robust an. Es besteht Unsicherheit im Niveau und der Geschwindigkeit.
- Der Energiewirtschaft vorgelagerte Wertschöpfungsstufen und Lieferketten für die Umsetzung von Ausbauzielen müssen für eine umfassende Bewertung stärker berücksichtigt werden.
- Systemkosten können primär durch ein systemdienliches Zusammenspiel von steuerbaren Kraftwerken, erneuerbaren Energien (EE), Flexibilitäten (bspw. Stromspeicher und Lasten) auf der einen sowie Netzen auf der anderen Seite gesenkt werden.
- Eine kombinierte Nutzung von markt- und netzdienlichen Flexibilitäten auf der Einspeise- und der Nachfrageseite kann zur Verringerung der Netzausbaubedarfe sowie Steigerung der netzseitigen Versorgungssicherheit, der Systemstabilität und der Reduzierung der Systemkosten beitragen.
- Der Ausbau der erneuerbaren Energieanlagen ist weiterhin in hohem Umfang notwendig, um die Klimaziele zu erreichen.

² Vgl. zur SES auch Kap. 5.3

- Netzausbau im Transport- und Verteilnetz ist weiter zwingend erforderlich, um ein Nachfragewachstum und die weiterhin erforderliche Netzintegration der EE im Zuge des Ausbaus zu ermöglichen.
- Mit einer optimierten Nutzung bestehender Kapazitäten im Netz und am Netzverknüpfungspunkt, sowie von netzdienlichem Flexibilitätseinsatz und durch Effizienzpotenziale in Planung, Bau und Betrieb können die Systemkosten deutlich gesenkt werden.
- Wasserstoffnutzung im Industrie- und Energiesektor wird in allen Szenarien als ein wesentlicher Aspekt zum Erreichen der Treibhausgasneutralität dargestellt. Die Bereitstellungskosten - besonders für erneuerbaren Wasserstoff - liegen deutlich über der aktuellen Zahlungsbereitschaft.
- Ein Ausbau von gesicherter Leistung sowie eine Erhöhung von Flexibilitäten bei Einspeisern und Entnahmen (u. a. Stromspeichern) bleibt unabhängig von der Nachfrageentwicklung zentral und ist zur Aufrechterhaltung des definierten Versorgungssicherheitsstandards erforderlich.
- Digitalisierung und Innovation schaffen die erforderlichen Grundlagen dafür, durch optimierte Planung und Betrieb der interdependenten Elemente Systemkosten deutlich reduzieren und somit einen resultierenden Anstieg der Kosten abmildern zu können.
- Der Rollout intelligenter Messsysteme als Basis für die Digitalisierung hat in der jüngeren Vergangenheit an Dynamik gewonnen. Es wären jedoch weitere Maßnahmen zur Beschleunigung und Kostenreduktion erforderlich.
- Dieses Gutachten identifiziert zentrale politische Handlungsbedarfe bzw. Handlungsoptionen sowie wesentliche Analyselücken. Die Bewertung relevanter Aspekte wie Preisgünstigkeit und Bezahlbarkeit für Endverbraucher, mikro- und makroökonomische Investitionsbedingungen und Finanzierbarkeit, regulatorische Komplexität sowie Unsicherheiten erfordert weiterführende Analysen und sollte verstärkt Eingang in energiepolitische Überlegungen finden.

1.3 Ergebnisse in den Themenfeldern und Handlungsfeldern

Die ausführlichere Darstellung der Ergebnisse beginnt mit den Ergebnissen der Analyse der sechs Themenfelder. Daraus wurden Handlungsoptionen in thematisch zusammenhängenden Handlungsfeldern abgeleitet, die in einem darauffolgenden Abschnitt zusammengefasst werden.

1.3.1 Ergebnisse der Bestandsaufnahme in den sechs Themenfeldern

Analyse des zu erwartenden Strombedarfs

- In den Szenarien, die von einer Erreichung der Klimaziele ausgehen, wird ein starker Anstieg des Strombedarfs projiziert. Die untersuchten explorativen Szenarien gehen von einem moderateren Anstieg der Stromnachfrage aus, dabei kommt es aber zur Verfehlung der Klimaziele. Die Entwicklung des Strombedarfs hängt wesentlich von zu treffenden klima- und industriepolitischen Entscheidungen ab.

- Die Unterschiede zwischen normativen Szenarien und explorativen Szenarien wachsen langfristig an.
- Eine Spannbreite von 600-700 TWh wird im Jahr 2030 sowohl von den explorativen Szenarien für erreichbar als auch von einigen normativen Szenarien als kompatibel mit der Zielerreichung identifiziert.
- Studien, die von einem vollständigen Erhalt der gegenwärtigen Industriestruktur ausgehen, errechnen im Durchschnitt einen höheren Strombedarf.
- Abhängig von der Importquote kann sich die Nutzung von Wasserstoff über die Elektrolyse mittelbar stark auf den Strombedarf auswirken. Hier besteht eine große Spannbreite in den Szenarien. Die Abwägung zwischen heimischer Produktion und Importen hat dabei eine politische Perspektive.
- Nahezu alle untersuchten Studien betrachten die Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs in den Sektoren Gebäude und Verkehr als die wesentliche Dekarbonisierungsoption.
- Die Stromnachfrage aus Fernwärme und Rechenzentren unterliegt sowohl kurz- als auch langfristig großen Unsicherheiten.
- Der genehmigte Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045 (Version 2025) plant für 2037 in den Sektoren Industrie, Gebäude, Verkehr und Fernwärme mit Stromverbräuchen innerhalb des Korridors, der durch normative und explorative Szenarien aufgespannt wird. Im Bereich Elektrolyse und Rechenzentren (jeweils ca. +50 TWh) liegt der NEP oberhalb dieses Korridors.
- Der größte Teil der untersuchten normativen Szenarien basiert auf zentralen Energie- (bzw. oft Strom-)Systemoptimierungen, die mikro- und makroökonomische Umsetzungsvoraussetzungen vernachlässigen.
- Insbesondere berücksichtigen die meisten untersuchten normativen Szenarien nicht in ausreichendem Maße die Zahlungsbereitschaft und -fähigkeit der Nachfrageseite.

Analyse des Stands des Ausbaus der erneuerbaren Energien

- PV dürfte gemäß der untersuchten Szenarien das EEG-Ziel für 2030 von 215 GW erreichen, bei keinen grundlegenden Änderungen in den Umsetzungsvoraussetzungen wie Flächenverfügbarkeit oder wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. In den letzten Monaten ist festzustellen, dass sich die Zubaudynamik im Segment der Aufdachanlagen abschwächt. Dies könnte auch negative Effekte auf die Zielerreichung bis 2030 haben, wenn sich dies fortsetzt und nicht anderweitig kompensiert wird.
- Im Fall von Wind an Land gehen die vorhandenen explorativen Szenarien nicht davon aus, dass das EEG-Ziel von 115 GW bis 2030 erreicht werden. Es ist jedoch angesichts aktuell beobachteter Genehmigungslage möglich, dass zumindest die Zubauzahlen auf die gesetzlichen Ziele einschwenken.
- Wind auf See dürfte basierend auf aktuellen Informationen die gesetzlichen Ziele von 30 GW für 2030 aufgrund netzbedingter Verzögerungen erst im Jahr 2032 erreichen. Hinzu können Verzögerungen durch mangelnde Bezuschlagung ausgeschriebener Leistung kommen.

- Die installierte Leistung von Kraftwerken zur Verstromung von Biomasse dürfte bis zum Jahr 2030 nahezu konstant bleiben, damit das gesetzliche Ziel für dieses Jahr von 8,4 GW erreichen und anschließend auch aufgrund bereits beschlossener gesetzlicher Änderungen abnehmen.
- Das gesetzliche Ziel von mindestens 80 % erneuerbarer Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 scheint erreichbar. Dies ergibt sich vor dem Hintergrund der erwarteten geringeren Höhe des Bruttostromverbrauchs trotz der erwarteten Zielverfehlungen bei den Kapazitäten von Wind an Land und Wind auf See. Die Erreichung des EE-Strommengenziels hängt stark von den tatsächlichen Wetterbedingungen und Abregelungen ab. So resultiert aus der Kombination der Bandbreite der Anlagenauslastung und des als robusten Korridor identifizierten Bruttostromverbrauchs eine Spanne zwischen 62 % und 97 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch für das Jahr 2030.
- Der Zubau erneuerbarer Energien hängt maßgeblich von teils spezifischen gesetzlichen Vorgaben ab, dessen Festlegung wiederum von Prämissen abhängt, beispielsweise zum Bruttostromverbrauch oder der personellen, finanziellen, technischen und materiellen Leistungsfähigkeit von Netzbetreibern.
- Selbst bei unterstellter geringerer Geschwindigkeit des Anstiegs des Brutto-Stromverbrauchs bleibt ein hohes Tempo beim Ausbau der Erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren zur Erreichung klimapolitischer Ziele notwendig.
- Bei der Technologiewahl sowie der Markt- und Netzintegration ist Potenzial zur Steigerung der Kosteneffizienz vorhanden.

Analyse des Stands des Übertragungsnetzausbaus

- Während es in der Vergangenheit zu diversen Verzögerungen kam, sieht der aktuell erwartete Ausbau des landseitigen Übertragungsnetzes deutliche Fortschritte bis 2030 vor. Hierdurch werden voraussichtlich die erforderlichen Transportkapazitäten geschaffen, um den geplanten EE-Ausbau bis 2030 zu ermöglichen.
- Eine Anpassung der Zeitpläne einiger Offshore-Netzanbindungssysteme aufgrund von Lieferkettenproblemen sowie einer erforderlichen Umtrassierung für das Artillerieschießgebiet Nordsee führt zu einer Verzögerung und Verfehlung des 30 GW Offshore-Ziels für 2030.
- Die Aufnahme der neu im Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045 (Version 2023) bestätigten Maßnahmen in das Bundesbedarfsplangesetz (BBPLG) steht noch aus. Eine ausbleibende BBPLG-Novelle kann zu einem „Fadenriss“ bei den Genehmigungen der Netzausbaumaßnahmen führen.
- Herausforderungen bei Beschaffung und Bau gewinnen mit der fortschreitenden Genehmigung vieler Projekte an Bedeutung. Im Bereich der Planung & Genehmigung wurde für die nächsten Jahre seitens der Stakeholder eine Entspannung kommuniziert. Voraussetzung hierfür wäre, dass die RED III Richtlinie mit ausreichenden und rechtssicheren Vereinfachungen in nationales Recht umgesetzt wird.
- Angespannte Lieferketten haben zu signifikanten Preisanstiegen und voraussichtlichen Kostensteigerungen für die Umsetzung des Netzentwicklungsplans (NEP) 2037/2045 (Version 2023) von 320 auf 440 Milliarden Euro geführt. Sie bergen zudem ein Risiko für überproportionale Zeitverzögerungen.

- Der Übertragungsnetzausbau erfolgt nicht kontinuierlich, weshalb hinsichtlich der Zubau bedarfe in einzelnen Jahren einige Spitzen zu erwarten sind. Diese stellen eine zusätzliche Herausforderung für die Lieferketten, die personellen Ressourcen bei den ÜNB und den Genehmigungsbehörden, sowie die Finanzierung des Netzausbaus dar.
- Die geplanten Offshore-Netzanbindungssysteme weisen teils niedrige Vollbenutzungsstunden auf. Zur Erhöhung der Auslastung der Offshore-Netzanbindungssysteme sind bereits einige Optimierungs-Optionen in Diskussion. Bei einer möglichen Reduzierung der Offshore-Netzanbindungssysteme resultieren entsprechend reduzierte Investitionskosten für den Ausbau des Übertragungsnetzes.
- Die Entwicklung von Stromnachfrage, EE-Ausbau und Flexibilitäten können einen Einfluss auf den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz haben. Dabei bestimmt das Zusammenspiel den tatsächlichen Transportbedarf. Auch bei unterschiedlichen absoluten Niveaus der Stromnachfrage und EE-Erzeugung können sich ähnliche übergeordnete Transportbedarfe ergeben.

Analyse des Stands des Stromverteilnetzausbaus

- Im Verteilnetz zeigen die Daten der veröffentlichten Netzausbaupläne (NAP) einen stark steigenden Investitionsbedarf bis 2045 von deutlich über 235 Milliarden Euro und damit im Durchschnitt eine Verdoppelung der bisherigen jährlichen Investitionsbedarfe.
- Weitere Erhöhungen sind wahrscheinlich, da rund 20-25 % der NS- und MS-Ebene bisher in den ausgewiesenen NAP nicht eingeschlossen sind und zudem die im Markt beobachteten Preissteigerungen noch nicht ausgewiesen wurden.
- Drittstudien benennen signifikante Reduktionspotenziale bei den Verteilnetzinvestitionen in einer hohen Bandbreite. Eine Größenordnung von durchschnittlich rund 30 % wird dabei als möglich angesehen. Diese Werte variieren stark in den Studien und sind netzspezifisch sehr unterschiedlich. Für eine valide Analyse sind separate Modellierungen und weitere Entwicklungsschritte bei der Weiterentwicklung der (NAP-) Datenbasis erforderlich.
- Die in den Studien benannten Potenziale ergeben sich v. a. durch die räumliche Koordination, die optimierte Auslastung am Netzverknüpfungspunkt sowie durch die Kombination von markt- und netzdienlichen Anreizen für Flexibilitäten.
- Mit einer Weiterentwicklung der Instrumente für die räumliche Steuerung des Ausbaus von EE-Anlagen und Speichern kann laut Studienlage der Anschluss der Anlagen beschleunigt, die nutzbare Einspeisung erhöht und der Netzausbau bedarfsgerecht optimiert werden.
- Eine Überbauung von EE-Anlagen am Netzverknüpfungspunkt (NVP) ermöglicht eine effiziente Nutzung vorhandener Netzanschlusskapazitäten, mit der Einsparpotenziale beim Ausbaubedarf zu erwarten sind, ohne relevante Erzeugungsverluste zu verursachen, wie einzelne Studien aufzeigen.
- Im Rahmen des laufenden AgNes-Prozesses der BNetzA sind u. a. die netzdienlichen Flexibilitätsanreize und deren Auswirkungen auf den Ausbaubedarf zu diskutieren. Dabei ist auch eine Weiterentwicklung der netzdienlichen Steuerungsinstrumente (u. a. über § 14a EnWG) als Ergänzung, zu diskutieren.
- Die weitere Digitalisierung im Verteilnetz, v. a. durch den Smart Meter Roll-Out, ist eine zentrale Grundlage, um sowohl bereits in der Planung als auch im Betrieb die Effizienz- und Flexibilitätpotenziale zu heben.

- In der (NAP-)Planung sollten Transparenz, Datenqualität sowie die horizontalen und vertikalen (Abstimmungs-)Prozesse weiterentwickelt werden und durchgängig das NOXVA³-Prinzip planungssicher und verpflichtend Anwendung finden.

Analyse des Stands des Wasserstoffhochlaufs

- Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft gilt in vielen Studien als zentrales Element der Energiewende. In den normativen Szenarien reichen die Bedarfe für 2045 von 150-650 TWh, v. a. bedingt durch Unsicherheiten bei der Konkurrenz zur Elektrifizierung, dem Import von Zwischenprodukten und dem Erhalt industrieller Strukturen.
- Sowohl normative als auch explorative Szenarien gehen von signifikanten Wasserstoffbedarfen im Industrie- und Energiesektor aus. Die prognostizierten Mengen variieren in den einzelnen Szenarien jedoch stark. Im Gebäude- und Verkehrssektor sind die Bedarfe in allen Szenarien nicht signifikant.
- Derzeit existiert kaum marktseitige Nachfrage. Die Bereitstellungskosten, insbesondere für erneuerbaren Wasserstoff, liegen deutlich über der aktuellen Zahlungsbereitschaft. Die Strombezugskosten hängen stark von der EE-Verfügbarkeit und regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Investitionskosten für Elektrolyseure und Infrastruktur könnten durch Skaleneffekte sinken, wofür jedoch eine breite Marktdurchdringung mit ausreichend Nachfrage erforderlich ist.
- Viele Szenarien gehen aufgrund von geringeren Produktionskosten von einem erheblichen Importanteil aus. Pipelineimporte bieten durch kürzere Distanzen und bestehende Infrastruktur Vorteile, während Schiffsimporte den Zugang zu kostengünstigen Produktionsstandorten außerhalb Europas ermöglichen. Heimische Produktion kann die Versorgungssicherheit erhöhen und Flexibilität im Stromsystem bereitstellen. Das Ziel von 10 GW heimischer Erzeugung bis 2030 erscheint angesichts der aktuellen Projektpipeline kaum erreichbar.
- Großskalige untertägige Speicher können zum Ausgleich zwischen schwankender Erzeugung und Nachfrage beitragen. Der künftige Speicherbedarf wird auf 30-130 TWh im Jahr 2045 geschätzt, abhängig von vielfältigen Rahmenbedingungen wie Gesamtnachfragemenge, Rückverstromungsbedarf, alternativen Flexibilitätsoptionen und Wetterbedingungen.
- Das geplante Wasserstoff-Kernnetz basiert auf Marktabfragen, angekündigten Projekten und politischen Zielvorgaben. Verzögerungen im Markthochlauf bergen das Risiko wirtschaftlicher Ineffizienzen. Der Netzentwicklungsplan für Gas und Wasserstoff wird künftig mehrere Szenarien einbeziehen.

Analyse des Stands der Versorgungssicherheit

- Versorgungssicherheit wird anhand von drei Dimensionen betrachtet: marktseitige Versorgungssicherheit, netzseitige Versorgungssicherheit sowie Systemstabilität.
- Die zukünftige marktseitige Versorgungssicherheit ist unsicher und hängt maßgeblich von der Entwicklung der Nachfrage, der steuerbaren Kapazitäten und von Flexibilitätsoptionen sowie deren systemischer Interdependenz ab.

³ Planungsgrundsatz: Netzooptimierung vor Flexibilität, vor Verstärkung vor Ausbau

- Die zwei wichtigsten vorhandenen Analysen zum zukünftigen marktseitigen Versorgungssicherheitsniveau sind das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) der ENTSO-E und das Versorgungssicherheitsmonitoring Strom (VSM) der BNetzA. Diese werden den methodischen Anforderungen zur Bewertung des Versorgungssicherheitsniveaus gerecht und bilden prozessual eine notwendige Voraussetzung für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus.
- Ein Ausbau gesicherter Leistung sowie eine Erhöhung von Flexibilitäten bleibt unabhängig von der Nachfrageentwicklung zentral und ist zur Aufrechterhaltung des definierten Versorgungssicherheitsstandards erforderlich. Die Größenordnung des Handlungsbedarfs hängt stark von der Realisierung von Modellannahmen (Nachfragehöhe- und -struktur, Beitrag von Flexibilitäten, techno-ökonomische Annahmen, exogen angenommener Zubau steuerbarer Kraftwerkskapazitäten) sowie der Realisierung der modellierten marktgetriebenen Stilllegungen von Kohlekraftwerken ab.
- Insbesondere der signifikante marktgetriebene Zubau von Gaskraftwerken im ERAA und im VSM scheint ohne sonstige Anreize angesichts politischer und regulatorischer Unsicherheiten fraglich.
- Die Ergebnisse des ERAA und des VSM weisen darauf hin, dass der Handlungsbedarf bis zum Stichjahr 2035 höher als zum Stichjahr 2030 ist. Hierbei müssen Vorlaufzeiten für die Planung, Genehmigung und den Bau gesicherter Kraftwerksleistung berücksichtigt werden und können den zeitlichen Handlungsbedarf erhöhen.
- Das ERAA und VSM sind darauf ausgelegt unter den gegebenen Annahmen das marktseitige Versorgungssicherheitsniveau zu quantifizieren und etwaige Versorgungslücken zu identifizieren. Weder das ERAA noch das VSM können definitive bzw. abschließende Antworten zur effizienten Technologiewahl oder zur Quantifizierung des zusätzlichen Bedarfs an Kapazitäten liefern.
- Netzseitige Versorgungssicherheit wird langfristig durch Netzausbau und -optimierung und kurzfristig durch Redispatch sichergestellt. Reichen marktliche Kraftwerke im Redispatch nicht aus, wird dieser mithilfe von Netzreservekraftwerken durchgeführt.
- Aktuelle Analysen des Netzreservebedarfs betrachten vorrangig den Zeitraum bis zum Winter 2027/2028 und weisen eine gesicherte netzseitige Versorgungssicherheit aus. Dabei ist jedoch zu beachten, dass in diesen Analysen ein Teil der Netzreserve immer im Ausland kontrahiert werden muss.
- Auch wird die Netzreserve immer nachgelagert dimensioniert, ohne dass über die Optionen Netzausbau, Redispatch, Flexibilitäten und Netzreserve integriert optimiert wird.
- Im Bereich Systemstabilität gibt es mit der Roadmap Systemstabilität einen detaillierten Prozess unter Beteiligung eines breiten Akteurskreises, der einen Fahrplan zur Erreichung eines sicheren und robusten Systembetriebs in Stunden mit 100 % erneuerbaren Energien aufzeigt.
- Zwar werden die Prozesse kontinuierlich überprüft und sind mehrheitlich im Zeitplan. Offen bleibt, wie sich Verzögerungen auf die zukünftige Systemstabilität auswirken könnten.

- Der kürzlich erschienene Systemstabilitätsbericht der ÜNB identifiziert Handlungsbedarfe bei der Deckung von Momentanreserve- und Blindleistungsbedarfen sowie der Etablierung von netzbildenden Stromumrichtern.

Analyse des Stands der Digitalisierung mit Fokus auf den Smart Meter Rollout

- Der Rollout von intelligenten Messsystemen beschleunigt sich seit 2023 (mit der Gesetzesänderungen durch das GNDEW). Mit der Gesetzesnovelle im Februar 2025 wurde die Wirtschaftlichkeit für Messstellenbetreiber erhöht und der systemische Nutzen kann aus technischer Sicht gehoben werden. Die gesetzlichen Rolloutziele für 2025 werden voraussichtlich erreicht.
- Die gesetzlich definierten Ziele für den Pflichtrollout bis Ende 2032 sind erfüllbar. Gleiche Wettbewerbsbedingungen für grundzuständige und wettbewerbliche Messstellenbetreiber beschleunigen den Rollout.
- Der systemische Nutzen des Rollouts wird noch unzureichend gehoben. Dies ist insbesondere mit der aktuellen Ausgestaltung von Flexibilitätsinstrumenten zu begründen, die Netzausbau noch nicht ausreichend einsparen. Innovative Geschäftsmodelle, bspw. variable Tarife, werden bereits ermöglicht.
- Zur vollständigen Hebung des systemischen Nutzens und zur Erzielung eines kostendämpfenden Effekts auf die Systemkosten sind Netzbetreiber noch nicht ausreichend digitalisiert (bspw. Digitale Zwillinge, geeignete IT- und Datenarchitekturen, Schnittstellen zwischen den Marktakteuren).
- Der Ordnungsrahmen setzt nicht genug Anreize für Messstellenbetreiber, die individuellen Rollout-Ziele zu erfüllen. Gerade die kleineren Messstellenbetreiber hinken hinterher. Der Sanktionsdruck ist zu gering und Anreize zur Übererfüllung bestehen nicht. Kooperationen werden regulatorisch zu wenig gefördert.
- Es sind ausreichend zertifizierte Smart Meter Gateways verfügbar und die Produktionskapazitäten ausreichend für die Erreichung der Ziele. Diese haben den benötigten Funktionsumfang, um den systemischen und individuellen Nutzen zu heben. Auch die zertifizierte Steuertechnik nimmt seit Mitte letzten Jahres zu.
- IT-Systeme für die Administration von Smart Meter Gateways sind verfügbar und ausreichend erprobt, die Komplexität wird von Branchenakteuren als zu hoch eingeschätzt. Es besteht ein sehr hoher Anpassungsdruck auf alle IT-Systeme eines Messstellenbetreibers. Die Kernprozesse des Messstellenbetriebs sind gut erprobt, massengeschäftstaugliche Prozesse für die Steuerbarkeit jedoch noch nicht ausgereift. Die Standardisierung von Prozessen ist über Deutschland hinweg noch zu gering ausgeprägt, Interoperabilität sollte noch weiter gesteigert werden.
- Die Zustimmung der Endkunden zum Rollout wächst, der wesentliche Nutzen für den Kunden sind Transparenz und Energieeinsparungen. Der Systemnutzen des Rollouts ist hingegen noch nicht ausreichend präsent. Das hohe Datenschutz- und Datensicherheitsniveau hilft bei der Akzeptanz. Der Preis bleibt weiterhin ein Akzeptanzrisiko.
- Die deutsche Architektur hat ein hohes Maß an IT-Sicherheit. Eine Harmonisierung mit der europäischen Gesetzgebung wurde angegangen (bspw. CRA, NIS 2). Grundsätzlich nimmt Deutschland eine Vorreiterfunktion bei der IT-Sicherheit des Energiesystems ein.

1.3.2 Handlungsfelder und -optionen

Im zweiten Teil des Gutachtens werden Handlungsoptionen in verschiedenen Handlungsfeldern erarbeitet, die unabhängig des absoluten Nachfrageniveaus sowie des konkreten Technologiemixes Kosteneffizienzpotenziale heben können. Diese basieren auf den hier angestellten Analysen, den Expertengesprächen sowie eigener Expertise des AN. Es werden nur Handlungsoptionen tiefergehend betrachtet, welche das Ziel „Treibhausgasneutralität 2045“ nicht gefährden, die Zieldimension „Versorgungssicherheit“ verbessern oder nicht signifikant verschlechtern und die „Kosteneffizienz“ verbessern.

Eine Quantifizierung der Effekte in diesen drei Dimensionen, sowie eine abschließende Bewertung oder Priorisierung der Handlungsoptionen ist im Rahmen dieses Gutachtens jedoch auf Grund der in Kapitel 2 genannten Einschränkungen nicht möglich. Die aufgeführten Optionen sollten im Anschluss in weiteren Dimensionen, beispielsweise hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf Preisgünstigkeit, Finanzierbarkeit oder Verteilungsfragen, geprüft werden.

Da die Umsetzung jeweils eine Vielzahl von Zielgrößen berührt, werden keine Empfehlungen für einzelne Optionen ausgesprochen.

1) Räumliche Koordination verbessern

Eine integrierte räumliche Koordination beim Zubau von EE-Anlagen, Stromspeichern und Elektrolyseuren kann dazu beitragen, das Stromsystem kosteneffizienter und versorgungssicherer zu gestalten sowie CO₂-Emissionen einzusparen. Die technologieübergreifenden Systemwirkungen können verbessert werden, wenn Kriterien für eine systemdienliche Standortwahl definiert werden. Dazu zählen etwa die Lage in Bezug auf Netzengpässe (um EE-Abregelungen zu vermeiden) oder in Bezug zu Lastzentren im Strom- und Wasserstoffsektor. In Regionen, in denen mehrere dieser Kriterien erfüllt sind, könnten im Sinne einer räumlichen Bündelung systemrelevante Infrastrukturen gemeinsam genutzt werden. Möglich wären verschiedene Umsetzungsoptionen, um eine solche räumliche Bündelung zu unterstützen, z. B. regionale Ausschreibungen, differenzierte Baukostenzuschüsse oder integrierte Flächen- und Netzplanung mit Transparenz für Anschlussnehmer hinsichtlich verfügbarer Netzkapazitäten.

2) Flexibilitäten systemdienlich betreiben

Haushaltsnahe sowie gewerbliche Flexibilitäten lassen sich als systemdienlich bezeichnen, wenn sie sich system- bzw. sektorübergreifend netzdienlich verhalten und darüber hinaus Marktakteure einbeziehen. Bei Sektorenkopplungstechnologien wie Elektrolyseuren und Wärmepumpen ist somit nicht nur die Stromnetzdienlichkeit relevant, sondern auch der Einfluss auf die anderen Sektoren. Die verschiedenen Technologien haben zwar unterschiedliche Funktionen, weisen aber auch Gemeinsamkeiten auf: Sie bieten Flexibilität auf der Nachfrageseite, können Abregelung von EE-Strom reduzieren und haben das Potenzial, Netzengpässe zu verringern sowie Lastspitzen zu verschieben. Als zentrale gemeinsame Umsetzungsoption können auch netzseitige Steuerungsinstrumente einen systemdienlichen Betrieb der Flexibilitäten bewirken. Dabei ist es auch eine Option, die Komplexität und Vielfalt in den Steuerungsinstrumenten, v. a. für Flexibilität, zu reduzieren und anstelle von vielen Einzelmaßnahmen gemeinsame Rahmenbedingungen, Prozesse und Systeme für die Steuerung von Last, Speichern und Erzeugung sowie eine einheitliche

Preisbildung für Flexibilität anzustreben. Eine weitere Option ist es, in Ergänzung zur netzdienlichen Steuerung, systemdienliches Verhalten der Netznutzer über zeitvariable Strompreissignale, etwa durch dynamische Tarife oder flexible Netzentgelte, anzureizen und die Voraussetzungen für deren operative Umsetzung zu schaffen.

3) Netze bedarfsgerecht planen

Die systemdienliche Berücksichtigung flexibler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten und innovativer betrieblicher Ansätze bereits in der Netzausbauplanung für Übertragungs- und Verteilnetz wäre eine Option, um die Netzausbaubedarfe zu optimieren und Systemkosten zu sparen.

Durch eine gezielte Überdimensionierung von Erzeugungsanlagen gegenüber der Netzanschlusskapazität könnte die Netzinfrastruktur deutlich effizienter genutzt werden. Dabei sollte regulatorische Klarheit zur Bewertung von abgeregeltem Strom geschaffen werden. Eine Anpassung der Anschlussbedingungen nach § 8 EEG wäre eine Option für höhere Kosteneffizienz im Verteilnetz bei der beispielsweise flexiblen Netzanschlussvereinbarungen zum verbindlichen Standard in Engpassregionen gemacht werden könnten.

Es existieren verschiedene Optionen, um die Anzahl erforderlicher Offshore-Netzanbindungssysteme zu reduzieren. Dazu zählen veränderte Ausbauziele und eine Neubewertung des für den Rück- und Neubau von Offshore-Netzanbindungssystemen und Windparks erforderlichen Puffers. Hierbei kann eine Beibehaltung von Flexibilität hinsichtlich des endgültigen Ausbaupfads sinnvoll sein. Weiterhin besteht die Option zur Optimierung des Offshore-Netzausbaus durch Flächenoptimierungen, das Vorsehen einer geringeren Anbindungsleistung im Verhältnis zur installierten Windparkleistung, eine Höherauslastung der 2-GW Standardsysteme, sowie die DC-seitige Vernetzung und stärkere internationale Kooperation. Die verschiedenen Optionen sind gemeinsam und im Zusammenspiel zu prüfen und zu optimieren.

Für neu zu planende HGÜ-Projekte bieten Freileitungen die Chance Kosten einzusparen. Zeiterparnisse beim Bau sollten hierbei ggü. Fragen zur Dauer der Genehmigung für Freileitungsvorhaben und der Akzeptanz abgewogen werden. Ein klares Bekenntnis für einen Freileitungsvorrang wäre zu erwägen, damit Rechts- und Planungssicherheit gestärkt werden könnte.

4) Erforderlichen Netzausbau ermöglichen

Planungs- und Genehmigungsverfahren könnten durch nationale Umsetzung der RED-III-Richtlinie weiterhin beschleunigt werden. Eine stringente gesetzliche Umsetzung ohne Aufweichung der Vereinfachungen ist entscheidend. Eine frühzeitige Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes kann eine rechtzeitige Maßnahmenumsetzung sicherstellen und würde einen „Fadenriss“ bei den Genehmigungsverfahren verhindern. Dabei ist als Option die Aufnahme aller im NEP 2037/2045 (Version 2023) bestätigten Maßnahmen denkbar oder alternativ in Absprache mit ÜNB und BNetzA eine Konzentration auf besonders zeitkritische Projekte. Auch eine weitere Verzögerung der Novelle zumindest bis der 1. Entwurf NEP 2037/2045 (Version 2025) durch die ÜNB veröffentlicht ist, wurde von Stakeholdern ins Gespräch gebracht, um zusätzliche Informationen zur Wirksamkeit der Maßnahmen zu erhalten, birgt jedoch die Gefahr von überproportionalen Verzögerungen im Netzausbau.

Maßnahmen wie Förderprogramme, KfW-Garantien oder Visaerleichterungen für Fachkräfte können vorgelagerte Wertschöpfungsstufen (Hersteller, Bau- und Planungsdienstleister) stärken. Eine stärkere Standardisierung und weitergehende Kooperation zwischen den Netzbetreibern sind wichtig. Durch eine Verstetigung des Netzausbaus könnten mehr Flexibilität bei der Projektrealisierung gewonnen und Entlastungen bei den Lieferketten und Finanzbedarfen der Netzbetreiber erreicht werden. Dabei sind eine individuelle Prüfung und Abwägung der Vorteile gegenüber den Nachteilen wichtig. Eine staatliche Beteiligung an den ÜNB oder staatliche Unterstützung von Asset-Co-Modellen im Verteilnetz können geeignete Optionen für die Finanzierung des Netzausbaus sein.

5) Anreizinstrumente effizienter gestalten

Durch eine gezielte Weiterentwicklung der Förder- und Investitionsanreize für erneuerbare Erzeuger, Speicher- und Wasserstofftechnologien könnten Kosteneffizienz und Systemwert des Ausbaus gesteigert werden. Dazu zählen eine angepasste Technologiewahl innerhalb einer Erzeugungsklasse (z. B. PV-Freifläche vs. PV-Aufdach vs. Agri-PV, oder Stark- vs. Schwachwind-Turbinen), eine stärkere Marktintegration erneuerbaren Stroms (u. a. Direktvermarktung, Kosten-/Preisorientierung der Förderung), eine stärkere Fokussierung auf systemdienliche Technologien bzw. Technologiekombinationen sowie kostensenkende Maßnahmen der Wasserstoffbereitstellungs- und Nachfrageförderung. Ein Ziel kann es sein, bestehende Anreizstrukturen dahin zu entwickeln, dass Investitionen dort ausgelöst werden, wo erneuerbarer Strom bzw. Wasserstoff systemisch den höchsten Wert haben und kosteneffizientere Dekarbonisierungsoptionen nicht verdrängt werden.

6) Versorgungssicherheit gewährleisten

Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus kann Investitionen in gesicherte Leistung - also flexible, sichere Erzeugung oder Lastreduktion - anreizen. Wichtig ist dabei, Technologien diskriminierungsfrei zu behandeln und europarechtliche Anforderungen zu erfüllen. Ein solcher Mechanismus kann die marktseitige Versorgungssicherheit erhöhen. Durch entsprechende Ausgestaltung kann die netzseitige Versorgungssicherheit ebenfalls positiv beeinflusst werden.

Auch Wasserstoffspeicher könnten eine zentrale Rolle für die saisonale Flexibilität und damit für die Versorgungssicherheit im Energiesystem spielen. Grundsätzlich kann der Hochlauf der Wasserstoff-Nachfrage dafür sorgen, dass marktliche Anreize für den Speicherausbau steigen. Weitere Möglichkeiten für Anreize beziehen sich auf die beschleunigten Genehmigungsverfahren sowie Förder- und Finanzierungsmöglichkeiten.

7) Digitalisierung beschleunigen

Der Rollout intelligenter Messsysteme kann durch verschiedene Maßnahmen beschleunigt und effizienter gestaltet werden. Ein zentraler Ansatz wäre die verstärkte Hebung des systemischen Nutzens: Durch einen konsistenten Rahmen für Flexibilität, Anreize zur Digitalisierung bei Verteilnetzbetreibern sowie die Ausweitung des Einsatzes intelligenter Messsysteme ließen sich Systemkosten senken.

Zudem wäre es eine Option, die Anreize für Messstellenbetreiber zur Erreichung der gesetzlich vorgegebenen Ziele auszutarieren. Neben wirksameren Sanktionen könnten Übererfüllungen von

Rollout-Zielen belohnt und Kooperationen gefördert werden. Gleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen grundzuständigen und wettbewerblichen Messstellenbetreibern hätten das Potenzial, Synergien zu heben und die Kosten für den Rollout zu senken.

Eine weitere Option bestünde darin, die Komplexität des Rollouts zu reduzieren, etwa durch ein stärkeres Projektmanagement und eine durch geeignete Maßnahmen verbesserte Koordination zwischen den beteiligten Akteuren, die zielgerichtet und effizient Lösungen an den Schnittstellen zwischen Regelsetzern erarbeiten sowie die Schließung von Prozesslücken und rechtlichen Unsicherheiten vorantreiben könnte.

Schließlich könnte der Rollout deutschlandweit stärker harmonisiert werden. Einheitliche technische Anforderungen, Prozesse und Portale sowie eine Intensivierung des Austauschs zur Interoperabilität würden Skaleneffekte ermöglichen, Innovation fördern und die Gesamtkosten des Systems reduzieren.

1.4 Fazit und Ausblick

Zusammenfassend ist festzustellen, dass relevante Wechselwirkungen zwischen den fokussierten Themenbereichen und über diese hinaus in die Energiewirtschaft hinein bestehen. Entscheidungen für oder gegen einzelne Handlungsoptionen können gegenläufige Effekte auf die Ziele, z. B. die Kosteneffizienz oder die Versorgungssicherheit haben. Daher ist eine ganzheitliche Betrachtung der Energiewirtschaft notwendig, um diese Effekte beurteilen zu können.

Die Abwägung zwischen den genannten Handlungsoptionen ist eine politische Aufgabe, die in einem auf dieses Gutachten folgenden und erforderlichen Diskurs erfolgen sollte. Um diese Abwägung im politischen Raum informiert treffen zu können, ist eine quantitative und ganzheitliche Betrachtung unentbehrlich. In vielen Bereichen eröffnet diese quantitative, ganzheitliche Betrachtung die Möglichkeit, gesamtsystemisch Synergien zu heben und dadurch die Ziele der Treibhausgasneutralität und hoher Versorgungssicherheit zu erreichen und zugleich die Kosten der Energiewende zu senken.

Zu einer weiteren Betrachtung der Handlungsoptionen gehören insbesondere vertiefte Analysen zur Bezahlbarkeit für Endverbraucher, einschließlich der Verteilungswirkungen steigender Energiepreise und ihrer sozialen sowie wirtschaftlichen Folgen. Ebenso erfordert die makroökonomische Finanzierung der Transformation nähere Untersuchungen, etwa zur langfristigen Tragfähigkeit von Finanzierungsinstrumenten und zur Rolle staatlicher Fördermechanismen. Auf mikroökonomischer Ebene stellen sich Fragen nach Investitionsanreizen, Rentabilität, Liquidität und Planbarkeit, die maßgeblich über die Investitionsbereitschaft von Marktakteuren entscheiden. Für das Gelingen der Energiewende sollten neben technischer und wirtschaftlicher Machbarkeit auch Fragen der Finanzierung, Regulierung und Risikominimierung in den Blick genommen werden. Eine vertiefte Analyse in eigenständigen Studien oder Projekten ist daher unerlässlich, um die Transformation langfristig erfolgreich und tragfähig zu gestalten.

2 Einleitung und Aufgabenstellung

Der Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung sieht ein Monitoring zum Stand der Energiewende vor (CDU, CSU und SPD, 2025). Ziel ist eine Bestandsaufnahme zentraler Themenfelder der Energiepolitik. Dazu zählen die zukünftige Entwicklung des Strombedarfs sowie der Stand der Versorgungssicherheit, des Netzausbaus, des Ausbaus erneuerbarer Energien, der Digitalisierung und des Wasserstoffhochlaufs. Alle genannten Themenfelder sollen dabei unter den Gesichtspunkten Bezahlbarkeit, Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit betrachtet werden (CDU, CSU und SPD, 2025).

Obwohl der Energiesektor gemessen an der gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung relativ klein ist, wirkt er unmittelbar auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit, da er die gesamte Wertschöpfungskette beeinflusst (BDI, 2025). Der Umbau des Energiesystems mit dem Ziel, die Treibhausgasemissionen zu senken, erfordert erhebliche Investitionen in neuen Kapitalstock - sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite (Agora et al., 2024; Aurora, 2025; EWI, 2023, 2024a). Viele dieser Investitionen, etwa in erneuerbare Energien, sind allerdings nicht vollständig über Marktmechanismen refinanzierbar. Um dennoch Investitionsanreize zu schaffen, werden die entstehenden Differenzkosten anderweitig gedeckt. Dabei kann zwischen einer privaten Finanzierung - beispielsweise über Umlagesysteme - und einer Deckung durch staatliche Mittel unterschieden werden. Ein prominentes Beispiel sind die EEG-Differenzkosten, deren Finanzierung unterschiedliche Auswirkungen auf Endkundenpreise und somit auf das Gesamtsystem entfalten kann.

Es ist absehbar, dass die volkswirtschaftlichen Ausgaben für das Stromsystem in den kommenden Jahren weiter steigen werden (Bundesrechnungshof, 2024). Dies gilt insbesondere für den weiteren Ausbau der Stromnetze sowie für den Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten. Vor diesem Hintergrund wird die Aufgabenstellung des Gutachtens so interpretiert, dass es nicht nur eine reine Statusbeschreibung liefert, sondern auch den Aspekt der Dämpfung des Anstiegs der Ausgaben im Sinne von mehr Kosteneffizienz, auch durch die integrierte Betrachtung der genannten Themenfelder, in den Blick nimmt.

Das vorliegende Gutachten ist das Ergebnis dieses Monitorings und baut auf der Analyse der genannten Themenfelder auf. Es werden bestehende Zielsetzungen, deren Erreichbarkeit und, wo möglich, die damit verbundene Kosten analysiert. Auf dieser Basis werden Handlungsoptionen für die Energiepolitik diskutiert. Zudem werden Entscheidungsbedarfe identifiziert, die zentral für die zukünftige Ausrichtung der Energiepolitik sind, zu denen dieses Gutachten aber keine sachlich fundierte Aussage treffen kann oder die Aufgabenstellung dieses Gutachtens keine Stellungnahme vorsieht. Die Arbeiten basieren überwiegend auf bestehenden Studien und Datenquellen. Eigene Modellierungen wurden nur punktuell vorgenommen. Insbesondere wurden auftragsgemäß keine eigenen Modellierungs- bzw. Quantifizierungsrechnungen zum Netzausbaubedarf, zur Entwicklung von Strompreisen für unterschiedliche Nachfrageszenarien und Technologiemixe oder zum Niveau der Versorgungssicherheit durchgeführt.

Die Arbeiten an diesem Gutachten wurden unabhängig durch die Gutachter erstellt. Es erfolgte keine Einflussnahme hinsichtlich der Analysen sowie der getroffenen Aussagen durch den

Auftraggeber oder die im Rahmen der Bearbeitung durchgeführten Gesprächspartner. Erforderliche Daten und Informationen wurden durch die Gutachter beim Auftraggeber bzw. den Gesprächspartnern angefordert und entsprechend durch diese zur Verfügung gestellt. Die dabei übermittelten Informationen sind teilweise nicht öffentlich zugänglich.

Die Fokussierung der Bearbeitung auf Themenschwerpunkte entsprechend des auf den Koalitionsvertrag zurückzuführenden Arbeitsauftrags dieses Gutachtens führt dazu, dass nicht sämtliche für den Energiemarkt relevanten Fragestellungen bearbeitet werden können. Darüber hinaus werden im Rahmen des Gutachtens noch näher zu beleuchtende, energiewirtschaftliche Fragestellungen und politische Entscheidungsbedarfe benannt, die in dem auf dieses Gutachten folgenden Diskurs abgewogen und zur politischen Entscheidung gebracht werden müssen.

Stichtag für die Berücksichtigung von Quellen und Informationen ist der 20.08.2025.

Das Gutachten orientiert sich in der Analyse und der Bewertung der Handlungsoptionen am energiepolitischen Zieldreieck aus Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Klimaschutzziele/Treibhausgasemissionen. Entsprechend der Grundlage der grundgesetzlichen Verankerung, der Berücksichtigung im Koalitionsvertrag sowie der für das diesem Gutachten zugrunde gelegten Leistungsbeschreibung ist dabei die Einhaltung des Treibhausgasneutralitätsziels bis 2045 zentrale Leitplanke für dieses Gutachten.

Zusätzlich zu diesen Aspekten sind politische Dimensionen in der Bewertung zu betrachten. Dazu gehören unter anderem die Partizipation einzelner Akteure sowie Verteilungseffekte. Diese politischen Dimensionen sind nicht Gegenstand der Betrachtung in diesem Gutachten. Weitere mögliche energiepolitische Ziele, die über die des § 1 EnWG hinausgehen, können ebenfalls von Bedeutung für die Kosteneffizienz des Energiesystems sein. Diese sind jedoch nicht Bestandteil dieses Gutachtens.

Nicht alle Themen der energiepolitischen Diskussion sind explizit Teil dieses Gutachtens, da sie nicht Teil des vorgegebenen Untersuchungsrahmens sind oder aufgrund des dafür erforderlichen Zeitaufwandes und des notwendigen Tiefgangs nicht im Detail bearbeitet werden konnten. Dazu gehören u. a.: Die kommunale Wärmeplanung, Carbon Management (Carbon Capture and Use (CCU) sowie Carbon Capture and Storage (CCS)) und CO₂-Infrastruktur, Strompreismodellierungen, Gebotszonensplit, Wirtschaftlichkeit von Investitionen aus Stakeholdersicht, Wasserstoff-Verteilnetze oder der Regelenergiemarkt. Ebenso wurden keine Quantifizierungen zu Systemkosten oder zu Einspareffekten aus einer möglichen Umsetzung der Handlungsoptionen sowie deren Transaktionskosten vorgenommen. Es wurde kein umfangreicher Kriterienkatalog zu einer vollumfänglichen abschließenden Bewertung dieser Handlungsoptionen erarbeitet und angewandt.

Das Gutachten ist wie folgt aufgebaut: Im folgenden Kapitel 3 erfolgt zunächst die Erläuterung der zentralen Begriffe und konzeptionellen Grundlagen, die für das Verständnis der nachfolgenden Analysen maßgeblich sind. Dazu gehören die Definition und Abgrenzung energiepolitischer Zielgrößen sowie die Systematik der untersuchten Szenarien. Kapitel 4 umfasst zunächst die Bestandsaufnahme im Sinne des Gutachtens. Diese erfolgt durch die Sichtung relevanter Studien und Datenquellen sowie im Rahmen dieses Gutachtens durchgeführten Gesprächen. Im Anschluss erfolgt in Kapitel 5 die Synthese der im vorherigen Kapitel gesammelten Ergebnisse. Im Fokus stehen hier die Interdependenzen zwischen den verschiedenen Themenfeldern und die Diskussion von Voraussetzungen für eine Ausrichtung der Systemplanung auf Kosteneffizienz. Daraus werden

politische Entscheidungsbedarfe abgeleitet, die in einem auf diesem Gutachten folgenden Diskurs abgewogen werden sollten. In Abgrenzung von den Entscheidungsbedarfen umfasst Kapitel 6 die Identifikation von Handlungsfeldern und -optionen, die unabhängig vom Ergebnis der politischen Entscheidungen (z. B. bzgl. des konkreten Technologiemies) sowie unabhängig vom konkreten absoluten Niveau der Stromnachfrage Kosteneffizienzpotenziale heben können. Ein Fokus bei der Einordnung von Handlungsoptionen liegt in der Analyse der Wirkung auf die energiepolitischen Ziele der Versorgungssicherheit, Treibhausgasneutralität und Kosteneffizienz. Eine weiterführende Diskussion hinsichtlich relevanter Themen, die im Rahmen des Gutachtens nicht ausführlich behandelt werden konnten, erfolgt in Kapitel 7.

In diesem Bericht wird auf eine möglichst inklusive und verständliche Ausdrucksweise geachtet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten - sofern nicht ausdrücklich anders vermerkt - gleichermaßen für alle Geschlechter. Auf die Verwendung von Doppelnennungen oder Sonderzeichen wird zugunsten der Lesbarkeit verzichtet, ohne dass damit eine Wertung verbunden ist.

3 Methodische und begriffliche Vorbemerkungen

3.1 Methodik

Das Gutachten der Energiewende gliedert sich methodisch in zwei zentrale Abschnitte: die systematische Bestandsaufnahme des aktuellen Entwicklungsstands in zentralen Themenfeldern sowie die Ableitung und Bewertung politischer Handlungsoptionen zur Steigerung der Kosteneffizienz.

Im ersten Teil des Berichts wird der Stand der Entwicklung in sechs wesentlichen Themenbereichen analysiert: dem zu erwartenden Strombedarf, dem Ausbau der erneuerbaren Energien, dem Netzausbau - differenziert nach Übertragungs- und Verteilnetz, dem Wasserstoffhochlauf einschließlich der Infrastruktur, der Versorgungssicherheit sowie dem Stand der Digitalisierung im Energiesystem. In jedem dieser Felder erfolgt zunächst eine Bestandsaufnahme auf Grundlage aktueller Daten und vorliegender Studien. In einzelnen Themen (insbesondere im Verteilnetz) existiert zudem eine ausgeprägte Studienlage zu möglichen effizienzsteigernden Maßnahmen. Diese werden gesondert betrachtet und analysiert. Anschließend wird eine Einordnung dieser Entwicklung in Bezug auf die Ziele der Bundesregierung vorgenommen, insbesondere mit Blick auf das Jahr 2030 sowie darüber hinaus bis zum Zieljahr 2045 der angestrebten Treibhausgasneutralität.

Kernziel des Gutachtens ist eine Einschätzung, ob die jeweils formulierten Zielpfade realistisch erreichbar sind, ob die zugrunde liegenden Annahmen konsistent erscheinen und welche Kostenimplikationen mit den verschiedenen Entwicklungspfaden verbunden sein könnten. Hierbei wurden in weiten Teilen vorhandene Studien und Berichte genutzt. Diese wurden durch eigene Auswertungen und Datenanalysen punktuell ergänzt. Umfangreiche, eigene Analysen waren nicht vorgesehen.

Ein besonderer Fokus der Bearbeitung lag auf der Identifikation und Berücksichtigung von Interdependenzen zwischen den Themenfeldern. Viele der betrachteten Aspekte - wie etwa Strombedarf, Bedarf an Netzausbau und EE-Integration - stehen in wechselseitiger Abhängigkeit. Entsprechend wurde die Analyse so angelegt, dass Querverbindungen und systemische Wechselwirkungen berücksichtigt und sichtbar gemacht werden.

Ergebnis der Analysen im ersten Teil ist die im zweiten Teil dokumentierte Ausarbeitung von Entscheidungsbedarfen und Handlungsoptionen. Entscheidungsbedarfe beziehen sich auf politisch zu treffende Grundsatzentscheidungen, grundlegende Zielkonflikte oder offene Fragen, die im weiteren politischen Prozess zu klären sind. Handlungsoptionen sind unabhängig von diesen Entscheidungen formuliert und zeigen Optionen auf, die zur erfolgreichen und effizienten Umsetzung der Energiewende beitragen können. Entscheidungsbedarfe entstehen zusätzlich hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung und der Priorisierung von Handlungsoptionen.

Die Betrachtung des Kriteriums der Kosteneffizienz deckt im vorliegenden Gutachten verschiedene Folgeeffekte nicht ab, die dennoch im politischen Umfeld bedeutsam sind. Dies betrifft

z. B. die Fragen, ob die steigenden Kosten - nach Verteilung und Übersetzung in Endkundenpreise - von den Marktteilnehmern zu tragen sind, ob unterstützende Maßnahmen zur Abfederung sozialer Ungleichgewichte notwendig sind oder ob Akzeptanz für den volkswirtschaftlich vorzugswürdigen Weg besteht.

3.2 Terminologie

Zunächst werden zentrale Begriffe und konzeptionelle Grundlagen des Gutachtens erläutert, die für das Verständnis der folgenden Analysen maßgeblich sind. Dazu gehören die Definition und Abgrenzung energiepolitischer Zielgrößen sowie die Klassifizierung der verwendeten Szenarientypen.

Energiepolitische Ziele

Innerhalb dieses Gutachtens basiert der Zielbegriff auf dem sogenannten energiepolitischen Zieldreieck. Dieses wird aus §1 EnWG abgeleitet, wo es heißt: „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht“. Im Kontext dieses Gutachtens werden die drei Zieldimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks wie folgt definiert:

- **Treibhausgasneutralität:** Im Rahmen dieses Gutachtens ist hiermit die Erreichung der Ziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes gemeint, insbesondere die Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045. Sekundärziele, etwa aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, werden im Rahmen der Analyse berücksichtigt, jedoch nicht explizit als eigenständige Zielgrößen verfolgt. Die Betrachtung beschränkt sich auf nationale bzw. territoriale Emissionen; eine Bewertung klimapolitischer Wirkungen im europäischen oder globalen Kontext erfolgt nicht.
- **Versorgungssicherheit:** Im Rahmen dieses Berichts werden die marktseitige und netzseitige Versorgungssicherheit sowie die Systemstabilität betrachtet. Krisenvorsorge und -bewältigung im Hinblick darauf, ob angemessene Maßnahmen, die der Vorbereitung auf Krisen und Notfälle und deren Beherrschung dienen, bestehen, sind von den Betrachtungen ausgenommen.
- **Kosteneffizienz:** Im Rahmen dieses Gutachtens wird Wirtschaftlichkeit im Sinne von Kosteneffizienz verstanden - also die möglichst effiziente Nutzung volkswirtschaftlicher Ressourcen zur Erreichung der energiepolitischen Ziele. Dies unterscheidet sich von einer rein betriebswirtschaftlich motivierten Kostensenkung, bei der kurzfristige Reduktionen von Ausgaben im Vordergrund stehen, ohne zwingend auf die gesamtwirtschaftliche Zielerreichung ausgerichtet zu sein. Kosteneffizienz bezieht sich demnach auf das Verhältnis von Mitteleinsatz und Zielerreichung auf Systemebene, während Kostensenkung häufig einzelwirtschaftliche Optimierungen ohne Berücksichtigung externer Effekte verfolgt.

Darüber hinaus beschreibt § 1 EnWG im Kontext der Wirtschaftlichkeit auch die Frage der Preisgünstigkeit, die sich von der Kosteneffizienz insbesondere hinsichtlich Verteilungsaspekten unterscheidet. Die Frage der Kostenverteilung ist im Allgemeinen nicht Gegenstand dieses

Gutachtens. Der Einfluss von Energiepreisen auf die langfristige Nachfrage wird im Kontext der Analyse indikativ diskutiert. Auch die genannten Punkte Umweltverträglichkeit und Verbraucherfreundlichkeit sind nicht Betrachtungsgegenstand dieses Gutachtens.

Im Rahmen dieses Gutachtens bezeichnet der Begriff „regulatorisch“ Regelungen und Normen des relevanten Ordnungsrahmens. Er geht daher über die klassische Netzbetreiberregulierung hinaus und umfasst beispielsweise auch den Ordnungsrahmen und die Marktregeln innerhalb des wettbewerblichen Teils der Energiewirtschaft.

Szenarien

Wir klassifizieren Szenarien anhand der zwei Dimensionen Methodik und Ergebnis. Die Methodik, die einem Szenario zugrunde liegt, kann entweder explorativ oder normativ sein. Im Falle eines explorativ hergeleiteten Szenarios werden Messgrößen anhand beobachtbarer Entwicklungen, gegebenenfalls unter Berücksichtigung kontrafaktischer Maßnahmen, für die Zukunft quantifiziert (forecasting). Bei einem normativ charakterisierten Szenario werden Messgrößen unter Annahme eines Erreichungspfades bzgl. (energiepolitischer) Ziele, hier der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045, quantifiziert (backcasting) (Enargus, 2025).

Die Szenarien können im Ergebnis die Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 sowie weitere klimapolitische Ziele gewährleisten oder verfehlen. Wir unterscheiden somit zwischen klimazielerfehlenden und klimazielerreichenden Szenarien.

Tabelle 1: Charakterisierung von Szenarien

		Ergebnis	
		Klimazielerfehlend	Klimazielerreichend
Methodik	Explorativ	Quantifizierung relevanter Messgrößen anhand beobachteter Entwicklungen unter Berücksichtigung kontrafaktischer Maßnahmen. Die Erreichung der Klimaziele gem. KSG ist mit diesem Szenario nicht gegeben.	Quantifizierung relevanter Messgrößen anhand beobachteter Entwicklungen unter Berücksichtigung kontrafaktischer Maßnahmen. Die Erreichung der Klimaziele gem. KSG ist mit diesem Szenario gegeben.
	Normativ	Quantifizierung relevanter Messgrößen unter Annahme eines teilweisen Erreichungspfades klimapolitischer Ziele gem. KSG. Teilweise Verfehlung der Klimaziele gem. KSG.	Quantifizierung relevanter Messgrößen unter Annahme eines Erreichungspfades aller klimapolitischer Ziele gem. KSG.

Die im Rahmen der Meta-Analyse (s. u.) untersuchten normativen Szenarien basieren größtenteils auf partiellen Gleichgewichtsmodellen, die die gesamtwirtschaftlichen Interaktionen des Energiesystems nur in Teilen widerspiegeln. Diese nehmen beispielsweise an, dass die Preisbildung innerhalb des Energiesystems keine Auswirkungen auf das Aktivitätsniveau im restlichen Wirtschaftssystem hat. Insbesondere fehlt es an einer umfänglichen Betrachtung der makro- und mikroökonomischen Rahmenbedingungen und Umsetzungsvoraussetzung (Bettzüge, 2024). Hierzu zählen beispielsweise die volkswirtschaftliche Finanzierbarkeit sowie die privatwirtschaftliche Profitabilität bzw. Refinanzierbarkeit der notwendigen Investitionen.

Die langfristige Nachfrageelastizität, also die Reaktion der Nachfrage auf etwaig steigende Energiepreise, wird im Allgemeinen nicht oder nur stark vereinfacht berücksichtigt. Dies umfasst im Rahmen von Strukturanpassungen die Industrie und im Rahmen von Suffizienzsteigerungen die Sektoren Gebäude und Verkehr. Der Großteil der Modelle gibt die sich endogen einstellenden Grenzkosten der Energiebereitstellung nicht explizit aus, sodass eine Einschätzung der Validität der Annahmen zu makroökonomischen Rahmenbedingungen nicht ohne weiteres möglich ist.

Es ist wichtig, zwischen den errechneten Systemkosten in den Szenarien und Endverbrauchspreisen zu unterscheiden, die letztlich ausschlaggebend für Nachfrageentscheidungen sind. Implizit unterstellen Studien mit ausgeprägter Koordination der Akteure beispielsweise hochaufgelöste lokale Preissignale sowie die Abwesenheit von (verzerrenden) Steuern und Subventionen. Differenzen zwischen den modellendogenen Grenzkosten der Energiebereitstellung und der Zahlungsbereitschaft der Nachfrageseite können im Prinzip durch Transferzahlungen ausgeglichen werden. Einige Studien weisen diese Differenzkosten indikativ aus. Die Kompatibilität solcher Differenzkostenzahlungen mit makroökonomischen Entwicklungen ist jedoch nicht Teil der betrachteten Szenarien.

Auch im Bereich der Infrastrukturinvestitionen in den verschiedenen Medien (z. B. Strom, Gas, Wasserstoff, Wärme, etc.) wählen die untersuchten Szenarien vereinfachende Ansätze, wobei der Grad der Vereinfachung variiert. Während manche Szenarien z. B. den Übertragungsnetzausbau (approximiert) abbilden, gehen andere von der sogenannten Kupferplatte aus. Der Verteilnetzausbau ist im Allgemeinen nur stark vereinfachend abgebildet. Eine vollständige betriebsmittelscharfe Modellierung des Übertragungsnetzes erfolgt nur im Netzentwicklungsplan, wobei hier der Szenariorahmen hinsichtlich Stromangebot und -nachfrage festgelegt und nicht ko-optimiert ist. Weiterhin ist die Abbildung von Gas- und Wasserstoffinfrastruktur in den untersuchten Szenarien oft nicht konsistent und unterliegt starken Vereinfachungen.

4 Bestandsaufnahme

Ziel des ersten Arbeitspakets ist es, zu den genannten Schwerpunktthemen Bruttostrombedarf, Versorgungssicherheit, Netzausbau, Stand des Ausbaus erneuerbarer Energien, Digitalisierung und Wasserstoffhochlauf die bisherigen Aktivitäten und die aktuellen Entwicklungen zu analysieren.

Bei der dafür notwendigen Analyse von Szenarien und Studien sowie deren Annahmen ist von großer Bedeutung, zwischen normativen und explorativen, sowie nach zielverfehlenden und ziel-erreichenden Szenarien (vgl. Kapitel 2) zu differenzieren. Bei einem normativen Szenario steht die Erreichung bestimmter Ziele zu einem bestimmten Zeitpunkt im Fokus. Die Frage in der Szenarioableitung lautet: „Welcher Weg zu diesem Ziel ist der optimale?“ Gegenüber real beobachtbaren Trends können dabei Abweichungen auftreten. Explorative Szenarien hingegen fragen: „Welche tatsächlichen Entwicklungen sind zu beobachten?“ Dabei kann jedoch die fristgerechte Zielerreichung verfehlt werden. Beide Arten von Szenarien haben ihre Berechtigung, insbesondere, da 1.) die Analyse von explorativen Szenarien Aufschluss über die Plausibilität der Annahmen in normativen Szenarien geben kann und 2.) durch den Abgleich der Verläufe auf für die Zielerreichung notwendige Maßnahmen geschlossen werden kann.

Der Fokus der hier angebotenen Arbeiten liegt auf dem Stromsystem. Gleichwohl ist eine effiziente Ausgestaltung des Gesamtsystems auch dadurch zu befördern, dass die Planungen der unterschiedlichen Energieträger aufeinander abgestimmt werden. Diesem Umstand trägt im Grundsatz bereits die Systementwicklungsstrategie (SES) Rechnung, die inzwischen auch gesetzlich verankert ist (BMWK, 2024b).

Weiter gilt es, über die Schwerpunktthemen hinweg zu beachten, dass die Fokussierung auf ein Thema zwar als Grundlage der Analyse und damit der Ableitung von Empfehlungen dienen kann, Wechselwirkungen aber ebenfalls zu beachten sind (vgl. Abbildung 1). Hierzu einige Beispiele:

- Eine besonders enge Verknüpfung ist zwischen Netzausbau, Ausbau der EE und Stromnachfrage vorhanden, da der Netzausbau sowohl für den Transport der eingespeisten Energie aus EE als auch zur Verteilung an den Endkunden benötigt wird und beide Größen daher den Bedarf determinieren.
- der Technologiemarkt und Nachfrage wirken auf die Strompreise, die wiederum über die entsprechenden Preiselastizitäten Rückwirkungen auf die Nachfrage selbst haben können
- Die Geschwindigkeit des Wasserstoffhochlaufes und insgesamt die Bedeutung von Wasserstoff im System bestimmt ebenfalls den Netzausbaubedarf. Einerseits muss im Falle inländischer Elektrolyse eine Stromnetzanbindung gegeben sein, andererseits könnte ein System mit hohem Wasserstoffanteil ggf. weniger elektrifiziert sein als eines mit wenig Wasserstoff. Die Allokation der Elektrolyse und die Importquote des Wasserstoffs bestimmen ebenfalls den Stromnetzausbaubedarf mit.
- Der Bereich der Digitalisierung kann dazu beitragen, Systemkosten zu reduzieren und Netzausbau zu vermeiden.
- Digitalisierung kann außerdem zu größerer Flexibilität im System führen und damit die Versorgungssicherheit positiv beeinflussen.

Die Liste der Interdependenzen ließe sich fortsetzen. Zum methodischen Umgang mit der engen Verknüpfung der sechs Schwerpunktthemen und über diese hinaus siehe Kapitel 5.

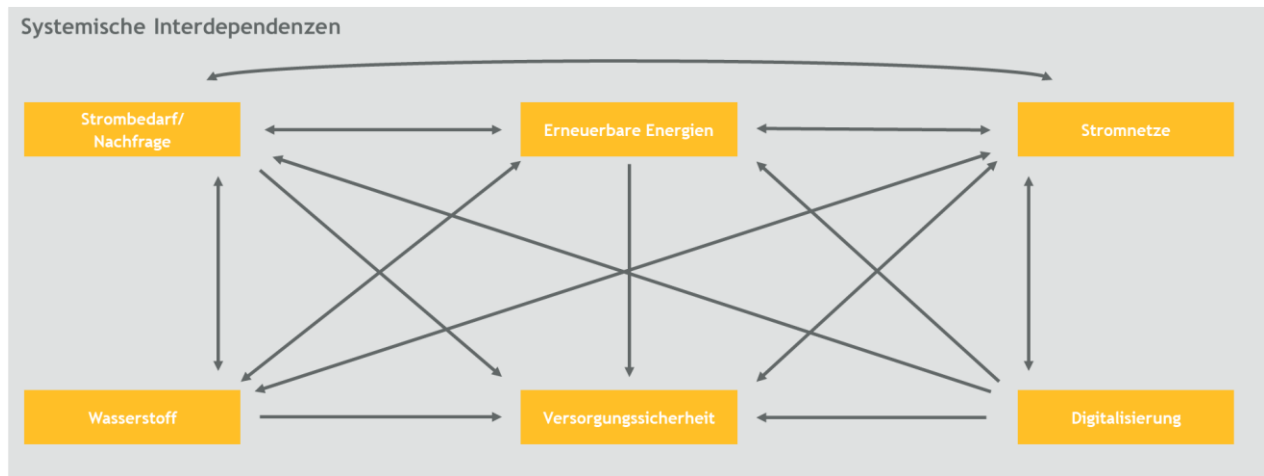


Abbildung 1: Systemische Interdependenzen

Ein letzter, vorgelagert anzusprechender Aspekt im ganzheitlichen Blick auf das Energiesystem liegt in der Verknüpfung der Planungen auf überlagerter Ebene mit denen auf unterlagerter Ver-
teilebene („top-down/bottom-up“). Darüber hinaus stellen sich auf lokaler und regionaler Ebene analoge Herausforderungen wie in der Systementwicklungsplanung der effizienten Planung und Dimensionierung der Infrastrukturen durch medienübergreifende bzw. systemische Betrachtungen.

4.1 Analyse des zu erwartenden Strombedarfs

Dieses Kapitel wurde federführend vom EWI bearbeitet.

Die Erreichung der klimapolitischen Ziele bedarf einer Transformation der Endverbrauchssektoren. In vielen Anwendungen kann die Elektrifizierung gemäß Studienlage dabei ein wesentlicher Stellhebel sein. Eine zunehmende Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren führt dabei zu sich verändernden Anforderungen an das gesamte Stromsystem. Insbesondere für die Planung des erforderlichen Netz- und EE-Ausbaus ist die erwartbare oder klimapolitisch angestrebte Entwicklung des Strombedarfs als wesentliches Element der Versorgungsaufgabe eine zentrale Grundlage. Die genaue Höhe des zukünftigen Strombedarfs ist notwendigerweise unsicher - umso unsicherer, je weiter man in die Zukunft schaut.

Für die Entwicklung des Strombedarfs (genauer, des Bruttostromverbrauchs (BSV)) liegt eine Vielzahl von explorativen und normativen Szenarien vor. Tabelle 2 veranschaulicht die in diesem Gutachten herangezogenen Studien sowie die darin enthaltenen Szenarien. Die Auswahl der Studien erfolgte auf Grundlage ihrer Aktualität, Datenverfügbarkeit und Relevanz für die Fragestellung. Weiterhin zeigt die Tabelle, für welche der folgenden Sektoren der Strombedarf in den jeweiligen Studien explizit analysiert und ausgewiesen wurde: Industrie (Ind), Elektrolyse (H₂), Rechenzentren (RZ), Gebäude (Geb), Verkehr (Verk), Fernwärme (FW) und Gesamtstrombedarf (Σ). Zudem wird dargestellt, ob eine explizite Untersuchung der THG-Emissionen Teil der Studien war.

Tabelle 2: Übersicht der betrachteten Studien und der darin enthaltenen Szenarien zur Analyse des Bruttostrombedarfs

Studie	Szenario	Normativ/ Explorativ	Strombedarf je Sektor							THG
			Ind	H ₂	RZ	Geb	Verk	FW	Σ	
BMBF/Ariadne (2025)	Mix	N	x	x		x	x	x	x	x
	Elek									
	H ₂									
	NFhoch									
	NFniedrig									
	ExPol	E								
Aurora Energy Research (2025)	Central	E	x	x	x	x	x		x	
	High	E								
	Low	E								
	Net Zero	N								
	BDI/BCG/IW (2025)	Optimiert	N	x	x	x	x	x	x	x
EnBW/Aurora (2025)	Kosten-red.	N		x					x	
	Kosten-red. + red. NF									
UBA (2025)	MMS	E	x	x	x	x	x	x	x	x
	MWMS									
E-Venture (2024)	Low	N (>2030) E (≤ 2030)	x	x	x	x	x	x		
	High									
Agora (2024)	KND	N	x	x	x	x	x	x	x	x
BMW LFS (2024)	O45-Strom	N	x	x	x	x	x	x	x	x
	O45-H2									
McKinsey (2025)	Transformation	N	x	x	x	x	x	x	x	
	Trend	E								
Fraunhofer ISE (2024)	Technologieoffen	N	x	x		x	x	x	x	x
	Effizienz									

	Beharrung									
	Robust									
ESYS (2023)	KN2045	N	x	x	x	x	x	x	x	x
	Fokus NF-red.									
	Fokus Techn.									
	Fokus NF & Techn.									
BDI/BCG (2021)	Zielpfad	N	x	x	x	x	x	x	x	
	Referenzpfad 2030	E								
dena (2025)	Szenario	E			x					
UBA (2024)	SHS	N						x		
	VHS									
Prognos (2022)	KNG	N				x				x

4.1.1 Analyse des möglichen Bruttostromverbrauchs

Auf Basis der Analyse des Strombedarfs in den verschiedenen Szenarien lassen sich die Endverbrauchssektoren hinsichtlich wesentlicher Treiber, Unsicherheiten und robusten Trends gruppieren. Relevante Überschneidungen liegen dabei in den Sektoren Industrie und Elektrolyse, Gebäude und Verkehr sowie Rechenzentren und Fernwärme.

4.1.1.1 Industriesektor und Elektrolyse

In den 2010er Jahren bewegte sich der industrielle Stromverbrauch in Deutschland nach der Erholung von der Weltwirtschaftskrise 2009 mit 220-230 TWh auf einem weitgehend stabilen Niveau. Seit den Krisenjahren ab 2019 und verstärkt seit der Energiekrise 2022 ist der industrielle Stromverbrauch rückläufig. Eine vollständige Rückkehr zum Vorkrisenniveau ist hier seither nicht zu verzeichnen. Gegenüber 2015 ist der industrielle Stromverbrauch um rund 16,3 % auf unter 200 TWh gesunken (AGEB, 2025). Diesem Rückgang liegt sowohl ein verändertes Aktivitätsniveau, Effizienzsteigerungen als auch eine veränderte Industriestruktur zugrunde. Grüner Wasserstoff, der neben der Elektrifizierung zur Dekarbonisierung der Industrie beitragen soll, wird derzeit nicht in nennenswertem Umfang durch Elektrolyse in Deutschland produziert.

Bandbreiten, wesentliche Einflussfaktoren und robuste Trends

Die Projektionen zum zukünftigen Strombedarf in der Industrie (Abbildung 2) zeigen eine deutliche Spannbreite sowohl zwischen normativen und explorativen Szenarien als auch innerhalb der jeweiligen Szenariokategorien. Die Unterschiede lassen sich auf verschiedene Annahmen zur Struktur der Industrie, zur Wertschöpfungstiefe und zu konjunkturellen Entwicklungen zurückführen. Abbildung 2 veranschaulicht den historischen und projizierten Strombedarf im Industriesektor, getrennt nach Szenariotypen. Die Überlagerung der Projektionen wird durch eine hellgraue Fläche dargestellt.

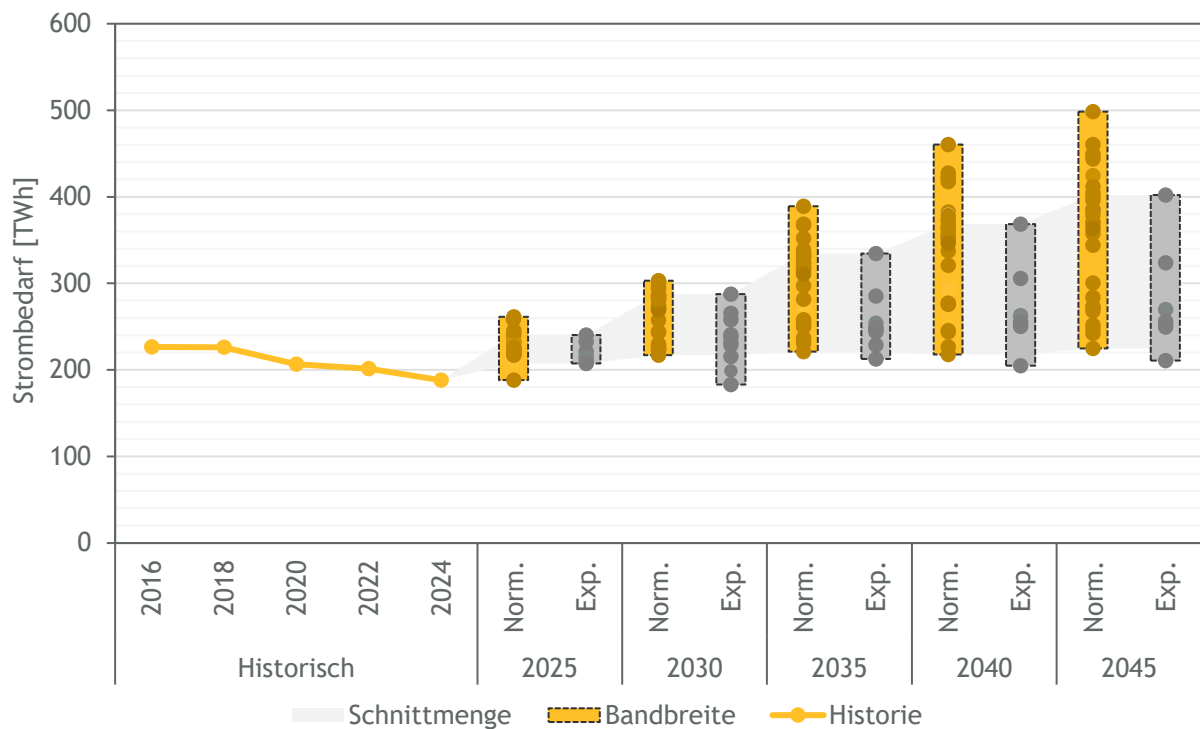


Abbildung 2: Entwicklung des Strombedarfs im Industriesektor

Neben der allgemeinen konjunkturellen Entwicklung ist ein zentraler Einflussfaktor die erwartete Durchdringung strombasierter Herstellungsverfahren und Prozessrouten, insbesondere in der Chemie- und Stahlindustrie. Die Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung – etwa bei der Verarbeitung von Nichteisenmetallen, Glas und Keramik – kann den Strombedarf erhöhen.

Alternativ zur Elektrifizierung können auch andere klimaneutrale Energieträger wie Wasserstoff zur Dekarbonisierung eingesetzt werden, was zur Spannweite beiträgt. Der Einsatz von Wasserstoff in der Industrie wird in Abschnitt 4.5.1 im Detail behandelt. In normativen Szenarien ergibt sich dahingehend eine sehr große Bandbreite hinsichtlich des Strombedarfs für inländische Elektrolyse, wie in Abbildung 3 dargestellt. Es ergeben sich insbesondere große Unterschiede durch Annahmen zu Importquoten, zum Wasserstoffbedarf in Industrie und Stromerzeugung sowie zur Umsetzung des Elektrolyse-Ziels der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS). In mehreren Studien wird das erste NWS-Ziel bis 2030 als Vorgabe berücksichtigt (Agora et al., 2024; ESYS, 2023) und als relevanter Treiber für den Stromverbrauch eingeordnet.

Die Differenz im projizierten Strombedarf durch Elektrolyse zwischen normativen und explorativen Szenarien lässt sich durch verschiedene Faktoren erklären. Ein geringerer Wasserstoffbedarf bei gleichbleibender Importquote führt zu einem reduzierten Bedarf an heimischer Elektrolyse. Zusätzlich bestehen Unsicherheiten im Wasserstoffsystem, insbesondere auf der Nachfrageseite, die Investitionsentscheidungen auf der Angebotsseite beeinflussen können. Auf Basis der derzeit geplanten Elektrolyseprojekte wird für das Jahr 2030 ein Strombedarf von etwa 40 TWh durch Elektrolyse abgeschätzt. Dieser Wert liegt innerhalb der Bandbreite der normativen Szenarien und oberhalb der explorativen Trendszenarien. Eine detaillierte Herleitung dieser Schätzung sowie weiterführende Analysen finden sich im Bericht Abschnitt 4.5.1.

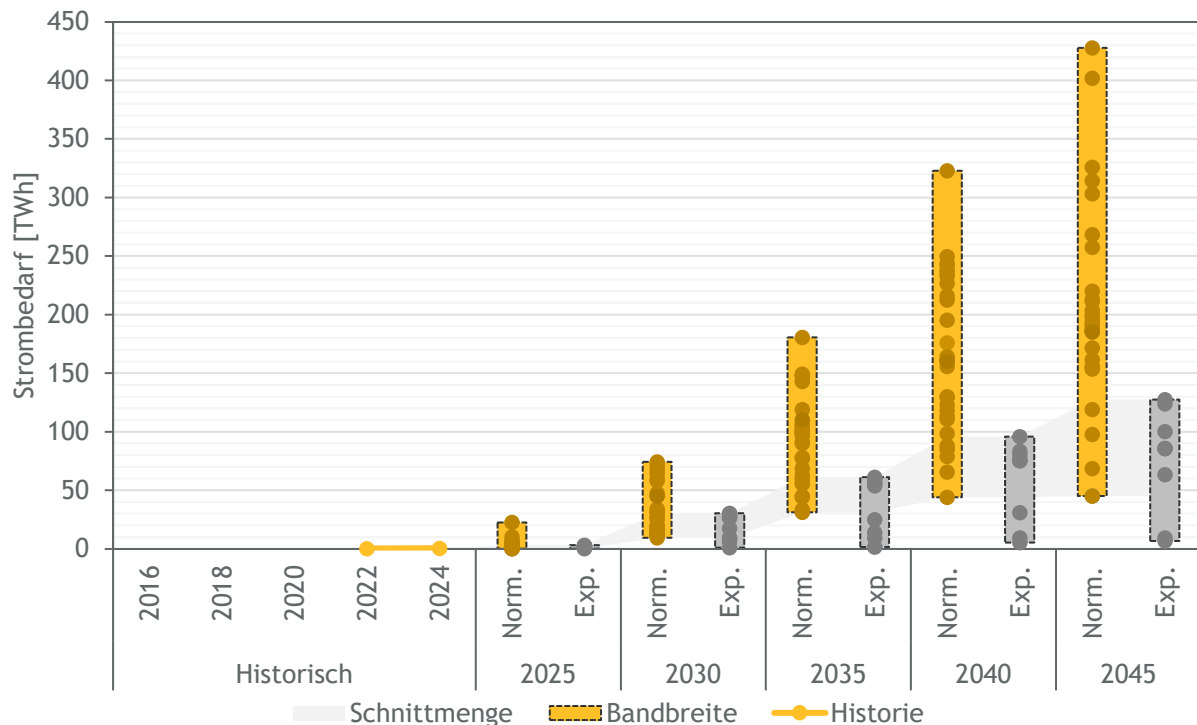


Abbildung 3: Entwicklung der Stromnachfrage für Elektrolyse

Industriestruktur

In den dem vorliegenden Gutachten zugrunde liegenden Szenarien wird überwiegend von einer weitestgehend konservativen Entwicklung der deutschen Industriestruktur ausgegangen. Dies bedeutet, dass zentrale industrielle Wertschöpfungsstufen und Produktionskapazitäten auch unter den Bedingungen der Treibhausgasneutralität im Inland erhalten bleiben. In einzelnen Szenarien wird allerdings bewusst von dieser Annahme abgewichen. Dabei werden sowohl intersektorale als auch intrasektorale Strukturverschiebungen betrachtet, etwa durch die Variation von Produktionsniveaus einzelner Produkte und Vorprodukte. Diese Parameter beeinflussen den zu erwartenden Strom- und Wasserstoffbedarf signifikant.

Zur Untersuchung des Zusammenhangs des Strombedarfs bei klimaneutralen Entwicklungspfaden mit dem Erhalt bestehender industrieller Strukturen, wurden die den Szenarien zugrundeliegenden Annahmen zur künftigen Produktionsstruktur systematisch analysiert. Hierzu wurden projizierte Produktionsmengen sowie deren Wachstums- oder Rückgangsraten bewertet. Ein Szenario wird dabei als industriestrukturerhaltend eingestuft, wenn die Herstellung sämtlicher (Vor-)Produkte weiterhin in vergleichbarem Umfang in Deutschland erfolgt. Leichte Anpassungen, die allgemeine Marktentwicklungen oder Effizienzsteigerungen widerspiegeln, gelten dabei nicht als strukturelle Veränderungen in diesem Sinne.

Der Umstieg auf klimaneutrale Produktionsprozesse wird explizit nicht als Strukturwandel im Sinne dieser Analyse definiert, da er sich auf die Transformation bestehender Prozesse bezieht und nicht auf deren Verlagerung oder Aufgabe. Solange die industriellen Wertschöpfungsketten erhalten bleiben und nicht - etwa durch den Import von Vorprodukten - aufgebrochen werden, wird ein Szenario als industriestrukturerhaltend eingeordnet.

Mehrere untersuchte Szenarien unterstellen gezielt Strukturveränderungen, insbesondere in der chemischen Industrie. Dabei wird die energieintensive Produktion von Zwischenprodukten wie z. B. Ammoniak teilweise ins Ausland verlagert. Die Herstellung von Ethylen wird schrittweise von naphthabasierten Verfahren auf das noch zu etablierende Methanol-to-Olefins-Verfahren (MTO) umgestellt. Ergänzende Ausführungen finden sich in Abschnitt 4.5.1, das den Wasserstoffbedarf der Chemieindustrie behandelt. Diese Annahmen führen in der Regel zu einem reduzierten Strombedarf der deutschen Industrie, da energieintensive Prozessschritte ausgelagert werden. In den untersuchten Szenarien ist dies in dem Langfristszenario O45-Strom und ähnlich in der Studie BDI/BCG (2025) der Fall. Ferner nehmen andere Studien eine Entwicklung der Industrie an, die den Trend seit der Industriekrise fortführt (E-Venture, 2024; McKinsey, 2025). Die Einordnung der Szenarien hinsichtlich des Erhalts der Industriestruktur kann Tabelle 3 entnommen werden.

Tabelle 3: Erhalt der Industriestruktur

Ja	Nein	unsicher	n/a (sektorspezifische Studien)
BMBF/Ariadne (2025) UBA (2025) BMW-K-Langfristszenarien (2024) - O45-H2 ESYS (2023) BDI (2021) NWR (2024) Fraunhofer ISE (2024)	BDI/BCG (2025) 50Hertz/E-Venture (2024) BMW-K-Langfristszenarien (2024) - O45-Strom McKinsey (2025) ESYS (2023)	BDI/BCG/IW (2024) EnBW/Aurora (2025) UBA (2025) Agora (2024)	Aurora Energy Research (2025) dena (2025) UBA (2024) Prognos (2022)

In den Szenarien zeigt sich, dass der Erhalt der bestehenden Industriestruktur mit einem tendenziell höheren Strombedarf verbunden ist. Abbildung 4 veranschaulicht diese Tendenz exemplarisch für das Stützjahr 2030. Die entsprechenden Szenarien projizieren nicht nur eine höhere Bandbreite an Strombedarfen, sondern auch einen höheren Median.

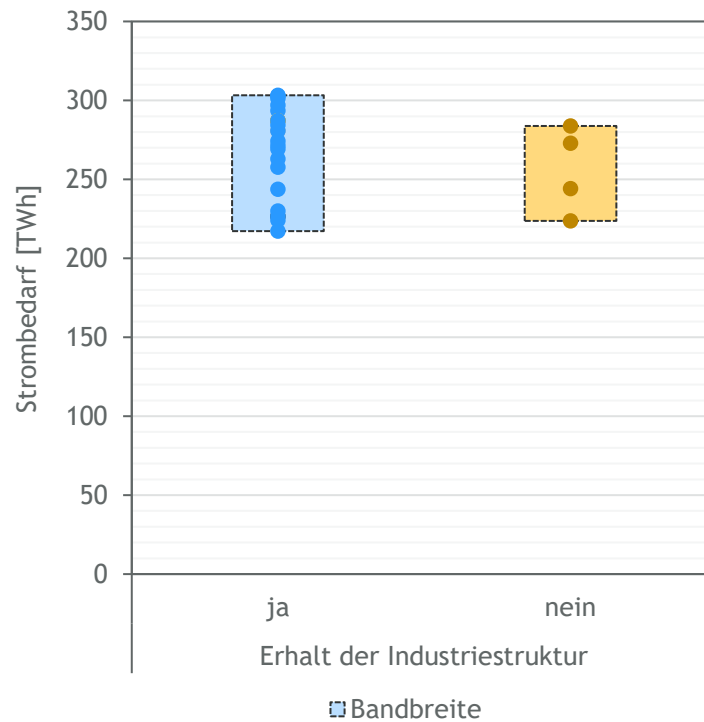


Abbildung 4: Vergleich der Stromnachfrage im Industriesektor für das Jahr 2030 in Abhängigkeit des Erhalts der Industriestruktur

Weitere relevante Einflussgrößen auf den Strom- und Wasserstoffbedarf sind die Annahmen zur Technologiediffusion klimaneutraler Herstellungsverfahren sowie zu Recyclingquoten, beispielsweise bei Stahl (vgl. Abschnitt 4.5.1), Nichteisenmetallen und Kunststoffen. Auch diese Faktoren können den Gesamtbedarf maßgeblich beeinflussen.

Der Fokus der vorliegenden Analyse lag primär auf der strukturellen Dimension; die weiteren Effekte wurden nur ergänzend betrachtet. Gleiches gilt für die Effekte leicht abweichender Produktionsmengen ohne grundlegende Strukturveränderungen.

Nur wenige der herangezogenen Szenarien, die von einer strukturerhaltenden Entwicklung der Industrie ausgehen, leiten zudem notwendige fiskalische Differenzzahlungen ab, die einen wirtschaftlich tragfähigen Erhalt der deutschen Industrie unter Treibhausgasneutralitätsbedingungen ermöglichen sollen. Beispielsweise berechnet das Projekt Ariadne in allen betrachteten Szenarien eine Wirtschaftlichkeitslücke, die sich daraus ergibt, dass auf Grund eines zu niedrigen CO₂-Preises, die Umstellung auf klimafreundlichere Verfahren nicht wirtschaftlich ist. Die höchsten Netto-Mehrausgaben für die Industrie in Höhe von 475 Milliarden Euro (kumuliert für den Zeitraum 2025 bis 2045) ergeben sich dabei im Szenario „Fokus Wasserstoff“. Im Szenario „Technologiemix“ fallen die Mehrausgaben mit 271 Milliarden Euro niedriger aus, im Szenario „Fokus Strom“ in einer vergleichbaren Größenordnung (211 Milliarden Euro). Mit einem ähnlichen Ansatz ermitteln die „BDI Klimapfade 2.0“ Mehrkosten der Industrie durch CO₂, Energie- und Materialkosten. Für das Stützjahr 2030 werden Mehrkosten in Höhe von 11 Milliarden Euro quantifiziert.⁴

⁴ Dabei wird die Wirtschaftlichkeitslücke jedoch lediglich im Vergleich zu einem europäischen Referenzfall mit fossilen Technologien und CO₂-Bepreisung ermittelt, ohne die internationale Konkurrenz zu berücksichtigen, die zum Teil keiner vergleichbaren CO₂-Kostenbelastung unterliegt. Für Branchen mit starker internationaler Wettbewerbsexposition könnte die tatsächliche Wirtschaftlichkeitslücke entsprechend noch größer ausfallen.

Unsicherheiten

Die Umsetzbarkeit der in normativen Szenarien dargestellten Elektrifizierungspfade in der Industrie ist mit verschiedenen Unsicherheiten verbunden. Studien weisen darauf hin, dass mikro- und makroökonomische Hemmnisse in den Modellierungen nur begrenzt berücksichtigt werden. Ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor betrifft die langfristige Vereinbarkeit der mit den Zielpfaden verbundenen Energiepreisniveaus mit der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Industrie bzw. makroökonomischen Zusammenhängen. Unter der Voraussetzung, dass die Zielpfade mit höheren Energiepreise einhergehen, könnte sich dies auf Produktionskosten auswirken. Je nach Nachfrageelastizität würde dies zu einer Verringerung des Produktionsniveaus und damit zu einem geringeren Strombedarf führen. In diesem Kontext weist beispielsweise die Stiftung Arbeit und Umwelt der IGBCE (Hg.) (2024) für die Chemieindustrie auf strukturelle Wettbewerbsnachteile im internationalen Vergleich hin (vgl. Abschnitt 4.5.1.1).

Die industrielle Transformation erfordert in vielen Fällen den Umbau oder die Neuerrichtung von Produktionsanlagen. Planungs- und Genehmigungsverfahren können den Fortschritt verzögern, insbesondere bei steigender Anzahl entsprechender Vorhaben. Zusätzlich wird ein möglicher Fachkräftemangel als Hemmnis genannt (Stiftung Arbeit und Umwelt der IGBCE (Hg.), 2024). Beide Faktoren können dazu führen, dass der Hochlauf der Stromnachfrage langsamer erfolgt als in normativen Szenarien angenommen.

Auch die zukünftige Verfügbarkeit von Wasserstoff stellt eine relevante Unsicherheit dar. In Prozessen, bei denen sowohl Strom als auch Wasserstoff als Optionen zur Dekarbonisierung infrage kommen, beeinflussen Verfügbarkeit und Preisniveau von Wasserstoff die Wahl des Energieträgers.

Weiterhin können infrastrukturelle Unsicherheiten die Entwicklung der industriellen Stromnachfrage hemmen, etwa ob neue oder erweiterte Stromnetzanschlüsse innerhalb der typischen Investitionszyklen realisiert werden können. Für die Elektrifizierung zahlreicher Industrieprozesse ist dies eine grundlegende Voraussetzung (Fraunhofer ISE, 2024b). Während viele Anlagen derzeit an die Mittelspannung angeschlossen sind, erfordert die Elektrifizierung bestimmter Prozesse einen Zugang zum Hochspannungsnetz. Aufgrund begrenzter Netzanschlusskapazitäten kann die Genehmigung aller Anschlussanträge derzeit nicht sichergestellt werden (BNetzA, 2024d), vgl. auch Abschnitt 4.4.1.

4.1.1.2 Gebäude und Fernwärme

Der Stromverbrauch im Gebäudesektor in Deutschland ist zwischen 2005 und 2024 leicht gesunken - von 281 TWh auf 256 TWh, was einem Rückgang von etwa 9 % entspricht (AGEB, 2025). Trotz dieses Rückgangs stieg der Anteil des Sektors am gesamten Nettostromverbrauch um 3 %.

Innerhalb des Gebäudesektors entwickelten sich die Teilbereiche unterschiedlich. Der Stromverbrauch privater Haushalte sank von 141 TWh (2005) auf 133 TWh (2024), während ihr Anteil am Nettostromverbrauch um 7 % auf 29 % stieg. Der Rückgang beruht vor allem auf Effizienzgewinnen, wird jedoch durch den wachsenden Wärmestrombedarf infolge des Wärmepumpen-Hochlaufs teilweise aufgefangen. Eine überdurchschnittlich warme Witterung in den letzten Jahren

führte zu einem geringeren Heizenergiebedarf, was sich deutlich auf den Gesamtverbrauch auswirkte, da rund 70 % des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor auf Raumwärme entfallen (Agora Energiewende, 2025). Gleichzeitig stagnieren die energetischen Sanierungsraten seit Jahren und erreichten 2024 mit 0,69 % einen neuen Tiefstand (BuVEG, 2025; DIW, 2023). Der verstärkte Einsatz dezentraler Wärmepumpen führte 2023 zu einem Rekordabsatz von 356.000 Geräten, jedoch sank dieser 2024 um 46 %, was laut Bundesverband Wärmepumpe auf regulatorische Unsicherheiten zurückzuführen ist (bwp, 2025a). Aktuelle Marktdaten weisen auf einen erneuten Aufwärtstrend hin: Im ersten Halbjahr 2025 wurden rund 139.000 Geräte verkauft – ein Plus von 55 % gegenüber dem Vorjahreszeitraum (bwp, 2025b).

Im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sank der Stromverbrauch von 140 TWh (2005) auf 123 TWh (2024), während der Anteil am Nettostromverbrauch konstant bei 27 % blieb. Der GHD-Sektor macht im Mittel etwa 50 % des Stromverbrauchs im Gebäudesektor aus. Viele Anwendungen wie Prozesskälte, Beleuchtung und Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) sind bereits weitgehend elektrifiziert, was sowohl Effizienzpotenziale als auch Grenzen für eine weitere Elektrifizierung mit sich bringt.

Der Strombedarf für die Fernwärmeerzeugung wurde bis zum Jahr 2024 bei 0 TWh ausgewiesen (AGEB, 2025), wobei dies auf die Bilanzierung (z. B. Zuordnung der Strommengen von Power-to-Heat-Anlagen, Großwärmepumpen) zurückzuführen sein kann.

Bandbreiten, wesentliche Einflussfaktoren und robuste Trends

Langfristig zeigt sich sowohl im Gebäude- als auch im Fernwärmesektor ein deutlicher Anstieg des Strombedarfs, wobei normative Szenarien durchgängig höhere Bandbreiten aufweisen. Im Gebäudesektor visualisiert Abbildung 5, dass der Unterschied der Mediane zwischen normativen und explorativen Szenarien von rund 30 TWh im Jahr 2030 auf etwa 50 TWh im Jahr 2045 wächst. Die Bandbreite der explorativen Szenarien liegt dabei fast durchgehend innerhalb der normativen Spanne, sodass eine hohe Überlappung besteht.

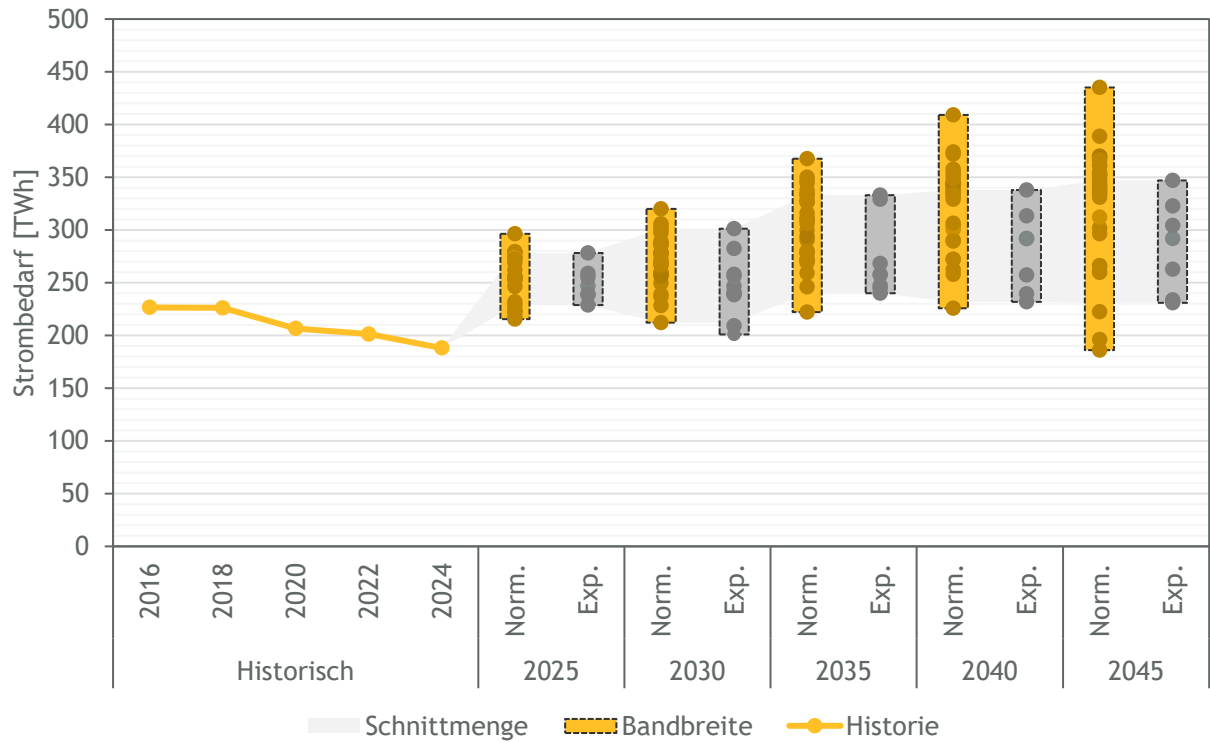


Abbildung 5: Entwicklung der Stromnachfrage im Gebäudesektor

Im Fernwärmesektor zeigt Abbildung 6 deutlich höhere Bedarfe in den normativen Szenarien, wobei der Medianunterschied von 17 TWh im Jahr 2030 auf knapp 45 TWh im Jahr 2045 steigt. Der Median der normativen Szenarien liegt 2045 bei etwa 90 TWh, während nur wenige Ausreißer Werte bis maximal 344 TWh erreichen.

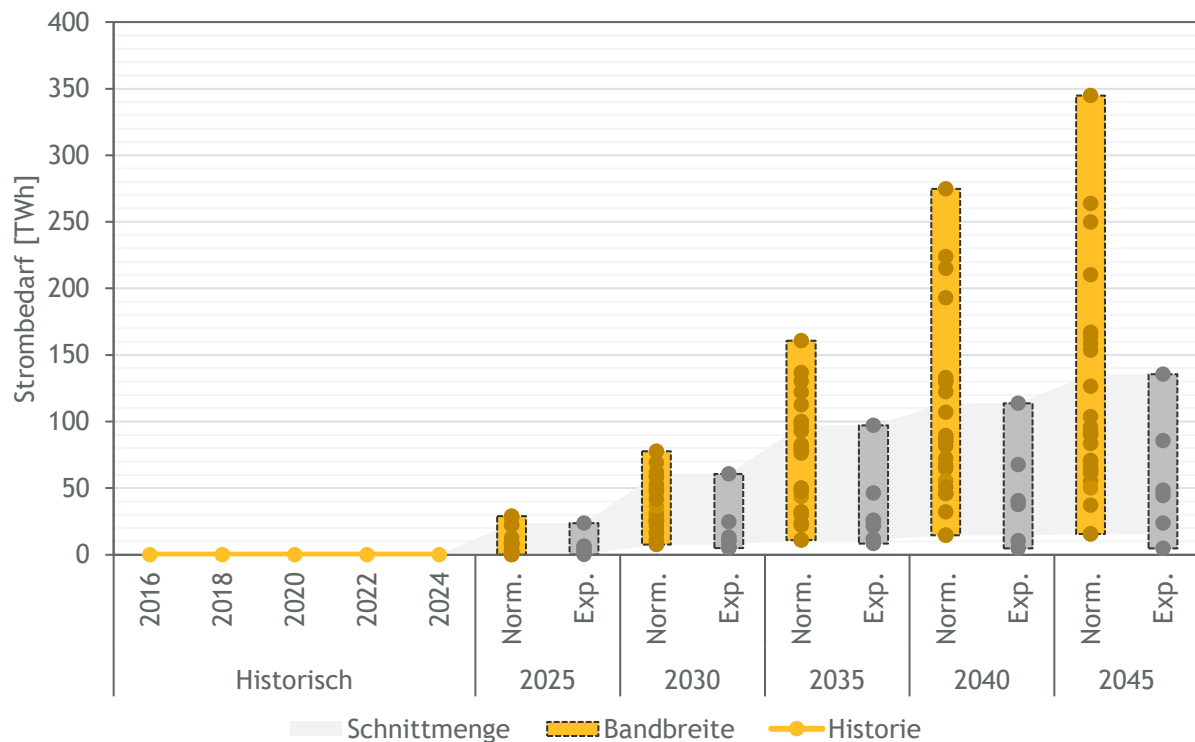


Abbildung 6: Entwicklung der Stromnachfrage für die Fernwärmeerzeugung

In den untersuchten Szenarien bleibt der Stromverbrauch bei Beleuchtung und IKT trotz technischer Effizienzgewinne stabil, da ein wachsender Gerätebestand Einsparungen kompensiert (E-Venture, 2024). Auch im GHD-Sektor sorgt der hohe Elektrifizierungsgrad für ein konstantes Stromverbrauchsniveau. Weitere Einsparpotenziale bestehen vor allem in Form von Effizienzsteigerungen, die jedoch teilweise durch konjunkturbedingtes Wachstum kompensiert werden könnten (McKinsey, 2025). Wesentliche Unterschiede bestehen zwischen den Szenarien demnach im Strombedarf für die Gebäudewärmeerzeugung.

Die Elektrifizierung stellt in den betrachteten Szenarien den zentralen Hebel zur Dekarbonisierung sowohl des Gebäude- als auch des Fernwärmesektors dar. In beiden Bereichen führt sie zu einem steigenden Strombedarf, wobei sich die Szenarien hinsichtlich Geschwindigkeit, Segmentdurchdringung und Rolle alternativer Energieträger unterscheiden. Normative Szenarien unterstellen dabei eine ambitionierte Umsetzung politischer Zielvorgaben, explorative Szenarien orientieren sich stärker an aktuellen Rahmenbedingungen, Umsetzungshemmnissen und Markttrends.

In der dezentralen Wärmeerzeugung steht der Hochlauf von Wärmepumpen im Mittelpunkt der untersuchten Szenarien. Normative Szenarien gehen von einem schnellen Ausbau aus, gestützt durch politische Zielpfade wie beispielsweise dem Ziel, 6 Millionen Wärmepumpen bis 2030 (Agora et al., 2024; McKinsey, 2025) zu erreichen, sowie flankierenden Maßnahmen wie CO₂-Bepreisung, Förderprogrammen und regulatorischen Vorgaben (Ariadne, 2025). Häufig wird eine frühzeitige Abschreibung bestehender Heizsysteme angenommen, was in den Szenarien die Einbauzahlen zusätzlich beschleunigt und den Strombedarf entsprechend steigen lässt (BMWK LFS, 2024). Explorative Szenarien bewerten das Ziel angesichts stagnierender Installationszahlen kritisch (BDI/BCG/IW, 2025; McKinsey, 2025).

Auch im Fernwärmesektor zeigen die Szenarien eine breite Streuung hinsichtlich des Strombedarfs, insbesondere im mittleren bis langfristigen Zeitraum. Während die Elektrifizierung kurzfristig eine untergeordnete Rolle spielt, divergieren die Projektionen nach 2030 deutlich. Einflussfaktoren sind unter anderem die Anzahl neuer Fernwärmeanschlüsse, die Geschwindigkeit der Transformation und die Einbindung alternativer Wärmequellen. Laut BMWK LFS (2024) steigen die jährlichen Neuanschlüsse in den Langfristszenarien bereits vor Abschluss der kommunalen Wärmeplanungen deutlich - auf 110.000 im Szenario O45-Strom und 113.000 im Szenario O45-H2. Diese Werte liegen über dem politischen Ziel von 100.000 Anschlüssen pro Jahr (BMWK, 2023b). Agora et al. (2024) geht ebenfalls von einem starken Hochlauf aus, mit bis zu 110.000 Anschlüssen jährlich im Jahr 2040.

Die Geschwindigkeit der Transformation variiert je nach Szenario. McKinsey (2025) beschreibt beispielsweise im Transformationspfad eine Erhöhung des Fernwärmeanteils um 50 % innerhalb von 15-20 Jahren sowie eine weitgehende Dekarbonisierung bis 2040. Im Trendpfad verläuft die Entwicklung langsamer.

Sanierungen sind mitentscheidend dafür, wie schnell und in welchem Umfang der Strombedarf im Gebäudesektor steigt. Sie spielen in mehrfacher Hinsicht eine Rolle: Sie senken den Nutzenergiebedarf für Raumwärme und verbessern die Effizienz von Wärmepumpen durch niedrigere Vorlauftemperaturen (BMWK LFS, 2024). Normative Szenarien unterstellen Sanierungsraten über 1-2 % p.a., während explorative Szenarien, wie etwa E-Venture (2024) mit 0,6-0,8 % p.a., deutlich darunter liegen und somit die Entwicklungen der letzten Jahre widerspiegeln. Andere explorative Szenarien erwarten eine Steigerung durch politische Maßnahmen (UBA, 2025).

Die untersuchten Szenarien treffen bezüglich des Wärmebedarfs Annahmen zur Demografie, Haushaltsstruktur, Wohnflächennachfrage und Nutzerverhalten. Einige Szenarien erwarten eine konstante Nachfrage, andere einen leichten Rückgang durch Suffizienz (bspw. Ariadne (2025); ESYS (2023)). Grundsätzlich könnten Rebound-Effekte Effizienzgewinne teilweise aufheben (BMWK LFS, 2024).

In der Wärmebereitstellung werden alternative Brennstoffe und Energieträger wie Biomasse, Wasserstoff, Geothermie, Solarthermie oder Abwärme als ergänzende Optionen zur Elektrifizierung betrachtet. In normativen Szenarien wird ein breites Spektrum an Dekarbonisierungsoptionen angenommen, wobei Biomasse oder H₂ anteilig für die Wärmebereitstellung eingesetzt werden (Ariadne, 2025; BMWK LFS, 2024), vgl. auch Abschnitt 4.5.1. Der Umfang dieser Substitution hängt stark von Annahmen zur Verfügbarkeit, Nutzungskonflikten und sektoraler Einbindung ab und unterscheidet sich zwischen den Szenarien deutlich.

Insgesamt zeigen die Szenarien Elektrifizierung als Hauptstrategie zur Umsetzung der Dekarbonisierung im Gebäudesektor. Die Modellierungsmethodik in den jeweiligen Szenarien trägt zur Spannbreite der Ergebnisse bei. Unterschiede zwischen sektorspezifischen und Gleichgewichtsmodellen, wie sie beispielsweise in den Ariadne-Szenarien verwendet werden, beeinflussen die Einschätzung der technischen Realisierbarkeit von Elektrifizierungsbeiträgen (Ariadne, 2025). Aspekte wie Netzstruktur, Flächenverfügbarkeit und Genehmigungsprozesse werden in vielen Modellen nur begrenzt berücksichtigt. Regionale Rahmenbedingungen - etwa die Struktur bestehender Fernwärmenetze oder städtebauliche Gegebenheiten - spielen ebenfalls eine Rolle (Prognos, 2024).

Unsicherheiten

Die zukünftige Entwicklung der Stromnachfrage in den Sektoren Gebäude und Fernwärme ist mit Unsicherheiten entlang mehrerer Dimensionen verbunden. In beiden Bereichen bestehen offene Fragen hinsichtlich Investitionsentscheidungen, technischer Voraussetzungen, regulatorischer Rahmenbedingungen und der Integration elektrischer Technologien in das Energiesystem. In beiden Sektoren wird die Verfügbarkeit von Fachkräften als limitierender Faktor genannt, etwa im Tiefbau, wobei selbiges Hemmnis auch für den Ausbau anderer Infrastrukturen vorliegt, sodass es zu einem Ressourcenkonflikt kommen kann.

Im Gebäudesektor und in der Fernwärme besteht derzeit eine hohe Unsicherheit, in welchem Umfang Investitionen in (Groß-)Wärmepumpen, Wärmenetze und energetische Sanierungen zeitnah erfolgen. Die Investitionsbereitschaft hängt unter anderem von gesellschaftlichen Einstellungen, verlässlichen politischen Rahmenbedingungen, wirtschaftlichen Faktoren wie Baukosten und Zinsen sowie Regelungen zur Preissetzung ab (Agora Energiewende, Prognos, GEF, 2024; BET Consulting et al., 2025). Für einen erfolgreichen Ausbau von Wärmenetzen sind zudem ausreichende Fördermittel sowie stabile Anschlussquoten essenziell. Kommunale Wärmeplanungen (KWP) gelten insbesondere im Kontext der Fernwärme als ein relevanter Einflussfaktor, da der hohe Koordinierungsbedarf zwischen Kommunen, Versorgern und Planungsbehörden und entsprechend lange Planungs- und Genehmigungsprozesse den zügigen Ausbau erschweren (Prognos, 2024).

Die CO₂-Bepreisung wird als ein wesentlicher Einflussfaktor beschrieben. In mehreren Studien wird sie als Treiber für Elektrifizierung und Dekarbonisierung genannt (Agora et al., 2024; Ariadne, 2025). Aufgrund der unklaren CO₂-Preisentwicklung im Rahmen des EU ETS2 trägt sie aber auch zur Unsicherheit bei.

Die elektrifizierte Wärmeerzeugung kann systemdienlich genutzt werden, wenn die thermischen Speicherkapazität gegeben ist. Die Flexibilität der Stromnachfrage hängt dabei unter anderem vom Sanierungsstand der Gebäudesubstanz und dem Umfang des Wärmepumpeneinsatzes ab. Über den Beitrag der Wärmeerzeugung zur systemischen Flexibilität im Vergleich zu anderen Technologien (Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher) kommen die gesichteten Szenarien zu unterschiedlichen Ergebnissen. Ariadne (2025) stuft den Beitrag von Wärmepumpen zur täglichen und wöchentlichen Flexibilität beispielsweise als begrenzt ein, während Agora et al. (2024) deren kurzfristige Relevanz betont. Auf systemischer Ebene bietet Fernwärme laut Agora et al. (2024) und Ariadne (2025) einen potenziellen Mehrwert für das Energiesystem, insbesondere durch die Integration großskaliger saisonaler Speicher wie Erdbeckenspeicher. Diese könnten demnach helfen, fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung besser zu nutzen und Lastspitzen zu vermeiden.

4.1.1.3 Verkehr

Im Verkehrssektor stieg der Stromverbrauch von 13 TWh (2005) auf 17 TWh (2024), wodurch sich der Anteil am Nettostromverbrauch von 3 % auf 4 % erhöhte (AGEB, 2025). Haupttreiber war die zunehmende Elektrifizierung des Straßenverkehrs, der 2024 rund 6 TWh verbrauchte. Der Anteil von Elektroautos an den Neuzulassungen lag 2023 bei 18 %, sank jedoch 2024 nach Auslaufen des Umweltbonus um fast 30 % auf etwa 276.000 Fahrzeuge (ADAC, 2025; Destatis, 2024). Im

Schienenverkehr zeigte sich ein gegenläufiger Trend: Der Stromverbrauch sank von 13 TWh (2005) auf 11 TWh (2024), womit sich der Anteil am Nettostromverbrauch auf 2 % verringerte (AGEB, 2025).

Bandbreiten, wesentliche Einflussfaktoren und robuste Trends

Im Verkehrssektor steigt der Strombedarf sowohl in den explorativen als auch in den normativen Szenarien bis zum Jahr 2045 an, wobei die Streuung innerhalb der Szenarien in beiden Szenarioarten sehr hoch ist (vgl. Abbildung 7). Bis 2030 zeigen sich moderate Unterschiede: Ausreißer treten bei explorativen Szenarien nach unten und bei normativen nach oben auf, jeweils etwa 10 TWh, während die Medianabweichung bei rund 20 TWh liegt. Bis 2045 nähern sich die Mediane beider Szenarioarten bei etwa 188 TWh an. Die normative Entwicklung verläuft dabei steiler, erreicht aber im Median denselben Wert wie die explorativen Szenarien, deren Anstieg kontinuierlicher erfolgt.

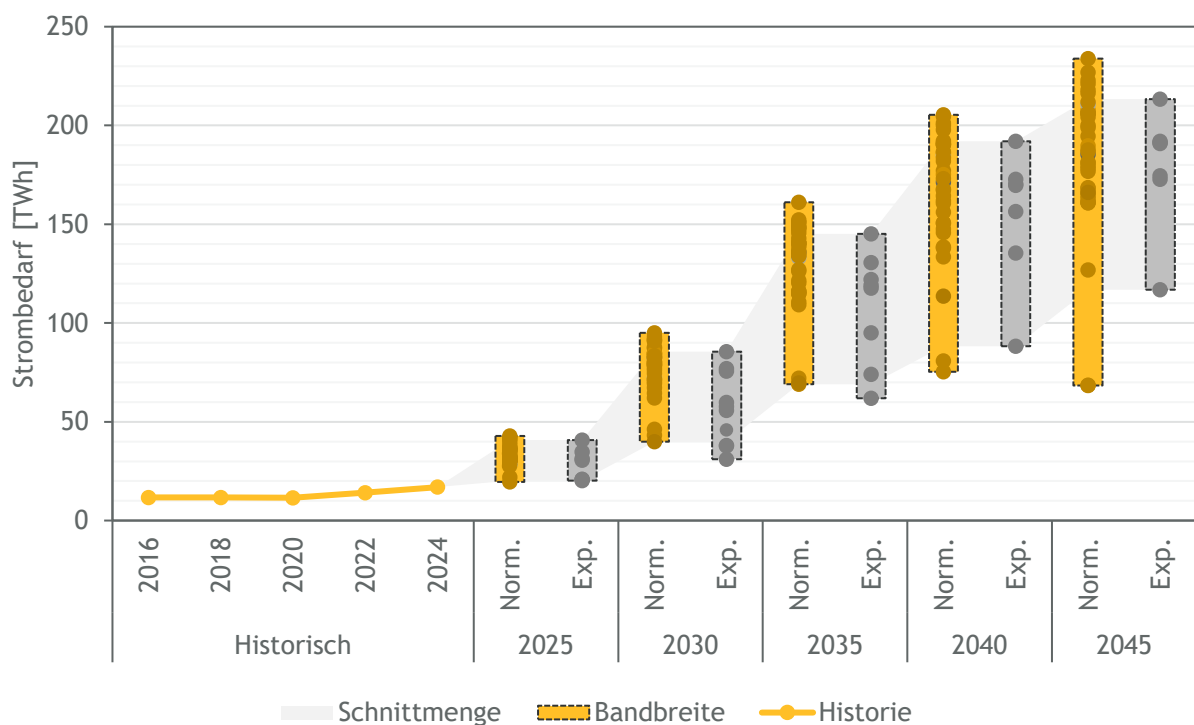


Abbildung 7: Entwicklung der Stromnachfrage im Verkehrssektor

Im Verkehrssektor ist der Hochlauf batterieelektrischer Fahrzeuge zentral. Das politische Ziel von 15 Millionen E-Pkw bis 2030 (BMW, 2022a) wird auch in den meisten normativen Szenarien nicht erreicht. Die Spannbreite reicht von 6-13 Millionen Fahrzeugen (Agora et al., 2024; BMW LFS, 2024; E-Venture, 2024; McKinsey, 2025). Rein batterieelektrische Fahrzeuge dominieren in den untersuchten Szenarien langfristig, während Plug-in-Hybride an Bedeutung verlieren. Der flächendeckende und vorauslaufende Ausbau der Ladeinfrastruktur wird von den meisten Studien als gegeben angenommen, von sektorspezifischen Studien dabei als notwendige Voraussetzung für den Hochlauf identifiziert (NOW GmbH, 2024a).

Der Schienenverkehr zeigt in den Szenarien einen stabilen Trend mit moderatem Stromverbrauchsanstieg von 11 TWh (2024) auf rund 12 TWh bis 2045 im Median über alle untersuchten Szenarien hinweg. Ursache sind ein begrenzter Ausbau sowie leichte Effizienzgewinne. Größere Elektrifizierungspotenziale bestehen hier nicht, da die Verkehrsleistungen im Schienenpersonen- sowie -güterverkehr bereits weitgehend elektrisch erbracht werden (BMV, 2021).

Im Busverkehr wird in den meisten Szenarien von einer nahezu vollständigen Elektrifizierung bis spätestens Mitte der 2040er Jahre ausgegangen. Im Bereich leichter Nutzfahrzeuge wird der Markthochlauf insgesamt etwas dynamischer eingeschätzt als im Pkw-Segment. (Ariadne, 2025) prognostiziert hier bis 2045 eine fast vollständige Elektrifizierung. Die Langfristszenarien gehen bis 2030 von einem Anteil von 60 % aus (BMW LFS, 2024).

Auch im Segment schwerer Lkw wird ein deutlicher Markthochlauf erwartet. (Agora et al., 2024) projiziert, dass bereits 2030 ein Drittel der Fahrleistung elektrisch erbracht wird. Die Langfristszenarien erwarten bis 2030 einen elektrischen Anteil im Bestand von 17-18 % (BMW LFS, 2024). Limitierende Faktoren sind das eingeschränkte Fahrzeugangebot und die Ladeinfrastruktur auf Fernverkehrsrouten.

Unsicherheiten

Im Verkehrssektor betreffen die Unsicherheiten in den Szenarien vor allem die Geschwindigkeit und Segmentdurchdringung elektrischer Antriebe. Die Spannbreite der Anzahl batterieelektrischer Pkw für das Jahr 2030 zwischen 6 und 13 Millionen weist auf unterschiedliche Annahmen zur Marktakzeptanz, Kostenentwicklung und politischen Steuerung hin. Zusätzlich wird in normativen Szenarien wie in Agora et al. (2024) eine Verlagerung vom motorisierten Individualverkehr hin zu alternativen Mobilitätsformen wie ÖPNV und Schiene angenommen, während explorative Szenarien hier zurückhaltender sind.

Die Studien gehen von einem erheblichen Ladeinfrastrukturbedarf aus. Laut NOW (2024a) werden bis 2030 zwischen 380.000 und 680.000 öffentlich zugängliche Ladepunkte benötigt, mit einer installierten Leistung von 15,7-22,6 GW. Die öffentliche Infrastruktur soll 36-50 % des Ladebedarfs abdecken. Die tatsächliche Bedarfsdeckung hängt von der Verfügbarkeit nicht-öffentlicher Ladepunkte sowie dem Ausbau von HPC-Ladeinfrastruktur ab. Diese wird als Maßnahme zur Reduktion des Gesamtbedarfs betrachtet, ersetzt jedoch nicht die Notwendigkeit von Normalladepunkten im öffentlichen Raum.

Im Verkehrssektor wird von den gesichteten Studien die Möglichkeit des systemdienlichen Ladens und Entladens von Elektrofahrzeugen diskutiert. Ariadne (2025) sieht im flexiblen Laden ein Potenzial zur Deckung eines Drittels des täglichen Flexibilitätsbedarfs. E-Venture (2024) verweist auf langfristige Potenziale durch bidirektionales Laden, nennt jedoch zeitliche und kapazitive Einschränkungen. Agora et al. (2024) schätzt den kurzfristigen Flexibilitätsbeitrag von Elektrofahrzeugen auf bis zu 60 GW.

4.1.1.4 Rechenzentren

Der Stromverbrauch von Rechenzentren in Deutschland wurde für 2024 auf etwa 20 TWh geschätzt (Bitkom, 2024b). Bislang liegt jedoch keine offizielle Bilanzierung des Stromverbrauchs von Rechen- und Datenzentren vor. In diesem Kontext ist insbesondere unklar, ob und in welchem Umfang der Verbrauch dezentraler Rechenleistung perspektivisch erfasst wird oder ob sich die Erhebungen und Projektionen hauptsächlich auf große, zentrale Rechenzentren beschränken. Es ist daher denkbar, dass in den betrachteten Szenarien der Strombedarf aus Rechenoperationen zumindest teilweise anderen Sektoren - etwa der Industrie oder dem Gebäudesektor - zugerechnet wurde. Dies könnte auch erklären, warum aktuelle Verbrauchsschätzungen zum Teil über den in den Szenarien ausgewiesenen Werten liegen. Deswegen ist ein direkter Vergleich mit den Szenarien nur eingeschränkt aussagekräftig. Zugleich ist zu berücksichtigen, dass bislang nur eine begrenzte Zahl an Studien vorliegt, die den Strombedarf von Rechenzentren explizit ausweisen. Einige Szenarien basieren auf Annahmen, die zum Zeitpunkt ihrer Erstellung aktuell waren, jedoch die Dynamik jüngerer Entwicklungen - etwa im Bereich Künstliche Intelligenz - nicht vollständig abbilden konnten. Dies erschwert die Einordnung der Ergebnisse im heutigen Kontext. Entsprechend vorsichtig ist die Interpretation der vorliegenden Bandbreiten vorzunehmen.

Bandbreiten, wesentliche Einflussfaktoren und robuste Trends

Die Szenarien zur zukünftigen Stromnachfrage von Rechenzentren weisen große Spannbreiten auf, wie Abbildung 8 veranschaulicht.

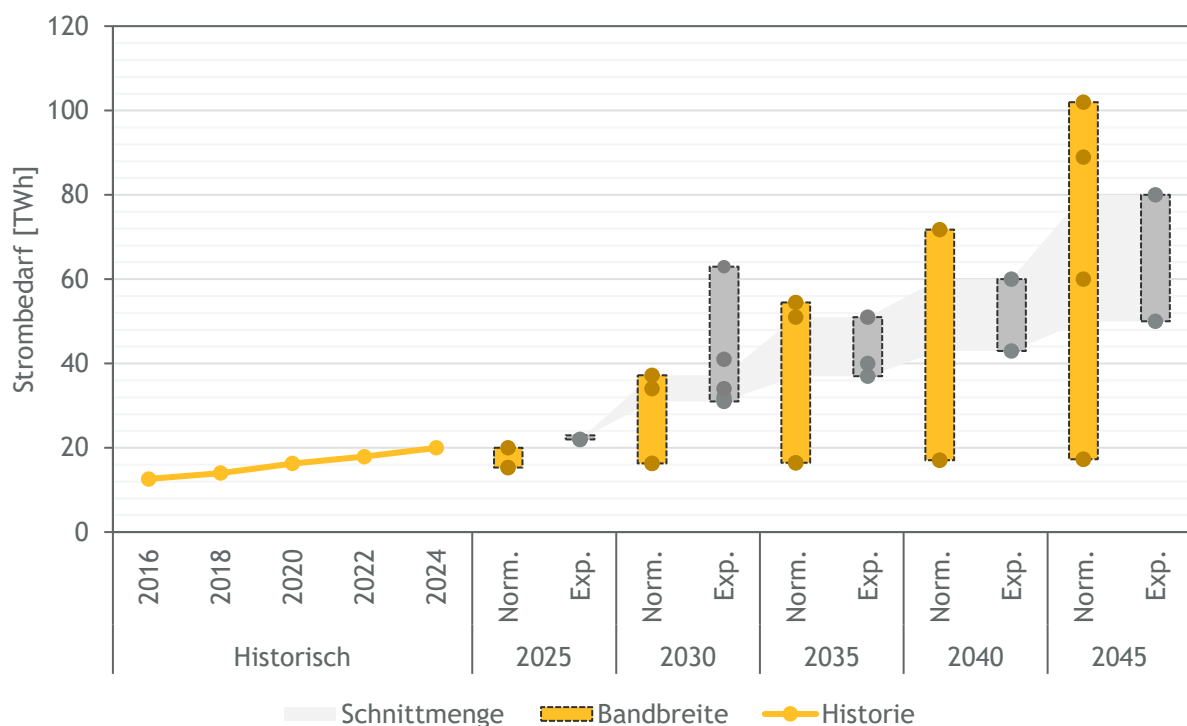


Abbildung 8: Entwicklung der Stromnachfrage für Rechenzentren

Im Bereich Rechenzentren wird ein Anstieg des Stromverbrauchs vor allem durch neue Anwendungen und strukturelle Veränderungen in der digitalen Infrastruktur erwartet. Der Ausbau von

Cloud-Computing, KI-Modellen und Hochleistungsrechenanwendungen wird als zentraler Treiber genannt (Bitkom, 2024b). Diese Entwicklungen könnten zu einem gegenüber heute deutlich höheren Strombedarf führen.

Unsicherheiten

Der Ausbau von Rechenzentren steht vor erheblichen Unsicherheiten. Hohe Investitionskosten, komplexe Infrastrukturanforderungen und politische Rahmenbedingungen beeinflussen maßgeblich das Realisierungstempo und die Skalierung.

Im Bereich der Rechenzentren werden die hohen Strompreise in Deutschland als Wachstumshemmnis im internationalen Vergleich angeführt (Bitkom, 2024b). Zusätzlich können regulatorische Vorgaben wie § 11 des Energieeffizienzgesetzes (EnEfG) den Zubau hemmen. Die darin festgelegten Anforderungen zur Energieverbrauchseffektivität werden von der Branche als sehr anspruchsvoll bewertet (Bitkom, 2024b).

Gleichzeitig bestehen hinsichtlich des Ausbaus von Rechenzentren und damit ihres Strombedarfs auch politische Entscheidungsbedarfe. Diese betreffen vor allem Fragen im Kontext der digitalen Souveränität bzw. geopolitischer Überlegungen im Kontext der künstlichen Intelligenz.

4.1.1.5 Resultierender Bruttostromverbrauch

In allen untersuchten Szenarien steigt der gesamte Bruttostrombedarf langfristig an (vgl. Abbildung 9).⁵ Die untersuchten normativen Szenarien projizieren dabei einen steileren Hochlauf des Bruttostrombedarfs als die explorativen Szenarien. Zudem ist die Spannbreite zwischen den normativen Szenarien deutlich größer.

⁵ Um eine Vergleichbarkeit des sektorübergreifenden Bruttostromverbrauchs zu gewährleisten, werden Netz- und Speicherverluste sowie der Stromverbrauch im Umwandlungsbereich – sofern in den Szenarien nicht explizit ausgewiesen – einheitlich geschätzt. Dabei wird für das Jahr 2025 auf Basis einschlägiger Literatur (BMWK LFS, 2024; UBA, 2025) ein Verlustanteil von 10 % angesetzt, der sich bis zum Jahr 2045 linear auf 7 % reduziert. Dies ist insbesondere auf den rückläufigen Kraftwerkseigenverbrauch sowie auf die Reduktion des Stromverbrauchs im Bereich der sonstigen Umwandlung (wie Bergbau, Raffinerien, Öl- und Gasförderung) zurückzuführen.

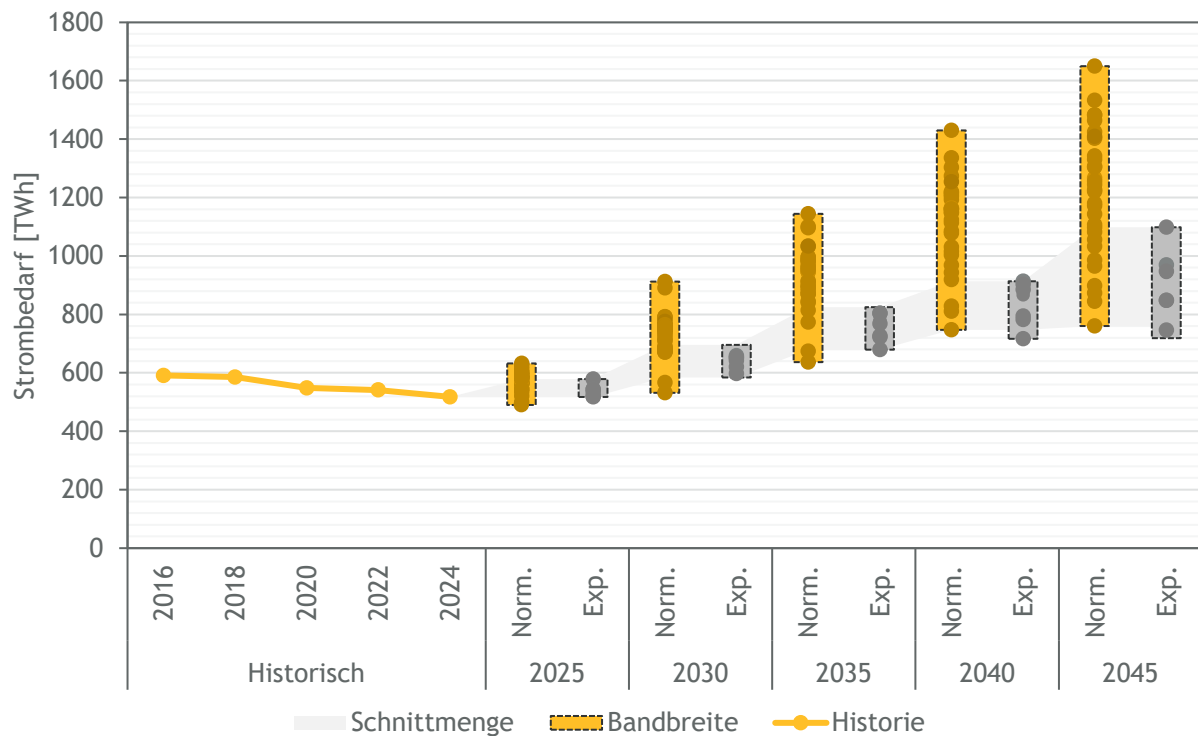


Abbildung 9: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs

Abweichungen im Strombedarf zwischen den normativen Szenarien sind auf unterschiedliche Annahmen zurückzuführen. So bilden Szenarien, die stärkere Suffizienzannahmen treffen (z. B. hinsichtlich Konsumverhalten, Wohnflächennutzung oder Verkehrsverlagerung) systematisch den unteren Rand der Bandbreite ab. In solchen werden beispielsweise Lebensstiländerungen wie eine intensivere Nutzung des ÖPNV oder ein langsamerer Zuwachs der Wohnfläche unterstellt. Pfade, die eine höhere Nutzung von Wasserstoff bei gleichzeitig substanziellen Importannahmen annehmen, unterstellen ebenfalls geringere Strombedarfe. An diesem unteren Ende der normativen Szenarien kommt es zugleich zu Überschneidungen mit den explorativen Szenarien.

Auch modelltechnische Aspekte können Einfluss auf die Höhe des Stromverbrauchs ausüben. So zeigen sich beispielsweise niedrigere Werte beim Einsatz von Modellen mit integrierter Energie- und Wirtschaftssystembetrachtung, wie etwa in den Ariadne-Szenarien „NFniedrig“ und „H₂“, die mit dem Modell REMIND-EU gerechnet wurden - einer Kombination aus intertemporalem Wachstumsmodell und sektoraler Energiesystemabbildung.

4.1.2 Einordnung der Szenarien

Die nachfolgende Analyse ordnet die betrachteten Szenarien bezüglich des Bruttostromverbrauchs im Hinblick auf ihre Übereinstimmung mit den in der aktuellen nationalen und europäischen Klimapolitik formulierten Zielsetzungen sowie dem Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan ein.

4.1.2.1 Klimaziele

Die im Klimaschutzgesetz (insbesondere §§ 3 und 4 KSG) verankerten, nationalen Zielwerte sehen eine schrittweise Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber dem Referenzjahr 1990 vor. Bis zum Jahr 2030 soll eine Minderung um mindestens 65 % erreicht werden, bis 2040 soll eine Reduktion um mindestens 88 %. Spätestens im Jahr 2045 soll Netto-Treibhausgasneutralität erreicht werden; das heißt, dass verbleibende Emissionen durch Senken kompensiert werden müssen. Ergänzend dazu legt § 4 KSG konkrete Jahresemissionsgesamtmengen bis 2030 sowie Minderungsziele für die Jahre 2031-2040 fest. Auf europäischer Ebene gilt zudem das Ziel, die Emissionen in den nicht vom EU-ETS erfassten Sektoren bis 2030 um 50 % gegenüber dem Basisjahr 2005 zu senken. Diese nationalen und europäischen Vorgaben bilden die zentrale Grundlage für die Kompatibilitätsprüfung.

Die Analyse der Einhaltung weiterer im NECP enthaltener Ziele bspw. bezüglich der Energieeffizienz gemäß dem Energieeffizienzgesetz (in Kraft seit 18.11.2023), vgl. BMWK (2024d), sind nicht Teil dieses Gutachtens.

Prüfung auf Kompatibilität

Die Kompatibilitätsprüfung in Bezug auf die bestehenden klimapolitischen Ziele zeigt, dass das Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 in allen im Rahmen dieses Gutachtens analysierten normativen Szenarien eingehalten wird. Dies gilt auch für die Minderungsziele bis zum Jahr 2030 und 2040 entsprechend dem § 3 KSG sowie auch für die Ziele in Bezug auf die Jahresemissionsgesamtmengen für das Jahr 2030 (§ 4 KSG). Das ESR-Ziel wird in den normativen Szenarien überwiegend erreicht. Darüber hinaus verdeutlicht Tabelle 3, dass in den betrachteten Szenarien nicht durchgehend explizite Aussagen zur Einhaltung weiterer Zielvorgaben gemacht werden – insbesondere solcher, die über das Ziel der Treibhausgasneutralität hinausgehen. Aus diesem Grund können einige der normativen Studien im Folgenden nicht als (vollständig) klimazielerreichend eingestuft werden.

Das gilt auch für die sektorspezifische Analysen wie dena (2025b), UBA (2024) und Prognos (2024), die in die Analyse miteinbezogen wurden. Diese Studien untersuchen einzelne Bereiche, ohne sektorübergreifende Auswertungen in Bezug auf die gesamten THG-Emissionen durchzuführen. Eine integrative Betrachtung der Wechselwirkungen zwischen den Sektoren sowie eine ganzheitliche Quantifizierung der Emissionsminderungen über alle Bereiche hinweg bleibt somit aus.

Tabelle 4: Kompatibilität mit energiepolitischen Zielen

Studie	Szenario	Normativ/ Explorativ	THG	§ 3 KSG			§ 4 KSG	ESR
				Klima- neutralität bis 2045	Mind. -88% bis 2040	Mind. -65 % bis 2030	Jahres- emissions- gesamt- mengen	-50 % ggü. 2005 bis 2030
BMBF/Ariadne (2025)	Mix	N	x	eingehalten	eingehalten	eingehalten	eingehalten	eingehalten
	Elek							
	H ₂							
	NFhoch							
	NFniedrig							
	ExPol	E		verfehlt	verfehlt	verfehlt	eingehalten	eingehalten
Aurora Energy Research (2025)	Central	E		verfehlt	n/a	n/a	n/a	n/a
	High	E						
	Low	E						
	Net Zero	N		eingehalten	n/a	n/a	n/a	n/a
BDI/BCG/IW (2025)	Optimiert	N		eingehalten	n/a	n/a	n/a	n/a
EnBW/Aurora (2025)	Kosten-red.	N		eingehalten	n/a	n/a	n/a	n/a
	Kosten-red. + red. NF							
UBA (2025)	MMS	E	x	verfehlt	verfehlt	verfehlt	verfehlt	verfehlt
	MWMS							
E-Venture (2024)	Low	N (>2030) E (≤ 2030)		eingehalten	n/a	n/a	n/a	n/a
	High							
Agora (2024)	KND	N	x	eingehalten	eingehalten	eingehalten	eingehalten	eingehalten
BMWK LFS (2024)	O45-Strom	N	x	eingehalten	eingehalten	eingehalten	vmtl. einge- halten	vmtl. einge- halten
	O45-H2							
McKinsey (2025)	Transformation	N		eingehalten	n/a	n/a	n/a	n/a
	Trend	E		vmtl. ver- fehlt	n/a	n/a	n/a	n/a
Fraunhofer ISE (2024)	Technologieoffen	N	x	eingehalten	eingehalten	eingehalten	vmtl. einge- halten	vmtl. einge- halten
	Effizienz							
	Beharrung							
	Robust							
ESYS (2023)	KN2045	N	x	eingehalten	eingehalten	eingehalten	vmtl. einge- halten	vmtl. einge- halten
	Fokus NF-red.							
	Fokus Techn.							
	Fokus NF & Techn.							
BDI/BCG (2021)	Zielpfad	N		eingehalten	n/a	eingehalten	eingehalten	vmtl. einge- halten
	Referenzpfad 2030	E		verfehlt	n/a	verfehlt	verfehlt	vmtl. ver- fehlt

Ein zentrales Ergebnis ist, dass in allen explorativen Szenarien das Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 verfehlt wird. Die Zwischenziele für die Jahre 2030 und 2040 werden ebenfalls nicht eingehalten. Die Verfehlung der Zwischenziele fällt in manchen Szenarien knapp aus, wie bspw. in UBA (2025) MMS und MWMS mit einer Minderung von jeweils 63 % gegenüber festgelegten 65 %. Trotz der knappen Verfehlung des Minderungsziels für das Jahr 2030 werden bspw. die Jahresemissionsgesamtmengen für das Jahr 2030 gemäß § 4 KSG in dem Ariadne-Szenario ExPol eingehalten (Ariadne, 2025). Laut der veröffentlichten Auswertungen sollte dies auch für das ESR-Ziel gelten. In den weiteren explorativen Szenarien werden die untersuchten klimapolitischen Ziele verfehlt.

Die Abweichung zwischen normativen Szenarien, die alle Klimaziele erreichen und solchen, die sie teilweise verfehlen, ist gering. Für das Jahr 2045 fällt der Unterschied im Median mit 1.255 TWh (zielerreichende) gegenüber 1.226 TWh (alle normativen) aus. Es lässt sich daraus schließen, dass die Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 der wesentliche Treiber für die Strombedarfsentwicklung in den betrachteten Szenarien ist. Dies hängt auch mit Annahmen der Modellierung (insbesondere perfekte Voraussicht) zusammen.

4.1.2.2 Vergleich mit dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans

Im Folgenden wird untersucht, wie die Stromverbrauchsentwicklung des bestätigten Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans (NEP) im Vergleich zu analysierten Szenarien einzuordnen ist und ob systematische Unterschiede in den sektoralen Bandbreiten bestehen. Dafür werden die Ergebnisse der analysierten Szenarien sektoral mit dem Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023) (Übertragungsnetzbetreiber, 2023e) sowie dem genehmigten Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2025) verglichen (BNetzA, 2025g).

Soweit in den untersuchten Szenarien für das Jahr 2037 keine expliziten Daten in den jeweiligen Szenarien vorliegen, werden die Werte zum Zwecke der nachfolgenden Darstellung inter- bzw. extrapoliert. Dies ermöglicht eine konsistente Gegenüberstellung der Strombedarfe über die beiden Stützjahre 2037 und 2045 über alle betrachteten Szenarien hinweg.

Die Ergebnisse dieses Vergleichs sind in den folgenden Abbildungen zusammengefasst. Abbildung 10 und Abbildung 12 zeigen den sektoralen Vergleich zwischen den analysierten Szenarien und dem Netzentwicklungsplan bzw. dem genehmigten Szenariorahmen für die Jahre 2037 und 2045. Abbildung 11 und Abbildung 13 stellen analog den entsprechenden Vergleich für den Bruttostromverbrauch dar für 2037 und 2045. In allen Abbildungen ist die Schnittmenge aus explorativen und normativen Szenarien in Hellblau hervorgehoben.

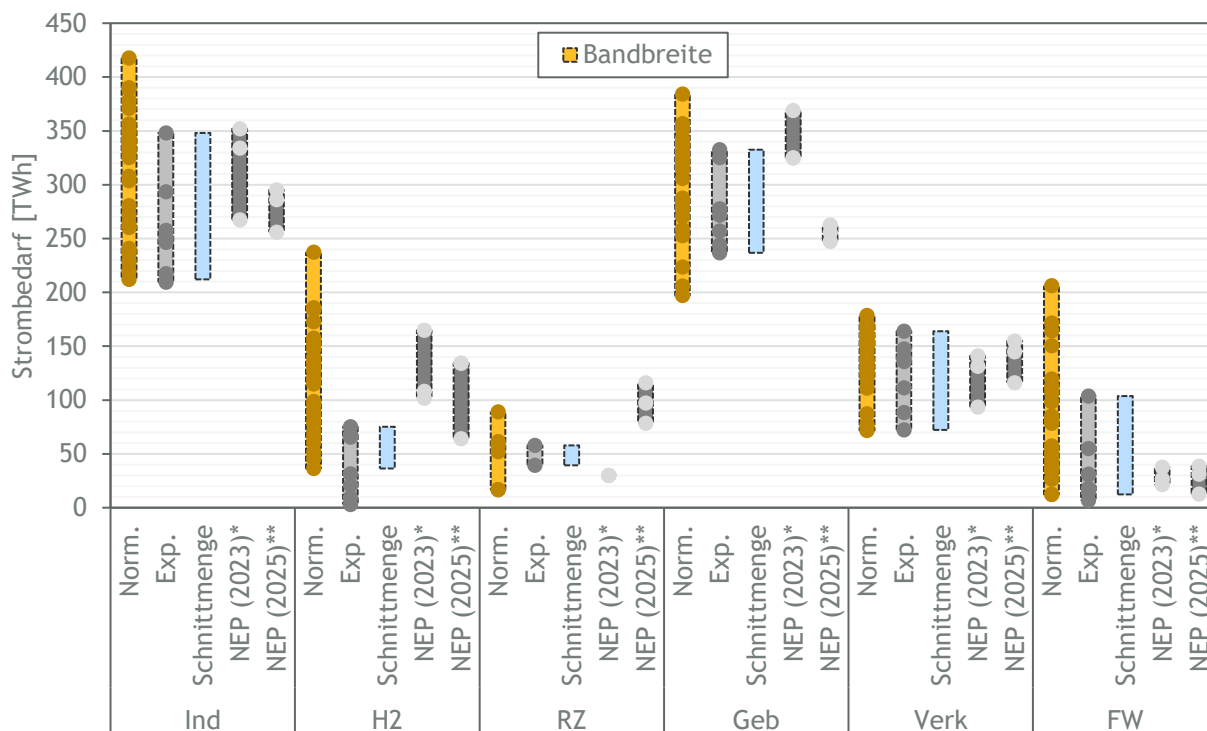


Abbildung 10: Sektoraler Vergleich der Stromnachfrage mit dem genehmigten Szenariorahmen NEP 2037/2045 (2025) für das Jahr 2037

* Bestätigung des NEP 2037/2045 (Version 2023)

**Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (Version 2025) - Quelle: BNetzA (2025g)

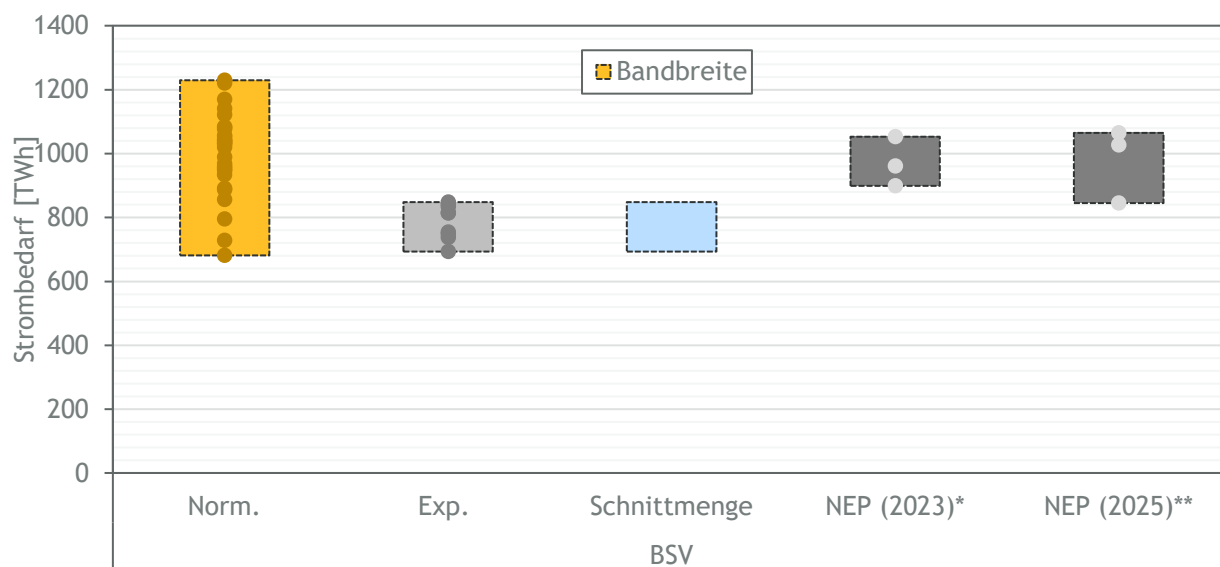


Abbildung 11: Vergleich der Bruttostromnachfrage mit dem genehmigten Szenariorahmen NEP 2037/2045 (2025) für das Jahr 2037

* Bestätigung des NEP 2037/2045 (Version 2023)

**Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (Version 2025) - Quelle: BNetzA (2025g)

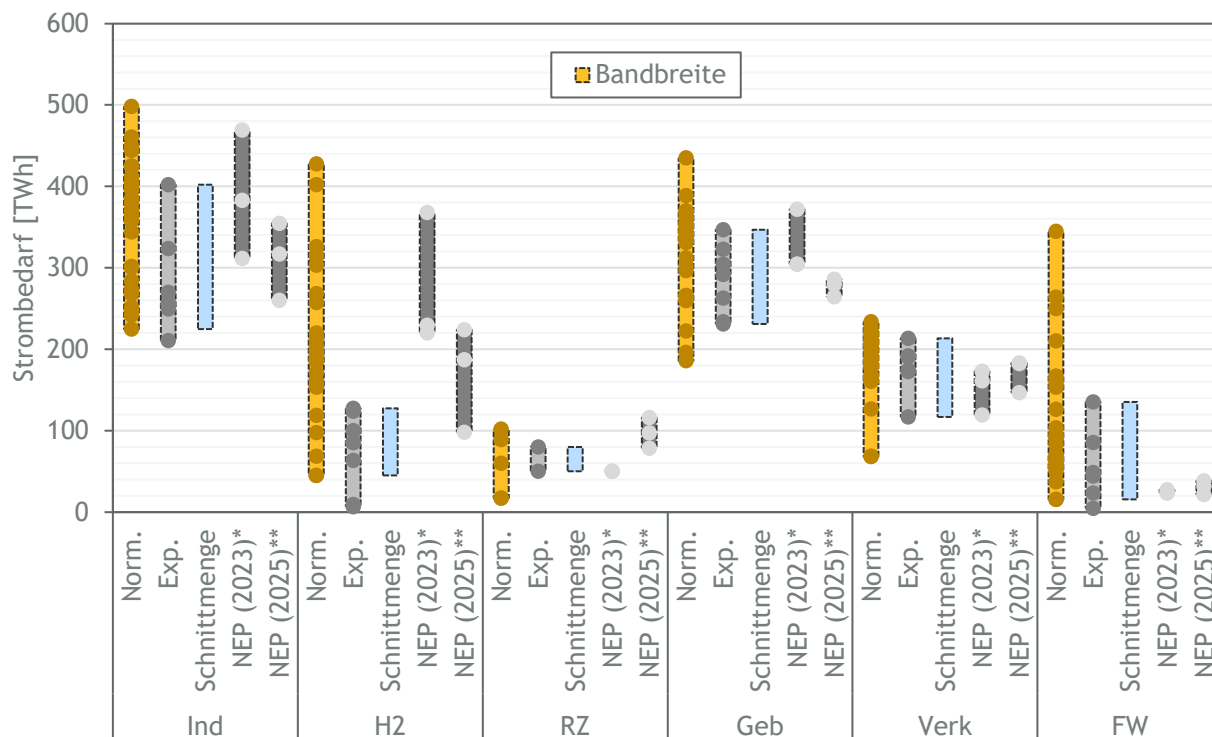


Abbildung 12: Sektoraler Vergleich der Stromnachfrage mit dem genehmigten Szenariorahmen NEP 2037/2045 (2025) für das Jahr 2045

* Bestätigung des NEP 2037/2045 (Version 2023)

**Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (Version 2025) - Quelle: BNetzA (2025g)

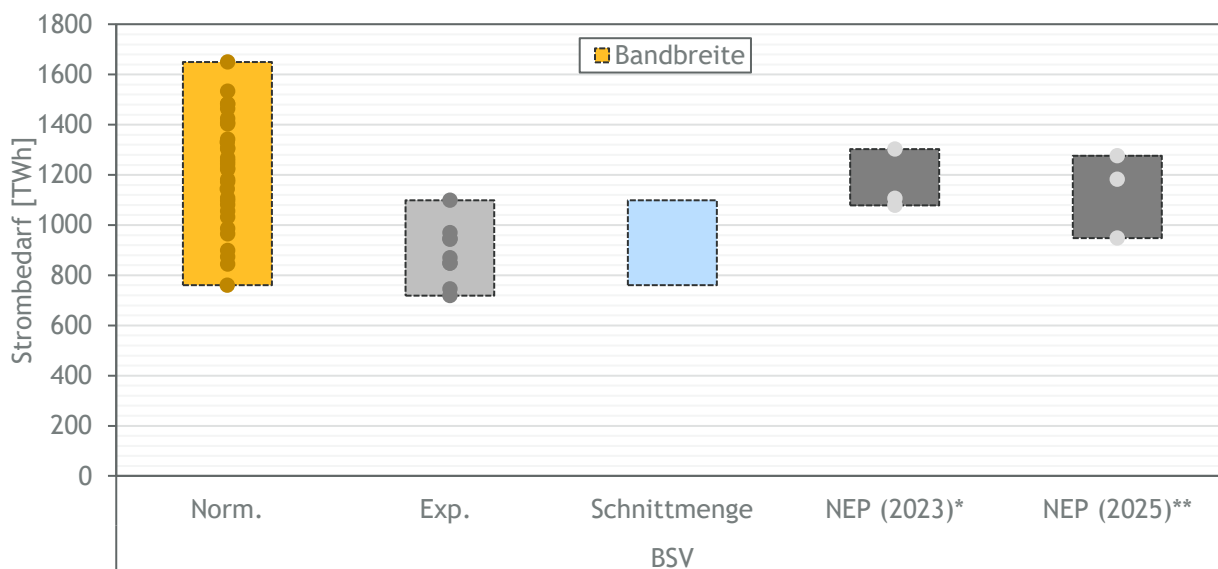


Abbildung 13: Vergleich der Bruttostromnachfrage mit dem genehmigten Szenariorahmen NEP 2037/2045 (2025) für das Jahr 2045

* Bestätigung des NEP 2037/2045 (Version 2023)

**Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (Version 2025) - Quelle: BNetzA (2025g)

Industriesektor und Elektrolyse

Im Vergleich zum NEP 2037/2045 (Version 2023) geht der Szenariorahmen für den NEP 2037/2045 (Version 2025) von einem deutlich geringeren Stromverbrauch in Industrie und Elektrolyse aus - besonders deutlich fällt die Korrektur am oberen Rand der Bandbreiten aus, wie Abbildung 10 und Abbildung 12 jeweils für das Jahr 2037 und 2045 aufzeigen. In der Industrie reduziert sich dieser bis 2045 um etwa 25 %, in der Elektrolyse um fast 40 %. Auch die unteren Werte sinken, vor allem bei der Elektrolyse, wo der untere Bandwert für 2045 um mehr als die Hälfte reduziert wurde. Insgesamt nähert sich der neue Szenariorahmen damit stärker den Ergebnissen explorativer Szenarien an, die in beiden Sektoren von geringeren Verbräuchen ausgehen.

Während sich der neue Szenariorahmen in dem Industriesektor zwischen den normativen und explorativen Szenarien verortet, bleibt er bei der Elektrolyse oberhalb der Werte explorativer Szenarien. Gleichzeitig unterscheiden sich die Abschätzungen je nach Szenarioart deutlich: Normative Szenarien unterstellen einen forcierten Hochlauf von H₂-Technologien und weisen daher teils deutlich höhere Bedarfe aus. Die Annahmen des neuen Szenariorahmens deuten hingegen auf eine zurückhaltendere Bewertung der Strombedarfsentwicklung in den beiden Sektoren hin.

Gebäude und Fernwärme

Auch in den Sektoren Gebäude und Fernwärme zeigen sich im Szenariorahmen für den NEP 2037/2045 (Version 2025) Anpassungen gegenüber dem NEP 2037/2045 (Version 2023). Für den Gebäudesektor wurden die Stromverbrauchsannahmen spürbar gesenkt: Die Bandbreite für 2037 reduziert sich von 325-369 TWh auf 247-263 TWh, für 2045 fällt der obere Wert um rund 23 % auf 286 TWh (vgl. Abbildung 10 und Abbildung 12). Ausschlaggebend sind niedrigere Erwartungen beim Wärmepumpenhochlauf - etwa halb so viele Anlagen bis 2037 - sowie eine deutliche Reduktion des angenommenen Verbrauchs im Gerätesektor in Anlehnung an die Langfristszenarien des BMWK. Damit nähert sich der Szenariorahmen den explorativen Szenarien an und unterschreitet die meisten normativen Pfade.

Im Bereich der Fernwärme liegt die Bandbreite für das Jahr 2037 nun bei 13-39 TWh - bei nahezu unverändertem oberem Rand, aber deutlich gesenkter Untergrenze (vgl. Abbildung 10 und Abbildung 12). Auch für 2045 bleiben die Annahmen mit 22-39 TWh unterhalb der meisten explorativen und normativen Szenarien. Ausschlaggebend dafür sind die Annahmen über den vermehrten Einsatz alternativer Wärmequellen wie Geothermie oder Abwärme sowie Effizienzgewinne durch Sanierungen, die den Strombedarf begrenzen (BNetzA, 2025g).

Verkehr

Im Verkehrsbereich hingegen steigen die Verbrauchsannahmen: Für 2037 von zuvor 94-141 TWh auf 116-155 TWh, für 2045 auf bis zu 183 TWh (s. Abbildung 10 und Abbildung 12). Die obere Bandbreite liegt nun näher an den Werten normativer Szenarien, was insbesondere auf die höheren Annahmen zu batterieelektrischen Fahrzeugen zurückzuführen ist. Damit folgt der Szenariorahmen stärker den aktuellen politischen Zielen und den Langfristszenarien des BMWK.

Rechenzentren

Die bisherigen Verbrauchserwartungen für Rechenzentren wurden im neuen Szenariorahmen für den NEP 2037/2045 (Version 2025) deutlich nach oben angepasst. Während im NEP 2037/2045 (Version 2023) noch pauschal 30 TWh für 2037 und 50 TWh für 2045 angesetzt wurden, sieht der neue Szenariorahmen nun Werte zwischen 78 und 116 TWh vor (vgl. Abbildung 10 und Abbildung 12). Grund dafür sind aktuelle Projektmeldungen, die auf eine steigende Anschlussnachfrage hindeuten. Damit liegt hinsichtlich dieser Prämisse der Szenariorahmen deutlich über früheren Szenarien, in denen Rechenzentren oft nur eine untergeordnete Rolle spielten. Auch normative Szenarien bleiben im Vergleich größtenteils darunter, mit Ausnahme einzelner Ausreißer wie beispielsweise dem High-Szenario von E-Venture mit 102 TWh im Jahr 2045 (E-Venture, 2024). Die hohen Werte im neuen Szenariorahmen spiegeln die derzeit dynamische Entwicklung in diesem Sektor wider.

Gesamt

In den jeweiligen Szenariorahmen wird eine Bandbreite möglicher Stromverbräuche untersucht. Diesen sogenannten Szenariotrichter spannt der aktuelle Prozess zur Erstellung des Netzentwicklungsplans Strom breiter als bisher auf: niedriger Stromverbrauch in Szenario A (948 TWh), mittlerer Stromverbrauch in Szenario B (1182 TWh), hoher Stromverbrauch in Szenario C (1276 TWh) im Jahr 2045 (BNetzA, 2025g). Die visualisierten Daten des Szenariorahmens für den zum Zeitpunkt des Gutachtens noch nicht vorliegenden NEP 2037/2045 (Version 2025) liefern bereits die Abschätzung zur angelegten Stromverbrauchsentwicklung in den einzelnen Sektoren. In Bezug auf den Bruttostromverbrauch liegen NEP-Szenarien durchweg oberhalb der in explorativen Szenarien angenommenen Verbrauchsniveaus, bleiben im Median jedoch unterhalb der Werte, die in normativen Szenarien errechnet werden.

Im Vergleich zum NEP 2037/2045 (Version 2023) wurde der Bruttostromverbrauch im aktuellen Szenariorahmen (Version 2025) im Median erhöht. Gleichzeitig ist die Bandbreite innerhalb der NEP-Szenarien deutlich gewachsen, sodass auch ein Szenario mit einer Stromnachfrage unterhalb des vorherigen Minimalwerts vorliegt. Diese Ausweitung spiegelt die zunehmenden Unsicherheiten wider - insbesondere mit Blick auf die Entwicklung in der Industrie und den Einsatz von Wasserstoff, auf die in den vorangegangenen Abschnitten bereits eingegangen wurde.

4.1.3 Zwischenfazit Bruttostromverbrauch

Die in diesem Gutachten analysierten zielerreichenden Szenarien projizieren eine teils stark steigende Stromnachfrage über alle Endverbrauchssektoren hinweg. Kostenvorteile der Elektrifizierung kommen in den gesichteten Szenarien auch deshalb zum Tragen, da überwiegend von einer effizienten Systemintegration der Nachfrage und der tiefgreifenden Koordination der Akteure und Infrastrukturen ausgegangen wird. Diese umfasst die Flexibilisierung und die Koordination mit EE-Verfügbarkeit und Netzinfrastuktur sowie unter den Nachfragetechnologien.

Gleichzeitig bestehen in den gesichteten Studien große Unterschiede zwischen normativen und explorativen Szenarien, sowohl in mittlerer als auch in langer Frist. In der mittleren Frist verzeichnen die explorativen Szenarien verglichen mit den Zielszenarien eine teils deutlich geringere

Steigung des Stromverbrauchs entlang der definierten Sektoren, verfehlen dabei jedoch durchweg die Klimaziele.

Der Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 liegt in den analysierten explorativen Szenarien zwischen rund 580 TWh und 700 TWh. Die normativen Szenarien projizieren hingegen eine deutlich größere Spanne von etwa 530-910 TWh und damit eine höhere Stromnachfrage am oberen Ende der Bandbreiten. Für 2030 überschneiden sich die Bandbreiten beider Szenarien im Bereich von 580-700 TWh. Mithin liegt der Median der explorativen Szenarien zentral in diesem Korridor.

Die Untersuchung der jeweiligen Sektoren zeigt, dass die beobachtete Abweichung im Jahr 2030 zum Großteil den drei Endverbrauchssektoren Industrie (Ind), Gebäude (Geb) und Verkehr (Verk) zuzurechnen ist. Die durchschnittliche Abweichung zwischen normativen und explorativen Szenarien liegt hier bei ca. +28 TWh. Eine starke Abweichung ist ebenso bei der Elektrolyse (H₂) zu beobachten. Des Weiteren verzeichnet die Fernwärme (FW) in den normativen Szenarien ebenso einen höheren Strombedarf verglichen mit den explorativen Szenarien. Lediglich die Strombedarfsentwicklung der Rechenzentren zeigt einen - innerhalb einer kleinen Stichprobe - robusten Trend entlang aller untersuchten Szenarien.

Langfristig nähert sich die projizierte Stromnachfrage in den Sektoren Gebäude und Verkehr zwischen normativen und explorativen Szenarien wieder an, da beide Szenariokategorien von einer weitgehenden Elektrifizierung der Sektoren ausgehen.

Verbleibende Unsicherheiten bestehen bei den Effizienzzannahmen, bspw. bzgl. der energetischen Sanierung des Gebäudebestandes, sowie Suffizienzzannahmen, bspw. bzgl. der Wohnfläche per capita sowie der Verkehrsverlagerung vom Straßenverkehr auf den ÖPNV.

Hinsichtlich Industrie, Fernwärme und Elektrolyse besteht auch langfristig eine deutliche Abweichung zwischen normativen und explorativen Szenarien, die in Teilen auf eine unterschiedliche angenommene Industriestruktur zurückgeht. Annahmen hinsichtlich der Industriestruktur wirken sich zum einen im Rahmen der Direktelektrifizierung von Prozessen unmittelbar auf die Stromnachfrage aus und können zum anderen auch mittelbar durch den Strombedarf für die Wasserstoffelektrolyse (gegeben spezifischer Importannahmen) wirken. Im Rahmen der Wasserstoffelektrolyse sei für eine detailliertere Darstellung auf Abschnitt 4.5 verwiesen.

Hinsichtlich der Fernwärme geht die Unsicherheit unter anderem auf die Modellierungsansätze zurück. Szenarien mit besonders hoher Stromnachfrage in der Fernwärme (bspw. Ariadne (2025)) basieren teils auf anderen methodischen Ansätzen als Szenarien mit einem moderateren Anstieg der Stromnachfrage in der Fernwärme. Auch hier wirken sich Annahmen hinsichtlich Effizienz und Suffizienz auf die Stromnachfrage aus.

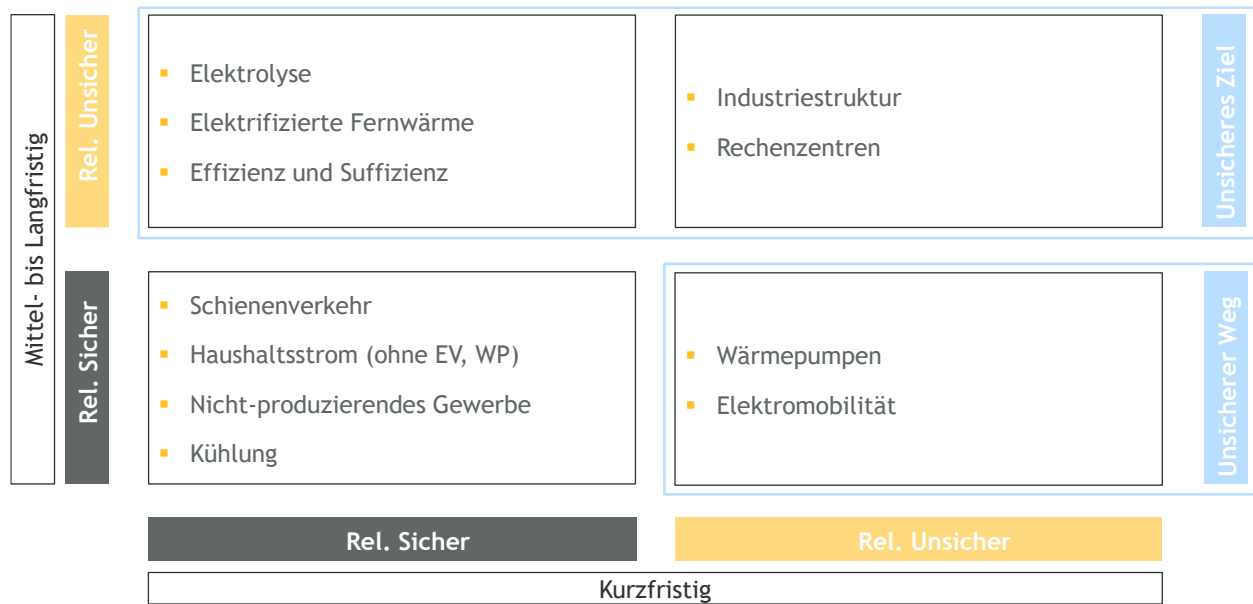


Abbildung 14: Ziel- und Wegunsicherheiten

Die identifizierten Unsicherheiten lassen sich, wenngleich unscharf, wie in Abbildung 14 gezeigt, in Weg- und Zielunsicherheiten trennen. Im Bereich der Wegunsicherheiten, also bezüglich Wärmepumpen und Elektromobilität, stimmen die meisten untersuchten Szenarien hinsichtlich der maßgeblichen und kosteneffizienten Dekarbonisierungstechnologien überein. Das Tempo der Dekarbonisierung ist dahingegen von den zuvor diskutierten Treibern und Hemmnissen bzw. den unmittelbaren politischen Rahmenbedingungen im Sinne des Investitionsumfeldes abhängig.

Im Bereich der Zielunsicherheiten werden Entscheidungsbedarfe insbesondere der industrie-, klima-, und geopolitischen Ziele deutlich. Die Analyse zeigt, dass die Erreichung der Klimaziele im Allgemeinen mit höheren Strombedarfen verbunden ist, ebenso der Erhalt der Industriestruktur. Geopolitische Überlegungen, beispielsweise hinsichtlich inländischer Wasserstoffherzeugung und Rechenzentren, können ebenfalls zu einem steigenden Strombedarf beitragen. Die politische Weichenstellung ist demnach auch hier mitentscheidend für die langfristige Entwicklung der Stromnachfrage.

4.2 Analyse des Stands des Ausbaus der erneuerbaren Energien

Dieses Kapitel wurde federführend vom EWI bearbeitet.

In diesem Kapitel werden die bisherigen Entwicklungen beim Ausbau von Anlagen zur Stromerzeugung aus Windenergie, Photovoltaik und Biomasse sowie mögliche zu erwartende zukünftige Entwicklungen und zentrale Unsicherheiten analysiert. Darauf aufbauend wird die Erreichbarkeit der aktuellen gesetzlichen Ziele analysiert. Ebenso wird der Status Quo für Bestands- und Neuanlagen zur Stromerzeugung aus Windenergie, Photovoltaik und Biomasse hinsichtlich der Stromerzeugungskosten sowie der Markt- und Netzintegration betrachtet.

Aktuelle Dynamiken beim Leistungszubau werden insbesondere bestimmt durch folgende Faktoren:

- die Verfügbarkeit von Flächen und Erzeugungsanlagen
- Genehmigungen für Errichtung und Betrieb
- Verfügbarkeit von Netz- bzw. Netzanschlusskapazitäten
- Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten der Erzeugungsanlagen
- Rahmenbedingungen der Förderung
- Marktpreisentwicklungen, v. a. bei Power-Purchase-Agreements.

Die Entwicklung der Einspeisung wird im Wesentlichen von den folgenden Faktoren getrieben:

- Zubau Erzeugungsleistung und deren technische Spezifikation
- (Lokale) Wetter- bzw. Standortbedingungen
- Verfügbarkeit von Stromnetzkapazitäten (Abregelung über Redispatch)
- Anreize zur Stromerzeugung über Marktpreissignale in Verbindung mit Fördermodell

In den für dieses Gutachten genutzten Studien und Analysen werden die jeweiligen Annahmen in diesem Kapitel zentral aufbereitet und analysiert.

4.2.1 Analyse der installierten Leistungen

Im Folgenden wird die installierte Leistung je erneuerbarer Stromerzeugungstechnologie analysiert. Dabei wird sowohl die historische Entwicklung als auch die mögliche Entwicklung für die Stützjahre 2030, 2035 und 2037 gemäß vorhandener Szenarien betrachtet. Der Fokus liegt auf den Technologien Wind an Land, Wind auf See, Photovoltaik und Biomasse. Die Erzeugungsleistung weiterer erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien wie Wasserkraft, Geothermie oder DKG-Gase⁶ bleibt gemäß aktueller Prognose in der Summe bis zum Jahr 2029 (1,7 GW) voraussichtlich weitestgehend auf dem heutigem Niveau (1,8 GW) (Netztransparenz, 2024b).

Abbildung 15 bis Abbildung 18 zeigen die installierte Leistung in den Jahren 2015-2024, szenariobasierte Bandbreiten aus verschiedenen Studien für die Jahre 2025-2030 und das Jahr 2035

⁶ DKG-Gase sind Deponiegas, Klärgas und Grubengas. Es handelt sich um gasförmige Nebenprodukte, die zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden können.

sowie die Bandbreite aus dem bestätigten Szenariorahmen des NEP 2037/2045 (Version 2025) (BNetzA, 2025g) sowie gesetzliche Zielsetzungen gemäß EEG und WindSeeG. Die Szenariospannen beinhalten den Ausbaubereich auf Basis explorativer Szenarien (Ariadne, 2025; BNetzA, 2025g; McKinsey, 2025; Netztransparenz, 2024b; UBA, 2025).

Diese Szenarien bilden eine zum Zeitpunkt ihrer Erstellung realistische Entwicklung ab, ohne die Zielerreichung explizit vorauszusetzen. Der Vergleich dieser Entwicklung mit den Zielen steht im Fokus dieses Kapitels. Im weiteren Zeitablauf nach der Szenarienerstellung können sich Änderungen in den Umsetzungsvoraussetzungen für EE-Zubau ergeben haben, die eine andere bzw. davon abweichende Entwicklung realistisch erscheinen lassen.

Die installierte Leistung von Windenergieanlagen an Land ist seit 2015 von ca. 41 GW auf rund 65 GW im ersten Halbjahr 2025 gestiegen. Diese installierte Leistung liegt weiterhin unter dem EEG-Ziel für 2024 von einer installierten Leistung in Höhe von 69 GW. Mittelfristig wird ein starker Zubau erwartet, auch wenn laut aktuellen Studien die EEG-Ziele bis 2030 voraussichtlich verfehlt werden. Die Spannbreite der explorativen Studien liegt zwischen 94 GW und 106 GW. Die gesetzliche Zielsetzung sieht 115 GW installierte Leistung bis 2030 vor.

Ein wesentlicher Frühindikator für den möglichen Zubau ist die Entwicklung der Genehmigungen. Der jüngste Anstieg der Genehmigungen deutet auf weiteres Ausbaupotenzial hin. Im ersten Halbjahr 2025 (Stichtag: 03.07.2025) wurde mehr Leistung genehmigt als in den Jahren 2015 sowie 2017-2023 jeweils innerhalb eines gesamten Jahres. Insgesamt stehen derzeit 29,5 GW an genehmigten, aber noch nicht realisierten Wind an Land-Anlagen bereit.

Bei einer Realisierungsquote von 88 % und einer durchschnittlichen Realisierungsdauer von 21 Monaten ergibt sich daraus ein Zubau von ca. 26 GW bis spätestens April 2027.⁷ Damit könnte ein Großteil der Lücke zum aktuellen EEG-Ausbauziel geschlossen werden. Mittel- bis langfristig könnte Wind an Land eine zentrale Rolle im Energiemix einnehmen. Für das Jahr 2035 liegt die gesetzliche Zielsetzung im oberen Bereich der Szenariospanne.

⁷ Die durchschnittliche Zeitspanne zwischen Zuschlag und Inbetriebnahme beträgt für in Betrieb genommene Anlagen im ersten Halbjahr 2025 21 Monate. Die angenommene Realisierungsquote von 88 % orientiert sich am Anteil realisierter Genehmigungen im Jahr 2021 (Deutsche Windguard, 2025).

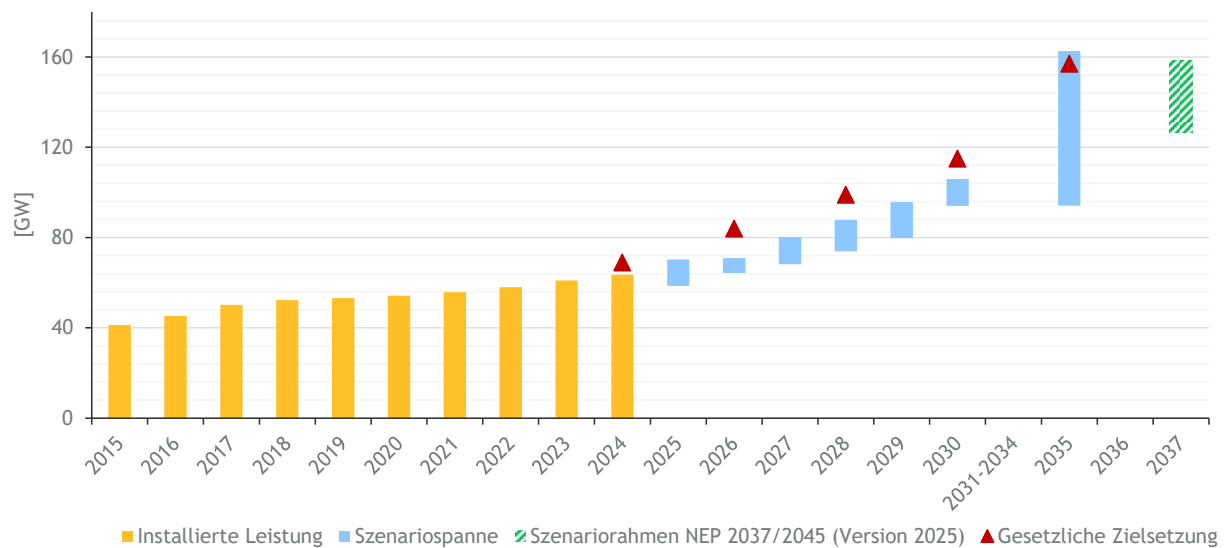


Abbildung 15: Installierte Leistung und Entwicklungspfade der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologie Wind an Land für die Jahre 2015-2037

Hinsichtlich der Planung des Übertragungsnetzes liegen im NEP 2037/2045 keine jahresscharfen Annahmen zum Ausbau von Windenergieanlagen an Land vor, sondern lediglich für die Zieljahre 2037 und 2045. Augenscheinlich könnte der angenommene Ausbau an Windenergieanlagen an Land im NEP synchron zu den Annahmen in den hier untersuchten explorativen Szenarien sein.

Windenergieanlagen auf See hatten im Jahr 2015 eine installierte Leistung von 3 GW. Bis zum Jahr 2024 stieg diese Leistung auf über 9 GW an. Alle betrachteten explorativen Szenarien zeigen bis 2030 eine Verfehlung der Ziele des WindSeeG von 30 GW. Aktuelle Informationen zeigen, dass bis zum Jahr 2030 21 GW Windenergieanlagen auf See an das Netz angeschlossen sein könnten (Deutsche Windguard, 2025). Dies ist vor allem durch Verzögerungen in der Lieferkette bei Stromnetzen sowie Neuplanungen bei der Trassenplanung und damit verbundenen Verzögerungen in den Netzanschlüssen begründet (siehe auch Abschnitt 4.3.1). Aktuelle Informationen deuten darauf hin, dass das WindSeeG-Ziel von 30 GW mit einer Verzögerung von ein bis zwei Jahren erreicht werden dürfte (Deutsche Windguard, 2025). Das WindSeeG-Ziel von mindestens 40 GW installierter Leistung von Windenergieanlagen auf See bis zum Jahr 2035 könnte nach dem Flächenentwicklungsplan (FEP) 2024 bereits im Jahr 2034 erfüllt werden, sofern alle vorgesehenen Flächen planmäßig ausgeschrieben, bezuschlagt und umgesetzt werden (Deutsche Windguard, 2025).

Die Ergebnisse aktueller Ausschreibungsrunden zeigen allerdings, dass eine erfolgreiche Bezuschlagung nicht sicher ist (BNetzA, 2025b). In der Ausschreibung zentral voruntersuchter Flächen im August 2025 wurden keine Gebote abgegeben. Die Fertigstellung war bis zum Jahr 2032 geplant, sodass sich hier Verschiebungen in der Zielerreichung für 2035 ergeben könnten, das am oberen Ende der betrachteten Szenariospanne liegt. Diese Entwicklungen sind aufgrund der jeweiligen Erstellungsdaten der Studien nicht in den explorativen Szenarien berücksichtigt.

Um das WindSeeG-Ziel bis zum Jahr 2040 von mindestens 70 GW Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, zu erreichen, sind für die kommenden Jahrzehnte weiterhin sehr hohe Zuwachsraten, die über den historischen Zubaudynamiken liegen müssten, notwendig

(ERK, 2025). Im NEP werden für Windenergieanlagen auf See für die Planung des Übertragungsnetzes in allen Szenarien über 50 GW an installierter Leistung für das Zieljahr 2037 angenommen. Im Vergleich zu den Annahmen zum Ausbau in den hier untersuchten explorativen Szenarien müsste die Ausbaudynamik deutlich ansteigen, um eine Asynchronität im Übertragungsnetz und dem EE-Ausbau zu vermeiden.

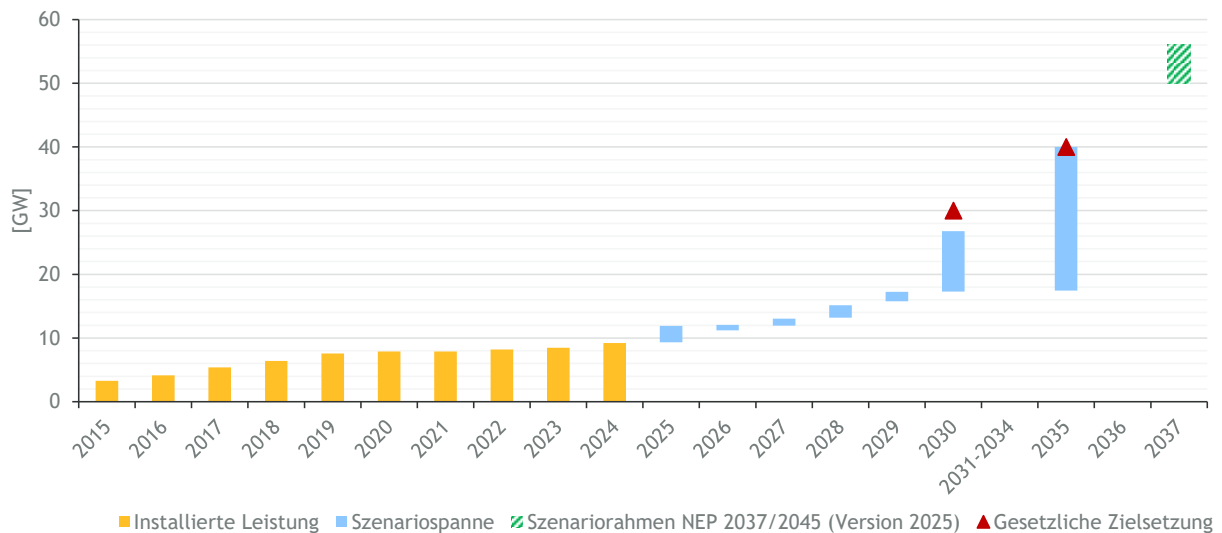


Abbildung 16: Installierte Leistung und Entwicklungspfade der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologie Wind auf See für die Jahre 2015-2037

Die installierte Photovoltaik (PV)-Leistung erfuhr eine deutliche Expansion von rund 40 GW im Jahr 2015 auf 107,5 GW zum Stand Juli 2025, sodass die Hälfte des EEG-Kapazitätsziels von 215 GW für 2030 erreicht werden konnte (BSW, 2025). Die PV-Anlagen gliedern sich im Wesentlichen in PV-Dachanlagen sowie PV-Freiflächenanlagen.

Im Jahr 2024 hatten PV-Dachanlagen einen Anteil von 67,5 % und Freiflächenanlagen von 31,7 %. Seit dem Jahr 2023 hat es einen deutlichen PV-Zubau gegeben, mit einem Bruttozubau im Jahr 2023 von 18,3 GW und 2024 von 15,4 GW. Allerdings zeigen die Monatsdaten für März, April und Mai 2025 einen rückläufigen Trend gegenüber den Vorjahren, insbesondere bei PV-Dachanlagen (BNetzA, 2025h). Dies könnte negative Effekte auf die Zielerreichung bis 2030 haben, wenn sich dies fortsetzt und nicht kompensiert wird.

Explorative Szenarien gehen von einem hohen Ausbau bis 2029 (Netztransparenz, 2024b) und darüber hinaus aus (UBA, 2025). Für die Jahre 2026 und 2028 liegen die EEG-Ziele im unteren Bereich der Szenariospanne. Bezüglich der Aufteilung von Dach- und Freiflächenanlagen zeigt die EEG-Mittelfristprognose, dass bis zum Jahr 2029 ein steigender Anteil von Freiflächenanlagen auf etwa 38 % im Trendszenario möglich sein könnte. Im Jahr 2030 beträgt die Szenariospanne der installierten PV-Gesamtleistung 147-215 GW und im Jahr 2035 159-309 GW.

Es ist zu berücksichtigen, dass die Szenarien unter Annahmen eines regulatorischen Rahmens erstellt wurden. Neuere Änderungen, die sich beispielsweise durch das Solarspitzenengesetz⁸ ergeben, sind hier nicht berücksichtigt. Aus einem Abgleich der Bandbreite der NEP-Annahmen für

⁸ Der Begriff „Solarspitzenengesetz“ wird genutzt, um das „Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungüberschüssen“ vom 21. Februar 2025 zu bezeichnen.

2037 und den jahresscharfen Annahmen bis 2030 in den hier untersuchten explorativen Szenarien lässt sich nicht notwendigerweise eine Asynchronität ableiten.

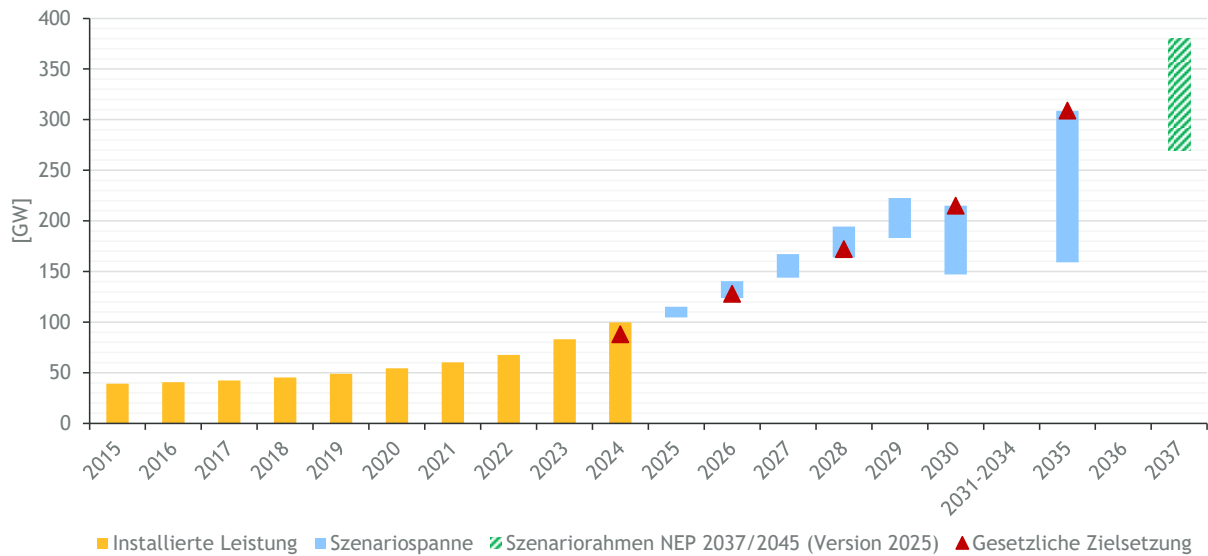


Abbildung 17: Installierte Leistung und Entwicklungspfade der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologie Photovoltaik für die Jahre 2015-2037

Die installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Biomasse verzeichnete von 2015-2024 einen moderaten, aber kontinuierlichen Anstieg von rund 7 GW auf etwa 9 GW.⁹ Die Studien zeigen für Biomasse eine geringere Dynamik in den zukünftigen Ausbauplänen. Die installierte Leistung stagniert bzw. geht zurück, was an unterschiedlichen Definitionen der Begriffe liegen könnte. Das EEG formuliert ein Kapazitätsziel für 2030 von 8,4 GW.

Für nachfolgende Jahre besteht kein Kapazitätsziel. Die hier untersuchten explorativen Szenarien implizieren, dass Biomasse langfristig vor allem eine stabilisierende Rolle im Stromsystem einnehmen wird, ohne starke Kapazitätserweiterungen zu erwarten. Der bestätigte Szenariorahmen des NEP 2037/2045 (Version 2025) weist für das Jahr 2037 sogar einen Rückgang auf eine installierte Leistung von 5 GW aus (BNetzA, 2025g), was einem erwartbaren Trend entspricht.

⁹ Biomasseanlagen sind alle Anlagen, die Strom aus Biomasse erzeugen. Darunter fallen z. B. Pflanzenreste, tierische Abfälle und biogene Abfälle. In den hier ausgewiesenen historischen Daten der AGEE-Stat werden unter Strom aus Biomasse die Beiträge aus biogenen Festbrennstoffen, biogenen flüssigen Brennstoffen, Biogas und Biomethan zusammengefasst.

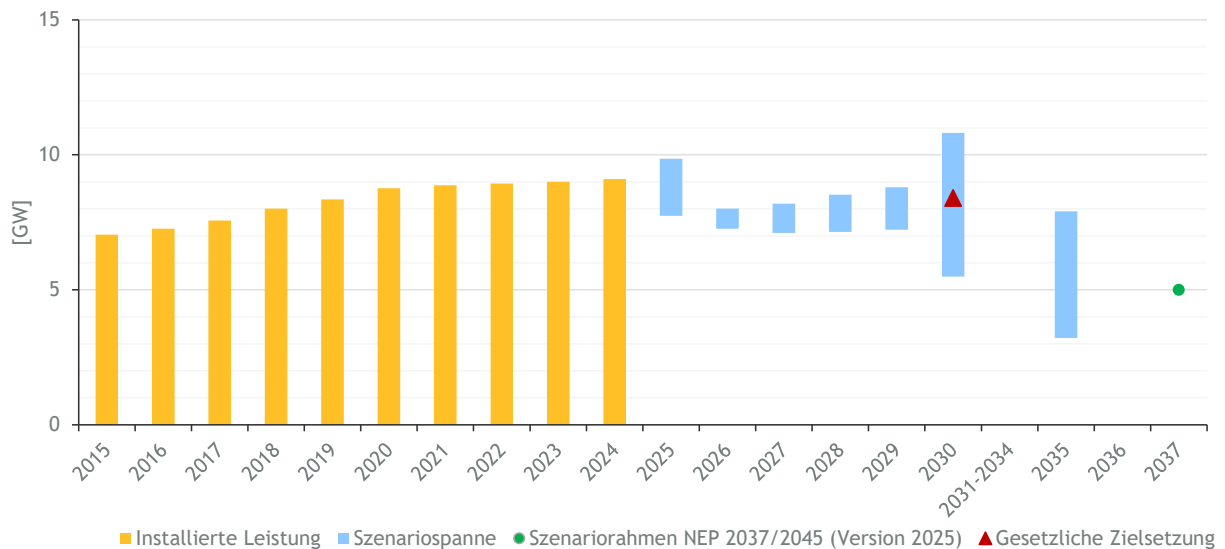


Abbildung 18: Installierte Leistung und Entwicklungspfade der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologie Biomasse für die Jahre 2015-2037

Die sonstigen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien umfassen in diesem Gutachten Wasserkraft, Geothermie, und DKG-Gase. Die installierte Leistung von Wasserkraft scheint bei rund 1,5 GW bis zum Jahr 2029 nahezu konstant zu bleiben, da aufgrund geographischer Verfügbarkeiten und hoher genehmigungstechnischer Hürden kaum Zubau möglich ist (Netztransparenz, 2024b). Die installierte Leistung von Geothermie könnte von etwa 50 MW im Jahr 2023 auf rund 70 MW bis 2029 steigen. Laut der EEG-Mittelfristprognose ist für die installierte Leistung von Klärgasanlagen bis zum Jahr 2029 ein leichter Nettozubau, vergleichbar zu der Entwicklung zwischen 2015 und 2024, zu erwarten. Für Deponiegase ist kein weiterer Ausbau zu erwarten. Dies begründet sich in zurückgehender Verfügbarkeit des Primärenergieträgers. Für Grubengas wird ein schrittweiser Rückbau bestehender Anlagen ohne nennenswerten Ersatz erwartet (Netztransparenz, 2024b).

Für die Synchronisierung des EE-Leistungszubaus mit der Netzentwicklung ist ein Abgleich des EE-Leistungszubaus mit der Planung für das Übertragungsnetz wie auch für das Verteilnetz relevant. Hier scheint die unterstellte Leistungsentwicklung in großen Teilen zwischen den beiden Netzebenen übereinzustimmen (Kapitel 4.4).

4.2.2 Analyse der Erzeugung

Im Folgenden wird die erneuerbare Stromerzeugung¹⁰ sowie die Volllaststunden der gesamten erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien und je erneuerbarer Stromerzeugungstechnologie analysiert. Dabei wird analog zu der installierten Leistung die historische Entwicklung sowie die mögliche Entwicklung für die Stützjahre 2030, 2035 und 2037 gemäß Studienlage betrachtet. Abbildung 19 zeigt die Entwicklung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch (BSV) von 2015-2024

¹⁰ Im Folgenden entspricht die Stromerzeugung der tatsächlich ins Stromnetz eingespeisten Strommenge und nicht dem möglichen Erzeugungspotenzial der Anlagen. Mengen, die im Zuge von marktlichen Anreizen oder Redispatchmaßnahmen abgeregelt wurden, sind hier nicht enthalten.

sowie die projizierte Szenariospanne. Ebenso wird der historische Verlauf des Bruttostromverbrauchs sowie die projizierte Szenariospanne aus Kapitel 4.1 gezeigt. Die Szenariospanne für den EE-Anteil am BSV basiert auf explorativen Szenarien (Ariadne, 2025; BNetzA, 2025g; Netztransparenz, 2024b; UBA, 2025).

Die erweiterte Szenariospanne wird für jedes Stützjahr aus den Extremwerten aller betrachteten Szenarien berechnet:

- Untere Grenze: Anteil der minimalen EE-Erzeugung am maximalen BSV.
- Obere Grenze: Anteil der maximalen EE-Erzeugung am minimalen BSV.

Für die Zwischenjahre liegen in den Studien keine expliziten Datenpunkte vor. Für das Jahr 2037 werden die Daten aus dem bestätigten Szenariorahmen für den NEP 2037/2045 (Version 2025) ausgewiesen.

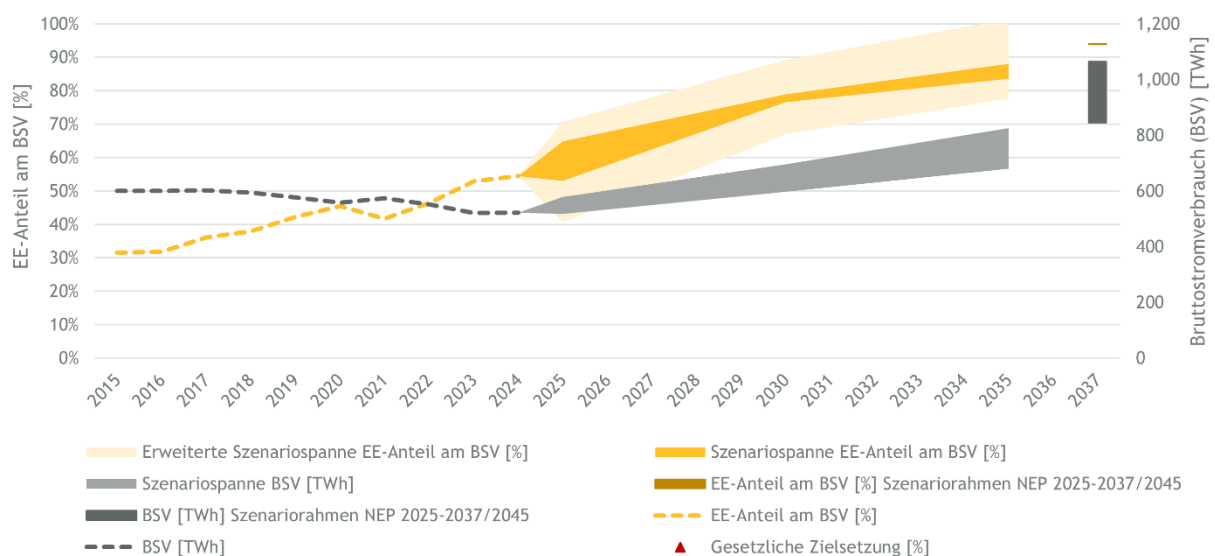


Abbildung 19: EE-Anteil am Bruttostromverbrauch

Der EE-Anteil am BSV stieg von etwa 31,6 % im Jahr 2015 auf 54,4 % im Jahr 2024. Die gesamte erneuerbare Stromerzeugung zeigt einen kontinuierlichen Anstieg und lag im Jahr 2024 bei etwa 284 TWh und damit unter dem gesetzlichen Ziel von 310 TWh (§ 4a EEG). In der mittleren Frist (2029) scheint ein weiterer Anstieg auf 321-452 TWh möglich, während das EEG-Ziel bei 533 TWh liegt (Netztransparenz, 2024b).

Ziel gemäß § 1 Abs. 2 EEG ist es, den EE-Anteil am BSV bis zum Jahr 2030 auf mind. 80 % zu erhöhen. Eine Zielerreichung ist damit sowohl von der Entwicklung der EE-Erzeugung als auch der Entwicklung des Bruttostromverbrauchs abhängig.

Die Szenariospanne für den EE-Anteil am Bruttostromverbrauch beträgt im Jahr 2030 72-79 % und verfehlt damit nur knapp das gesetzliche Ziel. Die erweiterte Szenariospanne, unter Berücksichtigung explorativer Szenarien aus Tabelle 2 mit EE-Prognose reicht von 67-89 %. Somit liegt das 80 %-Ziel in der erweiterten Szenariospanne. Laut des bestätigten Szenariorahmens des NEP 2037/2045 (Version 2025) beträgt der EE-Anteil im Jahr 2037 rund 94 %. Die Erreichung dieses Ziels bedarf somit einer Fortführung des steigenden Trends. Der EE-Anteil am BSV im bestätigten

Szenariorahmen enthält keine Spanne, da die EE-Erzeugung und der BSV im ähnlichen Verhältnis steigen bzw. sinken.

Unsicherheiten der realisierten Stromerzeugung

Die EE-Erzeugung hängt nicht nur vom Ausbau der Kapazitäten und der Nachfrageentwicklung ab, sondern auch vom Wetter und dem Ausbau der Netzinfrastruktur. Unterschiedliche Annahmen zum Netzausbau beeinflussen die Abregelungsmengen in den Szenarien erheblich. Hinsichtlich der Effekte des Wetters zeigt das windschwache erste Halbjahr 2025 beispielsweise, dass zusätzliche installierte Leistung sich nicht zwingend in gleichem Maße in einer höheren Erzeugung niederschlägt (AGEE Stat, 2025). Darüber hinaus können sich die Volllaststunden, etwa durch Anlagentechnik, Standort- oder Technologiewahl, Auflagen oder Fördermodell verändern.

Die folgende Tabelle 5 zeigt technologiespezifisch die durchschnittliche installierte Kapazität über alle explorativen Studien hinweg für das Jahr 2030 sowie Bandbreiten für die Volllaststunden und die daraus abgeleitete Stromerzeugung im Jahr 2030. Zudem werden die möglichen Anteile am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 ausgewiesen.

Tabelle 5: Technologiespezifische Betrachtung der möglichen Bandbreite des Anteils am BSV im Jahr 2030

	Anteil am BSV 2024	Durchschnittliche Kapazität in 2030 ¹¹	Bandbreite der jährlichen Volllaststunden ¹²	Mögliche Bandbreite der Erzeugung in 2030 ¹³	Mögliche Bandbreite des Anteils am BSV in 2030 ¹⁴
Windenergie an Land	22 %	100 GW	1.900 - 2.277 h	189 - 227 TWh	27 - 38 %
Windenergie auf See	5 %	21 GW	2.485 - 4.395 h	52 - 92 TWh	8 - 16 %
Photovoltaik	14 %	186 GW	851 - 1.019 h	158 - 189 TWh	23 - 32 %
Biomasse	9 %	8 GW	471 - 5.156 h	4 - 43 TWh	1 - 7 %

Technologiespezifische Betrachtung

Für Windenergie an Land lagen die jährlichen Volllaststunden historisch (2015-2024) bei ca. 1.490-1.930 h. Die EEG-Mittelfristprognose nennt für 2029 rund 1.450-1.950 h. Die betrachteten explorativen Studien weisen für das Jahr 2030 eine breite Spanne von 1.900- 2.277 h auf, während der bestätigte Szenariorahmen zum NEP 2037/2045 (Version 2025) für 2037 etwa 2.700 h annimmt.

Witterungsbedingte Schwankungen und der jüngst zunehmende Zubau an windärmeren Standorten, insbesondere in Süddeutschland (Fachagentur Wind und Solar, 2025), drücken tendenziell die durchschnittlichen Volllaststunden. Zugleich deutet der starke Genehmigungsschub auf steigende Erzeugungsmengen hin.

¹¹ Der Durchschnitt der installierten in den ausgewerteten explorativen Szenarien für das Jahr 2030.

¹² Die Bandbreite der Volllaststunden wird technologiespezifisch aus den explorativen Studien Ariadne (2025) und UBA (2025) ausgewiesenen Werten für Stromerzeugung und der installierten Leistung abgeleitet. Die Volllaststunden aus dem bestätigten Szenariorahmen zum NEP 2037/2045 (Version 2025) werden davon getrennt im Text für das Jahr 2037 ausgewiesen.

¹³ Multiplikation der durchschnittlichen Kapazität mit den Volllaststunden.

¹⁴ Division der maximalen möglichen Erzeugung durch die untere Schranke des in Abschnitt 4.1.1 identifizierten robusten Korridors für den BSV; Division der minimalen möglichen Erzeugung durch die obere Schranke des in Abschnitt 4.1.1 identifizierten robusten Korridors für den BSV.

Aus den Volllaststundenspannen ergibt sich für das Jahr 2030 eine mögliche Erzeugung von etwa 189-227 TWh (zum Vergleich 2024: 113 TWh), was einem BSV-Anteil von rund 27-38 % entspräche. Der Projektionsbericht mit einem Anteil am BSV von 30 % liegt damit am unteren Rand dieser Bandbreite.

Für die Windenergie auf See lagen die jährlichen Volllaststunden historisch (2015-2024) bei ca. 2.530-3.470 h. Die betrachteten explorativen Szenarien für das Jahr 2030 spannen eine Volllaststundenbandbreite von 2.485-4.395 h auf. Der bestätigte Szenariorahmen des NEP 2037/2045 (Version 2025) unterstellt für das Jahr 2037 rund 3.300 Volllaststunden. Die breite Unsicherheit resultiert vor allem aus Annahmen zu Standortqualität, Anlagengröße und Wetter. Zusätzlich divergieren die Annahmen zur installierten Leistung: Während der Projektionsbericht bis zum Jahr 2030 von 27 GW Leistung ausgeht (UBA, 2025), erscheinen derzeit nur etwa 21 GW realistisch (vgl. Abschnitt 4.2.1). Ausgehend von der Volllaststundenbandbreite und der durchschnittlichen Kapazität ergibt sich für das Jahr 2030 eine mögliche Erzeugung von 52-92 TWh (Vergleich 2024: 26 TWh). Dies entspricht einem Anteil am BSV von ca. 8-16 %. Der Projektionsbericht mit einem Anteil am BSV von 10 % liegt damit am unteren Rand der Spanne.

Für PV lagen die jährlichen Volllaststunden historisch (2015-2024) im Bereich von 740-980 h. Die EEG-Mittelfristprognose weist für 2029 eine Spanne von 821-914 h aus. Die betrachteten Studien zeigen eine Bandbreite für das Jahr 2030 von 851-1.019 h und im bestätigten Szenariorahmen zum NEP 2037/2045 (Version 2025) werden für 2037 rund 950 h unterstellt. Die Volllaststunden-spanne wird dabei von Globalstrahlung und Anlagenausrichtung bestimmt. Zudem verringern Abregelungen die effektiv nutzbaren Volllaststunden. Aus den Volllaststundenspannen resultiert für das Jahr 2030 eine mögliche Erzeugung von 158-189 TWh (zum Vergleich 2024: 74 TWh). Die mögliche Erzeugungsspanne entspricht einem Anteil am BSV von etwa 23-32 %. Der Projektionsbericht weist einen Anteil am BSV von 28 % aus und liegt damit in etwa in der Mitte der berechneten Bandbreite.

Für Biomasse lagen die jährlichen Volllaststunden historisch (2015-2024) bei etwa 5.150-7.170 h, mit einer sinkenden Tendenz in den letzten Jahren. Die betrachteten explorativen Szenarien spannen für das Jahr 2030 eine sehr breite Volllaststundenbandbreite von 471-5.156 h auf. Es ist angesichts der geplanten Änderungen am Fördermodell durch das Biomasse-Paket¹⁵ ein weiterer Rückgang der durchschnittlichen Volllaststunden zu erwarten, wobei die Höhe des Rückgangs ungewiss ist. Die große Bandbreite ergibt sich durch unterschiedliche Annahmen hinsichtlich der Fahrweise von Biomasse. Biomasseanlagen sollen zunehmend flexibel und systemdienlich eingesetzt werden, anstatt kontinuierlich Strom zu erzeugen. Die geplanten gesetzlichen Änderungen des Biogaspakets könnten diese Entwicklung verstärken. Die Stromerzeugung lag im Jahr 2024 bei 47 TWh. Aus den Volllaststundenspannen resultiert für das Jahr 2030 eine mögliche Erzeugung von 4-43 TWh. Dies entspricht einem Anteil am BSV von 1-7 %. Der Projektionsbericht mit einem Anteil am BSV von 4 % liegt damit in etwa in der Mitte dieser Bandbreite.

Laut EEG-Mittelfristprognose könnte die Stromerzeugung aus Geothermie von 192 GWh (2023) auf etwa 270 GWh im Jahr 2029 ansteigen. Der Zuwachs ist auf den schrittweisen Ausbau neuer

¹⁵ „Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung“, beschlossen vom Deutschen Bundestag am 31. Januar 2025.

geothermischer Anlagen zurückzuführen. Der Projektionsbericht weist einen Anstieg der Stromerzeugung aus Geothermie auf ca. 300 GWh im Jahr 2030 und 2035 aus.

Die Stromproduktion aus Wasserkraft bleibt stabil, sinkt jedoch leicht von 5,5 TWh im Jahr 2023 auf etwa 4,9 TWh im Jahr 2029 (Netztransparenz, 2024b). Diese Entwicklung spiegelt natürliche Schwankungen und einen begrenzten Modernisierungsgrad wider.

Die Stromerzeugung aus Klärgasanlagen bleibt bis 2029 mit etwa 210 GWh pro Jahr weitgehend konstant. Die Stromerzeugung aus Deponiegas sinkt laut EEG-Mittelfristprognose von 197 GWh im Jahr 2023 auf nur noch etwa 87 GWh im Jahr 2029. Ursache ist der Rückgang des verfügbaren Deponiegases und der damit verbundene Leistungsabbau. Die Erzeugung aus Grubengas geht laut EEG-Mittelfristprognose deutlich von 514 GWh im Jahr 2023 auf nur noch rund 82 GWh im Jahr 2029 zurück. Dies ist vor allem auf die Stilllegung alter Anlagen und die abnehmende Gasverfügbarkeit zurückzuführen.

4.2.3 Mögliche Ineffizienzen bei Technologiewahl, Markt- und Netzintegration

In diesem Abschnitt wird der Status Quo für Bestands- und Neuanlagen hinsichtlich der Stromgestehungskosten sowie der Marktintegration beleuchtet. Dafür werden ausgewählte Kriterien genutzt, die den Status Quo nicht notwendigerweise vollumfänglich bezeichnen. Anschließend wird der Stand der Netzintegration erneuerbarer Anlagen diskutiert.

Stromgestehungskosten und Marktintegration

Die Stromgestehungskosten (LCOE, levelized cost of electricity) für erneuerbare Energieanlagen ist eine wirtschaftliche Kennzahl, die die durchschnittlichen Gesamtkosten für die Erzeugung von Energie über die Lebensdauer einer Energiequelle aufzeigt, dividiert durch die erzeugte Energiemenge. Sie wird verwendet, um verschiedene Energiequellen miteinander zu vergleichen. Sie ist jedoch ohne umfassende Analyse der Wertschöpfungsketten der erneuerbaren Energien nicht ohne weiteres bestimmbar. Auch bilden diese lediglich einen Teil der gesamten Stromerzeugungskosten im System ab (Grimm et al., 2024).

Als Annäherung zu den Stromgestehungskosten werden im Folgenden die mittleren anzulegenden Werte aus den EEG-Ausschreibungen des Jahres 2024 verwendet. Im Fall von kleineren PV-Aufdachanlagen liegen aufgrund des Fördermodells keine Ausschreibungsergebnisse vor. Im Fall von Windenergie auf See lag der anzulegende Wert in Teilen bei 0 ct/kWh. Dieser eignet sich nicht für die Approximation der tatsächlichen Gestehungskosten. Daher werden hier die mittleren Stromgestehungskosten aus Fraunhofer ISE (2024a) angegeben. Insbesondere bei PV-Anlagen können nicht sämtliche relevanten Unterscheidungen getroffen werden. So findet auch Förderung für besondere PV-Anlagen wie Agri-PV statt, dessen Erzeugungskosten zum Teil höher liegen können (Fraunhofer ISE, 2024a).

Als Indikatoren für die Marktintegration des Anlagenbestands werden der Jahresmarktwertfaktor¹⁶ in 2024, der durchschnittliche Förderbedarf in 2023 und der Anteil der Einspeisung während negativer Preise im Jahres 2024 betrachtet. Der Jahresmarktwertfaktor bildet das Verhältnis des Werts des eingespeisten Stroms zum durchschnittlichen Marktpreis ab. Daraus leitet sich, in Verbindung mit dem anzulegenden Wert in der Direktvermarktung, ein durchschnittlicher Förderbedarf ab. Die Marktintegration kann als besonders gut bezeichnet werden, wenn der Jahresmarktwertfaktor besonders hoch und der durchschnittliche Förderbedarf sowie die Einspeisung zu negativen Marktpreisen besonders niedrig sind.

Es ist zu betonen, dass die beschriebenen Indikatoren kein vollständiges Bild liefern können und nicht notwendigerweise gleich gewichtet werden sollten. Eine Abwägung dieser Indikatoren und möglicher Veränderungen mit dem jeweiligen Systemwert erfordert eine tiefergehende Analyse.

Tabelle 6 zeigt die beschriebenen Indikatoren für den Status Quo jeweils für die verschiedenen EE-Technologien.

Tabelle 6: Status Quo der Stromgestehungskosten und der Marktintegration

	Stromgestehungskosten 2024	Jahresmarktwertfaktor 2024 ¹⁷	Durchschnittlicher Förderbedarf 2023	Anteil der Stunden Einspeisung zu negativen Preisen 2024 ¹⁸
PV-Aufdach < 30 kWp	10 ct/kWh ^a	58,9 %	27,7 ct/kWh ^b	18 %
PV-Aufdach > 30 kWp	8,6 ct/kWh ^a	58,9 %	27,7 ct/kWh ^b	18 %
PV-Freifläche > 1 MWp	4,9 ct/kWh ^e	58,9 %	7,4 ct/kWh ^c	18 %
Windenergie an Land	7,3 ct/kWh ^{d,e}	80,2 %	1,4 ct/kWh ^c	6 %
Windenergie auf See	7,7 ct/kWh ^a	86,3 %	8,8 ct/kWh ^c	5 %
Biomasse	18 ct/kWh ^e	100 %	10,6 ct/kWh ^c	5 %

a: Mittlere LCOE aus Fraunhofer (2024a) | b: Einspeisevergütung (durchschnittlicher Satz der Einspeisevergütung, dem Markterlöse für das EEG-Konto gegenüberstehen, die hier nicht betrachtet sind.) | c: Direktvermarktung | d: Für Anlagen am Referenzstandort | e: Anzulegender Wert der Auktionen in 2024

Im Fall von PV ist festzustellen, dass Freiflächenanlagen geringere Stromgestehungskosten als Aufdachanlagen aufweisen und in vergleichbarem Maße in den Markt integriert sind. Es wird in diesem Fall aufgrund von Datenverfügbarkeit keine Unterscheidung in der Bewertung der Marktintegration der betrachteten Größenklassen getroffen. Der Jahresmarktwertfaktor von PV ist geringer als bei den anderen betrachteten Technologien. Dieser Marktwert dürfte in Zukunft weiter

¹⁶ Der Marktwertfaktor ist eine Kennzahl, die beschreibt, wie sich der durchschnittliche Erlös von Strom im Strommarkt im Verhältnis zum durchschnittlichen Marktpreis verhält. Der Marktwert ist der mengengewichtete Durchschnittspreis, den eine EE-Anlage am Strommarkt erzielt - gewichtet nach den stündlichen Erzeugungsmengen. Der Marktwertfaktor zeigt also, ob der vermarktete Strom im Vergleich zum durchschnittlichen Strommix höher oder niedriger vergütet wird. Wenn der durchschnittliche Strommarktpreis 10 ct/kWh beträgt, der vermarktete Strom aber im gewichteten Schnitt 8,5 ct/kWh erlöst, ist der Marktwertfaktor 0,85.

¹⁷ Im Fall von PV-Anlagen wird aufgrund der hohen Ähnlichkeiten im Einspeiseverhalten keine Unterscheidung im Jahresmarktwertfaktor getroffen (BNetzA, 2025a; Fraunhofer ISE, 2024a; Netztransparenz, 2024a)

¹⁸ Eigene Berechnung basierend auf Großhandelspreisen und realisierter Erzeugung aus SMARD (2025c). Der Anteil in Prozent entspricht der Summe der Einspeisung bei negativen. Stunden dividiert durch die Summe der gesamten Einspeisung.

sinken (Netztransparenz, 2024b). Der Anteil der erzeugten Strommenge, der zu negativen Preisen eingespeist wird, ist im Falle der PV-Anlagen vergleichsweise hoch. Im ersten Halbjahr 2025 stieg dieser Anteil auf 29 %.¹⁹ Die Ursache hierfür ist ein strukturelles Überangebot in Mittagsstunden, in denen einerseits ein großer Teil der PV-Einspeisung ohne Reaktion auf Marktsignale einspeist und andererseits die Nachfrage in geringem Umfang reagiert. In der Folge fallen Börsenpreise immer häufiger unter null Euro/MWh. Insbesondere bei PV-Aufdachanlagen, die zusammen mit einem Stromspeicher installiert werden, besteht theoretisch die Möglichkeit, dass Erzeugungsspitzen in den Mittagsstunden abgefangen werden. In der Praxis bestehen jedoch keine flächendeckenden Anreize, den Speicherbetrieb an Marktpreisen bzw. stromnetzdienlich auszurichten.

Bei Windenergieanlagen an Land sind die Werte für die Gestehungskosten am Referenzstandort dargestellt. Der durchschnittliche Gütefaktor²⁰ bezuschlagter Anlagen im Jahr 2024 außerhalb der Südregion liegt bei 71 %, in der Südregion bei 59 % (Fachagentur Wind und Solar, 2025). In beiden Regionen sind dies die niedrigsten Werte seit 2017. Dies bedeutet, dass der anzulegende Wert aus Tabelle 6 teils deutlich nach oben korrigiert werden muss, um die tatsächlichen Stromgestehungskosten zu erhalten. Es findet jedoch außerdem Zubau an Standorten mit einem Gütefaktor über 100 % statt. Infolge der EEG-Novelle 2023 steigen die anzulegenden Werte entsprechend des Referenzertragmodells des EEG für Standorte mit niedrigen Gütefaktoren, um mehr Erzeugungspotenziale in Süddeutschland zu erschließen. Dazu wird der vorherige Korrekturfaktor für eine Standortgüte von 60 % von 1,35 auf 1,42 erhöht. Für Anlagen in der Südregion wird zudem ein neuer Gütefaktor unter 50 % mit dem Wert 1,55 eingeführt. Dies führt zu einer Steigerung der Förderung in der Südregion von bis zu 15 Prozentpunkten. Das 2 %-Flächenziel des WindBG institutionalisiert diese Entwicklung (Gesetz zur Festlegung von Flächenbedarfen für Windenergieanlagen an Land, 2025).

Die Marktintegration von Windenergieanlagen an Land ist mit einem Jahresmarktwertfaktor von ca. 80 % und Einspeisestundenanteil während negativer Preise von 6 % vergleichsweise gut. Es ist nicht damit zu rechnen, dass sich beim Marktwertfaktor substantielle Änderungen ergeben, sofern der Anlagenzubau und -einsatz weitestgehend anhand der ausgewerteten explorativen Szenarien erfolgt (Netztransparenz, 2024b).

Windenergieanlagen auf See kamen in der Vergangenheit teilweise ohne Förderung aus. Daher ist in dieser Aufstellung der aktuelle Stand der Stromgestehungskosten angegeben, die im ungeforderten Fall vollständig über den Markt refinanziert werden. Die Stromgestehungskosten liegen in etwa auf dem Niveau von Windenergieanlagen an Land, wobei sich im Einzelfall deutliche Abweichungen ergeben können. Der angegebene Förderbedarf bezieht sich daher weitestgehend auf ältere Anlagen. Die Marktintegration ist in etwa vergleichbar mit der von Windenergie an Land und höher als bei PV.

Die Gestehungskosten von Biomasse sind von den betrachteten Technologien am höchsten. Der Jahresmarktwertfaktor ist per gesetzlicher Definition bei 100 %, da das Einspeiseverhalten von Biomasseanlagen weitestgehend nicht auf Preissignale reagiert. Entsprechend ist auch der durchschnittliche Förderbetrag in der Direktvermarktung höher als bei den anderen betrachteten Technologien.

¹⁹ Stand vom 20.07.2025 (BNetzA, 2025h).

²⁰ Der Gütefaktor beschreibt das Verhältnis des Standortertrags einer Anlage zum Ertrag einer Referenzanlage.

Netzintegration

Der Stand der Netzintegration von EE-Anlagen wird beschrieben anhand der netzbedingten Abregelungen sowie des Verhältnisses von Erzeugungs- zu Netzanschlussleistung und damit implizit der Auslastung von Netzanschlüssen. Dies ist eine Auswahl möglicher Indikatoren zur Zustandsbeschreibung, ein Anspruch auf Vollständigkeit wird nicht erhoben.

Im Jahr 2024 wurden 3,7 % der erneuerbaren Stromerzeugung netzbedingt im Zuge des Redispatch abgeregelt, wovon nicht alle erneuerbaren Erzeugungstechnologien im gleichen Maße betroffen waren. Im Fall von Windenergie auf See wurden 17,8 % abgeregelt, bei Windenergie an Land 3 % und Photovoltaik 2,2 %. Der Trend ist bei beiden Windenergietechnologien leicht rückläufig, bei Photovoltaik leicht ansteigend. Im Jahr 2024 teilten sich die gesamten Abregelmengen etwa hälftig auf das Übertragungs- und Verteilnetz auf.

Netzbedingte Abregelung ist nicht notwendigerweise ein Anzeichen für eine vorliegende Ineffizienz. Dies kann intendiert sein, um Kosten an anderer Stelle im Energiesystem einzusparen. So ermöglicht beispielsweise das Instrument der Spitzenkappung Netzbetreibern, das Netz in der Planung gegenüber den angeschlossenen Erzeugungsanlagen kleiner zu dimensionieren, sodass bis zu 3 % Abregelung im Regelbetrieb eingeplant ist (vgl. hierzu vor allem Abschnitt 4.4.2). Nach Angaben der Netzbetreiber wird diese Option bislang jedoch nur in geringem Umfang genutzt (BNetzA, 2022).

Im Status Quo werden EE-Anlagen meist mit nahezu voller Kapazität an das Netz angeschlossen. Das bedeutet, dass die Leistung des Netzverknüpfungspunkts in der Regel der maximalen Einspeiseleistung der EE-Anlagenwechselrichter entspricht.²¹ EE-Anlagen erzeugen Strom jedoch nur in wenigen Stunden im Jahr mit voller Leistung, weswegen die Netzverknüpfungspunkte nur selten voll ausgelastet sind. Gleichzeitig korrelieren die Stunden der Volllast mit Einspeisespitzen, in denen der Strom einen geringeren Systemwert aufweist.

Ausgewählte aktuelle Entwicklungen

Die oben angeführten Aspekte führen zu diversen Herausforderungen bezüglich Markt- und Netzintegration. Es wurden bereits Maßnahmen ergriffen, um diese Herausforderungen zu adressieren. Mit dem am 25.02.2025 in Kraft getretenen „Solarspitzenengesetz“ (Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen) ändert sich die Förderlogik für neue PV-Anlagen. Für alle neu in Betrieb gehenden Anlagen entfällt die Marktpremie in jeder Viertelstunde, in der der Spotmarktpreis negativ ist (§ 51 EEG); zugleich gilt ohne Steuerungseinrichtungen eine dauerhafte 60 %-Einspeisegrenze, die mit einem Nachrüsten von Smart-Metern entfällt. Ziel ist es, die Mittagsspitzen zu glätten und Netzengpässe zu vermeiden (Solarspitzenengesetz, 2025).

Das „Biogaspaket“ (Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung) adressiert die Nutzung technischer Flexibilität bei der Biomasseverstromung durch höhere Flexibilitätzuschläge und verlängerte Laufzeiten (Biogaspaket, 2025). Ziel ist es, dass sich die Fahrweise der Biomasseanlagen flexibler an Marktsignalen orientiert und die Stromproduktion in Stunden mit hohen Preisen verschiebt. Bisher sind Biomasseanlagen nur selten zu mehr als 50 % ausgelastet, auch zu Zeiten von

²¹ Elemente wie Spitzenkappung oder das Solarspitzenengesetz für Neuanlagen stellen eine Abkehr hiervon dar.

Preisspitzen, was auf Anreizverzerrungen durch die Förderungslogik hinweisen könnte (SMARD, 2025c).

Im aktuellen System wird der regionalen Steuerung von EE-Anlagen teilweise durch das WindBG und das Referenzertragsmodell Rechnung getragen, was sich auf die realisierten Volllaststunden und den Redispatchbedarf auswirkt. So muss jedes Bundesland 2 % seiner Fläche als Windenergieflächen ausweisen, wobei Abweichungen in der Flächenausweisung in einem Bundesland mit anderen Bundesländern verrechnet werden können.

Das Referenzertragsmodell gleicht die regulierten finanziellen Erträge in Regionen unterschiedlicher Windhöflichkeiten an. So besteht für EE-Anlagenbetreiber sowohl ein finanzieller Anreiz als auch flächentechnisch die Möglichkeit, im Süden Windenergieanlagen zu errichten, wo Erträge vergleichbarer Windenergieanlagen geringer sind, der Strom jedoch möglicherweise durch geringere induzierte Netzkosten einen höheren Systemwert hat. Die Kombination aus WindBG und Referenzertragsmodell lässt keine Rückschlüsse auf die Kosteneffizienz oder anderweitige Optimalität der daraus resultierenden Allokation der EE-Anlagen zu.

Die zukünftige Entwicklung der Stromgestehungskosten ist unsicher. Lern- und Skaleneffekte können durch gegenläufige Effekte (teilweise) kompensiert werden. Der Net Zero Industry Act (NZIA) schafft mit europäischen Wertschöpfungsquoten sowohl Anreize als auch Verpflichtungen, verstärkt heimische Produktionskapazitäten aufzubauen. Konkret besagt der NZIA, dass bis 2030 mindestens 40 % des jährlichen EE-Zubaus aus europäischer Produktion stammen sollen, wobei die Vorgabe nicht technologiespezifisch ist (EU-Kommission, 2025c). So könnten höhere Kapazitäten zu Produktion von Windenergieanlagen geringe PV-Produktionskapazitäten ausgleichen. Diese industriepolitische Ausrichtung auf europäischer Ebene könnte allerdings zu höheren Stromgestehungskosten (LCOE) führen, da europäische Lieferketten aktuell teurer sein können als internationale Alternativen (EWI, 2024d).

4.2.4 Zwischenfazit Erneuerbare Energien

Die untersuchten explorativen Szenarien zeigen, dass die Kapazitätsziele nach EEG und WindSeeG bis zum Jahr 2030 möglicherweise nur in Teilen erreicht werden können. Bei Windenergie an Land und auf See sind, gegeben der erwartbaren Ausbaudynamik, Verzögerungen zu erwarten, bei PV sind die gesetzlichen Ziele angesichts einer erwartbaren Dynamik erreichbar. Für alle betrachteten Technologien gilt diese Aussage dann, wenn die unterstellten Umsetzungsvoraussetzungen eintreten. Aktuell beobachtbare Entwicklungen, beispielsweise eine geringere Dynamik beim Zubau von PV-Aufdachanlagen, könnten die Zielerreichung erschweren oder zunehmende Genehmigungen bei Windenergie an Land zu einer Zielerreichung beitragen.

Angesichts eines geringeren erwartbaren Nachfrageniveaus als bei der Definition der aktuellen EEG-Kapazitätsziele unterstellt, könnte das Ziel von mindestens 80 % EE-Anteil an der Stromerzeugung dennoch erreicht werden.

Der Ausbau von EE-Anlagen ist für die Erreichung der Klimaziele weiterhin in hohem Umfang notwendig. Für den Zeitraum nach 2030 besteht höhere Unsicherheit über die Entwicklung des erneuerbaren Anlagenbestands. Hier lässt sich keine Asynchronität zwischen dem Netzausbau und

dem EE-Ausbau feststellen. In der kurzen Frist stimmt die Netzplanung jedoch nicht in allen Fällen mit der Entwicklung der Erzeugungskapazitäten überein.

Für den beschriebenen Ausbau von Kapazität und Erzeugung sind eine Reihe von Umsetzungsbedingungen entscheidend, die in den untersuchten Studien in der Regel als gegeben angenommen bzw. nicht explizit betrachtet werden. Dazu zählen die Verfügbarkeit von Anlagen, Materialien, Fachkräften und Kapital. Wichtige Unsicherheiten bestehen zudem bei den Annahmen zur Kostendegression, Zinsen und Pachtkosten. Außerdem unterliegt das 80 %-Ziel einer witterbedingten Unsicherheit, da schwankende Kapazitätsfaktoren die tatsächliche EE-Erzeugung beeinflussen.

Die Systemintegration hängt vom Fortschritt des Netzausbaus, der Netzanschlusskapazität, der Flexibilisierung durch Speicher und der Entwicklung der digitalen Infrastruktur ab. Ausreichend Flächen, schnellere Genehmigungen und die Finanzierungsfähigkeit öffentlicher Haushalte sind zentrale Erfolgsfaktoren.

Bei der Technologiewahl, der Markt- und Netzintegration scheinen Effizienzgewinne möglich. Fördermodelle sind bislang nur in Teilen marktwertorientiert, sodass Preissignale nur begrenzt wirken. Entwicklungen wie die Einspeisung bei negativen Preisen, gleichzeitige Einspeisespitzen bei PV sowie die bislang begrenzte marktdienliche Nutzung von Heimspeichern zeigen, dass der Markt noch nicht ausreichend auf eine zunehmend volatile Erzeugung ausgelegt ist. Die aktuelle Systemplanung bei der Netzintegration von EE-Anlagen kann zu Ineffizienzen zu führen. Das Verhältnis von Erzeugungs- zu Netzkapazität ist nicht gesamtsystemisch optimiert. Kurzfristige Netzrestriktionen werden bei den Einsatzentscheidungen aktuell nicht umfassend berücksichtigt.

Der EE-Zubau hängt maßgeblich von spezifischen gesetzlichen Vorgaben ab, deren Festlegung wiederum von Prämissen abhängt, beispielsweise zum Bruttostromverbrauch oder der Leistungsfähigkeit von Netzbetreibern- und Infrastruktur. Eine ganzheitliche, marktwirtschaftliche Ausgestaltung des Förderregimes findet aktuell nicht statt.

4.3 Analyse des Stands des Übertragungsnetzausbaus

Dieses Kapitel wurde federführend von BET Consulting GmbH bearbeitet.

In diesem Kapitel werden zunächst der aktuelle Fortschritt des Übertragungsnetzausbaus analysiert und wesentliche Hemmnisse für einen zeitgerechten Netzausbau identifiziert. Anschließend werden die zukünftig erforderlichen Netzausbaubedarfe anhand des Netzentwicklungsplans und verschiedener Vergleichsstudien eingeordnet. Darauf aufbauend werden in den Vergleichsstudien identifizierte mögliche Hebel für eine Reduzierung des Netzausbaubedarfs beschrieben. In diesem Zusammenhang wird auch die laufende Diskussion zur Optimierung des Offshore-Netzausbaus aufgegriffen.

4.3.1 Aktueller Fortschritt des Übertragungsnetzausbaus

Im Rahmen der Energiewende wird das Übertragungsnetz ausgebaut. Dafür waren zum Stichtag des 31. Dezember 2024 128 Vorhaben im Bundesbedarfsplangesetz (BBPLG) und im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) verankert, die die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) umsetzen. Der größte Teil der Maßnahmen war im Genehmigungsverfahren. Zum Stichtag des 31. März sind die meisten Vorhaben weiter vorangeschritten. Es wird ersichtlich, dass in der Zwischenzeit einige Vorhaben bzw. Abschnitte der Vorhaben Planfeststellungsbeschlüsse erhalten haben. Auch wenn sich weiterhin der größte Anteil der Vorhaben im Genehmigungsprozess befindet, ist eine deutliche Zunahme der Vorhaben in der Bauphase festzustellen. Insgesamt ergeben sich 130 Leitungskilometer weniger durch Umtrassierungen. Abbildung 20 zeigt den Planungsstand der Vorhaben im Übertragungsnetz nach Leitungskilometern für die Stichtage 31. Dezember 2024 (Q4/2024) und 31. März 2025 (Q1/2025).

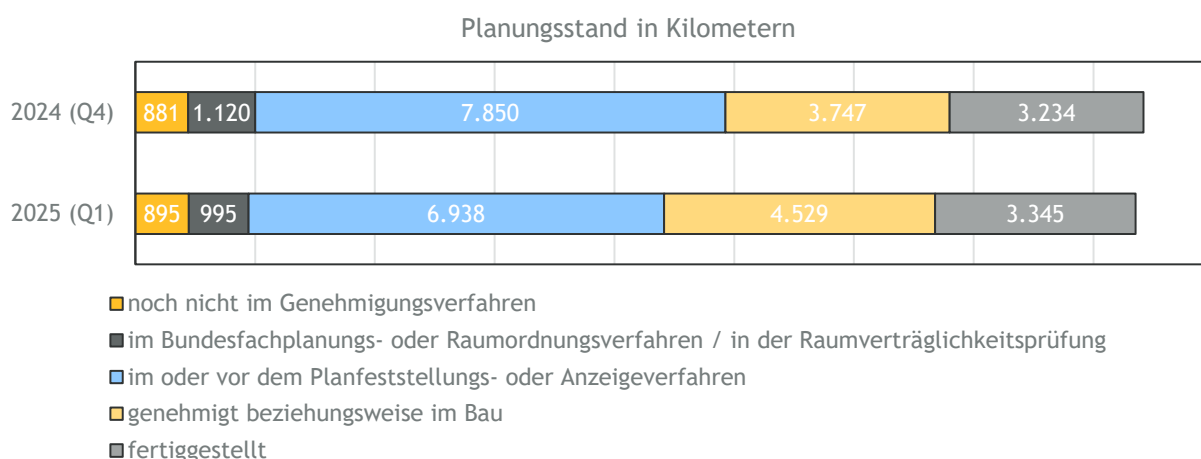


Abbildung 20: Planungsstand der Vorhaben im Übertragungsnetz nach Leitungskilometern²²

Im Rahmen dieses Gutachtens wurden ausgewählte Projekte detaillierter betrachtet und deren Fortschritt analysiert. Die Auswahl der Projekte umfasst alle im BBPLG und EnLAG verankerten Gleichstrom- bzw. DC-Vorhaben, eine begrenzte Anzahl an umfangreichen Wechselstrom- bzw.

²² BNetzA (2025i) und nicht öffentliche DANA Daten

AC-Vorhaben, sowie die landseitige Ausführung einer Vielzahl von Offshore-Vorhaben. Als Grundlage der Analyse wurden die in der DANA-Datenbank der BNetzA und BMW E erfassten Daten für das Monitoring und Controlling des Stromnetzausbaus (DANA-Daten) mit dem Stichtag des 31. März 2025 ausgewertet. Die Analyse fokussiert sich dabei insb. auf mögliche Verzögerungen und den Stand der Beschaffung. Dabei bilden die zwischen BMW E und den ÜNB vereinbarten Meilensteine die Grundlage. Aufgrund der zeitlichen Vorgaben aus der Leistungsbeschreibung mussten bei der Analyse Fokussierungen getroffen werden. Es erfolgte keine Detailauswertung der projektindividuellen Zeitpläne und zu erforderlichen Anpassungsbedarfen. Es werden nur Verzögerungen von mehr als drei Monaten in den Analysen berücksichtigt. Im Falle einer Verzögerung wurden in den folgenden Umsetzungsschritten nur zusätzliche darüberhinausgehende Verzögerungen berücksichtigt.

Auf Basis der Analysen konnte festgestellt werden, dass sowohl die Bundesfachplanung als auch etwaige Raumordnungsverfahren nicht zu wesentlichen Verzögerungen geführt haben oder in der aktuellen Erwartung führen (75 % respektive 87 % im Zeitplan). Dahingegen wird für etwas mehr als 60 % der Vorhaben aktuell erwartet, dass der Zeitplan für das Planfeststellungsverfahren nicht eingehalten wird oder in der Vergangenheit bereits nicht eingehalten wurde. Für den Baubeginn hingegen werden weniger Verzögerungen erwartet. Hier sind nach aktuellem Planungsstand etwa 80 % der Vorhaben im Zeitplan. Verzögerungen können im weiteren Projektverlauf auch wieder aufgeholt werden, insbesondere wenn dies Abschnitte betrifft, die nicht den kritischen Pfad für das Projekt bilden. Nach aktuellem Planungsstand sind insgesamt etwa zwei Drittel der Projekte und insgesamt etwa 10.200 Leitungskilometer (von ca. 13.900 km) der ausgewählten Projekte im Zeitplan für eine rechtzeitige Inbetriebnahme.

Die Beschaffung der Erdkabel und Freileitungen ist am weitesten fortgeschritten. Dort wurde die Beschaffung für ca. 50 % der Vorhaben bereits begonnen oder ist bereits abgeschlossen. Für Konverter ist dies auch für etwa 40 % der Vorhaben geschehen. Die Beschaffung der Trassierung fällt dahingehend ab und es sind erst für ca. 20 % der Vorhaben entsprechende Kapazitäten gesichert.

Neben dem landseitigen Zubau des Übertragungsnetzes umfassen die DANA-Daten auch den seeseitigen Zubau der Offshore Windenergie. Die Synchronisation von Flächen für Windenergieanlagen (WEA) auf See, deren Ausschreibungs- und Inbetriebnahmezeitpunkte (IBN) der WEA sowie der ONAS erfolgt im Flächenentwicklungsplan (FEP). Die Festlegungen des FEP sind Instrumente der Bundesfachplanung und bilden die Grundlage für die Flächenvoruntersuchung sowie für die Planfeststellung und Plangenehmigung. Darüber hinaus werden im FEP auch standardisierte Technikgrundsätze für die Anbindung der Windparks festgelegt (z. B. 2 GW Standard für zukünftige ONAS).

In den Festlegungen des FEP 2023 wurden ausreichend ONAS für die Erreichung des gesetzlichen Ausbauziels von 30 GW installierter Windenergie auf See (§1 Abs (2) WindSeeG) im Jahr 2030 vorgesehen. Im FEP 2025 sind sechs ONAS mit ursprünglichem IBN zwischen 2029 und 2031 von Verschiebungen um bis zu zwei Jahre betroffen. Daher wird nach Stand des FEP 2025 das gesetzliche Ausbauziel im Jahr 2030 nicht mehr erreicht. Die ÜNB verweisen als Gründe für die Verzögerungen jeweils auf Probleme in Lieferketten der wichtigen Komponenten eines ONAS (insb. Seekabel, Konverterplattformen, Tiefbau) (BSH, 2025b).

Nach der Veröffentlichung des FEP im Januar 2025 ist mit der Entscheidung des Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie (BSH) am 15.05.2025 eine weitere Anpassung der IBN erfolgt (BSH, 2025a). Hintergrund war die Umgehung des Artillerieschießgebietes (ASG) Nordsee für fünf im FEP 2025 bedingt festgelegte ONAS. Das Marinekommando hat eine Verlegung des ASG mit der Unvereinbarkeit der Landes- und Bündnisverteidigung begründet. In der Prüfung der Optionen sind die ÜNB zu dem Schluss gekommen, dass eine Querung des ASG nicht möglich ist (50 Hertz et al., 2025).

Das BSH hat in Abstimmung mit dem Marinekommando den Entschluss gefasst, die fünf betroffenen ONAS einer Umtrassierung zu unterziehen. Die Umtrassierungen resultieren in Mehrlängen, zusätzlichen Kosten und für vier der fünf betroffenen ONAS in einer weiteren zeitlichen Verschiebung der erwarteten Inbetriebnahme von bis zu einem Jahr (50 Hertz et al., 2025).

Abbildung 21 stellt die installierte ONAS-Leistung für verschiedene Zeitpunkte in der Planung dar. Es zeigt sich eine sukzessive Verzögerung der Anbindungsleistung. Das gesetzlich verankerte Ausbauziel von 30 GW bis 2030 wird damit verfehlt. Die für das gesetzliche Ausbauziel 2030 erforderlichen ONAS werden gemäß den aktuellen Planungen erst im Jahr 2032 in Betrieb gehen.

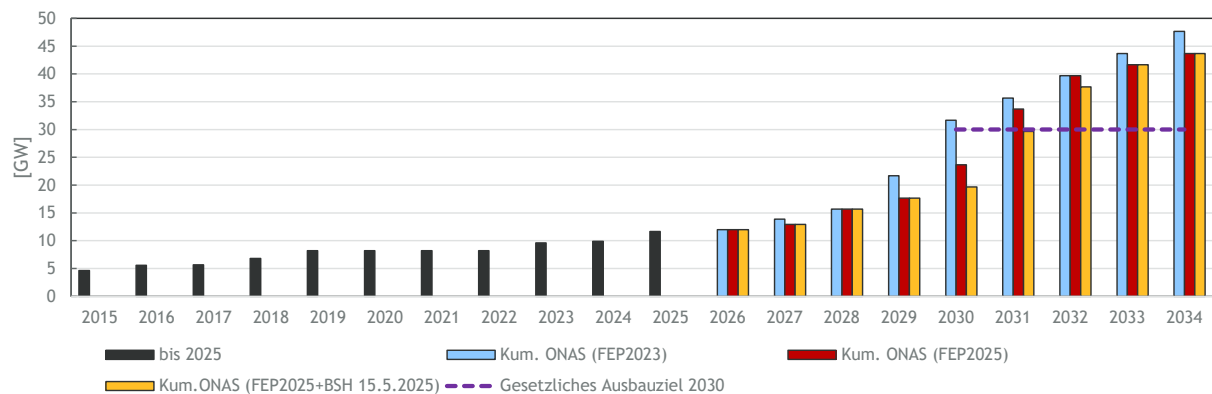


Abbildung 21: Kumulierte installierte Leistung der ONAS im Zeitverlauf²³

Zukünftig erforderliche Redispatchmaßnahmen können als Indikator für den Fortschritt des Netzausbaus dienen. Das Redispatchvolumen, sowie das Verhältnis der EE-Abregelung zur gesamten Erzeugung von EE sind für die Jahre 2019-2024 in Abbildung 22 dargestellt. Zusätzlich ist die Prognose der ÜNB aus der Langfristanalyse für das Jahr 2030 eingezeichnet. Dies umfasst zwei Varianten (A und B) mit einem unterschiedlichen Netzausbau. Variante A geht von einem progressiven Netzausbau aus, während in Variante B ein konservativer Netzausbau angenommen wird. Zusätzlich wird in der Langfristanalyse ein EE-Ausbau gemäß den gesetzlichen Zielen, ein Kohleausstieg bis 2030 und ein Bruttostromverbrauch von etwa 751 TWh angenommen, was oberhalb der in Abschnitt 4.1 ermittelten Schnittmenge der explorativen und normativen Szenarien liegt (Übertragungsnetzbetreiber, 2023a).

Es zeigt sich, dass mit Anstieg des Redispatchvolumens bis 2023 auch ein höheres Maß an EE-Abregelung stattgefunden hat. Beides konnte im Jahr 2024 reduziert werden. Die dargestellten Redispatchmaßnahmen haben in den vergangenen fünf Jahren zu jährlichen Kosten von teils über

²³ (BSH, 2023, 2025a, 2025b; Übertragungsnetzbetreiber, 2023d)

4 Milliarden Euro geführt, die auf die Netzentgelte umgelegt bzw. teilweise vom Bundeshaushalt getragen wurden.

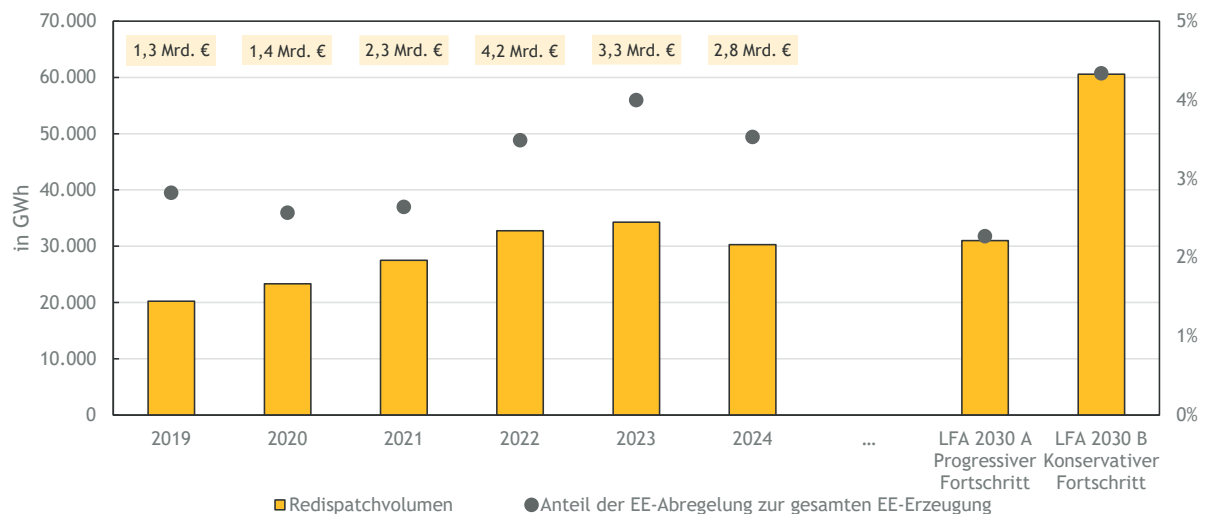


Abbildung 22: Redispatchvolumen und -kosten gegenüber EE-Abregelung im Zeitverlauf²⁴

Für 2030 prognostizieren die ÜNB in Variante A ein vergleichbares Redispatchniveau zum Jahr 2024, wobei der Anteil der EE-Abregelung deutlich reduziert ist. Demgegenüber wird für Variante B ein Redispatchniveau vorhergesagt, dass etwa das Doppelte des heutigen Niveaus bedeuten würde. Zusätzlich geht damit eine signifikant erhöhte Abregelung von EE einher, welche auch deutlich oberhalb des im Verteilnetz erlaubten Maß von 3 % (gemäß EnWG § 11 (2)) an Spitzenkappung liegen würde. Ein Redispatchvolumen in der Größenordnung der Variante B könnte die Netzbetreiber vor wesentliche operative Herausforderungen stellen und würde gemäß der Langfristanalyse die Vorhaltung einer gegenüber der in Abschnitt 4.6.3 genannten Werte deutlich erhöhten Netzreservekapazität erfordern. Dahingegen ist bei einem Szenario gemäß Variante A davon auszugehen, dass es grundsätzlich für die Netzbetreiber beherrschbar ist.

In Variante A wird angenommen, dass die HGÜ-Projekte A-Nord, Ultranet, SuedLink und SuedOst-Link bis 2030 vollständig umgesetzt sind. Demgegenüber wird in Variante B angenommen, dass lediglich A-Nord und Ultranet fertiggestellt sind. Nach Auswertung des aktuellen Stands der DANA-Daten sind avisierte IBN der genannten Projekte konform mit den Annahmen in Variante A.

4.3.2 Wesentliche Hemmnisse für einen zeitgerechten Netzausbau

Ein zeitgerechter Netzausbau wird durch Hemmnisse entlang sämtlicher Verfahrensschritte der Projektrealisierung erschwert. Mit dem Fortschreiten der Genehmigungsverfahren rücken zunehmend Herausforderungen bei Beschaffung und Bau in den Fokus (vgl. Abbildung 23).

²⁴ (BNetzA, 2025k; Übertragungsnetzbetreiber, 2023c)

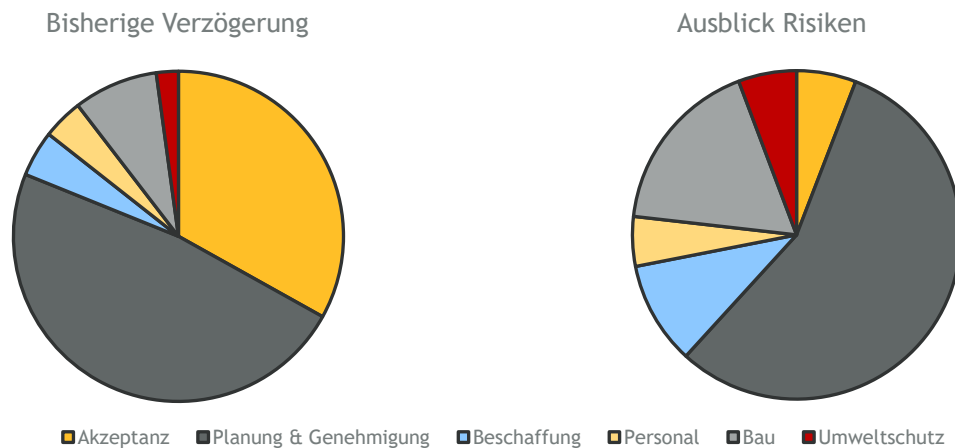


Abbildung 23: Verzögerungsgründe und zukünftige Risiken für den Netzausbau²⁵

Auch wenn weiterhin Risiken im Zusammenhang mit Planung und Genehmigung bestehen, wurde in den Gesprächen mit den ÜNB, der BNetzA und dem BMWi eine gewisse Entspannung in diesem Bereich wahrgenommen.

Wesentliche Herausforderungen in verschiedenen Bereichen

Planung & Genehmigung - Darstellung wesentlicher Verfahrensoptionen für die Genehmigung:

Der Ausbau der Übertragungsnetze in Deutschland folgt einem mehrstufigen Genehmigungsverfahren auf Grundlage des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG). Zunächst erfolgt die Bundesfachplanung zur Festlegung der Trassenkorridore, unter Einbindung der Öffentlichkeit und der zuständigen Behörden. Bestandteil dieses Schritts ist auch eine strategische Umweltprüfung. Im anschließenden Planfeststellungsverfahren wird der konkrete Leitungsverlauf bestimmt, einschließlich technischer Ausführungsdetails. Erst danach kann mit dem Bau des entsprechenden Vorhabens begonnen werden. Die Dauer der Projekte, bis der Baubeginn erreicht wurde, betrug teils bis zu 12 Jahre und stellte somit ein wesentliches Hemmnis für den zügigen Ausbau des Übertragungsnetzes dar.²⁶

Vor diesem Hintergrund wurde Ende 2022 auf europäischer Ebene die EU-Notfallverordnung (VO (EU) 2022/2577) erlassen, um Zulassungsverfahren für EE und die dafür erforderliche Netzinfrastruktur angesichts der Energiekrise deutlich zu beschleunigen. Für Stromnetze eröffnete die Verordnung die Möglichkeit, bestimmte Umweltprüfungen zu vereinfachen oder zu verkürzen. Parallel dazu ermittelte die Bundesnetzagentur erstmals sogenannte Präferenzräume als neues Instrument zur Beschleunigung von DC-Vorhaben. Diese Korridore bilden die Grundlage für die spätere Trassenplanung im Planfeststellungsverfahren. Damit konnte die Bundesfachplanung entfallen und so in verschiedenen Projekten mehrere Jahre an Zeit eingespart werden. (BNetzA, 2023)

Mit der im Jahr 2023 in Kraft getretenen RED-III-Richtlinie (EU 2023/2413) soll der eingeschlagene Kurs fortgesetzt werden, indem unter anderem die Möglichkeit geschaffen wurde, sogenannte Infrastrukturgebiete auszuweisen. Innerhalb dieser Gebiete können Netzprojekte unter vereinfachten und verkürzten Bedingungen genehmigt werden. Der im Juni 2025 veröffentlichte

²⁵ Quelle: Nicht öffentliche DANA-Daten

²⁶ Quelle: Nicht öffentliche DANA-Daten

Referentenentwurf zur Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht greift dieses Vorhaben auf. Die §§ 12j und 43n EnWG verankern die Beschleunigungsmaßnahmen rechtlich, indem sie bestimmte Verfahrensschritte entfallen lassen und somit eine zügigere Umsetzung ermöglichen. Dass die finale gesetzliche Umsetzung derzeit noch aussteht, führt in der Projektplanung zu Unsicherheiten und potenziellen Ineffizienzen – etwa dann, wenn neue Planungsverfahren bereits vorbereitet werden, bei ausbleibender Umsetzung jedoch verworfen und durch Verfahren nach altem Rechtsstand ersetzt werden müssen (Angabe ÜNB).

Personalengpässe:

Die personellen Ressourcen der ÜNB stellten in der Vergangenheit einen Engpass dar. In den letzten fünf Jahren wurde dem jedoch wirksam entgegengewirkt – alle vier ÜNB haben im Zeitraum von 2020-2024 ihre Belegschaft um mindestens 50 % ausgebaut (siehe Abbildung 24).

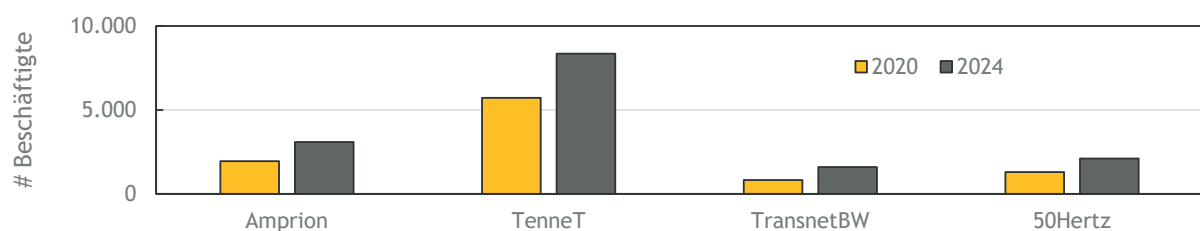


Abbildung 24: Entwicklung der Beschäftigtenzahlen bei den vier deutschen ÜNB²⁷

Auch in den Genehmigungsbehörden führten personelle Engpässe in der Vergangenheit zu langen Verfahrensdauern. In einem Gespräch hat die BNetzA mitgeteilt, dass neben Vereinfachungen bei den Genehmigungsverfahren auch die internen Personalressourcen aufgestockt und zusätzliche externe Kapazitäten geschaffen wurden, um die Genehmigungsprozesse zu beschleunigen.

Beschaffung:

Der Markt für Komponenten und Dienstleistungen, die für den Ausbau des Übertragungsnetzes erforderlich sind, ist stark begrenzt. Für einen Großteil der Lieferketten gibt es nur wenige Wettbewerber, die in der Lage sind, die Anforderungen des Übertragungsnetzes zu erfüllen.

Deutschland befindet sich im internationalen Wettbewerb um die Beschaffung von Komponenten. Zu den wesentlichen Komponenten zählen dabei insbesondere Erdkabel, Freileitungen, Transformatoren oder auch Offshore-Konverterstationen. Die ÜNB haben berichtet, dass für Ausschreibungen teils nur ein Angebot eingegangen ist, oder die Angebote teils 100 % oder mehr über den Plankosten lagen. In der Folge kam es dazu, dass Ausschreibungen bzw. einzelne Lose zurückgezogen werden mussten. In Gesprächen mit den ÜNB wurde deutlich, dass zwar grundsätzlich ein Ausbau der Produktionskapazitäten (auch in Deutschland) bei den Herstellern zu verzeichnen war, die Marktsituation jedoch weiterhin angespannt bleibt. Insbesondere für die Produktion von Erdkabeln wurden in Deutschland die Produktionskapazitäten deutlich erhöht.

Der Markt für Dienstleistungen, wie beispielsweise Gutachten oder Bauleistungen, ist in der Regel lokal bzw. national. In diesem Bereich ist eine Konkurrenz mit anderen Branchen, wie des Verteil-

²⁷ (50 Hertz, 2025; Amprion, 2025, S. 50; Tennet, 2025a, S. 5050; Transnet BW, 2025). Die Angaben für TenneT umfassen sowohl den deutschen als auch den niederländischen Geschäftsbereich.

und Fernwärmenetzausbaus, der Telekommunikation, der Deutschen Bahn oder der Autobahn, zu beobachten, wodurch gemäß Aussagen der ÜNB ebenfalls Engpässe entstehen.

In Abbildung 25 sind die laut NEP 2037/2045 (Version 2023) geplanten IBN (und um laut FEP korrigierten IBN der ONAS bis 2034) für Neubauten und Verstärkungsmaßnahmen dargestellt. Dabei sind die Leitungskilometer der Projekte jeweils im Jahr der IBN aufgetragen. Es ist zu beachten, dass IBN im NEP Richtwerte darstellen und abschließende Zieldaten, die zwischen ÜNB und BMWF vereinbart werden, auch davon abweichen können. Darüber hinaus erstrecken sich Projekte in der Umsetzung über viele Jahre bis hin zur tatsächlichen Inbetriebnahme.

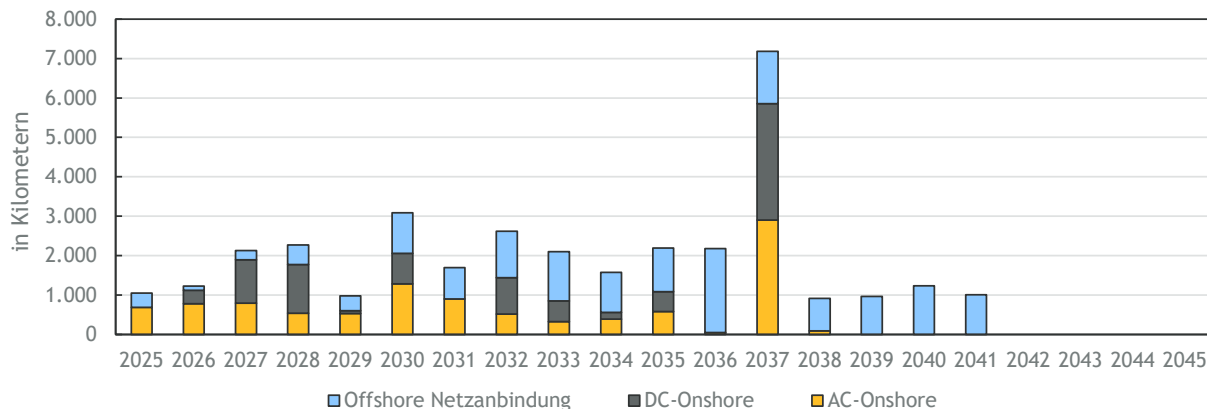


Abbildung 25: Leitungskilometer der geplanten Vorhaben im NEP gemäß der IBN²⁸

Es wird ersichtlich, dass der landseitige Ausbau des AC- und DC-Netzes bis 2037 weitestgehend abgeschlossen sein soll, während die ONAS bis 2041 ausgebaut werden sollen. Über 2041 hinaus ist kein weiterer Zubau geplant. Infolgedessen erfolgt der Übertragungsnetzausbau nicht kontinuierlich und nach aktuellem Planungsstand ist in den 2030er Jahren mit Spitzen und erhöhten Aufwendungen zu rechnen.

Die hohen gleichzeitigen Projektvolumina erfordern ausreichend große Kapazitäten bei Herstellern und Dienstleistern, um eine rechtzeitige Realisierung sicherzustellen. Die resultierende angespannte Situation in der Lieferkette kann zu überproportionalen Zeitverzögerungen führen, wenn laufende Verträge bzw. Bestellungen nicht im angestrebten Zeitplan erfüllt werden, da verspätete Bestellungen eventuell erst nachrangig zu anderen - u. a. auch internationalen - Anfragen behandelt werden. Darüber hinaus können die Qualität der Komponenten und der Arbeiten beeinträchtigt sein sowie Kostensteigerungen resultieren.

Abbildung 26 zeigt den Verbraucherpreisindex sowie weitere Preisindizes aus der Energie- und Bauwirtschaft für den Zeitraum von 2021 bis Mitte 2025. Die dargestellten Preisindizes lagen über den betreffenden Zeitraum (deutlich) über dem Verbraucherpreisindex. Dies deutet auf eine signifikante Kostensteigerung oberhalb der ohnehin schon hohen Inflation hin. In den letzten zwei Jahren lässt sich gemäß der Preisindizes eine Entspannung der Anstiege für einige (aber nicht alle) Preisindizes beobachten. Ein weitreichender Rückgang der Preise ist nicht zu beobachten.

Die in Abbildung 26 dargestellten Preisindizes sind exemplarische Preisindizes, die auch für den Ausbau des Übertragungsnetzes relevant sein können. Das Übertragungsnetz ist allerdings sehr speziell und von den Anforderungen besonders komplex. Es gibt keine öffentlich verfügbaren

²⁸ (BSH, 2025b; Übertragungsnetzbetreiber, 2023d)

Indizes, die Preisentwicklungen für relevante Komponenten und Dienstleistungen des Übertragungsnetz zeigen. Insbesondere für den Ausbau der Offshore-Windenergie gibt es keine einschlägigen Preisindizes, die herangezogen werden können.

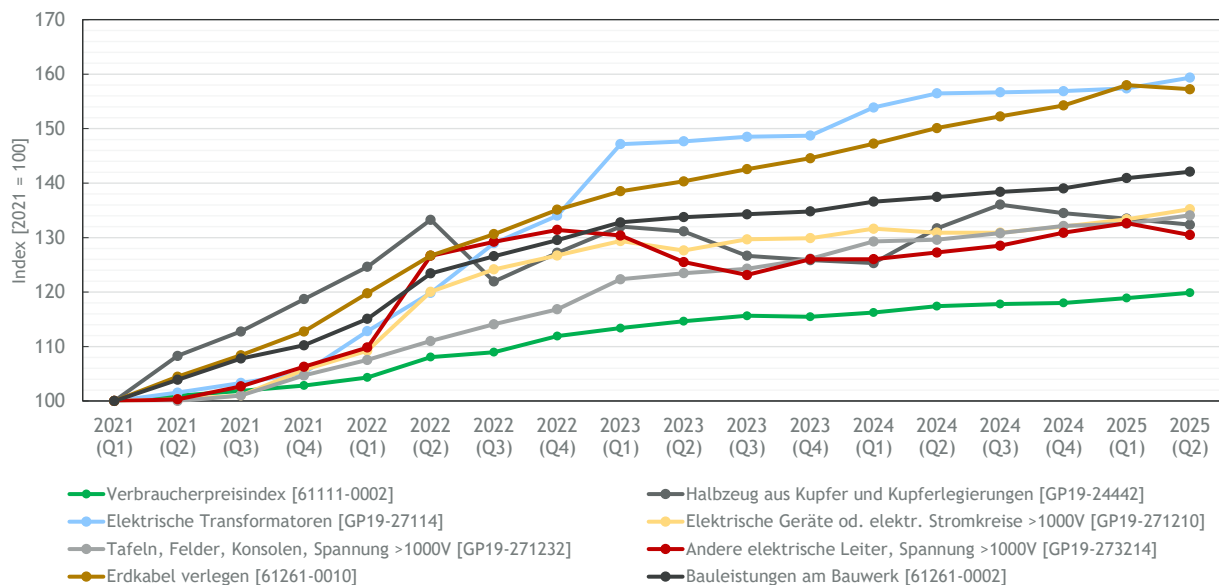


Abbildung 26: Entwicklung ausgewählter Preisindizes von Anfang 2021 bis Mitte 2025²⁹

Im NEP 2037/2045 (Version 2023) haben die ÜNB auf Basis der Standardkosten einen Investitionsbedarf für die identifizierten Maßnahmen von etwa 324 Milliarden Euro ermittelt. Durch die deutlichen Kostensteigerungen in den vergangenen Jahren hat sich diese Kostenprognose signifikant erhöht und liegt nun gemäß Aussagen der ÜNB aus Juli 2025 für dieselbe Maßnahmenbasis bei etwa 440 Milliarden Euro. Dies entspricht einer gemittelten Kostensteigerung von mehr als 35 %, wobei die individuellen Kostensteigerungen sehr technologiespezifisch sind und nach Aussage der ÜNB auch teils bei mehr als 100 % liegen. Besonders im Bereich der Offshore-Konverterstationen kam es zu signifikanten Kostensteigerungen, die insgesamt die ONAS deutlich verteuern. In Verbindung mit den in Abbildung 25 gezeigten Spitzen in den IBN der Netzausbaumaßnahmen ergeben sich jährliche Investitionsbedarfe von voraussichtlich über 30 Milliarden Euro pro Jahr.

Bau:

Neben der Planungs- und Genehmigungsphase stellt die Bauphase für viele Projekte die zweite wesentliche Phase dar. Im Rahmen der Gespräche mit den ÜNB wurden drei wesentliche Hemmnisse in der Bauphase identifiziert.

Während der Bauphase ist eine konsequente Steuerung der Dienstleister durch den Auftraggeber (ÜNB) unerlässlich. Ohne konsequente Steuerung können sich häufig Probleme oder gar Schäden ergeben. Dies erfordert Steuerungs- und Managementaufwand durch die ÜNB. Aufgrund der parallelen Umsetzung verschiedener Projekte stehen für die Steuerung der Dienstleister nur begrenzte personelle Ressourcen zur Verfügung.

Ein weiterer Aspekt, der den Bau neuer Projekte hemmt, sind nach Angabe der ÜNB fehlende Schaltfenster. Aufgrund der hohen Auslastung des Stromnetzes bieten sich nur wenige Gelegenheiten für Abschaltungen. Zudem ist häufig eine Koordination der Schaltfenster mit anderen ÜNB

²⁹ (Destatis, 2025)

oder auch mit den VNB erforderlich. Sollten mögliche Schaltfenster verpasst werden, kann dies zu erheblichen Verzögerungen im Bauprozess führen. Sofern länger andauernde Maßnahmen notwendig sind, die die Stromübertragung beeinflussen, oder ein Neubau in bestehender Trasse stattfindet, werden Provisorien parallel zur aktuellen Trasse errichtet. Diese werden nur für begrenzte Zeit errichtet, führen allerdings zu erheblichem Aufwand und Kosten.

Als dritter wesentlicher Aspekt für Hürden im Bauprozess wurde die Akzeptanz der Bauvorhaben und verfügbare Flächen angeführt. Oftmals zeigen Eigentümer eine skeptische Haltung gegenüber den Projekten. Dies kann sich nicht nur auf den unmittelbaren Bau, sondern auch auf etwaige Gutachten auswirken, für die beispielsweise die Zugangsrechte von Gutachtern verweigert werden. Darüber hinaus sind verfügbare Flächen insbesondere um bereits bestehende Umspannwerke und Netzknoten begrenzt, was eine Erweiterung teilweise erschwert.

Akzeptanz:

Wie bereits beschrieben, gibt es während der Umsetzung von Projekten Hürden, die aufgrund von eingeschränkter Akzeptanz zu Verzögerungen führen können.

Der für HGÜ-Vorhaben im Gesetz verankerte Erdkabelvorrang hatte zum Ziel, die Akzeptanz der HGÜ-Vorhaben in der Bevölkerung zu steigern. Die ÜNB und BNetzA haben berichtet, dass die Akzeptanz allerdings differenziert zu betrachten ist. Betroffene Parteien, deren Grundstücke von den Trassen gekreuzt werden (häufig Landwirtschaftsbetriebe), präferieren nach Aussage der ÜNB Freileitungen, da dies weniger Eingriffe verursacht. Dem gegenüber stehen Einwendungen aus der allgemeinen Bevölkerung. Diese sind gegenüber Freileitungsvorhaben (z. B. Ultranet) deutlich höher als für Erdkabel.

Im Rahmen einer Umfrage des Wuppertal Instituts (2025) wurde analysiert, dass die ökonomischen Belastungen ein wesentlicher Baustein für die Akzeptanz der Energiewende sind. Damit ist die Akzeptanz des Netzausbaus auch abhängig von der Bezahlbarkeit der Energiewende und damit auch in Teilen von der Höhe der resultierenden Netzentgelte.

Eine Untersuchung über mögliche Netzentgeltentwicklungen ist jedoch nicht Teil des Untersuchungsrahmens dieses Gutachtens.

Finanzielle Kapazitäten:

Die zuvor in Abbildung 25 gezeigten Spitzen in den IBN der Netzausbaumaßnahmen stellen auch eine Herausforderung für die Finanzierung auf Seiten der ÜNB dar. Durch den deutlichen Anstieg der Investitionen können diese nicht aus dem operativen Cashflow bedient werden und es ist eine Aufnahme von neuem Eigen- und Fremdkapital erforderlich. Dabei sind die Möglichkeiten und die Bereitschaft der Bestandsgesellschafter, weiteres Eigenkapital bereitzustellen, teilweise begrenzt. Aus Sicht vieler Marktteilnehmer reichen die regulatorischen Eigenkapitalzinsen im aktuellen Zinsumfeld nicht aus, um ausreichendes privates Eigenkapital an den Finanzmärkten zu akquirieren (Dezernat Zukunft - Institut für Makrofinanzen, 2024).

Auch wenn durch die ÜNB betont wurde, dass bisher alle erforderlichen Investitionen auch umgesetzt wurden, können Restriktionen hinsichtlich der finanziellen Kapazitäten dazu führen, dass eine Staffelung von Projekten erfolgt. Dies kann sich negativ auf den Fortschritt des Netzausbaus auswirken.

4.3.3 Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz

Über die bereits in Abschnitt 4.3.1 dargestellten Maßnahmen hinaus, gibt es in der Bestätigung des NEP 2037/2045 (Version 2023) (BNetzA, 2024a) insgesamt 59 AC-Leitungsprojekte, die bisher nicht im BBPlG verankert sind. Die Maßnahmen in den Projekten umfassen etwa 3500 Leitungskilometer und die BNetzA beziffert die Kosten dafür auf etwa 17 Milliarden Euro.³⁰

Ergänzend zu den AC-Projekten wurden in der Bestätigung des NEP 2037/2045 (Version 2023) fünf DC-Projekte bestätigt, die bisher nicht im BBPlG berücksichtigt wurden. Diese Projekte umfassen die Vorhaben „DC4X“, auch OstWestLink, NordWestLink und SuedWestLink genannt. In Summe haben diese Projekte einen Umfang von ca. 2800 Leitungskilometern (vgl. Abbildung 27) und gemäß BNetzA sind Kosten von ca. 30 Milliarden Euro³¹ zu erwarten. Dabei sind auch zwei Multiterminal-Hubs inbegriffen, die die Systeme miteinander verbinden sollen. Abbildung 27 zeigt den Betrag des Überlastungsindex für die einzelnen Vorhaben für das Jahr 2037 in Szenario B. Es wird dabei deutlich, dass DC42 die höchste Wirksamkeit zeigt und auch DC42plus als Ergänzung eine große Wirksamkeit zeigt. Die ÜNB haben in Gesprächen bestätigt, dass sich DC42 auch im Rahmen erster Untersuchungen für den NEP 2037/2045 (Version 2025) weiterhin als sehr wirksam zeigt.

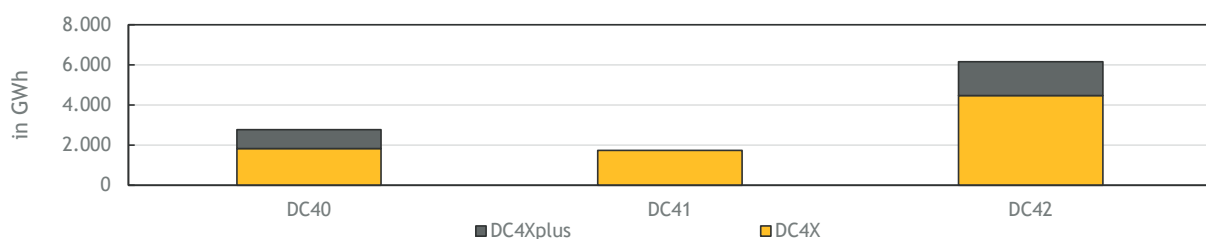


Abbildung 27: Überlastungsindex der Maßnahmen "DC4X" für das Jahr 2037 im Szenario B des NEP 2037/2045 (Version 2023)³¹

Zusammen mit zusätzlichen Interkonnektoren beziffern sich die Kosten für die neu identifizierten AC- und DC-Projekte nach Angabe der BNetzA auf 49 Milliarden Euro³¹ und machen somit ca. 15 % des gesamten Investitionsvolumens im NEP 2037/2045 (Version 2023) aus.

Damit die ÜNB Rechtssicherheit haben und den weiteren Genehmigungsprozess anstoßen sowie Beschaffungsprozesse auslösen können, ist eine Aufnahme der Maßnahmen in das BBPlG erforderlich. Die Aufnahme neu durch die BNetzA bestätigter Maßnahmen in das BBPlG ist somit von entscheidender Bedeutung, um die Vorhaben (termingerecht) zu realisieren.

Im FEP 2025 wurden verbindliche Festlegungen von Flächen und ONAS bis einschließlich des Jahres 2034 getroffen. Der letzte bestätigte NEP 2037/2045 (Version 2023) hat jedoch bereits Maßnahmen darüber hinaus bestätigt. Infolgedessen sind einige dieser landseitigen Anbindungssysteme bereits im BBPlG enthalten. Dies betrifft insbesondere den Rhein-Main-Link und die Stammstrecke Nord. Beispielsweise wurden für den Rhein-Main-Link die BBPlG Vorhaben 82, 82a, 82b und 82c von insgesamt 8 GW in den Grenzen eines Präferenzraumes für eine effiziente Genehmigung und Planung gebündelt. Folglich kann eine Veränderung einzelner Maßnahmen nicht ohne

³⁰ Kostenschätzung basierend auf den Standardkosten des NEP 2023, Kostensteigerungen der letzten Jahre nicht berücksichtigt

³¹ (Übertragungsnetzbetreiber, 2023e)

Rückwirkungen auf die anderen Maßnahmen in dem Präferenzraum durchgeführt werden, was aller Voraussicht nach in erheblichen Verzögerungen resultieren würde.

Vor dem Hintergrund der in Abschnitt 4.1 und 4.2 dargestellten Entwicklung des Bruttostromverbrauchs und des EE-Ausbaus stellt sich die Frage nach dem langfristig erforderlichen Netzausbaubedarf. Verschiedene der in Abschnitt 4.1 dargestellten Szenarien weisen auch einen erwarteten Investitionsbedarf für den Ausbau des Übertragungsnetz aus. Nachfolgend werden die identifizierten Netzausbaubedarfe für ausgewählte Szenarien dem im NEP 2037/2045 (Version 2023) identifizierten Bedarf gegenübergestellt. Hinsichtlich der Einordnung der in den Szenarien getroffenen Annahmen zu Strombedarfen und der Komptabilität der Szenarien mit den bestehenden klimapolitischen Zielen wird auf Abschnitt 4.1 verwiesen.

Für den Vergleich wurden nur solche Szenarien ausgewählt, die eigene Netzberechnungen oder vereinfachte Analysen zu erwartenden Infrastrukturbedarfen vorgenommen haben. Die durchgeführten Analysen sind methodisch dabei nicht 1-zu-1 mit dem NEP der ÜNB vergleichbar, sondern es erfolgen meist vereinfachte Berechnungen und es wird auf verschiedene Annahmen des NEP verwiesen. Insbesondere die Annahme der Standardkosten des NEP 2037/2045 (Version 2023) wurde in allen Studien verwendet. Die Tabelle 15 im Anhang ordnet die betrachteten Studien hinsichtlich ihres methodischen Vorgehens ein und beleuchtet inwieweit Annahmen und Berechnungsergebnisse transparent veröffentlicht wurden.

Da nur in wenigen der Studien ein explizites Netzmengengerüst für den erforderlichen Ausbau veröffentlicht wurde, erfolgt ein Vergleich der Netzausbaubedarfe anhand der ermittelten Investitionskosten. Die nachfolgende Abbildung 28 zeigt die in den betrachteten Szenarien ermittelten Investitionskosten in Relation zu den im Rahmen des NEP 2037/2045 (Version 2023) identifizierten Investitionskosten für den erforderlichen Netzausbau (inkl. der Systeme DC40plus und DC42plus). Um eine Vergleichbarkeit der Zahlen zu ermöglichen, wurden die veröffentlichten Zahlen auf eine einheitliche Kostenbasis umgerechnet.

Die BMW-Langfristszenarien legen hinsichtlich der grundsätzlichen Annahmen zu Entwicklung von Stromnachfrage und EE-Erzeugung ähnliche Annahmen zugrunde wie der Szenariorahmen des NEP 2037/2045 (Version 2023). Infolgedessen ergeben sich auch ähnliche Investitionsbedarfe für das Übertragungsnetz bis zum Jahr 2045.

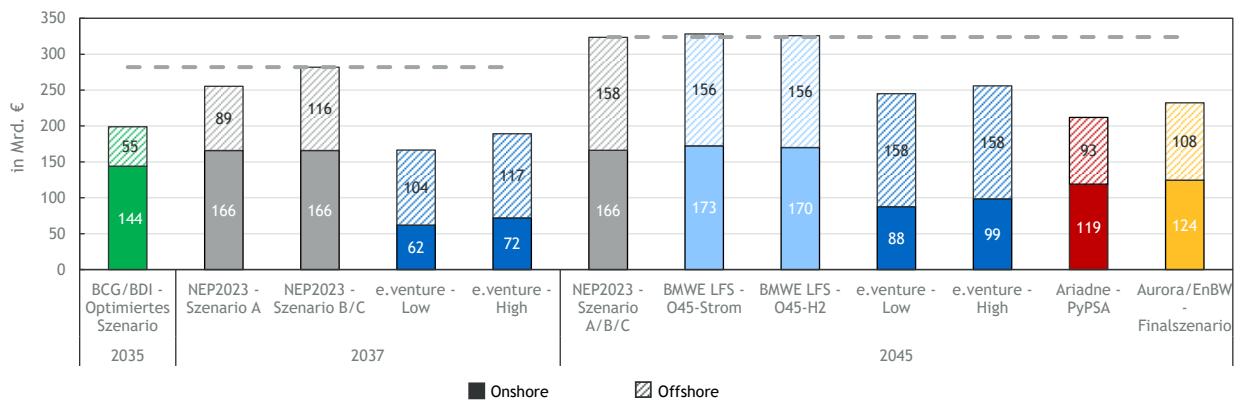


Abbildung 28: Studienvergleich zu Investitionskosten für das Übertragungsnetz³²

In den weiteren untersuchten Szenarien wurden Hebel für eine Reduzierung des Netzausbaubedarfs identifiziert. Dabei wurden dabei u. a. die folgenden Hebel untersucht:

- Reduktion des Strombedarfs:** In den Studien von EnBW/Aurora (2025), BDI/BCG/IW (2025) und 50Hertz/E-Venture (2024) wird eine gegenüber dem genehmigten Szenariorahmen des NEP 2037/2045 (Version 2023) deutlich reduzierte Elektrolyse-Leistung angesetzt, was eine wesentliche Annahme für eine geringere Bruttostromnachfrage in den betrachteten Szenarien darstellt. In den Studien von BDI/BCG/IW (2025) und 50Hertz/E-Venture (2024) wird darüber hinaus auch eine reduzierte Stromnachfrage der Industrie aufgrund abweichender Annahmen zum Erhalt der Industriestruktur angesetzt (vgl. Abschnitt 4.1.1.1). Der Effekt einer reduzierten Elektrolyseleistung auf die Netzkosten im Übertragungsnetz lässt sich in der Studie von EnBW/Aurora (2025) durch Vergleich der Kombinationen A und C einordnen, die sich lediglich hinsichtlich der angenommenen Elektrolyseleistung unterscheiden. Bei einer Reduktion um 40 GW in Kombination C ergeben sich minimal erhöhte Übertragungsnetzkosten gegenüber Kombination A. Zumindest in diesem Betrachtungsfall stellt eine Reduzierung der installierten Elektrolyseleistung somit keinen wesentlichen Hebel für die Erhöhung der Kosteneffizienz im Stromübertragungsnetz dar. Dies lässt sich vermutlich auf die regionale Allokation der Elektrolyseure im Norden in der Nähe von Erzeugungsschwerpunkten zurückführen. Inwieweit diese Beobachtung verallgemeinert werden kann, hängt somit wesentlich von den zugrundeliegenden Annahmen zur räumlichen Ansiedlung der Elektrolyseure ab. Der konkrete Einfluss einer reduzierten Industriestromnachfrage auf den Netzausbau wird in den Studien nicht explizit ausgewiesen. Der Netzausbaubedarf im landseitigen Übertragungsnetz wird wesentlich durch den Transport von Nord- nach Süd- und Westdeutschland bestimmt. Daher ist aufgrund der räumlichen Verteilung der Industrie in Deutschland, vorwiegend auch in Süd- und Westdeutschland, mit einem stärker kostendämpfenden Effekt für das Übertragungsnetz zu rechnen.
- Reduktion des Offshore-Windausbaus:** In den Studien von EnBW/Aurora (2025), BDI/BCG/IW (2025) und BMBF/Ariadne (2025) wird eine gegenüber dem NEP 2037/2045 (Version 2023) reduzierte Leistung der Offshore-WEA angesetzt. Ein reduzierter Offshore-Ausbau wirkt sich direkt auf die erforderlichen ONAS und somit auf den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz aus. Gemäß der Studie von BDI/BCG/IW (2025) wird bis zum Jahr 2035 durch einen

³² (Ariadne, 2025; Aurora, 2025; BDI/BCG/IW, 2025; BMW LFS, 2024; BNetzA, 2024c; E-Venture, 2024)

verringerten und zeitlich gestreckten Offshore-Ausbau eine Reduktion der Investitionskosten von 67 Milliarden Euro im Vergleich zu Szenario B2037 des NEP 2037/2045 (Version 2023) erwartet. Die in den Studien für 2045 ermittelten Investitionskosten liegen je nach angenommener Offshore-Leistung zwischen ca. 10 und 50 Milliarden Euro unterhalb des NEP 2037/2045 (Version 2023).

- **Stärker küstennahe Offshore-Netzanbindungen:** In der Studie BMBF/Ariadne (2025) wird eine stärkere Ausprägung der küstennahen Anbindung der ONAS ermittelt. Daraus resultierende potenzielle Kosteneinsparungen werden mit ca. 50 Milliarden Euro beziffert. Die Vorteilhaftigkeit ergibt sich insbesondere aus der Berücksichtigung regionaler Preiszonen, die eine Allokation der Elektrolyseure direkt in Küstennähe anreizt. Inwieweit eine solche Konzentration der Offshore-Windenergieerzeugung für einen sicheren Betrieb des Netzes möglich ist, kann auf Basis der Studie nicht beurteilt werden, da keine knotenscharfe Netzmodellierung erfolgt ist.
- **Erhöhte Systemdienlichkeit flexibler Verbraucher und Erzeuger:** In BMBF/Ariadne (2025) liegen 30 regionale Preiszonen der integrierten Markt- und Netzmodellierung zu Grunde. Damit erfolgen eine stärker systemdienliche Allokation und systemdienlicherer Einsatz der Flexibilitätsoptionen. Der explizite Effekt hiervon auf die Investitionsbedarfe im Übertragungsnetz wird in der Studie nicht ausgewiesen. Es ist davon auszugehen, dass die höhere Systemdienlichkeit wesentlich zu den in der Kategorie „weniger Netzausbau“ ausgewiesenen Reduktionen von ca. 16 Milliarden Euro beiträgt.

Die dargestellten Hebel zeigen, dass die Entwicklung von Stromnachfrage, EE-Anlagen und Flexibilitäten einen Einfluss auf den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz haben können. Dabei bestimmt allerdings das Zusammenspiel den tatsächlichen Transportbedarf. Auch bei unterschiedlichen absoluten Niveaus der Stromnachfrage und EE-Erzeugung können sich ähnliche übergeordnete Transportbedarfe ergeben. Eine Reduzierung der ONAS resultiert in einer direkten Reduzierung der Investitionskosten in das Übertragungsnetz.

Bei der Einordnung der in den Studien identifizierten Hebel für reduzierte Investitionen in das Übertragungsnetz sind die zuvor beschriebenen methodischen Vereinfachungen zu berücksichtigen. Für eine abschließende Bewertung der Implikationen auf den erforderlichen Übertragungsnetzausbau und die damit verbundenen Ausbaukosten sollte eine Überprüfung im kommenden NEP vorgenommen werden.

4.3.4 Diskussion der Offshore-Optimierung als Lösungsansatz zur Optimierung der Netzausbedarfe

Die Konkurrenz um die begrenzten Flächen in der deutschen AWZ u. a. zwischen Schifffahrt, Energieumwandlung, Naturschutz, Fischerei und Verteidigungsaufgaben erfordert komplexe Abwägungen. Dabei ist eine effiziente Flächennutzung von besonderer Bedeutung und betrifft u. a. die Flächen für die Offshore-Windparks (OWP), Trassenverläufe genauso wie die ONAS.

Im FEP 2025 wurden verbindliche Festlegungen von Flächen und ONAS bis einschließlich 2034 getroffen. Darüberhinausgehende zeitliche Festlegungen der erforderlichen Flächen für das

bestehende Ausbauziel von 70 GW der Windenergie auf See im Jahr 2045 sind nicht erfolgt (BSH, 2025b).

Für den Zeitraum bis 2045 stößt der FEP jedoch die Diskussion um die Möglichkeiten der Offshore-Optimierungen an. Unter Offshore-Optimierung können die folgenden Aspekte im Sinne des FEP subsumiert werden:

- Optimierung der Flächen hinsichtlich Ertrag und Abschattungseffekten
- Anbindungsverhältnis von ONAS zu OWP kleiner 1³³
- Erhöhung der ONAS Standardleistung über 2 GW hinaus

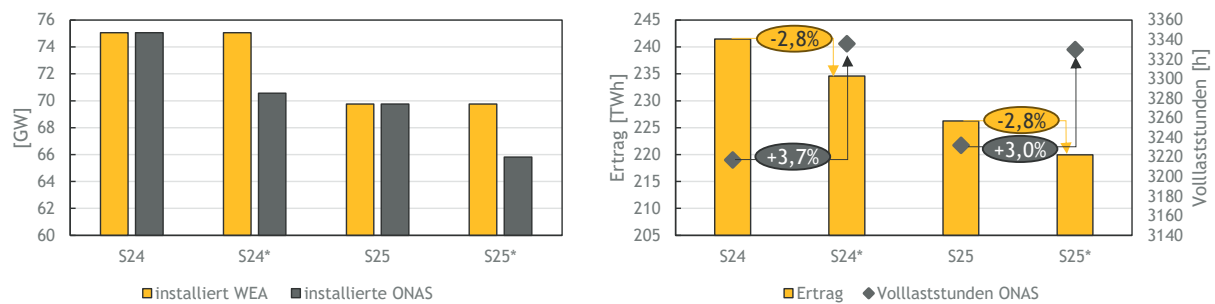
Die Potenziale zur Optimierung der Flächen in Bezug auf den spezifischen Ertrag der WEA ergeben sich u. a. aus den im Begleitgutachten des FEP dargelegten Berechnungen. (Fraunhofer IWES, 2025) Die im Szenario S24 unterstellte Vergrößerung von Offshore-Flächen (N-5, N-17) mit einhergehenden Leistungserhöhungen und einer Reduktion der Leistungsdichten in Gebieten mit niedrigen Volllaststunden zeigt das Potenzial einer Optimierung der Flächendichte. Aus den Berechnungen geht hervor, dass sich bei einer um 2,2 % reduzierten installierten Leistung der WEA in der deutschen AWZ der Energieertrag lediglich um 0,2 % reduziert. Darüber hinaus wurden auch auf anderen Flächen, an denen keine Veränderungen vorgenommen wurden, Mehrerträge von bis zu 4,4 % erzielt. Diese sind vor allem auf die reduzierten Abschattungseffekte zurückzuführen. (Fraunhofer IWES, 2025)

Die Potenziale zu einem Anbindungsverhältnis von ONAS im Vergleich zur WEA-Kapazität kleiner 1 ergeben sich aus der gleichen Rationalität wie beim Onshore Ausbau. Durch eine reduzierte Auslegung der ONAS im Vergleich zur WEA-Kapazität kommt es in einem begrenzten Maß zu Spitzenkappung, die ONAS können allerdings besser ausgenutzt werden.

Die aggregierten Ergebnisse des IWES hinsichtlich installierter Leistung, Jahresenergieerträge und Volllaststunden³⁴ in der deutschen AWZ der Nordsee sind für vier Szenarien in Abbildung 29 dargestellt. Die Szenarien mit und ohne * unterscheiden sich lediglich in der Annahme eines Anbindungsverhältnis für ausgewählte Flächen von kleiner 1. In beiden Szenarien werden ONAS in der Größenordnung von zwei Standardsystemen eingespart. Damit sinken die jährlichen Energieerträge, die an Land abgeführt werden können, um etwa 6 TWh, was einer Reduktion von 2,8 % bezogen auf den Gesamtertrag entspricht. Gleichzeitig erhöhen sich jedoch die durchschnittlichen Volllaststunden aller ONAS um rund 100 h.

³³ In der laufenden Diskussion, wird teilweise auch der Begriff der „Überbauung“ verwendet. Im Rahmen dieses Gutachtens wird darauf verzichtet, da der Begriff fälschlicherweise so verstanden werden kann, dass eine ggü. dem Status-Quo erhöhte Leistung der Erzeugungsanlagen vorgesehen wird. Tatsächlich wird aber die Anbindungsleistung der ONAS ggü. der Leistung der OWP reduziert.

³⁴ Bezogen auf die installierte ONAS Leistung.



**Abbildung 29: Installierte Leistung für WEA und ONAS für vier Szenarien des FEP 2025 (links)
Energieertrag und Volllaststunden der ONAS für vier Szenarien des FEP 2025 (rechts)³⁵**

Im FEP 2025 ist erstmalig für zwei Flächen in der Nordsee (N-9.4 und N-9.5) ein Anbindungsverhältnis von 83 % vorgesehen. Die beiden Flächen sollen gemäß FEP gemeinsam mit einem 2 GW Standard-ONAS angebunden werden und jede einzelne Fläche ist unter Berücksichtigung des Überbaus mit 1,2 GW WEA auszustatten (BSH, 2025b).

Die Erhöhung der Standardleistung der ONAS auf 2,2 GW hat der FEP in seinem informatorischen Ausblick für Systeme, die westlich der Schifffahrtsroute SN10 gebaut werden, unterstellt. Die Standardisierung der ONAS auf 2 GW ist bereits erfolgt und auch der FEP weist explizit auf technische Unsicherheiten dahingehend hin. Über die Möglichkeiten, in den 2 GW Systemen mit moderaten zusätzlichen Kosten eine Leistungssteigerung in Höhe von 5-10 % zu erreichen, gibt es zum aktuellen Zeitpunkt - u. a. aufgrund fehlender Betriebserfahrungen - kein abschließendes Bild. Eine besondere Sorge der ÜNB besteht bei der höheren Belastung der Kabel. Die Kabel hätten durch die zuvor skizzierte Mehrbebauung bereits höhere Volllaststunden zu bewältigen und wären durch eine Erhöhung der Standardleistung nochmals größeren thermischen Belastungen ausgesetzt. Entsprechend sind technische Fragen, Umwelteinflüsse hinsichtlich des 2K-Kriteriums und auch rechtliche Gewährleistungsfragen zu klären. Aus Gesprächen mit den ÜNB, der BNetzA und dem BSH zeichnet sich jedoch ab, dass keine 10 % Erhöhung der Standardleistung, sondern eher 5 % als umsetzbare Option angesehen werden.

Ein weiterer Einflussfaktor auf die erforderlichen ONAS sind Unsicherheiten hinsichtlich eines erforderlichen Puffers über das gesetzliche Ausbauziel von 70 GW hinaus. Die genaue Lebensdauer der ONAS sowie die Rückbau- und Neubauzeiten sind mit Unsicherheiten behaftet, determinieren jedoch die dadurch nicht zur Verfügung stehende Leistung im Zeitverlauf. Das BSH hat den erforderlichen Puffer für eine kontinuierliche Sicherung des 70 GW Ausbauziels abgeschätzt und mit einer Leistung in Höhe von etwa 10 % beziffert. Dieser führt zu einer Gesamtleistung von ca. 78 GW. Flächen für die vollständigen 78 GW sind bisher nicht definiert, wohingegen entsprechende ONAS im NEP 2037/2045 (Version 2023) eingeplant wurden.

Der FEP 2025 hat als informatorischen Gesamtausblick skizziert, dass im Vergleich zum NEP 2037/2045 (Version 2023) bis zu fünf ONAS eingespart werden könnten (vgl. Abbildung 30). Hierbei hat der FEP eine Erhöhung der Standardleistung von 10 % für zukünftige ONAS westlich der Schifffahrtsroute SN10 und ein Anbindungsverhältnis von kleiner 1 (mindestens 83 %) für ausgewählte Flächen unterstellt.

³⁵ (BSH, 2025b)

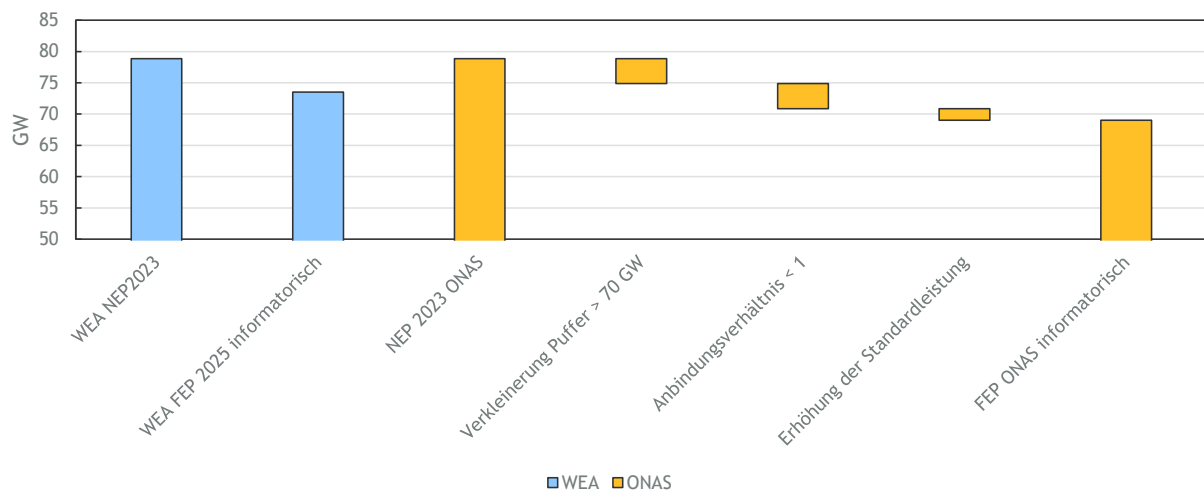


Abbildung 30: Unterschiede zwischen installierten WEA und ONAS durch Offshore Optimierung³⁶

Eine unmittelbare Differenzierung zwischen dem Effekt des Anbindungsverhältnis und der Erhöhung der Standardleistung ist im FEP nicht dargelegt. Vereinfachend heruntergebrochen auf die verschiedenen diskutierten Maßnahmen ergeben sich von der Größenordnung her:

- Zwei eingesparte ONAS³⁷ aus einem geringeren „Puffer“ aufgrund verlängerter Lebensdauer zur Kompensation von Neu- und Rückbauten bis 2045,
- zwei weitere eingesparte ONAS³⁸ durch ein Anbindungsverhältnis kleiner 1 für ausgewählte Flächen,
- und folglich ein weiteres eingespartes ONAS aus der Erhöhung der Standardleistung.

Die Offshore-Optimierungsmaßnahmen sind dabei nicht isoliert zu betrachten, dennoch kann die in der Abbildung 30 dargestellte Aufteilung für eine Orientierung der jeweiligen Potenziale dienen. Andere (flächenspezifische) Parameter von Anbindungsverhältnissen, Erhöhung der Standardleistung und Lebensdauern, sowie alternative Flächenzuschnitte, können (in Kombination) zu einer abweichenden Anzahl an Standardsystemen führen.

4.3.5 Zwischenfazit Übertragungsnetzausbau

Basierend auf der Langfristanalyse der ÜNB für das Jahr 2030 ist eine grundsätzliche Synchronität des landseitige Übertragungsnetzausbaus und des EE-Ausbaus zu erkennen. Dieser verhindert trotz Verzögerungen in der Vergangenheit nicht den geplanten EE-Ausbau bis 2030. Unter der Voraussetzung, dass der Übertragungsnetzausbau entsprechend des aktuell zu erwartenden Fortschritts realisiert wird³⁹, ist bei einem EE-Ausbau gemäß der gesetzlichen Ziele und einem starken

³⁶ (BSH, 2025b)

³⁷ Ergibt sich zum einen daraus, dass im informatorischen Teil des FEP 2025 (BSH, 2025b) nur 73,5 GW mit den dargestellten Flächen und Randbedingungen erreicht, werden anstatt der 78 GW im NEP 2023. Darüber hinaus geht aus dem genehmigten Szenariorahmen des NEP 2037/2045 (Version 2025) hervor, dass in den Szenarien B und C durch Annahme anderer Lebensdauern der Puffer ebenfalls in der Größenordnung von zwei 2 GW Standardsystemen reduziert werden kann.

³⁸ Im informatorischen Ausblick des FEP 2025 (2025b) sind 4,5 GW weniger ONAS als OWP installiert. vgl. zudem installierte Leistung der ONAS in den Szenarien S24/S25 mit den Szenarien S24*/S25* des IWES im FEP 2025 Begleitdokument Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 24 und 25. Entsprechend können ca. zwei 2 GW Standardsysteme eingespart werden

³⁹ Gemäß DANA-Datenbank für den Stromnetzausbau von BMW und BNetzA.

Anstieg der Stromnachfrage weiterhin ein sicherer Netzbetrieb mit einem Redispatchbedarf auf heutigem Niveau möglich.

Demgegenüber wird das Offshore-Ziel von 30 GW im Jahr 2030 verfehlt. Nach aktuellem Planungsstand werden im Jahr 2030 20 GW an ONAS erreicht und im Jahr 2032 werden die 30 GW erreicht. Gründe dafür sind Lieferkettenprobleme bei Kabeln und Plattformen sowie eine notwendige Umtrassierung für das Artillerieschießgebiet Nordsee.

Auswertungen der DANA-Datenbank für den Stromnetzausbau zeigen, dass Herausforderungen bei Beschaffung und Bau mit fortschreitender Projektreife an Bedeutung für den Stromnetzausbau gewinnen und wesentlich für einen erfolgreichen Netzausbau sind. Im Bereich der Planung & Genehmigung wurde seitens der ÜNB und BNetzA eine Entspannung kommuniziert, vorausgesetzt, die RED III Richtlinie wird mit ausreichenden und rechtssicheren Vereinfachungen in nationales Recht umgesetzt.

Angespannte Lieferketten haben zu signifikanten Preisanstiegen geführt. Die Investitionskosten der im NEP 2037/2045 (Version 2023) identifizierten Maßnahmen erhöhen sich nach Angabe der ÜNB von 320 auf 440 Milliarden Euro. Darüber hinaus können angespannte Lieferketten zu überproportionalen Zeitverzögerungen führen, wenn laufende Verträge bzw. Bestellungen nicht im angestrebten Zeitplan erfüllt werden.

Der Übertragungsnetzausbau erfolgt nicht kontinuierlich, weshalb einige Spitzen zu erwarten sind. Diese stellen eine zusätzliche Herausforderung für die Lieferketten, die personellen Ressourcen bei den ÜNB und den Genehmigungsbehörden, sowie die Finanzierung des Netzausbaus dar. Die hohen Investitionsbedarfe von in der Spitze voraussichtlich über 30 Milliarden Euro pro Jahr im Übertragungsnetz erfordern die Bereitstellung bzw. Aufnahme von weiterem Eigenkapital und Fremdkapital.

Die Aufnahme der im NEP 2037/2045 (Version 2023) bestätigten Maßnahmen, die bisher nicht im BBPLG stehen, steht noch aus. Nach Angabe der BNetzA umfassen diese Maßnahmen ca. 15 % des gesamten erwarteten Investitionsvolumens. Eine ausbleibende BBPLG-Novelle kann zu einem Fadenriss bei den Genehmigungen führen. Bei der Umsetzung muss auch die zukünftige technologische Ausführung der HGÜ-Systeme als Erdkabel oder Freileitung festgelegt werden.

Die in Abschnitt 4.1 und 4.2 diskutierte Entwicklung von Stromnachfrage, EE-Anlagen und Flexibilitäten können einen Einfluss auf den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz haben. Dabei bestimmt das Zusammenspiel den tatsächlichen Transportbedarf. Auch bei unterschiedlichen absoluten Niveaus der Stromnachfrage und EE-Erzeugung können sich ähnliche übergeordnete Transportbedarfe ergeben. Eine Reduzierung der ONAS reduziert die Investitionskosten für ein erforderliches Offshore-Netz.

Die Auslastung der ONAS kann erhöht werden. Dafür sind einige Optionen bereits in Diskussion. Die verschiedenen Aspekte für eine Offshore-Optimierung umfassen Flächenanpassungen, die Veränderung des Anbindungsverhältnisses, eine Neubewertung des zur Kompensation von Neu- und Rückbauten erforderlichen Puffers und eine Erhöhung der Standardleistung.

4.4 Analyse zum Stand des Stromverteilnetzausbaus

Dieses Kapitel wurde federführend von BET Consulting GmbH bearbeitet.

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über den aktuellen Stand und die zukünftigen Ausbaubedarfe im deutschen Stromverteilnetz, erläutert die Methodik und Ergebnisse der Netzausbaupläne (NAP), vergleicht diese mit weiteren Studien und untersucht, wie verschiedene technische, planerische und regulatorische Ansätze die Höhe und Entwicklung der künftigen Bedarfe beeinflussen können.

4.4.1 Netzausbaubedarfe im Stromverteilnetz

Methodik der Netzausbaupläne (NAP)

Der Ausbau der Verteilnetze erfordert eine vorausschauende und koordinierte Planung zwischen den Netzbetreibern. Netzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden erstellen alle zwei Jahre gemeinsam ein Regionalszenario, das als Grundlage für die jeweiligen Netzausbaupläne der einzelnen Verteilnetzbetreiber dient. Insgesamt wurden für die aktuelle Planungsrunde 82 Netzausbaupläne eingereicht. Zu diesem Zweck sind die Verteilnetzbetreiber in sechs Planungsregionen aufgeteilt: West, Mitte, Nord, Ost, Südwest und Bayern (Abbildung 31). Die Zahl auf der Grafik verdeutlicht, wie viele Netzbetreiber in der jeweiligen Region Ausbaupläne erstellt haben. Die genaue Aufstellung der 82 Netzbetreiber ist in Tabelle 16 im Anhang zu finden.

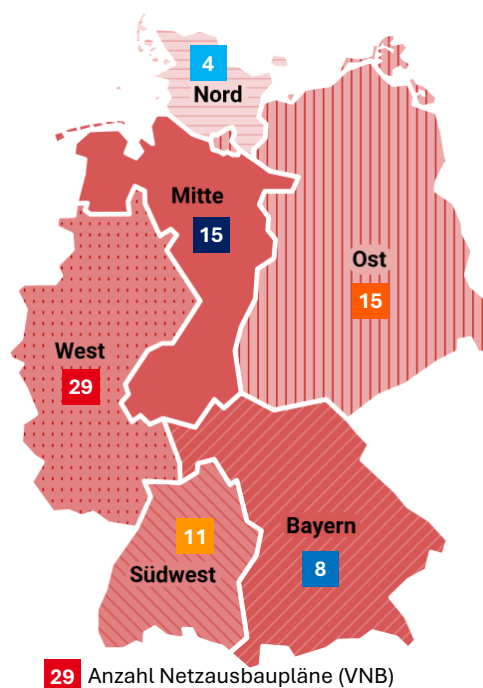


Abbildung 31: Übersichtskarte der Planungsregionen⁴⁰

⁴⁰ (VNBdigital, 2025)

Die Netzausbaupläne (NAP) wurden im Rahmen des Gutachtens sowohl unter technischen als auch wirtschaftlichen Gesichtspunkten anhand ihrer Mengengerüste analysiert.

Die Datengrundlage der Analyse setzt sich aus mehreren Quellen zusammen. Zum einen wurden im Q3 2024 durch BET Consulting GmbH eigene Analysen der insgesamt 82 veröffentlichten PDF-Dokumente durchgeführt. Zum anderen stellte die BNetzA am 21.07.2025 eine tabellarische Auswertung der Netzausbaupläne und Regionalszenarien bereit.

Um die in den NAP ausgewiesenen Investitionsbedarfe einzuordnen, erfolgt zudem eine vergleichende Analyse mit ausgewählten Studien zum Ausbau der Verteilnetze in Deutschland. Ziel ist es, die Größenordnung der geplanten Investitionen in einen breiteren Kontext zu stellen und die Spannbreite möglicher Entwicklungen für das deutsche Verteilnetz bis 2045 besser einordnen zu können. Während in den meisten der zuvor diskutierten Studien keine eigenständigen Aussagen zu Netzausbaubedarfen im Verteilnetz getroffen werden – sondern stattdessen meist auf die NAP verwiesen wird – liegt der Schwerpunkt der folgenden beiden Studien auf eigenen, modellgestützten Analysen:

- Quantifizierung der Technologiebedarfe in deutschen Verteilnetzen (ZVEI et al., 2024)
- Langfristszenarien 3 (BMW LFS, 2024)/VN-Zukunft (Consentec et al., 2025)

Methodisch unterscheidet sich das Vorgehen in den beiden Szenarien dahingehend von den NAP, dass das Bundesgebiet in strukturähnliche Cluster unterteilt wurde, die typische Entwicklungen bei Last- und Einspeisezunahmen abbilden. Anhand repräsentativer Modellnetze erfolgt eine Hochrechnung auf das gesamte Bundesgebiet. Die beiden betrachteten Studien ermitteln von den NAP unabhängige technische Mengengerüste, insbesondere mit Blick auf die notwendigen Erneuerungs- und Erweiterungsmengen von Netzbetriebsmitteln zur Sicherstellung der Versorgungsaufgabe im Zieljahr 2045. Während in der Studie von ZVEI et al. (2024) Netzausbaubedarfe in Form von Netzmengengerüsten ausgewiesen werden, weisen die vom BMWK beauftragten Langfristszenarien das resultierende Investitionsvolumen aus.

Analyse der Regionalszenarien der NAP

Die Netzausbaupläne stützen sich auf die Regionalszenarien, die 2023 erstmals in den sechs Planungsregionen entwickelt wurden. Auf dieser Grundlage fließen in die Planungen der Verteilnetzbetreiber sowohl kurzfristige und mittelfristige regionale Entwicklungen als auch die langfristigen, gesetzlich verankerten Zielvorgaben der Bundesregierung für das Jahr 2045 ein.

Die Regionalszenarien der Netzausbaupläne prognostizieren bis 2045 einen deutlichen Anstieg der installierten Leistungen bei Photovoltaik und Onshore-Wind. Im Bereich PV wird gegenüber 2023 ein Zuwachs um den Faktor 8 angenommen (vgl. Abbildung 32), bei Windenergie an Land liegt der Faktor bei rund 2,8 (vgl. Abbildung 33). Der Hochlauf erfolgt dabei regional unterschiedlich stark: Vor allem im Norden und in Bayern sind überdurchschnittliche Zuwachsraten bei PV zu erwarten, während beim Onshore-Wind der Norden klar dominiert. Die zugrunde liegenden Grafiken beruhen auf eigenen Analysen. Dass die Regionen Nord bei PV und Bayern bei Wind besonders hohe Zuwachsraten aufweisen, wirkt auf den ersten Blick kontraintuitiv, erklärt sich jedoch vor allem durch die vergleichsweise niedrigen Ausgangswerte.

Im Vergleich zur Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (Version 2025) (BNetzA, 2025g) zeigt sich, dass die Annahmen im Regionalszenario für PV in etwa auf vergleichbarem

Niveau liegen, während sie für Windenergie leicht darunter bleiben. Bezüglich der Entwicklung der Erneuerbaren Energien bestehen regionale Disparitäten in der Verteilung und im Tempo des Ausbaus.

Die in den Regionalszenarien enthaltenen Lasttreiber - insbesondere Elektromobilität und dezentrale Wärmepumpen - lassen sich nur eingeschränkt quantifizieren, da die zugrundeliegenden Daten in den Einzelplänen in uneinheitlichen Formaten vorliegen. So wurden die Angaben teils in Stückzahlen, teils in installierter Leistung oder jährlichem Energiebedarf übermittelt. Die fehlende Vorgabe einheitlicher Einheiten erschwert eine systematische Auswertung und den direkten Vergleich zwischen den Regionen. Entsprechende Standardisierungen für zukünftige Aktualisierungen der Netzausbaupläne können dabei helfen, die Entwicklung der Systemkosten einfacher abzuschätzen.

Hinzu kommt, dass im Rahmen der Netzausbaupläne nicht alle Verteilnetzbetreiber Abschätzungen zum zusätzlichen Strombedarf der Industrie vorgenommen haben und auch hier - wie bei den übrigen Lasttreibern - uneinheitliche Angaben vorliegen. Dadurch ergeben sich neben methodischen auch infrastrukturelle Unsicherheiten im Hochspannungsnetz: Für die Elektrifizierung zahlreicher Industrieprozesse sind oftmals neue oder erweiterte Netzanschlüsse erforderlich, deren Umsetzung aufgrund begrenzter Kapazitäten jedoch nicht in allen Fällen gewährleistet werden kann.

Trotz dieser methodischen Hürden zeigen unsere ersten Einordnungen, dass die Hochläufe auf der Lastseite insgesamt in einer vergleichbaren Bandbreite zu den Annahmen aktueller Studien liegen. Dies spricht für eine grundsätzliche Plausibilität der angenommenen Entwicklungen, die jedoch auf Basis einer aktualisierten (NAP-)Datenbasis zu überprüfen sein wird.

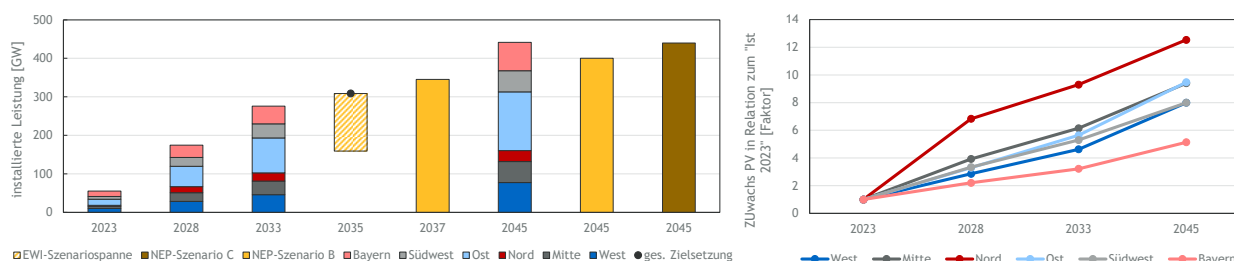


Abbildung 32: Prognose der PV-Leistung (links) und PV-Zuwachsrate (rechts) bis 2045⁴¹

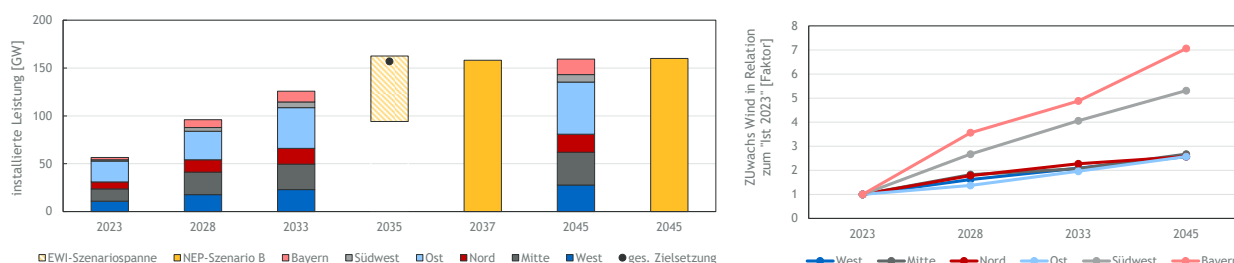


Abbildung 33: Prognose der Onshore-Windleistung (links) und Zuwachsrate (rechts) bis 2045⁴²

⁴¹ Eigene Analysen auf Basis der Regionalszenarien (VNBdigital, 2025)

⁴² Eigene Analysen auf Basis der Regionalszenarien (VNBdigital, 2025)

Sowohl die ZVEI/BDEW-Studie (2024) als auch die BMWK-Langfristszenarien (2024) setzen bei wesentlichen Treibern wie PV, Wind, Elektromobilität und Wärmepumpen auf vergleichbare Größenordnungen der Entwicklungen wie die in den NAP verwendeten Regionalszenarien. Damit sind die Ergebnisse in ihrer Basisannahme grundsätzlich mit den NAP vergleichbar, auch wenn sich die methodische Herangehensweise jeweils unterscheidet.

Netzausbau- und Investitionsbedarf auf Basis der NAPs

Wie Abbildung 34 zeigt, sehen die vorliegenden Netzausbaupläne bis zum Jahr 2045 Leitungsmaßnahmen in einem Umfang von insgesamt 44.600 km in der Hochspannung, 251.200 km in der Mittelspannung sowie 258.600 km in der Niederspannung vor. Im Bereich der Umspannwerke zwischen Hoch- und Mittelspannung sind rund 2.900 Maßnahmen geplant; im Bereich der Ortsnetzstationen (Mittel-/Niederspannung) sind etwa 266.000 Maßnahmen erfasst.

Die 82 größten Verteilnetzbetreiber (VNB) in Deutschland decken nahezu vollständig das Hochspannungsnetz ab. Im Gegensatz dazu repräsentieren diese VNB jedoch nur etwa 80 % des deutschen Mittelspannungsnetzes und rund 76 % des Niederspannungsnetzes. Entsprechend sind die Netzausbaubedarfe der mehr als 750 VNB, die keinen Netzausbauplan (NAP) veröffentlichen, insbesondere in den Netzebenen der Mittel- und Niederspannung, nicht in den genannten dargestellten Gesamtsummen enthalten.

Zur Abschätzung dieser nicht erfassten Netzausbaubedarfe lassen sich unterschiedliche methodische Ansätze heranziehen. Eine Möglichkeit besteht darin, die bislang berücksichtigten Investitionen in den Netzebenen 4 bis 7 (Mittelspannungsnetz, Umspannung Mittel- auf Niederspannung und Niederspannung) auf Grundlage der genannten Abdeckungsgrade entsprechend hochzurechnen. Aufgrund fehlender detaillierter Planungsdaten wäre ein solcher Ansatz jedoch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.

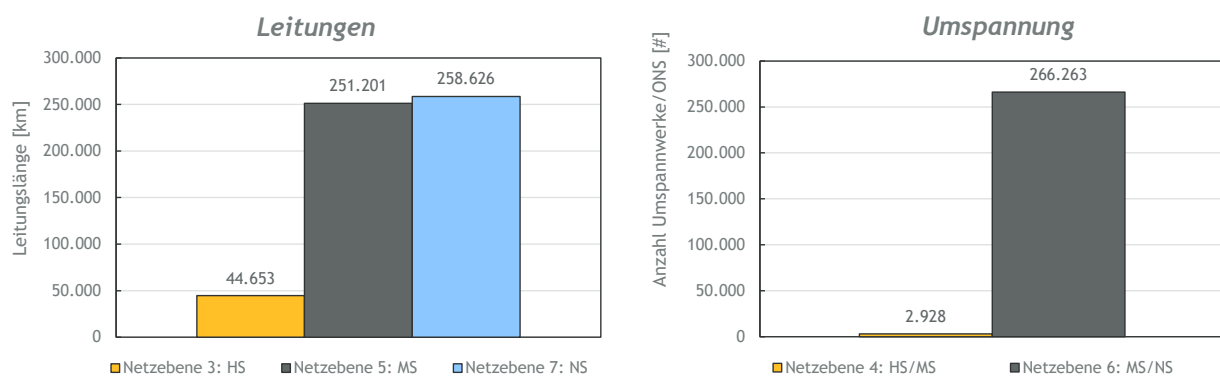
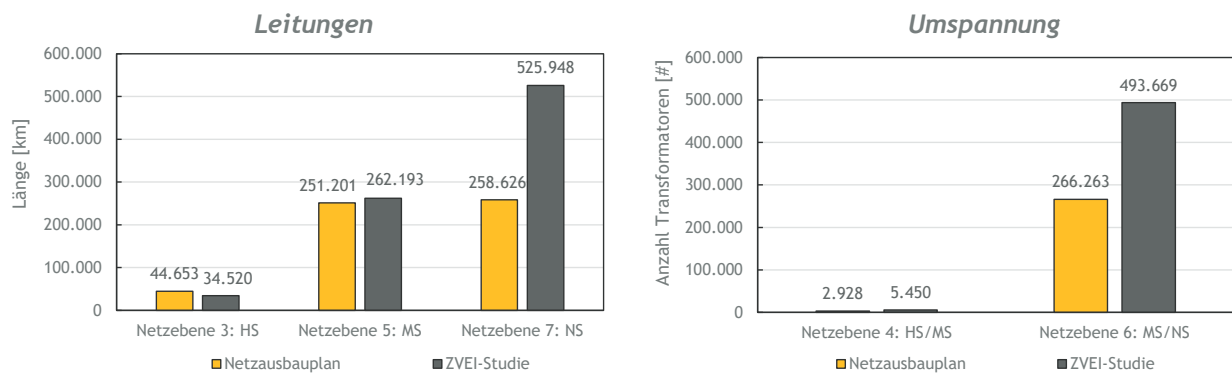


Abbildung 34: Technische Mengen aus Netzausbauplänen nach § 14d EnWG bis 2045⁴³

Die ZVEI-Studie beziffert wie in Abbildung 35 dargestellt den Erneuerungs- und Erweiterungsbedarf im deutschen Verteilnetz bis zum Jahr 2045 auf insgesamt rund 34.520 Kilometer Hochspannungsleitungen, 262.193 Kilometer Mittelspannungskabel sowie 525.948 Kilometer Niederspannungskabel. Ergänzend werden für denselben Zeitraum etwa 5.450 neue HS/MS-Transformatoren und rund 493.669 MS/NS-Transformatoren als erforderlich ausgewiesen.

⁴³ Eigene Analysen auf Basis der Regionalszenarien (VNBdigital, 2025)

Abbildung 35: Vergleich Netzausbauplan und ZVEI-Studie⁴⁴

Trotz unterschiedlicher methodischer Ansätze zeigen die Mengengerüste der ZVEI/BDEW-Studie und der Netzausbaupläne (NAP) mit Ausnahme der Niederspannung sowie der Umspannung MS/NS eine insgesamt vergleichbare Größenordnung. Während die NAP primär Umspannwerke ausweisen, arbeitet die ZVEI-Studie auf Betriebsmittelbasis mit Transformatoren - insbesondere im Bereich HS/MS führt dies zu erwartbaren Abweichungen. Bei den Leitungslängen ergibt sich ein recht stimmiges Bild: Die ZVEI-Studie nennt 262.193 km Mittelspannungskabel und 525.948 km Niederspannungskabel, die NAP hingegen 251.201 km (MS) und 258.626 km (NS). Damit liegen die Werte im MS-Bereich nur rund 4 % auseinander, im NS-Bereich jedoch um rund 50 %. Im Niederspannungsbereich zeigt sich damit zwischen ZVEI/BDEW-Studie und NAP eine deutlich größere Differenz (rund 50 %). Dies liegt maßgeblich daran, dass der Abdeckungsgrad der NAP in der Niederspannung derzeit nur bei rund 76 % liegt. Damit fehlt ein erheblicher Teil der deutschen Niederspannungsnetze und des damit verbundenen Ausbaubedarfs in den offiziellen Planungen. Ergänzend kommen methodische Unterschiede hinzu, etwa in der Abgrenzung von Leitungslängen (Hausanschlussleitungen, Parallelkabel, Freileitungen) sowie in der Betriebsmittel- bzw. Infrastrukturlogik der Studien.

Im Bereich der Ortsnetzstationen (MS/NS) weist die ZVEI-Studie rund 493.669 neue Transformatoren aus, während in den NAP 266.263 genannt werden - eine Differenz von etwa 46 % die sich in großen Teilen auch durch den Abdeckungsgrad von nur 76 % in den NAP begründen lässt. In Summe bestätigen beide Ansätze trotz konzeptioneller Unterschiede ein hohes Mengengerüst im Verteilnetzausbau. Die Vergleichbarkeit der Werte stützt die Aussagekraft der jeweiligen Analysen.

Abbildung 36 veranschaulicht die Auswertung der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) übermittelten Investitionen in das Verteilnetz für den Zeitraum bis 2033 sowie für die Jahre 2034 bis 2045. Dabei wird zwischen dem Ausbaubedarf und dem Ersatzbedarf differenziert. Die Darstellung ist additiv zu interpretieren: Insgesamt ergibt sich aus der Analyse der NAP bis zum Jahr 2045 ein Investitionsbedarf von rund 235 Milliarden Euro. Davon entfallen etwa 206 Milliarden Euro auf die Netzerweiterung und rund 29 Milliarden Euro auf den Ersatz bestehender Infrastruktur.

⁴⁴ (ZVEI et al., 2024)

Der größte Kostenanteil innerhalb der Verteilnetzebene entfällt auf den Ausbau des Hochspannungsnetzes. Die kumulierten Investitionen für Erweiterung und Ersatz in diesem Bereich summieren sich bis 2045 auf insgesamt 65,6 Milliarden Euro.

Im Zeitraum bis 2033 sind durchschnittliche jährliche Investitionen in das deutsche Stromverteilnetz in Höhe von rund 13,7 Milliarden € erforderlich. Für die Jahre 2034-2045 belaufen sich die notwendigen Investitionen auf durchschnittlich 10,1 Milliarden € pro Jahr.

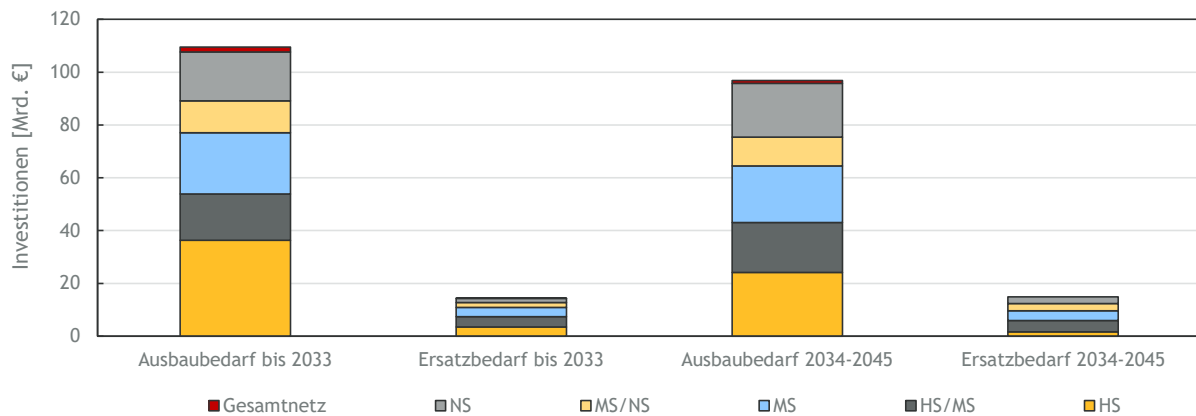


Abbildung 36: Investitionen aus den Netzausbauplänen nach § 14d EnWG (kumulativ)⁴⁵

Abbildung 37 zeigt den historischen Verlauf der Investitionen in das Stromverteilnetz auf Basis der Daten aus dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur. Aus der Darstellung geht hervor, dass die deutschen Verteilnetzbetreiber (VNB) im Durchschnitt der vergangenen fünf Jahre etwa 6,2 Milliarden Euro jährlich investiert haben. Dabei ist insbesondere in den letzten drei Jahren ein deutlicher Anstieg der Investitionstätigkeit zu beobachten.

Gleichwohl erfordert der anstehende Transformationsprozess nochmals eine erhebliche Ausweitung der Investitionen. Ausgehend vom Mittelwert der letzten fünf Jahre ist eine Steigerung der jährlichen Investitionen um rund 120 % notwendig. Entsprechend zeichnet sich auch ein Anstieg bei den Netzentgelten ab. Die dena-Verteilnetzstudie II sowie eine vom BDEW beauftragte Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom (Consentec & Frontier Economics, 2024) zeigen, dass ca. von einer Verdopplung der Netzentgelte ausgegangen werden kann.

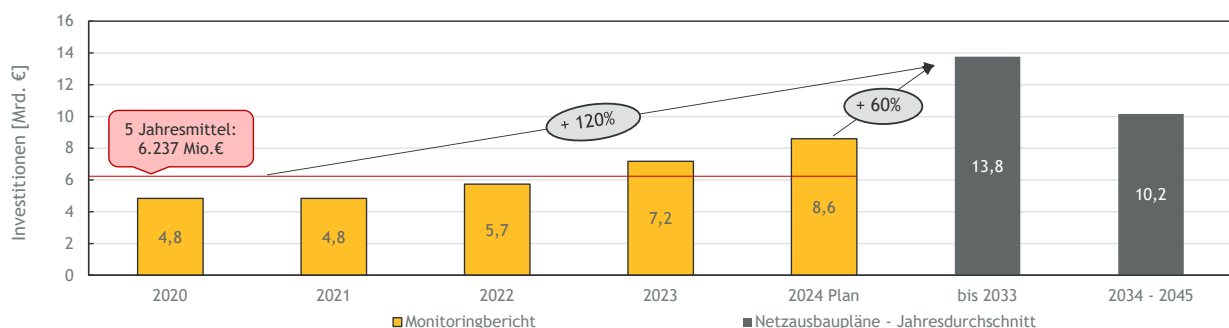


Abbildung 37: Durchschnittliche jährliche Investitionen ins deutsche Verteilnetz⁴⁶

⁴⁵ Eigene Analysen auf Basis der Regionalszenarien (VNBdigital, 2025)

⁴⁶ (BNetzA & Bundeskartellamt, 2025)

Wie bereits zuvor erläutert, ist in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen, dass insbesondere im Mittel- und Niederspannungsbereich Lücken in der Erfassung des o.g. bundesweiten Gesamtausbaubedarfs bestehen. Die vorliegenden Zahlen bilden somit nicht das vollständige Bild aller geplanten Maßnahmen in Deutschland ab.

Analog zum zuvor beschriebenen Ansatz ließe sich auch hier eine Hochskalierung der Maßnahmenanzahl auf Basis der bekannten Abdeckungsgrade vornehmen, um eine realitätsnähere Gesamteinschätzung zu ermöglichen.

Würde dieser Skalierungsansatz angewendet, ergäbe sich voraussichtlich ein zusätzlicher Investitionsbedarf im mittleren zweistelligen Milliardenbereich. Diese Zahl ist als grobe Orientierung zu verstehen und dient lediglich der Einordnung der potenziellen Größenordnung. Eine entsprechende Skalierung hätte selbstverständlich auch unmittelbare Auswirkungen auf die in Abbildung 37 dargestellten Steigerungsraten im Vergleich zum historischen Mittelwert. Diese würden bei Einbeziehung der bislang unberücksichtigten Netzbetreiber noch einmal spürbar höher ausfallen.

Im aktuellsten Szenario O45-Strom der BMWK-Langfristszenarien werden für die deutschen Verteilnetze annuitätische Netzkosten von rund 17,6 Milliarden Euro pro Jahr ermittelt (BMWK LFS, 2024), die Kostensteigerung im Jahr 2045 gegenüber dem heutigen Netz beträgt rund 125 %.

Unter der Annahme, dass die im Szenario O45-Strom ermittelten jährlichen Netzkosten von 17,6 Milliarden Euro über 20 Jahre konstant anfallen, ergibt sich ein absoluter Ausbaubedarf von rund 352 Milliarden Euro bis 2045.

Diese Abschätzung liegt deutlich über den Investitionsvolumina der Netzausbaupläne - und das, obwohl in den Orientierungsszenarien bereits teilweise Flexibilitäten und Spitzenkappung berücksichtigt wurden und die angesetzten spezifischen Kostensätze wie nachfolgend dargestellt vergleichsweise niedrig sind.

Auf Basis der Investitionen je Netzebene sowie der zugehörigen technischen Mengengerüste lassen sich im Folgenden (Abbildung 38) spezifische Kostenkennwerte für die einzelnen Asset-Kategorien ableiten. Die ermittelten spezifischen Kostenwerte ermöglichen eine Einordnung, inwieweit die angesetzten Kosten im heutigen Marktumfeld realistisch erscheinen.

Für die Verlegung eines Kilometers Hochspannungsleitung - einschließlich Tiefbau - werden durchschnittlich rund 1,4 Millionen €/km angesetzt. Dabei handelt es sich um einen Mischwert, der sowohl Freileitungen als auch erdverlegte Kabel berücksichtigt.

In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass im 110-kV-Bereich der Verteilnetze die Wahl zwischen Freileitung und Erdkabel weiterhin stark kontextabhängig ist. Während in ländlichen Versorgungsgebieten aus wirtschaftlichen und betrieblichen Gründen überwiegend Freileitungen realisiert werden, setzen viele Verteilnetzbetreiber in urbanen und landschaftlich sensiblen Gebieten zunehmend auf Erdkabel, um Flächenkonflikte zu vermeiden und die öffentliche Akzeptanz zu erhöhen. Ein einheitlicher Branchentrend und eine kontroverse öffentliche Diskussion, wie im Transportnetz, ist im Verteilnetzbereich bislang jedoch nicht erkennbar, da die individuelle Entscheidung maßgeblich von örtlichen Rahmenbedingungen und projektspezifischen Anforderungen abhängt.

Im Bereich der Mittel- und Niederspannung liegen die spezifischen Leitungskosten erwartungsgemäß deutlich niedriger: In der Mittelspannung belaufen sie sich auf durchschnittlich 206 Tausend €/km, in der Niederspannung auf etwa 167 Tausend €/km (vgl. Abbildung 38).

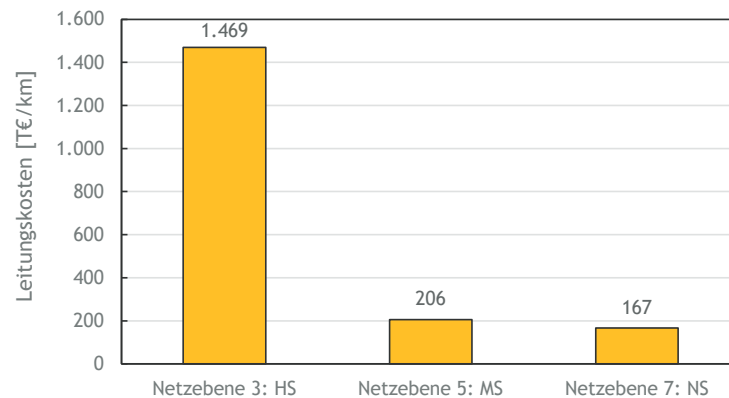


Abbildung 38: Spezifische durchschnittliche Kosten der Betriebsmittel aus den NAP⁴⁷

In der dena-Verteilnetzstudie II (dena, 2025a) liegen die im Referenzfall „Musterhausen“ angesetzten Werte mit 1,20 Millionen €/km für Hochspannungs-, 278 Tausend €/km für Mittelspannungs- und 182 Tausend €/km für Niederspannungsleitungen. Damit liegen sie im Bereich der Mittel- und Niederspannung über den hier genannten Annahmen und spiegeln ein höheres Kosten-niveau wider. Diese Abweichungen können darauf beruhen, dass in der dena-Studie die Daten methodisch aus real beobachtbaren Kostenansätzen abgeleitet wurden und tlw. Preissteigerungen aufgrund angespannter Lieferketten bereits berücksichtigt sind.

Für die BMWK-Langfristszenarien wurden je nach Netzebene 100 Tausend €/km (Niederspannung, Kabel) bis 750 Tausend €/km (höhere Spannungsebenen) angesetzt; für Stationen reichen die Ansätze von 50 Tausend €/Stück bis 30.000 Tausend €/Stück (vgl. Abbildung 39). Diese Werte liegen teils deutlich unter denen in der dena-Verteilnetzstudie II verwendeten Annahmen und den aktuell im Markt beobachteten Werten und spiegeln damit ein vergleichsweise niedriges Kostenniveau wider.

Vor dem Hintergrund der im Übertragungsnetz in den letzten Jahren beobachteten, teils deutlichen Kostensteigerungen erscheint es plausibel, dass auch im Verteilnetz künftig höhere spezifische Kosten zu erwarten sein könnten als derzeit noch in den Studien abgebildet. Eine solche Entwicklung würde sich folglich unmittelbar auf die Höhe der Gesamtinvestitionsbedarfe auswirken.

⁴⁷ Eigene Analysen auf Basis der Regionalszenarien (VNBdigital, 2025)

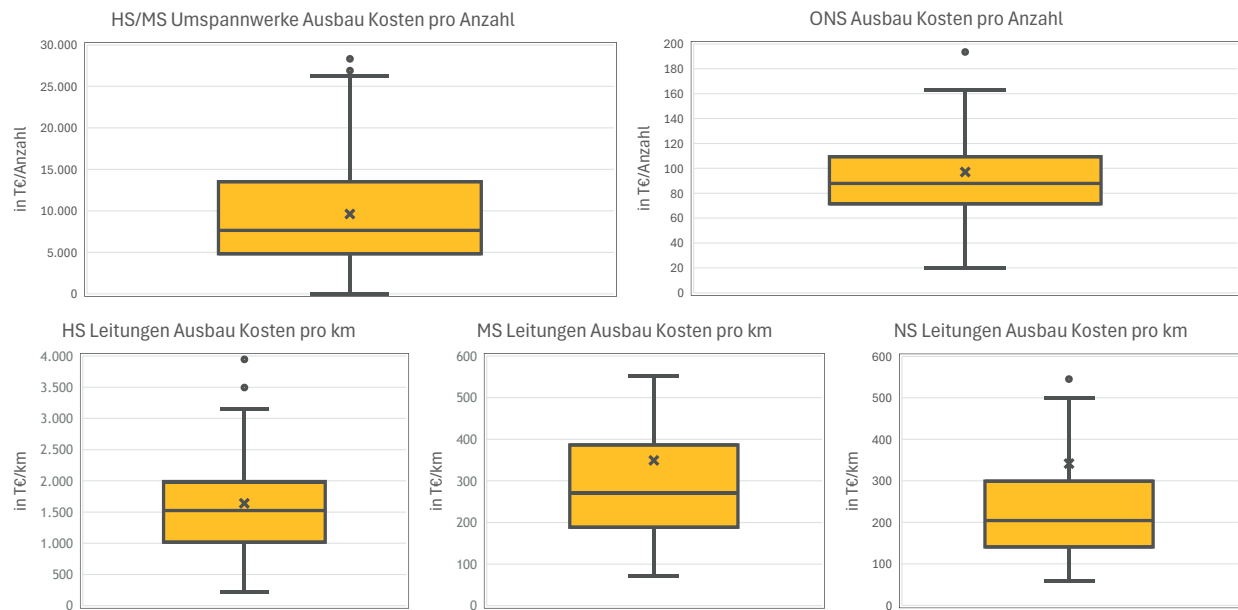


Abbildung 39: Ausbaukosten pro Einheit nach Betriebsmittelkategorie bis 2045⁴⁸

Abbildung 39 zeigt die Streuung der spezifischen Kosten je Verteilnetzbetreiber, die einen Netzausbauplan veröffentlicht haben. Die Box zeigt die mittleren 50 % der Werte, der Strich darin markiert den Median, das Kreuz den Mittelwert; Whisker und Punkte geben die Spannweite sowie mögliche Ausreißer an. Die dargestellten Werte basieren auf einer eigenen Auswertung der publizierten NAP. Im Unterschied dazu beziehen sich die in Abbildung 38 dargestellten Werte auf die von der Bundesnetzagentur bereitgestellten Daten.

Einordnung der Bedarfe

Die im Rahmen der ersten Iteration der Netzausbaupläne (NAP) ermittelten Investitionsbedarfe bieten einen ersten systematischen Überblick über die zu erwartenden Anforderungen an die Verteilnetze bis 2045. Auffällig ist jedoch, dass betriebliche oder innovative Maßnahmen zur Optimierung des Ausbaubedarfs bislang nur in begrenztem Umfang Eingang in die Planungen gefunden haben. Lediglich rund 12 % der Verteilnetzbetreiber (VNB) setzen beispielsweise die Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG zumindest in Teilgebieten um. Noch geringer ist die Berücksichtigung marktgestützter Flexibilitätsoptionen: Lediglich zwei Netzbetreiber beziffern konkret ihren Flexibilitätsbedarf oder das damit verbundene Einsparpotenzial, und nur etwa 12 % der VNB ziehen überhaupt eine marktgestützte Blindleistungsbeschaffung nach § 12h EnWG in Betracht.⁴⁹

Mehrere weitere Studien zeigen, dass innovative Maßnahmen und Werkzeuge in der Planung und im Betrieb von Verteilnetzen den Ausbaubedarf deutlich verringern können. So wurden beispielsweise in dem Gutachten für die dena-Verteilnetzstudie II (BET Consulting et al., 2025) die ökonomischen Effekte von Einsparungen bei einem aus Drittstudien abgeleiteten durchschnittlichen Einsparpotenzial von rund 30 % auf Basis weiterentwickelter und datenbasierter Planungsmethoden ermittelt. Die NRW-Verteilnetzstudie (ef.Ruhr et al, 2021) weist für gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen eine deutliche Reduktion der Investitionen in der Niederspannung aus; bei

⁴⁸ Eigene Analysen auf Basis der Regionalszenarien (VNBdigital, 2025)

⁴⁹ Es ist anzumerken, dass wichtige regulatorische Grundlagen - etwa der Beschluss der BNetzA zur Blindleistungsbeschaffung - erst nach Fertigstellung der ersten NAP veröffentlicht wurden, was die eingeschränkte Berücksichtigung zumindest teilweise erklärt.

moderaten Komforteinschränkungen verstärkt sich dieser Effekt nochmals. Eine Analyse von Agora Energiewende (2023) kommt zu dem Ergebnis, dass der Einsatz dynamischer Netzentgelte den Netzausbau bis 2035 signifikant reduzieren könnte, ohne wesentliche Einbußen an verfügbarer Flexibilität. Weitere Studien, etwa von Fraunhofer IEE oder E-Bridge/ISE, bestätigen, dass der Einsatz innovativer Werkzeuge und Maßnahmen in der Netzplanung und im Betrieb spürbare Effizienzgewinne ermöglichen kann.

Es sei an dieser Stelle jedoch darauf hingewiesen, dass die Einspar- bzw. Optimierungspotenziale beim Netzausbaubedarf sowohl in der Literatur eine große Bandbreite aufweisen als auch für jedes einzelne Netz bzw. Netzabschnitt unterschiedlich ausfallen können und damit sehr spezifisch zu betrachten sind. Zudem ist davon auszugehen, dass es auch bezüglich der Ausgangsbasis und der bisherigen Nutzung der Einspar- bzw. Optimierungspotenziale netzbetreiberspezifische Unterschiede gibt. Veröffentlichungen einzelner Netzbetreiber - wie zur Spitzenkappung (bayernwerk, 2025; LEW, 2025) sowie von den Verbänden - beispielsweise zur „Höherauslastung von Betriebsmitteln“ (VDE, 2024) - sind dafür Beispiele.

Insgesamt ist jedoch davon auszugehen, dass auch in der Zukunft durch gezielte Nutzung innovativer Konzepte weiterhin Potenziale bestehen, den zukünftigen Ausbaubedarf zu optimieren und die erforderlichen Investitionen effizienter zu gestalten.

Die Beobachtungen zum NAP sowie die Studienlage legen nahe, dass planerische und betriebliche Optimierungsmaßnahmen bislang nur einen geringen Einfluss auf die ermittelten Ausbaupfade hatten. Eine Ursache dafür liegt darin begründet, dass zum einen der Ordnungsrahmen entsprechende Ansätze noch nicht uneingeschränkt anreizt und zum anderen auch Flexibilitätspotenziale noch nicht in hinreichendem Maße gesichert zur Verfügung standen bzw. durch die Netzbetreiber abrufbar waren.

Diese Erkenntnis bedeutet im Umkehrschluss, dass der tatsächliche Ausbaubedarf unter veränderten Planungsprämissen auch deutlich geringer ausfallen könnte - vorausgesetzt, entsprechende Maßnahmen werden künftig systematisch einbezogen.

Es ist zudem zu beachten, dass in den Regionalszenarien bislang nur in geringem Umfang Annahmen zu punktuellen Hochlastanschlüssen wie Rechenzentren, Elektrolyseuren, LKW-Ladehubs oder großskaligen Batteriespeichern (BESS) getroffen werden - alles Elemente, die insbesondere in Hoch- und Mittelspannungsebene erhebliche Auswirkungen auf die Netzdimensionierung haben werden. Auch die angesetzten Kosten für Maßnahmen im Mittel- und Niederspannungsbereich bewegen sich laut Rückmeldungen aus dem Markt teilweise am unteren Ende der aktuell beobachtbaren Preisspanne.

Zusätzliche Unsicherheiten ergeben sich durch die noch unvollständige Datengrundlage. So sind, wie oben bereits beschrieben, derzeit nur etwa 80 % der Mittelspannungs- und rund 76 % der Niederspannungsnetze in den NAP berücksichtigt. Insgesamt ist daher festzuhalten, dass der konkrete Netzausbaubedarf im Verteilnetz aufgrund der aktuellen Studienlage noch nicht abschließend quantifiziert werden kann. Bezogen auf die Auswertung der Ergebnisse kann jedoch festgehalten werden, dass die Größenordnung in Summe mit den Ausbauvolumina des Übertragungsnetzes vergleichbar ist.

Die vergleichende Analyse der Netzausbaupläne (NAP) mit weiteren Studien zeigt, dass der in den NAP prognostizierte Ausbaubedarf tendenziell eine auf konservativem Netzausbau beruhende Ab-

schätzung darstellt. Ein wesentlicher Grund liegt darin, dass betriebliche Optimierungsoptionen - etwa nach § 14a EnWG, durch marktgestützte Flexibilitätsbeschaffung oder durch gezielte Spitzenkappung - bislang nur in sehr begrenztem Umfang in die Bedarfsprognosen eingeflossen sind.

Es ist zu erwarten, dass die künftigen Aktualisierungen der Regionalszenarien einen spürbaren Einfluss auf die Ausbaubedarfe haben werden. Insbesondere wenn sich bisher nicht berücksichtigte Themen zusätzlich ergeben oder veränderte Zahlen zu Grunde gelegt werden. Zusätzliche Themen könnten insbesondere im Hochspannungs- und HS/MS-Bereich erforderlich werden, wenn Punktlasten künftig präziser prognostiziert und in den Planungen berücksichtigt werden.

Trotz der konservativen Ausrichtung stimmen die ermittelten Ausbaubedarfe in ihrer Größenordnung bemerkenswert gut mit den Ergebnissen anderer Untersuchungen überein. So zeigt der Vergleich mit der Technologiebedarfs-Studie (BDEW/ZVEI), die einen gänzlich anderen methodischen Ansatz verfolgt, dass die Mengengerüste ähnlich ausfallen. Dies deutet darauf hin, dass der aktuelle Ordnungsrahmen bislang nicht hinreichend Anreize setzt, vorhandene Optimierungspotenziale systematisch zu erschließen.

Auch die BMW-Langfristszenarien (Szenario O45-Strom) weisen auf einen hohen Ausbaubedarf hin. Mit annuitätischen Netzkosten von rund 17,6 Milliarden Euro pro Jahr über 20 Jahre ergibt sich ein Investitionsvolumen von etwa 352 Milliarden Euro bis 2045 - und das, obwohl hier bereits Flexibilitäten und Spitzenkappung berücksichtigt wurden und vergleichsweise niedrige spezifische Kostensätze angesetzt sind. Diese Gesamtsumme liegt damit oberhalb der aus den NAP abgeleiteten Investitionsvolumina.

Der sehr hohe Investitionsbedarf im Verteilnetz wird in Größenordnungen durch mehrere voneinander unabhängige Quellen bestätigt. Es bestehen sowohl Gründe, die für eine künftige Anpassung der Bedarfe nach unten sprechen (z. B. durch stärkere Nutzung von Optimierungen in Planung und Betrieb, Aktivierung weiterer Flexibilitäten, etc.), als auch Faktoren, die zu einer Erhöhung führen könnten (z. B. genauere Prognosen zu Punktlasten, gestiegene Kosten, etc.). Grundsätzlich bestehen vielfältige Hebel, um den Ausbaubedarf und damit die Kosten zu senken - diese werden in den folgenden Abschnitten näher betrachtet.

4.4.2 Diskussion von Ineffizienzen und mögliche Effizienzpotenziale

Die Analyse der Investitionsbedarfe im Stromverteilnetz ergibt wie dargestellt einen Investitionsbedarf von deutlich über 235 Milliarden Euro (vgl. Abschnitt 4.4.1) und liegt damit in vergleichbaren Größenordnungen wie im Transportnetz. Die Fragestellung, wo im Gesamtsystem Effizienzpotenziale gehoben und damit der zukünftige Netzausbaubedarf im Verteilnetz weiter optimiert werden könnte, ist in den letzten Jahren in zahlreichen Studien intensiv diskutiert worden. Dabei werden häufig sowohl für die Grundgesamtheit der Verteilnetze oder für Teilbereiche - z. B. für Musternetze - Ausbaubedarfe quantifiziert, als auch Vorschläge und Einschätzungen zu möglichen Effizienzpotenzialen getroffen. Die in den Studien diskutierten Ineffizienzen und Effizienzpotenziale betreffen u. a. den Regulierungs- bzw. Ordnungsrahmen, die Instrumente und Prozesse sowie die operative Umsetzung.

Im Rahmen dieses Gutachtens konnte keine eigene Modellierung zur Analyse durchgeführt werden, bei der v. a. die Heterogenität der Verteilnetzbetreiber und die Breite der diskutierten Themen adäquat berücksichtigt wird. Aufgrund der Sondersituation hinsichtlich der Informationsbasis wird jedoch auf Basis einer Meta-Analyse über rund 40 aktuelle Studien im Folgenden eine Übersicht über die zentralen Ineffizienzen und Effizienzpotenziale erstellt. Diese Übersicht erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern soll vielmehr den Stand der Diskussion sowie tlw. den weiteren Analyse- und Auswertungsbedarf verdeutlichen.

Zur besseren Darstellung werden in fünf Kategorien jeweils zunächst im Rahmen einer „Bestandsaufnahme“ die in den Studien benannten Ineffizienzen und anschließend in einem „Exkurs“ die Effizienzpotenziale dargestellt:

1. Netzdienliche Flexibilität durch Steuerung

Ineffizienzen und Effizienzpotenziale bezüglich der Vermeidung von Netzengpässen, bei denen der Netzbetreiber aktiv in das Verhalten von Kunden und Anlagen eingreift.

2. Netzdienliche Flexibilitäten durch Anreize

Ineffizienzen und Effizienzpotenziale, bei denen ein netzdienliches Verhalten von Kunden und Anlagen über ökonomische Signale angereizt wird.

3. Nutzung der Kapazitäten am Netzverknüpfungspunkt

Ineffizienzen und Effizienzpotenziale, bei denen der Netzverknüpfungspunkt nicht auf das Maximum der Einspeiseleistung, sondern optimal ausgenutzt wird.

4. Räumliche Steuerung von EE-Netzanschlüssen

Ineffizienzen und Effizienzpotenziale, mit denen Netzanschlüsse gezielt dort gefördert werden, wo freie Netzkapazitäten vorhanden sind bzw. für einen schnellen EE-Ausbau schneller erschlossen werden können.

Viele der in den o.g. vier Kategorien genannten Effizienzpotenziale haben gemein, dass sie geeignet sind, um in der kontinuierlichen Weiterentwicklung der Planungsgrundsätze und -prozesse berücksichtigt zu werden. Jede Kosteneinsparung, die bereits vorab in der Planung und damit auch im Bau gehoben werden kann, braucht nicht mehr im laufenden Betrieb gehoben werden. Aus diesem Grund wird in Kategorie 5 dargestellt, wie die o.g. Effizienzpotenziale v. a. in Bezug auf den NAP wirken.

5. Kontinuierliche Weiterentwicklung der Verteilnetzplanung

Ineffizienzen und Effizienzpotenziale, die in den aktuellen NAP oder aus den o.g. Kategorien 1- 4 für eine kontinuierliche Weiterentwicklung der Netzplanung Wirkung erzeugen.

Kategorie 1: Netzdienliche Flexibilität durch Steuerung

Die Veränderung der Versorgungsstrukturen im Verteilnetz (u. a. der Zuwachs an Wärmepumpen, PV-Anlagen, Heimspeicher und Ladeinfrastruktur) wird vielerorts einen Ausbau der Netze erfordern. Sowohl der zunehmende Ausbau dezentraler Erzeugung und Speicher, genauso wie das veränderte Netznutzungsverhalten - von heute SLP-Kunden hin zu Prosumern - sind die zentralen Hebel für die Veränderung.

Bestandsaufnahme:

Mit Inkrafttreten des § 14a EnWG zum 01.01.2024 gibt es die Möglichkeit für eine Steuerung flexibler Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung. Diese Bestimmung ist aktuell als Übergangsinstrument angelegt und durch den BNetzA-Beschluss BK6-22-300 ausdrücklich auf die Gefährdungs- und Störungsabwehr beschränkt. Des Weiteren verweist die BNetzA darauf, „dass die gesetzliche Pflicht nach § 11 Absatz 1 EnWG zur bedarfsgerechten Netzertüchtigung dauerhaft und uneingeschränkt“ gelte (BK6-22-300, Ziff 6.1). Gleichwohl entstehe aus dem Steuerungseingriff nach § 14a EnWG nicht sofort eine Pflicht zum Netzausbau, dies komme vielmehr auf die Auslegung des Begriffs „bedarfsgerecht“ an (a.a.O, Ziff 6.2.2).

Die Steuerung gemäß Redispatch ist insbesondere durch den § 13a EnWG und durch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) geregelt. Dieser steuernde Eingriff kann bereits planungssicher berücksichtigt werden. Im Rahmen des Redispatch 1.0 weist dieser einen Erzeuger an, die Produktion herunterzufahren, während eine andere Erzeugungseinheit bzw. Kraftwerk angewiesen wird, mehr Strom zu produzieren. Auf diese Weise werden die Strommengen an anderer Stelle in das Stromnetz eingespeist und der Netzengpass verhindert. Ursprünglich wurden für Redispatch-Maßnahmen nur fossile Kraftwerke mit einer Leistung von über 10 MW herangezogen.

Die rechtliche Grundlage für die Überarbeitung des Netzengpassmanagements und die Einführung von Redispatch 2.0 bildet das Netzausbaubeschleunigungsgesetz 2019 (NABEG 2.0), das am 13. Mai 2019 in Kraft trat. Das Ziel der Reform zum Redispatch 2.0 war es, die Kosteneffizienz der Instrumente zu verbessern und sie an die zunehmend dezentrale, erneuerbare Energieeinspeisung anzupassen. Hierfür wurden nicht nur Kraftwerke ab einer Größe von 100 kW, sondern auch Anlagen, die jederzeit von Netzbetreibern steuerbar sind, miteinbezogen. Zudem wurden die Verantwortlichkeiten neu verteilt, sodass nun auch Verteilnetzbetreiber diese Verantwortung tragen.

Der Redispatch 2.0 sollte ursprünglich am 1. Oktober 2021 in Kraft treten. Aufgrund operativer Herausforderungen verzögerte sich die Umsetzung jedoch mehrfach. Ein Testbetrieb wurde ab dem 1. März 2022 vorgeschrieben und wird bis heute fortgesetzt. Dabei treten besonders auf Ebene der Verteilnetze weiterhin Probleme auf: Vorrangig wurden erhebliche Defizite beim bilanziellen Ausgleich in den Verteilnetzen festgestellt, die einem zuverlässigen Netzbetrieb entgegenstehen und zu wiederholten, erheblichen Abweichungen in der Systembilanz führten. Als Hauptursachen gelten Schwächen bei der Steuerungstechnik, insbesondere der Einsatz von Rundsteuertechnik mit begrenzten Kapazitäten und fehlender Rückmeldefunktion, sowie unzuverlässige Soft- und Hardware, die zu Ausfällen von Abrufen führten. Hinzu kamen lückenhafte oder fehlerhafte Anlagendaten sowie das von vielen Betreibern genutzte Prognosemodell mit Pauschalabrechnung, das nur bedingt mit dem Redispatch-2.0-Konzept kompatibel ist und zu erheblichen Abweichungen bei der Ausfallarbeit führte (Consentec, 2024).

Die BNetzA hat im Rahmen eines Festlegungsverfahrens im September 2024 Eckpunkte zur Fortentwicklung des Redispatch 2.0 vorgelegt, insbesondere um die Herausforderungen in den Verteilnetzen zu adressieren (BNetzA, 2024b). Laut BNetzA müssen Anreize für Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortliche für eine planmäßige und energetisch neutrale Abwicklung des Redispatch gesetzt werden. Außerdem sollen die Kommunikationsprozesse vereinfacht und Erleichterungen für kleinere Akteure geschaffen werden. Die BNetzA erwägt zudem, die Entwicklung der

Prozesse und Formate für die massengeschäftstaugliche Kommunikation übergangsweise flexibler zu gestalten und den ÜNBs eine zentrale Koordinierungsrolle zuzubilligen.

Spitzenkappung ist im Gegensatz zu Redispatch ein Netzplanungsinstrument, das darauf abzielt, den Netzausbau zu optimieren und die Integration erneuerbarer Energien zu erleichtern. Bei der Anwendung der Spitzenkappung in der Netzplanung darf davon ausgegangen werden, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung von Wind- und Photovoltaikanlagen um bis zu 3 % der Jahresenergie pro Erzeugungsanlage reduziert werden kann. Diese Kappung erfolgt simulativ im Rahmen der Planung. Der wesentliche Unterschied zum Redispatch liegt also im Anwendungszeitpunkt und Zweck: Spitzenkappung ist ein planerisches Werkzeug zur Vermeidung oder Verschiebung von Netzausbau. Redispatch ist ein Instrument der operativen Umsetzung der planerisch genutzten Spitzenkappung. Die Auswertung der Netzausbaupläne hat gezeigt, dass Verteilnetzbetreiber heute kaum Spitzenkappung im Rahmen der Netzplanung nutzen. Gelingt es die Einführung von Redispatch 2.0 weiter voranzutreiben, ermöglicht dies auch im Rahmen der Netzplanung Spitzenkappung und im operativen Betrieb Redispatch 2.0-Maßnahmen umzusetzen.

Exkurs zu Effizienzpotenzialen:

Zahlreiche Modellierungen zeigen, dass eine Netzdimensionierung auf Basis gleichzeitig auftretender Maximalleistungen volkswirtschaftlich ineffizient ist und Einsparungen möglich sind. Beispielsweise zeigen Szenarien mit intelligenter Wärmepumpensteuerung, dass gegenüber dem eigentlich notwendigen Netzausbau bis 2030 ein Reduktionspotenzial von bis zu 23 % möglich sein kann (Fraunhofer IEE, 2022). Die NRW-Verteilnetzstudie beispielsweise geht davon aus, dass allein in der Niederspannungsebene ohne Steuerbarkeit der Lasten ein Ausbau um bis zu 50 % der heutigen Leitungslänge erforderlich werden könnte (ef.Ruhr et al, 2021). Einige Studien ermitteln auch einen Systemnutzen, der sich in einer Spannbreite zwischen 1,5-3,1 Milliarden Euro im Jahr 2032 (EY & BET, 2024) und 4,8 Milliarden Euro im Jahr 2035 (Agora Energiewende & FfE, 2023) bewegt.

Bezüglich der Steuerung von Lasten sprechen sich mehrere Studien dafür aus, die Mechanismen des § 14a EnWG weiterzuentwickeln und im Sinne einer Optimierung des Gesamtsystems zu verstetigen. Beispielsweise schlägt Agora ein Zielbild vor, indem das Verteilnetz nicht mehr auf einen ineffizienten Maximalausbau ausgelegt wird (DNV und Agora, 2024). Auch die NRW-Verteilnetzstudie betont, dass Steuerung nicht nur als Betriebsmaßnahme betrachtet werden sollte, sondern als fester Bestandteil einer optimierten Netzbemessung einzuordnen ist (ef.Ruhr et al, 2021). Vergleichbar äußert sich zudem die dena-Verteilnetzstudie II (dena, 2025a) mit Blick auf die hohen Investitionsbedarfe eines Netzausbaus ohne eine entsprechende Optimierung. Der VDE FNN schlägt dementsprechend u. a. ein Szenario vor, das vorsieht, dass „Flexibilitätsnutzung zur Minimierung von Netzausbau“ sowohl durch steuerbare Verbrauchs- als auch durch Erzeugungseinheiten verstetigt wird (VDE FNN, 2025).

Um die in den Studien diskutierte netzdienliche Steuerung nach § 14a EnWG als dauerhaftes Instrument umzusetzen, müssten flexible Verbrauchseinrichtungen nicht nur temporär, bis der Netzausbau erfolgt ist, innerhalb bestimmter Grenzen abgeregelt werden können, sondern dauerhaft einen Beitrag zur Gesamtsystemoptimierung liefern können, indem sie bereits in der Dimensionierung der Netze berücksichtigt werden. Dem stehen jedoch gegenwärtig rechtliche Fragestellungen und Vorbehalte der Netzkunden (z. B. Sorge vor Einschränkungen bei Ladevorgängen

bei der Elektromobilität) entgegen, so dass zunächst ein transparentes und ausgewogenes Regelwerk für eine derartige Weiterentwicklung geschaffen werden müsste.

Mögliche Komforteinbußen für Kunden werden vor diesem Hintergrund auch in mehreren Studien im Hinblick auf einen Zielkonflikt zwischen Komfort, Kostenersparnis und Versorgungssicherheit diskutiert. Im Status Quo fehlt derzeit noch ein gemeinsames Verständnis, wie eine „bedarfsgerechte“ Planung mit möglichen Komforteinbußen im Nutzungsverhalten sowie dem Einsatz von Flexibilitäten in Einklang gebracht werden kann. Ohne diese politische und rechtliche Klärung der offenen Fragen, bleibt das Steuern von Flexibilität für Netzbetreiber nach § 14a EnWG planungsunsicher und kann ggf. mögliche Einsparungen beim Netzausbau konterkarieren (Consentec et al., 2025; Horizonte Group, 2024).

Kategorie 2: Netzdienliche Flexibilitäten durch Anreize

Die Grundidee preislicher Anreize für Flexibilitäten basiert darauf, dass Netznutzer ihr Lastverhalten entsprechend der Allokationssignale modifizieren und somit über netzdienliche Flexibilitäten zur Entlastung der Netzsituation beitragen. Eine „auf Freiwilligkeit“ beruhende Veränderung des Nachfrageverhaltens hat dabei grundsätzliche Vorteile. Es ist damit jedoch nicht sichergestellt, dass die Last im Einzelfall auch ausreichend verschoben wird und Netzengpässe gesichert vermieden werden, damit sie in der Netzplanung bei der geringeren Dimensionierung berücksichtigt werden.

Bestandsaufnahme:

In einigen europäischen Staaten sind bereits Netzentgeltsysteme etabliert, die differenzierte Flexibilitätsanreize, je nach Tageszeiten, Wochentagen oder Jahreszeiten bzw. Kombinationen hieraus, setzen. Unterschieden wird dabei teilweise auch nach Netzbetreiberebene sowie nach Regionen. Die Länder mit derartigen Netzentgeltsystemen - z. B. Dänemark, Norwegen, Spanien - eint ein flächendeckend abgeschlossener Smart-Meter-Rollout (eine entsprechende Übersicht findet sich in einem Bericht von ACER (2025b) in Kapitel 6.6).

Mit Inkrafttreten des § 14a EnWG zum 1.4.2025 besteht auch in Deutschland für Verteilnetzbetreiber die Pflicht, den Verbrauchern ein zeitvariables Netzentgelt anzubieten. Verbraucher, die sich zu einer netzdienlichen Steuerung ihrer Anlagen, wie Wärmepumpen oder Wallboxen, bereiterklären, erhalten ein reduziertes Netzentgelt. Voraussetzung dafür ist technische Ausstattung des Kunden, die vor allem aus einem intelligenten Messsystem und einer damit verbundenen Steuerungseinrichtung, besteht. Damit haben die Kunden seit dem 01.01.2025 einen Anspruch auf dynamische Stromtarife von ihrem Stromlieferanten und zudem seit dem 1.4.2025 auch auf ein variables Netzentgelt von ihrem Verteilnetzbetreiber. Die optional wählbaren variablen Netzentgelte bieten diese als für ein Jahr vorab definierte Preisstufen in Form von Niedriglast-, Standardlast- und Hochlasttarifen an.

Neben einigen Sondertatbeständen und Übergangsregelungen zielt für RLM-Kunden v. a. § 19a EnWG auf die Förderung von Flexibilitätsoptionen in Stromnetzen ab und gibt Netznutzern (wie Industrieunternehmen) Möglichkeiten, durch flexiblen Energieverbrauch zur Netzstabilität und Integration erneuerbarer Energien beizutragen. Industrieunternehmen können unter bestimmten Voraussetzungen ihre Stromnachfrage im Sinne der Netzstabilität anpassen.

Exkurs zu Effizienzpotenzialen:

In vielen der analysierten Studien werden ökonomische Anreize zu netzdienlichem Verhalten, z. B. über zeitvariable oder dynamische Netzentgelte, diskutiert (Agora Energiewende & FfE, 2023; EPICO & Guidehouse, 2025; Fraunhofer IEE, 2022; UBA, 2020).

Agora Energiewende beziffert in diesem Zusammenhang allein das Potenzial bei den „Haushalts-nahen Flexibilitäten“ im Niederspannungsnetz, u. a. aufgrund von Wärmepumpe und E-Auto, auf einen „zeitlichen verschiebbaren Verbrauch auf 100 TWh ab 2035“ (Agora Energiewende & FfE, 2023). In ihrer Studie verdeutlicht Agora zudem, dass eine rein marktdienliche Anreizsystematik auch zu erheblichen Zusatzbelastungen im Niederspannungsnetz führen kann. So kann durch eine rein marktdienliche Synchronisierung der Nachfrage am Börsenstrompreis der Investitionsbedarf im Niederspannungsnetz bis zum Jahr 2035 um 10,5 auf insgesamt 17,5 Milliarden Euro ansteigen. Erst durch eine sinnvolle Kombination aus dynamischen Tarifen und dynamischen Netzentgelten wiederum „halbiert sich dieser Anstieg“ (Agora Energiewende & FfE, 2023).

In diesem Zusammenhang thematisieren sowohl die BNetzA in Ihrem Positionspapier zum AgNes-Prozess (BNetzA, 2025d) als auch unterschiedliche Studien (Agora Energiewende & FfE, 2023; Neon, 2023; Weidlich et al., 2025) die Grenzen und Hemmnisse der aktuellen Netzentgeltsystematik, diese Flexibilitätspotenziale zur Gesamtsystemoptimierung zu heben. Darüber hinaus weisen u. a. die Studien von unIT-e² (2024) und Consentec (2024) auf die Herausforderungen hin, dass die aktuelle Netzentgeltsystematik die stark steigende Anzahl von Prosumern nicht adäquat berücksichtigt. Deren Verhalten, sowohl durch die Nutzung oder Einspeisung von selbst erzeugtem Strom als auch durch neue Verbrauchsfälle, wie Wärmepumpe und E-Auto, weicht stark von dem Verbrauchsverhalten der Standardlastprofil-Kunden der Vergangenheit ab und es bestehen durchaus signifikante Flexibilitätspotenziale (Agora Energiewende & FfE, 2023).

Auch für bereits leistungsgemessene RLM-Kunden in der Industrie bietet die aktuelle Netzentgeltsystematik keine ausreichenden Anreize unter den geänderten Rahmenbedingungen mit volatiler Einspeisung netzdienlich zu agieren. Vielmehr setzt u. a. § 19 StromNEV eher „einen Anreiz zur Vergleichmäßigung“ oder zur Orientierung an Hochlastzeiten, als für einen netzdienlichen Einsatz vorhandener Flexibilitäten (Weidlich et al., 2025). In diesem Zusammenhang wird sowohl aufgrund der zeitlichen Überschneidung als auch der inhaltlichen Korrelation das bisher eigenständige Verfahren zu den Sondernetzentgelten nach § 19.2 StromNEV in das laufende AgNes-Verfahren integriert.

Um das sich ändernde Netznutzungsverhalten der Kunden, wie das der „Prosumer“, in einer neuen Netzentgeltsystematik berücksichtigen zu können, wäre jedoch eine erweiterte Datenbasis erforderlich, die mit dem gerade in Umsetzung befindlichen Rollout von intelligenten Messsystemen geschaffen wird. Studien wie die von Neon (2024) oder unIT-e² (2024) betonen, dass demnach für eine entsprechend lokal und zeitlich differenzierte Netzentgeltbildung ein Roll-Out inklusive der Verfügbarkeit von Viertelstundenmesswerten und Prognosen erforderlich ist.

Sehr differenziert und teilweise auch kritisch wird die Bedeutung von dynamischen Netzentgelten diskutiert. Neben der noch unzureichenden Datenverfügbarkeit benennt die BNetzA (2025d) Herausforderungen, wie u. a. den aktuellen Netzzuschnitt, die Wechselwirkung mit vorgelagerten Netzebenen, Auswirkungen auf Vertriebsgeschäftsmodelle sowie den Umsetzungsaufwand.

Kategorie 3: Nutzung der Kapazitäten am Netzverknüpfungspunkt

Mit dem zunehmenden und erforderlichen Ausbau von EE-Anlagen und Speichern im Verteilnetz spielen die Fragestellungen rund um die für diesen Ausbau erforderlichen Kapazitäten am Netzverknüpfungspunkt eine entscheidende Rolle für den resultierenden Investitionsbedarf.

Bestandsaufnahme:

Gemäß § 8 Abs. 2 EEG kann eine EEG-Anlage auch an einem Netzverknüpfungspunkt angeschlossen werden, der bereits von einer anderen Anlage genutzt wird. Das erlaubt die Überbauung, d.h. die Zusammenlegung mehrerer Anlagen (z. B. Wind, PV, Speicher) an einem Netzanschluss, auch wenn die insgesamt installierte Leistung die tatsächliche Netzkapazität übersteigt.

Der neu eingeführte § 8a EEG sieht darüber hinaus explizit vor, dass Netzbetreiber und Anlagenbetreiber flexible Netzanschlussvereinbarungen treffen können. Vereinbarung über FCAs sehen vor, dass der Anschlussnehmer auf das garantierte Einspeiserecht für die volle Anlagenleistung verzichtet und stattdessen eine zeitweise eingeschränkte Anschlusskapazität akzeptiert. Die „kann“-Bestimmung verdeutlicht aber, dass es sich hierbei nicht um eine verpflichtend anzuwendende Regelung handelt.

Exkurs zu Effizienzpotenzialen:

Wie eine Studie des BEE zu den Netzverknüpfungspunkten aufzeigt, führt der einzelne und separate Anschluss von EE-Anlagen bei hoher Anzahl von Anschlussbegehren sowohl zu erzeugungsseitig induziertem Netzausbau als auch häufig zu starken Verzögerungen beim Anschluss von Erneuerbaren Energien (BEE et al., 2024). Für die gemeinsame Nutzung eines Netzverknüpfungspunkts (NVP) durch unterschiedliche EE-Technologien, wie z. B. Wind mit PV bzw. durch deren Kombination mit Speichern, hat sich im Sprachgebrauch der Begriff „Überbauung“ etabliert. Da die jeweilige Spitzeneinspeisung von unterschiedlichen EE-Technologien selten gleichzeitig auftritt bzw. durch Speicher hinter dem NVP ausgeglichen werden kann, kann die am NVP verfügbare Einspeiseleistung durch Überbauung besser ausgenutzt werden. Die NVP-Studie kommt zu dem Ergebnis, dass eine Überbauung von Netzanschlusskapazitäten mit 150 % Erzeugungsleistung hinter dem NVP ohne nennenswerte EE-Abregelung möglich ist (BEE et al., 2024). Dieser Argumentation folgt auch das EWI und geht davon aus, dass unter Berücksichtigung des Werts des abgeregelten Stroms, ein Potenzial zur Einsparung von Systemkosten zwischen 0,8 und 1,7 Milliarden Euro im Jahr 2030 vorliegt (EWI, 2025c). Die grundlegende Forderung nach einer Überbauung stellen weitere Akteure auf (dena, 2025a; EWS Schönau, 2025; VKU, 2025).

Als weiterer bzw. mit der Überbauung korrespondierender Ansatz zur optimierten Nutzung von Netzanschlüssen werden in einigen Studien flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA, flexible connection agreement) diskutiert (dena, 2025a; DNV und Agora, 2024). Mit der Inkraftsetzung des § 8a EEG zum 25.2.2025 bieten FCAs den Netz- und EE-Anlagenbetreibern die Möglichkeit, neue Anschlussbegehren passgenau miteinander abzustimmen und unter Nutzung vorhandener Kapazitäten schneller umzusetzen. ACER beschreibt, dass in Dänemark FCAs auf Verteilnetzebene sowohl erzeuger- als auch lastseitig zur Anwendung kommen (ACER, 2024a). Auch die DNV/Agora-Studie (2024) zeigt, dass einige europäische Länder (u. a. Frankreich, Norwegen, Spanien) FCAs in unterschiedlicher Ausgestaltung eingeführt haben.

In Deutschland sind FCAs zwar rechtlich möglich, aber derzeit nicht verpflichtend, um beispielsweise auch in Netzengpassgebieten einen Anschluss von weiteren EE-Anlagen zu regeln. Ohne einen entsprechenden Regelungsrahmen ist jedoch der Anreiz, FCAs abzuschließen zu gering, da für EE-Anlagenbetreiber immer noch die Alternative eines unmittelbaren Anschlusses der vollen Anlagenleistung und eine Kompensation der Ausfälle bei Nichteinspeisung durch Netzengpässe besteht.

Um dieser Asymmetrie zu begegnen, schlägt beispielsweise der VKU in seinem Positionspapier „Handlungsvorschläge Neustart für die Energiewende – System- und Kosteneffizienz in den Mittelpunkt stellen“ (VKU, 2025) eine Begrenzung der Einspeiseleistung von neu ans Netz anzuschließenden EE-Anlagen am NVP vor. Die Einspeiseleistung sollte laut VKU pauschal auf 50 % der installierten Leistung bei Photovoltaik (für Aufdach- und Freiflächenanlagen) und auf 80 % der installierten Leistung bei Wind Onshore und Wind Offshore begrenzt werden.

Mit einem ausgewogenen Mix aus Anreizen für einen bedarfsgerechten Netzausbau und für die konsequente Nutzung von FCAs und Überbauung können laut VDE (2025) Optimierungspotenziale sowohl planungssicher in der Netzdimensionierung als auch im Netzbetrieb berücksichtigt werden.

Kategorie 4: Räumliche Steuerung von EE-Netzanschlüssen

Neben den unter Kategorie 3 thematisierten Fragestellungen zur Kapazität am NVP sind v. a. auch die Fragestellungen zur räumlichen Verortung der hinzukommenden EE-Anlagen und Speicher entscheidend für den resultierenden Netzausbau.

Bestandsaufnahme:

In Deutschland wurden bereits mehrere Instrumente zur räumlichen Steuerung des EE-Ausbaus erprobt und umgesetzt. So führte das EEG 2021 eine Südquote ein, die ab 2022 zunächst 15 % (später 20 %) des Ausschreibungsvolumens für Windenergie an Land für Projekte in Süddeutschland vorbehält (Eicke, A. et al., 2022). Ein weiteres Steuerungsinstrument, das nicht primär auf Netzengpässe abzielt, sondern vor allem die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Standorte betrifft, ist das Referenzertragsmodell in der EEG-Förderung: Durch einen Korrekturfaktor auf die Vergütung erhalten Windenergieanlagen an schwächeren Standorten (z. B. im Süden oder Binnenland) eine höhere Förderung je kWh.

Bezüglich der Transparenz zu freien Netzkapazitäten als Basis für eine räumliche Steuerung sieht Art. 31 Abs. 3 der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung bereits vor: „der Verteilernetzbetreiber stellt den Netzbenutzern die Informationen bereit, die sie für den effizienten Netzzugang und die effiziente Nutzung des Netzes benötigen.“ Eine Umsetzung dieser Vorgabe hätte auch einen räumlichen Steuerungseffekt, da anzunehmen ist, dass Standorte mit verfügbarer Anschlusskapazität gezielter genutzt werden können.

Exkurs zu Effizienzpotenzialen:

Darüber hinaus lassen sich bei Ausschreibungen gezielt regionale Steuerungsmechanismen einsetzen. So wurden in gemeinsamen PV- und Wind-Ausschreibungen regionale Höchstgebotswerte eingeführt (mit höheren zulässigen Geboten in Süddeutschland), und es kam eine Verteil-

netzkomponente zum Einsatz, die als Standort-Malus mögliche Kosten für erforderliche Netzverstärkungen im Verteilnetz berücksichtigt (ZSW et al., 2020).

Auch über das Netzentgelt- und Anschlusskosten-Regime können Standortanreize gesetzt werden, wie beispielsweise in Schweden, Norwegen und dem Vereinigten Königreich, wo Erzeuger einen Teil der Netzkosten (sogenannte G-Komponente) tragen - teils sogar regional differenziert. Ein in diesem Kontext diskutiertes Instrument ist die Staffelung der Netzanschlusskosten für neue EE-Anlagen je nach Netzsituation vor Ort. Konkret könnte in Netzen mit Engpässen ein höherer Baukostenzuschuss erhoben werden, während in aufnahmefähigen Gebieten geringere Gebühren oder sogar Boni beim Netzanschluss gewährt würden (Eicke, A. et al., 2022).

In Bezug auf regionale Engpässe in den Netzen wird zudem das Modell „Redispatch-Vorbehalt“ vorgeschlagen (e-bridge & E.DIS, 2023). Gemäß diesem Vorschlag soll öffentlich und transparent gemacht werden, auf welcher Hochspannungstrasse das Verhältnis von abgeregelter zu eingespeister EE-Menge einen Grenzwert (z. B. 3 %) übersteigt. Diese Debatte wird auch auf europäischer Ebene geführt (ACER, 2024a). Sofern sich weitere EE-Anlagen in diesen Netzbereichen mit Redispatch-Vorbehalt anschließen, soll im Abregelungsfall kein finanzieller und bilanzieller Ausgleich erfolgen. Dafür müsste der Anschlussnehmer den Netzengpass von vornherein mit einplanen.

Voraussetzung für eine Synchronisation zwischen EE- und Netzausbau ist die ausreichende Transparenz über Engpässe und Anschlussvoraussetzungen für die Errichter von EE-Anlagen. Art. 31 Abs. 3 der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung schafft hierfür bereits den Rahmen. Die Verbesserung der Transparenz im Netzanschlussverfahren wurde u. a. auch bereits im Branchendialog zur Beschleunigung von Netzanschlüssen (BMWK, 2024a) diskutiert. Einzelne Verteilnetzbetreiber bieten bereits heute ein Online-Portal (Mitnetz, 2025), über das sehr schnell Aussagen zu bestehenden Netzkapazitäten im Mittelspannungsnetz geliefert werden. Indikative und doppelte Anfragen zu möglichen Anschlusspunkten sollen dadurch reduziert werden.

Diese offene und vorausschauende Transparenz über freie Kapazitäten im Verteilnetz kann den Errichtern von EE-Anlagen bereits in frühen Planungsphasen dienlich sein (ACER, 2024a; e-bridge & E.DIS, 2023). Darüber hinaus kann auch ein proaktiver Netzausbau, wie im Projekt der „Einspeisesteckdose“ von Bayernwerk und Lechwerke (bayernwerk, 2023), die Planbarkeit für Netzbetreiber und für die Errichter von neuen EE-Anlagen steigern. Zum anderen zeigt dieses Projekt, dass durch einen proaktiven und vorausschauenden Ausbau des Netzes in entsprechenden Regionen mit EE-Ausbaupotenzial, mehrere EE-Anlagen in Cluster zusammengefasst werden und die Geschwindigkeit der Netzinbetriebnahme für EE-Anlagen deutlich beschleunigt werden. Durch die zusätzliche Clusterung von Erzeugungsanlagen über eine „Einspeisesteckdose“ konnten nach eigenen Angaben im Netzgebiet der Lechwerke die „volkswirtschaftlichen Kosten um rund 30 % reduziert werden“ (bayernwerk, 2023).

Kategorie 5: Kontinuierliche Weiterentwicklung der Verteilnetzplanung

Die Netzausbaupläne (NAP) für die Stromverteilnetze wurden mit der Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vom 19. Juli 2022 auf Netzbetreiber mit mindestens 100.000 Kunden weiterentwickelt. Damit wurde ein zentraler und wichtiger Schritt in Richtung einer systematischen und koordinierten Netzplanung gemacht. Flächendeckend wurde die Vielzahl relevanter

Akteure eingebunden, gemeinsame Planungsprozesse angestoßen und grundlegende methodische Standards etabliert. Damit wurde die Basis geschaffen, in zukünftigen Iterationen zu belastbaren, konsistenteren und inhaltlich weiter verfeinerten Ergebnissen zu gelangen.

Es zeigt sich in der praktischen Umsetzung, dass noch Möglichkeiten zur Weiterentwicklung bestehen. Die aktuell vorliegenden Planungen zeigen, dass für den nächsten Entwicklungsschritt Potenziale zur weiteren Vereinheitlichung der methodischen Grundlagen bestehen. Dazu zählen insbesondere die Bereitstellung und Veröffentlichung maschinenlesbarer Eingangsdaten, eine systematische Datenverifizierung sowie einheitliche Definitionen und Einheiten über alle Technologien bzw. Last- und Einspeisetreiber hinweg. Ein solcher Standardisierungsgrad erleichtert die Vergleichbarkeit und trägt dazu bei, dass Inkonsistenzen vermieden und Folgeanalysen erheblich erleichtert werden. Die dena-Verteilnetzstudie II (dena, 2025a) hebt in diesem Zusammenhang die Notwendigkeit hervor, die Datenqualität (z. B. bei den verwendeten Einheiten) zu erhöhen und den Datenaustausch zu erleichtern, um eine fundierte und effiziente Netzplanung zu ermöglichen.

Die Gestaltung der Regionalszenarien verdeutlicht, dass in den Planungsregionen unterschiedliche Herangehensweisen bestehen. Dabei wird sichtbar, dass die regionale Ausgestaltung in Teilen aufeinander abgestimmt ist, gleichzeitig jedoch Unterschiede fortbestehen. Zugleich wird dokumentiert, welche Verteilnetzbetreiber in einer Region beteiligt sind und wie ihre Planungslogik ausgestaltet ist.

Auch die Aufbereitung der Netzausbaupläne erfolgt derzeit uneinheitlich. Unterschiede zeigen sich auch in der visuellen Aufbereitung: Einheitliche Layouts oder eine klare Trennung der Kartendarstellungen nach Netzebenen und Zeithorizonten sind bislang nicht durchgängig erkennbar, was die Verständlichkeit der Ergebnisse unterschiedlich ausfallen lässt. Im europäischen Kontext ist dabei relevant, dass die EU-Binnenmarktrichtlinie für Elektrizität (Europäische Union, 2019) Netzbetreiber verpflichtet, relevante Netzdaten in leicht zugänglicher und nutzbarer Form bereitzustellen.

Bei den Planungsgrundlagen zeigt sich ebenfalls ein uneinheitliches Vorgehen. Wesentliche Annahmen wie Gleichzeitigkeitsfaktoren, Lastprognosen oder Erzeugungsprofile werden nicht durchgängig in gleicher Form dokumentiert. Auch die eingesetzten Netzplanungswerkzeuge werden bislang nur teilweise benannt. In der Projektplanung zeigt die Analyse, dass Transparenz und Struktur deutlich gestärkt werden können. Es ist erforderlich, dass sich die NAP-Prozesse aktiv mit der durchgängigen Anwendung des NOXVA-Prinzips⁵⁰ auseinandersetzen und dieses systematisch umsetzen. Ebenso sollten Maßnahmen zur Betriebsoptimierung, wie etwa der kurative Netzbetrieb, verbindlich geprüft und, wo technisch und wirtschaftlich sinnvoll, integriert werden. Einheitliche Maßnahmentabellen und eine klar nachvollziehbare Kostenstruktur sind dabei nicht nur wünschenswert, sondern essenziell, um sowohl interne Bewertungen zu erleichtern als auch die externe Kommunikation zu stärken.

Die Abbildung von Flexibilitäten erfolgt bisher nur in begrenztem Maße. Künftig sollte es verpflichtend sein, systematisch aufzuzeigen, wie sich der Einsatz von Flexibilitätsinstrumenten – etwa Lastverschiebung, steuerbare Verbraucher oder Speicherlösungen – auf den Netzausbaubedarf auswirkt. Dazu ist mindestens ein explizites Flexibilitätsszenario zu simulieren und die

⁵⁰ NOXVA = Netzooptimierung vor Flexibilität, vor Verstärkung, vor Ausbau

resultierenden Effekte auf Systemkosten und Investitionsvolumina zu quantifizieren. Die VDE-FNN-Impulsstudie (2025) empfiehlt hierzu, Netzplanungen grundsätzlich sowohl mit als auch ohne Flexibilitäten darzustellen. Analysen zeigen, dass sich dadurch Reduktionspotenziale beim Netzausbau von etwa 10-25 % erschließen lassen. Zudem wird auf die zunehmende Bedeutung von Sektorenkopplung (z. B. Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur, PV-Speicher) und Digitalisierung hingewiesen, die eine gezielte Nutzung von Flexibilitäten erst ermöglichen.

Insgesamt bildet die erste Iteration der Netzausbauplanung einen wichtigen Ausgangspunkt, auf dem sich aufbauen lässt. Viele strukturelle und methodische Grundlagen wurden geschaffen - zugleich wird in der praktischen Umsetzung deutlich, dass an zentralen Stellen noch Anpassungsbedarf besteht. Die Vielzahl an beteiligten Akteuren, Datenquellen und Schnittstellen bringt naturgemäß Komplexität und Reibungsverluste mit sich. Umso bedeutsamer ist es, dass der Prozess inzwischen etabliert ist und kontinuierlich weitergeführt wird. Die nächste Iteration der Netzausbauplanung befindet sich bereits in Arbeit, und es ist zu erwarten, dass erste Rückmeldungen sowie Teile der hier genannten Anregungen bereits aufgenommen wurden oder aktuell diskutiert werden. Die Weiterentwicklung hin zu einer konsistenteren, transparenteren und inhaltlich vertieften Netzplanung ist damit in greifbarer Nähe - und sie ist notwendig, um den steigenden Anforderungen einer systemdienlichen und zukunftsfähigen Infrastrukturplanung gerecht zu werden. Aus der Praxis der Verteilnetzbetreiber ist erkennbar, dass neben dem klassischen Leitungsausbau auch andere Ansätze Anwendung finden. Dazu zählen etwa der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen, der zunehmende Gebrauch regelbarer Ortsnetztransformatoren sowie Maßnahmen der Betriebsoptimierung wie der kurative Netzbetrieb. Solche Elemente werden bisher nur punktuell berücksichtigt, zeigen aber, welche Möglichkeiten neben konventionellen Erweiterungen bestehen.

4.4.3 Zwischenfazit Verteilnetzausbau

Insgesamt zeigt die Analyse von Netzausbaubedarfen und den diskutierten Lösungsansätzen, dass die Ausbaubedarfe auch unterhalb der Höchstspannungsebene in hohem Maße gegeben sind und bei Fortführung des aktuellen Ordnungsrahmens und Planungsweisen bei deutlich über 235 Milliarden Euro liegen. Der geringe Einsatz von bestehenden Möglichkeiten z. B. Einspeisespitzenkapung und Steuerung nach § 14a EnWG zeigt jedoch, dass relevante Einsparpotenziale zur Minimierung der Netzausbaubedarfe und somit zur Reduktion der Systemkosten bestehen.

Um diese Potenziale zu heben, zeigt die Meta-Analyse der Studien, dass verschiedene Hebel zusammen gedacht werden müssen. Dabei besteht zum einem, ein möglicher, großer Hebel in der Überbauung von Netzanschlusspunkten (BEE et al., 2024). Mit dem Art. 31 Abs. 3 der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung besteht in diesem Zusammenhang zudem ein Rahmen und die Anforderung, um die Transparenz über freie Netzanschlusskapazitäten zu erhöhen.

Um v. a. auch die Haushalten Flexibilitäten zu heben, stellen einige Studien (Agora Energiewende & FfE, 2023) heraus, dass erst ein forcierter Smart Meter Rollout und die daraus resultierende Datenbasis die erforderlichen Grundlagen hierfür schaffen würde.

Für die Abbildung von Flexibilitätsanreizen im Zuge der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik bietet der laufende AgNes-Prozess den Rahmen, um zukünftig ökonomische Anreize für

netzdienliches Verhalten zu setzen. Mit Inkrafttreten des § 14a EnWG wurden bereits variable Netzentgelte für steuerbare Kunden eingeführt.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der Netzausbaubedarf im Verteilnetz erheblich ist, sowohl was Assets (Mengen) als auch was Kosten angeht. Zugleich wurden bei der Ermittlung der genannten Mengen augenscheinlich noch nicht viele Einsparpotenziale berücksichtigt. Die Studienlandschaft nennt und beziffert eine Vielzahl möglicher Ansätze, um einen Teil der eingangs genannten Investitionskosten durch Effizienzpotenziale wiederum einsparen zu können.

4.5 Analyse des Stands des Wasserstoffhochlaufs inkl. Wasserstoffnetz

Dieses Kapitel wurde federführend vom EWI bearbeitet.

Der Wasserstoffhochlauf gilt in vielen Szenarien als zentraler Baustein für das Erreichen der Klimaziele, insbesondere in Sektoren, in denen eine direkte Elektrifizierung nur begrenzt möglich ist. Zugleich stellt der Ausbau von Produktionskapazitäten, Transportinfrastruktur und Speichern eine erhebliche wirtschaftliche und planerische Herausforderung dar. In diesem Kapitel wird auf Basis bestehender Studien und Analysen der aktuelle Stand der Wasserstoffproduktion, der Nachfrageentwicklung und der regulatorischen Rahmenbedingungen untersucht. Zudem werden die Wechselwirkungen mit dem Energiesystem sowie die Anforderungen an Netze und Speicher und die Bereitstellungskosten betrachtet.

Der Kern der politischen Zielsetzung im Wasserstoffsektor ist die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) aus dem Jahr 2023 (BMWK, 2023a). Das Zielbild 2030 umfasst eine Nachfrage von 95-130 TWh, den Ausbau der heimischen Elektrolysekapazität auf 10 GW_{el}, den Aufbau eines nationalen Wasserstoff-Kernnetzes sowie die Sicherung internationaler Importe durch globale Partnerschaften. Der Einsatz von Wasserstoff soll insbesondere in der Industrie, Energieerzeugung und im Schwerlastverkehr erfolgen. Aktuell befindet sich außerdem das Wasserstoffbeschleunigungsgesetz im Anhörungsverfahren (BMWE, 2025b). Es gilt für Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, zum Transport, Import sowie für strombasierte Kraftstoffe. Die Systementwicklungsstrategie (SES) aus dem Jahr 2024 weicht bereits in einigen Zielvorgaben von der NWS ab und nennt für das Jahr 2035 eine Wasserstoffnachfrage von mind. 70 TWh und eine Elektrolysekapazität von 30-40 GW_{el} sowie eine langfristige Importquote von 50-70 % (BMWK, 2024b).

4.5.1 Wasserstoffbedarf

Im Folgenden wird der szenariobasierte zukünftige Wasserstoffbedarf auf Basis von ausgewählten Studien dargelegt. Eine Übersicht über die relevanten Studien findet sich in Tabelle 2 in Kapitel 4.1. In Abbildung 40 ist der Gesamtbedarf für Wasserstoff je Sektor im Jahr 2045 dargestellt. Sichtbar ist eine hohe Bandbreite sowohl des Gesamtbedarfs als auch der Bedarfe der einzelnen Sektoren. Die Systementwicklungsstrategie geht von einem Bedarf von 360-500 TWh im Jahr 2045 aus (BMWK, 2024b). Der Bedarf in den normativen Szenarien liegt zwischen 163-605 TWh und spannt damit einen weiteren Korridor auf als die SES. Die explorativen Szenarien liegen mit 71-262 TWh zu einem großen Teil unter der Spannweite der SES, wobei alle explorativen Szenarien die Treibhausgasneutralität verfehlen.

Ein niedriger Wasserstoffbedarf in den normativen Szenarien geht dabei teilweise mit einem hohen Strombedarf einher und ein hoher Wasserstoffbedarf mit einem niedrigen Strombedarf (Agora et al., 2024; BDI/BCG/IW, 2025; BMWK LFS, 2024; ESYS, 2023). Die Korrelation wird jedoch durch den Strombedarf der Elektrolyse und dem Importanteil im Wasserstoffbedarf sowie dem Wasserstoffbedarf der Rückverstromung verzerrt. Außerdem ist ein Vergleich mit dem Bedarf an Wasserstoffderivaten in den Szenarien notwendig: niedrigere Wasserstoffbedarfe gehen mit teilweise höheren Bedarfen an Wasserstoffderivaten einher, wie bei den Szenarien von Ariadne (2025) (vgl. Abschnitt 4.5.5). Weiterhin wird die Höhe des Bedarfs durch Annahmen hinsichtlich Effizienz und

Suffizienz beeinflusst, wie beim Vergleich der Szenarien *NFhoch* und *NFniedrig* von Ariadne (2025) deutlich wird. Hierbei ist auch der Vergleich hinsichtlich des Primärenergiebedarfes interessant: Ein höherer Wasserstoffbedarf in den Szenarien von Fraunhofer ISE (2024b) steht im Zusammenhang mit einem insgesamt höheren Primärenergiebedarf, wohingegen Szenarien mit niedrigerer Wasserstoffnachfrage wie z. B. Ariadne (2025) auch niedrigere Primärenergiebedarfe ausweisen.

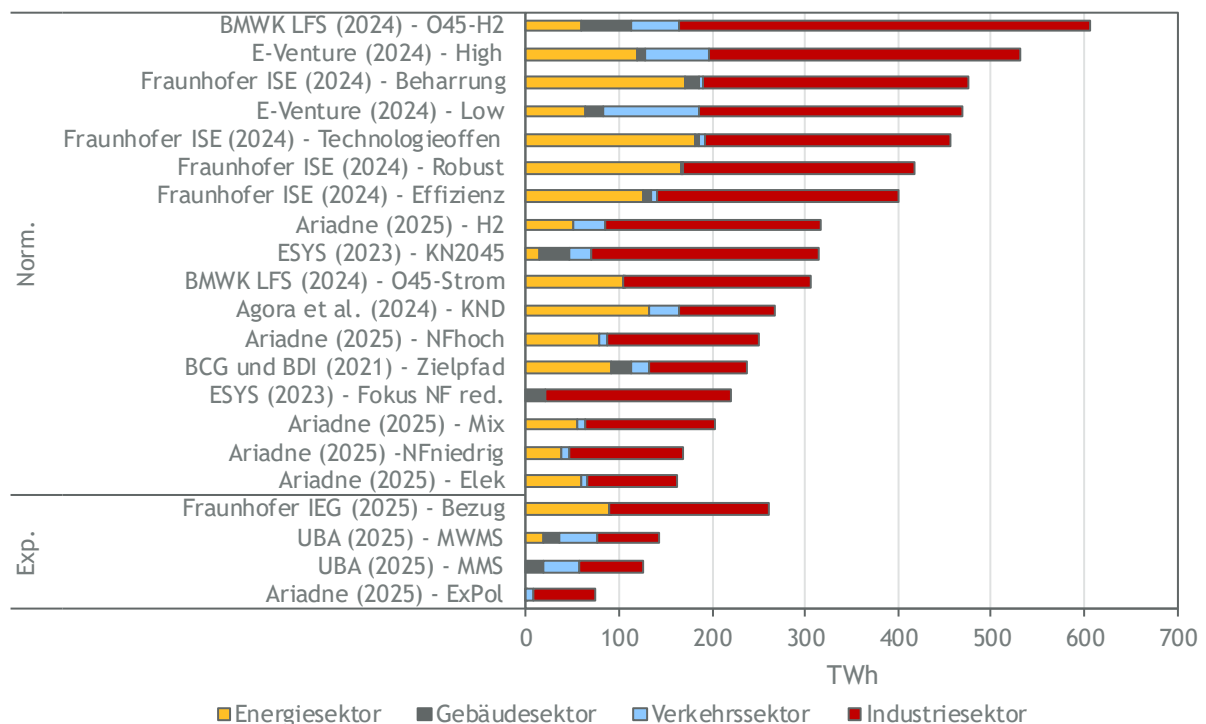


Abbildung 40: Sektoraler Wasserstoffbedarf im Jahr 2045 in ausgewählten Szenarien⁵¹

Der Wasserstoffbedarf in den dargestellten Szenarien konzentriert sich vor allem auf die Sektoren Energie und Industrie. Im Gebäude- und Verkehrssektor werden in einzelnen Studien im Verhältnis zum Gesamtbedarf geringe Bedarfe ausgewiesen (je 0-50 TWh). Ausnahmen stellen das Szenario *O45-H2* von BMW LFS (2024) sowie die Szenarien von E-Venture (2024) dar, wobei hier nicht explizit zwischen Wasserstoff und Derivaten unterschieden wird. Weiterhin werden in den explorativen Szenarien von UBA (2025) Bedarfe im Verkehrssektor aufgrund aktueller Maßnahmen identifiziert. Die Volumina sind in den Sektoren Gebäude und Verkehr annähernd vernachlässigbar, sodass sich daraus resultierend nur geringe Implikationen für den Infrastrukturausbau ergeben. Aufgrund dessen wird nachstehend auf eine vertiefende Analyse dieser beiden Sektoren verzichtet.

Der langfristige Bedarf an Wasserstoff wird in vielen Energiesystemmodellen kostenunabhängig angenommen. Für die Höhe der Wasserstoffnachfrage sind die zeitnahe Verfügbarkeit von in Deutschland produziertem oder importiertem Wasserstoff, sowie die Kosten und Preise von Wasserstoff und die Importmöglichkeiten von Vor-, Zwischen-, und Endprodukten entscheidend. Die tatsächlichen Wasserstoffkosten können auch perspektivisch oberhalb der Zahlungsbereitschaft liegen (vgl. Abschnitt 4.5.4).

⁵¹ Alle dargestellten Szenarien von Ariadne (2025) beziehen sich auf die jeweilige Szenarienversion des Modells REMIND-EU v1.1.

Anreizinstrumente

Aktuell werden verschiedenen Quellen zufolge zwischen 37 TWh und 60 TWh fossiler Wasserstoff im Industriesektor in Deutschland verwendet, wobei es dazu keine offiziellen Datenerhebungen gibt (BMW, 2020; EWI, 2024b; FfE, 2024). Derzeit existiert in Europa nahezu keine marktbasiert entwickelte Nachfrage nach erneuerbarem oder kohlenstoffarmem Wasserstoff. Der Markthochlauf wird auf Bundes- und EU-Ebene durch regulatorische Vorgaben und Förderinstrumente gesteuert, deren Schwerpunkte auf dem Industrie- und Verkehrssektor liegen. Ziel dieser Maßnahmen ist größtenteils die Dekarbonisierung der jeweiligen Sektoren, wobei der Einsatz erneuerbaren Wasserstoffs eine zentrale Option zur Erreichung der Quotenvorgaben darstellt. Eine Übersicht ausgewählter bestehender Instrumente ist in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Überblick über derzeit bestehende Instrumente auf EU- und Bundesebene zu Anreizung von Wasserstoffnachfrage

Instrument	Art	Betroffene Sektoren	Auswirkungen
EU-ETS	Preis-instrument	Industrie, Energie	Erhöhung der Kosten bei Nutzung fossiler Energieträger
CBAM	Preis-instrument	Industrie, Energie	Erhöhung der Preise von fossilen importierten Gütern
RED II	Quote	Verkehr	Erhöhung des EE-Anteils auf 14 % bis 2030
RED III	Quote	Verkehr, Industrie	Verkehrssektor: Erhöhung des EE-Anteils auf 29 % im Jahr 2030 Industriesektor: Anteil erneuerbarem Wasserstoff an gesamtem Wasserstoffbedarf von 42,5 % (2030) bzw. 60 % (2035)
IPCEI	Förderung		Förderung der Umsetzung ausgewählter Projekte in den Wellen Hy2Tech, Hy2Use, Hy2Infra und Hy2Move
Dekarbonisierung der Industrie & Bundesförderung Industrie und Klimaschutz	Förderung	Industrie (Energieintensiv)	Anteilsfinanzierung zur (dauerhaften) Reduktion von THG-Emissionen
Klimaschutzverträge	Förderung	Industrie (Energieintensiv)	Umstellung auf klimaneutrale Prozesse mit Absicherung gegen Preisrisiken bis 2045

Der EU-Emissionshandel (EU ETS) kann im Fall von steigenden CO₂-Zertifikatspreisen die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes erneuerbaren Wasserstoffs verbessern, da die Kosten für die Nutzung fossiler Energieträger wie Kohle und Erdgas steigen. Vor allem Industrien, die durch Import oder Export am Weltmarkt teilnehmen, könnten durch die Kostenerhöhung im Rahmen des ETS allerdings einen Wettbewerbsnachteil aufweisen. Der CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) soll dabei sicherstellen, dass emissionsärmere Produktionsverfahren in der EU - beispielsweise auf Wasserstoffbasis - gegenüber konventionell produzierten Importen wettbewerbsfähig bleiben.

Mit RED II und RED III wurden EU-weit verbindliche Quoten eingeführt, die den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff im Verkehrs- und Industriesektor betreffen. Im Verkehrssektor wird ein EE-Anteil vorgegeben, der sowohl durch Elektrifizierung als auch den Einsatz von Wasserstoff oder Derivaten erreicht werden kann (EU-Kommission, 2023b). Im Industriesektor wird der Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff vorgegeben, diese Quoten erfassen jedoch nicht den Einsatz von Derivaten. Mit der Quote im Industriesektor ist die Anreizung einer Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff in der Industrie von ca. 16-26 TWh im Jahr 2030 möglich, basierend auf der heutigen Nachfrage nach grauem Wasserstoff.⁵² Durch eine zusätzliche Nachfrage in der Stahlindustrie kann der Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff dort nicht nur einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten, sondern auch zur Erfüllung der RED III-Quoten im gesamten Industriesektor beitragen. Die Vorgaben der RED III müssen noch in nationales Recht umgesetzt werden und die Definition von Anreizen und Pönalen ist in diesem Zusammenhang noch offen.

Weiterhin bestehen verschiedene Förderprogramme, vor allem für die (energieintensive) Industrie. Im Rahmen der ersten Runde der Klimaschutzverträge planen fünf von 15 geförderten Projekten den Einsatz von Wasserstoff. Eine Abschätzung der daraus entstehenden Nachfrage ist mit den verfügbaren Daten nicht möglich.

Neben dem EU-ETS gibt es kaum nachfrageseitige Anreize für kohlenstoffarmen Wasserstoff. Insbesondere RED II und RED III beziehen sich auf die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff. Allerdings können Projekt zur Produktion von kohlenstoffarmen Wasserstoff als IPCEI oder PCI/PMI gefördert werden (EWI, 2025b).

4.5.1.1 Industriesektor

Im Industriesektor liegt der Wasserstoffbedarf, dargestellt in Abbildung 41, in den normativen und klimazielerreichenden Szenarien bei 89-613 TWh im Jahr 2045. Die explorativen Szenarien liegen mit 68-177 TWh im selben Jahr im unteren Bereich der Spannbreite der normativen Szenarien. Die Systementwicklungsstrategie gibt einen Wasserstoffbedarf von 300-400 TWh im Industriesektor an und liegt damit im mittleren bis oberen Bereich der ausgewerteten Szenarien (BMWK, 2024b). Im Jahr 2030 liegen die normativen Szenarien bei 10-55 TWh und die explorativen Szenarien zeigen eine ähnliche Bandbreite von 9-35 TWh. Vor allem die Szenarien von Ariadne (2025) zeigen aufgrund der Nutzung unterschiedlicher Modelle eine hohe Varianz. Hier zeigt das Industriesektormodell FORECAST den höchsten Industriebedarf der analysierten Szenarien. Dieser Bedarf wird von einer vollständigen Umstellung der Industrieprozesse auf Wasserstoff getrieben und stellt somit ein theoretisches Maximum dar.

Im Industriesektor ist der Zusammenhang zwischen Wasserstoffbedarf und Strombedarf ausgeprägter als bei den Gesamtbedarfen. Besonders prägnant ist dieses Zusammenspiel, wenn man Strom- und Wasserstoff-fokussierte Szenarien innerhalb einer Studie vergleicht (Ariadne, 2025; BMWK LFS, 2024). Weiterhin wird die Höhe des Bedarfs auch in diesem Sektor von den Annahmen zu Effizienz und Suffizienz beeinflusst. Vor allem eine Steigerung der Effizienz kann zu geringeren Wasserstoffbedarfen führen, ohne dass die Produktionsmengen im Industriesektor sinken. Insbesondere für die energieintensive Industrie im globalen Wettbewerb sind allerdings zwei Aspekte

⁵² 42,5 % von 37-60 TWh fossiler Wasserstoffnachfrage im Industriesektor in Deutschland (BMWk, 2020; EWI, 2024b; FfE, 2024)

von Bedeutung: Erstens können steigende Energiepreise aufgrund einer hohen Preiselastizität der Nachfrage langfristig dazu führen, dass Produktionsmengen sinken. Zweitens kann eine anhaltend höhere Kostenbelastung in Deutschland im Vergleich zu internationalen Standorten die Wettbewerbsfähigkeit mindern und zu einer Verlagerung der Produktion ins Ausland führen. In Abschnitt 4.1.1.1 ist bereits eine Einordnung der Szenarien hinsichtlich des Erhalts der Industriestruktur erfolgt. Die Szenarien, die eine Veränderung der Industriestruktur unterstellen, zeigen Wasserstoffbedarfe von unter 300 TWh in diesem Sektor im Jahr 2045.

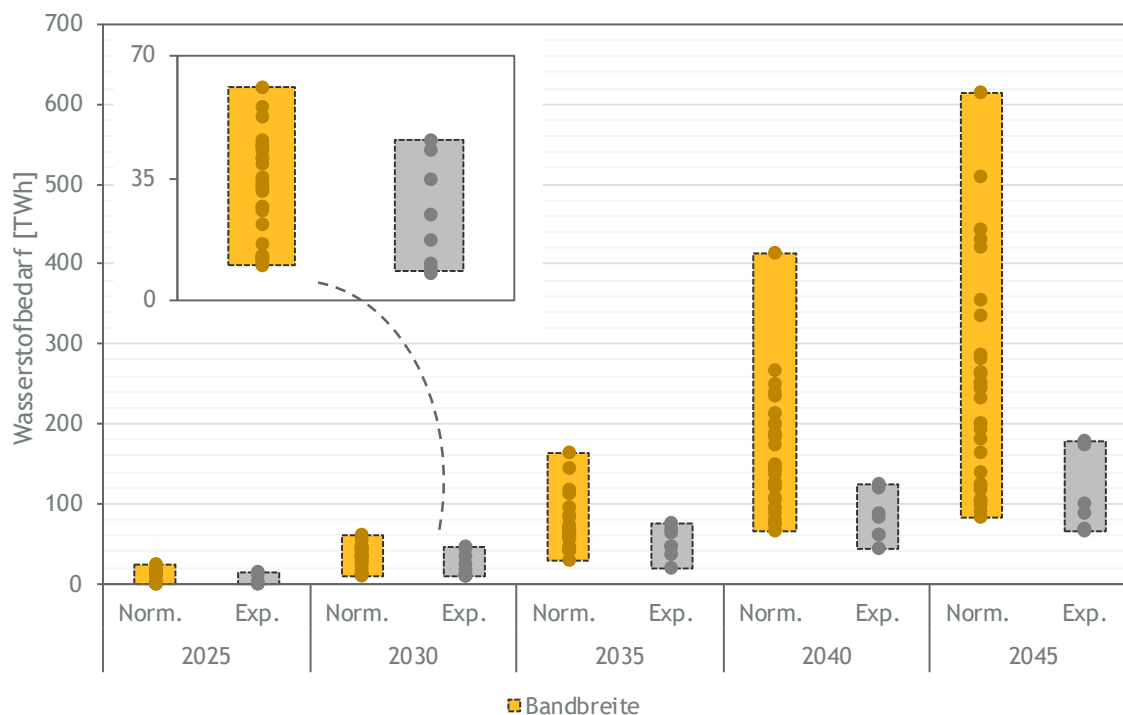


Abbildung 41: Wasserstoffbedarf des Industriesektors in ausgewählten Szenarien⁵³

In den untersuchten Szenarien wird häufig vorausgesetzt, dass Wasserstoff stofflich in der Stahl- und Chemieindustrie sowie energetisch zur Bereitstellung von Prozesswärme verwendet wird. Da sich die Voraussetzungen und Rahmenbedingungen unterscheiden, wird im Folgenden einzeln auf diese drei Einsatzgebiete eingegangen.

Stahlindustrie

In Deutschland wurden im Jahr 2022 40 Millionen Tonnen Rohstahl produziert, davon 70 % Primärstahl (via Hochofenroute) und 30 % Sekundärstahl. Für die klimaneutrale Produktion von Primärstahl stellt die Route über eine wasserstoffbasierte Direktreduktion (DRI) mit anschließendem Elektrolichtbogenofen die derzeit technologisch ausgereifteste Alternative dar (DWV, 2022). Bei konstanten Produktionsvolumen könnte das in einem klimaneutralen System zu einem Wasserstoffbedarf für die stoffliche Nutzung von ca. 46 TWh pro Jahr führen.⁵⁴ Alternativ könnte Deutschland einen Teil des benötigten Eisenschwamms oder Rohstahls importieren (Frontier Economics, 2023), wodurch ein Teil der Wertschöpfungskette ins Ausland verlagert werden würde.

⁵³ (Agora et al., 2024; Ariadne, 2025; BCG und BDI, 2021; BMWK LFS, 2024; ESYS, 2023; E-Venture, 2024; Fraunhofer ISE, 2024b; UBA, 2025). Für Ariadne (2025) werden die Ergebnisse aller Modelle (REMIND, PyPSA-DE, REMod, FORECAST, ASTRA+ALADIN) dargestellt.

⁵⁴ Annahme: 55 kg H₂/t Stahl (DWV, 2022)

Bei einem Einsatz von Erdgas in der Reduktionsanlage kann im Vergleich zur Hochofenroute rund die Hälfte der Emissionen eingespart werden. Über den stofflichen Einsatz von Wasserstoff hinausgehend fällt bei der Stahlherstellung Prozesswärmebedarf an, für den es ggf. zukünftig auch die Möglichkeit der Elektrifizierung gibt (Fraunhofer ISI, 2024).

Wasserstoffbasierter Stahl könnte aufgrund der Investitionskosten der Direktreduktionsanlage und der Wasserstoffbetriebskosten deutlich teurer sein als fossil produzierter Stahl (DWV, 2022). Für den Markthochlauf wurden daher Investitionsförderungen für Direktreduktionsanlagen im Rahmen von IPCEI und dem Förderprogramm *Dekarbonisierung in der Industrie* ausgesprochen. Dies hat zu finalen Investitionsentscheidungen für Projekte mit einer Kapazität von 6,5 Millionen Tonnen DRI-Stahl bis 2030 geführt (BMWK LFS, 2024). Hieraus könnte eine stoffliche Wasserstoffnachfrage von bis zu 12 TWh entstehen.⁵⁵ Teilweise werden für den Hochlauf standorteigene Elektrolyseure vorgesehen, um nicht auf dem Ausbau von Infrastruktur angewiesen zu sein. Zuletzt hat sich gezeigt, dass das Projekt von ArcelorMittal trotz dieser Förder- und ordnungspolitischen Instrumente abgesagt wurde (Deutsche Welle, 2025). Weiterhin bieten Klimaschutzverträge die Möglichkeit einer Förderung für eine klimaneutrale Stahlproduktion. In der ersten Gebotsrunde wurde hierzu kein Projekt ausgewählt.

Chemieindustrie

Bereits heute wird in der Chemieindustrie Wasserstoff insbesondere stofflich zur Ammoniak- und Methanolsynthese, zur Hydrierung und Entschwefelung in Raffinerien und für Reduktionsprozesse eingesetzt. Dieser Wasserstoff wird hauptsächlich mit Dampfreformierung aus Erdgas am Standort gewonnen. In Zukunft könnte Wasserstoff zusätzlich in der Produktion von High Value Chemicals (HVC) eine Rolle spielen. Laut O45-H2 Szenario der BMWK-Langfristszenarien könnte der stoffliche Wasserstoffbedarf einer vollständig transformierten Chemieindustrie bei weitestgehender Beibehaltung derzeitiger Produktionsmengen im Jahr 2045 bis zu 180 TWh betragen (BMWK LFS, 2024).

Für die Produktion von Methanol und Ammoniak könnte ein Bedarf von bis zu 26 TWh entstehen, wobei der Einsatz von Wasserstoff hier mangels Alternativen technisch unvermeidbar ist (NWR, 2024). Allerdings könnten grüner Ammoniak oder grünes Methanol stattdessen importiert werden (BDI/BCG/IW, 2025) (vgl. Abschnitt 4.5.5 zu Wasserstoffderivaten). Weiterhin ist bereits in den letzten Jahren eine Reduzierung der Ammoniakproduktion in Deutschland verzeichnet worden (Statista, 2025). Werden HVC über die noch zu etablierende Methanol-to-Olefins Route in Deutschland produziert, könnte laut NWR ein Wasserstoffbedarf von ca. 114 TWh pro Jahr entstehen (NWR, 2024). Alternativ könnte auch synthetisches Naphtha importiert werden und in elektrischen Steamcrackern weiterverarbeitet werden, wodurch der Wasserstoffbedarf sinkt und der Importbedarf von Derivaten steigt. Darüber hinaus kann der Bedarf durch eine höhere Kunststoffrecyclingquote gesenkt werden. In der sonstigen Chemieindustrie (insb. in Raffinerien) könnte bis 2045 ein Wasserstoffbedarf von 30 TWh entstehen (BMWK LFS, 2024).

Es gibt bisher nur wenige Instrumente, die den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern in der Chemieindustrie anreizen. Erneuerbarer Wasserstoff, der in Raffinerien für die Kraftstoffproduktion verwendet wird, kann auf die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) angerechnet werden. Dadurch kann sich eine konkrete Wasserstoffnachfrage ergeben, wie die Übereinkunft eines

⁵⁵ Annahme: 28 Millionen t Primärstahl, 55 kg H₂/t Stahl (DWV, 2023)

Liefervertrags zwischen RWE und TotalEnergies mit einem jährlichen Volumen von 1 TWh ab 2030 zeigt (RWE AG, 2025). Hinsichtlich der Wirkung des EU ETS fällt die Nutzung von fossilen Rohstoffen wie Naphtha als Grundstoff nicht darunter, da keine lokalen Emissionen entstehen. Ebenso bezieht sich die Wasserstoffquote nach RED III nicht auf die direkte Nutzung von Wasserstoffderivaten. Bisher wurden in den Klimaschutzverträgen keine Projekte zur stofflichen Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff in der Chemieindustrie gefördert.

Prozesswärme

Der Endenergiebedarf nach Prozesswärme der deutschen Industrie betrug 475 TWh im Jahr 2021 und wurde zu mehr als drei Viertel durch fossile Energieträger gedeckt (BMWK LFS, 2024). Bei einer weitestgehend unveränderten Industriestruktur mit Berücksichtigung von Effizienzsteigerungen könnte der Endenergiebedarf nach Prozesswärme im Jahr 2045 ca. 200 TWh für Dampferzeugung in Nieder- und Mitteltemperaturanwendungen (bis 500°C) und weitere 200 TWh für Industrieöfen (über 500°C) betragen (BMWK LFS, 2024).

Wasserstoff kann zur Erzeugung von Prozesswärme eingesetzt werden. Im Vergleich zum stofflichen Bedarf in der Stahl- und Chemieindustrie gibt es allerdings in den meisten Fällen mit der Elektrifizierung eine Alternative. Für die Dampferzeugung ist eine weitestgehende Elektrifizierung aus technischer Sicht möglich. Der Einsatz von Wasserstoff wird im Vergleich häufig als unwirtschaftlich eingestuft. Die Elektrifizierung für die Bereitstellung von Wärme auf hohen Temperaturniveaus ist nach aktuellem Stand nicht bei allen Anwendungen möglich, hat allerdings bereits in einigen Sektoren, etwa in der Aluminium- und Kupferindustrie, einen hohen technologischen Reifegrad (UBA, 2023). Fraunhofer ISI (2024) gibt an, dass über 90 % der Prozesswärme des Industriesektors langfristig elektrifiziert werden könnten. Für die Bereitstellung von Wärme auf hohen Temperaturniveaus könnte Wasserstoff außerdem zum Einsatz kommen, wenn eine Elektrifizierung nicht möglich oder nicht wirtschaftlich ist, z. B. aufgrund von unzureichender Strominfrastruktur oder hoher Stromnachfrage (vgl. Abschnitt 4.1.1.1).

Grundsätzlich unterliegt die Prozesswärmebereitstellung in der energieintensiven Industrie dem EU ETS. Derzeitig wird durch hohe Wasserstoffkosten allerdings auch bei steigenden CO₂-Zertifikatspreisen keine marktbedingte Nachfrage zur Prozesswärmebereitstellung erwartet (vgl. Abschnitt 4.5.4). Weiterhin erstreckt sich das Förderprogramm Klimaschutzverträge auf die Prozesswärmebereitstellung der energieintensiven Industrie. In der ersten Runde werden fünf Projekte mit Wasserstoffeinsatz für Prozesswärme in der Ziegel-, Glas-, Nicht-Eisen-Metall- und Chemieindustrie ausgewählt.

4.5.1.2 Energiesektor

Die Kombination von Elektrolyse, Wasserstoffspeicher und Rückverstromung ermöglicht die saisonale Speicherung von Strom. Regelbare, mit Wasserstoff betriebene, Kraftwerke können außerdem zur Versorgungssicherheit beitragen. Weiterhin kann Wasserstoff in KWK-Kraftwerken zur Deckung des Wärmebedarfs beitragen. Viele Treibhausgasneutralitätsstudien sehen deswegen einen Wasserstoffbedarf im Energiesektor. Abbildung 42 zeigt, dass in den untersuchten Szenarien erst ab dem Jahr 2035 ein signifikanter Wasserstoffbedarf im Energiesektor entsteht. Im Jahr

2045 liegt der Wasserstoffbedarf im Energiesektor in den normativen Szenarien bei 10-200 TWh. Die explorativen Szenarien ordnen sich mit 0-51 TWh in den unteren Teil der Spannbreite ein. Die Systementwicklungsstrategie geht von einem Bedarf von mind. 20 TWh im Jahr 2035 und 60-120 TWh im Jahr 2045 aus (BMWK, 2024b) und liegt damit im mittleren bis oberen Bereich der normativen Szenarien sowie über den explorativen Szenarien.

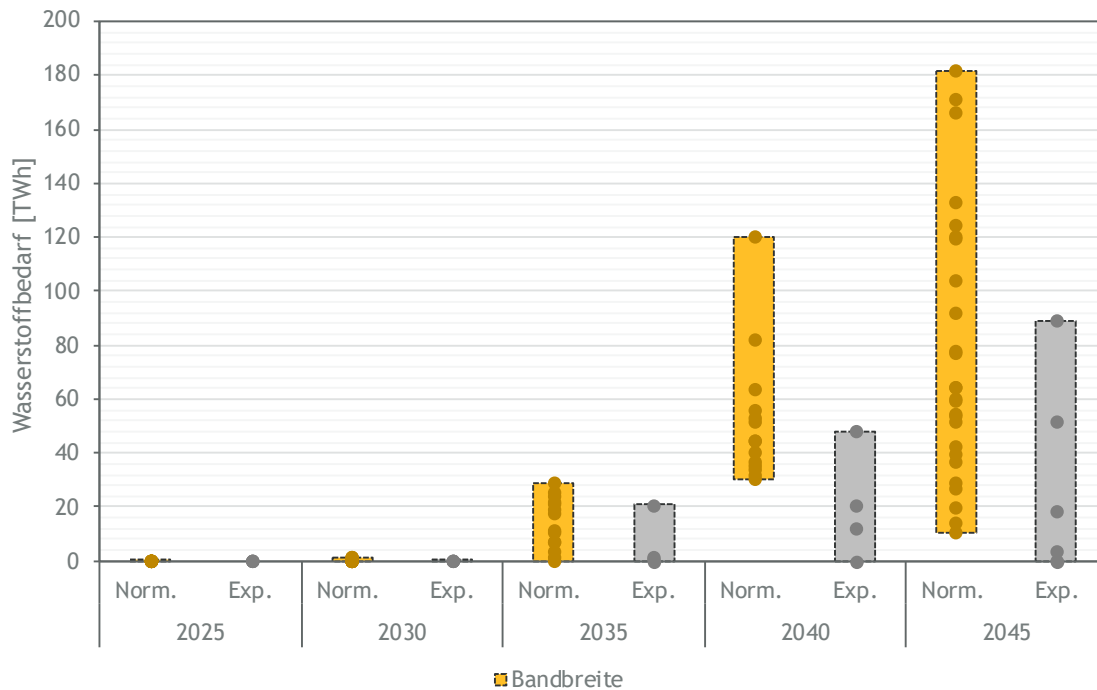


Abbildung 42: Wasserstoffbedarf des Energiesektors in ausgewählten Szenarien⁵⁶

Die Modellierung der Wasserstoffnachfrage in diesem Sektor erfolgt häufig modellendogen und ist somit von einer Vielzahl von Faktoren abhängig. Die Residuallast ist abhängig vom gewählten Wetterjahr. Stromspeicher und die Flexibilisierung der Stromnachfrage können kurzfristige Schwankungen der EE-Erzeugung ausgleichen und den Bedarf der Rückverstromung senken. Der Wasserstoffbedarf könnte ebenfalls niedriger ausfallen, wenn alternative Technologien für flexible Kraftwerke wie Biomasse oder fossile Kraftwerke (mit CCS) zur Verfügung stehen. Ausgewählte Studien geben auch den Einsatz von Wasserstoffderivaten im Energiesektor an (Agora et al., 2024; ESYS, 2023). Ein höherer Elektrifizierungsfokus geht in einigen Szenarien mit höheren Volllaststunden von H₂-Kraftwerken und somit einem höheren Wasserstoffbedarf im Energiesektor einher (Ariadne, 2025; BMWK LFS, 2024). Der Anteil der Wasserstoff-KWK-Kraftwerke ist außerdem abhängig von Annahmen hinsichtlich der Deckung des Wärmebedarfs sowie dem Elektrifizierungsgrad der Fernwärme (vgl. Abschnitt 4.1.1.2).

⁵⁶ (Agora et al., 2024; Ariadne, 2025; BCG und BDI, 2021; BMWK LFS, 2024; ESYS, 2023; E-Venture, 2024; Fraunhofer ISE, 2024b; UBA, 2025). Für Ariadne (2025) werden die Ergebnisse aller Modelle (REMIND, PyPSA-DE, REMod, FORECAST, ASTRA+ALADIN) dargestellt.

4.5.2 Wasserstoffbereitstellung

Der Wasserstoffbedarf in Deutschland kann grundsätzlich durch heimische Produktion oder durch Importe gedeckt werden. Die Systementwicklungsstrategie nimmt für das Jahr 2045 eine Importquote von 50-70 % an (BMWK, 2024b). Hohe EE-Potenziale mit hohen Volllaststunden und dadurch geringere Wasserstoffproduktionskosten in anderen Ländern bilden dabei die Motivation für eine Ergänzung der inländischen Wasserstofferzeugung mit Importen (vgl. Abschnitt 4.5.4). Auf der anderen Seite können heimische Elektrolyseure Flexibilität im Gesamtsystem bereitstellen und die Importabhängigkeit verringern. Durch die Interdependenz mehrerer Ziele ist der Anteil von Importen und heimischer Produktion somit auch eine politische Entscheidung, indem bei Fördermitteln oder anderen Anreize der Fokus vermehrt auf den Aufbau von heimischen Produktionskapazitäten oder auf Importkapazitäten und internationalen Partnerschaften gelegt wird.

In den untersuchten Szenarien zeigen sich deutliche Unterschiede hinsichtlich des Wasserstoffimports im Jahr 2045, wie in Abbildung 43 dargestellt. Die Importquote liegt bei 26-92 %. Damit ist die Bandbreite höher als in der SES. Die in Deutschland produzierte Wasserstoffmenge in den untersuchten Szenarien liegt bei 29-292 TWh, die Bandbreite der Wasserstoffimporte liegt bei 25-418 TWh.

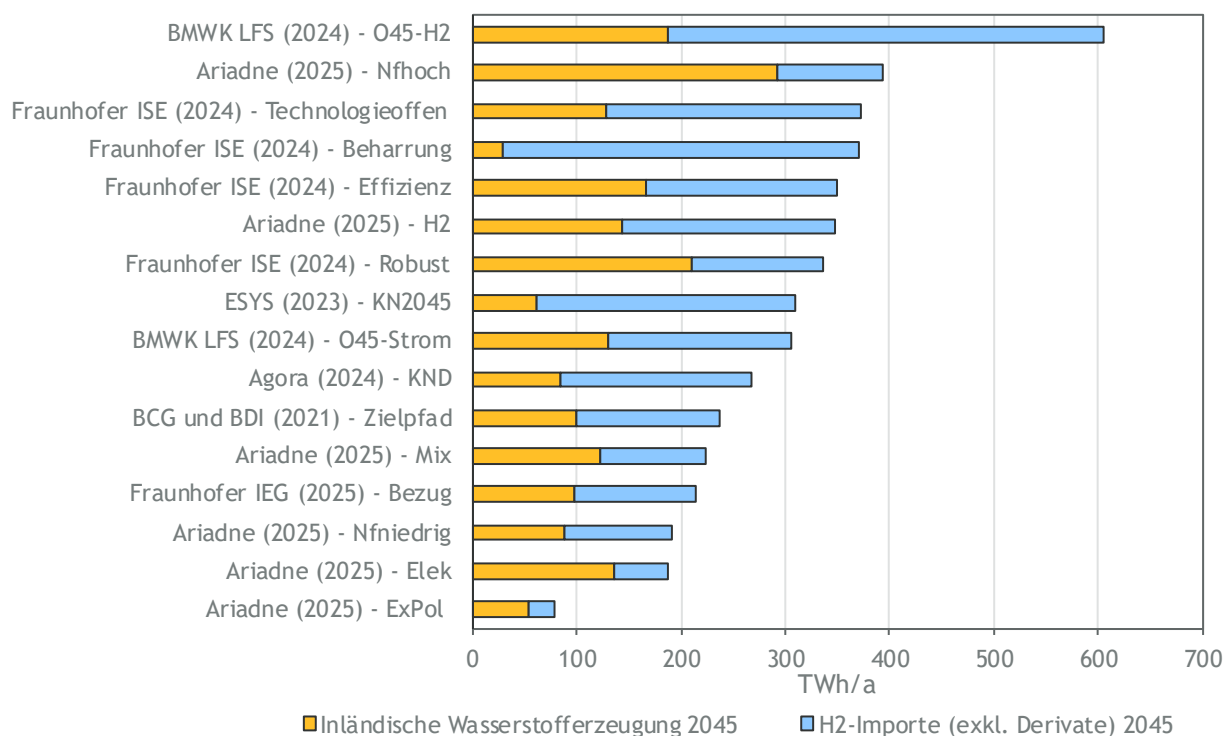


Abbildung 43: Inländische Wasserstofferzeugung und Importe im Jahr 2045⁵⁷

Hohe Importanteile gehen mit einem sehr limitierten Ausbau heimischer Produktionskapazitäten einher, der in den Szenarien durch geringe Anreizmaßnahmen (Ariadne, 2025, ExPol) oder eine

⁵⁷ In E-Venture (2024) und UBA (2025) werden keine Angaben zur Importmenge gemacht. Alle dargestellten Szenarien von Ariadne (2025) beziehen sich auf die jeweilige Szenarienversion des Modells REMIND-EU v1.1. In diesen ist auch Wasserstoffbereitstellung für die Derivateherstellung in den hier angegebenen Erzeugungs- und Importmengen mit enthalten, weshalb die Summe von der Summe der sektoralen Wasserstoffbedarfe abweichen kann.

Ablehnung von zentralen Energiewendetechnologien wie großen Elektrolyseuren (Fraunhofer ISE, 2024, Beharrung) begründet wird. Niedrige Importquoten werden in Szenarien erzielt, die den Fokus auf Wasserstofftechnologien setzen (Ariadne, 2025, H₂) oder Schockereignisse durch geopolitische Unsicherheiten berücksichtigen (Fraunhofer ISE, 2024, Robust).

Mit dem Doppelauktionsmodell von H2Global hat das BMWK im Jahr 2021 ein Instrument etabliert, bei dem im ersten Schritt grüner Wasserstoff oder Derivate auf dem Weltmarkt zu möglichst niedrigen Preisen eingekauft wird. Im Anschluss erfolgt ein Verkauf an den Höchstbietenden in Deutschland. Die anfängliche Differenz zwischen den Einkaufspreisen und den wirtschaftlich tragfähigen regionalen Preisen wird durch öffentliche Fördermittel ausgeglichen (H2Global, 2025).

Elektrolysekapazität

Die analysierten Szenarien liefern ebenfalls eine große Bandbreite der Elektrolysekapazität in Deutschland, wie in Abbildung 44 dargestellt. Diese wird vor allem von der Höhe der Wasserstoffnachfrage, dem Anteil von Importen und kohlenstoffarmem Wasserstoff und der Auslastung der Elektrolyseure beeinflusst. Die Kapazitäten in den normativen Szenarien liegt im Jahr 2030 bei 5-29 GW_{el} und in den explorativen Szenarien mit 3-18 GW_{el} etwas niedriger. Lediglich das Szenario KN2045 aus ESYS (2023) liegt deutlich über der Spanne der explorativen Szenarien.

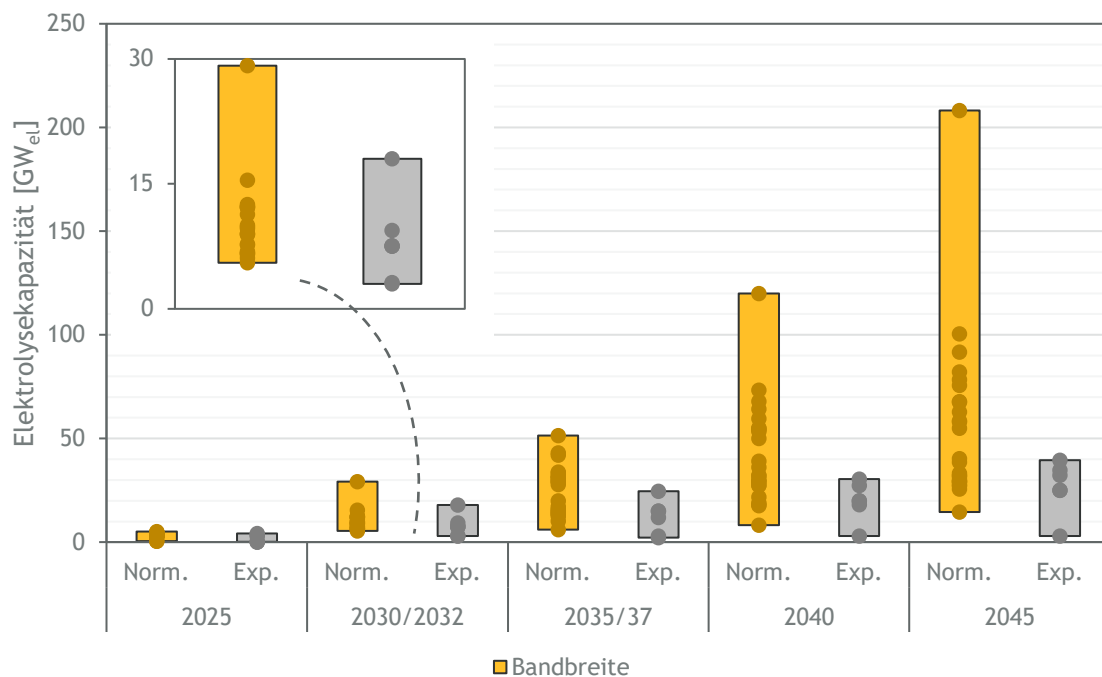


Abbildung 44: Elektrolysekapazität in Deutschland in ausgewählten Szenarien⁵⁸

Im Jahr 2045 ergibt sich eine Bandbreite von 15-208 GW_{el} in den normativen und 3-40 GW_{el} in den explorativen Szenarien. Das normative Szenario NFhoch (REMIND Modell) und das explorative Szenario ExPol (Modell PyPSA), beides aus Ariadne (2025), stellen dabei jedoch deutliche Extrema dar. Die SES nennt das Ziel von 60-80 GW_{el} Elektrolysekapazität im Jahr 2045 und liegt im mittleren bis oberen Bereich der untersuchten Szenarien (BMWK, 2024b).

⁵⁸ (Agora et al., 2024; Ariadne, 2025; BCG und BDI, 2021; BMWK LFS, 2024; ESYS, 2023; FNB Gas, 2024; Fraunhofer ISE, 2024b)

Niedrige Elektrolysekapazitäten gehen vor allem mit hohen Importanteilen oder hohen Volllaststunden einher, um die Deckung des Wasserstoffbedarf zu garantieren (Ariadne, 2025; Fraunhofer ISE, 2024b). Umgekehrt führen niedrige Volllaststunden oder niedrige Importanteile zu hohen Elektrolysekapazitäten.

Aktuelle Elektrolyseprojekte

Es stehen mehrere einschlägige Datenbanken zu aktuellen Elektrolyseprojekten in Deutschland zur Verfügung, die den in Tabelle 8 dargestellten Planungsstand für das Jahr 2030 ausgeben. Die Unterschiede lassen sich vor allem aufgrund von Detailgrad, Zeitpunkt des Datenschnitts, aber auch allgemeiner Dynamik in der Projektlandschaft und der unsicheren Datengrundlage begründen.

Tabelle 8: Angekündigte Elektrolyseprojekte in Deutschland bis zum Jahr 2030

Datenbank	Angaben	Stand	Quelle
Wasserstoff-Kompass	13,2 GW _{el} , davon 0,15 GW _{el} in Betrieb und 0,4 GW _{el} mit FID	05/24	(acatech & DECHEMA, 2024)
IEA	12,2 GW _{el} , davon 0,12 GW _{el} in Betrieb und 1,3 GW _{el} mit FID	10/24	(IEA, 2024a)
EWI	10,0 GW _{el} , davon 0,16 GW _{el} in Betrieb und 1,2 GW _{el} mit FID	06/25	Nicht veröffentlicht
Wasserstoffatlas	8,7 GW _{el}	06/24	(OTH Regensburg, 2025)
Dena	8,2 GW _{el} , davon 0,12 GW _{el} in Betrieb und 1,2 GW _{el} mit FID	02/25	Nicht veröffentlicht

In der NWS ist das Ziel gesetzt, im Jahr 2030 eine Elektrolysekapazität von 10 GW_{el} zu erreichen (BMWK, 2023a). Hierfür könnten allerdings Wachstumsraten nötig sein, die deutlich über historisch beobachteten Werten von erneuerbaren Technologien liegen (Fraunhofer IEG, 2025). Mit allen aktuell angekündigten Projekten könnte dieses Ziel knapp erreicht werden, da nur wenige Projekte eine FID aufweisen. Häufig genannte Gründe hierfür sind die fehlende Wirtschaftlichkeit der Projekte aufgrund hoher regulatorischer und politischer Unsicherheit sowie fehlender Absatzsicherheit. Für das Jahr 2030 prognostizieren die explorativen Szenarien eine Elektrolysekapazität von maximal 7,5 GW_{el}, was unter dem aktuellen Planungsstand der meisten Projektdatenbanken liegt. In den normativen Szenarien liegt die Elektrolysekapazität im Jahr 2030 bei 2-12 GW_{el}, was in etwa dem aktuellen Planungsstand entspricht.

Strombedarf der Elektrolyseure

Berücksichtigt man jene Projekte, die bereits eine finale Investitionsentscheidung erreicht haben oder in Bau sind gemäß der EWI PtX-Datenbank (in Summe etwa 1,4 GW_{el}) bei Annahme von 4000 durchschnittlichen Volllaststunden im Jahr, so könnte der Strombedarf für die Elektrolyse im Jahr 2030 etwa 5,5 TWh betragen. Berücksichtigt man alle Projekte, die aktuell geplant sind und bis 2030 in Betrieb gehen sollen (in Summe etwa 10 GW_{el}), so könnte sich der Strombedarf für Elektrolyseure im Jahr 2030 auf etwa 40 TWh erhöhen. Die Analyse der szenariobasierten Wasserstoffproduktion in Deutschland in Abbildung 43 zeigt eine Bandbreite von 29-292 TWh. Bei einem Wirkungsgrad von ca. 70 % würde das zu einem Strombedarf von 41-418 TWh führen. Elektrolyseure

haben als große Stromverbraucher somit auch einen signifikanten Einfluss auf die Entwicklung des Stromsektors (vgl. Abschnitt 4.1.1).

4.5.3 Wasserstoffinfrastruktur

Im Rahmen der Infrastruktur liegt der Fokus in diesem Bericht auf den Wasserstoffspeichern und dem Wasserstofftransportnetz. Weitere Infrastruktur, wie internationale Importkorridore, Wasserstoffverteilnetze oder Anschlussnetze sind nicht Teil dieses Gutachtens.

4.5.3.1 Wasserstoffspeicher

Um volatile Produktion und Nachfrage zu verbinden, können großskalige untertägige Wasserstoffspeicher verwendet werden. In Deutschland sind mehr als 40 % der europaweiten Wasserstoffspeicherpotenziale in Salzkavernen verortet, sodass Deutschland im europäischen Kontext eine zentrale Rolle bei der Wasserstoffspeicherung einnehmen könnte (Caglayan et al., 2020). Die NWS sowie das Weißbuch Wasserstoffspeicher betonen die Unverzichtbarkeit von Wasserstoffspeichern für eine sichere, flexible und resiliente Wasserstoffversorgung, geben jedoch keine konkreten Ausbauziele an (BMWK, 2023a, 2025). Die SES geht von einem Speicherbedarf von mindestens 15 TWh im Jahr 2035 und 80-100 TWh im Jahr 2045 aus (BMWK, 2024b). In Abbildung 45 ist der Hochlauf der Wasserstoffspeicherkapazität dargestellt, der in normativen, klimazielerreichenden Szenarien angegeben ist. Die Szenarien weisen bereits im Jahr 2030 eine große Varianz von 2-35 TWh aus. Der Speicherbedarf steigt laut den untersuchten Szenarien bis zum Jahr 2045 auf 32-130 TWh. Die Angaben der SES liegen somit im mittleren Bereich der untersuchten Szenarien. Einige Treibhausgasneutralitätsstudien berechnen keine Speicherkapazitäten oder weisen diese nicht aus. Die Szenarien Technologieoffen, Effizienz und Robust von Fraunhofer ISE (2024b) liegt in allen Jahren deutlich über den restlichen ausgewerteten Szenarien.

Zu den Einflussfaktoren des Wasserstoffspeicherbedarfs zählen die Wasserstoffbedarfe, die Höhe und Volatilität von Wasserstoffproduktion und -angebot, die Höhe und Flexibilität von Importen, die Verfügbarkeit von anderen Flexibilitäten, die Kostenannahmen und das unterstellte Wetterjahr. Ein höherer Wasserstoffbedarf korreliert dabei nicht unbedingt mit einem höheren Speicherbedarf, da der Flexibilitätsbedarf auch durch die sektorale Verteilung bestimmt wird. So ist die Wasserstoffnachfrage in den Modellen im Energiesektor häufig deutlich volatiler als im Industriesektor. Weiterhin wird der Flexibilitätsbedarf im Wasserstoffsektor reduziert, wenn vermehrt auf flexible Importe gesetzt wird. Aufgrund der guten geologischen Voraussetzungen in Deutschland und der zentralen Lage in Europa ist auch der Flexibilitätsbedarf der anderen europäischen Länder für den Ausbau der Wasserstoffspeicher in Deutschland relevant. Neben der Speicherkapazität ist die Ein- und Ausspeicherleistung ebenso relevant, diese wird aber häufig nicht ausgewiesen. Je nach Flexibilitätsbedarf könnten höhere Ausspeicherleistungen als Einspeicherleistungen nötig sein (BMWK LFS, 2024; EWI, 2024e).

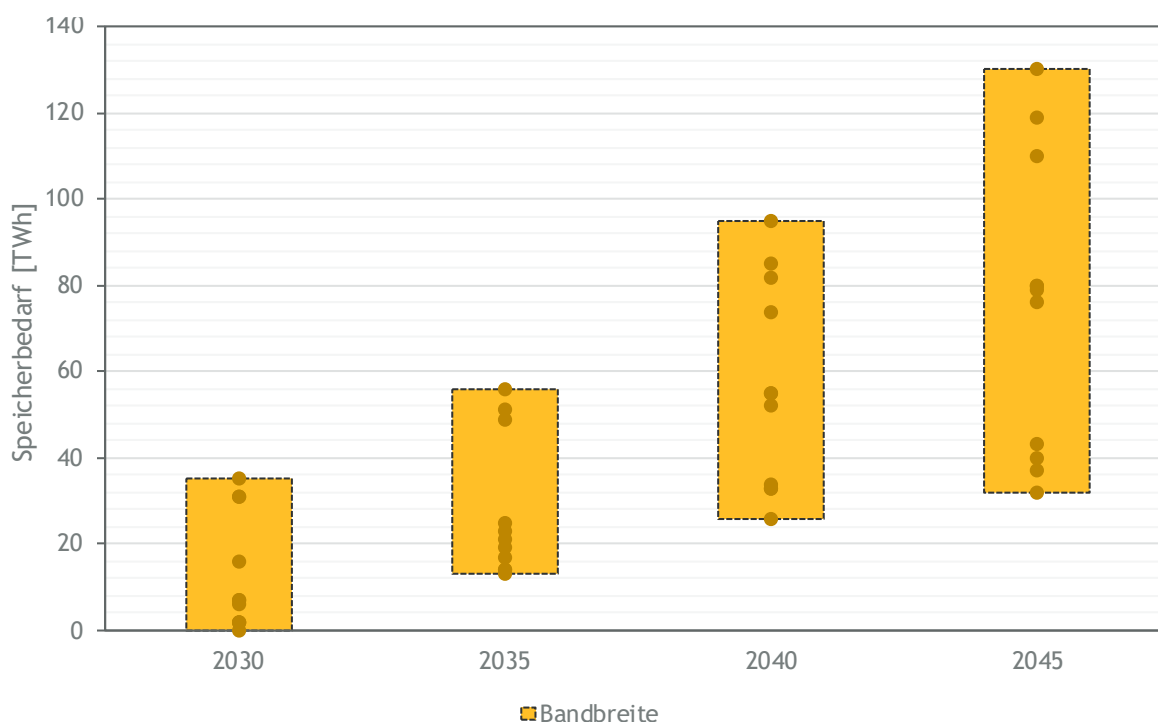


Abbildung 45: Wasserstoffspeicherkapazität in ausgewählten Szenarien⁵⁹

Im Rahmen von IPCEI und PCI wurden 7 Projekte in Deutschland mit einer Gesamtkapazität von 1,1 TWh ausgewiesen (BMWK, 2024c; dena, 2024). Die Hydrogen Infrastructure Map gibt 30 Projekte mit einer Gesamtkapazität von 15 TWh in Deutschland an (ENTSOG, 2025). Daten des Ten-Year Network Development Plans 2024 umfassen 18 Projekte mit einer Gesamtkapazität von 12,6 TWh (ENTSOG, 2024). Die Kapazität von bisher angekündigten Projekten liegt somit im mittleren bis unteren Bereich der Bandbreite der Szenarien im Jahr 2030. Der Neubau von Salzkavernen zur Wasserstoffspeicherung kann bis zu 13 Jahre dauern. Der Realisierungszeitraum kann auf ca. sechs Jahre verkürzt werden, wenn bestehende Kavernen umgewidmet werden können oder bestehende obertägige Infrastruktur genutzt werden kann (dena, 2024). Für den Aufbau von Speicherkapazitäten ist auch die Etablierung eines Speichermarkts notwendig. Die Zusammensetzung eines zukünftigen Speichermarkts, u. a. hinsichtlich Marktteilnehmer und gehandelter Produkte, ist jedoch noch unklar.

4.5.3.2 Wasserstofftransportnetz

Die Planung einer kosteneffizienten und systemdienlichen Wasserstoffinfrastruktur steht vor mehreren grundlegenden Herausforderungen. Eine zentrale Problematik ist das sogenannte Henne-Ei-Problem: Der Aufbau von Transportleitungen ist kosteneffizient bei ausreichender Nachfrage - gleichzeitig entsteht diese Nachfrage oft erst, wenn eine entsprechende Infrastruktur vorhanden ist oder zugesichert wird. Die Planung des Transportnetzes kann dabei eine wichtige Lenkungsfunktion übernehmen: Durch den gezielten Netzausbau können Investitionen in Elektrolyseure, Kraftwerke und Speicher angeregt werden, indem Anschlussmöglichkeiten geschaffen, Standortentscheidungen erleichtert und die Planungssicherheit erhöht werden. Neben dem

⁵⁹ (BDI/BCG/IW, 2025; BMWK LFS, 2024; EWI, 2024e; Fraunhofer ISE, 2024b; INES - Initiative Energie speichern, 2025)

direkten Anschluss ans Kernnetz ist auch der Netzanschluss über ein mögliches Verteilnetz zu beachten.

Das Wasserstoff-Kernnetz wurde von FNB Gas e.V. übermittelt und im Oktober 2024 von der Bundesnetzagentur genehmigt. Bis 2032 sollen über 9.000 km Wasserstoffleitungen in Betrieb genommen werden, davon ca. 60 % umgestellte Erdgasleitungen. Die geplanten Investitionskosten belaufen sich auf 18,9 Milliarden Euro (FNB Gas, 2024). Die Grundlage für das Szenario des Kernnetzes stellt eine Marktabfrage aus dem Jahr 2021 dar, die anhand von zum Planungszeitpunkt aktuellen Projektentwicklungen und den Wasserstoffstrategien der Bundesländer angepasst wurde. Ein von der BNetzA beauftragtes Gutachten zum Hochlaufnetzentgelt kommt zu dem Fazit, dass sich seit der Planung des Kernnetzes grundlegende Annahmen geändert haben und es dadurch zu substanziellem Leerstand und Kosten kommen könnte. Im Bezugsszenario wird die vollständige Nutzung der Netzkapazitäten erst im Jahr 2040 erreicht (Fraunhofer IEG, 2025).

Tabelle zeigt die Einspeiseleistungen im geplanten Kernnetz. Die Einspeiseleistung der Elektrolyseure lässt bei einem Wirkungsgrad von 70 % auf eine elektrische Leistung von ca. 18 GW_{el} schließen. Dieser Wert liegt deutlich über den in einschlägigen Datenbanken abgeschätzten Zubau bis 2030 sowie über der Mehrzahl der normativen Szenarien. Die berücksichtigte Einspeiseleistung an Grenzübergangspunkten kann hier nicht mit Importen gleichgesetzt werden, da Deutschland als Transitland im europäischen Wasserstofftransportnetz agieren könnte und über die Grenzübergangspunkte Wasserstoff sowohl importieren als auch exportieren könnte. Weiterhin wird für Schiffsimporte eine Einspeiseleistung von über 16 GW_{th} berücksichtigt, womit je nach Auslastung Importmengen von 60-130 TWh möglich wären (bei Volllaststunden von 4.000-8.000 h).

**Tabelle 9: Berücksichtigte Einspeiseleistung im Wasserstoff-Kernnetz im Jahr 2032,⁶⁰
umgerechnet auf den Heizwert**

Gesamt	davon Elektrolyse	davon Wasserstoffspeicher	davon Grenzübergangspunkte	davon Sonstige (v. a. Schiffsimporte)
85,4 GW _{th}	12,7 GW _{th}	6,8 GW _{th}	49,1 GW _{th}	16,1 GW _{th}

Tabelle zeigt die Ausspeisemengen, die für das Wasserstoffkernnetz berücksichtigt wurden. Grundlage für die Berücksichtigung im Wasserstoff-Kernnetz bilden IPCEI- und PCI-Projekte. Für die Abschätzung der Wasserstoffbedarfe in der Industrie wurde zusätzlich eine im Rahmen der Marktabfrage ermittelte Projektliste zugrunde gelegt, die jene Industriezweige beinhaltet, bei denen keine andere sinnvolle Option zur Dekarbonisierung des Industrieprozesses erwartet wurde (FNB Gas, 2024). Vergleicht man die für das Wasserstoffkernnetz berücksichtigte Ausspeisemenge im Jahr 2032 mit der Wasserstoffnachfrage in den betrachteten Szenarien im Jahr 2030 (vgl. Abschnitt 4.5.1), so wird deutlich, dass diese den Wasserstoffbedarf im Großteil der Studien deutlich übersteigt. Dies kann u. a. darauf zurückgeführt werden, dass die Ausspeisemengen auf einer Marktabfrage basieren, in welcher ohne Bezug zu Preisen oder Zahlungsbereitschaften potenzielle, langfristige Wasserstoffbedarfe abgefragt wurden (FNB Gas, 2024).

⁶⁰ (FNB Gas, 2024)

**Tabelle 10: Berücksichtigte Ausspeisemengen im Wasserstoff-Kernnetz im Jahr 2032, ⁶¹
umgerechnet auf den Heizwert**

Gesamt	davon Stahlin- dustrie	davon Chemiein- dustrie	davon Raffinerien	davon sonstige Industrie	davon KWK-Anlagen	davon Speicher
235,1 TWh	42,3 TWh	27,1 TWh	25,4 TWh	1,7 TWh	132,8 TWh	9,3 TWh

Kraft-Wärme-Kopplungs-Standorte (KWK) wurden berücksichtigt, um einen Fokus auf Standorte mit hohem Wärmebedarf zu legen, bei denen KWK auch zukünftig eine wichtige Rolle spielen könnte. Unter der Annahme von 2.500 jährlichen Volllaststunden wurden bereits bestehende Anlagen ab einer elektrischen KWK-Leistung von 100 MW berücksichtigt, die auf eine spätere Wasserstoffnutzung umgestellt werden sollen. Abschnitt 4.1.1.2 zeigt allerdings, dass in den analysierten Studien angenommen wird, dass ein großer Teil der Fernwärme zukünftig durch Elektrifizierung dekarbonisiert werden könnte.

Zur Bestimmung der Ein- und Ausspeiseleistung der Speicher wurden Projekte an 12 Speicherstandorten mit IPCEI-Förderung oder mit konkreten Anhaltspunkten für Investitionen berücksichtigt. Die Anzahl aktuell angekündigter Projekte in Deutschland liegt je nach Datengrundlage zwischen 18 und 30 Projekten, wobei hier auch Projekte in einem weniger fortgeschrittenen Stadium erfasst wurden.

Nach §§15a ff EnWG sind die FNB zusammen mit den regulierten Betreibern von Wasserstofftransportnetzen verpflichtet, alle zwei Jahre einen bundesweiten Netzentwicklungsplan (NEP) für Gas und Wasserstoff zu erarbeiten. Mit diesem Planungsinstrument soll die zukünftige Entwicklung des Gas- und Wasserstoffnetzes in Deutschland koordiniert werden. Hierzu wurde ein Szenario-rahmen entwickelt, der auf der SES basiert und im April 2025 durch die Bundesnetzagentur genehmigt wurde (BNetzA, 2025f). Hierbei wurden drei Szenarien gewählt, die unterschiedliche Entwicklungen im Wasserstoffmarkthochlauf skizzieren: Für Szenario 1 und 2 werden die Langfristszenarien O45-H2 bzw. O45-Strom herangezogen (BMWK LFS, 2024). Szenario 3 basiert auf dem O45-Strom Szenario, allerdings unter der Annahme eines verzögerten und weniger weitreichenden Ausstiegs aus dem Erdgasmarkt. Auf dieser Grundlage wird aktuell der erste Entwurf des ersten NEP Gas und Wasserstoff erarbeitet. Eine Verzahnung mit dem Netzentwicklungsplan Strom besteht derzeit nur punktuell. Potenzielle zusätzliche Maßnahmen aus dem NEP sind nicht Teil des Wasserstoff-Kernnetzes und werden somit auch nicht über das Amortisationskonto abgesichert.

Infrastruktur für kohlenstoffarmen Wasserstoff

Die Produktion von kohlenstoffarmem (blauem) Wasserstoff mittels Dampfreformierung erfordert die Abscheidung und Speicherung von CO₂. Eine großskalige Produktion von blauem Wasserstoff setzt den Aufbau einer CO₂-Transport- und Speicherinfrastruktur voraus. Bei einer Abscheiderate von 95 % würden bei einer Produktion von 100 TWh/a blauem Wasserstoff jährlich 1,4 Millionen Tonnen CO₂ emittiert und ein Transport- und Speicherbedarf von 26 Millionen Tonnen CO₂ entstehen (EWI, 2025b). Zum Vergleich: Die Gesamtemissionen in Deutschland im Jahr 2030 lagen bei ca. 670 Millionen Tonnen CO₂ (UBA, 2025). In der Praxis ist bisher kaum CO₂-Transport- und

⁶¹ (FNB Gas, 2024)

Speicherinfrastruktur vorhanden und der flächendeckende Ausbau erfordert lange Vorlaufzeiten. Das Projekt „Northern Lights“ in Norwegen ist eins der größten derzeitigen Projekte in Europa und verfügt aktuell über eine Kapazität von 1,5 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr (Equinor, 2024).

Regulatorisch sind das Kohlendioxidspeichergesetz (KSpG) und der Net Zero Industry Act der EU maßgeblich. Die im Kabinett beschlossene Novelle des KSpG sieht vor, die CO₂-Speicherung Offshore sowie Onshore über eine Opt-in-Regelung der Bundesländer zu ermöglichen (BMWE, 2025a). Der Net Zero Industry Act schreibt bis 2030 eine jährliche Einspeicherkapazität von 50 Millionen Tonnen CO₂ in der EU vor und verpflichtet Öl- und Gasunternehmen zu deren Bereitstellung (EU-Kommission, 2023b). Für die CO₂-Transportinfrastruktur fehlt allerdings bislang ein vollständiger regulatorischer Rahmen (EWI, 2025b; FfE, 2025c).

Die Produktion von kohlenstoffarmem Wasserstoff kann in direkter Konkurrenz zur erneuerbarer Wasserstoffproduktion stehen im Hinblick auf Ressourcen wie Finanzierung, Förderung und Baukapazitäten. Im zukünftigen Energiesystem können daraus Pfadabhängigkeiten entstehen, die langfristige Klimaziele tangieren.

4.5.4 Wasserstoffkosten und Preisbildung

In diesem Abschnitt werden die Kosten und Kostendeterminanten der Bereitstellung von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff sowie weitere Preisbestandteile für die Speicherung und den Transport analysiert.

Produktionskosten für erneuerbaren Wasserstoff in Deutschland

Die Produktionskosten für erneuerbaren Wasserstoff in Deutschland variieren im Jahr 2025 laut aktuellen Studien stark mit 147-357 €/MWh, vgl. Abbildung 46. Hauptursachen für diese Spannweite sind Unterschiede bei der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien, Investitionskosten sowie Volllaststunden der Elektrolyseure. Tatsächliche Kosten bzw. Preise sind in den Gebotsrunden der European Hydrogen Bank und dem EEX Wasserstoff-Index HYDRIX zu sehen. In der ersten Auktionsrunde der European Hydrogen Bank haben die Projekte ihre Gestehungskosten mit durchschnittlich 349 €/MWh angegeben, während der HYDRIX im ersten Halbjahr 2025 Preise von 220-261 €/MWh auswies (EEX, 2025; EU-Kommission, 2025b).⁶² Demgegenüber könnten indikative Zahlungsbereitschaften von ca. 50-100 €/MWh liegen, wenn der Einsatz von Erdgas als Referenz genutzt wird.⁶³ Kosten für die Prozessumstellung sind dabei nicht berücksichtigt. Damit übersteigen die Produktionskosten kurz- bis mittelfristig trotz EU-ETS die Zahlungsbereitschaften deutlich.

Für den Strombezug für grünen Wasserstoff ist die Definition von Renewable Fuel of Non-Biological Origin (RFNBO) auf EU-Ebene entscheidend (EU-Kommission, 2023a). Ein Strombezug am Strommarkt ist nur bei einem Anteil von 90 % Erneuerbaren Energien in einer Gebotszone möglich, ansonsten sind weitere Kriterien (u. a. Zusätzlichkeit, temporale und geographische Korrelation) zu beachten. In Deutschland sind daher Power Purchase Agreements (PPAs) notwendig. Dabei greift das Zusätzlichkeitskriterium ab 2028: Neue PPAs müssen mit EE-Anlagen geschlossen werden, die maximal 36 Monate alt sind. Bei früherer Inbetriebnahme des Elektrolyseurs dürfen

⁶² In der ersten Gebotsrunde der European Hydrogen Bank haben sieben Projekte mit Geboten für eine Förderung von 11-15 €/MWh einen Zuschlag erhalten. In der zweiten Gebotsrunde haben 15 Projekte mit Geboten mit 6-18 €/MWh einen Zuschlag erhalten.

⁶³ Abschätzung basiert auf einem Erdgaspreis von 35 €/MWh und einem CO₂-Zertifikatspreis von 70-300 €/t CO₂.

ältere, nicht mehr geförderte EE-Anlagen genutzt werden. Die zeitliche Korrelation zwischen EE-Stromerzeugung und Wasserstoffproduktion ist bis Ende 2029 monatlich, ab 2030 stündlich vorgeschrieben.

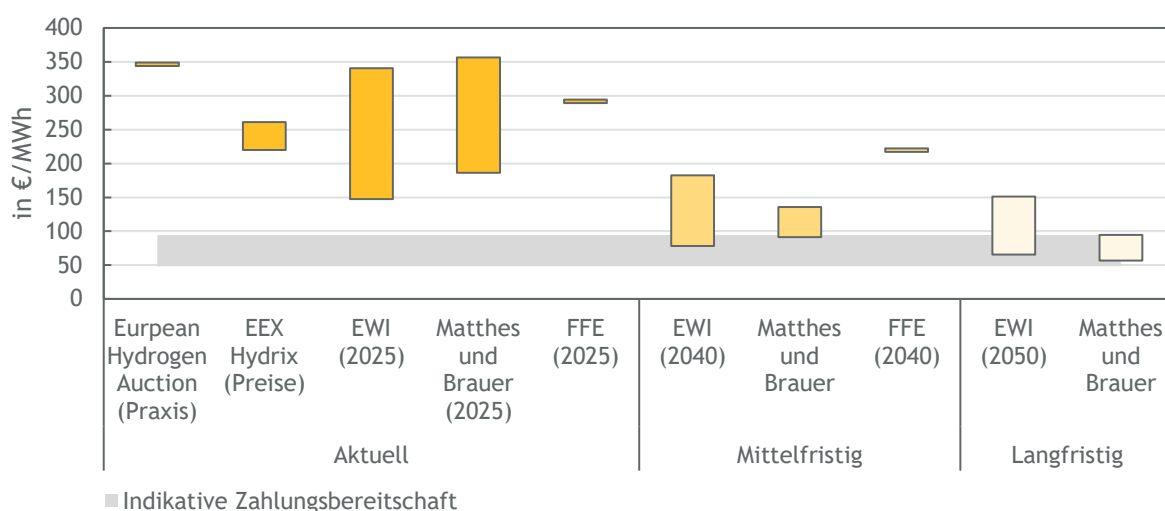


Abbildung 46: Produktionskosten von erneuerbarem Wasserstoff in Deutschland^{64,65}

Kostensenkungspotenziale und Einflussfaktoren

Die analysierten Studien geben mittelfristig Produktionskosten von 78-222 €/MWh und langfristig von 57-151 €/MWh an. Maßgeblich hierfür sind sinkende Strombezugskosten sowie Lern- und Skaleneffekte durch Projekt- und Markthochlauf („Numbering Up“ und „Scaling Up“).

Strombezugskosten stellen bis zu 75 % der Gesamtkosten dar und sind damit ein zentraler Stellhebel für die Reduktion der Wasserstoffgestehungskosten (EWI, 2025a; Matthes & Brauer, 2025). Für 2025 werden in den analysierten Studien Strombezugskosten zwischen 80-100 €/MWh angenommen. Langfristig könnten diese auf 35-50 €/MWh sinken. Kostenminderungen können sich durch einen günstigeren Strombezug, höhere Effizienz der Elektrolyse und regulatorische Anpassungen ergeben. Besonders bei Windenergie ermöglichen höhere Auslastungen der Elektrolyseure geringere Kosten gegenüber Photovoltaik. Die Kombination beider Technologien kann die Kosten um bis zu 21 % senken (Casas Ferrús et al., 2024). Einige Studien ermitteln, dass die RFNBO-Kriterien die Produktionskosten erhöhen. Die Nutzung von bestehenden EE-Anlagen könnte z. B. die Kosten um ca. 40 €/MWh senken (Frontier Economics, 2021). Höhere Anforderungen hinsichtlich der zeitlichen Korrelation können Betrieb und Beschaffung erschweren und ebenfalls zu höheren Bereitstellungskosten führen im Vergleich zur Teilnahme am Strommarkt (Frontier Economics, 2021).

Elektrolyseurkosten tragen derzeit mit bis zu 50 % zu den Gesamtkosten bei. FFE (2025) kalkuliert für das Jahr 2025 mit Investitionskosten von 3.120 €/kW_{el}, (EWI, 2025a) mit 2.740 €/kW_{el}. Matthes & Brauer (2025) gehen kurzfristig von 1.200-1.700 €/kW_{el} aus. Frühere Studien unterschätzten die Investitionskosten teils deutlich, u. a. durch Vernachlässigung physischer Nebenkosten

⁶⁴ In den dargestellten Studien erfolgt der Strombezug RFNBO-konform. Eine Fortführung der Netzentgeltbefreiung wird dabei vorausgesetzt, Baukostenzuschüsse werden nicht berücksichtigt.

⁶⁵ (EEX, 2025; EWI, 2025a; FfE, 2025b; Matthes & Brauer, 2025)

(Transformatoren, Kompressoren) sowie indirekter Kosten (Fläche, Planung, Versicherung). Entscheidend sind zudem Lebensdauer und Wirkungsgrad der Elektrolyseure sowie die Finanzierungskosten, die stark durch Marktrisiken beeinflusst werden (EWI, 2025a; Matthes & Brauer, 2025). Weitere Faktoren sind fixe Betriebskosten und der Wasserbezug. Langfristig werden deutliche Kostensenkungen erwartet. Matthes und Brauer (2025) nehmen langfristig Investitionskosten von 350-500 €/kW_{el} an. In EWI (2025a) sinken die Investitionskosten auf ca. 1.000 €/kW_{el}, wobei die Durchdringungsrate und damit die Skaleneffekte auf dem World Energy Outlook 2024 basieren. Lerneffekte und Skalenvorteile könnten die Investitionskosten laut Glenk et al. (2023) bei jeder Verdopplung der Kapazität um ca. 15 % senken.

Bereitstellungskosten von Wasserstoffimporten

Die untersuchten Studien gehen davon aus, dass der Wasserstoffbedarf langfristig aufgrund von attraktiveren EE-Potenzialen zu einem größeren Anteil aus Importen gedeckt wird (vgl. Abschnitt 4.5.2). Auch bei einer Produktion im Ausland bleibt das Kostenniveau allerdings vorerst hoch, wenngleich die Produktionskosten in vielen Ländern unter denen Deutschlands liegen (Agora Industrie & TUHH, 2023; EWI, 2025a; Wietschel et al., 2024). Entscheidende Kostentreiber sind dabei ebenfalls Strombezug, Elektrolysekosten, Finanzierung, Auslastung sowie zusätzlich der internationale Transport. Abbildung 47 zeigt die Bereitstellungskosten von Wasserstoffimporten nach Deutschland im Vergleich zur heimischen Produktion.

Bereits im europäischen Ausland können Produktionskosten geringer ausfallen als in Deutschland. Insbesondere die lokalen EE-Potenziale beeinflussen die Stromkosten erheblich. In Norwegen kann dafür Wasserkraft genutzt werden (Agora Industrie & TUHH, 2023), während in Nordwest- und Nordeuropa Onshore- und Offshore-Windpotenziale genutzt werden können. Für 2030 werden die Kosten in den Niederlanden und Großbritannien mit 137 €/MWh angegeben, etwa ein Drittel weniger als in Deutschland v. a. aufgrund höherer Vollaststunden (EWI, 2025a). Transportkosten können durch kurze Distanzen und Umnutzung bestehender Erdgasinfrastruktur niedrig ausfallen: Der Transport von Wasserstoff durch eine umgewidmete Erdgaspipeline könnte ca. 8 Euro pro 1000 km kosten.⁶⁶ Auch in Spanien und Nordafrika können durch PV- und Windenergie niedrigere Produktionskosten erzielt werden. Spanien könnte über den Neubau einer Pipeline Wasserstoff nach Nordeuropa exportieren (Enagas, 2025). Zwischen Algerien und Europa besteht Gasinfrastruktur, welche aktuell allerdings noch für den Transport von Erdgas genutzt wird. In Marokko könnten die Produktionskosten im Jahr 2030 bei Windnutzung 106 €/MWh und bei PV-Nutzung 162 €/MWh betragen (EWI, 2025a). Bei einer Kombination an einem hybriden Standort könnten die Produktionskosten noch geringer sein. Der Transport von der Küste Marokkos nach Deutschland per neugebauter 48-Zoll-Pipeline könnte ca. 35 €/MWh kosten. Allerdings liegen viele der besten EE-Standorte im Süden Marokkos, was zusätzlichen Infrastrukturbedarf erfordert (Wietschel et al., 2024), und Marokko ist bisher nicht an das europäische Erdgasnetz angebunden.

Außerhalb Europas bieten weitere Regionen durch hohe Vollaststunden besonders günstige Produktionsbedingungen. Für den Export nach Deutschland ist dabei maritimer Transport erforderlich, wobei Flüssigwasserstoff und Ammoniak (inkl. Cracking) die wirtschaftlichsten Optionen darstellen könnten (EWI, 2025a; Wietschel et al., 2024). Während beim Pipelinetransport die Distanz entscheidend ist, dominieren beim maritimen Transport die Umwandlungskosten sowie die

⁶⁶ Abschätzung basierend auf Angaben in (EHB, 2023): umgewidmeten 48-Zoll-Pipeline bei 75 % Auslastung

Marktreife vorhandener Technologien. So könnten die zusätzlichen Kosten für die Synthese und das Cracking von Ammoniak rund 130 €/MWh betragen (EWI, 2025a). Durch externe Wärmenutzung oder niedrige Wasserstoffkosten können sich Crackingkosten reduzieren lassen (Kanaan et al., 2023). Flüssigwasserstoff kann für kurze Strecken günstiger sein, ist jedoch technologisch weniger ausgereift als Ammoniak (IEA, 2024b). Im Rahmen der ersten Auktion von H2Global wurden Preise von 811 Euro für eine Tonne erneuerbaren Ammoniak erzielt, was Bereitstellungskosten von rund 240 €/MWh entspricht, inkl. Transport und Umwandlung.⁶⁷ Laut Wietschel et al. (2024) könnten sich Pipeline- und maritime Bereitstellungskosten langfristig angleichen. Maritime Bereitstellungskosten könnten somit langfristig unter 100 €/MWh liegen, wobei Importe aus Kanada oder Brasilien kostengünstiger sein könnten als Pipelineimporte aus Marokko, bedingt durch höhere Produktionskosten und lange Transportwege aus Nordafrika. Bei maritimen Importen ist zusätzlich der Einfluss eines globalen Marktes und weiteren Nachfragern zu beachten. Bei der Etablierung von maritimen Wertschöpfungsketten könnten weitere Marktteilnehmer wie Japan und Südkorea eine wichtige Rolle spielen.

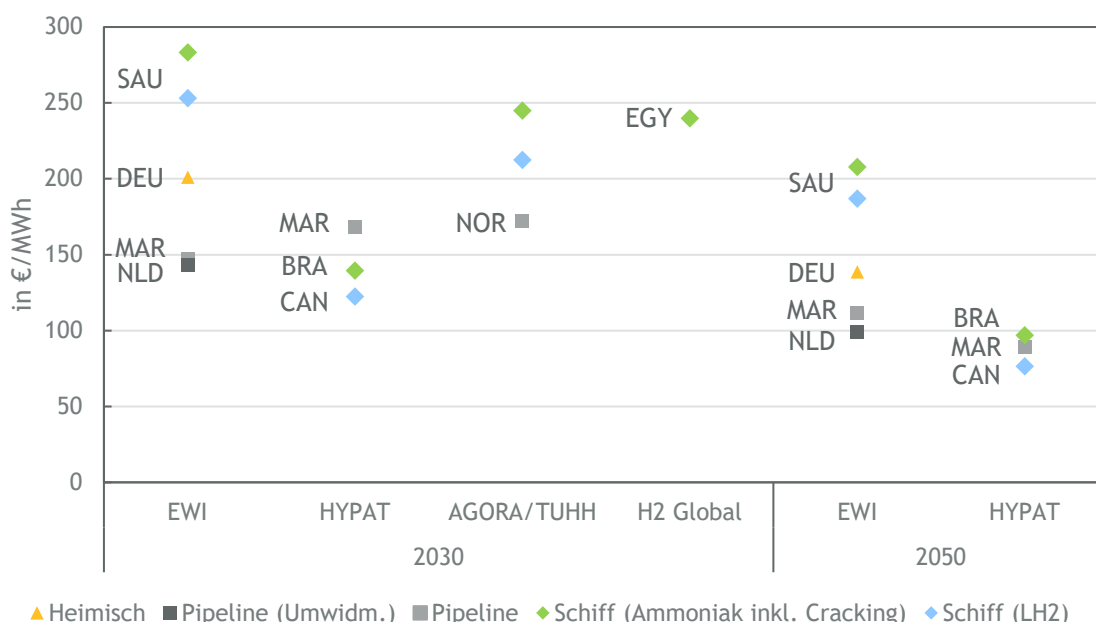


Abbildung 47: Wasserstoffbereitstellungskosten von Importen nach Deutschland im Vergleich zur heimischen Erzeugung⁶⁸

Kohlenstoffarmer Wasserstoff

Kohlenstoffarmer Wasserstoff, insbesondere bereitgestellt durch Dampfreformierung von Erdgas mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (blauer Wasserstoff), könnte zur Ausweitung des Angebots im Wasserstoffmarkthochlauf beitragen. Die EU-Kommission hat im Juli 2025 einen delegierten Rechtsakt vorgelegt, der für kohlenstoffarme Kraftstoffe eine Treibhausgaseinsparung von mindestens 70 % gegenüber einem fossilen Referenzprozess verlangt (EU-Kommission, 2025a). Daraus ergibt sich ein Schwellenwert von ca. 3,4 kg CO₂-Äq./kg H₂. Dieser berücksichtigt direkte Emissionen, pauschale Vorkettenemissionen sowie indirekte Emissionen aus dem Stromverbrauch. Bei einer CO₂-Abscheidungsrate von ca. 90 % kann der Schwellenwert eingehalten werden (EWI,

⁶⁷ Produktionskosten von ca. 160 €/MWh bezogen auf den Heizwert von Ammoniak (HINT.Co, 2024), zzgl. Kosten für Transport und Cracking (EWI, 2025a; Kanaan, 2023)

⁶⁸ (Agora Industrie & TUHH, 2023; EWI, 2025a; HINT.Co, 2024; Wietschel et al., 2024)

2025b), wenn die Vorkettenemissionen höher angesetzt werden hingegen ggf. nicht (BDEW, 2024a). Blauer Wasserstoff basierend auf norwegischem Erdgas und Pipelinetransport könnte insgesamt geringere Emissionen aufweisen als blauer Wasserstoff basierend auf Erdgas aus anderen Weltregionen mit Schiffstransport (Kockel et al., 2024). Dabei ist blauer Wasserstoff nicht klimaneutral, da Restemissionen verbleiben und der Primärenergieeinsatz von Erdgas gegenüber der direkten Nutzung von Erdgas steigt.

Die Bereitstellungskosten von blauem Wasserstoff in Deutschland könnten zwischen 70 €/MWh und 180 €/MWh liegen, vgl. Abbildung 48. Die Kosten übersteigen meist die indikativen Zahlungsbereitschaften, außer bei günstigem Erdgasbezug, niedrigen Finanzierungskosten, guten Skaleneffekten und vorhandener, kostengünstiger Infrastruktur (CO₂-Netz und -Speicher) (EWI, 2025b).

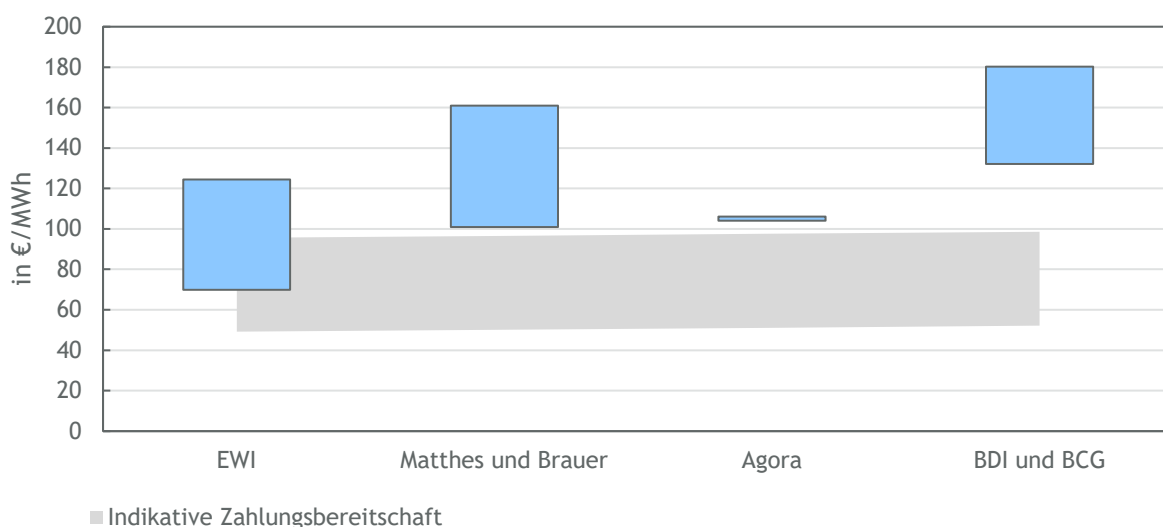


Abbildung 48: Aktuelle Produktionskosten für kohlenstoffarmen Wasserstoff basierend auf Dampfreformierung mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung unter der Voraussetzung von verfügbarer Infrastruktur⁶⁹

Mit Anteilen von bis zu 77 % an den Gesamtkosten ist der Erdgaspreis die zentrale Kostendeterminante (EWI, 2025b; Matthes & Brauer, 2025). Deutschland ist Preisnehmer auf dem globalen Gasmarkt und damit globalen Preisschwankungen ausgesetzt. Ein Überangebot könnte künftig zu sinkenden Preisen und damit niedrigeren Produktionskosten führen (Matthes & Brauer, 2025). CO₂-Transport und -Speicherung machen bis zu 40 % der Bereitstellungskosten aus. In den Studien liegt die Kostenbandbreite bei 30-150 €/t CO₂ (Matthes & Brauer, 2025) bzw. 40-90 €/t CO₂ (EWI, 2025b), abhängig von Faktoren wie Transportdistanz, Pipelineanbindung und Auslastung. Unterschiede in den Annahmen hierzu erklären einen großen Teil der Schwankungen der ausgewiesenen Produktionskosten. Weiterhin beeinflussen die Verfügbarkeit und Auslastung bestehender Pipelines die Wirtschaftlichkeit erheblich (EWI, 2025b). Ohne verfügbare Pipelineinfrastruktur können die Produktionskosten höher liegen, da der Transport via Schiff erfolgen müsste.

Weitere Wasserstoffkostenbestandteile

Aufgrund fluktuierender Bereitstellung und Nachfrage kann es notwendig sein, Wasserstoff zu speichern. Die Kosten für die Speicherung in Salzkavernen werden überwiegend durch die Investitionskosten sowie die Zyklenzahl der Speicher bestimmt und liegen laut EWI (2024c) zwischen

⁶⁹ (Agora Energiewende and Agora Industry, 2024; BDI/BCG/IW, 2025; EWI, 2025b; Matthes & Brauer, 2025)

15 €/MWh und 120 €/MWh, bezogen auf die Ausspeichermenge. Mehr et al. (2024) ermitteln eine niedrigere Spannweite von etwa 7,5–45 €/MWh, während Salmachi et al. (2024) in ihrer Analyse von Kosten zwischen 39 €/MWh und 75 €/MWh ausgehen. Die unterschiedlichen Bandbreiten spiegeln vor allem Unsicherheiten hinsichtlich technischer Auslegung und Nutzungsintensität der Speicher wider. Die Speicherung von Wasserstoff kann somit die Bereitstellungskosten erhöhen. Dies betrifft jedoch nur die Wasserstoffmenge, bei der Angebot und Nachfrage zeitlich entkoppelt sind. Für Wasserstoff, der unmittelbar verbraucht wird, fallen keine zusätzlichen Speicheraufwendungen an. Importe und die Produktion von kohlenstoffarmem Wasserstoff können ggf. eine höhere Flexibilität aufweisen, was die Speicherkosten gegenüber volatilem, erneuerbarem Wasserstoff reduzieren könnte.

Transportkosten innerhalb von Deutschland sind ein weiterer Kostenbestandteil. Im Juli 2025 hat die BNetzA die Festlegung des Hochlaufnetzentgeltes im Wasserstoffkernnetz auf 25 €/kWh/h/a bekanntgegeben, welches alle drei Jahre überprüft werden soll (BNetzA, 2025c). Dieser Wert gilt für eine nicht-unterbrechbare Jahreskapazität und basiert auf einem Gutachten, in dem verschiedene Hintergrundscenarien zum Wasserstoffmarkthochlauf entwickelt wurden (Fraunhofer IEG, 2025). Weiterhin plant die Bundesnetzagentur ergänzend zum Hochlaufentgelt die Festlegung eines ausdifferenzierten Entgeltmodells, das auch unterbrechbare Kapazitätsprodukte berücksichtigen soll. Die konkrete Ausgestaltung der neuen Entgeltmodelle ist Teil einer laufenden Konsultation (BNetzA, 2025e).

Die bestehende Wasserstoffnetzentgeltverordnung (WasserstoffNEV) bietet einen Rahmen zur Ermittlung von Kosten und Entgelten für Wasserstoffnetze. Ihre Anwendung hängt jedoch oft davon ab, dass sich die Betreiber freiwillig der Regulierung unterwerfen. Bisherige Festlegungen der Bundesnetzagentur konzentrieren sich auf das Kernnetz und bieten noch keinen klaren Rahmen für Verteilernetze (Spiekermann et al., 2025).

Preisbildung

Bis auf wenige Ausnahmen (HYDRIX, European Hydrogen Bank) beziehen sich die bisherigen Analysen auf einzelne Bestandteile der Bereitstellungskosten. Dazu gehören die Investitions- und Betriebskosten der Produktion sowie Kosten für die Speicherung und den Transport. Bei der Preisbildung in einem liquiden Markt können grundsätzlich noch staatlich induzierte Preisbestandteile sowie Margen der beteiligten Stakeholder relevant sein. Weiterhin kann geringe Liquidität im Rahmen des Hochlaufs dazu führen, dass Monopole oder Oligopole Einfluss auf die Preisbildung nehmen könnten. Aufgrund des ausstehenden Markthochlaufs gibt es hierzu allerdings noch nicht ausreichend Literatur.

4.5.5 Wasserstoffderivate

In diesem Abschnitt erfolgt eine Analyse der Szenario-basierten Bedarfe von Wasserstoffderivaten wie Ammoniak, Methanol oder synthetische Flüssigkraftstoffe sowie eine Einordnung der Bereitstellungskosten.

Bedarf an Wasserstoffderivaten

Neben dem Wasserstoffbedarf könnte durch die Dekarbonisierung des Energiesystems ein Bedarf an Wasserstoffderivaten entstehen. Wasserstoffderivate sind z. B. synthetisches Ammoniak, Methanol oder Fischer-Tropsch-Brennstoffe wie Benzin und Kerosin. Eine Übersicht über den Bedarf an Wasserstoffderivaten in unterschiedlichen Szenarien ist in Abbildung 49 dargestellt. In allen dargestellten Szenarien ist v. a. eine Nachfrage nach Derivaten im Industrie- und Verkehrssektor zu sehen.

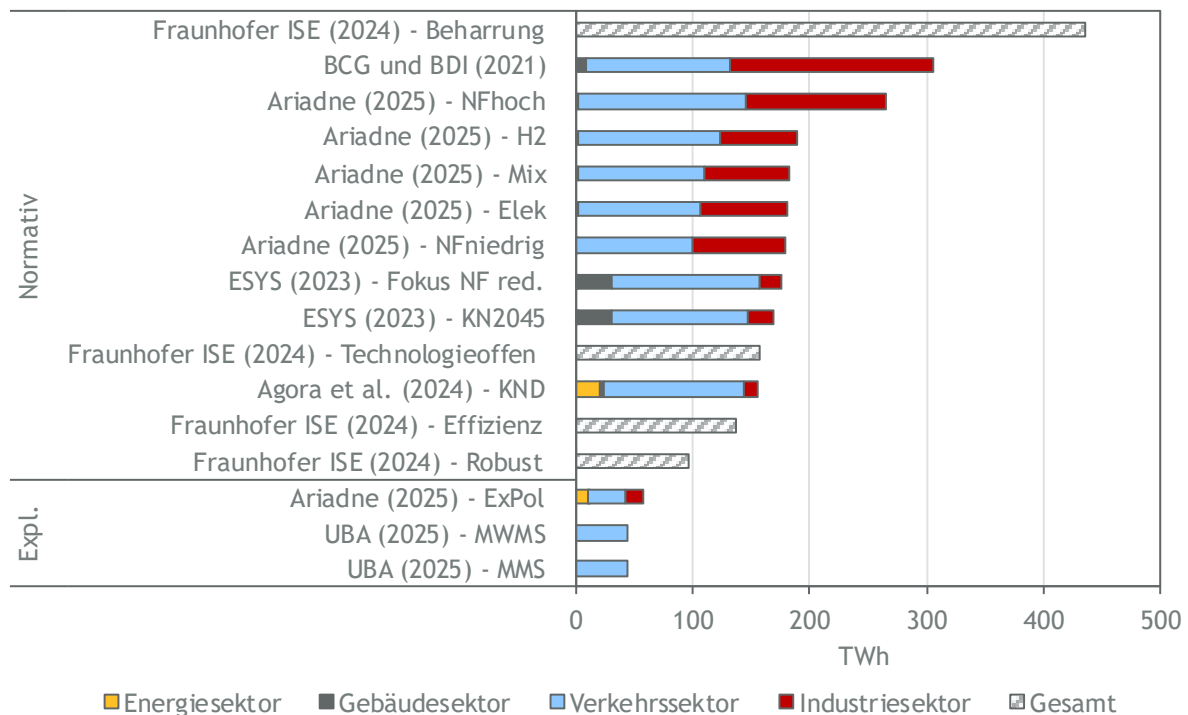


Abbildung 49: Sektorale Nachfrage nach Wasserstoffderivaten im Jahr 2045⁷⁰

Alle normativen Szenarien, die den Bedarf nach Sektoren aufschlüsseln, geben einen robusten Bedarf im Verkehrssektor von 100-150 TWh im Jahr 2045 an. Als mögliche Alternative hierzu gelten in gewissem Umfang Kraftstoffe biogenen Ursprungs. Die normativen Szenarien unterscheiden sich im Hinblick auf den Bedarf im Industriesektor stark. Hier könnten synthetisch hergestellte Kraftstoffe wie Ammoniak und Methanol insbesondere zur Dekarbonisierung der Chemieindustrie beitragen. Dabei ist v. a. der zukünftige Import von Vor-, Zwischen-, oder Endprodukten entscheidend. Synthetisch hergestelltes Methan könnte u. a. zur Prozesswärmebereitstellung eingesetzt werden. Während für den Einsatz erdgasbasierte Anwendungen nicht umgestellt werden müssten, geht die Umwandlung gegenüber Wasserstoff und Elektrifizierung mit größeren Verlusten einher. Der höchste Bedarf im Jahr 2045 basiert auf der Annahme eines weiterhin hohen Bedarfs an Methan im Gebäudesektor und Flüssigkraftstoffen im Verkehrssektor im Szenario *Beharrung*, in dem an bestehenden Technologien wie Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren oder fossilen Heizsystemen länger festgehalten wird (Fraunhofer ISE, 2024b).

⁷⁰ Alle dargestellten Szenarien von Ariadne (2025) beziehen sich auf die jeweilige Szenarienversion des Modells REMIND-EU v1.1. Im Verkehrssektor werden zudem die Ergebnisse des Modells ALADIN für den internationalen Schiffs- und Flugverkehr berücksichtigt. In einigen Szenarien kann allerdings auf Basis der Datengrundlage keine eindeutige Zuordnung nach Sektoren erfolgen.

Tabelle 11 zeigt existierende Instrumente, die die Wasserstoffderivatnachfrage anreizen könnten. Diese beziehen sich auf Quoten auf EU-Ebene, die auf den Einsatz im Schiffs- als auch im Flugverkehr abzielen. In der EU könnte dies zu einer signifikanten Steigerung des Einsatzes von synthetischen Kraftstoffen im Flugverkehr sowie im Schiffsverkehr führen (NOW GmbH, 2023, 2024b).

Tabelle 11: Überblick über derzeit bestehende Instrumente auf EU- und Bundesebene zu Anreizung von Wasserstoffderivatnachfrage⁷¹

Instrument	Art	Betroffene Sektoren	Auswirkungen
Fuel EU Maritime	Quote	Verkehr	Reduzierung der THG-Emissionen im Schiffsverkehr um 6 % bis 2030 und um 80 % bis 2050 RFNBO: Nutzung wird doppelt auf die THG-Reduktion angerechnet, zusätzliches indikatives Ziel von 1 % bis 2031, falls dieses Ziel nicht erreicht wird, kann von der EU Kommission über ein 2 % Ziel in 2034 entschieden werden
ReFuelEU Aviation	Quote	Verkehr	Anteil von Sustainable Aviation Fuel (SAF): 6 % bis 2030 und 70 % bis 2050 (erneuerbar, kohlenstoffarm, biogen, basierend auf Reststoffen oder recycled) Anteil von Synthetic Aviation Fuel: 1,2 % bis 2030 und 35 % bis 2050 (erneuerbar oder kohlenstoffarm)

Die dargelegten Studien zeigen im Verkehrs- und Industriesektor eine signifikante Nachfrage nach Wasserstoffderivaten in einem dekarbonisierten Energiesystem, wobei über die genaue Höhe noch Unsicherheit herrscht. Ein zentrales Problem bei der Auswertung bestehender Studien liegt in der unvollständigen Erfassung relevanter Anwendungsbereiche. Insbesondere der internationale Schiffs- und Flugverkehr wird häufig nur unzureichend berücksichtigt, da die bilanzielle Zuordnung von Emissionen sowie die Frage der Verantwortlichkeit für den Einsatz klimaneutraler Energieträger komplex sind. Darüber hinaus weisen viele Studien Importe von Wasserstoffderivaten entweder nicht oder nur aggregiert aus, wodurch eine transparente Einschätzung der Bedarfe, insbesondere mit Blick auf systemische Zusammenhänge, langfristige Infrastrukturbedarfe sowie Anforderungen an Logistik, Transport und Speicher, erschwert wird.

Kosten für erneuerbare Wasserstoffderivate

Die Nachfrage nach Wasserstoffderivaten hängt - wie bei Wasserstoff - maßgeblich von Produktionskosten und Zahlungsbereitschaft ab. Aufgrund zusätzlicher Umwandlungsschritte liegen die Produktionskosten für erneuerbare Derivate wie Ammoniak, Methanol und Kerosin deutlich über denen von Wasserstoff. Abbildung 50 zeigt die Bereitstellungskosten für die erneuerbaren Derivate Ammoniak, Methanol und Kerosin basierend auf einer Metaanalyse.

Für erneuerbares Ammoniak werden im Jahr 2030 Produktionskosten zwischen 126 €/MWh und 309 €/MWh erwartet (Deloitte, 2024; EWI, 2025a). Die Bandbreite in Deloitte (2024) ergibt sich durch regionale Spezifikationen, wobei die Produktion in Chile, Frankreich, USA, Saudi-Arabien

⁷¹ (NOW GmbH, 2023, 2024b)

und Japan untersucht wurde. Die Kostenspanne von EWI (2025a) ergibt sich aus dem Vergleich von Produktion in Deutschland und Import aus Marokko sowie unterschiedlichen Annahmen zu Degressionen der Investitionskosten. In der ersten H2Global-Auktion wurde ein Preis von 811 €/t (156 €/MWh) für Ammoniak aus Ägypten erzielt (ohne Transportkosten) (HINT.Co, 2024). Bis zum Jahr 2050 könnten die Bereitstellungskosten von Ammoniak auf 75-224 €/MWh sinken (Deloitte, 2024; EWI, 2025a). Die Bereitstellungskosten übersteigen damit auch langfristig die indikativen Zahlungsbereitschaften.⁷² Bis zu 80 % der Kosten entfallen auf Strombezug und Elektrolyse, daher sind diese Kostendeterminanten und zusätzlich Auslastung und Systemintegration sowie Finanzierung entscheidend.

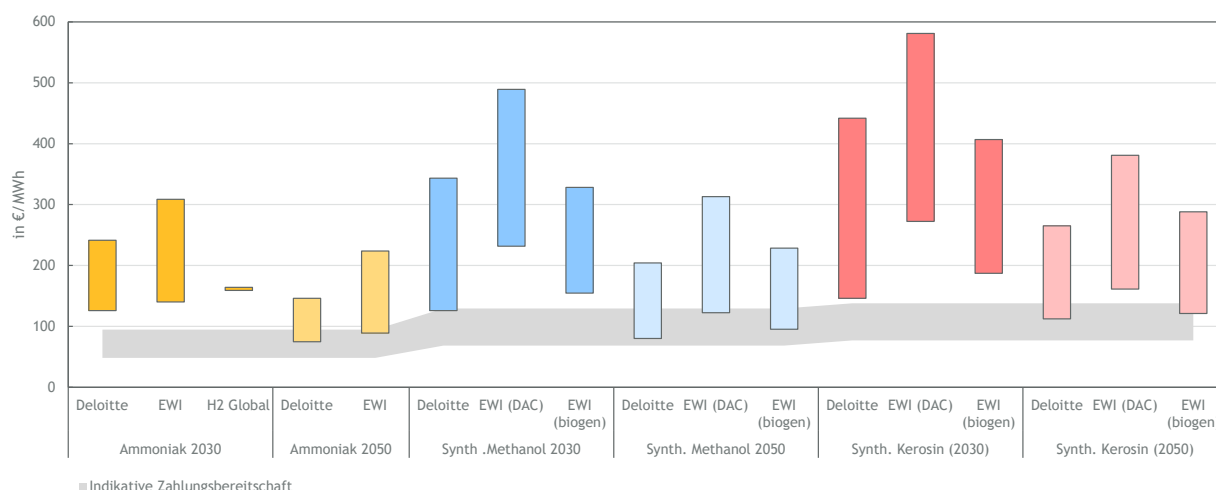


Abbildung 50: Produktionskosten von erneuerbaren Wasserstoffderivaten⁷³

Für synthetisches Methanol ergeben sich ähnliche Kostentreiber. Die Bereitstellungskosten betragen 126-489 €/MWh im Jahr 2030 und könnten bis 2050 auf 80-314 €/MWh sinken. Bis zu 78% der Kosten entfallen auf Strombezug und Elektrolyse, der Rest überwiegend auf die CO₂-Bereitstellung. Die Produktionskosten übersteigen auch hier langfristig die Zahlungsbereitschaften, die mit 70-130 €/MWh abgeschätzt werden.⁷⁴ Synthetisches Kerosin weist aufgrund eines höheren CO₂-Bedarfs und einer geringeren Effizienz des Fischer-Tropsch-Prozesses noch höhere Produktionskosten auf. Für 2030 liegen diese bei 146-581 €/MWh, 2050 bei 110-381 €/MWh (Deloitte, 2024; EWI, 2025a). Auch hier übersteigen die Kosten die indikativen Zahlungsbereitschaften von 80-140 €/MWh.⁷⁵

Die Kosten für Direct Air Capturing (DAC) könnten bei der Bereitstellung von Methanol und Kerosin dabei einen hohen Anteil haben, sind jedoch sehr unsicher (2030: 300-700 €/t CO₂; 2050: 170-500 €/t CO₂), während biogenes CO₂ für unter 30 €/t CO₂ verfügbar sein könnte, jedoch anhand der Ressourcen limitiert ist. Angesichts der begrenzten Verfügbarkeit biogener Quellen wäre zur Substitution heutiger Kerosin- und Schiffsdieselmengen eine CO₂-Abscheidung mit DAC zwingend erforderlich (Deloitte, 2024).

⁷² Die Abschätzung basiert auf einem Vergleichsprozess mit einem Erdgaspreis von 35 €/MWh und einem CO₂ Zertifikatspreis von 70-300 €/t, ohne Kosten für Umrüstung. Als Vergleichsprozess wird Erdgas ausgewählt, da es für fossiles Ammoniak keinen einheitlichen Preisindex gibt.

⁷³ (Deloitte, 2024; EWI, 2025a; HINT.Co, 2024)

⁷⁴ Die Abschätzung basiert auf einem Vergleichsprozess mit einem Schiffsdieselpreis von 50 €/MWh und einem CO₂ Zertifikatspreis von 70-300 €/t CO₂, ohne Kosten für Umrüstung

⁷⁵ Die Abschätzung basiert auf einem Vergleichsprozess mit einem Kerosinpreis von 58 €/MWh und einem CO₂ Zertifikatspreis von 70-300 €/t CO₂, ohne Kosten für Umrüstung

Im Vergleich zu Wasserstoff sind die Transportkosten für Derivate wie Ammoniak, Methanol und Kerosin gering. Die bestehende Transportinfrastruktur und die hohe Energiedichte erlauben einen kosteneffizienten Schiffstransport ohne Rückverstromungsverluste, was die Nutzung globaler EE-Potenziale begünstigt.

4.5.6 Zwischenfazit Wasserstoffhochlauf

Der Markthochlauf von Wasserstoff wird in zahlreichen Studien als ein zentrales Element der Energiewende betrachtet. Sowohl normative als auch explorative Szenarien gehen von signifikanten Wasserstoffbedarfen im Industrie- und Energiesektor aus. Eine hohe Varianz der Gesamtbedarfe ergibt sich insbesondere aus den unterschiedlichen Annahmen zur Rolle von Wasserstoff in einzelnen Anwendungsfeldern im Zusammenspiel mit alternativen Technologien sowie zur Entwicklung der Effizienz und der Industriestruktur. In der Industrie stehen potenzielle Wasserstoffanwendungen insbesondere in der Stahl- und Chemiebranche im Fokus, wobei die Höhe der Bedarfe zusätzlich von den Importmöglichkeiten von Zwischenprodukten beeinflusst wird. In Hochtemperaturprozessen konkurriert Wasserstoff vor allem mit der Elektrifizierung, während im Energiesektor weitere Substitutionsoptionen - etwa durch Flexibilitätsbereitstellung oder Speicherlösungen - bestehen. Im Gebäude- und Verkehrssektor sind die Bedarfe in allen untersuchten Szenarien nicht signifikant.

Für die Bereitstellung von Wasserstoff wird in allen Szenarien aufgrund geringerer Produktionskosten im Ausland ein signifikanter Importanteil angenommen. Dabei sind sowohl die Transportoptionen (Pipeline vs. Schiff) als auch deren infrastrukturelle und wirtschaftliche Rahmenbedingungen relevant. Pipelineimporte können durch kürzere Distanzen und vorhandene Netzinfrasturktur Vorteile bieten, während Schiffsimporte den Zugang zu kostengünstigen Produktionsstandorten außerhalb Europas ermöglichen. Die heimische Wasserstoffproduktion bietet hingegen systemische Vorteile, etwa durch die Möglichkeit zur sektorübergreifenden Nutzung von Flexibilitäten im Stromsystem. Dadurch bedarf der Importanteil vor allem einer politischen Entscheidung, indem der Fokus bestehender oder neuer Instrumente vermehrt auf den Aufbau von heimischen Produktionskapazitäten oder auf Importkapazitäten und internationalen Partnerschaften gelegt werden könnte.

Wasserstoffspeicher gelten als zentrale Flexibilisierungsoption zwischen volatiler Erzeugung und schwankender Nachfrage sowie als Maßnahme zur Steigerung der Versorgungssicherheit, wobei Deutschland dank günstiger geologischer Voraussetzungen eine Schlüsselrolle in Europa einnehmen könnte. Die Szenarien zeigen einen stark variierenden Speicherbedarf, abhängig von Annahmen zu Nachfrage, Rückverstromung, Verfügbarkeit anderer Flexibilitätsoptionen und meteorologischen Bedingungen.

Das Wasserstoff-Kernnetz basiert auf preisunabhängigen Marktabfragen, Projektankündigungen und politischen Zielen, wodurch die prognostizierten Ausspeisemengen teils über dem Bedarf der Szenarien liegen. Unsicherheiten zur Netzauslastung bergen das Risiko wirtschaftlicher Ineffizienzen, insbesondere bei verzögertem Markthochlauf. Aufbauend auf das Kernnetz wird derzeit der Netzentwicklungsplan für Gas und Wasserstoff erarbeitet, der auf dem Szenariorahmen der SES und damit v. a. auf den Langfristszenarien basiert.

Aktuell gibt es trotz bestehender Instrumente kaum marktseitige Nachfrage nach Wasserstoff. Die kurz- bis mittelfristigen Bereitstellungskosten von erneuerbarem Wasserstoff liegen über den indikativen Zahlungsbereitschaften. Bei der Diskussion von Kostensenkungspotenzialen sind insbesondere die Strombezugskosten und die Investitionskosten von Elektrolyseuren von zentraler Bedeutung. Die Strombezugskosten werden vor allem von der Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien und regulatorischen Rahmenbedingungen bestimmt. Investitionskosten für Elektrolyseure könnten perspektivisch durch Skaleneffekte reduziert werden. Voraussetzung dafür ist jedoch eine entsprechende Marktdurchdringung durch ausreichend Nachfrage.

Eine Nutzung von kohlenstoffarmem Wasserstoff aus Erdgas kann Wasserstoffbereitstellungskosten senken, aber auch zu weiteren Abhängigkeiten von fossilen Rohstoffen und CO₂-Infrastruktur führen. Den potenziell niedrigeren Kosten steht gegenüber, dass die Produktion nicht klimaneutral ist, und in direkter Konkurrenz stehen kann zur erneuerbaren Wasserstoffproduktion im Hinblick auf verschiedenartige Ressourcen.

Neben reinem Wasserstoff können auch Wasserstoffderivate zur Treibhausgasneutralität beitragen, insbesondere im internationalen Schiffs- und Luftverkehr sowie als Substitut oder Zwischenprodukt in der Industrie. Diese Anwendungsfelder weisen derzeit eine hohe Unsicherheit hinsichtlich Nachfrageentwicklung und regulatorischer Einbettung auf.

Eine realistische Einschätzung der Zusammenhänge und Zielkonflikte im Wasserstoffsektor ist daher Voraussetzung für die Weiterentwicklung tragfähiger Strategien im Rahmen des Wasserstoffhochlaufs. Vor allem die starken Interdependenzen zwischen dem Wasserstoff- und dem Stromsektor hinsichtlich Nachfrage, Infrastruktur und heimischer Wasserstoffproduktion erfordern einen hohen Grad an gesamtsystemischen Mechanismen.

4.6 Analyse des Stands der Versorgungssicherheit

Dieses Kapitel wurde federführend vom EWI bearbeitet.

Versorgungssicherheit beschreibt die Fähigkeit eines Stromsystems, zu jeder Zeit eine sichere Stromversorgung zu garantieren. Dabei kann die Versorgungssicherheit in vier Dimensionen aufgeteilt werden: marktseitige Versorgungssicherheit, netzseitige Versorgungssicherheit, Systemstabilität und Krisenvorsorge- und Bewältigung.

1. **Marktseitige Versorgungssicherheit** bezeichnet die Fähigkeit des Stromsystems, mit der verfügbaren Erzeugung und Flexibilität ein Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage am Strommarkt herzustellen.
2. **Netzseitige Versorgungssicherheit** bezeichnet die Fähigkeit des Stromnetzes, den Strom von Erzeugungseinheiten zu Verbrauchern zu transportieren.
3. **Systemstabilität** bezeichnet die Fähigkeit des Stromsystems, bei plötzlichen Störungen oder Ausfällen eine sichere Stromversorgung aufrecht zu erhalten.
4. **Krisenvorsorge- und bewältigung** bezeichnet präventive und kurative Maßnahmen, die zur Vorbereitung oder Behebung von außergewöhnlichen Bedingungen im Stromsystem ergriffen werden.

Das Gutachten fokussiert sich auf die ersten drei Säulen der Versorgungssicherheit, da eine Analyse der vierten Säule geheimhaltungspflichtige bzw. sicherheitsrelevante Informationen berühren würde. In diesem Kapitel wird die zukünftige Versorgungssicherheit auf Basis bestehender Analysen erfasst, die jeweils hinsichtlich Methodik und Annahmen eingeordnet werden. Ferner werden Forschungslücken aufgezeigt.

4.6.1 Übersicht Monitoring- und Planungsprozesse

Versorgungssicherheit wird durch eine Vielzahl von Monitoring- und Planungsprozessen auf nationaler und europäischer Ebene erfasst. So bewertet beispielsweise der Monitoringbericht der BNetzA jährlich die aktuelle Versorgungssicherheit in den drei betrachteten Dimensionen und kommt zu dem Schluss, dass die Versorgungssicherheit aktuell hoch ist (BNetzA & Bundeskartellamt, 2025).

Parallel zu dieser Rückschau finden eine Reihe von Planungsprozessen statt, die die Versorgungssicherheit in der Zukunft betreffen. Hinsichtlich der marktseitigen Versorgungssicherheit existieren zwei maßgebliche Planungsprozesse: Auf europäischer Ebene wird das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) von der ENTSO-E jährlich durchgeführt (ENTSO-E, 2024). Im August 2025 wurde das ERAA (2024) von ACER angenommen. Auf nationaler Ebene wird alle zwei Jahre das Versorgungssicherheitsmonitoring Strom⁷⁶ (VSM) der BNetzA veröffentlicht (BNetzA, 2025m). Das VSM berücksichtigt sowohl die marktseitige als auch die netzseitige Versorgungssicherheit. Aus prozessualer Sicht bilden das ERAA und das VSM die Grundlage für Handlungsoptionen im Bereich marktseitiger Versorgungssicherheit: Notwendige Bedingung für die Einführung eines

⁷⁶ Der vollständige Titel der Veröffentlichung lautet „Versorgungssicherheit Strom. Bericht. Stand und Entwicklung im Bereich der Versorgung mit Elektrizität“ und wird im Gutachten vereinfachend als Versorgungssicherheitsmonitoring (VSM) bezeichnet.

Kapazitätsmarkts ist eine Unterschreitung des angestrebten Versorgungssicherheitsniveaus (Reliability Standard, s.u.) in einer der beiden Analysen (Art 25, EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung).

Für die netzseitige Versorgungssicherheit bestehen langfristige Planungsprozesse wie der Netzentwicklungsplan (NEP) und der Ten-Year Network Development Plan (TYNDP), die den Netzausbau sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene planen (ENTSO-E & ENTSO-G, 2024; Übertragungsnetzbetreiber, 2023e). Diese Prozesse gewährleisten eine langfristige Anpassung der Infrastruktur an die zukünftigen Bedürfnisse des Stromsystems.

In der kurzfristigen Perspektive wird eine jährlich wiederkehrende nationale Bedarfs- und Systemanalyse durchgeführt, die den Netzreservebedarf für den kommenden Winter sowie für einen weiteren Zeitraum in den darauffolgenden fünf Jahren ermittelt (BNetzA, 2025l). Darüber hinaus wurde im Jahr 2023 eine Langfristanalyse veröffentlicht, die den Netzreservebedarf für das Zieljahr 2030 unter Berücksichtigung eines vorgezogenen Kohleausstiegs und Erreichung anderer politischer Ziele ermittelt (Übertragungsnetzbetreiber, 2023a). Diese Analyse wurde bisher einmalig veröffentlicht.

Im Bereich der Systemstabilität gibt es mit der Roadmap Systemstabilität einen umfassenden Prozess, bei dem ein breiter Akteurskreis erarbeitet, wie die Systemstabilität auch mit einem Strommix aus 100% erneuerbaren Energien gewährleistet werden kann (BMWK, 2023c). Die Roadmap wird durch den Systemstabilitätsbericht flankiert, der alle zwei Jahre von den ÜNB veröffentlicht werden muss, mit der ersten Veröffentlichung im Januar 2025 (Übertragungsnetzbetreiber, 2025). Der Systemstabilitätsbericht beschreibt den aktuellen Stand der Systemstabilität und identifiziert künftige Handlungsbedarfe. Die BNetzA bewertet den Bericht und gibt Empfehlungen zur Umsetzung.

Abbildung 51 gibt einen Überblick über die zentralen Prozesse im Bereich Versorgungssicherheit und die jeweils betrachteten Jahre und Dimensionen. Dabei sind die einzelnen Prozesse teils verknüpft: So fließen bspw. Szenarienannahmen aus dem NEP in das ERAA und die Roadmap Systemstabilität ein.

Im Folgenden werden die Prozesse für die einzelnen Dimensionen der Versorgungssicherheit mit Blick auf Methodik und Ergebnisse analysiert und Interdependenzen zwischen den einzelnen Prozessen aufgezeigt.

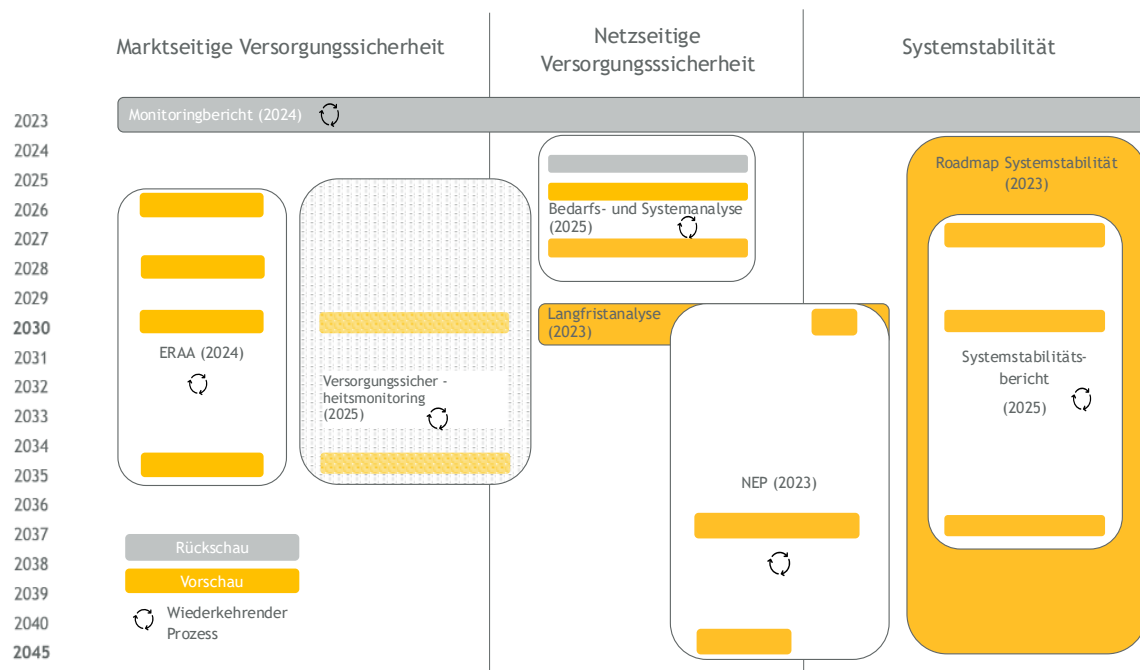


Abbildung 51: Studienübersicht Versorgungssicherheit

4.6.2 Marktseitige Versorgungssicherheit

Ein volkswirtschaftlich effizientes Niveau marktseitiger Versorgungssicherheit beschreibt einen Zustand, in dem die Kosten für die Bereitstellung von Strom mit der Zahlungsbereitschaft der Nachfrage nach Strom im Gleichgewicht stehen. Damit ist das zukünftige Versorgungssicherheitsniveau maßgeblich abhängig von der Entwicklung der Residualnachfrage und der Verfügbarkeit steuerbarer Kraftwerke und Flexibilitäten.

In der EU ist das angestrebte Niveau marktseitiger Versorgungssicherheit für jedes Land über einen Reliability Standard⁷⁷ festgelegt, der nach einer europarechtlich verankerten Methode festgelegt wird. Der Reliability Standard drückt eine erwartete Anzahl von Stunden pro Jahr aus, in denen ein marktseitiger Lastüberhang akzeptiert wird. In Deutschland wird der Reliability Standard durch die BNetzA und das BMWF festgelegt und regelmäßig überprüft. Derzeit ist der Reliability Standard auf 2,77 h/a festgelegt.

Für Deutschland wird das zukünftige marktseitige Versorgungssicherheitsniveau regelmäßig durch das ERAA und das VSM überprüft. Die Methodik dieser Analysen basiert jeweils auf einem stochastischen Ansatz, welcher Wetter- und Ausfallrisiken berücksichtigt. Dabei werden zwei zentrale Indikatoren für marktseitige Versorgungssicherheit quantifiziert:

- Die erwartete Anzahl von Stunden mit Lastüberhang, engl. *Loss of Load Expectation (LOLE)* [h/a]
- Die erwartete nichtgedeckte Nachfrage, engl. *Expected Energy Not Served (EENS)* [GWh/a].

⁷⁷ Der Reliability Standard wird gemäß der Verordnung (EU) 2019/943 als Verhältnis aus den Eintrittskosten neuer Kapazitäten (Cost of New Entry, CONE) und dem Wert nicht gedeckter Nachfrage (Value of Lost Load, VOLL) ermittelt. Der Reliability Standard wird mindestens alle fünf Jahre überprüft oder bei signifikanten Änderungen von Annahmen früher angepasst.

Der resultierende LOLE wird mit dem festgelegten Reliability Standard verglichen. Eine Überschreitung des Reliability Standards in einer der zugrundeliegenden Analysen (ERAA, VSM) stellt eine prozessuale Voraussetzung für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland dar (vgl. Art 21 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt).

Sowohl das ERAA als auch das VSM nutzen einen dreistufigen Modellierungsprozess, um das zukünftige Versorgungssicherheitsniveau zu simulieren. Ausgangspunkt ist eine Datenbasis, welche u. a. die Entwicklung des Kraftwerksparks im Sinne exogener Annahmen zu Zu- und Rückbauten, EE-Anlagen, techno-ökonomische Annahmen wie Kraftwerksnichtverfügbarkeiten und Brennstoffpreise, sowie für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel verfügbare Kapazitäten enthält.

Die im ERAA 2024 getroffenen Annahmen hinsichtlich der Datenbasis basieren maßgeblich auf politischen Zielvorgaben und sind in Tabelle 12 festgehalten. Aufgrund des geringen zeitlichen Abstands zur Veröffentlichung des VSM 2025 werden nur ausgewählte Annahmen und Ergebnisse des VSM diskutiert (s.u.).

Tabelle 12: Zentrale Annahmen ERAA 2024

Kategorie	Annahme
Kohlekapazitäten	Gemäß Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG)
Erneuerbare Energien	Gemäß EEG2023 (Wind Offshore basierend auf geplanten Projekten)
Gaskraftwerkskapazitäten	Zubau von 2,5 GW in 2030; weitere 8 GW (H ₂ -ready) in 2035
Nachfrage	Normativ-zielerreichend: 750 TWh in 2030
CO ₂ - und Gaspreise	EUA: 136€/t CO ₂ (2030), 257€/t CO ₂ (2035); Gas: 6,2€/GJ (2030), 6,0€/GJ (2035)
Netz	Gemäß aktueller Projekte und NEP, FBMC in CORE und Nordic-Region
Flexibilitäten	Großbatteriespeicher und haushaltsnahe Flexibilität exogene Annahme (vgl. Abschnitt Versorgungssicherheitsniveau und Einordnung)

Information zur Einordnung sonstiger Studien

Aufgrund unzureichender Modellierungsmethoden sind sonstige Energiesystemstudien (bspw. BMWK LFS (2024)) nicht geeignet, belastbare Aussagen zum zukünftigen Niveau marktseitiger Versorgungssicherheit zu ermöglichen. Zum einen bleibt der Wert der nicht gedeckten Nachfrage (Value of Lost Load, VOLL) in der Investitionsmodellierung unberücksichtigt, sodass die Dimensionierung der Kapazitäten i.d.R. faktisch einem Loss of Load Expectation (LOLE) von 0 Stunden pro Jahr entspricht. Zum anderen wirken sich die verwendeten Wetterzeitreihen erheblich auf die Ergebnisse aus - insbesondere dann, wenn sie nur in reduzierter zeitlicher Auflösung in die Modelle eingehen. Stochastische Effekte bleiben so unberücksichtigt. Diese methodischen Defizite wirken in entgegengesetzte Richtungen: Während die Auslegung des Kraftwerksparks aus rein methodischer Sicht robust erfolgt, werden durch die Parametrierung ggf. versorgungskritische Situationen unterschätzt. Insgesamt kann dies zu einer Fehleinschätzung des tatsächlichen Kapazitätsbedarfs führen.

Nach der Erarbeitung der Datenbasis findet das Economic Viability Assessment (EVA) statt, in welchem Investitions- und Stilllegungsentscheidungen auf aggregierter Technologieebene getroffen werden. Auf Basis der Ergebnisse des EVA (angepasster Kraftwerkspark) findet anschließend eine Monte-Carlo Simulation von Einsätzen der Erzeugungseinheiten statt, in der eine Vielzahl von Wettersituationen mit zufälligen Kraftwerks- und Leitungsausfällen kombiniert wird. Der Einsatz von Erzeugungseinheiten wird für eine große Anzahl möglicher Marktsituationen simuliert und marktseitige Versorgungslücken in Form von LOLE [h/a] und EENS [GWh/a] ausgewiesen.

Die methodische Herangehensweise im EVA ist von zentraler Bedeutung für die Bestimmung des Kraftwerksparks. Zentrale Annahmen im EVA sind:

- Drei repräsentative Wetterszenarien (Kombination aus drei Klimapfaden und zwölf Wetterszenarien) gehen wahrscheinlichkeitsgewichtet in das EVA ein.
- Preisobergrenze von 4.000 €/MWh mit vereinfachter Abbildung einer dynamischen Erhöhung.
- Dimensionierung der Hurdle-Prämie⁷⁸ als Aufschlag auf den WACC zur Abbildung risikoaversen Investorenverhaltens.
- Cost of New Entry (CONE) sind europäisch harmonisiert.
- EVA bildet Entscheidungen hinsichtlich Zubau, Lebensdauerverlängerung und Stilllegung von Gas-, Braunkohle-, Steinkohle- und Ölkapazitäten und industrieller Flexibilität ab.

Im Anschluss an das EVA wird eine Monte-Carlo Einsatzsimulation der aus dem EVA resultierenden Erzeugungseinheiten und industriellen Flexibilitäten sowie der Erzeugungseinheiten und Flexibilitäten aus der Datenbasis durchgeführt. Dafür werden zwölf Wetterszenarien und drei Klimapfade mit zufälligen Interkonnektor- und Kraftwerksausfällen kombiniert. Zentrale Annahmen sind die Eintrittswahrscheinlichkeit von Ausfällen und die durchschnittliche Zeit bis zur Ausfallbehebung. Auf Basis der Ergebnisse aus der Monte-Carlo Einsatzsimulation werden LOLE und EENS je Gebotszone und Zieljahr ausgewertet. Zwei wichtige Ansätze bei der Bestimmung von LOLE und EENS sind das Local Matching und das Curtailment Sharing. Diese regeln den Umgang mit gleichzeitigen Lastunterdeckungen verschiedener Gebotszonen. In ihrer Entscheidung zum ERAA 2024 hebt ACER hervor, dass eine Anwendung von Curtailment Sharing in der stochastischen Einsatzsimulation den LOLE signifikant erhöhen könne (ACER, 2025a).

Versorgungssicherheitsniveau und Einordnung

Das ERAA 2024 quantifiziert die marktseitige Versorgungssicherheit für die Stützjahre 2026, 2028, 2030 und 2035. Das Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland, der LOLE⁷⁹, verfehlt in allen Stützjahren den Reliability Standard von 2,77 h/a (Abbildung 52).

⁷⁸ Die Verteilung von Erlösen bestimmt das Risikoprofil einer Technologie, welches entscheidend ist bei einer risikoaversen Investitionsentscheidung. Das Risikoprofil selbst ist abhängig von den sonstigen Annahmen der Modellierung (z. B. Brennstoff- und CO₂-Preise) und somit auch die Hurdle-Prämie.

⁷⁹ Bei der Interpretation der Ergebnisse des ERAA muss beachtet werden, dass europäisch harmonisierte CONE unterstellt werden, während für die Ermittlung des deutschen Reliability Standard ein eigener CONE unterstellt wurde. Ein Vergleich zeigt, dass die unterstellten CONE für Deutschland marginal unterhalb der europäisch harmonisierten CONE liegen. Somit könnte der deutsche Reliability Standard mit europäisch harmonisierten CONE marginal über 2,77 Stunden pro Jahr liegen.

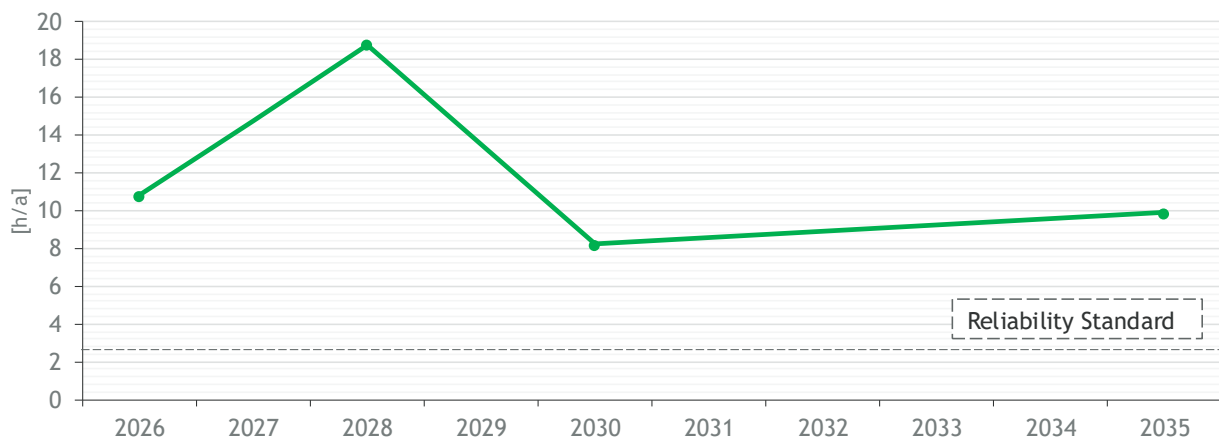


Abbildung 52: LOLE in Deutschland aus ERAA 2024

Relevante Treiber des Versorgungssicherheitsniveaus sind vor allem die Entwicklung steuerbarer Kapazitäten (sowohl exogene Annahmen als auch marktlich getriebener Zu- und Rückbau im EVA), die verfügbare Flexibilität und die Stromnachfrage. Abbildung 53 zeigt die im ERAA resultierende Entwicklung der steuerbaren Kraftwerksleistung (dargestellt sind die Nettokapazitäten, die sowohl exogene Annahmen als auch marktgetriebene Entwicklung nach EVA enthalten) für die jeweiligen Stichjahre und vergleicht sie mit dem heutigen Bestand gemäß Kraftwerksliste (Stand Mai 2025).⁸⁰

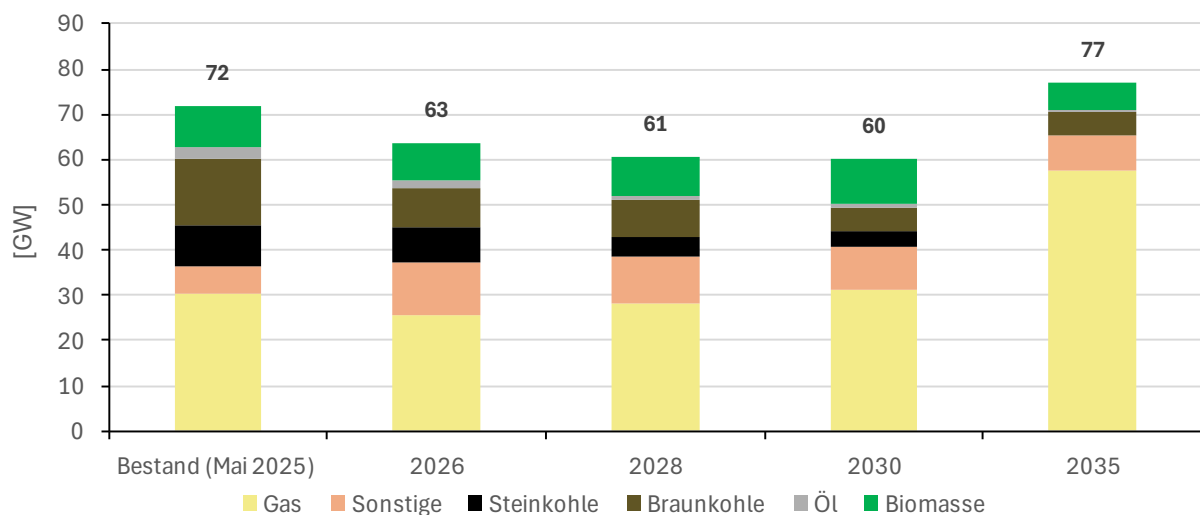


Abbildung 53: Bestand (BNetzA Kraftwerksliste) und Entwicklung (ERAA 2024) steuerbarer Kapazitäten in Deutschland

⁸⁰ Zu beachten ist, dass die Einordnung in Energieträger, insbesondere für die Kategorien *Gas* und *Sonstige*, zwischen Bestand (BNetzA) und ERAA variieren kann.

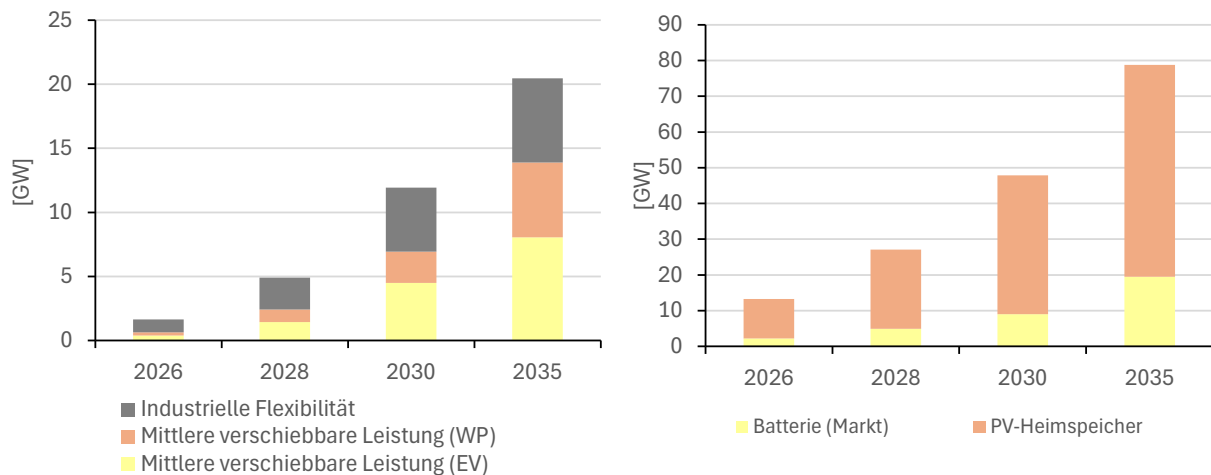


Abbildung 54: Nachfrageseitige Flexibilität (links) und Leistung von Batterie- und PV-Heimspeichern (rechts) im ERAA 2024

Die Nettoerhöhung steuerbarer Kapazitäten im Jahr 2030 gegenüber dem Bestand beträgt im ERAA 2024 etwa 12 GW (-17 %). Dabei wird ein exogener Bruttozubauf von Gaskraftwerken von ca. 2,5 GW ggü. dem Jahr 2026 angenommen. Gleichzeitig werden gemäß EVA 4 GW Kohlekraftwerke im Jahr 2030 marktgetrieben stillgelegt. Bis zum Jahr 2035 steigt die Summe steuerbarer Kapazitäten im ERAA 2024 auf etwa 77 GW: Ein marktgetriebener Zubau von Gaskapazitäten (ca. 18 GW ggü. dem Jahr 2030) zusammen mit der Annahme eines exogenen Zubaus von Gaskapazitäten (+8 GW ggü. dem Jahr 2030) treiben diese Erhöhung bei gleichzeitiger Reduktion von Kohlekapazitäten. Gegenüber dem Jahr 2026 findet so ein Zubau von fast 29 GW Gaskraftwerkskapazität bis zum Zieljahr 2035 statt. Die Realisierung eines marktgetriebenen Zubaus scheint ohne weitere regulatorische Anreize fraglich, sodass die abgeleitete Entwicklung zugebauter Kapazitäten optimistisch erscheint.

Abbildung 54 zeigt außerdem die angenommene Entwicklung von Flexibilitäten. Das Niveau an Flexibilitäten nimmt im Zeitverlauf des Szenarios stark zu. Haushaltsnahe Flexibilitäten sind als virtuelle Batterien abgebildet und reagieren in bestimmten Zeitfenstern auf Preissignale. Der Anteil der Steuerbarkeit ist exogen angenommen und steigt im Zeitverlauf an. Gegeben der aktuellen Entwicklungen im Bereich des Smart Meter Rollouts und fehlender Flexibilitätsinstrumente für haushaltsnahe Flexibilität erscheinen die Annahmen zur Entwicklung haushaltsnaher Flexibilitäten insbesondere bis zum Jahr 2028 optimistisch (vgl. Kapitel 4.7).

Auch die industrielle Flexibilität verzeichnet ein ähnlich starkes Wachstum - diese wurde als einzige Flexibilität im Rahmen des EVA optimiert. Neben dem Niveau verfügbarer Flexibilitäten muss beachtet werden, wie deren Einsatz modelliert wird. Der Einsatz industrieller Flexibilität erfolgt bei Überschreiten vordefinierter Aktivierungspreise und wird durch eine maximale Abrufhäufigkeit in Stunden pro Tag ergänzt. Weiterhin wird ein Ausbau von Großbatteriespeichern und PV-Heimspeichern exogen angenommen. Letztere werden vornehmlich eigenbedarfsoptimierend betrieben.

Der Vergleich der Jahre 2028 und 2030 zeigt die Bedeutung der Annahmen zur Flexibilität: Trotz ähnlicher Kraftwerksleistung und Anstieg der Nachfrage ist der LOLE 2028 (18,78 h/a) deutlich

höher als 2030 (8,21 h/a).⁸¹ Haushaltsnahe Flexibilitäten und Großbatterien tragen offenbar zur Versorgungssicherheit bei, ihr genauer Einfluss innerhalb des ERAA ist jedoch mangels veröffentlichter Daten nicht quantifizierbar.

Neben der Entwicklung steuerbarer Kapazitäten und Flexibilitäten ist die angenommene Stromnachfrage und deren Struktur von entscheidender Bedeutung für das im ERAA quantifizierte Versorgungssicherheitsniveau. In Abbildung 55 wird die im ERAA 2024 angenommene Bruttostromnachfrage in Deutschland in den Kontext der Ergebnisse aus Kapitel 4.1 gesetzt. Die im ERAA angenommene Nachfrageentwicklung folgt einem Pfad, der im Jahr 2035 in der oberen Bandbreite der in Kapitel 4.1 skizzierten Nachfrageentwicklung der normativen Szenarien liegt.⁸²

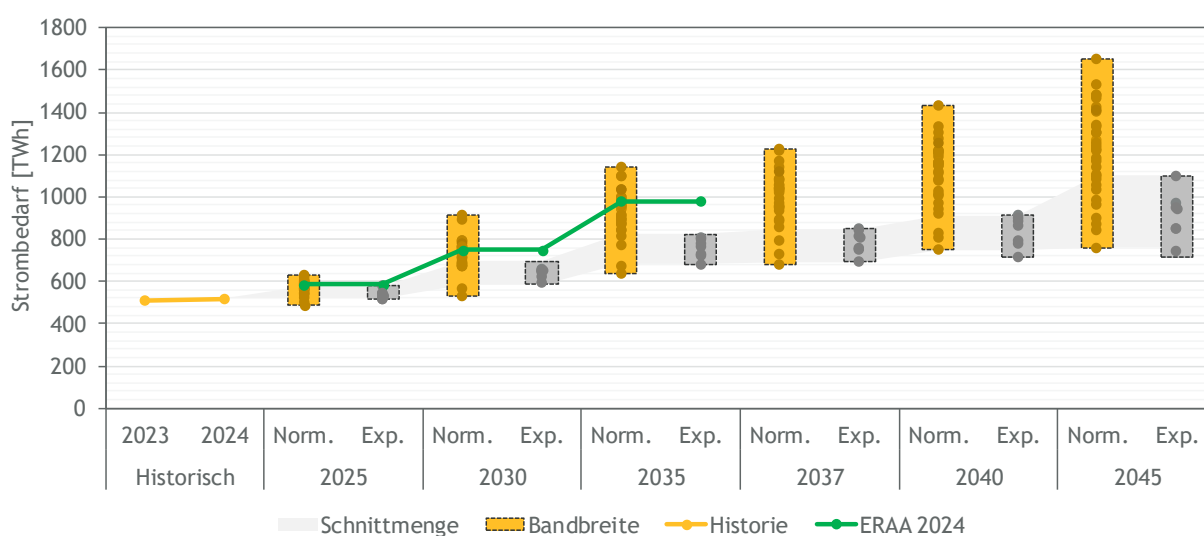


Abbildung 55: Bruttostromnachfrage: Ergebnisse Kapitel Bruttostromverbrauch und ERAA 2024

Insgesamt lässt sich aus dem Verfehlen des Reliability Standard im ERAA ein prozessualer Handlungsbedarf bezüglich marktseitiger Versorgungssicherheit ableiten, der vor dem Hintergrund der getroffenen Annahmen einzuordnen ist. Dabei sind Szenarioannahmen, insb. der exogene Zubau steuerbarer Kraftwerkskapazitäten, die Nachfrageentwicklung und der Beitrag von Flexibilitäten vor allem in der langen Frist unsicher. Das zukünftige Nachfrageniveau und die Flexibilität sind voneinander abhängig und in ihrer Wirkung gegenläufig: Ein niedrigeres Nachfrageniveau könnte ein höheres Versorgungssicherheitsniveau bedeuten, während weniger Flexibilität zu einem niedrigeren Versorgungssicherheitsniveau führen könnte.

Auch die Methodik und Annahmen bei der Ermittlung der verfügbaren Kraftwerksleistung durch das EVA beeinflussen das Versorgungssicherheitsniveau. Das EVA vermischt exogen getroffene Annahmen zum Kraftwerkspark mit endogenem bzw. marktgetriebenem Zu- und Rückbau im Modell. So wird der Zubau von Gaskraftwerken teils als exogene Annahme abgebildet, wie auch der Ausbau von Großbatteriespeichern exogen angenommen wird. Diese exogen angenommenen Zubauten haben einen Einfluss auf die Strompreise im Modell und beeinflussen damit wiederum die Wirtschaftlichkeit endogener bzw. marktgetriebener Investitions- und Stilllegungsentscheidungen. Auch die Annahmen zu CO₂-Preisen und Gaspreisen können den simulierten

⁸¹ Neben einem Hochlauf von Flexibilitäten können sich ebenso Veränderungen des Kraftwerksparks im Ausland sowie ein Ausbau von Interkonnektoren positiv auf das Versorgungssicherheitsniveau auswirken.

⁸² Das ERAA 2024 weist explizit darauf hin, dass die angenommene Stromnachfrage politischen Zielen entstammt und nicht dem aktuellen Trend der Nachfrageentwicklung entspricht, ohne jedoch konkrete Rückwirkungen auf Ergebnisse zu diskutieren.

marktgetriebenen Zu- und Rückbau beeinflussen. Dies gilt insbesondere für vorzeitige Stilllegungen von Kohlekapazitäten. Etwaige Rückkopplungen, beispielsweise ein niedrigerer CO₂-Preis bei vorgezogenen Stilllegungen von Kohlekapazitäten, sind nicht berücksichtigt. Zukünftige Analysen zur Bewertung der Versorgungssicherheit sollten diese Aspekte aufgreifen.

Größenordnung des Handlungsbedarfs

Aus prozessualer Sicht ergibt sich für Deutschland ein Handlungsbedarf zur Sicherstellung marktseitiger Versorgungssicherheit, wenn im ERAA oder dem VSM der LOLE den definierten Versorgungssicherheitsstandard (Reliability Standard von 2,77 h/a) überschreitet. Dabei muss beachtet werden, dass der LOLE in den jeweiligen Analysen auf Basis zahlreicher Annahmen und eines simulierten Investitionsverhaltens ermittelt wird. Der tatsächliche Handlungsbedarf hängt insbesondere davon ab, ob die modellierten Zubauten aus dem EVA im Markt realisiert werden, d.h. ob das modellierte Investitionsverhalten das reale Verhalten von Investoren widerspiegelt. Ohne Anpassung des Marktdesigns scheint ein hoher marktgetriebener Zubau von gesicherter Kraftwerksleistung in Deutschland unwahrscheinlich. Ursächlich hierfür sind u. a. die regulatorische Unsicherheit hinsichtlich des Auftretens von Knappheitspreisen sowie die politische Unsicherheit über die mögliche Einführung und Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus (Frontier Economics, 2025). Neben politischen Unsicherheiten beeinflussen auch Vorlaufzeiten für Zubauten den zeitlichen Handlungsbedarf: Vorlaufzeiten für die Planung, Genehmigung und den Bau gesicherter Kraftwerksleistung müssen berücksichtigt werden und können den zeitlichen Handlungsbedarf erhöhen.

Welche Technologien einen zusätzlichen Leistungsbedarf zum Erreichen des definierten Reliability Standard kosteneffizient decken könnten, kann aus den Ergebnissen des ERAA nicht unmittelbar abgeleitet werden und ist weder Aufgabe noch Ziel des Berichts.

Der im ERAA 2024 resultierende Handlungsbedarf in Bezug auf das Zieljahr 2030 könnte sich verringern, falls Kohlekapazitäten nicht -wie in der Modellierung- marktgetrieben, sondern nach KVBG stillgelegt werden (Stilllegung bis spätestens Ende 2038). Des Weiteren könnte sich der Handlungsbedarf verringern, falls die Stromnachfrage niedriger ausfällt als angenommen. Wie in Kapitel 4.1 beschrieben, zeigen explorative Szenarien bezüglich des Bruttostromverbrauchs eine Bandbreite zwischen 600-700 TWh auf und liegen daher z.T. deutlich unterhalb des im ERAA 2024 unterstellten Niveaus von 750 TWh. Eine verzögerte Erschließung von Flexibilität sowie ein Ausbleiben der im ERAA angenommenen Zubauten gesicherter Kraftwerksleistung hingegen könnten den Handlungsbedarf erhöhen. Die Ergebnisse der Kapitel 4.1 und 4.7 weisen somit darauf hin, dass die erwartbare Entwicklung von Nachfrage und Flexibilitäten von der im ERAA angenommenen Entwicklung abweichen könnte.

Für das Zieljahr 2035 weisen die Ergebnisse des ERAA 2024 darauf hin, dass der Handlungsbedarf bis zum Stichjahr 2035 höher als zum Stichjahr 2030 ist. Trotz eines modellierten signifikanten Zubaus von Gaskraftwerkskapazitäten zwischen 2030 und 2035 wird der definierte Reliability Standard verfehlt, sodass analog zu 2030 ein prozessualer Handlungsbedarf abgeleitet werden kann. Ursächlich hierfür scheint u. a. die Annahme eines starken Nachfrageanstiegs (vgl. Abbildung 55). Dieser identifizierte Handlungsbedarf kann sich deutlich erhöhen, wenn die in der Modellierung getätigten Investitionen in gesicherte Kraftwerksleistung im realen Markt nicht realisiert werden. Analog zum Zieljahr 2030 scheint es aufgrund regulatorischer Unsicherheiten sowie

der Ankündigung zur Einführung und Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus, fraglich, dass Investitionen in gesicherte Leistung -insbesondere in dem hohen Umfang der modellierten Investitionen bis 2035- marktbasiert getätigt werden.

Angesichts langfristiger Unsicherheiten (z. B. Nachfrageniveau und -struktur (vgl. Kapitel 4.1), nachfrageseitige Flexibilität und Großbatteriespeicher) könnten weitere vertiefende Analysen dazu beitragen, die Bandbreite möglicher Entwicklungen und den Beitrag verschiedener Technologien zur Versorgungssicherheit zu präzisieren.

Versorgungssicherheitsmonitoring (VSM) 2025

Die vorangegangenen Analysen zur marktseitigen Versorgungssicherheit in Deutschland beschränken sich auf die Ergebnisse des ERAA 2024 und dessen Einordnung. Das VSM 2025 wurde kurz vor Veröffentlichung dieses Gutachtens veröffentlicht, sodass eine detaillierte Analyse nicht möglich ist. Nachfolgend werden jedoch ausgewählte Ergebnisse des VSM betrachtet.

Die Methodik des VSM entspricht konzeptionell der des ERAA (Datenbasis, Investitionsmodellierung, stochastische Einsatzsimulation). Das Szenariodesign umfasst abweichend vom ERAA 2024 zwei Szenarien: ein Zielszenario (u. a. mit Bruttostromverbrauch von ca. 750 TWh und exogen angenommener Zubauten steuerbarer Kraftwerkskapazität in Höhe von 8 GW bis 2030 und weiteren 2,5 GW bis 2035) und ein Szenario „Verzögerte Energiewende“ (VE), in dem zentrale Entwicklungen wie der exogen angenommene Zubau steuerbarer Kraftwerkskapazitäten, der EE-Ausbau, neue Verbraucher und haushaltsnahe Flexibilitäten zwei Jahre verzögert sind. Für das Zielszenario wird zudem die Sensitivität verringerte Nachfrageflexibilität (NFlex.) definiert, in der lediglich 20% des Flexibilitätspotenzials des Zielszenarios eingesetzt werden können.⁸³ Tabelle 13 fasst die Kernergebnisse des VSM 2025 zusammen.

Tabelle 13: Kernergebnisse VSM 2025 - Angaben in GW mit Ausnahme LOLE [h/a]

Jahr	2030			2035		
Szenario	Ziel	Ziel - NFlex.	VE-Szenario	Ziel	Ziel - NFlex.	VE-Szenario
LOLE [h/a]	0,01	7,70	4,60	0,28	11,60	1,77
Bruttozubau Gaskraftwerke gegenüber Bestand	8,1		4,7	22,4		35,5
Nettozubau Gaskraftwerke gegenüber Bestand	-0,1		-2,9	12,5		25,6
Kohlekapazität	0		6,3	0		0
Lastreduktion durch Nachfrageflex. bei höchster Residuallast	21,5	4,3	4,5	29,5	5,9	13,8
Großbatteriespeicher	0,8		2,1	0,8		2,0

⁸³ Darüber hinaus wird eine Sensitivität mit verzögertem EE-Ausbau sowie eine Sensitivität ohne einen exogen vorgegebenen Zubau steuerbarer Kraftwerkskapazitäten definiert. Aufgrund des geringen Erkenntnisgewinns der Ergebnisse werden diese Sensitivitäten nicht berücksichtigt.

Bis zum Jahr 2030 zeigen die Ergebnisse des VSM 2025 aufgrund des Zubaus von Gaskraftwerken einen tatsächlichen Handlungsbedarf zur Stärkung der marktseitigen Versorgungssicherheit auf.⁸⁴ Trotz eines Bruttozubaus von 4,7 GW Gaskraftwerken und etwa 2 GW an Notstromaggregaten wird das angestrebte Versorgungssicherheitsniveau im VE-Szenario 2030 verfehlt, während es im Zielszenario mit einem Bruttozubau von 8,1 GW Gaskraftwerken erreicht werden kann. Der Handlungsbedarf muss, analog zum Ergebnis des ERAA 2024, in Bezug auf die signifikanten marktlichen Stilllegungen von Kohlekapazitäten interpretiert werden, welche modellseitig stark von den Annahmen zu CO₂- und Gaspreisen abhängen. Werden Kohlekraftwerke nicht -wie in der Modellierung- vorzeitig marktgetrieben, sondern nach KVBG, stillgelegt (Stilllegung bis spätestens Ende 2038), könnte sich der Handlungsbedarf für das Zieljahr 2030 verringern. Darüber hinaus unterstreicht das Ansteigen des LOLE zwischen dem Zielszenario und der Sensitivität „Ziel -Nflex“ die Relevanz der exogenen Annahmen zum Beitrag von haushaltsnahen Flexibilitäten.

Für das Zieljahr 2035 weisen die Ergebnisse des VSM 2025 verglichen mit dem Jahr 2030 auf einen höheren Handlungsbedarf zur Stärkung der marktseitigen Versorgungssicherheit hin. In Abhängigkeit der Nachfrageentwicklung und des Beitrags von Flexibilitäten kann marktseitige Versorgungssicherheit im Rahmen des VSM u. a. mit einem Bruttozubau von 22,4 GW (Ziel) bzw. 35,5 GW (VE) Gaskraftwerken gewährleistet werden. Dieser Handlungsbedarf könnte sich verringern, falls die Stromnachfrage niedriger ausfällt als angenommen. Wie in Kapitel 4.1 beschrieben, zeigen die explorativen Szenarien bezüglich des Bruttostromverbrauchs eine Bandbreite zwischen 600-700 TWh auf und liegen daher z.T. unterhalb des im VSM unterstellten Niveaus von 750 TWh. Eine verzögerte Erschließung von Flexibilitäten sowie ein Ausbleiben der im VSM angenommenen Zubauten von Gaskraftwerken könnten hingegen den Handlungsbedarf erhöhen. Die Ergebnisse aus Kapitel 4.1 und 4.7 weisen somit darauf hin, dass die tatsächliche Entwicklung von Nachfrage und Flexibilitäten von der im VSM angenommenen Entwicklung abweichen könnte.

Allgemein ist positiv hervorzuheben, dass der VSM mit dem VE-Szenario den Korridor möglicher Entwicklungen weitet. Analog zum ERAA ist das VSM darauf ausgelegt unter den gegebenen Annahmen das marktseitige Versorgungssicherheitsniveau zu quantifizieren und etwaige Versorgungslücken zu identifizieren. Weder das ERAA noch das VSM können definitive bzw. abschließende Antworten zur effizienten Technologiewahl oder zur Quantifizierung des zusätzlichen Bedarfs an Kapazitäten liefern.

4.6.3 Netzseitige Versorgungssicherheit

Netzseitige Versorgungssicherheit wird langfristig über die ausreichende Dimensionierung von Leitungskapazität sowie die Erschließung netzoptimierender Maßnahmen⁸⁵ sichergestellt und ist eingebettet in formale Planungsprozesse, die auf nationaler (NEP) und europäischer Ebene (TYNDP) durchgeführt werden. Der Netzausbau wird im Kapitel 4.3 eingehend beleuchtet.

⁸⁴ Aus prozessualer Sicht ergibt sich ein aus dem Zielszenario kein Handlungsbedarf, da der LOLE das angestrebte Versorgungssicherheitsniveau unterschreitet. Ob der dafür notwendige Kapazitätszubau aus dem Markt heraus realisiert werden kann, ist jedoch fraglich (vgl. Abschnitt „Größenordnung des Handlungsbedarfs“), sodass sich der tatsächliche unter anderem Handlungsbedarf an der Höhe des Kapazitätszubaus orientiert.

⁸⁵ Hierunter fallen die Nutzung von Phasenschiebertransformatoren, Freileitungsmonitoring bzw. witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb, Einsatz von Hochtemperaturleitern, Netzbooster, die alle eine höhere Auslastung der Netze ermöglichen.

In der kurzen Frist müssen vorhandene Netzengpässe von den ÜNB bewirtschaftet werden. Dies erfolgt durch netzbezogene Maßnahmen, insbesondere durch Netzschaltungen, marktbezogene Maßnahmen wie Countertrading und Redispatch sowie dem Einsatz von Reservekraftwerken zum Redispatch. Die Bedeutung des Redispatch ist aufgrund der wachsenden Diskrepanz zwischen Erzeugung und Last gestiegen, was zu höheren Redispatchkosten führt (vgl. BNetzA & Bundeskartellamt, 2025). Erzeugungseinheiten werden für entgangene Erlöse durch Abregelung oder für die Kosten des Heraufregels kompensiert. Dieser regulatorische oder kostenbasierte Redispatch folgt vordefinierten Regeln zur finanziellen Erstattung der Kraftwerke durch die ÜNB.

Dabei ist zu beachten, dass Redispatch nicht per se einen Effizienzverlust darstellt, z. B. wenn der Ausbau von Leitungen teurer ist als die Anpassung des Dispatch qua Marktergebnis. Die Abwägung zwischen Netzausbau und Redispatch ist eine langfristige. Kurzfristig ist für die netzseitige Versorgungssicherheit entscheidend, dass genügend Kapazität für den Redispatch zur Verfügung steht.

Redispatch mit marktlichen Anlagen

Grundsätzlich müssen nach aktueller Rechtslage alle Erzeugungsanlagen über 100 kW und jene die für den Netzbetreiber steuerbar sind, am Redispatch teilnehmen bzw. können von den Netzbetreibern zum Redispatch angewiesen werden. Die Einsatzreihenfolge wird durch die Kosten des Abrufs und die Wirkung auf den Engpass bestimmt. EE-Anlagen werden nur dann abgeregelt, wenn die konventionellen Optionen nicht mehr ausreichen oder wenn die Beseitigung eines Engpasses durch sie um den Faktor 10 kostengünstiger ist, beziehungsweise um den Faktor 5 bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (BNetzA, 2020).

In der Praxis gibt es zahlreiche Herausforderungen, die den Redispatch mit kleineren Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen erschweren. Diese Anlagen sind theoretisch seit dem Jahr 2021 mit der Einführung des Redispatch 2.0 in den Redispatch eingebunden. Die Herausforderungen betreffen vor allem den bilanziellen Ausgleich der Erzeugungsanpassungen in den Bilanzkreisen, die Steuerbarkeit von Anlagen in den Verteilnetzen sowie beim Datenaustausch und IT-Lösungen. Solche Herausforderungen wurden im Rahmen einer Begutachtung von Redispatch-2.0-Pilotprojekten identifiziert (Consentec, 2024). Zusätzlich stellt das Auftreten von PV-Einspeisespitzen die Netzbetreiber schon heute und absehbar auch zukünftig vor Herausforderungen beim Redispatch, die durch steuerbare Anlagen adressiert werden könnten (vgl. Kapitel 4.7). Die Herausforderungen werden laufend durch Anpassungen im Rechtsrahmen adressiert: So wurde bspw. mit dem „Steuerbarkeitscheck“ nach § 12 EnWG ein Prozess eingeführt, der durch praktische Funktionstests die Steuerbarkeit von Anlagen in den Verteilnetzen im jährlichen Turnus überprüft, wobei der erste Bericht bis zum 30. November 2025 vorgelegt werden muss.

Weitere Herausforderungen bestehen hinsichtlich der Einbindung von Stromspeichern wie Pumpspeichern und Batteriespeichern in den Redispatch. So müssten für positiven Redispatch durch Anpassung der Einspeisung nach oben Informationen zu den Füllständen vorliegen - hier ist insbesondere für kleinere, dezentrale Anlagen nicht ersichtlich, inwieweit Netzbetreiber über diese Informationen verfügen bzw. sie verarbeiten können. Bei Batterien bestehen weiterhin Herausforderungen hinsichtlich der Einhaltung von Lieferverpflichtungen, z. B. im Regelleistungsmarkt

sowie der oft kurzfristigen Fahrweise. Dies führt zu erhöhter Komplexität sowohl beim Einsatz als auch bei der Ermittlung von Redispatchkosten für Speicher.⁸⁶

Der Redispatch erfolgt aktuell vor allem mit Kraftwerken in Deutschland, mit Ausnahme von in Österreich durch bilaterale Verträge kontrahierten Einheiten und gelegentlichen nicht formalisierten Redispatch-Austauschen. Im Rahmen des CORE-ROSC⁸⁷ Prozesses wird jedoch eine Harmonisierung des europäischen Redispatch und Countertrading angestrebt, wodurch das zur Verfügung stehende Redispatchpotenzial im Ausland tendenziell steigen würde. Allerdings ist der Prozess aktuell stark verzögert, ohne dass ein konkretes Implementierungsdatum ersichtlich ist.

Netzreserve

Neben marktbasierten Erzeugern stehen den Netzbetreibern in letzter Instanz Netzreservekraftwerke zur Verfügung, die zum Redispatch eingesetzt werden können, wenn nicht genügend marktliche Erzeugung zur Verfügung steht. Die Netzreserve besteht aus zur Stilllegung angezeigten Kraftwerken, die durch die ÜNB als netzrelevant identifiziert wurden sowie geeigneten, zu diesem Zweck kontrahierten Kraftwerken im Ausland. Die Netzreserve kommt insbesondere im Winter zum Einsatz (vgl. Abbildung 56) und hat im Jahr 2024 ca. 6 % der Redispatchmengen abgedeckt.

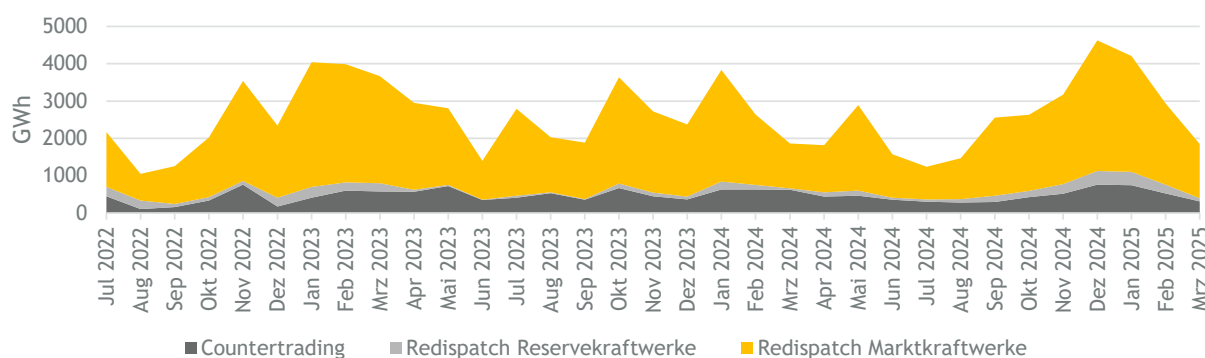


Abbildung 56: Countertrading und Redispatch durch Reserve- und Marktkraftwerke⁸⁸

Der Netzreservebedarf wird jeweils für den nächsten Winter im Voraus dimensioniert. Hierfür wird ein ausführlicher nationaler Planungsprozess, die Bedarfs- und Systemanalyse, jeweils im Frühling für das nächste Winterhalbjahr sowie einen weiteren Zeitraum innerhalb der nächsten fünf Jahr durchgeführt (BNetzA, 2025l). Gemäß Netzreserveverordnung erstellen die Übertragungsnetzbetreiber hierzu jährlich Systemanalysen, die von der Bundesnetzagentur geprüft werden. Auf Grundlage der Analysen wird von der Bundesnetzagentur der Bedarf an Netzreservekraftwerken festgelegt. Dieser Bedarf kann dann durch geeignete Kraftwerke aus Deutschland oder bei Verfügbarkeit aus dem Ausland gedeckt werden.

Ziel dieses Prozesses ist zu bewerten, ob der Redispatchbedarf durch marktbasierende Kraftwerke gedeckt werden kann oder zusätzliche Netzreservekraftwerke erforderlich sind. Die Bedarfsermittlung baut dabei auf einer von den ÜNB durchgeführten Marktsimulation auf. Mittels des

⁸⁶ Bei der Ermittlung des Netzreservebedarfs (siehe weiter unten) wird daher nicht von einem gesicherten Redispatchpotenzial durch Speicher ausgegangen. Lediglich für Grenzsituationen wird eine Anpassung des Ladevorgangs nach unten berücksichtigt.

⁸⁷ Der CORE(Core Capacity Calculation Region)-ROSC(Regional Operational Security Coordination) Prozess ein koordiniertes Verfahren der Übertragungsnetzbetreiber, bei dem sie gemeinsam die Netzsicherheit analysieren, um grenzüberschreitende Stromnetzengpässe durch die effizientesten Redispatch-Maßnahmen zu beheben.

⁸⁸ (SMARD, 2025b)

Marktergebnisses kann im Anschluss der Redispatch und die benötigte Netzreserve berechnet werden. Als Grundlage für die Simulationen entwickeln die Übertragungsnetzbetreiber ein konservativ-realistisches Szenario. Dieses umfasst Annahmen zur Entwicklung des Übertragungsnetzausbaus, des Kraftwerksparks sowie der Stromnachfrage.

Die Parametrierung konventioneller Kraftwerke basiert auf einer Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur sowie Daten der Übertragungsnetzbetreiber inklusive geplanter Stilllegungen und Zubauten. Die Entwicklung des ausländischen Kraftwerksparks folgt dem ERAA sowie Abschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber. Für die Kraftwerke werden Verfügbarkeiten anhand historischer Daten zu Revisionen und Störungen abgeschätzt. Dadurch soll ein realistisches Bild der nutzbaren thermischen Erzeugungskapazitäten im In- und Ausland für kritische Lastsituationen entstehen.

Der vorhandene Beitrag von Flexibilitäten ist aufgrund des kurzfristig betrachteten Zeithorizonts geringfügig. So wird kaum Flexibilität in der Industrie oder im Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor angenommen, ebenso keine für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Marktliche Großbatteriespeicher drängen erst nach den betrachteten Zieljahren spürbar in den Markt, während Heimspeicher eigenbedarfsoptimierend eingesetzt werden. Die Entwicklung der Stromnachfrage wird zwischen dem heutigen Stand und dem Szenario B 2037 des NEP 2037/2045 (Version 2023) fortgeschrieben (Übertragungsnetzbetreiber, 2023e). Damit bewegen sich die zugrunde gelegten Werte im mittleren Bereich der in Kapitel 4.1 dargestellten Bandbreite.

Gegenstand der Analyse ist sowohl ein vollständiger Jahresverlauf als auch eine Reihe synthetischer Grenzsituationen mit erhöhtem Redispatchbedarf. Diese Grenzsituationen sollen Situationen mit besonders hohem Redispatchbedarf widerspiegeln und umfassen unter anderem Konstellationen mit hoher Last und starkem Windaufkommen - also Engpässen zwischen hoher Einspeisung im Norden und hohem Verbrauch im Südwesten - sowie Situationen mit hoher Last bei gleichzeitig geringer Einspeisung erneuerbarer Energien, in denen ein hoher Importbedarf entsteht. Diese Situationen werden zusätzlich mit weiteren Risikoannahmen kombiniert, etwa einer niedrigen Importverfügbarkeit, der Nichtverfügbarkeit marktlicher Kraftwerke oder spezifischen Einsatzrestriktionen für Netzreservekraftwerke.

Die Bedarfs- und Systemanalyse 2025 weist für das Winterhalbjahr 2025/26 einen Netzreservebedarf von 6.493 MW aus, von denen 1.344 MW durch im Ausland kontrahierte Kraftwerke gedeckt werden sollen (BNetzA, 2025l). Der Rest kann mithilfe inländischer Kraftwerke gedeckt werden. Damit ist der Netzreservebedarf gegenüber dem Vorjahr gesunken (6.947 MW für 2024/25), was laut BNetzA auf methodische Verbesserungen bei der Analyse sowie den Fortschritt beim Netzausbau zurückzuführen ist. Die Methodik ist sachgerecht, insbesondere weil ein realistisch-konservatives Szenario betrachtet wird und relevante Risiken einbezogen und kombiniert werden. Für das Winterhalbjahr 2027/28 beträgt der ausgewiesene Bedarf 6.525 MW, wobei 966 MW durch ausländische Anlagen gedeckt werden sollen (BNetzA, 2025l).

Ergänzend zum jährlich durchgeführten Bedarfs- und Systemanalyseprozess wurde im Jahr 2023 eine Langfristanalyse mit dem Blick auf das Jahr 2030 erstellt, um die Auswirkungen eines beschleunigten Kohleausstiegs auf die Netzreservebedarfe zu analysieren (Übertragungsnetzbetreiber, 2023a). Methodisch folgt diese Analyse weitgehend dem Vorgehen der jährlichen Bedarfs- und Systemanalyse, berechnet aber zwei normative Zielszenarien (mit EEG2023, Kohleausstieg im Jahr 2030 und 750 TWh Bruttostromverbrauch) mit unterschiedlicher Netzausbau-

geschwindigkeit. Es ergeben sich Netzreservebedarfe in vergleichbarer Höhe zu den kurzfristigen Bedarfs- und Systemanalysen.

Allerdings merken die Netzbetreiber an, dass sich ein signifikanter Teil der Netzreserve aus Kraftwerken speisen müsse, die sich bereits in der Netzreserve befänden, was vor dem Hintergrund des Alters der Anlagen als kritisch zu bewerten sei. Die Analyse zeigt auch, dass die Netzreservebedarfe stark von der Geschwindigkeit des Netzausbaus abhängen. Verzögerungen im Netzausbau führen demnach zu einem Anstieg der benötigten Netzreserve und einem steigenden Beitrag des Auslands zum Redispatch.

Versorgungssicherheitsniveau und Einordnung

Auf Basis verfügbarer quantitativer Analysen scheint die netzseitige Versorgungssicherheit bis 2027/28 durch die Netzreserve gewährleistet. In der Zukunft wird der Bedarf an Netzreserve jedoch von mehreren Faktoren abhängen, u. a. der Entwicklung der Nachfrage und steuerbarer Kapazitäten und deren geografischer Verteilung, dem Fortschritt beim Netzausbau und der Umsetzung von netzoptimierenden Maßnahmen. Zudem senken Maßnahmen, die das Redispatchpotenzial mit marktlichen Anlagen heben, potenziell die Netzreservebedarfe, z. B. die Weiterentwicklungen des Redispatch 2.0, die Einbindung von Speichern und die Harmonisierung des europäischen Redispatch.

Ein möglicher Ausbau neuer Erzeugungskapazitäten kann - im Hinblick auf die marktseitige Versorgungssicherheit und deren räumliche Verteilung - neue Redispatch-Potenziale erschließen und dadurch den Bedarf an Netzreserve beeinflussen, während der Rückbau von Erzeugungsanlagen diesen Bedarf entsprechend erhöhen kann.

4.6.4 Systemstabilität

Die Systemstabilität des Stromsystems wird durch eine zunehmende Veränderung in der Übertragungs-, Erzeugungs- und Laststruktur geprägt. Dies führt dazu, dass im Rahmen der Transformation des Energiesystems sich einstellende Handlungsbedarfe systematisch erfasst und zielgerichtet adressiert werden sollten, um die Systemstabilität gewährleisten zu können. Im Jahr 2023 wurde dafür durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz unter der Beteiligung von Bundesnetzagentur, Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, Anlagenherstellern, Verbänden, Normungsgremien und der Wissenschaft die Roadmap Systemstabilität entwickelt (BMWK, 2023c). Diese trägt die Aufgabe, die Versorgungssicherheit im Bereich der Systemstabilität in Situationen mit 100 % erneuerbaren Energien sicherzustellen.

Die Roadmap Systemstabilität ist ein Planungsprozess, in dem durch Beteiligung und Verteilung der Verantwortung und Zuständigkeiten auf einen breiten Akteurskreis festgelegt wird, was wer bis wann umsetzen muss. Hierfür wurden 51 Prozesse festgelegt, die bis zum Jahr 2030 18 Meilensteine erreichen sollen. Dabei soll sichergestellt werden, dass das System jederzeit einen sicheren und stabilen Betrieb mit vollständiger Versorgung durch EE gewährleisten kann. Derzeit liegen die meisten Prozesse der Roadmap Systemstabilität im vorgesehenen Zeitplan: Von insgesamt 43 angelaufenen Prozessen befindet sich einer in Verzug.

Überdies sind seit 2025 sind die ÜNB mit Regelzonenverantwortung gesetzlich verpflichtet, alle zwei Jahre einen Systemstabilitätsbericht zu veröffentlichen (§ 12i EnWG). Der Systemstabilitätsbericht ist sowohl ein zentrales Instrument als auch ein Ergebnis der Umsetzung der Roadmap Systemstabilität (Übertragungsnetzbetreiber, 2025). Der Systemstabilitätsbericht zeigt konkrete Handlungsbedarfe auf und formuliert Empfehlungen. Die im Bericht enthaltenen Ergebnisse dienen als Grundlage für weitere Roadmap-Prozesse, etwa zur Entwicklung strukturierter Beschaffungssysteme, Anforderungen an neue technische Anschlussregelungen oder zur Überarbeitung bzw. Entwicklung geeigneter Bewertungsverfahren.

Im Rahmen des Systemstabilitätsberichts wird Systemstabilität anhand des Frequenzbereichs in mehrere Stabilitätsaspekte unterteilt. Unter den Bereich der Grundfrequenz ($\leq \pm 3\text{Hz}$) fallen die Spannungsstabilität, die Frequenzstabilität und die transiente Stabilität, während außerhalb dieses Bereichs harmonische und sub-/supersynchrone Stabilitätsaspekte unterschieden werden können. Für die Aspekte der Grundfrequenz existieren bereits Methoden hinsichtlich der Ermittlung von Systembedarfen. So kann bspw. Spannungsstabilität über das Gleichgewicht zwischen Blindleistungsverbrauch und -erzeugung und Frequenzstabilität über das Wirkleistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch adressiert werden. Da zunehmend umrichterbasierte Technologien ans Netz gekoppelt werden, steigt die Relevanz für die Aspekte außerhalb der Grundfrequenz.

Methodisch setzt der Systemstabilitätsbericht auf vorhandene Analysen wie der Bedarfs- und Systemanalyse, der Langfristanalyse 2030 und des NEP auf, indem die Simulationsergebnisse aus den Studien für kritische Netznutzungsfälle mittels eines europäischen Verbundnetzmodells verschiedene Stabilitätsaspekte analysiert werden (BNetzA, 2025l; Übertragungsnetzbetreiber, 2023a, 2023e). So soll sichergestellt werden, dass eine ganzheitliche Betrachtung der Systemstabilität gewährleistet wird und dass sowohl gegenwärtige als auch zukünftige Herausforderungen berücksichtigt werden.

Zur Untersuchung der Spannungsqualität werden im Systemstabilitätsbericht in Bezug auf Blindleistungsdefizite knotenscharfe Schwachstellen und Engpässe identifiziert. Seitens der Frequenzstabilität wird der Frequenzgradient bei einer Netzauftrennung durch den RoCoF-Koeffizienten (Rate of Change of Frequency) gemessen. Die Momentanreserve wird so ausgelegt, dass der RoCoF-Schwellwert von $\pm 1\text{ Hz/s}$ eingehalten wird. Wird dieser überschritten, kann der Systemschutzplan seine Wirksamkeit verlieren und die Stabilität gefährdet werden. Hieraus ermittelt der Systemstabilitätsbericht die Lücke zwischen dem Bedarf und den tatsächlich verfügbaren oder erwarteten technischen Potenzialen, der für die Systemstabilität notwendig ist. Eine entstehende Lücke soll zur Schließung über ein 3-Säulen-Prinzip gedeckt werden:

1. Nutzung technischer Anschlussregeln (TAR)
2. Marktliche Ausschreibung
3. Beschaffung der ÜNB in eigener Verantwortung.

Systemstabilitätsniveau und Einordnung

Der Systemstabilitätsbericht 2025 kommt zu dem Schluss, dass gegeben der in den Studien unterstellten zukünftigen Erzeugungs-, Last- und Übertragungsstruktur die Systemstabilität ohne weitere Maßnahmen nicht sichergestellt werden kann. Dies wird durch die erfolgte Bestätigung der

BNetzA zu denen aus dem Bericht hervorgehenden Maßnahmen bekräftigt. Ein Handlungsdruck entsteht demnach bei der Bereitstellung von Momentanreserve und zur Deckung entstehender Blindleistungsdefizite in Deutschland.

Gemäß den Analysen des NEP 2037/2045 (Version 2023) steigt der negative Momentanreservebedarf im Überfrequenzfall von 496 GWs im Jahr 2030 bis zum Jahr 2037 auf bis zu 1500 GWs an (Übertragungsnetzbetreiber, 2023b). Im Unterfrequenzfall werden an positiver Momentanreserve in der mittleren Frist bis 2030 über 404 GWs und bis 2037 über 980 GWs benötigt. Auf Seiten der Stabilisierung der Spannungsqualität prognostiziert die Systemstudie ein entstehendes und zu deckendes Blindleistungsdefizit von 27 GVar bis 2030, das bis zum Jahr 2037 auf über 59 GVar ansteigen kann. Bereits im NEP 2030 (Version 2019) und NEP 2035 (Version 2021) wurde ein größerer Bedarf an Bereitstellung von Momentanreserve und Blindleistung ausgewiesen (Übertragungsnetzbetreiber, 2019, 2021). Der im Zuge des letzten NEP gestiegene Netzausbau, insbesondere durch eine erhöhte Dimensionierung von EE, lässt den Bedarf weiter ansteigen. Zudem setzt der zukünftige Bedarf bereits voraus, dass Elektrolyseure, Batteriespeicher und auch die Erneuerbaren Energien netzdienlich eingesetzt werden und Systemdienstleistungen einbringen. Eine nicht sinn-gemäße Integration würde den Bedarf auf bis zu 65 GVar anheben (Übertragungsnetzbetreiber, 2023e).

Aus diesen Ergebnissen leiten die ÜNB im Systemstabilitätsbericht verschiedene Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemstabilität ab:

- Großverbraucher wie Elektrolyseure und Batteriespeichern können zur Frequenzstabilisierung, die durch schnelle Bereitstellung von Wirkleistung erfolgen kann, sowie zur Blindstromstützung von temporären Spannungsänderungen beitragen und sollten entsprechend ins System integriert werden.
- Ein Umbau von stillzulegenden Kraftwerken in rotierende Phasenschieber wird empfohlen. Gleichzeitig sollen auch neuzubauende Kraftwerke für einen möglichen Betrieb als Phasenschieber vorgesehen werden.
- Für Synchrongeneratoren soll die Robustheitsanforderungen über 1 Hz/s (RoCoF) in den Europäischen Network Codes verankert werden.
- Die Abnahme netzbildender konventioneller Erzeuger trifft auf derzeit eine zunehmende Anzahl netzfolgender Erzeuger und Lasten. Daher wird die Etablierung von netzbildenden Betriebsmitteln als weitere notwendige Maßnahme identifiziert, um die Netzstärke zu erhalten.

Die herausgestellten Bedarfe sind vor dem Hintergrund der zugrundeliegenden Szenarien zu interpretieren (z. B. Entwicklung EE, Nachfrage). Beispielsweise beeinflusst das zukünftige Verhältnis von Kraftwerken, die eine inhärente Trägheit mit sich bringen, zu sonstigen Erzeugern, die über Leistungselektronik ans Netz gekoppelt sind, den Bedarf an systemstabilisierenden Maßnahmen.

Auf prozessualer Ebene lässt sich feststellen, dass Systemstabilität derzeit vor allem durch nationale Monitoringprozesse begleitet wird. Eine europäische Betrachtung von Systemstabilität wird heute über die europäischen Network Codes adressiert. Über diese können bspw. technische Anforderungen an Betriebsmittel hinsichtlich systemstabilisierender Aspekte umgesetzt werden. Austauschformate der Netzbetreiber auf europäischer Ebene ermöglichen es, die sich ändernden Systemstabilitätsanforderungen über die Network Codes zu besprechen und bei Bedarf

anzupassen. Ein kontinuierlicher europäischer Prozess, wie er in den anderen Dimensionen der Versorgungssicherheit bereits verankert ist, ist aktuell nicht vorhanden. Darüber hinaus wird Systemstabilität, wie beispielsweise auch die Dimensionierung der Netzreserve, stets nachgelagert zur Entwicklung des Stromsystems betrachtet. Eine Koordination von Investitionen unter Berücksichtigung aller Aspekte der Systemdienlichkeit - Netz, Markt, Systemstabilität - findet jedoch nicht statt.

4.6.5 Zwischenfazit Versorgungssicherheit

Die zukünftige marktseitige Versorgungssicherheit ist unsicher und hängt maßgeblich von der Entwicklung der Nachfrage, der steuerbaren Kapazitäten und von Flexibilitäten ab. Die methodisch sachgerechten Analysen zur Quantifizierung des Versorgungssicherheitsniveaus in der Zukunft sind der ERAA der ENTSO-E und das VSM der BNetzA. Gleichzeitig stellen diese Berichte aus prozessualer Sicht eine Voraussetzung für die mögliche Einführung eines Kapazitätsmechanismus dar.

Aus prozessualer Sicht resultiert aus dem ERAA 2024 ein Handlungsbedarf zur Stärkung der marktseitigen Versorgungssicherheit, da das angestrebte Versorgungssicherheitsniveau in allen Zieljahren verfehlt wird. Im VSM 2025 ist dies lediglich für das VE-Szenario im Jahr 2030 der Fall.⁸⁹ Der Zubaubedarf gesicherter Leistung hängt von der Realisierung zugrundeliegender Annahmen der Modellierungen ab und kann vom simulierten Ergebnis abweichen. So ist zur Einschätzung des Zubaubedarfs entscheidend, ob der simulierte Zubau von Gaskraftwerken ohne eine Anpassung des Marktdesigns und Umsetzung der Kraftwerksstrategie in der Realität marktbasiert zu erwarten ist. Unter der Prämisse, dass regulatorische und politische Unsicherheiten den marktgetriebenen Zubau gesicherter Leistung hemmen, scheint dies fraglich. Daraus resultiert ein politischer Handlungsbedarf zur Sicherstellung der marktseitigen Versorgungssicherheit (vgl. Abschnitt 6.6.1). Hierbei müssen Vorlaufzeiten für die Planung, Genehmigung und den Bau gesicherter Kraftwerksleistung berücksichtigt werden und können den zeitlichen Handlungsbedarf erhöhen.

Basierend auf dem simulierten Zubau gesicherter Leistung scheint der Zubaubedarf für das Zieljahr 2035 größer als für das Zieljahr 2030. Dieser muss vor dem Hintergrund von drei wichtigen Entwicklungen interpretiert werden, welche sowohl im ERAA als auch im VSM bestehen. Erstens wird ein starker Nachfrageanstieg unterstellt, welcher vor dem Hintergrund der Ergebnisse des Kapitels 4.1 einzuordnen ist. Zweitens resultiert im EVA eine signifikante vorzeitige marktgetriebene Stilllegung von Kohlekapazitäten über den KVBG-Pfad hinaus. Drittens wird ein Zuwachs nachfrageseitiger Flexibilitäten unterstellt, dessen Beitrag zur Versorgungssicherheit nur eingeschränkt quantifiziert werden kann und in beiden Studien optimistisch erscheint (vgl. Kapitel 4.7).

Angesichts der Unsicherheit in der mittleren bis langen Frist sollten keine direkten Rückschlüsse hinsichtlich des effizienten Technologiemarkes gezogen werden. Nachgelagerte Analysen können dazu beitragen, die Unsicherheiten in den Annahmen und den technologischen Wettbewerb abzubilden und bei Informationszugewinn eine iterative Neubewertung vorzunehmen. Dabei wären Planungs- und Bauzeiten von Kapazitäten zu berücksichtigen.

⁸⁹ Der LOLE der Sensitivität „NFlex.“ überschreitet ebenfalls das angestrebte Versorgungssicherheitsniveau. Allerdings ist die reduzierte Flexibilität nicht in der Investitionssimulation eingebunden, sodass der LOLE nur eingeschränkt aussagekräftig ist.

Die netzseitige Versorgungssicherheit scheint bis 2027/28 durch die Netzreserve gesichert. Über diesen Zeitraum hinaus gibt es keine belastbaren quantitativen Analysen mit Blick auf die Sicherung der netzseitigen Versorgungssicherheit durch die Netzreserve. Weitergehende Analysen müssen beachten, dass der Netzreservebedarf von den marktseitig für Redispatch im Inland und Ausland zur Verfügung stehenden Anlagen, dem Netzausbau, der Erschließung von netzoptimierenden Maßnahmen und der sonstigen Entwicklung des Energiesystems beeinflusst wird.

Die Versorgungssicherheit im Bereich der Systemstabilität wird durch einen detaillierten Prozess unter Beteiligung eines breiten Akteurskreises, in der Roadmap Systemstabilität adressiert. Begleitet wird sie von dem Systemstabilitätsbericht, der alle zwei Jahre von den ÜNBs erstellt wird. Die Roadmap legt einen strukturierten Prozess fest, wer was bis wann umsetzen muss, um das Ziel der Systemstabilität in Situationen mit 100 % erneuerbaren Energien zu erreichen. Ein Monitoring der Fortschritte der Prozesse sorgt für ein transparentes Vorgehen, das es erlaubt, Verzögerungen im Gesamtprozess frühzeitig zu erkennen und Gegenmaßnahmen einleiten zu können. Offen bleibt, wie Verzögerungen sich auf die zukünftige Systemstabilität auswirken.

Der kürzlich erschienene Systemstabilitätsbericht ist einerseits Ergebnis der Roadmap, fungiert aber auch als zentrales Werkzeug. Er legt für die unterschiedlichen Aspekte der Systemstabilität Bedarfe und Handlungsoptionen offen. So verdeutlicht der Bericht, dass ohne einleitende Gegenmaßnahmen die Systemstabilität unter dem geplanten Transformationsprozess nicht gewährleistet werden kann. Ein Handlungsbedarf besteht hinsichtlich der Deckung von Momentanreserve- und Blindleistungsbedarfen. Weiterhin müssen netzbildende Stromumrichter etabliert werden, um die Netzstärke bei Störfällen zu erhalten.

4.7 Analyse des Smart-Meter-Rollouts und der Digitalisierung der Energiewende

Dieses Kapitel wurde federführend von BET Consulting GmbH bearbeitet.

Fokus dieses Kapitels ist die Bewertung des aktuellen Stands beim Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys). Dieser Smart Meter Rollout ist ein zentraler Baustein für die Digitalisierung der Energiewende. Nur durch Digitalisierung lässt sich das Energiesystem künftig bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien und klimaneutraler Technologien weiterhin zuverlässig, kostengünstig und effizient betreiben (E.ON et al., 2024; vbw, 2025).

Die Einführung intelligenter Messsysteme ist dabei nur ein Teil der Digitalisierung. Weitere entscheidende Entwicklungen sind (unter anderem):

- der Einsatz neuer Softwaresysteme wie dem digitalen Zwilling für die Niederspannung,
- das digitale Netzanschlussportal,
- die Automatisierung betrieblicher Abläufe, sowie
- der Aufbau einer leistungsfähigen, skalierbaren Datenarchitektur (dena, 2025a).

Der volle systemische Nutzen entsteht erst, wenn innovative Technik im Feld mit einer zukunftsfähigen IT- und Datenlandschaft kombiniert wird - und wenn effiziente Prozesse etabliert sind. Auf dieser Grundlage lassen sich sodann Flexibilitäten einbinden und steuern sowie Netzausbau bedarfe reduzieren (Decarbonize, 2024; vbw, 2025).

Intelligente Messsysteme schaffen die sichere, standardisierte und automatisierte Datenbasis, auf der die digitalen Steuerungs-, Flexibilitäts- und Marktprozesse des dezentralen Energiesystems aufbauen sollen. Gleichzeitig gewährleisten sie einen hohen Schutz der digitalen Infrastruktur (BSI, 2025a).

Der aktuelle Stand des Rollouts wird im Folgenden in verschiedenen Dimensionen bewertet. Hierzu gehört der gehobene systemische Nutzen, das Vorhandensein der Technik, der Reifegrad von IT-Systemen und Prozessen, die Akzeptanz beim Endkunden, sowie der Grad an IT-Sicherheit. Abschließend wird bewertet, ob ausreichend Anreize für die Akteure bestehen, den Rollout mit erforderlicher Geschwindigkeit, Kosteneffizienz sowie Nutzenmaximierung voranzutreiben. Die Bewertung speist sich durch die Auswertung von etwa 40 Positionspapieren, veröffentlichten Informationen von Ministerien und Behörden sowie Experteninterviews mit grundzuständigen bzw. wettbewerblichen Messstellenbetreibern, Akteuren der neuen Energiewirtschaft und Verbänden.

4.7.1 Historie und Prognosen

In diesem Unterkapitel wird die quantitative Historie des Rollouts intelligenter Messsysteme (iMSys) betrachtet und eine Prognose für die Entwicklung des iMSys-Rollouts in das Jahr 2032 (Ende des Pflichtrollouts nach MsbG) abgeleitet. Das Verfahren zur Prognose entstammt aus den Voruntersuchungen zu den Analysen und Berichten des BMWK nach § 48 MsbG und wird hier erneut zur Prognosebildung herangezogen. Nähere Erläuterungen zu dieser Methodik befinden sich in Kapitel 4.5 der zuvor beschriebenen Quelle (EY & BET, 2024).

Das Messstellenbetriebsgesetz unterscheidet im § 29 zwischen Pflichteinbaufällen und optionalen Einbaufällen, abhängig von Verbrauchs- und Erzeugungsgrenzen. Die Auswertung der Monitoring-Berichte der BNetzA seit 2017 zeigt, dass der Rollout der iMSys im Jahr 2019 begann (BNetzA & Bundeskartellamt, 2020, 2021). Während die optionalen Einbaufälle aufgrund der fehlenden gesetzlichen Verpflichtungen nur langsam angestiegen sind, wurden bis Ende 2023 fast 500.000 iMSys im Rahmen des Pflichtrollouts verbaut. Für das Jahr 2024 liegen bislang lediglich Daten zur Gesamtzahl der installierten iMSys vor, weswegen eine Differenzierung nach Pflicht- und Optionalfällen derzeit nicht möglich ist.

Der bisherige Verlauf des Rollouts von iMSys ist in der nachfolgenden Abbildung 57 dargestellt. Mit dem ersten Quartalsmonitoring 2025 hat die BNetzA veröffentlicht, dass in etwa 1,5 Millionen iMSys in Deutschland installiert sind (BNetzA, 2025j).

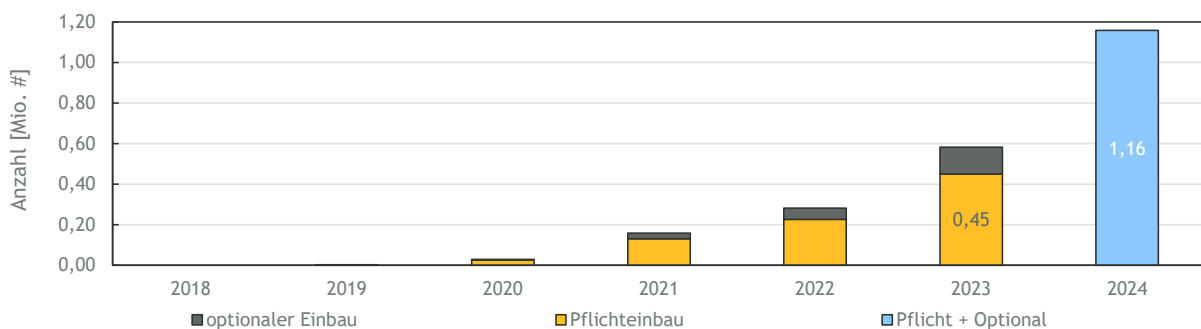
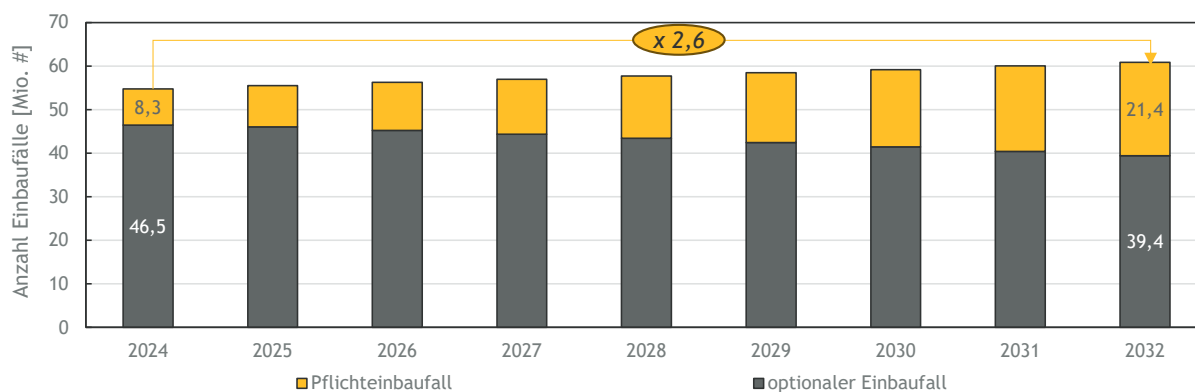


Abbildung 57: Historische Entwicklung iMSys⁹⁰

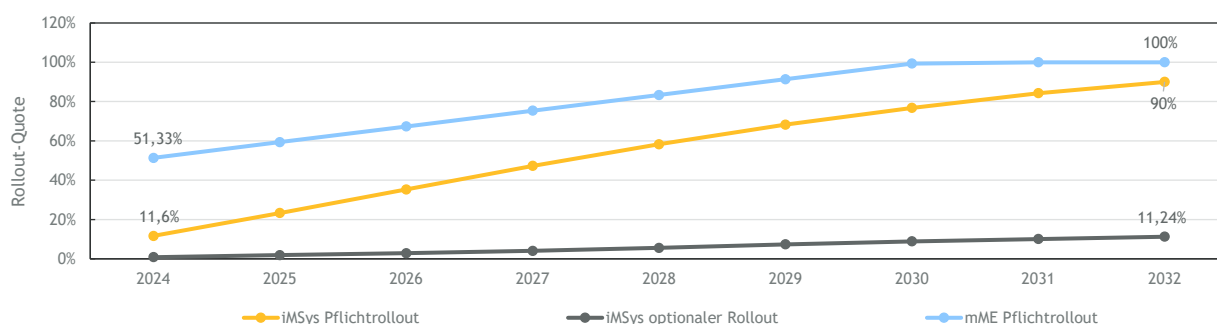
In Deutschland müssen bis 2032 mindestens 90 % aller Messstellen mit einem iMSys ausgestattet werden, die einen Verbrauch > 6.000 kWh besitzen, bei denen eine Vereinbarung für steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG besteht oder eine Erzeugungsanlage > 7 kW installiert ist. Diese sogenannten Pflichteinbaufälle liegen nach Abschätzungen der Gutachter aktuell bei ca. 8 Millionen Messstellen, die eine Teilmenge der fast insgesamt 55 Millionen Messstellen in Deutschland darstellen. Damit sind heute ca. 15 % aller Messstellen als Pflichteinbau für gMSB anzusehen.

Wie in den o.g. Untersuchungen nach § 48 MsbG ausführlich erläutert, korreliert die Anzahl der in Deutschland installierten PV- und § 14a-Anlagen (insb. private Ladeeinrichtungen und Wärmepumpen) mit der Anzahl der auszustattenden Pflichteinbaufälle. Zur Ermittlung des Anstiegs der Pflichteinbaufälle wird das Verfahren aus o.g. Gutachten genommen und mit aktuellen Szenarien zum Fortschreiten der Energiewende verschnitten. Daraus ergibt sich die Erwartung, dass die Zahl der Pflichteinbaufälle von circa 8 Millionen Messstellen Ende 2024 auf rund 21 Millionen Messstellen Ende 2032 anwachsen wird. Dies entspricht in etwa einer Verzwelfachung der Pflichteinbaufälle bis zum Ende des gesetzlich vorgeschriebenen Rollouts. Abbildung 58 zeigt diese Entwicklung inkl. der Verteilung auf verpflichtende und optionale Einbaufälle.

⁹⁰ Eigene Darstellung BET auf Basis der BNetzA-Monitoringberichte 2016 - 2024

Abbildung 58: Aktuelles Trendszenario optionale und verpflichtende Einbaufälle⁹¹

Auf Basis dieser Einbaufallentwicklung kann in einem nächsten Schritt prognostiziert werden, wie viele Messeinrichtungen welchen Typs (konventionelle Messeinrichtungen (kME), moderne Messeinrichtungen (mME), intelligente Messsysteme (iMSys) etc.) in welchem Jahr installiert sein werden. Für diese Prognose der zukünftigen Verteilung der Messtechnik werden die gesetzlichen Rolloutquoten des § 48 MsbG als Entwicklungsmaßstab angesetzt. Für die optionalen Einbaufälle bestehen keine gesetzlichen Vorgaben. Die Rolloutquote für die optionalen Fälle wird für das Ende des Rollouts mit etwa 10 % angenommen und leitet sich aus einer progressiven Trendfortschreibung des bisherigen optionalen Rollouts her. Abbildung 59 zeigt hierbei den Verlauf der wichtigsten drei Rolloutquoten.

Abbildung 59: Prognostizierte Rolloutquoten mit gesetzlichen Zielwerten⁹¹

Ausgehend von den oben dargestellten Pflichtrolloutquoten des § 45 MsbG wird die Entwicklung der Bestände an unterschiedlichen Messtechniken bis 2032 prognostiziert. Für konventionelle Messeinrichtungen wird ein kontinuierlicher Rückgang erwartet, da diese durch mME oder iMSys ersetzt werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass der Bestand an mME in den kommenden Jahren kontinuierlich ansteigen wird, bis die gesetzliche Rolloutquote erreicht wird. Im Rahmen des iMSys-Rollouts wird sowohl für die optionalen als auch verpflichtenden Einbaufälle ein deutliches Wachstum prognostiziert, wobei der Fokus durch die gesetzlichen Vorgaben vorrangig auf den Pflichteinbaufällen liegt. Der Rollout intelligenter RLM-Messsysteme (iRLMSys) wird aufgrund der Rolloutvorgaben im § 48 MsbG und der Verfügbarkeit der notwendigen Technik frühestens im Jahr 2027 beginnen.

⁹¹ Eigene Analysen unter Anwendung der Methodik der Voruntersuchung zu den Analysen und Berichten des BMWK nach § 48 MsbG (EY & BET, 2024)

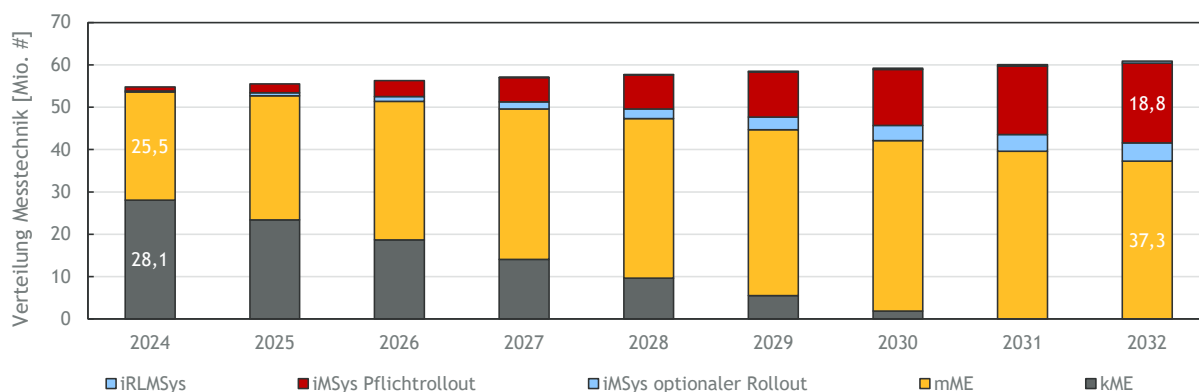


Abbildung 60: Aktuelles Trendszenario Entwicklung der verbauten Messtechnik⁹²

Im Ergebnis zeigen die Prognosen, dass die fortschreitende Energiewende in Verbindung mit den Pflichtrolloutquoten des § 45 MsbG zu mehr als 23 Millionen iMSys bis Ende 2032 führen wird (in anderen Szenarien über 27 Millionen iMSys, siehe (EY & BET, 2024)), wobei ca. 19 Millionen iMSys davon auf den Pflichteinbau entfallen. Diese iMSys werden größtenteils dazu eingesetzt, dezentrale Erzeugungs- und Verbrauchsflexibilitäten an die Netz- und Marktmechanismen anzubinden, damit im Ergebnis Netzausbau eingespart und marktliche Flexibilität bereitgestellt werden kann.

4.7.2 Systemischer Nutzen

Der Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) bildet in Deutschland die zentrale Grundlage für ein dekarbonisiertes, dezentrales und digitales Energiesystem. Der damit verbundene systemische Nutzen dezentraler Flexibilisierung wird bisher jedoch nur in begrenztem Umfang realisiert. Zwar liefern iMSys zeitlich hochaufgelöste Messwerte - 15-minütige Mittelwerte für Planungszwecke sowie minütliche Netzzustandsdaten zur Erhöhung der Netztransparenz. Die meisten Verteilnetzbetreiber (VNB) haben ihre Leit- und Planungssysteme jedoch noch nicht für den großflächigen Import dieser Daten vorbereitet. Auch die Einführung digitaler Zwillinge für die Niederspannung ist in den meisten Unternehmen noch nicht abgeschlossen. Transparenzgewinne entstehen daher nur punktuell, systemweit bleibt das Niederspannungsnetz trotz bereits mehr als 1,5 Millionen installierter iMSys weitgehend „blind“ (BDEW, 2024b).

Auch bei der Substitution von Netzausbau durch Flexibilität zeigt sich ein gemischtes Bild. Die seit 1. Januar 2024 geltenden Vorgaben zu § 14a EnWG erlauben es, steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie private Ladepunkte, Wärmepumpen, Batteriespeicher oder Klimageräte im Engpassfall auf 4,2 kW zu dimmen. In der Praxis sind die Regelungen jedoch so ausgestaltet, dass bei wiederkehrenden Steuerungseingriffen dennoch Maßnahmen, wie bspw. Netzausbau, erfolgen müssen. Somit wird Netzausbau nicht ersetzt, sondern lediglich zeitlich verschoben (VDE FNN, 2023). Viele Netzbetreiber interpretieren die Regelung mittlerweile dahingehend, dass nach dem ersten § 14a-Steuerungseingriff innerhalb von zwei Jahren zwingend ein Netzausbau an diesem Netzabschnitt erfolgen muss. Aus diesem Grund eignet sich § 14a EnWG nicht, um Netzausbaukosten durch die Einbindung netzdienlicher Flexibilität über iMSys zu reduzieren.

⁹² Eigene Analysen unter Anwendung der Methodik der Voruntersuchung zu den Analysen und Berichten des BMWK nach § 48 MsbG (EY & BET, 2024)

Für die Erzeugungsseite > 100 kW besteht seit 2021 mit Redispatch 2.0 ein vergleichbares Instrument, planerisch ergänzt durch die Spitzenkappung. Diese wird jedoch laut veröffentlichter Netzausbaupläne nur von einem kleinen Teil der Verteilnetzbetreiber eingesetzt, selbst bei bestehenden Engpässen, die zu erheblichem Netzausbau führen. Hinzu kommt, dass die Einführung von Redispatch 2.0 branchenweit stark verzögert ist (BNetzA, 2025g). Die Bundesnetzagentur arbeitet derzeit im Festlegungsverfahren BK6-23-241 an einer Fortentwicklung, um Prozesse zu vereinfachen.

Das technische Potenzial der Digitalisierung zur Integration von Photovoltaik, Elektromobilität und Wärmepumpen ist unbestritten. Modellanalysen zeigen, dass bei vollständiger Mess- und Steuerbarkeit Netzausbauinvestitionen vermieden werden könnten, welche die zusätzlichen Investitionen für Digitalisierung deutlich übersteigen (BET Consulting et al., 2025). In der Praxis verhindern jedoch regulatorische Rahmenbedingungen, fehlende flächendeckende Digitale Netzwillinge und der erst langsam anlaufende Rollout von Steuerungseinrichtungen, dass diese Einsparpotenziale bereits realisiert werden.

Auch bezüglich der Digitalisierung des Messstellenbetriebs anderer Sparten und Sektoren werden die Synergiepotenziale der iMSys-Plattform bisher kaum ausgeschöpft. Die Heizkostenverordnung verpflichtet seit 2021 lediglich zur Funk-Fernablesung von Wärme- und Wasserzählern; neue Geräte müssen zwar Smart Meter Gateway (SMGW)-fähig, nicht jedoch SMGW-angeschlossen sein (Ariadne, 2022). Synergien zwischen Strom-, Gas-, Wärme- und Wassersparten werden daher aktuell meist in Pilotprojekten wie SET Pilots oder den DigENet-Projekten (Förderaufruf 1 und 2) untersucht (BMW, 2021; BMW, 2022b). Messstellenbetreiber äußern zudem flächendeckend, dass Mehrsparten- und Submetering auf Grund der Vielzahl an anderen Herausforderungen derzeit nach hinten priorisiert wurde.

Parallel drängen neue Akteure in den Markt und bringen innovative Geschäftsmodelle ein. Dynamische Tarife, Flexibilitätsmanagement, Verbrauchsvisualisierung und weitere Mehrwertdienste sind auf Basis des iMSys und der durch das Smart Meter Gateway bereitgestellten Tarifenwendungsfälle technisch bereits möglich. Viele dieser Unternehmen kooperieren mit Messstellenbetreibern oder bieten selbst wettbewerblichen Messstellenbetrieb an. Der Einbau auf Kundenwunsch eröffnet digitale Teilhabe, doch um diese Geschäftsmodelle flächendeckend anbieten zu können, ist ein beschleunigter Rollout in großen Stückzahlen erforderlich.

Fazit: Auch wenn iMSys heute schon die technischen Funktionen bereitstellen, um Netzausbau zu vermeiden und neue Geschäftsmodelle zu ermöglichen, verhindern derzeitige rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen, ein langsames Umsetzungstempo und die unzureichende sektorübergreifende Integration, dass der volle Systemnutzen von iMSys gehoben werden kann.

4.7.3 Technik

Die technische Basis des Smart Meter Rollouts ist seit mehreren Jahren verfügbar: Fünf Hersteller - Power Plus Communications, EMH metering, Theben Smart Energy, Sagemcom Dr. Neuhaus und EFR - verfügen über BSI-zertifizierte Smart Meter Gateways (SMGW) und können zusammen mehr als 2,5 Millionen Geräte pro Jahr fertigen (BSI, 2025c). Damit sind die gesetzgeberisch anvisierten Ziele nach § 45 MsbG bis Ende 2032 rein kapazitiv erreichbar (vgl. Abschnitt 4.7.1). Die jüngste

Gerätegeneration unterstützt nahezu alle relevanten Tarifierungsfälle (TAF): Viertelstunden-Lastprofile (TAF 7) bilden die Grundlage für dynamische Tarife, Ist-Einspeisewerte (TAF 9) und Netzzustandsdaten (TAF 10) decken netzbetriebliche Anforderungen ab, und TAF 14 ermöglicht hochfrequente Messwerterfassung für Endkundenvisualisierung und weitere Mehrwertdienste. Bei der IT-Integration gibt es bei den neueren TAF noch Herausforderungen (siehe späterer Abschnitt).

Aufbauend auf diesen hohen technischen Standards und Sicherheitsanforderungen zeigen sich im europäischen Vergleich Unterschiede: In vielen EU-Mitgliedsstaaten kommen Smart Meter mit vergleichsweise einfacherer Architektur zum Einsatz, die weniger strenge IT-Sicherheitsvorgaben erfüllen und häufig nur eingeschränkte Kommunikations- und Steuerungsfunktionen bieten (ACER, 2024b). Die Fortschritte anderer Länder zeigen zwar, dass diese Systeme kostengünstiger und schneller ausgerollt werden konnten. In einigen Fällen führte dies zu erheblichen Problemen bei der technischen Umsetzung, wie etwa bei der ersten Generation der SMETS-Zähler in Großbritannien. Diese verloren beim Wechsel des Anbieters ihre smarten Funktionalitäten und mussten vor Ort neu konfiguriert oder vollständig durch eine neue Generation ersetzt werden - mit entsprechendem Mehraufwand und zusätzlichen Kosten (Ambrose, 2025).

Dennoch haben zahlreiche Mitgliedsstaaten - darunter Spanien, Schweden oder Italien - mit ihren Architekturen bereits einen flächendeckenden Rollout erreicht (ACER, 2024b). Deutschland hingegen liegt im reinen Quotenvergleich, bezogen auf die Gesamtmenge der Messstellen, deutlich zurück, setzt dafür aber auf eine zukunftsfähigere Lösung mit höheren IT-Sicherheitsstandards und Smart Grid Funktionalitäten.

Smart Meter Light

In der Diskussion um die Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts wird immer wieder die Frage gestellt, ob ein vereinfachter technischer Ansatz („Smart Meter Light“) in Deutschland geeignet sein könnte. Dabei würde bewusst auf bestimmte im Vollausbau vorgesehene Funktionen sowie auf die hohen Sicherheits- und Datenschutzstandards eines Smart-Meter-Gateways verzichtet, um die Kosten zu senken und Kunden schneller mit einer fernauslesbaren Messtechnik auszustatten. Ziel ist es, diesen Kunden Transparenz über ihre Messwerte zu geben und eine viertelstundenscharfe Abrechnung sowie die Teilnahme an dynamischen Tarifen zu ermöglichen (Simplify Smart Metering, 2024).

Konkret sieht der Ansatz vor, bestehende moderne Messeinrichtungen mit einer Art Ablesekopf auszustatten, der die Zählerstände viertelstundengenau über die Infrarotschnittstelle der mME „abliest“ und diese - ohne konkrete Vorgaben zu Verschlüsselung sowie Art und Weise der Datenkommunikation - anschließend an den Messstellenbetreiber zu übermitteln. Die Montage könnte durch den Endkunden oder den Messstellenbetreiber erfolgen. Geplant ist der Einsatz ausschließlich an Messstellen ohne Steuerungsbedarf (also Messstellen ohne PV-Anlagen oder § 14a-Anlagen), im Wesentlichen in optionalen Einbaufällen bei Privatkunden. Messstellen mit Steuerungsbedarf müssten weiterhin mit iMSys ausgerüstet werden. Unter dieser Prämisse könnten heute installierte mME zu einem „Smart-Meter Light“ per Auslesekopf aufgerüstet werden. Durch Eigenmontage ließen sich die Kosten und der Aufwand beim Rollout reduzieren (Gust, 2025a).

Bewertung

Auf den ersten Blick wirkt der Ansatz pragmatisch und vielversprechend. Bei näherer Betrachtung treten jedoch Umsetzungs- und Nutzenfragen zutage (FfE, 2025a; Figueroa, 2025; ZfK, 2025):

- **Langwierige Anpassungen der Rahmenbedingungen:** Ein Smart Meter Light würde umfassende Anpassungen des Rechtsrahmens erfordern und außerdem langwierige Abstimmungsprozesse zwischen (mindestens) BSI, BNetzA, VDE FNN und PTB rund um technische Ausgestaltung, Datenschutz oder Kostenanerkennung erfordern. Dies würde den erhofften Beschleunigungseffekt verringern.
- **Kostenreduktion gering:** Auch wenn bei einem Smart Meter Light die Hardwarekosten geringer ausfallen mögen, entstehen trotzdem Prozesskosten (Einbau, Betrieb), Systemkosten und Kommunikationskosten. Durch die entstehende Parallelstrukturen könnten IT-Kosten sogar steigen. Die Kostenreduktionspotenziale sind somit gering und gehen zu Lasten des Datenschutzes und der Datensicherheit.
- **Geringer systemischer Nutzen:** Smart Meter Light würden (wie auch von den Befürwortern gefordert) nur dort eingesetzt, wo kein Steuerungsbedarf besteht - und damit in der Regel auch kein signifikantes Lastverschiebepotenzial (z. B. durch Wärmepumpen, Ladefrastruktur, Speicher oder PV-Anlagen) vorhanden ist. Der Nutzen wäre somit gering. Sobald Flexibilität bei der Messstelle entsteht (bspw. durch den Zubau einer Ladeeinrichtung), müsste ein iMSys nachgerüstet werden, wodurch doppelte Kosten entstehen können.
- **Verunsicherung der Branche:** Die Einführung von Parallelstrukturen rund um ein Smart Meter Light würde Marktakteure verunsichern. Investitionen würden zurückgehalten und der gerade skalierende Rollouts verzögert - dieser könnte sich somit sogar verlangsamen.

Zwischenfazit

Der Wunsch nach mehr und kostengünstiger digitaler Teilhabe und einer Beschleunigung des Rollouts ist nachvollziehbar und richtig. Es besteht jedoch aus Sicht der Gutachter ein großes Risiko, dass ein Smart Meter Light den aktuellen Rollout ausbremst, und dabei wenig systemischen Nutzen stiftet. Eine kurzfristige Einführung erscheint aufgrund langwieriger Abstimmungen der einzubindenden Gesetzgeber und Regelsetzer unrealistisch. Für die Beschleunigung des Rollouts werden andere Maßnahmen als deutlich zielführender eingeschätzt.

Steuerungseinrichtungen

Mit der EnWG-/MsbG-Novelle vom 25. Februar 2025 rücken systemrelevante Einbaufälle, bei denen eine Steuerbarkeit gegeben sein muss, stärker in den Fokus. Im Bereich der hierfür erforderlichen Steuertechnik hat sich das Marktbild deutlich aufgehellt. Seit Veröffentlichung der TR-03109-5 im Dezember 2023 wurden neun Steuerungseinrichtungen mit digitaler und/oder analoger Steuerungsschnittstelle vom BSI zertifiziert (BSI, 2025b); weitere Komponenten für Energiemanagement und Submetering befinden sich in Zulassung oder Pilotierung. Eine vollständig integrierte Steuerungsfunktion im SMGW selbst soll mit der kommenden SMGW-Generation auf Basis der BSI-TR-03109-1 Version 2.0 umsetzbar sein. Nach Brancheneinschätzungen wird diese Funktion ab frühestens Mitte 2026 verfügbar sein. Bis dahin erfolgt die Fernsteuerung über das

iMSys mittels externer Steuerungseinrichtungen; danach kann ein MSB zwischen der integrierten und externen Steuerungsfunktionalität wählen.

BSI-Standards und FNN-Regelwerke haben die Interoperabilität der Technik spürbar verbessert, eine echte Austauschbarkeit („Interchangeability“) zwischen Herstellern ist jedoch noch nicht erreicht, was im Wesentlichen mit fehlenden bzw. noch nicht ausreichend standardisierten Backend-Prozessen zu begründen ist. Zwar hebt die Version 2.0 der TR-03109-1 die Kommunikationsschnittstelle zum Smart Meter Gateway Administrator auf ein hohes standardisiertes Niveau, in der Praxis erfordern Kombinationen aus SMGW, moderner Messeinrichtung und Steuerungseinrichtung meist herstellerspezifische Einzeltests - mit entsprechend hohen Integrationskosten für Messstellenbetreiber.

Die Erreichbarkeit der SMGW über das Mobilfunknetz ist ebenfalls anspruchsvoll. Über klassische LTE-Verbindungen werden im realen Einbau - insbesondere in Kellerräumen und ländlichen Gebieten - Erreichbarkeitsquoten von unter 70 % gemessen. Als Reaktion setzen mehrere Betreiber auf 450-MHz-Technik oder Power-Line-Fallbacks. Offen ist, ob die Kommunikation künftig verpflichtend „schwarzfallfest“ ausgeführt werden muss; diese Möglichkeit ist im aktuellen Rechtsrahmen angelegt und sorgt für Investitionszurückhaltung.

Fazit: Die Stückzahlen, Funktionsumfang und Zertifizierungsfortschritt sind mehr als ausreichend, um den Rollout planmäßig zu skalieren. Die entscheidenden Herausforderungen liegen somit weniger in der Hardware, sondern im Zusammenspiel mit den IT-Systemen und Prozessen (siehe folgender Abschnitt 4.7.4) und in der Verbesserung der Telekommunikations-Anbindung - beides Schlüsselfaktoren für einen künftig störungsarmen und wirtschaftlichen Betrieb der digitalen Infrastruktur.

4.7.4 IT-Systeme und Prozesse

Der beschleunigte Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys) rückt die zugrunde liegenden IT-Plattformen und Prozesse stärker in den Fokus. In Deutschland existieren heute mehrere Smart-Meter-Gateway-Administrationssysteme (GWA), wobei wenige Anbieter einen Großteil des Marktes bedienen. Die gesetzlich vorgegebenen Anwendungsfälle und Sicherheitsauflagen werden erfüllt, und die Systeme gelten als technisch stabil. Allerdings müssen Gateway-Administratoren regelmäßig ihre Systeme aktualisieren, und die Erweiterung um neue Funktionen ist mit hohem Aufwand sowie anfänglicher Fehleranfälligkeit verbunden.

Die Interoperabilität kann jedoch trotz deutlicher Fortschritte in den letzten Jahren weiter erhöht werden um näher Richtung Interchangeability (Austausch von Komponenten oder Systemen ohne Einschränkung der Funktion) zu gelangen. Interoperabilität bezeichnet die Fähigkeit verschiedener Komponenten, Systeme und Marktteilnehmer, reibungslos über standardisierte Schnittstellen miteinander zu kommunizieren und Daten auszutauschen. Ein Beispiel für einen Prozess, in dem die Interoperabilität gesteigert werden sollte, ist der Wechsel des Gateway-Administrators - etwa bei Netzübernahmen. Dieser wurde zwar in der Praxis bereits erfolgreich durchgeführt, ist prozessual jedoch komplex und bislang nicht massentauglich umsetzbar (BDEW, 2024b).

Im Bereich der Administrationssysteme für Steuerungseinrichtungen (Steuerung-Administrator oder CLS-Management) ist der Entwicklungsstand geringer. Zwar gibt es inzwischen mehrere Softwareanbieter, doch die für die Steuerung notwendigen Prozesse müssen noch in die bestehende Softwarelandschaft eines Messstellenbetreibers integriert werden. Viele Unternehmen führen diese Funktionen derzeit ein. Branchenberichte erwarten eine Einführung von massengeschäftstauglichen Prozessen zur Steuerbarkeit im Laufe des Jahres 2026 (BDEW, 2025; Gust, 2025b). Die flächendeckende Umsetzung der Steuerung durch die Verteilnetzbetreiber wird allerdings erst ab 2027 erwartet (E.ON, 2024; Stadtwerke München, 2025).

Auch in den klassischen IT-Systemen der Messstellenstellen- und Verteilnetzbetreiber führen häufige regulatorische Anpassungen zu hoher Belastung (BDEW, 2024b). Gesetzesänderungen im EnWG, MsbG, Vorgaben zu § 14a EnWG, dynamischen Tarifen oder dem 24-Stunden-Lieferantenwechsel (ein Stromkunde kann innerhalb von 24 Stunden seinen Versorger wechseln) erfordern Anpassungen an mehreren Systemen. Die Verschiebung des 24-Stunden-Wechsels (BK6-22-024) auf den 6. Juni 2025 verdeutlicht den Anpassungsdruck; viele Prozessketten laufen erst nach mehreren Release-Iterationen stabil. Ein ähnliches Bild zeigt sich bei Redispatch 2.0, das nach Jahren noch nicht voll funktionsfähig ist (BNetzA, 2025g). Gerade bei Prozessen mit Schnittstellen zu anderen Marktteilnehmern (bspw. im Rahmen der Marktkommunikation) besteht oft eine hohe Komplexität.

In der Praxis weisen einige Akteure auf mögliche Ressourcenengpässe bei der Montage hin (Ariadne, 2022; BDEW, 2024b; E.ON, 2024). Messstellenbetreiber setzen auf eigene Mitarbeiter oder regionale Elektrofachbetriebe. Zusätzlich drängen spezialisierte Dienstleister - teils europaweit agierende Rollout-Partner - in den Markt und erhöhen das verfügbare Montagevolumen. Verzögerungen aufgrund von Personalmangel sind bislang jedoch selten.

Die Abläufe für Zählertransport, Lagerung, Einbau und Entstörung von iMSys haben inzwischen einen hohen Reifegrad erreicht und wurden mit der Überarbeitung der „sicheren Lieferkette“ von SMGW im vergangenen Jahr vereinfacht. Bei Steuerungseinrichtungen ist der Prozessreifegrad geringer: Massengeschäftstaugliche Einbau-, Management- und Entstörprozesse müssen erst noch etabliert werden, da viele Messstellenbetreiber die Systeme gerade erst einführen.

Seit der § 14a EnWG-Festlegung der BNetzA und der Veröffentlichung der TR 03109-5 des BSI setzt die Branche mehrheitlich auf den EEBUS-Standard. Dieser wird künftig die Interoperabilität gerade beim Thema der digitalen Steuerung deutlich verbessern, ermöglicht bidirektionale Kommunikation und zusätzliche Anwendungsfälle auf Basis des iMSys. Die digitale Schnittstelle bietet somit Vorteile gegenüber der analogen Schnittstelle. Aber auch hier gibt es noch Herausforderungen im Markthochlauf sowie bei der Festlegung der Inbetriebnahmeprozesse, die in den kommenden Monaten zu lösen sind.

Bundesweite Festlegungen zur Standardisierung von Messstellenverträgen und Geschäftsprozessen (Wechselprozesse im Messwesen (WiM) Strom, BK6-18-032) bestehen oder werden gerade noch aufgesetzt, lassen aber Spielräume zu, die zu abweichenden Prozessausprägungen führen - von Terminavisierungen bis zur Retourenlogistik - und so den Gleichlauf in der Branche noch bremsen. Marktkommunikationsprozesse, die auf den Schnittstellen zwischen den Markttrollen zum Einsatz kommen, werden außerdem nicht immer vollständig nach den Vorgaben implementiert.

Fazit: Die Gateway-Administrations-Systeme sind funktionsfähig, die Systeme für die Anbindung von Steuerungseinrichtungen stehen kurz vor der Einsatzfähigkeit, und die Rollout-Prozesse sind organisatorisch skalierbar. Verzögerungen entstehen vor allem durch den fortlaufenden Umbau der Softwarelandschaften in den Mess- und Steuerprozessen. Die Prozessstandardisierung, insbesondere die Steuerbarkeit betreffend, ist ausbaufähig.

4.7.5 Akzeptanz beim Endkunden

Eine repräsentative Bitkom-Befragung zeigt, dass inzwischen 63 % der Deutschen einen Einbau intelligenter Messsysteme (iMSys) befürworten - fast doppelt so viele wie vor vier Jahren (Bitkom, 2024a). Andere Umfragen weisen jedoch auch auf eine nach wie vor ausbaufähige allgemeine Bekanntheit hin: Laut einer YouGov-Erhebung aus Herbst 2024 wissen 60 % der Bevölkerung nicht, worum es bei „Smart Metern“ geht (ZfK, 2024). Ablehnungen beim verpflichtenden Einbau beruhen daher meist nicht auf bewusster Verweigerung, sondern auf Informationsdefiziten.

Wo moderne Messeinrichtungen oder iMSys bereits installiert sind, sehen Endkunden den größten Nutzen in der gestiegenen Verbrauchstransparenz (energate Messenger, 2025). Tagesgenaue Stromprofile in Portalen oder Apps werden geschätzt, während erweiterte Funktionen wie dynamische Tarife oder die Steuerung von Wärmepumpen und Wallboxen von einer wachsenden Nutzergruppe eingesetzt werden. Der systemische Mehrwert - also die Vermeidung von Netzausbau durch höhere Netztransparenz und Steuerbarkeit sowie die langfristige Dämpfung der Gesamtsystemkosten - bleibt noch abstrakt und wird in Umfragen kaum genannt.

Beim Preisempfinden zeigt sich ein gemischtes Bild. Mit der jüngsten MsbG-Novelle wurden die Preisobergrenzen angehoben, sodass einmalige Einbautentgelte bis 100 € (hier und im Folgenden immer brutto) plus ein jährliches Zusatzentgelt von 30 € möglich sind. Verbraucherverbände sehen darin ein Akzeptanzrisiko (BNE & SMI, 2024). Ein Teil der Kosten wird seit dem GNDW 2023 von den Verteilnetzbetreibern übernommen (meist 80 € pro Jahr) und über die Netzentgelte verteilt, wodurch einzelne Kunden entlastet werden, während die Finanzierung über das Kollektiv erfolgt. Die Anpassung verbessert zugleich die Wirtschaftlichkeit für Hersteller und Messstellenbetreiber und beschleunigt somit den Rollout. Zuvor war der Rollout für die handelnden Akteure nicht kostendeckend umsetzbar (E.ON et al., 2024).

Datenschutz und IT-Sicherheit bleiben zentrale Kriterien für die Akzeptanz. Die BSI-Zertifizierung des Smart-Meter-Gateways mit Ende-zu-Ende-Verschlüsselung entspricht dem hohen deutschen Datenschutzanspruch und wird in Kommunikationskampagnen betont. Gleichzeitig wächst in Zeiten geopolitischer Krisen das Bewusstsein dafür, dass zertifizierte Infrastruktur zur Resilienz des Energiesystems beiträgt.

Fazit: Die grundsätzliche Akzeptanz für den Smart Meter Rollout steigt, der Rollout wird von den Endkunden befürwortet. Der Systemnutzen kann jedoch verständlicher vermittelt werden. Bedenken konzentrieren sich auf die Kosten. Datenschutz und Datensicherheit sind für den Endkunden von hoher Relevanz.

4.7.6 IT-Sicherheit für ein resilientes Energiesystem

Die deutsche Smart-Metering-Architektur gilt europaweit als besonders sicher. Herzstück ist das Smart Meter Gateway (SMGW), das sämtliche Kommunikationsprozesse rund um Messung, Steuerung und Datenbereitstellung absichert. Die Zertifizierung durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) gewährleistet die Einhaltung zentraler Anforderungen an Vertraulichkeit, Integrität und Authentizität - insbesondere im Umgang mit sensiblen Verbrauchs- und Steuerungsdaten.

Parallel wird an der Anpassung an den europäischen Rechtsrahmen gearbeitet. Vorgaben wie der CRA (Cyber Resilience Act) und die NIS-2-Richtlinie (Network and Information Security Directive II) werden umgesetzt. Der deutsche Ansatz wird mit den europäischen Richtlinien verzahnt. Diese Harmonisierung erhöht die Resilienz gegenüber Cyberbedrohungen und erleichtert langfristig die grenzüberschreitende Kompatibilität digitaler Energiesysteme.

Die deutsche Architektur nimmt damit eine Vorreiterrolle im europäischen Smart-Grid-Ansatz ein, da Cybersicherheit und Steuerung dezentraler Flexibilitäten Kerneigenschaften des Smart Meter Gateways sind. Dieser bisherige „Sonderweg“ findet in europäischen Standardisierungsvorhaben, etwa durch die CEN-CENELEC-ETSI Smart Meters Coordination Group, Berücksichtigung. In anderen EU-Mitgliedsstaaten werden derzeit noch niedrigere Anforderungen an Technik sowie Funktionsumfang der Smart Meter gestellt (Stadtwerke München, 2025).

Die Ende-zu-Ende-Steuerkette - also die durchgängige, interoperable und vor allem sichere Steuerbarkeit von Anlagen wie Wärmepumpen, Wallboxen oder Photovoltaiksystemen bis in die Netzleitstellen - kann noch weiter abgesichert werden. Die BSI-Standards schaffen gemäß MsbG ein hohes Vertrauen in IT-Sicherheit, Interoperabilität und Datenschutz für den Kommunikationsweg zwischen iMSys und dem Messstellenbetreiber. Für die daran angeschlossenen Energiewendeanlagen - die meist eine weitere Kommunikationsschnittstelle besitzen und darüber steuerbar sind - existieren jedoch keine vergleichbaren Standards. Dadurch sind IT-Sicherheit, Interoperabilität und Datenschutz trotz Einbau eines iMSys nicht durchgängig Ende-zu-Ende standardisiert und überprüfbar. Hier gilt es Lücken im Regelwerk zu identifizieren und zu schließen, um die Sicherheit des Gesamtsystems gewährleisten zu können.

Fazit: Die deutsche Smart Metering Architektur hat ein hohes Maß an IT-Sicherheit und bildet somit den Sicherheitsanker für den Aufbau eines Smart Grids. Im europäischen Raum wird damit eine Vorreiterrolle eingenommen. Essenziell ist nun eine enge Verzahnung mit dem entstehenden europäischen Regelwerk. Weiterhin müssen etwaige Lücken bei der Ende-zu-Ende-Steuerung von Energieanlagen identifiziert und geschlossen werden

4.7.7 Regulatorischer Rahmen und Anreize

In den letzten Jahren gab es eine Vielzahl an Anpassungen im rechtlichen, regulatorischen und technischen Rahmen. Nach dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) im Mai 2023, das verbindliche Rolloutziele für intelligente Messsysteme (iMSys) konkretisierte und den systemischen Ansatz verankerte, folgte am 25. Februar 2025 eine erneute Novelle

von insbesondere EnWG und MsbG. Abbildung zeigt die Rollout-Quoten der MSB. Mit ihr wurden die Preisobergrenzen angehoben und die Steuerbarkeit über das iMSys als prioritärer Rolloutfokus für gMSB festgelegt. Mit den jüngsten gesetzlichen Novellen wurde der Rollout neu angeschoben und die Wirtschaftlichkeit für den Messstellenbetreiber verbessert.

Trotz dieser Anpassungen existieren weiterhin bei einigen offenen Punkten im Rechtsrahmen Unsicherheiten. Dazu gehören insbesondere die mögliche Verpflichtung zu einer schwarzfallfesten Anbindung, die sogenannte „2. WAN-Verordnung“, die Ausgestaltungen von Weiterverkehrsnetz-anbindungen sowie zukünftig notwendige Anpassungen in der Marktkommunikation. Trotz dieses „Moving Targets“ hält sich der Rollout im Mittel bislang an den gesetzlichen Fahrplan. Die Erhebung der Bundesnetzagentur für das erste Quartal 2025 weist bei den Pflichteinbaufällen bereits eine Ausstattungsquote von über 15 % aus. Damit wäre das 20 %-Ziel bis Jahresende im Durchschnitt erreichbar. Hinter diesem Mittelwert verbergen sich jedoch Unterschiede: Ende des ersten Quartals 2025 hatten 272 grundzuständige Messstellenbetreiber (gMSB) noch kein einziges iMSys verbaut, während 57 - vor allem große Netzbetreiber - die 20 % bereits überschritten hatten (BNetzA, 2025j).

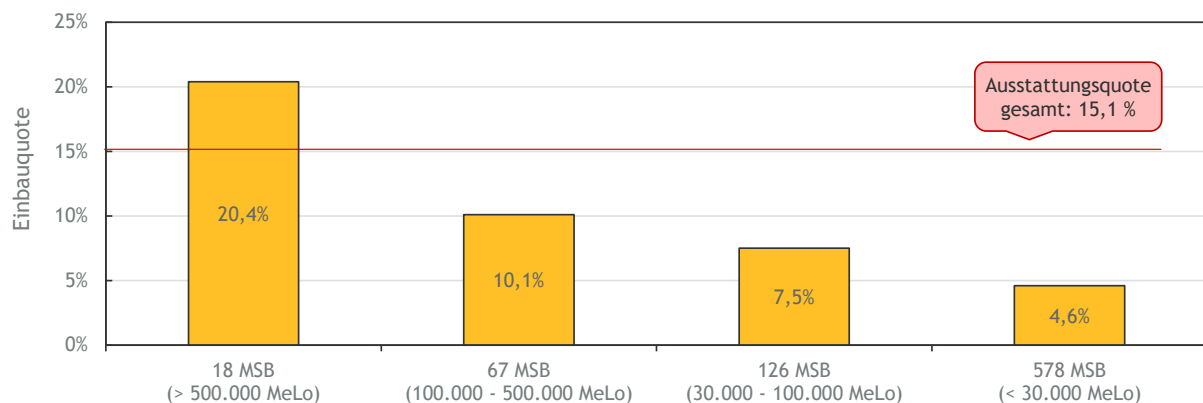


Abbildung 61: Rollout-Quoten der MSB (Stand Q1 2025)⁹³

Für die ebenfalls gesetzlich festgelegten Ziele zur Steuerbarkeit, die für die Hebung des Systemnutzens von iMSys von höchster Relevanz sind, sieht es schlechter aus. Aktuelle Prognosen (BDEW, 2025) zum Einbau von Steuerungseinrichtungen lassen erwarten, dass von der Leistung, die 2025 und 2026 ans Netz geht, nicht die vorgeschriebenen 90 % über ein iMSys gesteuert werden können; eine Untererfüllung ist absehbar. Dabei ist die zertifizierte Technik verfügbar; die Verzögerung liegt vielmehr an der oftmals schleppenden Einführung der IT-Systeme zur Steuerungsadministration, und auch die Entwicklung der Umsysteme schafft Herausforderungen. Viele Unternehmen befinden sich weiterhin in der SAP-Transformation.

Der Druck auf die Messstellenbetreiber, die gesetzlichen Rolloutziele zu erreichen, ist bislang begrenzt. Die Bundesnetzagentur hat einen Großteil der gMSB, die deutlich hinter den Rolloutquoten zurückliegen, offiziell auf ihre Pflichten hingewiesen. Sanktionen sind jedoch bisher ausgeblieben. Viele Akteure gehen davon aus, dass mögliche Zwangsmaßnahmen erst mit erheblicher Verzögerung greifen werden. Damit bleibt der gefühlte Sanktionsdruck moderat. Automatismen im Rechtsrahmen, wie etwa der automatische Verlust der Grundzuständigkeit bei

⁹³ (BNetzA, 2025j)

Pflichtverletzungen mit klaren Fristen, oder klar definierte Zwangsgelder für jede Messstelle, bei der die Rolloutquote verfehlt wird, existieren nicht. Zwar hat das Monitoring der Bundesnetzagentur mit den daraus resultierenden Erinnerungsschreiben einen gewissen An Schub ausgelöst, doch insgesamt ist der aktuelle Rahmen noch davon entfernt, ausreichenden Druck auf alle Akteure auszuüben, um den Rollout mit letzter Konsequenz voranzutreiben.

Auch positive Anreize, die im Gesetz definierten Mindestquoten zu übertreffen, fehlen. Weder das MsbG noch die aktuellen Kostenfestlegungen belohnen einen schnelleren Rollout bei den gMSB. Folglich planen viele gMSB ihre Projekte exakt auf die gesetzliche Unterkante. Das wirft die Frage auf, ob die Ziele nicht ambitionierter hätten gesetzt werden können. Investoren innovativer Geschäftsmodelle – etwa dynamischer Tarife – kritisieren mehrfach, dass „Tempo-Prämien“ und dauerhafte Kostensicherheit fehlen (BNE & SMI, 2024; E.ON, 2025).

Kooperationen werden im Rechtsrahmen nicht systematisch gefördert. Der Markt organisiert sich selbst: Viele Dienstleister und Plattformen bündeln dutzende Stadtwerke; einige wettbewerbliche Messstellenbetreiber skalieren ihre Dienste und bieten sie inzwischen als White-Label-Lösungen an. Die Grundzuständigkeit bleibt jedoch rechtlich beim einzelnen Netzbetreiber, was eher zu Outsourcing an Dienstleister als zu echten Joint Ventures zwischen MSB führt. Echte Kooperationsgemeinschaften, in denen sich mehrere MSB gemeinsam an gebündelten Rolloutzielen messen lassen, sind im aktuellen Rahmen nicht vorgesehen. Problematisch ist, dass kleinere MSB aufgrund geringer Stückzahlen teilweise keine Dienstleister finden.

Eine weitere Herausforderung liegt darin, dass die Rahmenbedingungen von einer Vielzahl von Akteuren gesetzt werden. Das BMWF setzt den gesetzlichen Rahmen (insbesondere MsbG, EnWG, EEG, MessEV), die Bundesnetzagentur ergänzt Festlegungen zu Prozessen und Regulatorik, das BSI definiert mit Richtlinien (vor allem dem SMGW Schutzprofil und der TR-03109-Reihe) die interoperable und IT-sichere Ausgestaltung des iMSys, die Bundes- und Landeseichbehörden sowie die Physikalisch-Technische Bundesanstalt sind bei eichrechtlichen Fragestellungen entscheidungsbefugt, und im FNN werden technische Details und Prozesse bei VNB und MSB sowie hinter dem SMGW in der Kundenanlage ausgestaltet. Auch der BDEW steuert weitere Prozessvorgaben (insb. im Rahmen der Marktkommunikation) und technische Anschlussbedingungen bei. Essenziell für das Gelingen des Rollouts ist, dass ein gemeinsames Zielbild sichtbar ist und diese Regelwerke vor allem über die gesamte Prozesskette vom Netzbetreiber über den Messstellenbetreiber bis zur steuerbaren Anlage beim Endkunden nahtlos ineinandergreifen. In der Vergangenheit war dies nicht immer der Fall. Manche Themen erforderten jahrelange Abstimmungen, etwa § 14a EnWG (Gesetzesentwurf zur Einführung 2020, Einführung 2024), der Architekturansatz zur Anbindung von Großanlagen über iRLMSys oder das Ob und Wie einer Ersatzwertbildung im Smart Meter Gateway.

Unter dem Strich zeigt sich: Ein stringenteres Projektmanagement des Rollouts, eine durch geeignete Maßnahmen verbesserte Koordination zwischen den beteiligten Akteuren sowie ein regelmäßiger und transparenter Austausch zwischen allen Regelsetzern sowie schnelle Entscheidungen in Schlüsselthemen sind entscheidend, um den Rollout zu beschleunigen, Kosten zu senken und den Systemnutzen zu erhöhen.

Fazit: Der gesetzliche Zeitplan ist ambitioniert, aber gemessen an der aktuellen Durchschnittsgeschwindigkeit erreichbar. Der tatsächliche Fortschritt schwankt jedoch massiv zwischen den

Akteuren. Die rechtliche Stabilität ist eingeschränkt, da Detailvorgaben laufend nachgeschoben oder politisch angepasst werden und offene Fragen – wie die schwarzfallfeste Kommunikation oder 2. WAN-Verordnung – vertagt bleiben. Gleichzeitig fehlen wirksame Pönalen, monetäre Anreize für eine Übererfüllung, und Kooperationen werden noch nicht konsequent eingegangen. Anzustreben wäre, dass (u. a.) BMW, BNetzA, BSI, PTB, FNN, BDEW und weitere Verbände die noch offenen Lücken rasch schließen und bestehende Standards weiter ineinander verzahnen. Ansonsten besteht die Gefahr, dass Hardware, IT-Prozesse und Geschäftsmodelle zwar vorhanden sind, aber nicht flächendeckend zueinander passen. Das zentrale Ziel der Energiewende – ein skalierbares, dezentrales, dekarbonisiertes und digitales Energiesystem – kann ohne eine konsequente Standardisierung über alle Regelsetzer erst verzögert und mit höheren Systemkosten erreicht werden.

4.7.8 Zwischenfazit Smart-Meter-Rollout und Digitalisierung

Der Rollout von intelligenten Messsystemen (iMsys) hat mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) 2023 an Fahrt aufgenommen. Weiterhin wurde mit der EnWG-/MsbG-Novelle vom 25. Februar 2025 die Wirtschaftlichkeit für den Messstellenbetreiber verbessert. Dabei wurde insbesondere der Systemnutzen der Steuerbarkeit stärker in den Fokus gerückt.

Die Rollout-Zahlen in der Praxis steigen und das gesetzliche 20 %-Ziel für Ende 2025 wird sehr wahrscheinlich im Durchschnitt über alle gMSB erreicht. Trotzdem ist der Fortschritt deutschlandweit sehr uneinheitlich. Dies ist unter anderem damit zu begründen, dass der Sanktionsdruck auf Messstellenbetreiber, die Ziele zu erfüllen, bislang gering ist. Pönalen sind bisher nur theoretisch. Weiterhin existieren keine expliziten Anreize zur Übererfüllung und Kooperationen werden regulatorisch nur wenig gefördert. Hier ließe sich durch eine bessere Austarierung der Anreize mehr Geschwindigkeit aufnehmen und Kosten senken.

Die zertifizierte (Mess- und Steuer-)Technik für den Rollout ist ausreichend vorhanden. Mit dem Funktionsumfang der Smart Meter Gateways sowie Steuerungseinrichtungen können alle netz- und marktdienlichen Potenziale gehoben werden. Die Interoperabilität wurde in den letzten Jahren deutlich gesteigert, trotzdem ist noch keine Interchangeability (reibungslöse Austauschbarkeit von Komponenten und Systemen) erreicht, die für einen massentauglichen Rollout und späteren MSB-Wechsel als Standardprozess notwendig ist. Die Telekommunikationsanbindung der Geräte bleibt in einigen (gerade ländlichen) Netzen eine Herausforderung.

IT-Systeme und Prozesse sind für den Rollout grundsätzlich verfügbar; Gateway-Administrationssysteme sind seit Jahren erprobt. Software für die Steuerung von Anlagen befindet sich gerade in der Einführung. Die IT-Landschaften eines Messstellenbetreibers unterliegen grundsätzlich einem hohen Anpassungsdruck. Dies ist damit zu begründen, dass Vorgaben einer Vielzahl Akteure (bspw. BMW, BNetzA, BSI, PTB, VDE FNN, DKE, DVGW) zu beachten sind, die einer hohen Änderungsdynamik unterliegen. Mit diesem Änderungsdruck geht eine hohe Komplexität in der Umsetzung einher. Weiterhin bestehen gerade an den Schnittstellen zwischen Verantwortungsbereichen teilweise Unsicherheiten für die Akteure. Die Kernprozesse eines Messstellenbetreibers sind inzwischen etabliert, im Bereich der Steuerung von Anlagen besteht Nachholbedarf. Insgesamt ist

der deutschlandweite Harmonisierungsgrad der Prozesse gering. Hier ließen sich mehr Synergien heben.

Die deutsche Architektur hat ein hohes Maß an IT-Sicherheit. Man nimmt hier eine Vorreiterrolle hinsichtlich eines sicheren Smart Grids ein. Eine Harmonisierung mit der aktuell in Umsetzung befindlichen europäischen Gesetzgebung (bspw. Cyber Resilience Act) wird angegangen und ist essenziell, um künftige Zertifizierungsaufwände für Hersteller und Akteure möglichst gering zu halten. Die Ende-zu-Ende-Sicherheit der Steuerung von Anlagen und der Umgang mit weiteren Kommunikationsschnittstellen dieser Anlagen ist noch stärker in den Fokus zu nehmen.

Die Zustimmung zum Rollout von iMSys durch den Endkunden steigt. Der wesentliche Nutzen sind Transparenz und Energieeinsparung, der Systemnutzen und die Kosteneffizienz des Systems wird noch nicht stark wahrgenommen. Die Akzeptanz wird durch die hohen Datenschutz- und Datensicherheitsstandards gefördert. Der Preis bleibt ein Akzeptanzrisiko.

Abschließend bleibt festzuhalten, dass der systemische Nutzen des Rollouts - insbesondere bei der Bereitstellung von Netzzustandsdaten und der Steuerbarkeit für die Verteilnetze - bislang noch nicht gehoben werden kann. Dafür sind zwingend Anpassungen an bestehenden Flexibilitätsinstrumenten erforderlich, etwa an § 9 EEG, § 14a EnWG oder Redispatch 2.0. Nur so kann die über das iMSys erschlossene Flexibilität sowohl in der Netzplanung als auch in netzkritischen Situationen netzdienlich eingesetzt werden.

Eine konsequente Weiterentwicklung dieser Flexibilitätsinstrumente kann Systemkosten einsparen. Die Netzkosten können in einem Umfang reduziert werden, der die zusätzlichen Kosten für das Smart Metering deutlich übersteigt. Weiterhin können über die durch den Rollout ermöglichten innovativen Geschäftsmodelle Effizienzpotenziale für den Markt gehoben werden.

5 Voraussetzungen für eine kosteneffiziente Systemplanung

Die bisherigen Analysen machen Voraussetzungen deutlich, die für eine kosteneffiziente Planung bzw. Ausgestaltung des Energiesystems unabdingbar sind. Diese übergreifenden Voraussetzungen werden im folgenden Kapitel aus den bis hierher beschriebenen Arbeiten abgeleitet und synthetisiert, um konkrete Handlungsoptionen in den Kontext einordnen zu können, mit denen Kosteneffizienzpotenziale gehoben werden können - ohne die drei Zieldimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks zu verschlechtern.

5.1 Ausgangslage

Basis der Beurteilung der Energiezukunft ist das sog. Energiewirtschaftliche Zieldreieck, bestehend aus Treibhausgasneutralität, Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz bzw. Preisgünstigkeit. Die in der Leistungsbeschreibung adressierte Ausrichtung der Energiewende soll sich ausdrücklich an „Bezahlbarkeit, Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit“ orientieren und zugleich die Umsetzung nationaler und europäischer Klimaschutzziele gewährleisten. Die Leistungsbeschreibung greift also die drei im Zieldreieck genannten Themen explizit auf.

Die drei Aspekte des Zieldreiecks stehen dabei gleichwertig nebeneinander, unterscheiden sich aber dennoch in ihrer methodischen Bedeutung: Die Treibhausgasneutralität wird durch nationale und internationale Gesetze und Verträge und den Koalitionsvertrag, auf die auch in der Leistungsbeschreibung referenziert wird, sowie durch Art. 20a GG in einer quantitativen, absoluten Weise als Klimaschutzziel von Verfassungsrang kodifiziert und entfaltet damit den Charakter einer Bedingung. Preisgünstigkeit und Versorgungssicherheit sind vom methodischen Umgang her weitere Zielgrößen oder Kriterien, die zur Bewertung und Abwägung herangezogen werden müssen. Weitere Ziele und Kriterien sind für den hier beschriebenen Zusammenhang von sekundärer Bedeutung und werden an dieser Stelle vernachlässigt.

Zunächst ist bedeutsam, die enge, wenn auch unterschiedlich starke Interdependenz zwischen diesen Themenfeldern zu betonen. Deutlich wird dies am Beispiel des Zusammenhangs zwischen dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und dem Netzausbau. Daneben existieren auch einseitige Abhängigkeiten, insbesondere ausgehend von der Digitalisierung, die z. B. dazu beitragen kann, Netzausbaubedarf zu reduzieren. Weitere Interdependenzen über die sechs Themenfelder hinaus wirken ebenso stark in die übrige Energiewirtschaft hinein, ohne deren Betrachtung eine Beurteilung eines Szenarios nicht sinnvoll und nicht ganzheitlich wäre. Dies soll beispielhaft am Beispiel des zu erwartenden Stromverbrauchs verdeutlicht werden:

Die relevanten Szenarien, die die Klimaschutzziele erreichen, gehen auch von einem deutlich sinkenden Bedarf an Primärenergie aus. Zugleich setzen sie nicht auf eine Deindustrialisierung Deutschlands und sehen auch keine sinkenden Lebensstandards vorher. Die Gesamt-Energieeffizienz des Energiesystems bzw. die Energieproduktivität müssten demnach also steigen.

Ein wesentlicher Erklärungsbeitrag für die steigende Energieeffizienz liegt in der zunehmenden Elektrifizierung des Systems: Die Bedeutung von Strom wächst an. Zum einen sind elektrische Lösungen in vielen Bereichen primärenergetisch effizienter als ihre technologischen Alternativen (Beispiel Elektromotor ggü. Verbrenner). Zum anderen führt der Ersatz bisheriger Technologie durch elektrische Lösungen zu einer Verdrängung der bisher genutzten Energieträger.

Die Effekte der energetischen Effizienzsteigerung und der Verdrängung fossiler Energieträger sind aber nur dann erkennbar und beurteilbar, wenn der Blick über die sechs Themenfelder und auch über die Grenzen des Stromsystems hinaus geweitet wird. Eine Steigerung des Strombedarfes für sich genommen ist somit weder ein Ziel noch ein Bewertungskriterium. Nur aus dem sektorenübergreifenden Blick kann die Steigerung des Stromverbrauchs in Verbindung mit der Elektrifizierung und Verdrängung fossiler Energieträger sowie der damit einhergehenden Energieeffizienzsteigerung dem Ziel der Treibhausgasneutralität dienen. Außerdem ist zur Zielerreichung der Ausbau der EE notwendig. Aus der Kombination dieser Systemänderung ergeben sich des weiteren Anforderungen an den Netzausbau und die bereits vielfach benannten Interdependenzen kommen zum Tragen.

Der systemdienlichen Nutzung von Flexibilitäten kommt eine Schlüsselrolle zu: Sofern es gelingt, flexible Einspeiser und Verbräucher sicher bereits in der Planung zu berücksichtigen, kann dies den Netzausbaubedarf nennenswert senken. Zugleich ermöglicht es, trotz der volatilen Einspeisung aus EE ein höheres Maß an Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Nicht zuletzt wirkt Flexibilität dämpfend bzw. moderierend auf die Großhandelspreise, da Einspeisung zu knappen Zeiten und Verbrauch zu Zeiten des Überangebotes tendenziell verstärkt werden. Nur mit dem systemischen Blick kann untersucht werden, welche Ausprägung und Quantität der Parameter (EE-Ausbau, Netzausbau, usw.) insgesamt den Kriterien der Versorgungssicherheit und der Kosteneffizienz am besten genügt. Es ist zu bedenken, dass diese Kriterien teilweise auch gegenläufig sein können: Ein hohes Maß an Versorgungssicherheit kann zu Kostensteigerungen führen.

Voraussetzung für die sachgerechte politische Abwägung zwischen verschiedenen Ausgestaltungen des zukünftigen Energiesystems ist die Betrachtung des Gesamtsystems der Energiewirtschaft im Zusammenspiel mit anderen Politikfeldern.

5.1.1 Exkurs: Szenarien

Wie bereits ausgeführt existieren - mit voller Berechtigung - unterschiedliche Szenariotypen nebeneinander. Kurz zusammengefasst sind dies einerseits normative (klimazielerreichende) Szenarien und andererseits explorative (Trend-)Szenarien, bei denen von der expliziten Klimazielerreichung möglicherweise abgewichen werden kann (vgl. Kapitel 3.2).

Eine Diskrepanz zwischen normativ klimazielerreichenden Szenarien und explorativen Trendszenarien ist kein (methodischer) Fehler. Sie bringt zum Ausdruck, ob und wie sehr die bisherigen Maßnahmen auf Grund empirischer Beobachtung ausreichen könnten, um (normativ definierte) Ziele zu erreichen. Eine Abweichung ist ein Indiz für die Notwendigkeit des Gegensteuerns bzw. die drohende Zielverfehlung bei Unterlassung.

Auch die Ausprägung normativer Szenarien kann sehr unterschiedlich sein. Dies hängt von der angestrebten Verwendung der Szenarien ab. Je nach dieser können unterschiedliche Freiheitsgrade im Szenario als Variable offengehalten und z. B. durch eine Modellierung und/oder Optimierung festgelegt werden. In anderen Konstellationen ist es sinnvoller, nur wenig Freiheitsgrade zuzulassen und gerade die Unterschiede zwischen jeweils in sich konsistenten (zielerreichenden) Szenarien zu analysieren.

5.1.2 Exkurs: Kosten

Um dem Ziel einer kosteneffizienten Systemplanung gerecht zu werden, ist es zweckdienlich, den Kostenbegriff zu beleuchten.

In vielen der untersuchten Studien werden Kosten ausgewiesen. Oft liegt der Fokus der Studien aber nicht auf dem Gesamtsystem, sondern Teilbereichen daraus, z. B. dem Erzeugungspark oder dem Strom-Übertragungsnetz. Naturgemäß werden dann Kosten, die außerhalb des Fokus auftreten, nicht miterfasst oder ausgewiesen. In anderen Fällen kann es vorkommen, dass zwar Systemkosten betrachtet werden, einschränkende Nebenbedingungen aber dazu führen, dass ein Kostenoptimum der Systemkosten nicht ausgewiesen wird, z. B. durch eine zwingende Vorgabe zur Nutzung von synthetischen Kraftstoffen. Es sind unvollständige oder unvollständig optimierte Systemkosten.

Ein kosteneffizientes Gesamtsystem sollte hingegen über alle Sparten und Versorgungsebenen hinweg ein Kostenminimum bei gegebenen Eigenschaften (Versorgungssicherheit, Treibhausgasneutralität) aufweisen. Eine Kostensteigerung in einem Segment kann zu einer größeren Kostensenkung in einem anderen Segment führen. Beispiel hierfür ist die Abwägung zwischen Netzausbau und Redispatch. Wann immer die Ableitung zentraler Energiesystemgrößen, bspw. der Ausbau gesicherter Leistung oder der Netze, der Szenarioentwicklung nachgeschaltet sind, besteht die Gefahr, dass das Szenario nicht systemisch kosteneffizient ist.

Die Aufgabe, Gesamtkosten des Energiesystems zu ermitteln und Auswirkungen von Entscheidungen auf diese Gesamtkosten abzuschätzen, ist komplex. Weiterhin werden angemessene Vereinfachungen und Annahmen notwendig sein. Das Ziel einer ganzheitlichen Betrachtung sollte davon aber nicht tangiert werden.

5.1.3 Folgen und Erkenntnisse

Die bisher diskutierten Zusammenhänge führen zu einer Reihe von Erkenntnissen, die die Möglichkeiten und Grenzen dieser Untersuchung betreffen:

- Die Interdependenzen zwischen den sechs untersuchten Themenfeldern sind gegeben. Die wesentlichen Interdependenzen zu benennen ist Gegenstand dieses Gutachtens.
- Hinweise auf wesentliche Interdependenzen, die aus diesem Rahmen heraus in andere Bereiche der Energiewirtschaft weisen, sind ebenfalls Gegenstand des Gutachtens.

- Quantifizierungen von Zielgrößen oder Kriterien (“wie viel wovon”) sind im Rahmen der sechs Themenfelder und deren Interdependenzen im Rahmen dieser Studie auftragsgemäß nicht sachgerecht zu beantworten. Sie sind daher nicht Gegenstand der Ausarbeitungen.
- Vorgehensvorschläge, wie mit dieser Ausgangslage sachgerecht umgegangen werden könnte, ergeben sich aus den Analysen. Wie im Folgenden werden diese aufgegriffen und als Vorschläge für ein mögliches, zukünftiges Vorgehen dokumentiert.

5.2 Relevanz politisch zu treffender Entscheidungen

5.2.1 Entscheidungsbedarf bei Abwägungsfragen im politischen Raum

Verschiedene Wege können zum Ziel führen: Eine Energiepolitik, die den bestehenden Vorgaben zur Treibhausgasneutralität genügt, kann durch unterschiedliche Entscheidungen umgesetzt werden. Diese verschiedenen Ausprägungen können sich hinsichtlich ihrer Wirkung auf das Energiepolitische Zieldreieck unterscheiden. Auch in anderen Eigenschaften, beispielsweise Veränderungsgeschwindigkeit, finanzielle Belastung für bestimmte Verbrauchergruppen, oder Flächenverbrauch, können sich diese unterscheiden. Die Abwägung dieser Eigenschaften ist mangels eines objektiven Kriteriengerüsts durch wissenschaftliche Analysen nicht zu leisten, sondern nur zu unterstützen. Sie ist Gegenstand politischer Entscheidungen.

Politische Entscheidungsbedarfe zu Grundsatzfragen ergeben sich bei einer Vielzahl der im Rahmen dieses Gutachtens identifizierten Aspekte. Auch das Aufgreifen sowie eine mögliche Ausgestaltung der Handlungs- und Umsetzungsoptionen ist eine politische Entscheidung. Es müssen somit zur Ausgestaltung der Energiezukunft in einem auf diesem Gutachten folgenden, energiewirtschaftlichen und politischen Diskurs die politischen Entscheidungsbedarfe abgewogen und als Leitplanken getroffen werden. Neben den genannten energiepolitischen Entscheidungsbedarfen sind für ein kosteneffizientes System auch Entscheidungen in angrenzenden Politikfeldern wesentlich. Hierzu zählen beispielsweise Industriepolitik (z. B. Industriestrukturen) und Außenwirtschaftspolitik (z. B. Anteil Wasserstoffimport am Gesamtverbrauch), Sicherheitspolitik (z. B. Energiemportabhängigkeit) und Fiskalpolitik (z. B. Finanzierung Differenzkosten). Ein System kann nur dann als kosteneffizient betrachtet werden, wenn es im Einklang mit auch in diesen Feldern getroffenen Grundsatzentscheidungen steht.

5.3 Weiterentwicklung der SES zur „SES 2.0“

Die bereits in §§ 12a-h EnWG gesetzlich verankerte Systementwicklungsstrategie (SES) stellt eine gute Basis und einen hilfreichen Ansatz dar, den verschiedenen Infrastrukturplanungsprozessen eine gemeinsame Basis zu geben. Bezüglich der NEP Strom und Gas und Wasserstoff ist der Status Quo, dass diese die SES angemessen zu berücksichtigen haben. Der Begriff „angemessen“ wird in der konkreten praktischen Anwendung von den beteiligten Stakeholdern unterschiedlich interpretiert und entfaltet dadurch wenig verbindliche Wirkung.

Es existieren parallel zur derzeitigen SES zahlreiche weitere (Planungs-)Prozesse, die derzeit nicht mit der Systementwicklungsstrategie direkt verknüpft bzw. nicht zu dieser konsistent sind. Dazu zählen beispielsweise die kommunale Wärmeplanung oder die EEG-Mittelfristprognose. Diese Prozesse laufen weitgehend parallel und ohne strukturierte Schnittstellen oder abgestimmte Interdependenzbetrachtung, wodurch wertvolle Synergien ungenutzt bleiben. Eine stärkere methodische und organisatorische Integration dieser Instrumente könnte den Planungshorizont verbreitern, Inkonsistenzen vermeiden und zusätzliche Spielräume für kosteneffiziente Systemlösungen eröffnen.

Auch zur energieträgerübergreifenden Infrastrukturplanung auf Verteilnetzebene bietet die SES derzeit noch keine ausreichende Verbindung.

5.3.1 Elemente der Weiterentwicklung

Aus den dargestellten Gründen ist eine systemische Betrachtung zur Fundierung politischer Entscheidungen notwendig, um den Kriterien der Kosteneffizienz und der Versorgungssicherheit gerecht zu werden. Die SES ist hierfür eine gute Ausgangslage, sollte aber weiterentwickelt werden. Folgende Punkte erscheinen dabei besonders beachtenswert:

Grundsätzlich ist es dem Gedanken der systemischen Optimierung dienlich, eine Kopplung der SES an andere politische Festlegungen und Strategien (politische Leitplanken), vorzusehen, um ein konsistentes Bild „aus einem Guss“ zu ermöglichen. Beispielsweise sollten die Festlegungen der SES mit Überlegungen zur Finanz- und Wirtschaftspolitik (im weiteren Sinne) sowie sicherheitspolitischen und Resilienzaspekten im Einklang stehen.

Die Funktion der SES als kommunikative Austauschplattform zwischen den Stakeholdern hat sich nach deren Aussage bewährt. Dies sollte darum fortgesetzt und gestärkt werden, um die begonnenen Austausche weiter zu befördern.

Eine wesentliche, zukünftige Funktion der SES könnte als Datendrehscheibe zum Abgleich zwischen den Daten verschiedener Versorgungsebenen und Sparten etabliert werden. Ein Kernproblem besteht derzeit darin, dass die jeweils periodisch ablaufenden Prozesse zu lange benötigen, um Informationen von der Verteilebene bis in die Ebene der SES und zurück transportieren zu können. Dieser Totzeit kann durch einen kontinuierlicheren Austausch von Daten begegnet werden, um Diskrepanzen zwischen den Bedarfseinschätzungen der Verteilebene und den angesetzten Szenarien der SES transparent zu machen. Ein kontinuierlicher Abgleich könnte dabei Transparenz über unterschiedliche Annahmen schaffen und damit Fehlinvestitionen vermeiden. Dies ermöglicht erst eine Berücksichtigung der Umsetzbarkeit und Umsetzungsgeschwindigkeit auf Verteilebene bei den Festlegungen der SES, da die geschaffene Transparenz die Anforderungen an die ausführenden Unternehmen auf Verteilebene offenlegt.

Rein operativ sollte die Kopplung der SES an vorhandene Szenarien- und Infrastrukturplanungsprozesse verbessert werden, z. B. indem Betrachtungszeiträume, Stützjahre und Periodizitäten harmonisiert und Schnittstellen definiert werden.

Die Ergebnisse der SES werden derzeit in mehreren Planungsprozessen gem. EnWG „angemessen berücksichtigt“. Höhere Verbindlichkeit der Ergebnisse der SES in nachfolgenden

Planungsprozessen könnte in zweierlei Hinsicht das Gesamtsystem stärken: Zum einen kann durch eine vorgelagerte, verbindlichere Gesamtplanung vermieden werden, dass Lücken oder zwischen den verschiedenen Medien und Ebenen unabgestimmte Prämissen hinsichtlich der Entwicklung des Energiesystems auftreten. Andersherum können durch mangelnde Abstimmung oder zu unverbindliche Festlegung auch Überdimensionierungen entstehen, die die Systemkosten unnötig treiben. Es könnten ineffiziente Infrastrukturen resultieren, wenn Gas- und Wasserstoffnetzbetreiber von gänzlich anderen Entwicklungsperspektiven hinsichtlich ihrer Medien ausgehen als dies bei Stromnetzbetreibern der Fall ist.

Eine methodische Weiterentwicklung, die die Beurteilung von systemischer Kosteneffizienz als Entscheidungsgrundlage ermöglicht, wäre anzustreben. Ziel sollte dabei das transparente Ausweisen der systemischen Gesamtkosten für die im Rahmen der SES untersuchten Szenarien und Pfade sein. Zudem sollte die Finanzierung dieser Kosten durch private oder öffentliche Hand plausibilisiert werden und mit gesamtwirtschaftlichen Annahmen, beispielsweise zum Wirtschaftswachstum, im Einklang stehen. Die SES sollte zudem Erkenntnisse aus weiteren relevanten Prozessen stärker integrieren.

Ein solches Vorgehen würde ermöglichen, dass verschiedene Szenariopfade ein „Preisschild“ erhielten und somit ein wichtiger Baustein für die politische Diskussion bereitgestellt würde. Die verwendete Modellkette müsste entsprechend angepasst werden. Hierzu wären auch die Szenarien und Berechnungsläufe auf die anstehende Abwägung zwischen den politischen Handlungsoptionen und damit auf die jeweils anstehenden politischen Entscheidungen anzupassen. Die heutigen Langfristszenarien sind weniger für die Suche nach einem systemischen Optimum, sondern mehr auf die Ausleuchtung verschiedener Zukunftsvorstellungen und die Suche nach deren Gemeinsamkeiten ausgestaltet.

Eine detailliertere Ausgestaltung dieser verschiedenen Aspekte einer Weiterentwicklung der SES zur „SES 2.0“ kann im Rahmen dieses Gutachtens nicht erfolgen.

5.3.2 Nutzen einer systemischen Betrachtung

Zentrale Erkenntnis dieses Gutachtens ist, dass eine systemische Betrachtung (hier als SES 2.0 bezeichnet) stärker in den Fokus genommen werden sollte, um die gesetzten Klimaziele bei bestmöglicher Kriterienausgestaltung (Kostengünstigkeit und Versorgungssicherheit) zu erreichen. Die Optimierung der Systemkosten ist in bisherigen Prozessen nicht ausreichend verankert. Zwar lassen sich qualitative Erkenntnisse aus den Analysen herleiten, die die einzelnen Themenfelder oder Cluster daraus betreffen, z. B.:

- Netzausbau wird innerhalb der betrachteten Szenarien weiterhin erforderlich sein. Effizienter Netzausbau sollte in hoher Geschwindigkeit realisiert werden. Allerdings lassen sich die diesbezüglichen Systemkosten durch eine Vielzahl an Maßnahmen reduzieren.
- EE-Zubau ist zur Erreichung der klimapolitischen Ziele weiterhin in hohem Umfang erforderlich
- Der Einsatz von Wasserstoff ist unter der Annahme einer strukturkonservativen Entwicklung notwendig und kosteneffizient, um ausgewählte Industrieprozesse zu dekarbonisieren.

- Digitalisierung ist ein wichtiges Instrument und kann mittels einer markt- und zugleich netzdienlichen Flexibilisierung der Nachfrageseite zur Verringerung der Netzausbaubedarfe sowie Steigerung der Versorgungssicherheit beitragen.

Jedoch ist die quantitative Ausgestaltung der Handlungsoptionen der Dreh- und Angelpunkt für eine kostenoptimierte Energiewende. Systemkosten können primär durch ein systemdienliches Zusammenspiel von Erzeugern, EE und Lasten sowie Infrastrukturen und Netzen auf der anderen Seite gesenkt werden. Digitalisierung und Innovation sind dabei wirksame und hilfreiche Instrumente.

Treibhausgasneutralität, Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz können nur im Gesamtsystem bewertet werden.

5.4 Zwischenfazit

Zusammenfassend ist festzustellen, dass relevante Wechselwirkungen zwischen den fokussierten Themenbereichen und über diese hinaus in die Energiewirtschaft hinein bestehen. Entscheidungen für oder gegen einzelne Handlungsoptionen können gegenläufige Effekte auf die Ziele, z. B. auf die Kosteneffizienz oder die Versorgungssicherheit haben. Daher ist eine ganzheitliche Betrachtung der Energiewirtschaft notwendig, um diese Effekte beurteilen zu können.

Die Abwägung zwischen den genannten Handlungsoptionen ist eine politische Aufgabe. Eine „richtige Lösung“ ist nicht definierbar oder berechenbar.

Um diese Abwägung im politischen Raum informiert treffen zu können, ist eine quantitative, ganzheitliche Betrachtung wie sie zuvor exemplarisch als „SES 2.0“ skizziert wurde, als Werkzeug unentbehrlich.

Insbesondere eröffnet diese quantitative, ganzheitliche Betrachtung die Möglichkeit, gesamtsystemisch Synergien zu heben und durch ein effizienteres Gesamtsystem die Kosten der Energiewende zu senken.

6 Handlungsoptionen

Ziel und Inhalt dieses Gutachtenteils ist es, Handlungsoptionen aufzuzeigen, mit denen Kosteneffizienzpotenziale innerhalb der Energiesystemtransformation gehoben werden können - ohne, dass es in den anderen beiden Zieldimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks („Versorgungssicherheit“ und „Treibhausgasneutralität“) zu Verschlechterungen kommt. Die im Folgenden dargestellten Optionen sind somit als pareto-verbessernd im energiewirtschaftlichen Sinne zu verstehen, d. h. sie verschlechtern keine der drei zentralen Zieldimensionen während sie in mindestens einer zu einer Verbesserung führen. Die Wirkung auf die Zieldimensionen Versorgungssicherheit, Treibhausgasneutralität sowie Kosteneffizienz wird qualitativ und wo möglich quantitativ abgeschätzt.

Die pareto-verbessernden Handlungsoptionen grenzen sich von den im vorherigen Kapitel genannten Entscheidungsbedarfen und Grundsatzfragen ab. Basis der Ergebnisdarstellung sind insbesondere die Analysen aus Kapitel 4, welche genutzt wurden, um unter Einsatz der energiewirtschaftlichen Erfahrung und Expertise der Autorinnen und Autoren die Handlungsoptionen zu erarbeiten und zu kategorisieren. Die identifizierten Handlungsoptionen werden sieben verschiedenen Handlungsfeldern zugeordnet.

Es werden Handlungsoptionen identifiziert, die Kosteneffizienzpotenziale heben können. Diese können unabhängig vom konkreten absoluten Niveau der Stromnachfrage zur Kostensenkung beitragen, zumeist durch eine verbesserte Bewirtschaftung der Infrastruktur. Auf Basis der im vorherigen Kapitel 5 benannten politischen Entscheidungsbedarfe nehmen die im Folgenden skizzierten Handlungsoptionen insbesondere die systemischen Interdependenzen in den Fokus. Die einzelnen Handlungsoptionen lassen sich dabei aufgrund bestehender Interdependenzen nicht immer eindeutig einem der Themenfelder aus Kapitel 4 zuordnen. Entsprechend wird in diesem Kapitel eine von Kapitel 4 abweichende Klassifizierung in Handlungsfelder gewählt.

Die im Folgenden dargestellten Ansätze sind explizit als Optionen zu verstehen und es werden keine abschließenden Empfehlungen für die Umsetzung einzelner Optionen ausgesprochen. Vielmehr empfehlen wir, sich mit den identifizierten - aus Sicht der drei Zieldimensionen pareto-verbessernden - Handlungsoptionen weitergehend zu befassen und dabei auch Abwägungsentscheidungen außerhalb des energiepolitischen Zieldreiecks zu beleuchten. Hierzu gehören beispielsweise Finanzierungs- und Verteilungsfragen.

Innerhalb einer Handlungsoption kann es verschiedene Umsetzungsoptionen geben. Diese werden, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, bei der Beschreibung der Handlungsoptionen genannt. Eine Bewertung dieser Umsetzungsoptionen erfolgt nicht. Für jede Handlungsoption und die möglichen Umsetzungsoptionen werden wesentliche Umsetzungsvoraussetzungen ohne Anspruch auf Vollständigkeit skizziert. Im Kontext der identifizierten Handlungsoptionen wäre zu prüfen, inwieweit diese praxistauglich umsetzbar wären. Ansätze, die zwar theoretisch zu einer verbesserten Kosteneffizienz führen könnten, aber praktisch zu einer deutlich erhöhten Komplexität führen würden oder mit steigenden Unsicherheiten und somit einem komplexitätsbedingten Ausbleiben des intendierten Akteursverhaltens verbunden wären, sollten kritisch hinterfragt werden. Insbesondere dort, wo eine Verbesserung der Kosteneffizienz an verschiedenen Stellen durch

wenige bzw. wenig komplexe Umsetzungsoptionen zu erreichen ist, kann dies wesentlich zu einer systemischen Verbesserung beitragen.

Bezüglich der Aspekte, zu denen eine Darstellung der Optionen noch nicht hinreichend konkret möglich ist oder eine Ausarbeitung im Detail nicht Gegenstand unserer Untersuchung war, verweisen wir auf Kapitel 7 für weiterführende Diskussionen bzw. ergänzenden Forschungsbedarf über dieses Gutachten hinaus.

Definition von Systemdienlichkeit

Für die Einordnung der Kosteneffizienz von Entwicklungen und Handlungsoptionen ist der Begriff der Systemdienlichkeit relevant. In der Literatur wird dieser Begriff nicht einheitlich definiert.

Der VDE (2023) unterscheidet zwischen:

- Eigene Nutzung: Flexibilität wird innerhalb der Sphäre des Betreibers eingesetzt.
- Netzorientierte Nutzung: Flexibilität wird vom Netzbetreiber zur Beeinflussung des Netzzustands genutzt.
- Systemorientierte Nutzung: Umfasst alle Nutzungsformen, die dem Ausgleich der Systembilanz dienen, einschließlich Stromhandel sowie Regelarbeits- und -leistungsmärkten.

Oft wird auch der Begriff netzdienlich als Synonym für netzorientiert verwendet. In FfE (2021) wird der Begriff Netzdienlichkeit umfassender definiert, nämlich als die Fähigkeit einer Anlage, die Netzkosten inkl. Netzausbaukosten zu senken, und berücksichtigt damit auch dynamische Effekte auf den Netzausbaubedarf.

Häufig wird auch zwischen netzdienlicher und marktdienlicher Nutzung unterschieden. Marktdienlicher Einsatz bedeutet dann, dass Last/Einspeisung entsprechend des Börsenstrompreises verschoben wird (Agora Energiewende & FfE, 2023) mit entsprechenden Rückwirkungen auf die Strompreise selbst. Da weitere Märkte wie der Regelleistungsmarkt existieren und perspektivisch für Systemdienstleistungen eingeführt werden könnten, ist der Begriff jedoch uneindeutig. Tabelle 14 zeigt die Wirkweise systemdienlichen Verhaltens in verschiedenen Dimensionen auf.

Tabelle 14: Systemdienlichkeit

	Marktdienliche Nutzung	Netzdienliche Nutzung	Nutzung für Systemdienstleistungen und -stabilität
Statischer Effekt	Trägt zur Bildung effizienter Preise an den Märkten und damit zu einem effizienten Einsatz des Anlagenbestands bei.	Effiziente Nutzung bestehender Infrastruktur	Ermöglicht den zuverlässigen und sicheren Betrieb des Systems
Dynamischer Effekt	Reduktion von Investitionen in zusätzliche Erzeugungsanlagen	Reduktion der Infrastrukturausbaubedarfe	Reduktion von Investitionen in zusätzliche Erzeugungsanlagen

Marktseitige Flexibilitätsinstrumente zielen darauf ab, preisliche Anreize für marktdienliches Verhalten zu setzen. Änderungen und Anpassungen im Nutzungsverhalten können dazu führen, Netzengpässe abzumildern oder ggf. auch zu verstärken. In Abhängigkeit von der Preiselastizität der Nachfrage kann jedoch nicht sichergestellt werden, dass dieses auf Freiwilligkeit basierende Konzept ausreichend ist, Netzengpässe effektiv zu vermeiden. Damit Systemkosten durch die Reduzierung von Infrastrukturausbau gehoben werden können, könnten daher ergänzend und zusätzlich zur marktseitigen Steuerung der Flexibilität netzseitige Instrumente geprüft und umgesetzt werden. Die Definition der Systemdienlichkeit ist unmittelbar mit der verwendeten Systemgrenze verbunden. Die oben genannten Begriffe beziehen sich dabei in erster Linie auf das Stromsystem. Auch in weiteren Fassungen der Systemgrenze (bspw. unter Berücksichtigung der Wasserstoff- und Wärmesysteme) ergeben sich assoziierte Systemdienlichkeitsbegriffe. Das Wesensmerkmal dabei ist, dass betriebliche Freiheitsgrade im Sinne der (Systemkosten-)Effizienz genutzt werden.

6.1 Räumliche Koordination verbessern

Eine integrierte räumliche Koordination von Erzeugern und Verbrauchern (insb. von EE-Anlagen, Stromspeichern und Elektrolyseuren) kann dazu beitragen, die systemische Effizienz zu erhöhen, beispielsweise indem Infrastrukturkosten eingespart werden.⁹⁴ Die Definition gemeinsamer Kriterien für eine systemdienliche Standortwahl ermöglicht die Abbildung von technologieübergreifenden Systemwirkungen (s. o.). Dazu zählen etwa die Lage in Bezug auf Netzengpässe, EE-Abregelungen und Lastzentren im Strom- und Wasserstoffsektor.

Regionen, in denen mehrere dieser Kriterien erfüllt sind, könnten beispielsweise für eine räumliche Bündelung systemrelevanter Infrastrukturen genutzt werden. Umsetzungsoptionen wie regionale Ausschreibungen, differenzierte Baukostenzuschüsse oder integrierte Flächen- und Netzplanungen bieten flexible Mechanismen, um eine solche räumliche Koordinierung unterstützen.

In der Praxis wären solche Koordinationsprozesse auf eine belastbare und transparente Datengrundlage zu Netzen, Standorten und Erzeugungspotenzialen angewiesen. Eine konsistente Definition von Systemdienlichkeit über die Technologien ist dabei als Orientierung für Planung, Regulierung und Förderung notwendig. Im Folgenden wird auf die jeweiligen Einflussfaktoren und Effekte der Technologien EE, Speicher und Elektrolyseure in einzelnen Handlungsoptionen eingegangen.

6.1.1 Zubau von EE-Anlagen räumlich steuern

Diese Handlungsoption zielt darauf ab, Windenergieanlagen an Land und PV-Anlagen kosteneffizient und systemdienlich über das Bundesgebiet zu verteilen, um Erzeugung, Netzrestriktionen, Last, Versorgungssicherheit und konkurrierende Raumannsprüche in Einklang zu bringen.

⁹⁴ Die räumliche Allokation steuerbarer Kapazitäten ist ebenso relevant. Es ist davon auszugehen, dass diese über ein entsprechendes Design eines Kapazitätsmechanismus adressiert werden würde, sodass die räumliche Allokation steuerbarer Kapazitäten an dieser Stelle nicht berücksichtigt wird.

Der Zubau von Windenergieanlagen an Land wird bereits teilweise über das WindBG und das Referenzertragsmodell regional gesteuert. Diese Instrumente sollen eine homogenere regionale Verteilung von Windenergieanlagen fördern, womit die Volllaststunden bzw. der energetische Ertrag der Anlagen und der Netzausbaubedarf typischerweise sinken. Allerdings könnte auch ein stärkerer Ausbau in windreichen Regionen trotz höherer Netzkosten kosteneffizienter sein. Somit erfolgt bisher der Ausbau nicht konsequent nach einem kostenoptimalen Ausgleich zwischen Erzeugung und Netzausbau.

Für PV-Anlagen existieren keine vergleichbaren Vorgaben. Dadurch kann es zu einer kostenineffizienten Allokation kommen, etwa durch die fehlende Lenkung von PV-Freiflächen in Regionen, in denen sie netzdienlich(er) wirken.

Umsetzungsoptionen

Die regionale Steuerung von Wind- und PV-Anlagen kann über verschiedene Umsetzungsoptionen erfolgen. Eine Möglichkeit sind systemwertbasierte Ausschreibungen, in Anlehnung an die Innovationsausschreibungen, bei denen nicht nur die reine Erzeugungsmenge, sondern auch Kriterien wie Netzentlastung, Lastnähe und Standortqualität berücksichtigt werden. Dabei könnten regionale Boni vergeben oder Gebote nach Netzdienlichkeit oder systemstabilisierenden Beiträgen genutzt werden, um einen gezielten Zubau an systemdienlichen Standorten zu fördern.

Eine Überarbeitung der Netzentgeltsystematik, etwa beispielsweise durch die Einführung regionaler Einspeiseentgelte oder kapazitätsbasierter Entgelte, könnte wirtschaftliche Anreize für netzdienliche Standortentscheidungen setzen. Zu der grundsätzlichen Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik, in der auch diese Fragen adressiert werden sollten, wurde bereits ein entsprechender Prozess bei der Bundesnetzagentur (AgNes) aufgesetzt.

Eine weitere Option besteht in der Weiterentwicklung des Status Quo zu einer integrierten Flächenplanung für Wind- und PV-Anlagen, die systemverträgliche Flächenausweisungen unter Berücksichtigung von Netzengpässen, Lastzentren und Raumansprüchen ermöglicht.

In diesem Zusammenhang ist die offene und vorausschauende Transparenz bezüglich verfügbarer Anschlusskapazitäten eine zentrale Grundlage. Diese Bereitstellung von Informationen ist in Art. 31 Abs. 3 der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung vorgeschrieben. Eine schnelle Umsetzung wäre v. a. dann in Erwägung zu ziehen, wenn an anderer Stelle diskutierte Optionen wie die Überbauung von Netzanschlüssen oder die Clusterung neuer EE-Anlagen in höherer Verbindlichkeit umgesetzt würden (vgl. Handlungsoption 6.3.3 Verhältnis von EE und Netzkapazität erhöhen).

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Durch eine gezielte regionale Steuerung können der Anschluss von EE-Anlagen beschleunigt, die nutzbare Einspeiseleistung erhöht, die Netzengpässe verringert und Erzeugung und Verbrauch räumlich besser aufeinander abgestimmt werden. Dies senkt den Redispatchbedarf, wodurch die Netzstabilität insgesamt gestärkt wird. Gleichzeitig können moderne Wind- und PV-Anlagen, die über netzbildende Wechselrichter verfügen, systemstabilisierende Aspekte wie Blindleistung, Momentanreserve und Kurzschlussleistung bereitstellen.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Wenn durch standortoptimierten EE-Zubau weniger erneuerbarer Strom abgeregelt und fossile Redispatchmengen reduziert würden, trüge dies zur Emissionsminderung bei. Eine netzdienliche Verteilung der Anlagen erhöht die tatsächliche EE-Nutzung und unterstützt so das Ziel der Treibhausgasneutralität.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Eine netzdienliche Standortwahl verringert den Netzausbaubedarf und senkt die Redispatchkosten. Diese Maßnahmen könnten Netzausbaubedarfe insbesondere im Verteilnetz und ggf. auch im Übertragungsnetz senken. Die Entwicklung der Förderkosten hängt von der konkreten Ausgestaltung der Steuerungsmechanismen ab.

Umsetzungsvoraussetzungen

Eine höhere Transparenz von Netzanschlusskapazitäten sowie von Netzengpässen wäre Voraussetzung für eine evidenzbasierte räumliche Steuerung. Die Transparenz ist EU-rechtlich vorgegeben und wird bereits durch einige Verteilnetzbetreiber praktiziert. Sie muss jedoch flächendeckend für Planer von EE-Anlagen sowie für die Raumordnung verfügbar sein, um adäquat berücksichtigt zu werden. Des Weiteren wären entsprechende Anpassungen im Rechtsrahmen - etwa im EEG und EnWG - und im Regulierungsrahmen notwendig, um für die bessere räumliche Steuerung und Clusterung von EE-Anlagen Anreize zu setzen.

6.1.2 Zubau von Stromspeichern räumlich steuern

Je nach Verortung im Stromnetz und Einsatzlogik können Stromspeicher, wie beispielsweise Großbatterien, unterschiedliche Auswirkungen auf das Stromnetz entfalten. Vier verschiedene Wirkweisen sind möglich, die einzeln bzw. in der Regel in unterschiedlichen Kombinationen zusammenspielen:

1. Marktlisch aktive Speicher können Netzengpässe verursachen, wenn sie zu Zeiten mit hoher EE-Einspeisung laden, der Strom jedoch nicht engpassfrei zu ihrem Standort transportiert werden kann. Die zusätzliche Belastung könnte durch EE-nahe Allokation der Speicher vermieden werden.
2. Eine EE-nahe Allokation bzw. Co-Location von EE und Speichern kann dazu beitragen, Netzausbau einzusparen, wenn die Speicher dazu eingesetzt werden, lokale Netzanschlüsse optimal auszulasten.
3. Darüber hinaus könnten Speicher dazu beitragen, Netzengpässe zu mitigieren und damit auch den erforderlichen Netzausbau reduzieren, wenn sie im Redispatch eingesetzt werden - auch hier ist die räumliche Allokation entscheidend.
4. Speicher können aufgrund ihrer hohen dynamischen Regelbarkeit auch zur Systemstabilität beitragen. Insbesondere in Bezug zur Spannungs- und Frequenzregelung können sie einen wichtigen Beitrag ausscheidender konventioneller Kraftwerke übernehmen.

Umsetzungsoptionen

Um Engpässe durch marktlich aktive Speicher zu vermeiden, könnte die räumliche Koordination von Speichern über regional differenzierte Baukostenzuschüsse angereizt werden. Eine entsprechende Differenzierung ist heute beispielsweise bereits im Übertragungsnetz umgesetzt, wo als Anreiz reduzierte Baukostenzuschüsse erhoben werden können, wenn die Ansiedlung eines Verbrauchers aus Perspektive des Netzes an einem bestimmten Standort weniger oder keine Zusatzkosten verursacht. In diesem Sinne können Baukostenzuschüsse auch auf engpassbehaftete Regionen abzielen, indem beispielsweise die durch Speicher verursachten Engpasskosten Berücksichtigung finden. In Zusammenspiel mit einer räumlichen Steuerung könnte auch ein verändertes, von der Kraftwerksnetzanschlussverordnung (KraftNAV) abweichendes, Netzanschlussverfahren für Stromspeicher geprüft werden und eine geeignete und transparente Priorisierung von Netzanschlüssen vorgesehen werden. Bezüglich der Anreize und Optimierungen von Netzanschlüssen und der Co-Location mit EE sei hier auf die Handlungsoption Abschnitt 6.3.3 und die laufende Diskussion im AgNes-Prozess verwiesen.

Die Teilnahme von Speichern im Redispatch erfordert zunächst einen Abbau von Hemmnissen beim Einsatz von Speichern durch die Netzbetreiber (vgl. Kapitel 4.6). Eine entsprechende räumliche Steuerung von Speicher-Allokation könnte über regional differenzierte Baukostenzuschüsse erreicht werden, die den lokalen Nutzen der Speicher widerspiegeln müsste. Auch die Einführung eines marktbasierten Redispatch könnte in der Theorie die entsprechenden Anreize setzen und überdies den Einsatz im Redispatch koordinieren, ist aber aufgrund der Gefahr von Inc-Dec Gaming mit der Gefahr von Ineffizienzen verbunden (Consentec, 2018). Sofern darüber hinaus Speicher in der weiterentwickelten Netzentgeltsystematik im Zuge des AgNes-Prozesses der BNetzA berücksichtigt werden, spielen auch eine Ausgestaltung von netzdienlichen Anreizen in den Netzentgelten für Speicher eine Rolle.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Die räumliche Steuerung von Speichern hat positive Auswirkungen auf Treibhausgasneutralität, wenn sie dazu beitragen kann, EE besser in das System zu integrieren und bspw. Redispatch mit fossilen Kraftwerken zu vermeiden.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Die räumliche Steuerung von Speichern kann je nach Wirkweise die netzseitige Versorgungssicherheit heben, indem Redispatchbedarfe sinken, Netze besser ausgelastet werden oder das Angebot an Marktkraftwerken zum Redispatch steigt und damit Netzreserve reduziert werden kann. Stromspeicher können mit der entsprechenden Gleichrichtertechnik zur Systemstabilität beitragen, indem sie Schwarzstartfähigkeit, Blindleistung oder Momentanreserve bereitstellen. Insbesondere hinsichtlich Schwarzstartfähigkeit und Blindleistung ist ihre räumliche Verortung relevant.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Die räumliche Steuerung von Speichern kann je nach Wirkweise die Kosteneffizienz heben, indem Redispatchbedarfe sinken, Netze besser ausgelastet und der Netzausbaubedarf reduziert werden oder das Angebot an Marktkraftwerken zum Redispatch steigt und damit Netzreserve vermieden werden kann.

Umsetzungsvoraussetzungen

Für eine erfolgreiche Umsetzung dieser Option wäre zunächst relevant zu klären, wie Speicher genutzt werden sollen (marktlich, Netzanschlussoptimierung, Redispatch, Systemstabilität, oder in einer bedarfsgerechten Kombination dieser Rollen). Die optimale räumliche Allokation und der dafür auszugestaltende Regulierungsrahmen hängen von dieser Entscheidung ab.

6.1.3 Zubau von Elektrolyseuren räumlich steuern

Elektrolyseure können als großskalige Stromverbraucher erheblichen Einfluss auf das Stromnetz haben. Im Unterschied zu anderen Stromverbrauchern oder Speichern sind bei Elektrolyseuren zusätzlich die Anforderungen des Wasserstoffsektors hinsichtlich Infrastruktur oder lokaler Wasserstoffabnehmer zu berücksichtigen. Darüber hinaus kann die Abwärme von Elektrolyseuren als lokale Wärmequelle genutzt werden, während zugleich der Wasserbedarf standortspezifisch abgesichert werden muss. Diese vielfältigen sektorübergreifenden Wechselwirkungen machen eine abgestimmte Standortplanung erforderlich, um sowohl netzseitige als auch sektorale Anforderungen effizient miteinander zu verbinden. Aufgrund der Interdependenzen zur Strom- und Wasserstoffinfrastruktur sollte ein gesamtheitlicher Prozess sowie eine gesamtsystemische Abwägung angestrebt werden. Dabei könnte jedoch ein Zielkonflikt zwischen der Netzdienlichkeit für das Stromnetz und für das Wasserstoffnetz bestehen. Diese Handlungsoption fokussiert die Verortung von Elektrolyseuren. Der Effekt der Elektrolyseverortung auf die Dimensionen des Zieldreiecks ist teilweise dadurch begrenzt, dass der Elektrolyseur entsprechend betrieben wird (vgl. Handlungsoption 6.2.2 Elektrolyseure systemdienlich betreiben).

Umsetzungsoptionen

Eine Möglichkeit zur gezielten Standortkoordination ist die Ausweisung von Vorzugsregionen. Außerdem könnten Elektrolyseure durch regionen- oder kriterienbezogene Ausschreibungen (z. B. über den vorhandenen § 96 Nr. 9 WindSeeG) angereizt werden. Weiterhin könnten regional differenzierte Kostensignale die Standortwahl von Elektrolyseuren beeinflussen, bspw. anhand von Baukostenzuschüssen für den Strom- oder Wasserstoffanschluss. Solche Standorte könnten zudem bei Netzanschlüssen bevorzugt behandelt werden. Eine planerische Verankerung systemdienlicher Standorte in der Strom- und Wasserstoff-Kernnetzplanung kann zusätzliche Orientierung bieten. Darüber hinaus ließen sich Erneuerbare-Energie-Anlagen und Elektrolyseure (z. B. in Bezug auf Offshore-Elektrolyse) gemeinsam koordinieren oder anreizen, etwa über kombinierte Vorzugsflächen oder Innovationsausschreibungen.

Weiterhin können auch Anreize für die Standortwahl gesetzt werden, indem an diesen Standorten die Betriebskosten gesenkt werden. Die kostenlose oder kostengünstige Nutzung von Strommen gen zur Wasserstofferzeugung, die sonst abgeregelt würden, kann den Standort aus Kostensicht attraktiver machen. Hierfür wäre eine Anpassung des Redispatch oder des § 13k EnWG („Nutzen statt Abregeln“) möglich (vgl. Handlungsoption 6.2.2 Elektrolyseure systemdienlich betreiben).

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Die Verortung von Elektrolyseuren kann sowohl die Reduktion von EE-Abregelung als auch den zusätzlichen EE-Ausbau ermöglichen, da die Netzrestriktionen für EE-Anlagen reduziert werden

könnten. Außerdem kann eine systemdienliche Verortung von Elektrolyseuren durch die Senkung von fossil erzeugten Redispatchmengen zur Reduktion der CO₂-Intensität des Strommixes beitragen.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Mit der Reduktion oder Vermeidung von Netzengpässen können Elektrolyseure zur netzseitigen Versorgungssicherheit beitragen. Zusätzlich können Elektrolyseure mit der notwendigen Gleichrichtertechnologie lokale Blindleistungsbedarfe decken und so zur Systemstabilität beitragen.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Die Standortkoordination von Elektrolyseuren kann dazu führen, dass die Netzintegration von EE-Anlagen verbessert wird und der Abregelungsbedarf sinkt. Eine entsprechende Standortwahl kann den Stromnetzausbau somit auf lokaler und überregionaler Ebene reduzieren sowie den Wasserstoffnetzausbau zielgerichtet steuern. Eine Verortung in der Nähe von Wasserstoffabnehmern kann den Wasserstoffnetzbedarf langfristig verringern und kurzfristig den Nachfragehochlauf unterstützen. Dahingegen kann eine ungünstige Standortwahl zu einem erhöhten Transportbedarf und Netzausbau im Strom- und Wasserstoffsektor und damit zu höheren Systemkosten führen. Bei einer kriterienbezogenen Förderung oder monetären Anreizung von Elektrolyseuren könnten außerdem Wasserstoffbereitstellungskosten gesenkt werden (vgl. Handlungsoption 6.2.2 Elektrolyseure systemdienlich betreiben). Je nach Ausgestaltung könnten die Wasserstoffbereitstellungskosten erhöht werden und somit den Hochlauf hemmen (vgl. Abschnitt 4.5.4). Eine zu hohe Anreizung könnte außerdem zum Ausbau von Überkapazitäten führen, wodurch die Systemkosten steigen könnten.

Umsetzungsvoraussetzungen

Für die Standortkoordination ist eine präzise Kenntnis der Netzengpasssituation im gegenwärtigen und zukünftigen Stromnetz sowie des Einflusses der Elektrolyseure auf das Wasserstoffnetz notwendig.

6.2 Flexibilitäten systemdienlich betreiben

Zusätzlich zur räumlichen Koordination ist es möglich, vorhandene und zukünftige Flexibilitäten systemdienlich zu betreiben. Für die Optimierung des Gesamtsystems ist zu prüfen, ob der vorhandene Flexibilitätsrahmen für alle Netznutzer, Netzebenen und Energieträger durchgängig und konsistent ist. Dabei sind sowohl markt- als auch netzdienliche Instrumente zu berücksichtigen. Liegen Netzengpässe vor, so können diese beispielsweise durch zu hohe Einspeiseleistung oder zu niedrige Entnahmeleistung - je nach Situation - entstehen. Ein situationsabhängiger Ausgleich der Soll-Ist-Abweichung, z. B. durch die Nutzung von Flexibilität kann dabei wesentliche Systemkosten einsparen. Ein reduzierter Netzausbaubedarf, eine Dämpfung von Preisspitzen oder langfristig vermiedene Überkapazitäten hinsichtlich Erzeugung und Transport sind Beispiele für mögliche Einsparpotenziale. Voraussetzung ist jedoch ein Rahmen, der die Erschließung der erforderlichen Flexibilität für den Markt ermöglicht und in dem o. g. Beispiel gleichzeitig einen gezielten netzdienlichen Einsatz erlaubt.

Einige Studien weisen mit unterschiedlichen Blickwinkeln darauf hin, dass der heutige Flexibilitätsrahmen im Stromnetz jedoch noch nicht konsistent und durchgängig ist (EPICO & Guidehouse, 2025; Weidlich et al., 2025). Im Status Quo existieren eine Vielzahl von Instrumenten - von Redispatch bis zu variablen Stromtarifen -, die teils komplex, nur für bestimmte Anlagenklassen gültig und untereinander nicht abgestimmt sind.

Die Flexibilitätsinstrumente lassen sich dabei grundsätzlich in vier Wirkungsbereiche einteilen, die bezogen auf Einsatzdauer und Netzzustand zu differenzieren sind:

1. Kurativ-netzdienlich

Die erforderliche Wirkung - z. B. in einer netzkritischen Situation - wird durch korrigierende Eingriffe netzdienlich gehoben (z. B. Netzbetreiberkaskade, § 14a EnWG).

2. Präventiv-netzdienlich

Die erforderliche Wirkung wird durch vorausschauende, netzdienliche Maßnahmen vor Erreichen von netzkritischen Situationen erzielt (z. B. Redispatch 2.0).

3. Freiwillig-netzdienlich

Die erforderliche Wirkung für den entsprechenden Netzsystemzustand wird durch unterschiedliche netzdienliche Anreizinstrumente für die Netznutzer aktiviert (z. B. zeitvariable Netzentgelte, wie bspw. in § 14a EnWG enthalten). Hierzu werden ökonomische Anreize zu Anpassungen des Nutzungsverhalten gegeben. „Freiwillig“ wird diese Kategorie insofern genannt, als dass es dem Netznutzer freigestellt ist, in welchem Umfang er auf die Preissignale eingeht.

4. Marktdienlich

Die erforderliche Wirkung wird durch preisliche Anreize für marktdienliches Verhalten erzielt (z. B. Direktvermarktung, dynamische Tarife, auch umgesetzt über virtuelle Kraftwerke).

Die Instrumente aus diesen vier Wirkungsbereichen können auf vier grundsätzliche Gruppen wirken: größere Verbraucher (Mittelspannungsnetz und höher), kleinere Verbraucher (Niederspannungsnetz), größere Erzeuger (Mittelspannungsnetz und höher) sowie kleinere Erzeuger (Niederspannungsnetz). Ein konsistenter Rahmen könnte die Instrumente so ausgestalten, dass jede dieser Klassen in allen relevanten Wirkungsbereichen adressiert wird.

Kurative Instrumente (wie Teile des § 14a EnWG) könnten beispielsweise auf weitere Erzeuger- und Verbrauchsanlagen ausgeweitet werden. Präventive Ansätze ließen sich durch marktgestützte Flexibilitätsbeschaffung, wie sie über § 14c EnWG als Basis für dezentrale Flexibilitätsmärkte denkbar ist, adressieren, was eine fortgeschrittene Digitalisierung und den Rollout intelligenter Messsysteme voraussetzt. Freiwillig-netzdienliche Flexibilität könnte durch die Weiterentwicklung zeitvariabler hin zu dynamischen Netzentgelten gestärkt werden. Im marktdienlichen Bereich kann eine Ausweitung der Direktvermarktungspflicht oder eine erleichterte Teilnahme an virtuellen Kraftwerken zusätzliche Potenziale erschließen.

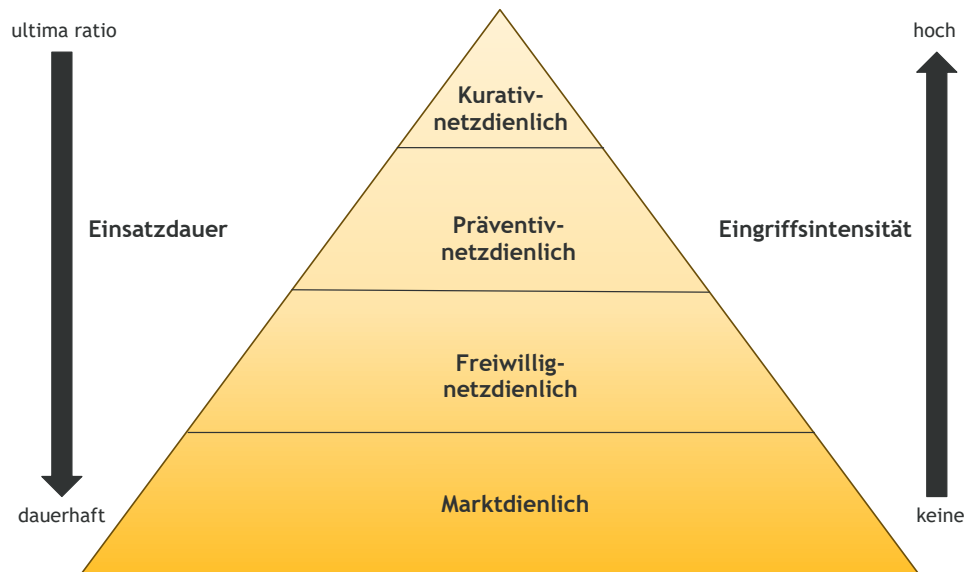


Abbildung 62: Wirkungsbereiche netz- und marktdienlicher Flexibilitätsinstrumente

In einem Flexibilitätsrahmen ohne die o. g. Lücken könnten Instrumente harmonisiert und über alle Spannungsebenen sowie für Erzeuger und Verbraucher nahezu einheitlich nutzbar gemacht werden. Damit könnten Synergien in Technologie, Prozessen und IT-Systemen gehoben und Flexibilität systematisch in Netzbetrieb und Märkte integriert werden. Sowohl für einspeise- als auch entnahmeseitige Flexibilitäten könnten einheitliche Preisbildungsmechanismen implementiert werden, die systemkostenoptimierend einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb sicherstellen können.

Um zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität und der Versorgungssicherheit auch in einer Übergangszeit bis hin zu einer umfassenden Reform eines Flexibilitätsmanagements bereits wirksame Fortschritte zu erzielen, kann es als kurzfristig umsetzbare Option sinnvoll sein, bestehende Instrumente gezielt zu erweitern. Hierzu könnten beispielsweise auch Erzeugungsanlagen (insbesondere PV-Anlagen) unter 100 kW und Verbrauchsanlagen im Mittelspannungsnetz in marktliche und netzdienliche Mechanismen einbezogen werden.

Darüber hinaus könnte der Nutzen von Flexibilität auch in Netzplanung und -betrieb systematisch berücksichtigt werden. Digitale Werkzeuge wie „Digitale Zwillinge“ können helfen, kurative, präventive und freiwillige Flexibilitätspotenziale für Netzbetreiber ganzheitlich nutzbar zu machen. Dies eröffnet die Möglichkeit, Netze nicht mehr ausschließlich auf Spitzenlasten auszulegen („Kupfer mit Köpfchen“). Eine geeignete Abbildung in der Anreizregulierung könnte zudem sicherstellen, dass damit verbundene Betriebskosten refinanzierbar sind.

Die netzdienlichen Instrumente sollten dabei in verstärktem Maße die von allen Netznutzern vertraglich gesicherte Netzkapazität für Einspeisung und Entnahme berücksichtigen. Das gilt sowohl in Bezug auf statische Effekte im Rahmen der Nutzung als auch in Bezug auf dynamische Effekte zur Reduktion des Netzausbaus. Die netzdienliche Steuerung von Einspeise- und Entnahmemengen (z. B. im Sinne einer Weiterentwicklung des § 14a EnWG) kann dabei eine wichtige Ergänzung des Instrumentariums darstellen und einen wesentlichen Beitrag zur Stabilität des Gesamtsystems leisten.

Im Bereich der Mittelspannung (MSP) bis hin zur Höchstspannung (HÖS) können verpflichtende Flexibilitätsbereitstellungsverpflichtungen (Flexibility Commitment Agreements, FCAs) innerhalb eines weiterentwickelten regulatorischen Rahmens passgenaue Lösungen unterstützen. Für die Niederspannungsebene (NSP) hingegen gilt es, einfache und wirksame massentaugliche Anreizinstrumente zu nutzen, um sowohl die Optimierung der Netzanschlusskapazität als auch eine effiziente Netznutzung bei Einspeisung und Entnahme zu fördern (siehe dazu auch die folgenden Handlungsoptionen in den Abschnitten 6.2.1 bis 6.2.3 zur näheren Erläuterung).

Dabei ist die fortschreitende Digitalisierung - insbesondere der flächendeckende Roll-out intelligenter Messsysteme - für die Nutzung von netzdienlichen Flexibilitäten eine unabdingbare Voraussetzung. Durch die gezielte Nutzung von Synergien und Skaleneffekten in der Nutzung von Technologien, Prozessen und IT-Systemen können Effizienzpotenziale bei der Digitalisierung gehoben werden.

Eine Möglichkeit zur Identifikation von Flexibilitätspotenzialen auf Nachfrageseite wäre, die Netzanschlusskapazität für Verbraucher in einen gesicherten Anteil (steht immer zur Verfügung) und einen ungesicherten Anteil (Netzbetreiber kann notfalls eingreifen) aufzuteilen, ähnlich wie bei FCAs für Einspeiser. Der Verbraucher würde für den ungesicherten Anteil ein geringeres Netzentgelt zahlen. Ein solches Instrument wäre in der Planung durch den Netzbetreiber zu berücksichtigen. Ähnliche Vorschläge wurden bereits in einem Gutachten für das BMW für das Berichtsjahr 2018 diskutiert (EY & BET, 2020). Die Option der Bereitstellung nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale sollte dabei für Netznutzer nicht verpflichtend sein, sondern auf vertraglicher Basis bzw. über entsprechende preisliche Differenzierungen erfolgen. Darüber hinaus wäre eine kommunikative Begleitung einer möglichen Einführung sinnvoll.

Des Weiteren könnte eine systematische und angemessene Berücksichtigung von Flexibilitätspotenzialen in den horizontalen sowie vertikalen Planungsprozessen eine Möglichkeit bieten, um die Resilienz, Effizienz und Nachhaltigkeit des Energiesystems langfristig sicherzustellen. Wie dabei diese Planungsprozesse in einer Weiterentwicklung horizontal und vertikal enger aufeinander abgestimmt werden sollten, ist in der dena Verteilnetzstudie II (dena, 2025a) dargestellt worden (vgl. Abbildung 63).

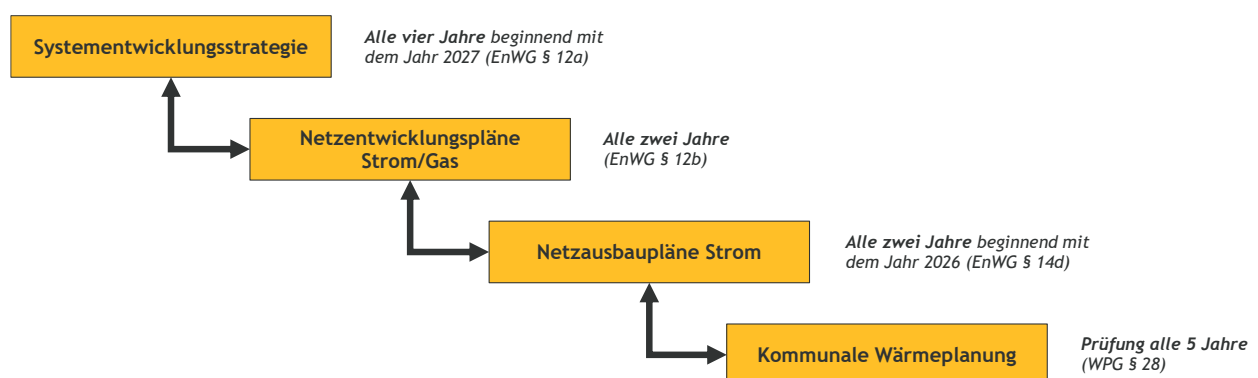


Abbildung 63: Koordinierter Planungsprozess⁹⁵

⁹⁵ (BET Consulting et al., 2025)

6.2.1 Gewerbliche Flexibilitäten systemdienlich integrieren

Um die Systemdienlichkeit von großskaligen Batteriespeichern sowie von industrieller und gewerblicher Lastverschiebung voll auszuschöpfen, besteht die Option, diese gezielt so zu betreiben, dass sie Netze entlasten, Lastspitzen abfedern und markt- sowie prognosebasiert reagieren.

Umsetzungsoptionen

Um die genannten Flexibilitätsoptionen systemdienlich zu betreiben, können spezifische Anreize oder Pflichten gesetzt werden, etwa durch Bonusregelungen bei netzdienlicher Betriebsweise oder verpflichtende Standards für Systemdienstleistungen. Dies beinhaltet die in Abschnitt 6.2 genannten Optionen oder auch eine Prüfung des § 19 EnWG im Hinblick auf eine Anreizung von netzdienlichen Flexibilitäten in der Industrie, welche derzeit im Rahmen des AgNes-Prozesses (vgl. Abschnitt 4.4.2) läuft.

Zudem kann die gemeinsame Förderung von PV-, Wind- und Speichersystemen sowie industrieller und gewerblicher Verbraucher, an einem Standort (Co-Location) gestärkt werden, um Synergien zu nutzen.

Speziell für Batteriespeicher könnte außerdem die baurechtliche Privilegierung, wie sie im Koalitionsvertrag angekündigt wurde, den Ausbau erleichtern.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Durch die Kombination von Stromspeichern mit EE-Anlagen kann eine bedarfsgerechtere Strombereitstellung erfolgen, insbesondere bei wetterbedingten Erzeugungsschwankungen. Speicher tragen dazu bei, Netze gezielt zu entlasten und ihre Stabilität zu erhöhen, indem sie Stromspitzen abfangen und zeitlich verschieben. So können Netzengpässe und Redispatch-Maßnahmen reduziert werden, wodurch die netzseitige Versorgungssicherheit erhöht werden könnte.

Gewerbliche und industrielle Verbraucher können als lastseitige Flexibilität den Verbrauch in Situationen mit (zu) wenig Stromerzeugung reduzieren, um so die marktliche Versorgungssicherheit zu erhöhen.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Ein systemdienlicher Betrieb von gewerblichen Flexibilitäten kann dazu beitragen, die CO₂-Intensität des Strommixes zu senken. Indem mehr erneuerbarer Strom genutzt und weniger abgeregelt werden muss, verdrängen Speicher fossile Erzeugung, insbesondere im Redispatch. Lastreduktion in Situationen mit wenig EE-Erzeugung reduziert den Bedarf an konventioneller Stromerzeugung.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Gewerbliche Flexibilitäten können zur Reduktion des Netzausbaubedarfs und der Redispatchkosten beitragen, indem sie Last- und Erzeugungsspitzen lokal abfedern, Engpässe zeitlich verschieben und dadurch die Auslastung bestehender Netzinfrastruktur optimieren. Ein systemdienlicher Betrieb kann zudem den Marktwert von EE-Strom erhöhen, was die Belastung des EEG-Kontos verringert. Gleichzeitig helfen gewerbliche Flexibilitäten dabei, Preisspitzen am Strommarkt abzuflachen, was langfristig auch für Verbraucher entlastend wirkt.

Umsetzungsvoraussetzungen

Für die Umsetzung dieser Option wäre ein geeigneter regulatorischer Rahmen notwendig, der klare Anforderungen an einen netzdienlichen Betrieb festlegt. Passende Anreizmechanismen, wie Bonusregelungen, können einen systemdienlichen Betrieb hervorrufen. Ergänzend sind technische Voraussetzungen sicherzustellen, insbesondere die Steuer- und Prognosefähigkeit von Speichern sowie industrieller und gewerblicher Prozesse, standardisierte und interoperable Schnittstellen für den Datenaustausch sowie eine zuverlässige, sichere Kommunikation zwischen Netzbetreiber und Marktteilnehmern.

6.2.2 Elektrolyseure systemdienlich betreiben

Die systemdienliche Nutzung von Elektrolyseuren als Sektorenkopplungstechnologie umfasst nicht nur die Verortung (vgl. Handlungsoption 6.1.3 *Zubau von Elektrolyseuren räumlich steuern*), sondern auch den systemdienlichen Betrieb der Anlagen. Im Kontrast zu anderen Stromverbrauchern und Stromspeichern ist beim Betrieb von Elektrolyseuren nicht nur die Stromnetzdienlichkeit, sondern auch die Systemdienlichkeit in Bezug auf den Wasserstoffsektor relevant. Dabei kann es zu Interdependenzen und ggf. auch Konflikten kommen: so kann die Vermeidung von Engpässen stromnetzdienlich sein, wohingegen ein weniger fluktuierender Betrieb wasserstoffsystemdienlich sein kann, weil der Ausbaubedarf von Infrastruktur und Speichern reduziert wird. Weiterhin kann die Systemdienlichkeit Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit haben sowie bei zunehmender Komplexität den Ausbau von Elektrolysekapazitäten hemmen. Die folgende Beschreibung bezieht sich vor allem auf den stromnetzdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren, da aufgrund des ausstehenden Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur noch keine konkreten Optionen für einen wasserstoffnetzdienlichen Betrieb ausgearbeitet werden konnten.

Umsetzungsoptionen

Der systemdienliche Betrieb von Elektrolyseuren lässt sich grundsätzlich mit unterschiedlichen Maßnahmen anreizen oder steuern. So könnte anhand von Betriebsfällen vordefiniert werden, wie auf Netz- und Strommarktsignale zu reagieren ist. Eine weitere Option könnte die Teilnahme von Elektrolyseuren an dezentralen oder regionalen Flexibilitätsmärkten (bspw. im Rahmen des § 14c EnWG) sein, um Netzbetreibern die planmäßige und großflächige Beschaffung von negativer Netzflexibilität zu ermöglichen. Zusätzlich könnten dynamische Netzentgelte das freiwillig-netzdienliche Verhalten von Elektrolyseuren anreizen, wenn sich die aktuell lokale Netzauslastung dynamisch in Leistungs- oder Arbeitspreis der Strombeschaffung niederschlägt. Ebenso wäre eine Erweiterung von § 13k EnWG ("Nutzen statt Abregeln") möglich, um potenziell im Rahmen des Redispatches abgeregelten Strom durch Elektrolyseure nutzbar zu machen.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Der systemdienliche Betrieb von Elektrolyseuren kann die Dekarbonisierung des Energiesystems unterstützen, indem Wasserstoff erzeugt wird, wenn erneuerbarer Strom lokal verfügbar ist und durch den Betrieb keine Engpässe verursacht werden. Dadurch kann die Integration von EE-Anlagen verbessert und die Nutzung fossiler Energiequellen vermieden werden. Zudem könnte die

Abregelung von erneuerbarem Strom reduziert werden, was die Auslastung der vorhandenen EE-Kapazitäten erhöht und die CO₂-Intensität des Energiesystems senkt.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Durch ihre Flexibilität können systemdienlich betriebene Elektrolyseure einen sicheren Betrieb des Stromnetzes aktiv unterstützen. In Zeiten hoher Netzbelastung lassen sich Lastspitzen abfangen, wodurch Redispatch-Maßnahmen und Netzengpässe reduziert werden und die Versorgungssicherheit erhöht werden könnte. Zudem kann ein gezielter Betrieb helfen, lokale Engpässe im Wasserstoffnetz zu vermeiden. Elektrolyseure könnten mit der notwendigen Gleichrichtertechnologie außerdem Blindleistung und Momentanreserve bereitstellen und so zur Systemstabilität beitragen.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Der systemdienliche Betrieb von Elektrolyseuren kann zu einer besseren Integration von erneuerbaren Energien führen, indem Erzeugungsspitzen genutzt und Abregelung vermieden wird. Weiterhin kann dies dazu führen, dass Netzengpässe reduziert werden, wodurch der Bedarf an Redispatch-Maßnahmen und Netzausbau verringert werden könnte. Bei systemdienlichem Betrieb kann es allerdings zu einem Konflikt zwischen System- und Wirtschaftlichkeitszielen kommen. Ein netzdienlicher Betrieb kann zu geringeren Volllaststunden oder höheren Investitionskosten (z. B. für die Gleichrichtertechnologie) führen, wodurch sich die Wasserstoffproduktionskosten erhöhen können (vgl. Handlungsoption 6.5.5 *Kosten der erneuerbaren Wasserstoffbereitstellung senken*).

Umsetzungsvoraussetzungen

Für die erfolgreiche Anreizung von systemdienlichen Elektrolyseuren ist eine einheitliche Definition des Begriffs "Systemdienlichkeit" für Elektrolyseure notwendig, welche den potenziellen Zielkonflikt zwischen Strom- und Wasserstoffsektor berücksichtigt. Für einen systemdienlichen Betrieb im Hinblick auf die Nutzung von Überschussstrom und die Vermeidung von Engpässen wäre eine gezielte räumliche Verortung notwendig (vgl. Handlungsoption 6.6.1.3 *Zubau von Elektrolyseuren räumlich steuern*). Weiterhin muss der Betrieb der Elektrolyse mit den technischen Anschlussbedingungen des Strom- und Wasserstoff-Netzes sowie mit Förderbedingungen und RFNBO-Kriterien konform sein. Eine Änderung der Kriterien zur Produktion von RFNBO-konformem Wasserstoff könnte hier notwendig werden, da diese in der aktuellen Form eine systemdienliche Betriebsweise erschweren oder sogar verhindern können. Auf technischer Ebene ist eine digitale Anbindung erforderlich, damit Netz- und Marktakteure die Flexibilität nutzen können.

6.2.3 Haushaltsnahe Flexibilitäten systemdienlich integrieren

Dezentrale und haushaltsnahe Anlagen, wie beispielsweise Wärmepumpen, PV-Anlagen, Klein-BHKW, private E-Ladeeinrichtungen und Heimspeicher - zusammengefasst als haushaltsnahe Flexibilitäten - können einen wichtigen Beitrag zur Kosteneffizienz und Systemstabilität des Energiesystems leisten, wenn ihr Betrieb stärker am Bedarf von Netz und Markt ausgerichtet wird. Heimspeicher werden heute meist nicht systemdienlich gesteuert: Sie speichern überschüssigen PV-Strom, bis sie vollgeladen sind und decken anschließend den eigenen Verbrauch, ohne auf Marktpreise oder Netzsituation zu reagieren. Typische Konfigurationen führen dazu, dass Speicher

an sonnigen Tagen bereits vormittags vollgeladen sind und die PV-Anlagen mittags ungebremst einspeisen, zu teils negativen Preisen.

Durch ein Aktivieren von vorhandenen Flexibilitätpotenzialen können Netzenspässe vermieden und Abregelungen erneuerbarer Energien verringert werden. Langfristige Szenarien gehen von einer nahezu vollständigen Nutzung dieser Potenziale aus, was eine wirksame Kombination aus markt- und netzseitigen Signalen erfordert. Heute wird diese haushaltsnahe Verbrauchs- und Erzeugungsflexibilität noch zu wenig genutzt, da es an ausreichenden Anreizen, massentauglichen Flexibilitätsmechanismen, einfachen Prozessen und einem fortgeschrittenen Smart Meter Rollout fehlt.

Umsetzungsoptionen

Eine Weiterentwicklung des bestehenden Instrumentariums zur Ermöglichung flächendeckender Flexibilitätsnutzung im haushaltsnahen Bereich könnte an den in Kapitel 6.2 genannten vier Wirkungsbereichen ansetzen. Für eine systemdienliche Integration im haushaltsnahen Bereich bietet es sich an, die bestehenden Ansätze gezielt auf kleinere Anlagen zu übertragen und um geeignete Mechanismen zu ergänzen. Hierzu zählen sowohl Eingriffsmöglichkeiten bei akuten Netzenspässen als auch marktgestützte Verfahren, die drohende Engpässe vorbeugend entschärfen.

Ergänzend könnten Preissignale - etwa in Form dynamischer Netzentgelte - den Betrieb dezentraler Anlagen stärker an die tatsächliche Netzsituation koppeln. In diesem Zusammenhang ließe sich auch eine Einführung von unbedingten und bedingten Leistungskomponenten für Netzanlüsse prüfen, wie sie bereits 2021 in einem letztendlich nicht in Kraft getretenen Gesetzesentwurf des „Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG)“ angelegt waren. Auf diese Weise könnten Netzplanung und Netzausbau noch zielgenauer an die tatsächlichen Bedarfe der Haushalte ausgerichtet werden.

Darüber hinaus eröffnet die konsequente Einbindung kleinerer Erzeugungsanlagen in marktliche Prozesse - beispielsweise durch eine vereinfachte Direktvermarktung mit einer Teilnahmepflicht auch für Kleinstanlagen - zusätzliche System- und Marktvorteile.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Die marktseitige Versorgungssicherheit kann erhöht werden, wenn haushaltsnahe Flexibilitäten auf Preissignale reagieren und so Lastspitzen im Stromverbrauch reduzieren. Netzseitig hängt die Wirkung auf die Versorgungssicherheit und Systemstabilität maßgeblich von der konkreten Ausgestaltung der Steuerungsmechanismen ab. Werden netzseitige Steuerung und marktbasierende Anreize sinnvoll kombiniert, lassen sich kritische Netzsituationen reduzieren.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Durch die zeitliche Abstimmung des Stromverbrauchs mit dem (lokalen) Angebot erneuerbarer Energien kann fossile Stromerzeugung verdrängt und der Anteil erneuerbarer Energie im Verbrauchsprofil erhöht werden. Eine verbesserte Synchronisation zwischen Verbrauch und Erzeugung aus Wind- und Solarenergie trägt somit unmittelbar zur Senkung der Treibhausgasemissionen bei.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Ein systemdienlicher Betrieb von haushaltsnaher Flexibilität kann sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Infrastrukturseite die Kosteneffizienz erhöhen. Die Reduzierung von Spitzenlasten mindert den Netzausbaubedarf, während eine bessere Nutzung erneuerbarer Erzeugung den Einsatz teurer fossiler Spitzenlastkraftwerke verringert. Die Höhe dieser Effizienzgewinne hängt jedoch stark von der konkreten Ausgestaltung der Anreize sowie den entstehenden Transaktionskosten ab.

Umsetzungsvoraussetzungen

Wenn haushaltsnahe Flexibilitäten als Option systemdienlich genutzt werden sollen, wäre zunächst eine verstärkte Digitalisierung der Verteilernetze erforderlich. Dazu gehören insbesondere der Rollout intelligenter Messsysteme in den Pflichteinbaufällen sowie einheitlich digitalisierte Netzanschluss- und Netzzugangsprozesse, die über ein zentrales bundesweites Portal abgewickelt werden. Ergänzend müssten Netzbetreiber ihre IT-Strukturen und Abläufe so weiterentwickeln, dass Steuerung und Flexibilitätsnutzung in der Niederspannung automatisiert und zuverlässig erfolgen können.

Darüber hinaus müsste der regulatorische Rahmen weiterentwickelt werden. Dazu könnte eine Modernisierung der Netzentgeltsystematik mit dynamischen Entgelten und marktlichen Flexibilitätstarifen gehören. Gleichzeitig wären bestehende Eingriffsinstrumente zu verbessern. Heute reagieren nur Teile der eigentlich steuerbaren Anlagen auf Netzsignale, PV-Anlagen in der Niederspannung praktisch gar nicht. Eine Weiterentwicklung der Netzbetreiber-Kaskade sowie strengere Vorgaben im EEG könnten hier Abhilfe schaffen. Ergänzend wären Anpassungen im EnWG denkbar, um Verteilnetzbetreibern weitergehende Befugnisse zur Steuerung dezentraler Erzeuger bei Engpässen einzuräumen (bspw. eine Ausweitung des § 14a EnWG auf Erzeuger).

Darüber hinaus müsste die Netzplanung stärker auf Flexibilitätsoptionen ausgerichtet werden. Hierzu zählen der Aufbau digitaler Zwillinge, die Weiterentwicklung der Netzausbaupläne sowie die Anwendung von Prinzipien wie NOXVA⁹⁶ (vgl. Abschnitt 4.4.2). Ergänzend zu marktlichen Anreizen könnten damit auch operative Eingriffsmöglichkeiten sichergestellt werden, um Versorgungssicherheit und Systemstabilität im Engpassfall zu gewährleisten.

6.3 Netze bedarfsgerecht planen

Systemkosten können primär durch ein systemdienliches Zusammenspiel von Erzeugung und Lasten auf der einen sowie Netzen auf der anderen Seite gesenkt werden. Mit einer optimierten Nutzung vorhandener Kapazitäten im Netz und am Netzverknüpfungspunkt, sowie von netzdienlichem Flexibilitätseinsatz können durch Effizienzpotenziale in Planung, Bau und Betrieb die Systemkosten deutlich gesenkt werden. Hierzu werden in diesem Handlungsfeld in verschiedenen Handlungsoptionen die Prüfung des langfristigen Offshore Netzausbaubedarf, Erhöhung der Effizienz der Offshore-Anbindung und des Verhältnisses von EE und Netzkapazität, Nutzung des Einsparpotenzials von Freileitungen sowie die Berücksichtigung netzdienlicher Flexibilitäten und betriebliche Freiheitsgrade in der Planung diskutiert.

⁹⁶ Planungsgrundsatz: Netzooptimierung vor Flexibilität vor Verstärkung vor Ausbau

6.3.1 Langfristigen Offshore Netzausbaubedarf und -hochlauf prüfen

Durch veränderte Ausbauziele ergibt sich grundsätzlich das Potenzial Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) einzusparen. Darüber hinaus sollten die Offshore Ersatzinvestitionen einer genaueren Betrachtung unterzogen werden. Denn während des Rück- und Neubaus von ONAS und Windparks stehen diese nicht zur Verfügung. Vom BSH wurde bisher ein „Puffer“ mit einer Leistung in Höhe von etwa 10 % und somit eine Gesamtleistung von ca. 78 GW veranschlagt. Ob dieser in dieser Höhe erforderlich ist, ist mit Unsicherheiten behaftet. Die Annahmen zur Bestimmung des Puffers könnten geprüft werden, um durch eine optimierte Rück- und Neubaustrategie Ausbaubedarfe möglichst zu minimieren.

Im Szenariorahmen des NEP 2037/2045 (Version 2025) wurde dargelegt, dass bei einer unterstellten Lebensdauer der Systeme von 30 anstatt 25 Jahren eine Reduktion des Puffers von ca. zwei ONAS möglich sein könnte.

Aufgrund der unsicheren Entwicklung der Stromlast und Nachfrage nach Offshore-PPAs sowie der unklaren Zeitpunkte und Dauern von Ersatzinvestitionen, könnte ermittelt werden, inwiefern möglichst viel Flexibilität hinsichtlich des endgültigen Ausbaupfades erhalten bleiben kann. Durch eine geeignete Ausgestaltung der Planungsprozesse (FEP und NEP) wäre es möglich, bedarfsgerecht, entsprechend der Entwicklung des Energiesystems, über die finale Realisierung und dessen Zeitverlauf zu späteren Zeitpunkten zu entscheiden. Eine zeitliche Priorisierung der Flächen und der möglichen Verstetigung des Ausbaupfades könnte im Rahmen einer gesamthaften volkswirtschaftlichen Optimierung erfolgen. Dabei wäre eine Beteiligung von ÜNB, BSH, BNetzA und BMWE zu erwägen und insbesondere die Energieziele, Kosteneffizienz inkl. Offshore-Optimierungsinstrumente und Umweltauswirkungen zu berücksichtigen.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Es kann keine Aussage dazu getroffen werden, inwieweit die konkrete Höhe des Offshore-Ausbauziels die Versorgungssicherheit beeinflusst. Dies ist abhängig von den systemischen Interdependenzen im Gesamtsystem.

Durch einen geringeren Puffer für Ersatzneubauten könnte die Versorgungssicherheit ggf. beeinträchtigt werden, da in Zeiten von Nichtverfügbarkeiten einzelner ONAS weniger Energieangebot als geplant zur Verfügung steht.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Grundsätzlich führt ein verringerter Offshore Netzausbau auch zu reduzierten eingespeisten erneuerbaren Strommengen und erschwert damit das Erreichen der EE-Quoten am Strommix.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Sollte bspw. ein Ausbauszenario wie im genehmigten Szenariorahmen A des NEP 2037/2045 (Version 2025) mit insgesamt lediglich 60 GW als neues Ausbauziel in Erwägung gezogen werden, reduziert sich die Anzahl der erforderlichen ONAS im Vergleich zu den Szenarien B und C um fünf. Gelingt es zusätzlich, den benötigten Puffer für die Ersatzinvestitionen um zwei ONAS zu reduzieren, könnte sich ein Einsparpotenzial (ohne Berücksichtigung weiterer Offshore-Optimierungsmaßnahmen) von sieben ONAS ergeben. Damit wären Einsparungen bei den Netzinvestitionen in Höhe eines mittleren zweistelligen Milliardenbetrags möglich.

Umsetzungsvoraussetzungen

Es wäre bei dieser Handlungsoption zu prüfen, inwiefern die bestehenden Gesetze, Planungsinstrumente und Realisierungszeiträume eine möglichst lange Flexibilität über die genaue zu realisierende Ausbauzahl erhalten können. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP besteht ggf. die Möglichkeit, erneut zwischen der Festlegung von Flächen und ONAS für einen Zeitbereich zu differenzieren. Ergänzend wäre weiterhin ein informatorischer Ausblick, der in dieser Logik ein gesetzliches Ausbauziel inkl. Puffer im Jahr 2045 erfüllen müsste.

Die Bestimmung des adäquaten Puffers für Zeiten von Neu- und Rückbauten ist aufgrund fehlender Erfahrung u. a. hinsichtlich der Lebensdauern herausfordernd. Daher erscheint es ratsam, vor den finalen Ausbauentscheidungen weitere Informationen und Betriebserfahrung zu sammeln.

6.3.2 Effizienz der Offshore-Anbindung erhöhen

Unter dem Begriff der Offshore-Optimierung werden verschiedene Aspekte mit dem Ziel einer verbesserten Ausnutzung der zu installierenden Offshore-Infrastrukturen diskutiert. Die Hintergründe der nachfolgend dargestellten Umsetzungsoptionen werden in Kapitel 6.3.1 und 6.3.2 dargestellt.

Umsetzungsoptionen

Eine erste Option besteht in der Erhöhung der Volllaststunden der Offshore-Windparks (OWP). Durch geringere Dichte [MW/km^2] der zu installierenden Windparks können im Rahmen von Flächenoptimierungen Abschattungseffekte reduziert und höhere Volllaststunden von OWP erreicht werden. Um die knappen Flächen in der deutschen AWZ zu entlasten, können auch Flächen außerhalb der deutschen AWZ in Kooperation mit Anrainerstaaten geprüft werden. Dabei sind grenzüberschreitende radiale Anbindungen von OWP außerhalb der deutschen AWZ in die deutsche Gebotszone denkbar.

Eine weitere Option stellt ein Anbindungsverhältnis kleiner 1 dar. Damit kann die Effizienz einzelner ONAS erhöht werden. Die optimale Ausgestaltung des Anbindungsverhältnis ist abhängig vom Windprofil und damit auch von den jeweiligen Flächen. Entsprechend sollten volkswirtschaftlich optimierte flächenindividuelle Ziele festgelegt werden. Dabei ist sicherzustellen, dass die Anbindung der Flächen weiterhin über die standardisierten 2 GW-Systeme erfolgt.

Eine dritte Option stellt eine Erhöhung der Standardleistung (aktuell 2 GW) dar. Um die Standardisierung und die damit einhergehenden Skaleneffekte nicht zu gefährden, sollten dabei größere Übertragungsleistungen nur ohne wesentlichen technischen Modifikationsbedarf in Betracht gezogen werden. Vor dem Hintergrund ist zu erwägen, eine techno-ökonomische Kosten-Nutzen-Analyse inkl. Sicherung der Herstellergewährleistung für alle Komponenten durchzuführen. Dabei gilt es auch zu prüfen, ob die im FEP genannten 200 Millionen € je System für 200 MW mehr Leistung Bestand haben. Die Ergebnisse dieser Analysen könnten sodann im nächsten NEP und FEP aufgegriffen werden. Sollte sich mit im Betrieb gesammelten Erfahrungen herausstellen, dass eine höhere Auslastung problemlos oder auch nur temporär möglich ist, könnte dies genutzt werden, um mehr Energie abzuführen und somit eine eingeplante Offshore-Spitzenkappung reduziert

werden. Je nach Umfang der Höherauslastung im Betrieb könnte dies genutzt werden, um den in Kapitel 6.3.1 beschriebenen „Puffer“ neu zu überdenken und ggf. zu reduzieren.

Als letzte Option könnte die Auslastung der ONAS durch DC-seitige Vernetzung erhöht werden. Dies kann national als auch international erfolgen. Anstatt von Punkt-zu-Punkt Anbindungen der Windparks in die zugehörige Gebotszone kann auch eine internationale Vernetzung (hybride Anbindungssysteme) in Betracht gezogen werden. Hierbei stellen die Offshore-Netzanbindungen dann auch gleichzeitig Interkonnektoren dar.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Wird durch die effizientere Auslastung der ONAS mehr Energie über ein einzelnes System eingespeist, kann dies bei Störung oder Verlust dieses Systems einen negativen Effekt auf das Gesamtsystem und damit auf die Versorgungssicherheit haben.

Im Rahmen der (internationalen) Vernetzung von ONAS erhöht sich die europäische Versorgungssicherheit, da Redundanzen durch die vernetzten bzw. hybriden Anbindungen geschaffen werden können.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Durch die Spitzenkappung wird weniger erneuerbarer Strom des einzelnen Windparks in das System integriert. Ceteris Paribus, also in erster Linie gegeben der Stromnachfrage, würde die gleiche installierte WEA-Leistung zu marginal geringerer EE-Einspeisung führen. Da die Ausbauleistung aufgrund limitierter Flächen nicht wesentlich erhöht werden kann, ergibt sich ein leicht negativer Klimaeffekt. Eine neue Flächenoptimierungen und Reduzierung der Dichte der Windparks kann durch erhöhte Volllaststunden der Windparks einen Teil des Verlusts kompensieren.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Durch die skizzierten Maßnahmen können sich höhere Auslastungen der ONAS in Deutschland und Europa ergeben, was die Kosteneffizienz der ONAS erhöht.

Durch veränderte Anbindungsverhältnisse bei ausgewählten Flächen von 83 % (Mehrbebauung des OWP von 20 %) können ca. zwei ONAS in der Nordsee eingespart werden.⁹⁷ Gleichzeitig wird eine Erhöhung der übertragenen Energie je ONAS erreicht. Das Einsparungspotenzial von Investitionskosten liegt damit im niedrigen zweistelligen Milliardenbereich.

Wie in der Begleitstudie zum NEP 2037/2045 (Version 2023) vom IAEW (2023) gezeigt, können sich aus den internationalen hybriden Anbindungen europäische Wohlfahrtsgewinne ergeben, die die Investitionskosten übersteigen. Die Ergebnisse des bereits im genehmigten Szenariorahmen des NEP 2025 erteilten Prüfauftrags an die ÜNB für spezifische hybride Anbindungen werden weitere Aufschlüsse über die Kosten-Nutzen-Perspektive geben.

Umsetzungsvoraussetzungen

Eine Berücksichtigung der dargestellt Umsetzungsoptionen würde eine neue Planung des Ausbaupfads der Windenergie auf See im Vergleich zum NEP 2037/2045 (Version 2023) erfordern. Dabei bergen Veränderungen für bereits im FEP 2025 bestätigte oder in der Umsetzung befindliche Systeme und Flächen große Risiken den Offshore-Ausbau weiter zu verzögern. Aus diesem Grund gilt

⁹⁷Vgl. installierte Leistung der ONAS in den Szenarien S24/S25 mit den Szenarien S24*/S25* des IWES im FEP 2025 Begleitdokument Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 24 und 25.

es, die im FEP 2025 nach 2034 bewusst offen gelassenen Systeme auf Basis der bereits skizzierten gesamthaften volkswirtschaftlichen Optimierung flächenindividuell zu prüfen. Hierbei sollte die erwartete ins System integrierbare (also nach Spitzenkappung) Energiemenge zentrale Leitgröße sein. Dabei sind auch DC-seitige Vernetzungen und hybride Offshore-Anbindungen zu berücksichtigen.

In Abhängigkeit des Fortschritts der ÜNB bei den Erkenntnissen hinsichtlich der Höherauslastung ist zu entscheiden, ob dies ein Freiheitsgrad in der volkswirtschaftlichen Optimierung sein kann. Im Zuge einer gesamthaften Analyse und Optimierung des Offshore-Netzausbaus ist es erforderlich, auch die landseitigen Netzverknüpfungspunkte und deren Ausführung zu prüfen. Dabei gilt es, Punkt zu Punkt Direktanbindungen oder Hub-Lösungen zu berücksichtigen und die jeweilige Ausführung kostenoptimal auszugestalten. Bei der Ausgestaltung landseitiger Netzverknüpfungspunkte müssen auch die Laststruktur und Implikationen für den Onshore-Netzausbau berücksichtigt werden. Bei der (Neu-)Betrachtung der Offshore-Anbindungen sind Wechselwirkungen mit bereits in das BBPlG aufgenommenen landseitigen Systemen wie dem Rhein-Main-Link und der Stammstrecke Nord zu berücksichtigen, um resultierende Verzögerungen aus Umplanungen und damit verbundenem erneuten Genehmigungsbedarf von gebündelten Systemen auf Trassen zu vermeiden.

Der volkswirtschaftliche Vorteil aus den Einsparungen der Systemkosten wird die Offshore-Umlage reduzieren, die über den Strompreis sozialisiert wird. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht verlieren die betroffenen OWP durch die Spitzenkappung jedoch Erlösmöglichkeiten, sofern eine verpflichtende Mehrbebauungsquote oberhalb der betriebswirtschaftlichen optimalen Quote liegt. Der Umgang damit wäre zu klären und zu prüfen, wie im Rahmen zukünftiger Ausschreibungen der Aspekt der Überbauung am sinnvollsten auszugestalten ist.

Bei Erhöhung der Standardleistung kann eine Überprüfung des 2K-Kriterium erforderlich sein, das eine maximal tolerierbare Temperaturerhöhung des Sediments um 2 Grad (Kelvin) in 20 cm Sedimenttiefe festsetzt. Sofern diese Erhöhung in der Planung berücksichtigt wird, müssen ÜNB ggf. Entschädigungen nach §17e EnWG erbringen, sollte die Anbindungsleistung im späteren Betrieb nicht dauerhaft und vollständig zur Verfügung steht.

Für grenzüberschreitende Anbindungen von OWP wären zudem sichere rechtliche Rahmenbedingungen für alle Stakeholder sicherzustellen. Dies schließt eine Klärung der anzuwendenden umwelttechnische Prüfungen und Maßstäbe sowie die dafür zur Verfügung stehende Datenbasis ein. Im Bereich hybrider Offshore-Anbindungen sind neben europäischen Wohlfahrtsgewinnen auch die individuellen nationalen Interessen der beteiligten Länder zu berücksichtigen.

6.3.3 Verhältnis von EE und Netzkapazität erhöhen

Netzanschluss- und Ausbaukosten von EE-Anlagen machen einen wesentlichen Teil der Systemkosten aus. Eine weitere Handlungsoption ist daher die gezielte Überdimensionierung der installierten Erzeugungsleistung gegenüber der Netzanschlussleistung, bzw. der Kapazität des Netzes, in das eingespeist wird. Drei aktuelle Studien (BEE et al., 2024; EWI, 2025c; van Druten & van Wieringen, 2025) zeigen, dass eine Überbauung von Netzanschlüssen und damit eine Erhöhung der EE-Leistung ein wirksames Instrument sein kann, um Netzanschlüsse besser auszulasten und

somit Systemkosten zu senken. Das Verhältnis kann auf einer Vielzahl von Stufen angepasst werden, beispielsweise beim Verhältnis von Modulen zu Wechselrichtern, Wechselrichter zu Netzan schlüssen, etc.

Umsetzungsoptionen

Zur Optimierung der Netzintegration erneuerbarer Energieanlagen kann eine gezielte Überbauung bestehender Netzan schlüsse ihren Beitrag leisten. Diese beinhaltet sowohl die Kombination von unterschiedlichen Technologieoptionen wie Wind mit PV, als auch eine Co-Location von EE-Anla gen mit Speichersystemen an einem gemeinsamen Netzan schlusspunkt. Die Überbauung von Netzanschlüssen ist in § 8 EEG derzeit aber nur als unverbindliche Option ausgestaltet.

Darüber hinaus kann auch die Bündelung mehrerer Anschlussanfragen von EE-Anlagen im Sinne einer Clusterung an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt erleichtert werden, um Synergieeffekte zu nutzen und den Netzausbau effizienter zu gestalten. Dabei können auch proaktiv an für Netz und EE günstigen Standorten Kapazitäten geplant und geschaffen werden, um über eine Steigerung des Angebots an Netzan schlusskapazität die Allokation von EE-Anlagen netzdienlich positiv zu beeinflussen. Dazu gehören auch räumlich differenzierte Einmalzahlungen.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Um die Klimawirkung dieser Maßnahme zu ermitteln, müsste zunächst geklärt werden, welchen Wert der aufgrund von Überbauung abgeregelte EE-Strom klimatechnisch hat. Wenn in erster Linie PV-Strom in der Einspeisespitze abgeregelt wird, der ohnehin nur in geringem Maße fossile Kraftwerke ersetzt, dann ist die negative Klimawirkung der EE-Abregelung gering.

So zeigt sich, dass die Klimawirkung wahrscheinlich für sich allein genommen marginal negativ ist. Wenn der Klimateffekt jedoch im Kontext der hohen netzseitigen Kostenersparnisse und einer Beschleunigung von Netzan schlüssen von EE-Anlagen gesehen wird, ist der Klimateffekt wahrscheinlich in einer Gesamtbetrachtung netto positiv.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Durch die Nutzung unterschiedlicher Erzeugungsprofile von Wind und PV an einem Anschlusspunkt steigt die Netzauslastung bei gleichzeitiger Reduktion von Einspeisespitzen, was die Systemstabilität verbessern könnte. Die Integration von Speichern hinter dem Netzan schlusspunkt ermöglicht zudem eine weitere Glättung von Einspeisespitzen und reduziert Redispatch-Bedarfe. BEE (2024) und van Druten & van Wieringen (2025) betonen, dass gerade durch schnellere Netzan schlüsse in Kombination mit Flexibilitätspotenzialen die Systemstabilität insbesondere in Engpassregionen gestärkt werden kann.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Die größte Hebelwirkung der Überbauung liegt laut EWI (2025c) in der Kostenreduktion für Netzan schluss und Verteilnetzausbau. Die Abschätzung von Effekten der EE-Überbauung auf das Übertragungsnetz bedarf weiterer Forschungsarbeiten.

So könnten laut EWI (2025c) bei flächendeckender Anwendung im Jahr 2030 bis zu 1,7 Milliarden Euro jährlich eingespart werden. Der Wert des eingesparten Netzausbaus überstiege in vielen Fällen und Fallkonstellationen den Systemwert des nicht eingespeisten Stroms, insbesondere

gegeben durch den geringen Wert der Einspeisung zu Zeiten von Einspeisespitzen. Zudem verkürzen sich Planungszeiten, da weniger Netzverstärkung erforderlich ist.

Besonders die EWI-Studie hebt hervor, dass Co-Location durch die gemeinsame Installation von Windenergie und PV-Anlagen aufgrund komplementärer Einspeiseprofile sowie eine Kombination mit netzdienlichen Speichern die Netzauslastung deutlich verbessern kann. Während durch getrennte Überbauung mit Wind- und PV-Anlagen bereits Einsparungen von 0,8 Milliarden Euro jährlich möglich wären, stiege das Potenzial bei Co-Location auf etwa 1,6 Milliarden Euro, mit zusätzlichem Batteriespeicher auf bis zu 1,7 Milliarden Euro.

Diese Zahlen ergeben sich aus dem eingesparten Netzausbau, abzüglich der entgangenen Erlöse aufgrund der abgeregelten Energie. Van Druten & van Wieringen (2025) untersuchen die Integration von PV-Anlagen in bestehende Windparks mit ausgelastetem Netzanschluss und kommen zu ähnlichen Ergebnissen. Eine Beispielkonstellation mit 190 % PV-Leistung im Verhältnis zur Windleistung führt lediglich zu einer Abregelung von 9 % der Gesamtenergie. Die BEE-Studie analysiert verschiedene Kombinationen von EE-Kapazitäten hinsichtlich Netzauslastung und Abregelung, ohne jedoch eine explizite Optimierung der Anschlussleistung vorzunehmen.

Die Ergebnisse zeigen, dass gezielte Überbauung insbesondere bei Windprojekten eine vielversprechende Option zur Reduktion von Anschlusskosten und zur Beschleunigung des EE-Ausbaus sein kann. Dabei wird ein moderater Ertragsverlust durch Abregelung in Kauf genommen, um die Nutzung bestehender Netzanschlüsse zu maximieren. Die Ertragsverluste sind insbesondere deshalb hinnehmbar, weil die Einspeisespitzen aufgrund der Gleichzeitigkeit der Produktion am Markt nur zu geringen Erlösen führen, und somit die abgeregelte Energie ohnehin nur einen geringen, bzw. negativen Systemwert hat.

Die Studienlage zeigt übereinstimmend, dass die Reduktion der Anschlussleistung nur zu geringfügiger Abregelung und Einnahmereduktion führt und so erhebliche Systemkostenvorteile erzielt werden können.

Umsetzungsvoraussetzungen

Für die Überbauung und eine verbindliche Pflicht zum Abschluss von FCAs in Netzenspassgebieten wäre zum einen eine Weiterentwicklung des bereits geschaffenen Rechtsrahmens für FCAs erforderlich. Für eine Clusterung von EE-Anlagen in einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt wären sowohl entsprechende Weiterentwicklungen des § 8 Erneuerbaren Energien-Gesetz sowie des § 14d Abs. 3 EnWG zu prüfen, die eine entsprechende Clusterung von EE-Anlagen für ein Gesamtoptimum erlauben.

6.3.4 Nutzung der Einsparungspotenziale von Freileitungen erwägen

Eine Anpassung der Technologie (Kabel vs. Freileitung) für HGÜ-Projekte, die sich bereits im Genehmigungsprozess oder im Bau befinden, würde aller Voraussicht nach in deutlichen Verzögerungen resultieren und erscheint daher nicht ratsam. Genehmigungsprozesse müssten neu aufgerollt werden und aufgrund der in Abschnitt 4.3.2 beschriebenen Herausforderungen bei den Lieferketten könnten überproportional lange Verzögerungen resultieren, da laufende Bestellpipelines aufgrund der sehr hohen Nachfrage möglicherweise anderweitig vergeben werden könnten.

Zudem können mögliche Schadensersatzpflichten aufgrund bereits eingegangener vertraglicher Verpflichtungen resultieren.

Für neu zu planende HGÜ-Projekte bieten Freileitungen die Chance, Kosten einzusparen, während die gleiche Wirksamkeit für den Stromtransport erhalten bleiben kann. Dabei ist es insbesondere vorteilhaft zwei 2 GW Systeme in einer Trasse zu führen, da diese auf einem Mast verlegt werden könnten. Damit Planungssicherheit besteht, ist über einen allgemeinen Freileitungsvorrang für neue HGÜ-Projekte zu entscheiden.

Auch für Offshore-Projekte könnte eine landseitige Führung als Freileitung erwogen werden. Dabei gilt es die technischen Herausforderungen eines Kabel-Freileitungs-Übergangs zu berücksichtigen. Ein mehrfacher abschnittsweiser Wechsel bringt voraussichtlich eine sehr hohe Komplexität und Ausfallrisiken mit sich.

Insgesamt ist es möglich, dass sich durch eine Änderung von Erdkabeln zu Freileitungen auch Anpassungen in der Realisierungsdauer ergeben. Dabei könnte der Genehmigungsprozess für DC-Freileitungen länger dauern als der etablierte Prozess für DC-Erdkabel, insbesondere, wenn sich eine reduzierte Akzeptanz von DC-Freileitungen in der Bevölkerung ergibt. Demgegenüber steht ein voraussichtlich einfacherer und schnellerer Bau für Freileitungen.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Im Fehlerfall sind Freileitungen einfacher zugänglich und eine Reparatur ist in der Regel schneller möglich als im Falle von Erdkabeln. Dahingegen sind Erdkabel in der Regel robuster gegenüber Sabotage.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Die Auswirkungen einer Umstellung auf Freileitungen auf die Projektdauer und die damit einhergehende Beschleunigung oder Verzögerung von Transformationsprojekten lässt sich nicht abschließend beurteilen.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Für die Projekte OstWestLink, NordWestLink und SuedWestLink wäre mit einem Wechsel auf Freileitungen nach Angabe von TenneT (2025b) insgesamt eine Ersparnis von mindestens 20 Milliarden Euro möglich. Seitens der BNetzA wurden Einspareffekte durch Erdkabel im Jahr 2023 mit 18,5 Milliarden Euro beziffert, mittlerweile wird allerdings mit einer deutlich niedrigeren Summe gerechnet (Dierks, 2025). Sollte eine Umstellung von Offshore-Anbindungen technisch möglich sein, könnten weitere Ersparnisse möglich sein. Weitere Einsparungen oder Kosten (insb. Redispatch) durch eine schnellere oder langsamere Umsetzung lassen sich nicht abschließend beurteilen, müssen im Sinne einer volkswirtschaftlichen Gesamtbetrachtung aber berücksichtigt werden.

Umsetzungsvoraussetzungen

Aktuell gilt ein Erdkabelvorrang für HGÜ-Projekte. Es wäre eine Gesetzesänderung nötig, damit neue HGÜ-Projekte als Freileitungen geplant und umgesetzt werden könnten. Für eine etwaige Änderung hin zu einem Freileitungsvorrang gälte es, die Vor- und Nachteile abzuwägen und insbesondere auch die Unsicherheiten bzgl. der Akzeptanz, sowie die Einflüsse auf die inländische Wertschöpfung zu berücksichtigen. Ein klares Bekenntnis für einen Freileitungsvorrang oder

Beibehaltung des Erdkabelvorrang hätte Vorteile, damit die Rechts- und Planungssicherheit gestärkt wird.

Für Offshore-Projekte wäre bei dieser Option zu prüfen, welche technischen Herausforderungen durch einen Erdkabel-Freileitungs-Übergang entstehen und inwiefern eine landseitige Führung als Freileitung möglich ist.

6.3.5 Netzdienliche Flexibilitäten und betriebliche Freiheitsgrade angemessen in der Planung berücksichtigen

Netzdienliche Flexibilität kann erheblich dazu beitragen, den Netzausbaubedarf zu verringern, wenn sie bereits in der Netzplanung berücksichtigt wird. Gleiches gilt für innovative Maßnahmen, die zusätzliche Freiheitsgrade in der Systemführung eröffnen. Angesichts steigender Investitionskosten kann sich das volkswirtschaftliche Optimum zwischen klassischem Netzausbau und dem zulässigen Niveau an Redispatchmaßnahmen zunehmend verschieben. Mit einem erhöhten zulässigen Niveau für das Redispatchvolumen in der Netzentwicklungsplanung könnten sich der Umfang erforderlicher Ausbaumaßnahmen reduzieren.

Umsetzungsoptionen

Damit Flexibilitätspotenziale im Hinblick auf den Netzausbau kostensenkend wirken können, bietet sich ihre verbindliche Berücksichtigung in der Netzplanung als Handlungsoption an. Eine Anpassung des § 11 EnWG könnte die Netze von einer zu stark auf Spitzenlasten ausgelegten Dimensionierung entkoppeln. So ließen sich kurativ- und präventiv-netzdienliche Flexibilitäten dauerhaft nutzen und der Netzausbaubedarf spürbar reduzieren.

In der Netzplanung könnten Flexibilitäten künftig gezielt als netzdienlich allokiert und in eine systemdienliche Betriebsweise integriert werden - sowohl bei Übertragungs- als auch bei Verteilnetzbetreibern. Hinsichtlich der Instrumente für eine geeignete räumliche Allokation und einen systemdienlichen Betrieb von Flexibilitäten wird auf die entsprechenden Handlungsoptionen in Kapiteln 6.1 und 6.2 verwiesen.

Ergänzend können innovative Maßnahmen wie kurative Eingriffe, die witterungsabhängige Nutzung von Freileitungskapazitäten, Netzbooster oder der Einsatz von HTLS-Leiterseilen zusätzliche Freiheitsgrade schaffen.

Schließlich könnte das zulässige Niveau des Redispatchvolumens im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) neu diskutiert werden, da ein vollständig engpassfreies System voraussichtlich nicht das volkswirtschaftliche Optimum darstellt. Für die Festlegung auf ein zulässiges Niveau bzw. eine Methodik zur Bestimmung des Niveaus an Redispatch bzw. Engpassarbeit könnten Sensitivitätsanalysen im Rahmen der Erstellung des neuen NEP Aufschluss geben. Hierbei könnte auch eine verstärkte Berücksichtigung von Redispatch-Maßnahmen im Ausland, die bei einem stärker europäisch harmonisiertem Redispatch möglich ist, zusätzliche Kosteneffizienzen heben.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Eine Annahme zum systemdienlichen Verhalten von Flexibilitäten erfordert im späteren Betrieb, dass dies umgesetzt werden kann. Andernfalls wären die Freiheitsgrade in der Betriebsführung

stark eingeschränkt. Sofern innovative Systemführungskonzepte bereits in der Planung einkalkuliert wurden, reduziert dies die Freiheitsgrade im Betrieb. Dazu erhöht ein höheres Maß an Redispatch die Komplexität in der Betriebsführung. Das zulässige Niveau für das Redispatchvolumen sollte daher die verfügbaren steuerbaren Kapazitäten und Limitationen in der späteren Systemführung berücksichtigen, andernfalls könnte die Versorgungssicherheit eingeschränkt sein.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Systemdienliche Flexibilitäten können einen effizienten, zügigen und zielgerichteten Netzausbau ermöglichen und damit Transformationsprojekte beschleunigen. Dem gegenüber steht ein höheres Maß an Redispatch, welches zu einem verstärkten Einsatz von konventionellen Kraftwerken führen kann.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Durch eine Abbildung der Flexibilitäten mit einem systemdienlichen Verhalten können Netzausbaumaßnahmen vermieden werden und damit Investitionskosten gesenkt werden. Die Auslastung des Systems könnte durch die Abbildung betrieblicher Freiheitsgrade erhöht werden und somit den Umfang von Ausbaumaßnahmen reduzieren. Dadurch können Investitionskosten eingespart werden. Dem gegenüber stehen voraussichtlich höhere Kosten durch einen größeren Bedarf an Redispatch.

Umsetzungsvoraussetzungen

Im Rahmen dieser Handlungsoption wäre die Umsetzung einer systemdienlichen Allokation und Betriebsweise von Flexibilitäten entscheidend, um eine Überdimensionierung der Infrastruktur zu vermeiden. Voraussetzung hierfür wäre eine durchgängige Netzdigitalisierung über alle Spannungsebenen hinweg. Digitale Werkzeuge wie „Digitale Zwillinge“ im Verteilnetz können dabei Transparenz schaffen und die Integration dezentraler Flexibilitäten erleichtern. Die Grundlage für eine dauerhafte und wirksame Nutzung netzdienlicher Flexibilitätsinstrumente bildet eine beschleunigte Digitalisierung in Verteilnetz und Messstellenbetrieb: der zügige Rollout intelligenter Messsysteme, die Einführung Digitaler Zwillinge insbesondere in der Niederspannung, die vollständige Digitalisierung und Zentralisierung der Netzanschluss- und Netzzugangsprozesse über ein bundesweites Anschlussportal sowie der Aufbau und die kontinuierliche Pflege einer geeigneten Datenbasis. Dazu gehört auch die Verschlinkung und Optimierung der Marktkommunikation sowie die Digitalisierung relevanter Kernprozesse im Netzbetrieb.

Für die Option, ein erhöhtes Niveau an Redispatch in der Planung zu berücksichtigen, müsste sichergestellt werden, dass ausreichend Kapazitäten für den Redispatch bzw. für die netzbetreiberseitige Steuerung zur Verfügung stehen und diese auch entsprechend allokiert werden. Aus Sicht der Netzbetreiber wäre entscheidend, dass im Engpassfall auf entsprechende Flexibilitäten gesichert zugegriffen werden kann. Freiwillige Anreize über Preisgestaltung (z. B. variable oder dynamische Netzentgelte) wären daher um entsprechende Steuerungsmechanismen zu ergänzen.

6.4 Erforderlichen Netzausbau ermöglichen

Netzausbau im Transport- und Verteilnetz ist weiter erforderlich, um ein Nachfragewachstum und die weiterhin erforderliche Netzintegration der EE im Zuge des Ausbaus zu ermöglichen. Um

einen zeitgerechten Netzausbau zukünftig sicherzustellen, werden in diesem Handlungsfeld in verschiedenen Handlungsoptionen die Erleichterung von Genehmigungsprozessen, die Novelle des Bundesbedarfsplangesetz, die Stärkung der Lieferketten und eine verstärkte Kooperation zwischen den Netzbetreibern, eine Verstetigung des Netzausbaus sowie die Sicherstellung einer ausreichenden finanziellen Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber diskutiert.

6.4.1 Genehmigungsprozesse langfristig erleichtern

Langwierige Genehmigungsverfahren gelten weiterhin als zentrales Hemmnis beim Übertragungsnetzausbau. Das Präferenzraumverfahren hat bereits gezeigt, dass gezielte Instrumente Verfahren effektiv beschleunigen können. Weitere Potenziale liegen in der RED-III-Richtlinie, die die Ausweisung von Infrastrukturgebieten mit vereinfachten Genehmigungsbedingungen ermöglicht. Entscheidend ist eine zügige und vollständige Umsetzung in nationales Recht.

Im Rahmen der Umsetzung dieser Option wären dabei verschiedene Interessen gegeneinander abzuwägen. Aus energiewirtschaftlicher Sicht führt ein möglichst schmales Prüfvolumen zu zügigen Ermittlungen der Infrastrukturgebiete. Gleichzeitig sollte eine ausreichende und rechtssichere Umsetzung angestrebt werden, sodass nicht in späteren Genehmigungsschritten (wie etwa im Planfeststellungsverfahren) erneut weitreichende Umweltprüfungen erforderlich sind. Durch unklare Regelungen oder Doppelprüfungen kann keine Erleichterung der Genehmigungsprozesse erreicht werden.

Dabei wäre auch eine vorrausschauende Zielnetzplanung zu erwägen. Im Zuge dessen wäre ein ganzheitliches Zielnetz zu betrachten, dass ausreichend Kapazitäten und Trassen vorsieht, um mögliche Großverbraucher wie z. B. die Industrie oder Rechenzentren anzuschließen. Damit könnte auf zukünftige Entwicklungen reagiert werden und einer langwierigen Trassensuche für weitere Leitungen vorgebeugt werden.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Eine leistungsfähige Netzinfrastuktur ist die Voraussetzung für einen sicheren und stabilen Stromtransport über regionale Erzeugungs- und Verbrauchszentren hinweg. Die beschleunigte Umsetzung von Übertragungsnetz-Vorhaben trägt daher maßgeblich zur Versorgungssicherheit bei.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Ein zügiger Netzausbau ist Voraussetzung für den schnellen Anschluss und Integration von EE und Last und damit für die Erreichung der Klimaziele. Gleichzeitig ermöglicht die vorausschauende Planung eines frühzeitig konzipiertes Zielnetzes ggf. auch den rascheren Anschluss von (industriellen) Großverbrauchern und deren Transformation bzw. Elektrifizierung.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Eine Verkürzung der Prozesse führt zu geringeren Ressourcen, die bei ÜNB und Genehmigungsbehörde gebunden werden und damit zu einer direkten Kosteneinsparung. Zusätzlich können kostenintensive Netzengpässe und Redispatch-Maßnahmen vermieden werden.

Umsetzungsvoraussetzungen

Für die angestrebte Beschleunigung des Netzausbaus wäre eine rechtssichere und zügige Umsetzung der RED-III-Richtlinie essenziell. Solange sich der Referentenentwurf im parlamentarischen Verfahren befindet, besteht das Risiko weiterer Verzögerungen und die BNetzA keine abschließende Methodik entwickeln, um zukünftige Genehmigungsprozesse zu führen.

Bei der Umsetzung der RED-III-Richtlinie wären z. B. Energie- und Umweltbelange zu berücksichtigen und gegeneinander abzuwägen.

6.4.2 Novelle des BBPlG entscheiden

Für die darin aufgeführten Vorhaben stellt das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf fest. Damit wird gesetzlich verankert, dass die jeweilige Leitung gebraucht wird, was zur Beschleunigung der Planungsverfahren beiträgt. Für die Übertragungsnetzbetreiber ist dieser Schritt zudem aus Risikoerwägungen heraus Voraussetzung, um verbindliche Bestellungen und Aufträge für für den Netzausbau relevante Betriebsmittel auszulösen. Es erscheint daher vorteilhaft, dass alle im aktuellen BBPlG enthaltenen Vorhaben weiterhin mit ihrer entsprechenden technologischen Ausführung erhalten bleiben. Die Wirksamkeit dieser Vorhaben wurde bereits (mehrfach) bestätigt und eine Änderung würde voraussichtlich jahrelange Verzögerungen bedeuten.

Für eine zukünftige Novelle des BBPlG erscheinen drei alternative Umsetzungsoptionen als denkbar.

Umsetzungsoptionen

Option A: Eine Novelle des BBPlG könnte alle im NEP 2037/2045 (Version 2023) bestätigten Vorhaben enthalten. Die technologische Ausgestaltung der HGÜ-Projekte als Freileitung ist im Rahmen eines Freileitungsvorrangs zu prüfen. Wie in Abschnitt 4.3.3 dargestellt, beziffern sich Kosten für die neu identifizierten AC- und DC-Projekte nach Angabe der BNetzA auf 49 Milliarden Euro und machen somit ca. 15 % des gesamten Investitionsvolumens im NEP 2037/2045 (Version 2023) aus.⁹⁸

Option B: In Absprache mit den ÜNB und der BNetzA könnte die Aufnahme der AC-Projekte erwogen werden, die ohne Aufnahme in das BBPlG (weiter) verzögert werden würden. Darüber hinaus wäre eine Aufnahme von DC42 als besonders wirksame Maßnahme denkbar. Zusätzlich könnten die Interkonnektoren aufgenommen werden, da diese anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse bereits ihre Vorteilhaftigkeit gezeigt haben. Die technologische Ausgestaltung der HGÜ-Projekte als Freileitung ist im Rahmen eines Freileitungsvorrangs zu prüfen und insb. bei einer Ausführung als Freileitung wäre eine Ergänzung um DC42plus zu prüfen. Eine Fokussierung auf DC42 und DC42plus könnte gemäß den NEP 2037/2045 (Version 2023) Standardkosten das Investitionsvolumen der HGÜ-Projekte auf etwa 12 Milliarden Euro⁹⁸ begrenzen. Gemeinsam mit den HGÜ-Interkonnektoren ergäbe sich ein Investitionsvolumen von ca. 32 Milliarden Euro⁹⁸ bei Ausführung der Projekte als Erdkabel und niedrigeren Kosten bei Führung als Freileitung. Sofern nicht alle AC-

⁹⁸ Kostenschätzung basierend auf den Standardkosten des NEP 2037/2045 (Version 2023), Kostensteigerungen der letzten Jahre nicht berücksichtigt

Projekte in das BBPlG aufgenommen werden, reduziert sich das Investitionsvolumen der AC-Maßnahmen und auch die beschriebene Gesamtsumme.

Option C: Eine Novelle des BBPlG könnte weiter verzögert werden. Für eine Novellierung wäre der Prozess des NEP 2037/2045 (Version 2025) und insb. bereits der 1. Entwurf aufschlussreich, der bis Jahresende erwartet wird, was somit nur mit einer weiteren Verzögerung von wenigen Monaten verbunden wäre. Dabei könnten (weiterhin) wirksame Maßnahmen in das BBPlG übernommen werden. Eine über das Jahresende hinausgehende weitere Verzögerung oder ein Ausbleiben der BBPlG-Novelle erscheint aufgrund des hohen Risikos für wesentliche Verzögerungen erforderlicher und wirksamer Netzausbaumaßnahmen nicht zielführend.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Option A ermöglicht einen zeitigen Ausbau des Übertragungsnetzes. Wichtige Maßnahmen könnten umgesetzt und die operative Betriebsführung erleichtert werden (z. B. durch weniger Redispatch). In Option C wären teils mehrjährige Verzögerungen nicht auszuschließen, wodurch ein höheres Maß an Redispatch zu erwarten wäre und die Betriebsführung für die ÜNB herausfordernder werden würde. Option B stellt einen Mittelweg dar. Für die Versorgungssicherheit erscheint Option A vorzugswürdig, Option C dagegen nachteiliger.

Wirkung auf Triebhausgasneutralität

Option A ermöglicht einen zeitigen Netzausbau, der auch Elektrifizierung und Transformation von industriellen Prozessen, sowie den Anschluss von EE ermöglicht. Demgegenüber stehen in Option C teils mehrjährige Verzögerungen für Maßnahmen und in der Konsequenz auch für Transformationsprozesse. Option B stellt einen Mittelweg dar. Aus Sicht der Treibhausgasneutralität erscheint Option A vorzugswürdig und Option C erscheint nachteilhaft.

Wirkung auf Kosteneffizienz

In Option A könnten sich Maßnahmen, die in das BBPlG aufgenommen werden, bereits im NEP 2037/2045 (Version 2025) als nicht mehr ausreichend wirksam erweisen. Es ist möglich, dass mit der Aufnahme der Maßnahmen in das BBPlG bereits Bestellungen ausgelöst werden und somit Kosten für Maßnahmen entstehen würden, die nicht mehr ausreichend wirksam sind. Gleichzeitig ist durch einen schnelleren Netzausbau mit einem geringen Redispatch-Volumen und damit auch geringeren Kosten für Redispatch zu rechnen.

Das Risiko nicht bedarfsgerechte Maßnahmen umzusetzen ist in Option C geringer. Allerdings sind in Option C teils mehrjährige Verzögerungen und ein Fadenriss in der Genehmigungspraxis deutlich wahrscheinlicher. Aufgrund der Herausforderungen bei den Lieferketten könnte eine überproportionale zeitliche Verzögerung resultieren, da verbindliche Bestellungen nicht ausgelöst werden können und das Risiko einer anderweitigen Vergabe von knappen Produktionskapazitäten auf Seiten der Anlagenhersteller besteht. Durch Verzögerungen wäre zudem mit höheren Redispatch-Volumen zu rechnen, was zusätzliche Kosten verursacht.

Option B würde Verzögerungen begrenzen und gleichzeitig einen Teil der Maßnahmen erneut prüfen. Dennoch besteht auch hier die Möglichkeit, dass sich Maßnahmen im neuen NEP als nicht mehr ausreichend wirksam erweisen - wenn auch in einem deutlich geringeren Umfang als in Option A.

Umsetzungsvoraussetzungen

Es bedarf einer grundsätzlichen Entscheidung wie mit der BBPlG Novelle umgegangen werden soll. Dabei sind die Vor- und Nachteile der Optionen abzuwiegen. Für Option B wäre eine abschließende Entscheidung über das genaue Maßnahmen-Set zu treffen, das in das BBPlG aufgenommen werden sollte. Dafür empfiehlt sich ein niederschwelliger Abstimmungsprozess mit den relevanten Stakeholdern, sodass eine zügige Einigung erzielt werden kann. Darüber hinaus sollte im Rahmen einer Entscheidung zu einem Freileitungsvorrang die technologische Ausgestaltung der neuen HGÜ-Projekte festgelegt werden. Bei Option C ist eine Einbindung der BNetzA erforderlich, da bei Veröffentlichung des 1. Entwurfs des NEP 2037/2045 (Version 2025) noch keine unabhängige Prüfung der Maßnahmen erfolgt ist.

6.4.3 Lieferketten und Kooperation zwischen den Netzbetreibern stärken

Der Markt für einige Komponenten und Dienstleistungen für den Ausbau des Stromnetzes ist (stark) eingeschränkt. Darüber hinaus sind Baukosten (insb. Tiefbau) ein zentraler Kostentreiber.

Um den Netzausbau bewältigen zu können, müssen die vier Übertragungs- und alle Verteilnetzbetreiber jeweils Kompetenzen aufbauen. Aufgrund einer teils nicht ausreichenden Kooperation werden seitens der Netzbetreiber teilweise unterschiedliche Anforderungen an Bauteile und Hersteller gestellt.

Diesbezügliche Engpässe sowie daraus resultierende Kostensteigerungen stehen dabei auch in enger Interdependenz zu anderen Infrastrukturbereichen. Entsprechende Nachfrage nach diesen Leistungen kann neben anderen Energiemedien wie Gas-, Wasserstoff- oder Fernwärme auch beispielsweise aus dem Verkehrssektor (z. B. Straßen- und Schienenbau) bzw. anderen Sektoren resultieren.

Umsetzungsoptionen

Um das Angebot zu erhöhen wäre es als Option möglich, Hemmnisse für Neubauten und Kapazitätserweiterungen zu reduzieren, indem z. B. Genehmigungsprozesse beschleunigt werden. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, Anreize zu setzen, damit Produktionskapazitäten erweitert werden. Das könnte durch gezielte Förderprogramme für Schlüsseltechnologien erreicht werden. Weitere Instrumente könnten darauf abzielen, Visa für Fachkräfte zu erleichtern oder Weiterbildungsprogramme zu etablieren und zu fördern, damit Kompetenzen erweitert werden können. Darüber hinaus wäre es denkbar, etwa das KfW-Garantieinstrument über das bisherige Maß hinaus zu nutzen, um den herausfordernden Markt für Konverterstationen zu stärken. Es könnte erwogen werden, ob ein solches Instrument auch für andere Bereiche der Lieferkette als geeignetes Mittel verwendet werden kann, um Risiken zu minimieren und Kosten zu senken.

Ergänzend könnten die Kooperation und Koordination zwischen den ÜNB weiter gestärkt werden. Dabei wäre insbesondere eine verstärkte Zusammenarbeit im Bereich des Offshore-Netzausbaus zu prüfen. Im Einklang damit könnte geprüft werden, ob eine weitere Standardisierung von Komponenten möglich ist, wodurch die Position am Markt gestärkt werden könnte.

Vergleichbare Vorteile aus einer engeren Zusammenarbeit und der gemeinsamen Optimierung von Lieferketten gilt grundsätzlich auch für die Verteilnetzbetreiber. Die teilweise sehr enge, unternehmensübergreifende Zusammenarbeit beim Smart Meter Roll Out oder über Einkaufsgemeinschaften im Verteilnetz sind dafür nur Beispiele.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Es ist zu erwarten, dass durch gestärkte Lieferketten und erhöhten Wettbewerb die Lieferzeiten für wichtige Komponenten reduziert werden könnten und damit wichtige Maßnahmen mit weniger Risiko für Verzögerungen umgesetzt werden.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Robustere Lieferketten ermöglichen eine zügige Umsetzung von Maßnahmen und in der Folge auch in der Umsetzung von Transformationsprojekten. Zusätzlich kann eine weitere Standardisierung der Komponenten die Geschwindigkeit des Netzausbaus und der Transformation erhöhen.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Insgesamt ermöglichen die Umsetzungsoptionen, dass ein robusterer und kompetitiverer Markt entstehen kann. Damit könnte weiteren Preissteigerungen begegnet werden und ggf. fallende Preise ermöglicht werden. Durch Kooperation und Koordination könnten Synergiepotenziale genutzt werden und Kosten könnten gesenkt werden.

Umsetzungsvoraussetzungen

Mit der Ausgabe einer Garantie geht ein Ausfallrisiko und damit hohe Kosten einher. Die Eignung von potenziellen Sicherheitsnehmern müsste ggf. vorher evaluiert und fortwährend im Rahmen eines Monitorings verfolgt werden. Darüber hinaus sind Förderprogramme mit Kosten verbunden, wofür ausreichend Haushaltsmittel zur Verfügung stehen müssten.

Eine stärkere Kooperation erfordert, dass die Netzbetreiber Teile der Eigenverantwortung abgeben und konstruktive Lösungen in gemeinsamer Verantwortung erarbeiten. Für eine weitere Standardisierung müsste sich auf technische Rahmenbedingungen geeinigt werden und diese Rahmenbedingungen als klare Anforderungen am Markt durchgesetzt werden. Es sollte beachtet werden, dass durch die Anforderungen eine Multi-Vendor-Fähigkeit sichergestellt werden kann. Eine Abhängigkeit von einzelnen Anbietern sollte vermieden werden.

6.4.4 Verstetigung des Netzausbaus prüfen

Ein wesentlicher Teil des Netzausbaus im Übertragungsnetzbereich soll bis Mitte/Ende der 2030er Jahre erfolgen. Viele Projekte müssten dafür parallel realisiert werden, was entsprechende Ressourcen benötigt, um die Projekte gleichzeitig zu realisieren. Dafür sind hohe Kapazitäten bei den ÜNB als auch bei den Herstellern, Zulieferern, und Dienstleistern notwendig, die in den späteren Jahren nicht mehr vollständig genutzt werden. Durch eine Verstetigung des Netzausbaus, der im Einklang mit dem Anstieg der Stromnachfrage verlaufen würde, könnte mehr Flexibilität gewonnen werden. Durch diese Flexibilisierung könnte eine Priorisierung durch die ÜNB ermöglicht werden, womit die Kapazitäten bei allen Parteien effizienter genutzt werden und damit teure Überkapazitäten vermieden werden können.

Dabei gälte es allerdings, einzelne Maßnahmen und mögliche Flexibilisierung individuell zu prüfen und Vorteile einer Verschiebung einzelner Maßnahmen gegenüber den Nachteilen abzuwägen. Für Maßnahmen deren Wirksamkeit im NEP 2037/2045 (Version 2025) erst mit Zieljahr 2045 bestätigt werden würde, könnte auch eine entsprechende Verstetigung der Maßnahmen bis zu diesem Zieljahr erwogen werden. Dies würde langfristige Abnahmeverträge und eine konstante Auslastung der Kapazitäten bei allen Parteien ermöglichen. Sofern eine Verstetigung und Flexibilisierungen Änderungen in den Anforderungen bedeutet, könnte erwogen werden, die Lasten gemäß den unterschiedlichen Kapazitäten der ÜNB (neu) zu verteilen.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Durch eine Flexibilisierung könnten für die Versorgungssicherheit kritische Maßnahmen priorisiert umgesetzt werden. Dennoch ist davon auszugehen, dass andere Maßnahmen verzögert umgesetzt werden würden und insgesamt weniger Freiheitsgrade in der Betriebsführung für die Netzbetreiber zur Verfügung stehen.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Einige Maßnahmen werden verzögert in Betrieb kommen. Das könnte im Zeitverlauf insgesamt zu einem erhöhten Redispatchbedarf führen, der vorwiegend von konventionellen Kraftwerken erbracht wird. Darüber hinaus ist es möglich, dass Transformationsprozesse von Industrieunternehmen durch einen verzögerten Netzanschluss später umgesetzt werden.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Durch eine Verstetigung und Flexibilisierung könnte eine Entspannung am Markt und eine Begrenzung weiterer Kostensteigerungen erreicht werden. Die Wettbewerbssituation könnte gestärkt werden, wodurch Preise ggf. sogar fallen könnten. Zusätzlich erleichtert dies die Finanzierungssituation der ÜNB und damit ggf. auch die Finanzierungskosten. Insgesamt ist zu erwarten, dass insbesondere die Kosten für neue Projekte gesenkt werden und Maßnahmen priorisiert werden könnten, um Engpässe gezielter und schneller beheben zu können. Dennoch könnte sich infolge einer Verstetigung des Netzausbaus im Zeitverlauf ein höheres Maß an Redispatch ergeben. Dies hätte entsprechende Kosten zur Folge.

Umsetzungsvoraussetzungen

Zieldaten für die Umsetzung von Maßnahmen sind unter Abwägung der Vor- und Nachteile einer Verstetigung zu evaluieren. Dabei gilt es auch den bestehenden Prozess zwischen den ÜNB und dem BMWF zur Vereinbarung und Anpassung von Meilensteinen für die Umsetzung einzelner Maßnahmen fortzuführen und ggf. zu intensivieren. Insbesondere ist sicherzustellen, dass im Rahmen der Umsetzung eine Verstetigung nicht mit einer grundlegenden Verlangsamung oder gar Verzögerung des Netzausbaus gleichgesetzt wird, sondern an den grundsätzlichen bedarfsangepassten Netzausbauvorhaben festgehalten wird.

Für ein etwaig erhöhtes Volumen von Redispatch im Zeitverlauf müsste sichergestellt werden, dass ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen.

6.4.5 Finanzielle Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber sicherstellen

Der Investitionsbedarf der kommenden Jahre in die Stromnetze kann nicht aus dem operativen Cashflow bedient werden und erfordert somit die Beschaffung zusätzlicher Finanzmittel in Form von Eigen- und Fremdkapital. Da die Möglichkeiten und Bereitschaft der Bestandsgesellschafter, weiteres Eigenkapital bereitzustellen, teilweise begrenzt ist, wird immer wieder nach neuen Gesellschaftern gesucht, die bereit sind das für den Netzausbau erforderliche Kapital bereitzustellen. Das Interesse von Investoren und institutionellen Kapitalanlegern hängt wesentlich von der Attraktivität der regulatorisch gewährten Eigenkapitalrenditen im internationalen Vergleich ab.

Auch die Fremdfinanzierungsfähigkeit setzt eine ausreichende Eigenkapitalausstattung sowie die Möglichkeit, Ausschüttungen, Zinsen und Tilgung aus laufenden Cashflows bedienen zu können, voraus. Ansonsten führen bankenspezifische Kennziffern (u. a. Rating und kreditvertragliche Covenants) dazu, dass zu vergebende Kreditvolumina limitiert sind und im Ergebnis die Finanzierbarkeit der entsprechenden Investitionen nicht sichergestellt ist. Die dena Verteilnetzstudie II hat beispielsweise in diesem Zusammenhang aufgezeigt, dass auch bei Verteilnetzbetreibern in vielen Fällen die Innenfinanzierungskraft nicht ausreicht, um den notwendigen Investitionsbedarf zu finanzieren (dena, 2025a).

Umsetzungsoptionen

Neben privaten Gesellschaftern kann auch eine staatliche Beteiligung an den ÜNB eine geeignete Option für die Finanzierung der ÜNB sein und sollte weiter geprüft werden.

Aufgrund der Größenordnungen der finanziellen Herausforderungen im Verteilnetz bedarf es einer Kombination verschiedener Finanzierungsinstrumente, um den Kapitalbedarf zu decken. Dieses Instrumentarium können sowohl klassische Ansätze, wie u. a. Thesaurierung, Kreditaufnahmen, Kapitalerhöhungen der Bestandsgesellschafter bzw. von neuen Gesellschaftern oder auch ergänzende Ansätze, wie das AssetCo-Modell oder Risikoabsicherung durch gezielte staatliche Maßnahmen sein (dena, 2025a).

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Eine potenzielle Verzögerung wichtiger Netzausbauvorhaben aufgrund mangelnder finanzieller Ressourcen würde ein Risiko für die netzseitige Versorgungssicherheit darstellen.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Eine ausreichende finanzielle Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber stellt sicher, dass der erforderliche Netzausbau zeitgerecht umgesetzt wird und Transformationsprozesse vollzogen werden können. Ein nicht hinreichend gegebener Netzausbau könnte zu deutlichen Einschränkungen hinsichtlich der Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien führen und somit die Erreichung der Klimaschutzziele gefährden.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Falls kein ausreichendes Investoreninteresse sichergestellt werden kann, müssen die regulatorischen Eigenkapitalrenditen angehoben werden, was c. p. zu einem Anstieg der Netzentgelte und damit den Gesamtkosten des Netzausbaus führen würde. Dieser Anstieg könnte durch eine Beteiligung des deutschen Staates eventuell gedämpft werden, da diese sich positiv auf die

Unternehmensratings und somit auch auf die an den Fremdkapitalmärkten realisierbaren Finanzierungskonditionen auswirkt. Darüber hinaus hat der deutsche Staat im Vergleich zu privaten Investoren geringere Refinanzierungskosten. Wenn die generierbaren Renditen die Refinanzierungskosten übersteigen, könnten sich verbleibende Wohlfahrtsgewinne ergeben, die zusätzlich für die Finanzierung der Energiewende genutzt werden könnten.

Umsetzungsvoraussetzungen

Für eine mögliche staatliche Übernahme bzw. Beteiligung müssten diesbezüglich ausreichend Haushaltsmittel zur Verfügung gestellt oder die Möglichkeit eines Zuweisungsgeschäfts über die KfW geprüft werden.

6.5 Anreizinstrumente effizient gestalten

Ein umfassender Zubau von erneuerbaren Energieanlagen ist weiterhin erforderlich, um die Reduktion von Treibhausgasemissionen im Energiesystem zu ermöglichen. Dabei sind verschiedene Optionen für die Ausgestaltung der Zubau- und Einsatzanreize vorhanden, um die Kosteneffizienz im Energiesystem zu erhöhen. Dies umfasst auch die Wahl der Erzeugungstechnologien. Darüber hinaus werden in diesem Handlungsfeld Optionen zur Ausgestaltung der Wasserstoffbereitstellung und -nachfrage diskutiert, um den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft kosteneffizient zu ermöglichen.

6.5.1 PV-Technologiemix kosteneffizient ausgestalten

Der PV-Ausbau in Deutschland erfolgt bislang überwiegend auf Dachflächen⁹⁹ (aktueller Anteil im Bestand rund 70 %), während PV-Freiflächenanlagen durch ihre Skalierbarkeit, Standortflexibilität und Kombinationsmöglichkeiten mit Speichern ein höheres Potenzial für eine systemdienliche Integration bieten. Eine Weiterentwicklung der derzeitige EEG-Fördersystematik könnte individuelle Profilverteile einzelner Anlagentypen besser abbilden und damit den Raum für eine Optimierung des Technologiemixes schaffen. Ein Technologiemix, der stärker auf PV-Freiflächenanlagen setzt, marktwertoptimierte Konzepte berücksichtigt sowie durch die kombinierte Nutzung mit Speichern Flexibilitäten bereitstellen kann, könnte die Ausbaukosten von PV reduzieren und den Systemnutzen erhöhen.

Umsetzungsoptionen

Ein kosteneffizienter und systemdienlicher Ausbau von PV kann durch eine gezielte Neugewichtung der Ausschreibungsmengen, der Flächenpriorisierung oder Förderstruktur erfolgen. So könnten die Ausschreibungsmengen für PV-Freiflächenanlagen weiter erhöht werden und gleichzeitig die Einspeisevergütung reduziert werden. Auch die Ausweitung der Innovationsausschreibungen für Freiflächen-PV mit Speichern könnte dazu beitragen, den Systemwert zu steigern. Eine weitere Option besteht in einer Reform der Netzentgeltsystematik. Flächenzielquoten können helfen, den Ausbau räumlich zu steuern.

⁹⁹ Es ist zu beachten, dass der Begriff „PV-Dachflächenanlagen“ Anlagen heterogener Größenklassen zusammenfasst.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Ein höherer Anteil von PV-Freiflächenanlagen erleichtert durch größere Skalierbarkeit und gezieltere Standortwahl eine netzdienlichere Integration. In Kombination mit Speichern lassen sich Flexibilitätspotenziale besser nutzen, Lastspitzen glätten und Netzengpässe reduzieren, was die Versorgungssicherheit insgesamt stärken dürfte.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Der Beitrag zur Treibhausgasreduktion hängt von der Integration der Freiflächen-PV ins Gesamtsystem und den daraus resultierenden Verdrängungseffekten gegenüber fossilen Kraftwerken ab. Eine optimale Systemintegration kann den Anteil erneuerbarer Energien im Strommix erhöhen und so zusätzliche Emissionsminderungen ermöglichen.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Freiflächen-PV weist im Vergleich zu PV-Dachanlagen deutlich geringere Stromgestehungskosten auf, was den Förderbedarf reduziert. Die geschätzte Ersparnis liegt - vor allem aufgrund geringerer Montagekosten - bei 31-47 % im Vergleich zu kleinen Aufdachanlagen und bei 32-49 % im Vergleich zu Aufdachanlagen mit Batteriespeicher (Fraunhofer ISE, 2024a). Hinzu kommen Skaleneffekte in Planung, Bau und Betrieb sowie potenziell geringere Netzanschlusskosten durch gebündelte Einspeisepunkte und eine vorteilhafte Standortwahl. Eine marktwertorientierte Förderausgestaltung kann zudem die gesamtwirtschaftliche Effizienz erhöhen, indem Anlagentypen mit systemdienlichen Erzeugungsprofilen gezielt angereizt werden.

Umsetzungsvoraussetzungen

Es müssten ausreichend geeignete Flächen und Netzanschlüsse bereitgestellt werden, um den zügigen und kosteneffizienten Ausbau von PV-Freiflächenanlagen zu ermöglichen.

6.5.2 Marktintegration von PV-Aufdach- und PV-Freiflächenanlagen verbessern

Dezentrale PV-Anlagen in den Verteilernetzen sind bislang unzureichend in den Strommarkt integriert: Sie speisen unabhängig vom Bedarf ein und reagieren nicht auf Preissignale, auch nicht bei negativen Preisen. Rund die Hälfte der installierten Leistung (ca. 50 GWp) von PV-Anlagen gelten als nicht fernsteuerbar (SMARD, 2025a). Vor allem kleine PV-Anlagen (zumeist Aufdach-PV) speisen unabhängig von der Markt- oder Netzsituation Strom ins Netz ein. Ursache hierfür ist meist die feste Einspeisevergütung und fehlende Steuerbarkeit dieser Anlage. An sonnenreichen Tagen mit geringer Last kann dies zu Netzengpässen führen, da die überschüssige Energie nicht abtransportiert werden kann und die Nachfrage nur begrenzt flexibel reagiert. Letzteres kann sogar dazu führen, dass Day-Ahead-Auktionen auf unter -500 €/MWh fallen und dadurch eine nicht durch Marktinstrumente auflösbare Überversorgung entsteht.

In Engpassfällen müssen Netzbetreiber durch Redispatchmaßnahmen eingreifen. Während im Übertragungsnetz das Instrument über RD 1.0 seit Jahrzehnten etabliert ist, ist im Verteilnetz die Einführung (RD 2.0) verzögert. Im Niederspannungsnetz wird Redispatch bisher nicht eingesetzt, die Prozesse sind nur für Anlagen > 100 kW verpflichtend. Die Menge an negativem Redispatch mit PV-Anlagen hat sich 2024 fast verdoppelt und stieg auf 1.400 GWh, woran jedoch nur

PV-Anlagen mit einer Mindestgröße von 100 kWp teilnehmen. Insgesamt führt die ungesteuerte PV-Einspeisung so zu hohen Netzausbaubedarfen und somit auch zu steigenden Kosten, insbesondere im Verteilnetz.

Umsetzungsoptionen

Zur Stärkung der Marktintegration von PV-Anlagen bieten sich verschiedene Umsetzungsoptionen an, die differenziert nach Größenklasse, Fördermodell und Bestands- oder Neuanlage ausgestaltet werden sollten. Eine Direktvermarktungspflicht für kleinere Neuanlagen (< 100 kWp) kann die Preissignale des Strommarkts besser in den Betrieb integrieren und damit systemdienlicheres Verhalten fördern. Auch die Umstellung hin zu anderen Vergütungsmodellen sind möglich: Leistungs- oder kapazitätsbezogene Prämien anstelle fixer Einspeisevergütungen würden Investitionen stärker am tatsächlichen Systembedarf orientieren. Für kleinere Bestandsanlagen wären hingegen Maßnahmen wie ein Bonusmodell in der Förderung oder eine geförderte Nachrüstung von Fernsteuerbarkeit über intelligente Messsysteme denkbar. Ergänzend könnten Anreize für flexible Einspeisung geschaffen werden, etwa durch Kombination mit Speichern. Auch eine Anpassung der Vermarktungsvorgaben im Rahmen der Einspeisevergütung kann die Marktintegration verbessern.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Die Direktvermarktung und marktdienliche Vergütung fördern eine marktdienlichere Einspeisung und erhöhen damit die marktseitige Versorgungssicherheit. Darüber hinaus ermöglicht die Kombination von PV-Anlagen und Speichern eine bedarfsgerechtere Verfügbarkeit und könnte abhängig von der Fahrweise das Netz zusätzlich be- oder entlasten. Der Effekt auf die Systemstabilität hängt von netzbildenden Eigenschaften neuer Anlagen ab.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Der Effekt einer stärkeren Marktintegration von EE-Anlagen auf die THG-Neutralität ist nicht eindeutig absehbar. Es hängt maßgeblich davon ab, ob eine marktdienliche Fahrweise zur Verdrängung von fossiler Erzeugung führt.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Eine stärkere Marktintegration kann die Förderkosten reduzieren. Durch eine stärkere Ausrichtung der Einspeisung auf Marktpreise lassen sich zudem Marktwertverluste vermeiden, etwa in dem die Einspeisung bei negativen Preisen unterbleibt. Langfristig können gezielte Preissignale auch Anreize für Investitionen in Speicher und Flexibilität fördern, was zur Senkung der gesamten Systemkosten beiträgt.

Umsetzungsvoraussetzungen

Für eine stärkere Marktintegration von PV-Aufdachanlagen und Freiflächenanlagen sind sowohl regulatorische als auch technische Anpassungen erforderlich. Regulatorisch braucht es Änderungen im EEG, um marktdienliche Vergütungsmodelle, Direktvermarktungspflichten und Anreize für flexible Einspeisung verbindlich zu verankern. Zusätzlich sind Förderprogramme oder Bonusmodelle für die Nachrüstung von Bestandsanlagen sinnvoll, um die Steuerbarkeit auch im kleineren Anlagensegment zu erhöhen.

Technisch müssen Anlagen fernsteuerbar und ihr Einspeiseverhalten transparent messbar sein, wofür eine entsprechende Ausstattung mit intelligenten Messsystemen, Steuerungseinrichtungen

und standardisierten Kommunikationsschnittstellen notwendig ist. Für eine wirksame Umsetzung ist darüber hinaus der zügige Ausbau digitaler Netz- und Marktinfrastrukturen erforderlich, damit Preissignale in Echtzeit übermittelt und umgesetzt werden können.

6.5.3 Marktintegration von Wind an Land verbessern

Im aktuellen EEG-Fördersystem gibt es keine explizite Anreizwirkung für Windenergieanlagen an Land mit höherem Marktwert. Beispielsweise könnte Strom aus Schwachwindanlagen, die sich in der Regel durch ein gleichmäßigeres Einspeiseprofil auszeichnen, einen höheren Marktwert haben als Strom aus Starkwindanlagen. Die Ausgestaltung der Marktprämie, und dabei die Berechnung der Marktwerte im Speziellen, sowie Anreize aus dem Referenzertragsmodell führen jedoch dazu, dass sich in den meisten Konstellationen die Schwachwindanlagen für die Betreiber nicht als wirtschaftliche Option darstellen, obwohl sie aus Systemperspektive wertvoller sein könnten.

Umsetzungsoptionen

Eine Möglichkeit zur Stärkung der Marktintegration besteht in einer differenzierteren Berechnung der Marktwerte sowie des Referenzertragsmodells, die technologische Spezifikationen wie Rotordurchmesser, Nabenhöhe, Rotor-Generator-Verhältnis oder Standortcharakteristik einbezieht. Dadurch könnten Anlagentypen mit systemdienlicherer Erzeugungscharakteristik gezielt höhere Marktwerte erzielen und so wirtschaftlich attraktiver werden.

Auswirkung auf Versorgungssicherheit

Eine stärkere Berücksichtigung von Schwachwindanlagen kann zu einer gleichmäßigeren Einspeisung beitragen und Einspeisespitzen verringern. Dies könnte den Redispatchbedarf senken oder zumindest dessen Anstieg begrenzen. Langfristig kann eine gleichmäßigere Windstromerzeugung die Versorgungssicherheit erhöhen, insbesondere in Zeiten mit geringer Solarstromproduktion.

Auswirkung auf Treibhausgasneutralität

Der Effekt einer solchen Option auf die Treibhausgasneutralität hängt davon ab, wie sich das Potenzial verändert, dass EE-Einspeisung fossile Erzeugung verdrängt. Die vermehrte Nutzung von Schwachwindanlagen ist möglicherweise besser dafür geeignet, in der Grundlast genutzte fossile Kraftwerke zu verdrängen und damit Emissionen zu reduzieren.

Auswirkung auf Kosteneffizienz

Die Anwendung von anlagespezifischeren Marktwerten ist wahrscheinlich kosteneffizient. Von der Norm abweichende Anlagen würden nur dann genutzt, wenn der Marktwert dieser Anlagen es in der Relation zu den Investitionskosten ergibt. Kosteneinsparungen können an dieser Stelle nicht identifiziert werden.

Umsetzungsvoraussetzungen

Für die Umsetzung ist eine Anpassung des EEG erforderlich, insbesondere hinsichtlich der Methodik zur Berechnung der Marktwerte und der Ausgestaltung der Marktprämie sowie des Referenzertragsmodells. Zudem müssen belastbare Daten zu standort- und anlagespezifischen Einspeiseprofilen vorliegen, um eine faire und transparente Differenzierung zu gewährleisten.

6.5.4 Marktintegration von Biomasse verbessern

Biomasse könnte stärker marktdienlich integriert werden, indem diese nicht als Grundlasttechnologie, sondern als Flexibilitätsoption eingesetzt wird. Das aktuell beihilferechtliche geprüfte Biogaspaket stärkt diesen Ansatz durch höhere Flexibilitätsszuschläge und entsprechend angepasste Laufzeiten. Dennoch ist eine Anpassung der Förderlogik und Marktintegration nötig, da Biomasse trotz geringer Kannibalisierungseffekte vergleichsweise hohe Förderkosten verursacht und kostengünstigere Alternativen im Stromsektor existieren. Parallel kann der Einsatz von Biomasse gezielt in schwer zu dekarbonisierende Bereichen wie Verkehr und Industrie verlagert werden, um dort hohen CO₂-Vermeidungskosten entgegenzuwirken. Außerdem sollte geprüft werden, inwieweit Biomasse als Biogas im Bereich der Wärmeversorgung verstärkt in Bereichen eingesetzt werden kann, die sich nur eingeschränkt für Fernwärme oder Wärmepumpen eignen und über bestehende Gasnetzinfrastruktur verfügen. Ein möglicher Ansatz sind Biomethan-Cluster, die in der dena-Verteilnetzstudie II vorgestellt werden (dena, 2025a).

Umsetzungsoptionen

Die Marktintegration von Biomasse kann durch mehrere Umsetzungsoptionen gestärkt werden. Eine gezielte Option ist die Überarbeitung des EEG-Marktwertfaktors, der aktuell pauschal mit 1 angesetzt ist und damit den tatsächlichen Systemwert der Biomasseverstromung nicht differenziert abbildet. Zusätzlich kann eine Umstellung hin zu einer Kapazitätsvergütung statt rein erzeugungsbezogener Förderung erfolgen, da Biomasse insbesondere durch ihre flexible Verfügbarkeit einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten kann. Für eine sektorale Verlagerung des Einsatzes von Biomasse könnte die Förderung für stromseitige Nutzung zurückgefahren werden, wenn dort kostengünstigere Alternativen bestehen. Auch Vorgaben für eine verstärkte Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz anstelle der direkten Verstromung kann systemdienliche Flexibilität erzeugen und sektorübergreifend wirksam werden.

Auswirkung auf Versorgungssicherheit

Durch eine gezielte Marktintegration und einen flexiblen Einsatz von Biomasseanlagen kann ein positiver Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet werden. Fangen Biomasseanlagen Lastspitzen in Zeiten hoher Netzbelastung ab, können Redispatch-Maßnahmen und Netzengpässe reduziert werden und die netzseitige Versorgungssicherheit erhöht werden könnte.

Auswirkung auf Treibhausgasneutralität

Ein gezielter und flexibler Einsatz von Biomasse kann zur Senkung der Treibhausgasemissionen beitragen, insbesondere dann, wenn sie fossile Backup-Kraftwerke ersetzt und damit deren Laufzeiten reduziert. Zusätzlich kann Biomasse in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren wie Industrie oder Verkehr gezielt eingesetzt werden, um dort CO₂-intensive Technologien zu verdrängen.

Auswirkung auf Kosteneffizienz

Eine kapazitätsbasierte Förderung kann die Gesamtkosten senken, indem nur die systemrelevante Verfügbarkeit vergütet wird. Die Anpassung des EEG-Marktwertfaktors kann die EEG-Kosten reduzieren. Wird Biomasse verstärkt dort eingesetzt, wo CO₂-Einsparungen besonders schwer zu erzielen sind, kann auch die Klimawirkung pro investiertem Euro steigen.

Umsetzungsvoraussetzungen

Für die Umsetzung sind gezielte Anpassungen im EEG erforderlich, insbesondere bei der Berechnung des Marktwertfaktors und im Ausschreibungsdesign. Zudem muss die rechtliche Möglichkeit geschaffen oder bestätigt werden, kapazitätsbasierte Vergütungsmechanismen einzuführen, sowohl im deutschen Energierecht als auch unter Berücksichtigung der EU-Vorgaben. Eine beihilfe-rechtliche Genehmigung des überarbeiteten Biogaspakets ist zwingend erforderlich. Technisch setzt eine flexible Fahrweise die vollständige Digitalisierung und Fernsteuerbarkeit der Anlagen voraus, damit sie schnell und präzise auf Markt- und Netzsignale reagieren können.

6.5.5 Kosten der erneuerbaren Wasserstoffbereitstellung senken

Derzeitige Produktionskosten von erneuerbarem Wasserstoff übersteigen die indikativen Zahlungsbereitschaften von Schlüsselsektoren. Geringere Bereitstellungskosten sind für den Hochlauf maßgeblich. Für die heimische Produktion von erneuerbarem Wasserstoff sind die Kostendeterminanten Strombezug, Investitionskosten der Elektrolyse, Finanzierung und Auslastung entscheidend. Wasserstoffimporte könnten je nach Transportart und Distanz günstigere Bereitstellungskosten aufweisen, haben jedoch zusätzliche Interdependenzen durch eine erhöhte Importabhängigkeit. Die Höhe der erforderlichen Elektrolysekapazität in Deutschland und des damit einhergehenden Importanteils ist nicht Teil dieser Handlungsoption, sondern Teil des Entscheidungsbedarfs auf politischer Ebene (vgl. Kapitel 5.2).

Umsetzungsoptionen

Die Kosten der Bereitstellung können sinken, indem durch die Anreizung der Wasserstoffnachfrage und der Ausbau der Infrastruktur die Planungssicherheit von Elektrolyse-Projekten gesteigert und das Investitionsrisiko gesenkt wird. Finanzierungskosten könnten außerdem durch staatliche Absicherung gesenkt werden. Die Investitionskosten für Elektrolyseure könnten in Zukunft durch Lern- und Skaleneffekte sinken. Deswegen könnten kurzfristige Fördermaßnahmen sowie Förderung von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben zu langfristig geringeren Investitionskosten führen. Eine weitere Möglichkeit ist die Senkungen von anderen Bestandteilen der Investitionskosten, wie Baukostenzuschüssen. Die Strombezugskosten stellen die größte Kostendeterminante dar. Hier könnte eine Anpassung der RFNBO-Kriterien auf EU-Ebene die Kosten senken. Beispielsweise kann laut entsprechenden Studien die Aufhebung der Zusätzlichkeit und die dauerhafte Beibehaltung der monatlichen Korrelation zu geringeren Strombezugskosten und geringerem Koordinierungsaufwand führen. Die kostenlose oder kostengünstige Nutzung von Redispatch-Strommengen, sowie die Befreiung von Netzentgelten und weiteren staatlich induzierten Strompreisbestandteilen können die Strombezugskosten ebenfalls senken bzw. einen Anstieg verhindern.

Internationale Kooperationen, z. B. über die Förderung von Wasserstoffpartnerschaften, -kooperationen, bilaterale Abnahmevereinbarungen oder eine gemeinsame Infrastrukturplanung können den Hochlauf des Wasserstoffimports unterstützen. Wasserstoffimporte aus dem nahen europäischen Ausland könnten durch die Nutzung von bestehende Handels- und Infrastrukturnetzwerke zeitnah zur Verfügung stehen.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Geringere Bereitstellungskosten erhöhen die Wirtschaftlichkeit der Nutzung von Wasserstoff. Somit könnte der Wasserstoffmarkthochlauf früher erfolgen, sodass im Zeitverlauf mehr Emissionen eingespart werden. Eine Auflockerung der RFNBO-Kriterien könnte allerdings die CO₂-Emissionen des Wasserstoffsektors steigern, wobei hierzu weitere Analysen notwendig sind.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Es gibt keine direkte Wirkung auf die betrachteten Säulen der Versorgungssicherheit.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Durch geringere Bereitstellungskosten kann die Differenz zu Zahlungsbereitschaft sinken. Dadurch kann der Subventionsbedarf der Wasserstoffnachfrage geringer ausfallen (vgl. Handlungsoption 6.5.6 *Hochlauf der Wasserstoffnachfrage steuern*). Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass viele der Umsetzungsoptionen (z. B. Investitionskostenförderung, Befreiung von Baukostenzuschüssen oder Netzentgelten) zu einer Umverteilung der Kosten, aber nicht zu einer Senkung der Systemkosten führen könnten. Eine zu hohe Anreizung von Produktions- und Importkapazitäten könnte außerdem zu einem Überangebot und geringer Auslastung und somit zu einer Verschlechterung der Kosteneffizienz führen.

Umsetzungsvoraussetzungen

Damit die Wasserstoffbereitstellung kosteneffizient ist, ist das Vorhandensein von Wasserstoffnachfrage und ggf. Infrastruktur (Transportnetz und Speicher) erforderlich. Für eine Änderung der Strombezugsriterien wäre eine Anpassung des Regulierungsrahmens auf EU-Ebene notwendig. Auch bei weiteren Umsetzungsoptionen, wie z. B. einer Verlängerung der Netzentgeltbefreiung, müssen Vorgaben der EU berücksichtigt werden.

6.5.6 Hochlauf der Wasserstoffnachfrage steuern

Die Wasserstoffnachfrage ist die notwendige Voraussetzung für den gesamten Wasserstoffmarkthochlauf. Die Analysen in Kapitel 4.5 zeigen, dass es derzeit kaum wirtschaftliche Anreize gibt, Wasserstoff einzusetzen. Der Grund sind v. a. die höheren Kosten für erneuerbaren oder kohlenstoffarmen Wasserstoff im Vergleich zum Einsatz von fossilen Brennstoffen in konventionellen Prozessen und Anlagen. Weiterhin hemmen hohe Unsicherheiten bei der kurz- und langfristigen Entwicklung von Wasserstoff den Nachfragehochlauf. Eine zusätzliche Herausforderung für den Wasserstoffhochlauf sind die unterschiedlichen Präferenzen von Erzeugern und Abnehmern. Während die Erzeuger eine Garantie über eine langfristige Abnahme wünschen, präferiert die Nachfrageseite kurzfristige Verträge aufgrund der erwarteten Preisminderungen. Eine Anreizung der Wasserstoffnachfrage ist nur dann sinnvoll, wenn der Einsatz von Wasserstoff aus technischer Sicht möglich ist.

Umsetzungsoptionen

Die Reduzierung von Unsicherheiten kann ein wichtiger Aspekt für die Nachfrageseite sein. Risiken der Unternehmen bei der Umstellung auf Wasserstoff könnten reduziert werden, wenn die Planungssicherheit hinsichtlich der Infrastruktur und den regulatorischen Rahmenbedingungen

erhöht wird. Fördermechanismen wie die Klimaschutzverträge können Unternehmen bei ihrem Umstieg auf klimaneutrale Produktionsanlagen unterstützen, indem diese gegen Preisrisiken abgesichert sind und entstehende Mehrkosten übernommen werden. Zudem wäre eine Senkung von Finanzierungskosten, z. B. durch staatliche Absicherung, für den Aufbau von Anlagen zur Dekarbonisierung von Prozessen mit Wasserstoff eine Option, die Nachfrage anzureizen.

Die Ausschreibung von wasserstofffähigen Gaskraftwerken oder Wasserstoffkraftwerken im Rahmen der Kraftwerksstrategie könnte die Nachfrage nach Wasserstoff im Energiesektor zukünftig steigern (vgl. Handlungsoption 6.6.1 Einführung eines Kapazitätsmechanismus). Die Förderung von Wasserstoff-Clustern könnte zeitnah den Hochlauf von Angebot und Nachfrage anreizen und den Infrastrukturbedarf reduzieren (vgl. Handlungsoption 6.1.3 *Zubau von Elektrolyseuren räumlich steuern*). Eine Möglichkeit, der Diskrepanz bei Vertragskonditionen zu begegnen, könnte ein Midstream-Akteur als Zwischeninstanz sein. Dieser könnte sowohl langfristig Wasserstoff abnehmen als auch kurzfristig verkaufen. Weiterhin ist ein nationaler Doppelauktionsmechanismus (angelehnt an H2 Global) eine Option, Angebot und Nachfrage zusammenzubringen.

Auf europäischer Ebene kann der EU-Emissionshandel zu einer Erhöhung der Betriebskosten von fossilen Prozessen führen, sodass emissionsarme Technologien zur kosteneffizienten Alternative werden. Die Analysen zeigen allerdings, dass sehr hohe CO₂-Preise notwendig sein könnten, um die Kostendifferenz zu überbrücken. Die bestehende Treibhausgasminderungsquote gibt Anreize zur Nutzung von Wasserstoff bei der Kraftstoffproduktion. Zudem wurden durch die Ziele für RFNBO-konformen Wasserstoff der RED II bzw. RED III auf EU-Ebene Quoten geschaffen, um den Wasserstoffhochlauf anzureizen. Eine zeitnahe Umsetzung der RED-III-Ziele in nationales Recht mit einer damit einhergehenden Schaffung von Anreizen für die Zielerreichung könnte den Hochlauf der Wasserstoffnachfrage unterstützen. Das CO₂-Grenzausgleichssystem (CBAM) kann beim Import von Gütern von außerhalb der EU die Wettbewerbsfähigkeit von kohlenstoffarmen Produkten unterstützen. Grüne Leitmärkte könnten die Abnahme von und Investitionen in klimafreundlich hergestellte Grundstoffe, wie Stahl, Zement und Basischemikalien, anreizen. Für kohlenstoffarme Grundstoffe könnte die Etablierung von Definitionen und Zertifikaten (z. B. angelehnt an den „Low Emission Steel Standard“ (LESS) der Wirtschaftsvereinigung Stahl) auf nationaler und EU-Ebene Sicherheiten für die Nachfrageseite schaffen und somit die Nachfrage steigern. Zudem können Förderungen oder Quoten zur Abnahme dieser klimaneutralen Grundstoffe die Nachfrage steigern. Weiterhin könnte die Einführung einer Grüngasquote eine Möglichkeit sein, den Hochlauf der Wasserstoffnachfrage zu steuern.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

In Deutschland gibt es Prozesse im Industriesektor, die ausschließlich durch den Einsatz von Wasserstoff vollständig dekarbonisiert werden können. Eine gezielte Anreizung der Wasserstoffnachfrage kann dazu führen, dass fossile Prozesse umgestellt werden. Weiterhin kann eine frühzeitige Umstellung mehr Emissionen im Zeitverlauf vermeiden.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

In einem dekarbonisierten Energiesektor können mit Wasserstoff betriebene regelbare Kraftwerke zur markt- und netzseitigen Versorgungssicherheit sowie zur Systemstabilität beitragen.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Die frühzeitige Anreizung von Nachfrage kann langfristig zu Lern- und Skaleneffekten bei nachfrageseitigen Wasserstofftechnologien führen und damit Investitionskosten senken. Zudem könnte der zeitnahe Hochlauf der Nachfrage die Auslastung der notwendigen Infrastruktur (Transportnetz und Speicher) erhöhen.

Allerdings kann eine spezifische Ausrichtung von Fördermaßnahmen auf den Einsatz von Wasserstoff, einen Anreiz für Branchen schaffen, die andere, kosteneffizientere Dekarbonisierungsoptionen aufweisen. Bei der Abwägung der CO₂-Vermeidungskosten ist auch der Infrastrukturbedarf zu berücksichtigen.

Umsetzungsvoraussetzungen

Voraussetzung für den Hochlauf der Nachfrage ist die Verfügbarkeit von Wasserstoff am Standort der Nachfrage, z. B. durch lokale Wasserstoffproduktion oder den Anschluss an ein Wasserstoffnetz.

6.6 Versorgungssicherheit gewährleisten

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in einem von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem ist eine der zentralen Herausforderung der Energiewende. Regulatorische wie auch politische Unsicherheiten können dazu führen, dass Marktmechanismen nicht ausreichen, um Versorgungssicherheit in der Zukunft zu gewährleisten. Im Folgenden stehen zwei Handlungsoptionen im Fokus: Zum einen kann die Einführung eines Kapazitätsmechanismus Investitionsanreize für steuerbare Kraftwerkskapazitäten schaffen. Zum anderen können Wasserstoffspeicher eine wichtige Funktion übernehmen, indem sie als langfristig verfügbare Flexibilitätsoption saisonale Schwankungen ausgleichen, Dunkelflauten absichern und damit sowohl die markt- als auch die netzseitige Versorgungssicherheit stärken.

6.6.1 Einführung eines Kapazitätsmechanismus

In der Theorie koordinieren Strommärkte die Investitionsentscheidungen in Erzeugungstechnologien und Flexibilitäten, die das Niveau marktlicher Versorgungssicherheit bedingen. In der Praxis können Friktionen wie Unsicherheiten (z. B. bezüglich der Verfügbarkeit und Kosten von Brennstoffen) oder Erwartungen über politische Eingriffe (z. B. über die Einführung eines Kapazitätsmechanismus) eine effiziente Koordination von Investitionen erschweren. Ist dies der Fall, können zusätzliche Anreize notwendig sein, um die marktliche Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Hierzu werden Kapazitätsmechanismen diskutiert. Die Wirkung von Kapazitätsmechanismen auf das energiepolitische Zieldreieck ist stark von der Ausgestaltung des jeweiligen Mechanismus abhängig. Grundsätzlich müssen Kosten, die mit der Einführung eines Mechanismus verbunden sind, mit potenziellen Kosten durch ein niedriges Versorgungssicherheitsniveau abgewogen werden. Zudem müssen Anforderungen, die sich bspw. aus dem EU-Recht ergeben, bei einer Umsetzung beachtet werden. Nachfolgend werden fünf mögliche Umsetzungsoptionen diskutiert:

Umsetzungsoptionen

Im Zentralen Kapazitätsmarkt (ZKM) definiert eine zentrale Instanz den Kapazitätsbedarf, der notwendig ist, um das gewünschte Versorgungssicherheitsniveau zu erreichen. Dabei geht es um einen Gesamtbedarf, der teils durch bestehende Kraftwerke gedeckt werden kann. Der Gesamtbedarf wird i.d.R. in Form von langfristigen Auktionen ausgeschrieben, an denen vorab qualifizierte Technologien teilnehmen können. Die Technologien werden anhand ihrer Verfügbarkeit in versorgungskritischen Situationen „de-rated“. Der ZKM setzt vor allem langfristige Investitionsanreize, indem er Investoren für die Beschaffung von Kapazitäten Planungssicherheit bietet.

Im Dezentralen Kapazitätsmarkt (DKM) sind Versorger bzw. Bilanzkreisverantwortliche (BKV) verpflichtet, ihre Lieferungen durch das Vorhalten von Kapazitäten abzusichern. In der Regel erfolgt dies über Zertifikate, für deren Verkauf Erzeugungseinheiten präqualifiziert sein müssen. Im Unterschied zum ZKM erfolgt die Bedarfsdimensionierung dezentral und meist auf Basis vergangener, tatsächlich benötigter Leistung. Sollte ein Versorger seine Verpflichtungen nicht erfüllen, werden Pönalen verhängt. Die Gültigkeit von Zertifikaten beträgt i.d.R. wenige Jahre.

In einem kombinierten Kapazitätsmarkt (KKM) wird eine zentrale Ausschreibung zur Bereitstellung von Kapazitäten mit einer dezentralen Absicherungspflicht kombiniert. Eine zentrale Stelle bestimmt den Gesamtbedarf an Kapazitäten. Die dezentrale Komponente verpflichtet BKVs ihren Leistungsbedarf abzusichern und bei Nichterfüllung Pönalen zu zahlen. Die Schnittstelle zwischen den beiden Komponenten könnte auf zwei Wegen gestaltet werden: Im sog. Handelsmodell werden die in der zentralen Ausschreibung bezuschlagten Neuanlagen als Zertifikate in ein dezentrales Zertifikatesystem überführt. Alternativ könnten im sog. Abschlagsmodell die Verpflichtungen der BKVs entsprechend der zentral bezuschlagten Kapazitäten reduziert werden, sodass diese weniger Zertifikate nachweisen müssen.

Beim Verpflichtenden Spitzenpreishedging (VSH) werden BKVs verpflichtet, sich gegen hohe Strompreise bzw. potenzielle Knappheitssituationen abzusichern. Diese Absicherung erfolgt durch den Abschluss von Hedging-Produkten. Auch hier sind Pönalen vorgesehen, falls diese Verpflichtung nicht erfüllt wird. Je nach Ausgestaltung gilt die Absicherungsverpflichtung für wenige Jahre im Voraus. Da diese Hedging-Produkte finanzieller und nicht physischer Natur sind, könnten auch Akteure ohne physische Assets, etwa Banken oder Versicherungen, als Counterparty eintreten.

Bei kurzfristigen, technologiespezifischen Ausschreibungen von Kraftwerkskapazität (TA) wird nur der zum Decken einer erwarteten Lücke erforderliche Zubau angereizt. Dies entspricht im Wesentlichen der Funktionsweise der aktuell diskutierten technologiespezifischen Ausschreibungen steuerbarer Kraftwerkskapazitäten.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Kapazitätsmechanismen adressieren primär die marktseitige Versorgungssicherheit. Bei ZKM, KKM, TA können Investitionen in Kapazitäten mit langfristigen Refinanzierungszeiträumen abgesichert werden. Entscheidend für die marktseitige Versorgungssicherheit sind das De-rating von Kapazitäten, die Steuerung von Einsatzentscheidungen und die Bedarfsdimensionierung. Im DKM könnten Investitionsanreize für Kapazitäten mit langfristiger Refinanzierung niedriger ausfallen bzw. unsicherer sein, da Zertifikate i.d.R. nur für wenige Jahre gültig sind (Fristenkongruenz). Eine dezentrale Bedarfsdimensionierung basierend auf historischen Nachfrageentwicklungen könnte die Gefahr einer Unterdimensionierung bergen. Im VSH besteht ebenfalls das Problem der

Fristenkongruenz. Darüber hinaus könnten bei rein finanzieller Absicherung Anreize für den Neubau von Kapazitäten fehlen und ein erhöhtes Insolvenzrisiko resultieren. Bei DKM und VSH hängt die Versorgungssicherheit zusätzlich vom Niveau der Pönale für die BKVs ab, da diese den Anreiz zur Absicherung bestimmt.

ZKM, DKM, KKM und TA, wo Kapazitäten (teils) über Ausschreibungen gesichert werden, könnten auch die netzseitige Versorgungssicherheit und Systemstabilität Berücksichtigung finden. Beispielsweise könnten Investoren angereizt werden, Anlagen an systemdienlichen Standorten anzusiedeln oder Betriebsmittel entsprechend auszuliegen. Hierzu wären zusätzliche lokale Komponenten notwendig.

Damit die jeweiligen Mechanismen ihre gewünschte Wirkung auf die Versorgungssicherheit entfalten können, ist es erforderlich, sowohl die zeitliche Implementierung sowie die inhaltliche Ausgestaltung so anzulegen, dass die benötigten Kapazitäten zum vorgesehenen Zeitpunkt tatsächlich vorhanden sind. Dabei müssen Vorlaufzeiten für Planung, Genehmigung und Bau entsprechend berücksichtigt werden.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Der Beitrag zur Treibhausgasneutralität ist stark vom erreichten Technologiemark in den Ausgestaltungsoptionen abhängig. Diese wird bei ZKM, KKM und DKM maßgeblich durch die Präqualifizierung und durch das De-rating von Kapazitäten beeinflusst. Das De-rating beeinflusst insbesondere die Wettbewerbsfähigkeit von Speichern gegenüber steuerbaren Kraftwerken, welche mittelfristig v. a. mit fossilen Energieträgern betrieben werden könnten. Außerdem ist im ZKM eine zentrale Präqualifizierung der teilnehmenden Technologien erforderlich. Hier ist fraglich, wie dezentrale Flexibilitäten eingebunden werden können. Ein stärkerer Anreiz für treibhausgasneutrale Flexibilitäten ist daher in DKM, KKM und VSH denkbar. Bei TA hingegen hängt der Einfluss auf die Treibhausgasneutralität von der gewählten Technologie ab.

Für alle Mechanismen gilt: Möglicherweise zugebaute Technologien beeinflussen das Marktergebnis und damit die Einsätze und Wirtschaftlichkeit bestehender Technologien, z. B. von Kohlekraftwerken. Auch darüber entfaltet sich eine Wirkung auf die Treibhausgasneutralität, die bei der Bewertung mitzudenken ist.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Auch die Kosteneffizienz jeder Umsetzungsoption ist vor dem Hintergrund der unsicheren Ausgestaltung nicht eindeutig zu beantworten und ergibt sich je nach Treffsicherheit bezüglich der Bedarfsdimensionierung und Anreizkompatibilität. Falls der zentral ermittelte Bedarf im ZKM oder bei den TA beispielsweise zu hoch abgeschätzt würde, könnten Mehrkosten anfallen. Aufgrund der vergleichsweise kurzen Laufzeit von Zertifikaten (DKM) bzw. Hedging-Produkten (VSH) scheinen die Varianten DKM und VSH eine höhere dynamische Anpassungsfähigkeit aufzuweisen. Diese könnte insbesondere vor dem Hintergrund einer unsicheren Entwicklung von Randbedingungen (z. B. Nachfragestruktur) vorteilhaft sein. Demgegenüber steht die unsichere Refinanzierung von Kapazitäten mit langfristigen Investitionshorizonten. Sollten vor allem solche Kapazitäten volkswirtschaftlich kosteneffizient sein, könnten DKM und VSH möglicherweise nicht die erforderlichen Anreize setzen.

Darüber hinaus ist die Dimensionierung von Pönalen in den Umsetzungsoptionen entscheidend. Zu hohe Pönalen könnten zu einer Überabsicherung führen, zu niedrige Pönalen könnten dagegen zu geringe Anreize für die Stärkung des Versorgungssicherheitsniveaus bieten. Bei TA ist die Wirkung auf die Kosteneffizienz zusätzlich davon abhängig, ob der Gesetzgeber kosteneffiziente Technologien wählt.

Die Kosteneffizienz könnte gesteigert werden, wenn Synergieeffekte mit den anderen Dimensionen der Versorgungssicherheit gehoben werden. Auch könnte, wenn gewünscht, ein Markthochlauf von Wasserstoff über einen Kapazitätsmechanismus mitangereizt werden.

Für alle Umsetzungsoptionen gilt, dass es zu einer Risikoreduktion auf Seiten der Investoren kommt, wodurch sich möglicherweise Kostenstrukturen, wie z. B. Finanzierungskosten, verändern.

Umsetzungsvoraussetzungen

Eine zentrale Umsetzungsvoraussetzung für die Einführung von ZKM, DKM und KKM ist die Kompatibilität mit europäischem Recht. Gemäß EU-Strombinnenmarktverordnung (Verordnung (EU) 2019/943) muss zunächst ein Bedarf zur Stärkung der marktlichen Versorgungssicherheit vorliegen. Dieser Bedarf muss in einem rechtlich verankerten Prozess (NRAA (VSM) oder ERAA), welcher zuvor definierten methodischen Anforderungen gerecht werden muss, identifiziert werden. Darüber hinaus muss dargelegt werden, dass sonstige Instrumente zur Anpassung des Marktdesigns (z. B. Aufheben von Preisobergrenzen) nicht ausreichen, um das Versorgungssicherheitsniveau zu stärken. Ein Kapazitätsmechanismus muss technologieoffen, wettbewerblich, transparent und diskriminierungsfrei ausgestaltet sein. Der Mechanismus darf nicht zu Marktverzerrungen führen, den zonenübergreifenden Handel nicht beschränken und zu keiner doppelten Förderung von Erzeugungseinheiten führen. Darüber hinaus bestehen Emissionsgrenzwerte, welche eine Beteiligung von Kohlekapazitäten verhindern. Etablierte Mechanismen, z. B. der ZKM nach belgischem Vorbild, könnten eine schnellere Einführung ermöglichen, da eine Prüfung der Rechtskonformität bereits erfolgt ist. Die Grundlage für eine Einführung des VSH wird ebenfalls durch die EU-Strombinnenmarktverordnung (Verordnung (EU) 2019/943) gelegt. Diese verpflichtet Lieferanten, geeignete Hedging-Strategien zu etablieren, um eine Absicherung gegen hohe Preise zu gewährleisten und könnte so zu einem VSH weiterentwickelt werden.

6.6.2 Hochlauf von Wasserstoffspeichern steuern

Wasserstoffspeicher können volatile Bereitstellung und Nachfrage miteinander verbinden und so die Integration von erneuerbaren Energien verbessern sowie die Versorgungssicherheit erhöhen. Wasserstoffspeicher weisen hohe Investitionssummen und lange Vorlaufzeiten auf. Hierbei zeigt sich eine zeitliche Diskrepanz zwischen der Vorlaufzeit bzw. dem Speicherausbau und dem Speicherbedarf. Ein verzögerter Aufbau von Wasserstoffspeichern birgt das Risiko, dass flexible Erzeugung und Nachfragepotenziale nicht wirksam in das Energiesystem integriert werden können, während lange ungenutzte Speicherkapazitäten ein Investitionsrisiko für die Wirtschaftlichkeit der Projekte darstellen. Ein entsprechender Regulierungs- und Finanzierungsrahmen kann den rechtzeitigen Aufbau von notwendigen Speicherkapazitäten anreizen. Weiterhin kann der Rahmen gezielt so ausgestaltet werden, dass systemdienliche Speicherstandorte angereizt werden.

Umsetzungsoptionen

Grundsätzlich kann die Förderung der Nachfrage nach Wasserstoff dazu führen, dass marktliche Anreize für den Speicherausbau steigen (vgl. Handlungsoption 6.5.6 *Hochlauf der Wasserstoffnachfrage steuern*). Weiterhin kann die Festlegung des regulatorischen Rahmens durch Überführung der Richtlinie (EU) 2024/1788 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff in nationales Recht Planungssicherheit schaffen. Eine EU-weite Koordination kann zu einem effizienten Ausbau der europäischen Speicherinfrastruktur beitragen. Die Definition von Wasserstoffspeichern als systemrelevante Anlage im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) könnte eine Grundlage für langfristige Investitionssicherheit und gezielte Förderinstrumente schaffen. Außerdem können die Finanzierungskosten durch staatliche Absicherung gesenkt werden. Die Förderung von Forschung, Entwicklung und Demonstrationsvorhaben kann dazu beitragen, dass technologische Reife, Sicherheitsstandards und wirtschaftliche Skalierungspotenziale verbessert werden und so langfristig die Investitionskosten sinken. Darüber hinaus gibt es verschiedene mögliche Förder- und Finanzierungskonzepte für Wasserstoffspeicher, z. B. anhand des IPCEI- oder PCI-Status, Allokationsmechanismen angelehnt an Contracts for Difference (CfDs), CAPEX-Förderung oder durch intertemporale Umlagefinanzierung. Hier besteht hinsichtlich der konkreten Ausarbeitung von Förderinstrumenten weiterer Forschungsbedarf.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Wasserstoffspeicher ermöglichen die Rückverstromung von Wasserstoff in Zeiten geringer EE-Erzeugung und können somit ebenfalls systemdienliche Funktionen erfüllen. Dadurch könnte sich die Nutzung von CO₂-intensiven fossilen Backup-Kapazitäten reduzieren und die CO₂-Intensität des Strommixes senken lassen. Zudem könnten Wasserstoffspeicher dazu beitragen, dass auch Industrieprozesse mit Grundlastbedarf trotz fluktuierender Wasserstoffproduktion basierend auf volatilen erneuerbaren Energien dekarbonisiert werden können.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Durch ihre Fähigkeit, langfristige Schwankungen der Stromerzeugung auszugleichen und Energie saisonal zu speichern, stärken Wasserstoffspeicher die Versorgungssicherheit des Energiesystems. Sie könnten die Versorgung in Dunkelflauten absichern, den Betrieb des Wasserstoffnetzes stabilisieren und Brennstoff für steuerbare Kraftwerke liefern.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Wasserstoffspeicher ermöglichen den saisonalen Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energieerzeugung und tragen so zur Systemintegration von EE-Anlagen bei. Dies kann außerdem die Netzinfrastuktur entlasten sowie den Investitionsbedarf in den Stromnetzausbau verringern. Weiterhin können Wasserstoffspeicher dazu beitragen, dass die Flexibilität der Wasserstoffbereitstellung (heimische Produktion oder Importe) kosteneffizient ausgenutzt werden kann. Die Umnutzung von bestehenden Erdgasspeichern kann zusätzlich Kosteneffizienzpotenziale steigern, da bestehende Infrastruktur genutzt werden können. Ein koordinierter, EU-weiter Hochlauf kann darüber hinaus helfen, Skaleneffekte zu heben und Überkapazitäten zu vermeiden.

Umsetzungsvoraussetzungen

Zur systemdienlichen Integration von Wasserstoffspeichern ist in vielen Fällen ein Wasserstofftransportnetz notwendig, das volatile Produktion und Nachfrage physisch miteinander

verbindet. Bei der Umwidmung von Erdgasspeichern muss die Versorgungssicherheit im Erdgassektor und die gesicherte Versorgung von Erdgaskraftwerken berücksichtigt werden.

6.7 Digitalisierung beschleunigen

Die Digitalisierung des Energiesystems ist grundsätzlich Voraussetzung für verschiedene Handlungsoptionen, die zuvor vorgestellt wurden, insbesondere zur systemdienlichen Einbindung dezentraler Flexibilität. Im Folgenden werden nun die Handlungsoptionen skizziert, mit denen der Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) und Steuerungseinrichtungen beschleunigt werden kann, die Kosten für den Rollout verringert werden können, oder der Systemnutzen erhöht werden kann.

6.7.1 Systemischen Nutzen erhöhen

Intelligente Messsysteme (iMSys) können wesentlich zur Steigerung der Effizienz im Energiesystem beitragen und damit die Gesamtkosten reduzieren. Sie bilden insbesondere die Grundlage, um durch den gezielten Einsatz von Flexibilität Netzausbau wirksam zu begrenzen. Dieses Potenzial wird bislang jedoch nur unzureichend genutzt - nicht aufgrund fehlender Technik, nicht vorhandener IT-Systeme oder Rollout-Prozesse, sondern vor allem wegen des Mangels an geeigneten Flexibilitätsinstrumenten für die systemdienliche Integration dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Der systemische Nutzen des Rollouts wird weiterhin umso besser gehoben, je mehr iMSys ausgebracht sind.

Umsetzungsoptionen

Eine Option sind Anpassungen am Ordnungsrahmen. Instrumente für die kurativ-netzdienliche und die präventiv-netzdienliche Nutzung von Flexibilität - wie § 14a EnWG, Spitzenkappung und Redispatch 2.0 - könnten verpflichtend und dauerhaft einsetzbar sein und in einem vereinfachten, konsistenten Gesamtrahmen gebündelt werden (wie bereits in Kapitel 6.2 dargestellt). Dieser Rahmen kann durch freiwillig-netzdienliche Instrumente, bspw. variable oder dynamische Netzentgelte, sowie eine geeignete Ausgestaltung von § 14c EnWG ergänzt werden, um den Nutzen des Smart Meter Rollouts weiter zu erhöhen.

Parallel dazu können Anreize gesetzt werden, um die Digitalisierung der Verteilnetzbetreiber voranzutreiben. Durch die Automatisierung von Netzanschlussbewertung, Netzplanung, Netzentwicklung und Netzbetrieb - etwa mit Hilfe digitaler Zwillinge - ließe sich der Mehrwert des Rollouts erheblich steigern. Messwerte aus iMSys schaffen die erforderliche Datenbasis und Transparenz für die Hebung von Effizienzpotenzialen in Planung, Bau und Betrieb der Verteilnetze.

Neben der Erhöhung der Netztransparenz kann auch die Nutzung marktdienlicher Flexibilitätsinstrumente durch iMSys einen zentralen Beitrag zum systemischen Nutzen leisten. Ein Ansatz besteht darin, neue PV-Anlagen unter 100 kWp über iMSys und angebundene Steuerungseinrichtungen direkt in die Direktvermarktung einzubinden. Damit ließe sich die Marktintegration dezentraler Erzeugung stärken und zugleich die marktliche Versorgungssicherheit erhöhen. Voraussetzung hierfür wäre die Standardisierung vereinfachter, massentauglicher Direktvermarktungs-

prozesse, die explizit auf die Nutzung über Messstellenbetreiber und iMSys zugeschnitten sind. Sobald diese Strukturen etabliert wären, könnten sukzessive auch Bestandsanlagen unter 100 kWp in die Direktvermarktung überführt werden. Ein Vorteil dieser Option läge darin, dass iMSys in Kombination mit Steuerungseinrichtungen deutlich kostengünstiger in Beschaffung und Betrieb sind als die heute verbreitete Direktvermarktungstechnik. Auf diese Weise kann Smart Metering nicht nur netzdienliche, sondern auch marktdienliche Flexibilität im dezentralen Bereich wirksam erschließen.

Die Wirtschaftlichkeit eines Full-Rollouts sollte regelmäßig im Rahmen des Berichts nach § 48 MsbG geprüft und weiterhin Anreize in diese Richtung verstärkt werden. Denkbar sind auch neue oder konkretisierte Verpflichtungen zum Rollout bei Mehrfamilienhäusern ab einer gewissen Anzahl Parteien oder bei Einbau eines Smart Meter Gateways sowie bei Energy Sharing und Mieterstrom, da hierdurch die digitale Teilhabe verbessert wird. Die Flexibilitätsnutzung von Mehrfamilienhäusern würde somit vereinfacht.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Durch eine höhere Digitalisierung der Verteilnetzbetreiber wird die netzseitige Versorgungssicherheit erhöht, da der Netzzustand stärker digital überwacht werden kann und bei Engpässen oder Ausfällen zielgerichteter eingegriffen werden könnte. Die Versorgungssicherheit steigt außerdem mit der Anzahl der ausgestatteten Messstellen an, da mehr Messwerte und Eingriffsmöglichkeiten bestehen.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Die Nutzung von Flexibilitätsinstrumenten als Dauerinstrument würde dazu führen, dass Netzausbau nicht nur kurzfristig verschoben, sondern auch wirklich reduziert werden kann. Gleichzeitig würde dies dazu führen, dass Engpasssituationen vermieden werden können und ersatzlose Abregelungen reduziert und ggf. auch vermieden werden können. Somit können Erneuerbare Energien und Elektrifizierungstechnologien für Verkehr und Wärme schneller und kostengünstiger in die Netze integriert werden, womit ein positiver Effekt auf die Treibhausgasneutralität zu erzielen ist.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Durch die Steigerung des systemischen Nutzens können Systemkosten eingespart werden. Dies wird zum einen auf der Netzseite wirksam, indem Netze höher ausgelastet und Netzausbau durch Flexibilitätsmanagement reduziert werden kann und ebenfalls auf der Marktseite, indem Flexibilität Volatilität an den Märkten verringert und Preisspitzen reduzieren kann. Ein Gesamtsystem, das eine hohe Durchdringung mit iMSys aufweist, ist somit kosteneffizienter als das bisherige, wenig digitalisierte System. Studien haben gezeigt, dass die durch Digitalisierung entstehenden zusätzlichen Kosten vernachlässigbar sind im Vergleich zu dem dadurch realisierbaren systemischen Nutzen (dena, 2025a).

Umsetzungsvoraussetzungen

Zunächst müsste bei dieser Umsetzungsoption ein konsistenter Flexibilitätsmechanismus ausgearbeitet und über Anpassungen im Rechtsrahmen geeignet implementiert werden. Hierbei sind auch regulatorische Fragestellungen zur Anerkennung der Kosten zu klären. Neben einem einheitlichen und konsistenten Flexibilitätsmechanismus im Zielbild sollte für eine Übergangszeit auch

der Transitionspfad ausgehend von heutigen Mechanismen berücksichtigt werden. Für die Anreizsetzung, den Netzbetrieb beschleunigt zu digitalisieren, wären ebenfalls Anpassungen am Rechtsrahmen (insbesondere EnWG) erforderlich.

6.7.2 Anreize für Messstellenbetreiber richtig austarieren

Der Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys) schreitet voran, verläuft jedoch mit sehr unterschiedlichen Geschwindigkeiten bei den einzelnen Messstellenbetreibern. Ein wesentlicher Grund liegt im Rechtsrahmen: Für Messstellenbetreiber bestehen bislang weder ausreichender Sanktionsdruck bei Untererfüllung noch genügend Anreize für eine mögliche Übererfüllung der Rolloutziele. Aus diesem Grund kann es sinnvoll sein, die Anreize für den Messstellenbetreiber wirksam auszutarieren, um einen gleichmäßigen Fortschritt des Rollouts über die verschiedenen beteiligten Akteure zu erzielen.

Umsetzungsoptionen

Für ein austariertes Level-Playing-Field können zielgerichtete Anreize und - sofern relevant - wirksame Pönalen für Messstellenbetreiber vorgesehen werden. Zur adressierbaren Untererfüllung könnte ein gestuftes, automatisiertes Pönalisierungs- und Eskalationsregime eingeführt werden:

- **Stufe 1:** Administrativ einfache, pauschale Monatspönalen pro betroffener Messstelle (ggf. nur Einbaufälle mit Steuerbarkeit), um der Verfehlung von Rolloutquoten entgegenzuwirken. Diese würden automatisch erhoben werden, sobald die BNetzA beim gMSB die Verfehlung der Ziele nach § 45 MsbG feststellt.
- **Stufe 2:** Bei mehrmaliger Zielverfehlung könnte als letzte Eskalationsstufe beispielsweise auch eine automatische Ausschreibung der Grundzuständigkeit in Erwägung gezogen werden, die die BNetzA in regional gebündelten Losen über mehrere gMSB vornehmen könnte. Die Lose könnten die Grundzuständigkeit mehrerer gMSB umfassen, regional gruppiert sein und insgesamt eine attraktive Größenordnung erreichen. Auf diese Lose könnten sodann Dritte (gMSB oder wMSB) bieten. Differenzierungsmerkmale für die Bieter wären bspw. die Geschwindigkeit der Ausstattung der Messstellen oder eine Übererfüllung von Quoten.

Komplementär könnten auch Positivanreize die Skalierung und Priorisierung der Steuerungseinbaufälle stützen. Denkbar wären hier bspw. Boni auf den vom Netzbetreiber bezahlten Anteil der Preisobergrenzen für Messstellenbetreiber, die besonders schnell Messstellen mit Steuerungseinrichtungen ausstatten (und deren Funktionsfähigkeit mit den VNB nachweisen können).

Darüber hinaus könnte über finanzielle Anreize für Verteilnetzbetreiber und grundzuständige Messstellenbetreiber sichergestellt werden, dass steuerbare Anlagen (insb. steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG sowie Erzeugungsanlagen mit einer Leistung über 7 kW) bei Inbetriebnahme auch über das iMSys steuerfähig sind. Möglich wäre bspw., dass bei Neuanlagen nach einer gewissen Übergangsfrist der Verteilnetzbetreiber-Anteil an der Preisobergrenze nur nach erfolgreichem Steuertest als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenbestandteil gilt, oder dass dem Verteilnetzbetreiber die Einspeisevergütungen durch den Übertragungsnetzbetreiber erst nach erfolgreichem Steuertest rückvergütet werden.

Weiterhin könnten über Rollout-Gemeinschaften, in denen die Rollout-Quoten gebündelt und zusammen bewertet würden, Synergien bei IT-Landschaften und Prozessen gehoben werden, wenn auch die Bildung von Kooperationsgemeinschaften möglichst einfach und wenig bürokratisch erfolgt. Wichtig ist auch, dass gerechte Wettbewerbsbedingungen zwischen gMSB und wMSB erreicht werden.

Für ein effizienteres Monitoring der BNetzA und größtmögliche Transparenz könnte ein aktuelles Rolloutmonitoring gespeist aus einem zentralen Stammdatenhub (zentrale Datenbank), das automatisiert aus der Marktkommunikation gespeist wird, sorgen. Dieser Hub könnte Daten über verbaute Messsysteme und Messstellen enthalten und könnte Datenschiefstände zwischen verschiedenen Systemen signifikant verringern. Die Einhaltung eines hohen Niveaus von Datenschutz und Datensicherheit müsste hierbei sichergestellt werden.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Ein beschleunigter Rollout erhöht die Anzahl der iMSys und damit die Verfügbarkeit von Echtzeit-Messdaten und die Möglichkeit zur Steuerung. Netzüberwachung und netzdienliche Flexibilitätsnutzung können dadurch schneller in der Fläche umgesetzt werden, was die Resilienz der Netze stärkt und das Risiko von Überlastungen oder Versorgungsunterbrechungen reduziert.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Eine schnellere Ausstattung mit iMSys und Steuerungseinrichtungen ermöglicht eine systemdienliche Integration von dezentraler Flexibilität. Gleichzeitig wird durch die höhere Datentransparenz beim Energieverbrauch das Bewusstsein für effiziente Energienutzung gestärkt. Die daraus resultierenden Einsparungen beim Netzausbau und die effizientere Nutzung bestehender Infrastruktur tragen zur Reduzierung des Ressourcenverbrauchs und der CO₂-Emissionen bei.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Die Anpassung der Anreize und die damit verbundene Beschleunigung des Rollouts würden es ermöglichen, Skaleneffekte früher zu realisieren und die Gesamtsystemkosten zu senken. Ein funktionierender Wettbewerb um die Messstelle würde zu höherer Kosteneffizienz führen. Wirksame Pönalen mit geringen Hürden für die BNetzA sowie transparente Ausschreibungen von Grundzuständigkeiten im Falle von Zielverfehlungen können zudem für eine effizientere Allokation der Rollout-Ressourcen sorgen. Durch einen schnelleren Rollout können weiterhin positive Effekte von Flexibilität auf Netzkosten und Marktpreise früher realisiert werden.

Umsetzungsvoraussetzungen

Die Austarierung der Anreize würde insbesondere Anpassungen am MsbG erfordern. Hier müsste auch in Diskussion mit der BNetzA geklärt werden, welche Pönalen und Positivanreize einen guten Abtausch aus Wirksamkeit und praktischer Umsetzbarkeit erzielen, insbesondere bei vorgeschlagener Stufe 2 bei einer Zielverfehlung. Weiterhin wären regulatorische Effekte der Ausgestaltung abzuwägen.

6.7.3 Komplexität des Rollouts reduzieren

Eine Option besteht darin, den Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) zu vereinfachen. Technik, IT-Systeme und Prozesse haben eine gewisse Komplexität und eine hohe Änderungsdynamik, und beim Rollout sind eine Vielzahl von Akteuren einzubinden. Die Rahmenbedingungen werden durch verschiedene Regelsetzer (wie BMW, BSI, BNetzA, PTB, VDE FNN, DKE, DVGW) erarbeitet, und gerade an den Schnittstellen würde ein reibungsloses Zusammenwirken der verschiedenen Bausteine Effizienzgewinne erzielen.

Umsetzungsoptionen

Die beteiligten Akteure stehen vor einem komplexen und sich ständig wandelnden Regelungsrahmen, der von zahlreichen Regelsetzern geprägt wird. Deren Zielbilder sind nicht immer nahtlos aufeinander abgestimmt. Das Projektmanagement für die Digitalisierung der Energiewende und die Koordination zwischen den beteiligten Institutionen sollte deswegen durch geeignete Maßnahmen intensiviert werden, um eine höhere Standardisierung und Kohärenz in den regulatorischen Vorgaben zu erreichen.

Neben der Etablierung eines gemeinsamen Zielbilds für alle handelnden Akteure kann es sinnvoll sein, auch den Austausch der technischen Regelsetzer in Frequenz und Tiefe zu erhöhen. Die Standardisierungspartnerschaften, bspw. zwischen BSI und FNN zur Optimierung der sicheren Lieferkette, oder die Umsetzung von § 14a EnWG haben gezeigt, dass durch eng kooperierende Arbeitsgemeinschaften übergreifende Themen in kurzer Zeit erschlossen werden können. Deswegen sollte geprüft werden, ob kleinere, agilere Teams für die Lösung konkreter Herausforderungen an den Schnittstellen zwischen verschiedenen Regelsetzern initiiert werden können (siehe unten: Beispiele Prozesslücken).

Zur Reduktion der Komplexität sollten diese Lücken zeitnah identifiziert und geschlossen werden. Hierzu gehören bspw. die Standardisierung eines massentauglichen Messstellenbetreiber- und Gerätewechselprozesses, der Mieterwechselprozess, die Wiederverwendung des Smart Meter Gateways, die Ausgestaltung des Inbetriebnahmeprozesses auf Basis des EEBUS-Standards, sowie der Abschluss der Standardisierung für intelligente Messsysteme für Großkunden (sogenannte iRLMSys). Auch bei der Marktkommunikation sowie weiteren Schnittstellen zu anderen Marktteilnehmern könnte eine Vereinfachung umgesetzt werden, da hier sehr viele Ressourcen für einen ordnungsgemäßen Betrieb gebunden werden.

Nicht zuletzt kann es hilfreich sein, bestehende Unsicherheiten in den Rahmenbedingungen zu beseitigen - etwa im Zusammenhang mit schwarzfallfester Kommunikation, dem potenziellen Verbot von Kommunikationsverbindungen am iMSys vorbei (sogenannte „2. WAN-Verordnung“), der Anbindung von Messeinrichtungen weiterer Sparten oder der sternförmigen Verteilung von Messwerten. Die Ende-zu-Ende-Sicherheit der Steuerung könnte über eine Konkretisierung der IT-Sicherheitsvorgaben für Energiewendeanlagen sichergestellt werden.

Die verfügbaren IT-Ressourcen werden durch parallellaufende Digitalisierungsprojekte stark beansprucht. Bei Anpassungen an Rechts-, Regulierungs- und technischem Rahmen sollten die Regelsetzer stärker berücksichtigen, welcher IT-Aufwand bei den Umsetzern entsteht, um so die Aktivitäten mit dem höchsten Systemnutzen gezielt zu priorisieren. Prozesse könnten hinsichtlich dieses Aufwands gezielt vereinfacht werden. So könnte besser sichergestellt werden, dass neue

Funktionalitäten auch zum vorgesehenen Zeitpunkt fertig entwickelt und von allen Akteuren angeboten werden können.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Klare, einheitliche und einfach umsetzbare technische Standards sowie die schnellere Einführung massengeschäftstauglicher Steuerungsprozesse können die Verlässlichkeit im Betrieb erhöhen. Netzbetreiber könnten Steuerungs- und Überwachungsfunktionen effizienter umsetzen, was das Risiko von Störungen und Netzenspässen verringern würde. Die Verringerung der Komplexität würde zudem ein konsistentes Monitoring des Netzzustands unterstützen und eine automatisierte Wiederversorgung erleichtern.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Durch die beschleunigte Einführung interoperabler Steuerungslösungen und die schnellere Integration flexibler Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen steigt die Aufnahmefähigkeit der Netze für Erneuerbare Energien, Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen. Eine optimierte Nutzung bestehender Netzinfrastuktur reduziert den Flächen- und Ressourcenbedarf für Netzausbau und trägt zur Senkung von Treibhausgasemissionen bei.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Die Verringerung der Rollout-Komplexität würde eine bessere Skalierung bestehender Systeme ermöglichen und den Hochlauf beschleunigen. Einheitliche Vorgaben und klare Verantwortlichkeiten würden Koordinationsaufwand reduzieren und Mehrfachentwicklungen vermeiden. Investitionen könnten gezielter getätigt werden, da technische Standards und regulatorische Rahmenbedingungen stabiler wären. Insgesamt würden dadurch sowohl Umsetzungs- als auch Betriebskosten gesenkt werden und der systemische Nutzen der Digitalisierung schneller gehoben werden.

Umsetzungsvoraussetzungen

Für die Intensivierung der Zusammenarbeit der Regelsetzer und der verstärkten Projektleitung des BMWE müsste bei einer Umsetzung dieser Option ein geeigneter Arbeitsmodus definiert werden, der ein gutes Maß aus hoher Geschwindigkeit und Qualität der erzielten Lösung verbindet. Weiterhin müssten die Prozesslücken, die priorisiert zu schließen sind, zeitnah im Rahmen von Branchenprozessen identifiziert werden. Hierbei wären insbesondere Prozesse zu priorisieren, die zur Hebung des systemischen Nutzens des Rollouts dienen. Auch für die Schließung der im Rechtsrahmen bestehenden Unsicherheiten ist eine enge Einbindung der Branche erforderlich.

6.7.4 Rollout-Prozesse deutschlandweit standardisieren

In Deutschland gibt es 857 grundzuständige Messstellenbetreiber und etwa 80 wettbewerbliche Messstellenbetreiber. Die Standardisierung von Prozessen über Deutschland hinweg wurde zwar in den letzten Jahren verbessert, ist jedoch noch immer sehr heterogen. Dies führt zum einen dazu, dass Synergien aufgrund von Doppelaufwänden nicht gehoben werden, und zum anderen dazu, dass sich überregional agierende Akteure mit vielen verschiedenen Anforderungen und Abläufen beschäftigen müssen. Zur Verbesserung dieser Situation könnte eine deutschlandweite Standardisierung und Harmonisierung von Prozessen intensiviert werden.

Dies hätte nicht nur für den Rollout positive Auswirkungen, sondern grundsätzlich für die Digitalisierung des Energiesystems.

Umsetzungsoptionen

Individuelle Netzbetreibervorgaben wie Technische Anschlussbedingungen (TAB), Technische Mindestanforderungen (TMA), Messkonzepte und individuell gestaltete Netzanschlussportale, Inbetriebsetzungsportale, Einspeiserportale oder Netzzugangsportale könnten als Option zeitnah in einer deutschlandweit einheitlichen Umsetzung für alle VNB zusammengeführt werden. Dies würde die Mehraufwände für Marktteilnehmer, die ihre Geschäftsmodelle auf Basis dynamischer Tarife, Flexibilitätsmanagement oder anderer Mehrwerte auf Basis der Smart-Metering-Infrastruktur entwickeln und skalieren möchten, verringern.

Deshalb könnte die Vereinheitlichung in diesen Bereichen konsequent vorangetrieben werden. Bestehende Widerstände einzelner Stakeholder aufgrund von historisch gewachsenen heterogenen Strukturen müssten dabei in geeigneter Form überwunden werden. Sinnvoll könnte eine Berücksichtigung dieser Überlegungen in den anstehenden Überarbeitungen der Technischen Anschlussregeln (TAR) des VDE FNN sein. Hier könnten unter anderem die standardmäßige Vorbereitung von Zählerplätzen zur Ausstattung mit intelligenten Messsystemen inklusive Steuerungseinrichtungen für die digitale und analoge Steuerung, Mitwirkungspflichten des Anlagenerrichters zur Kommunikationsanbindung (bspw. Vorbereitung von Antennen inkl. Empfangsprüfung) und Informationsaustausche zwischen den verschiedenen beteiligten Akteuren ergänzt und klar geregelt werden.

Zudem könnte eine Option darin bestehen zu prüfen, wie Interoperabilitätsfragen deutschlandweit effizienter gelöst werden können. Die konsequente Nutzung einheitlicher digitaler Schnittstellen hinter dem Hausanschluss, insbesondere für Neuanlagen, brächte Vorteile und würde erst die massengeschäftstaugliche Anbindung von Flexibilitäten ermöglichen. Denkbar wären auch öffentlich für alle Marktteilnehmer zugängliche Interoperabilitäts- und Testregister, die es ermöglichen, Erfahrungen und Lösungen einzelner Messstellenbetreiber systematisch zu dokumentieren und für andere nutzbar zu machen. Somit könnten individuelle Tests auf der Anwenderseite reduziert werden.

Die Interoperabilität erreicht durch Weiterentwicklungen der technischen Richtlinien in den letzten Jahren bereits einen hohen Grad. Über eine weitere Intensivierung der aufgesetzten und Initiierung von neuen Standardisierungspartnerschaften (bspw. zwischen VDE FNN, BSI, EEBUS) ließe sich diese weiter erhöhen, um Interchangeability einen Schritt näher zu kommen und die herstellerübergreifende Nutzung von Hardware und Software zu vereinfachen.

Wirkung auf Versorgungssicherheit

Durch klare und einheitliche Standards würde die Interoperabilität zwischen Geräten und Systemen verbessert werden, was die Betriebssicherheit erhöhen würde. Einheitliche Datenschnittstellen und harmonisierte Kommunikationswege können dazu ein konsistentes und aktuelles Monitoring des Netzzustands ermöglichen. Die schnellere und reibungslosere Integration von Steuerungsfunktionen würde die Reaktionsfähigkeit der Netze bei Störungen verbessern und das Risiko von Engpässen verringern.

Wirkung auf Treibhausgasneutralität

Die Harmonisierung der Prozesse rund um den Rollout kann den Ressourcenverbrauch reduzieren und unnötige Transporte sowie Installationsfahrten vermeiden. Durch die beschleunigte Integration steuerbarer Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen würde die Aufnahmefähigkeit der Netze für Erneuerbare Energien steigen. Gleichzeitig würde der Bedarf an Netzausbau optimiert werden, wodurch Flächen- und Materialeinsatz minimiert werden könnten.

Wirkung auf Kosteneffizienz

Die bundesweite Vereinheitlichung technischer Standards, Marktprozesse und Schnittstellen reduziert voraussichtlich Integrations- und Betriebskosten erheblich. Einheitliche Vorgaben würden Mehrfachentwicklungen reduzieren und den Test- und Abstimmungsaufwand zwischen Marktpartnern senken. Standardisierte Prozesse für MSB-Wechsel, Geräte austausch und Steuerungsintegration würden eine effizientere Ressourcennutzung ermöglichen und die Umsetzungszeiten verkürzen.

Umsetzungsvoraussetzungen

Für die Schaffung von deutschlandweit harmonisierten Vorgaben und Prozessen ist intensiv zwischen den verschiedenen Akteuren zu diskutieren, welche Vereinheitlichungs-, Beschleunigungs- und Automatisierungspotenziale bestehen und sind die oben skizzierten Optionen zu vervollständigen. Hierbei wären die Belange von Energievertrieben, Aggregatoren, Direktvermarktern, Flexibilität anbietern und neuen Dienstleistern zu berücksichtigen, um die größtmöglichen Kostensenkungspotenziale für das Gesamtsystem erzielen zu können.

7 Weiterführende Diskussion

In den vorangegangenen Kapiteln wurden zentrale Entscheidungsbedarfe und Handlungsoptionen für die Weiterentwicklung der Energiewende aufgezeigt und begründet. Aufgrund der zeitlichen und inhaltlichen Begrenzungen dieses Gutachtens konnten jedoch nicht alle relevanten Fragestellungen in der erforderlichen Tiefe untersucht werden. Für die weiterführende Analyse sind verschiedene Aspekte zu beachten, die in diesem Kapitel kurz vorgestellt werden. Diese erfordern eine vertiefte Analyse, weil zunächst Daten erhoben oder aufbereitet werden müssen oder weil umfangreiche Modellrechnungen zur Validierung von Annahmen notwendig wären. Andere Aspekte betreffen grundlegende forschungs- und entwicklungsintensive Fragestellungen, die nur im Rahmen eigenständiger Analysen umfassend bearbeitet werden können.

Bezahlbarkeit und Preisgünstigkeit

Die Preisgünstigkeit und damit die finanzielle Belastung der Endverbraucher konnte in diesem Gutachten nicht umfassend analysiert werden. Es wurde jedoch in einigen Fällen festgestellt, dass sich Kostensteigerungen ergeben können und heutige und zukünftige Energiepreise die Zahlungsbereitschaft übersteigen und damit Investitionen verzögern oder verhindern könnten. Eine nicht hinreichend gegebene Zahlungsbereitschaft bzw. -fähigkeit kann zu Nachteilen in Bezug auf die wirtschafts- und industriepolitischen Rahmenbedingungen der Volkswirtschaft führen. Des Weiteren kann die Frage der Bezahlbarkeit eng mit der gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende verbunden sein.

Die Frage der Bezahlbarkeit und der Preisgünstigkeit betrifft auch die Verteilungswirkungen steigender Energiepreise sowie die sozialen und wirtschaftlichen Folgen für Haushalte und Unternehmen. Eine vertiefte Untersuchung wäre notwendig, um fundierte Aussagen treffen zu können und mögliche Ausgleichsmechanismen zu analysieren.

Mikroökonomische Aspekte

Aus Verbraucherperspektive spielt die Bezahlbarkeit und Preisgünstigkeit eine zentrale Rolle. Aus Betreibersicht hingegen ist beispielsweise von zentraler Bedeutung, wie sich betriebswirtschaftliche Parameter entwickeln. Neben der Frage, ob in dem jeweiligen Geschäftsfeld ein rentabler Betrieb möglich ist, stellen sich beispielsweise auch Fragen nach Liquiditätsentwicklungen, Amortisationszeiten sowie Chancen und Risiken und der Planbarkeit der Rahmenbedingungen. Angesichts der für die Energiewende notwendigen Investitionstätigkeit muss dabei zusätzliches Eigen- und Fremdkapital zur Verfügung gestellt werden. Ist dies nicht in ausreichendem Umfang möglich, werden Investitionen nicht getätigt. Dies kann dazu führen, dass wirtschafts- und energiepolitische Zielsetzungen verfehlt werden. Daraus folgt die Erforderlichkeit einer politischen Diskussion ob, durch welche Maßnahmen und durch wen eine mögliche Lücke geschlossen werden kann bzw. soll.

Makroökonomische Aspekte

Die volkswirtschaftliche Finanzierungsfähigkeit der Energiewende, einschließlich der fiskalischen Auswirkungen und der Rolle privater Kapitalmärkte, wurde in diesem Gutachten nur am Rande betrachtet. Eine umfassende makroökonomische Analyse könnte aufzeigen, welche

Finanzierungsinstrumente langfristig tragfähig sind, wie Investitionskosten volkswirtschaftlich optimal verteilt werden können und welche Rolle staatliche Fördermechanismen spielen sollten.

Komplexität des Ordnungsrahmens

Der bestehende Ordnungsrahmen ist durch eine Vielzahl von Gesetzen, Verordnungen und Festlegungen und damit hoher Komplexität geprägt. Dies kann nicht nur die Umsetzung politischer Vorgaben erschweren, sondern auch Investitionsentscheidungen hemmen. Eine systematische Analyse könnte aufzeigen, inwiefern Vereinfachungen, Bürokratieabbau, Harmonisierung, Standardisierung oder Vereinfachung des Ordnungsrahmens Effizienzpotenziale heben könnten.

Optimierung unter Unsicherheit

Investitionsentscheidungen im Energiesystem werden derzeit erheblich durch Unsicherheiten beeinflusst. Dazu zählen beispielsweise unklare Rahmenbedingungen, Marktinstrumente deren Anwendung komplex sind und beschränkte Möglichkeiten zur Absicherung von Risiken. Unter diesen Bedingungen ist nicht zu erwarten, dass Märkte allein zu einem effizienten Ergebnis führen. Eine weiterführende Analyse zu politischen Maßnahmen ist notwendig, die Unsicherheiten reduzieren, die Planungssicherheit erhöhen, Investitionshemmnisse abbauen und die Finanzierungskosten senken könnten.

Eine verbesserte und umfänglichere Quantifizierung wesentlicher Kenngrößen der Energiesystemtransformation kann zu einer erhöhten Transparenz bei der Entscheidungsfindung beitragen. Die zuvor skizzierte Weiterentwicklung der Systementwicklungsstrategie kann hierzu einen Beitrag leisten. Hierbei könnten beispielsweise die in diesem Gutachten aufgeführten Handlungsoptionen in ihrer Wirkung bemessen werden.

Literaturverzeichnis

- 50 Hertz. (2025). *Zahlen, Daten & Fakten Übersicht 50Hertz*. https://www.50hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50hertz-client/dokumente/medien/publikationen/zahlen%20daten%20fakten/250328_50hertz_fl_daten-fakten_2025_a4-quer_de_web_rz.pdf
- 50 Hertz, Amprion, & Tennet. (2025). *Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zur Alternativen-Prüfung zur Umgehung des Artillerieschießgebietes Nordsee*. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/Bericht_der_UENB.pdf?blob=publicationFile&v=1
- 50 Hertz, & e.venture. (2024). *Stromverbrauch bis 2045—Weniger Stromverbrauch - Mehr Zeit für den Netzausbau*. https://e-vc.org/wp-content/uploads/2412_e.venture-consulting_Stromverbrauch_bis_2045.pdf
- acatech & DECHEMA. (2024). *Elektrolyse-Monitor. Wasserstoff Kompass*. <https://www.wasserstoff-kompass.de/elektrolyse-monitor>
- ACER. (2024a). *Advancing cross-system solutions to address electricity network challenges*. <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>
- ACER. (2024b). *Energy retail—Active consumer participation is key to driving the energy transition: How can it happen?* (S. 84) [Market Monitoring Report]. ACER, CEER. https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/09/ACER-CEER_2024_MMR_Retail-1.pdf
- ACER. (2025a). *DECISION No 07/2025 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS of 11 August 2025 on the European Resource Adequacy Assessment for 2024*. <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER-Decision-07-2025-ERAA-2024.pdf>
- ACER. (2025b). *Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe—ACER report on network tariff practices*. <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>
- ADAC. (2025). *Verkehrswende und Elektromobilität: Sind die Klimaziele bis 2030 erreichbar?* <https://www.adac.de/news/e-monitoring/>
- AGEB. (2025). *Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990 bis 2024 [Dataset]*. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/EBD24p1_Auswertungstabellen_deutsch.xlsx
- AGEE Stat. (2025). *Entwicklung der erneuerbaren Energien im 1. Halbjahr 2025*. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/Erneuerbare_Halbjaehr2025_AGEE-Stat.pdf
- Agora Energiewende. (2025). *Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2025*. https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2025/2024-18_DE_JAW24/A-EW_351_JAW24_WEB.pdf
- Agora Energiewende and Agora Industry. (2024). *Low-carbon hydrogen in the EU. Towards a robust definition in view of costs, trade and climate protection*. https://www.agora-energie-wende.org/fileadmin/Projekte/2024/2024-11_EU_Low_Carbon_H2/A-EW_334_Low_Carbon_H2_WEB.pdf
- Agora Energiewende, & FfE. (2023). *Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen—Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. Die Stromkosten für alle senken können*. https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf
- Agora Energiewende, Prognos, GEF. (2024). *Wärmenetze: Klimaneutral, wirtschaftlich und bezahlbar. Wie kann ein zukunftssicherer Business Case aussehen?* Agora Energiewende. <https://www.agora-energie-wende.de/publikationen/waermenetze-klimaneutral-wirtschaftlich-und-bezahlbar>
- Agora Industrie, & TUHH. (2023). *Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland*. https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2022/A-EW_306_SNG_Imports_WEB.pdf

- Agora, Prognos AG, & Öko-Institut e.V. (2024). *Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung—Vertiefung der Szenariopfade*. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_349_KNDE_Szenariopfade_WEB.pdf
- Ambrose, J. (2025). „A mess“: Energy suppliers face scramble to install smart meters in UK homes. *The Guardian*. <https://www.theguardian.com/business/2025/feb/09/a-mess-energy-suppliers-face-scramble-to-install-smart-meters-in-uk-homes>
- Amprion. (2025). *Finanzbericht über Amprion*. https://www.amprion.net/Dokumente/Amprion/Gesch%C3%A4ftsberichte/2024/Finanzbericht_%C3%9Cber-Amprion.pdf
- Ariadne. (2022). *Herausforderungen bei der Digitalisierung der Energieversorgung*. Ariadne. https://www.cines.fraunhofer.de/content/dam/zv/cines/dokumente/publikationen/digitalisierung/Ariadne-Hintergrund_DigitalisierungEnergieversorgung_November2022_Jonathan%20Berg-str%C3%A4%C3%9Fer.pdf
- Ariadne. (2025). *Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045*. Potsdam Institute for Climate Impact Research. https://publications.pik-potsdam.de/pubman/item/item_32090
- Aurora. (2025). *Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040*. <https://www.enbw.com/media/presse/docs/gemeinsame-pressemitteilungen/2025/zusammenfassung-systemkostenstudie-aurora-zzgl-enbw-ableitungen.pdf>
- bayernwerk. (2023). *Konzept »Einspeisesteckdose« Proaktiver Ansatz zum Netzanschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen*. <https://www.bayernwerk.de/content/dam/revu-global/bayernwerk/documents/ueber-bayernwerk/innovation/proaktiver-ansatz-zum-netzanschluss-von-erneuerbaren-energien-anlagen-ew.pdf>
- bayernwerk. (2025). *Spitzenkappung*. <https://www.bayernwerk-netz.de/de/energie-einspeisen/redispatch-2-0/spitzenkappung.html>
- BCG und BDI. (2021). *Klimapfade 2.0 -Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. <https://web-assets.bcg.com/58/57/2042392542079ff8c9ee2cb74278/klimapfade-study-german.pdf>
- BDEW. (2024a). *Stellungnahme: Delegierter Rechtsakt über die Methodik zur Bewertung von Treibhausgas-einsparungen durch kohlenstoffarme Brennstoffe*. https://www.bdew.de/media/documents/241025_BDEW_Stn_DA_Low_Carbon_Fuels_final_DE.pdf
- BDEW. (2024b). *Zu den Analysen und Berichten des BMWK nach § 48 MsbG*. https://www.bdew.de/media/documents/2024-02-26_BDEW-Positionspapier_BMWK-Berichte_allg_ohneAP.pdf
- BDEW. (2025). *Stellungnahme zum Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich, zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften sowie zur rechtsförmlichen Bereinigung des Energiewirtschaftsrechts*. https://www.bdew.de/media/documents/250718_BDEW-Stellungnahme_RefE-EnWG-Novelle_2025_gesamt_oA_korrigiert_end_1.pdf
- BDI. (2025). *Transformationspfade für Deutschland*. <https://bdi.eu/themenfelder/energie-und-klima/transaktionspfade#>
- BDI/BCG/IW. (2025). *Energiewende auf Kurs bringen*. <https://bdi.eu/artikel/news/transaktionspfade-studie-energiewende-auf-kurs-bringen>
- BEE, BBH, & Fraunhofer IEE. (2024). *Netzverknüpfungspunkte-Studie—Gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch Erneuerbare Energien, Speicher und Anlagen zur Sektorenkopplung*. https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Studien/2024/20240310_BEE_Studie_NVP.pdf
- BET Consulting, Bergische Universität Wuppertal, & BMU Energy Consulting GmbH. (2025). *Gutachten für die dena-Verteilnetzstudie II*. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Gutachten_VNSII.pdf
- Bettzüge. (2024). *Forum für Zukunftsenergien—Umsetzung der Energiewende: Zwischen Wunsch und Wirklichkeit*. https://zukunftsenergien.de/fileadmin/user_upload/2024-KuratSchri_final.pdf#page=17

- Bitkom. (2024a). *Die Digitalisierung der Energiewende*. <https://www.bitkom.org/sites/main/files/2024-03/BitkomChartsEnergy2024.pdf>
- Bitkom. (2024b). *Rechenzentren in Deutschland - Aktuelle Marktentwicklungen Stand 2024*. <https://www.bitkom.org/Bitkom/Publikationen/Studie-Rechenzentren-in-Deutschland>
- BMV. (2021). *Mit der Elektrobahn klimaschonend in die Zukunft - Das Bahn-Elektrifizierungsprogramm des Bundes*. <https://www.bmv.de/SharedDocs/DE/Artikel/E/schiene-aktuell/elektrobahn-klimaschonend-zukunft-bahn-elektrifizierungsprogramm.html?editorSupport=true%3FresourceId%3D14470%3FresourceId%3D14470%3FresourceId%3D14470%3FpageLocale%3Dde%3FresourceId%3D14470%3FresourceId%3D452902%3FresourceId%3D14470%3FresourceId%3D14470>
- BMWE. (2025a). *Bundesregierung ebnet den Weg für CO₂-Speicherung und -Nutzung*. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2025/08/20250806-bunderegierung-ebnet-weg-fuer-co2-speicherung-nutzung-ccs-ccu.html>
- BMWE. (2025b). *Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften*. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/entwurf-eines-gesetzes-zur-beschleunigung-der-verfuegbarkeit-von-wasserstoff.html?utm_source=chatgpt.com
- BMW. (2020). *Die Nationale Wasserstoffstrategie*. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publication-File&v=11
- BMW. (2021). *Förderaufruf zur Weiterentwicklung und Anwendung der Smart Meter Gateway—Kommunikationsplattform für die Digitalisierung von Energienetzen (DigENet I)*. https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/449b8020-772a-11ee-ac3d-a0369fe1b534/live/document/BMWi_F%C3%B6rderaufruf_DigENet_I.pdf
- BMW. (2022a). *Rahmenbedingungen und Anreize für Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur*. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/rahmenbedingungen-und-anreize-fuer-elektrofahrzeuge.html>
- BMW. (2022b). *Zweiter Förderaufruf zur Weiterentwicklung und Anwendung der Smart Meter Gateway—Kommunikationsplattform für die Digitalisierung von Energienetzen (DigENet II)*. https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/5693bd54-7a8a-11ee-ac3d-a0369fe1b534/current/document/220714_F%C3%B6rderaufruf_DigENet_II_final.pdf
- BMW. (2023a). *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie*. https://www.bmbf.de/Shared-Docs/Downloads/DE/20/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- BMW. (2023b). *Mehr Tempo bei der Transformation der Wärmeversorgung. Wärmenetze klimaneutral um- und ausbauen*. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0612-erklerung-fernwaerme-gipfel.html>
- BMW. (2023c). *Roadmap Systemstabilität*. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231204-roadmap-systemstabilitaet.pdf?__blob=publication-File&v=14
- BMW. (2024a). *Branchendialog Beschleunigung Netzanschlüsse*. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/branchendialog-zur-beschleunigung-von-netzanschluesen.html>
- BMW. (2024b). *Die Systementwicklungsstrategie: Ein Rahmen für die Transformation zum klimaneutralen Energiesystem*. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/ses.html>
- BMW. (2024c). *Übersicht der deutschen IPCEI Hy2Infra-Projekte*. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/I/ipcei-deutsche-hy2infra-projekte.pdf?__blob=publication-File&v=7

- BMWK. (2024d). *Update of the Integrated National Energy and Climate Plan of the Federal Republic of Germany - August 2024*. https://commission.europa.eu/publications/germany-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en
- BMWK. (2025). *Weißbuch Wasserstoffspeicher*. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch-wasserstoffspeicher-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- BMWK LFS. (2024). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*. <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>
- BNE, & SMI. (2024). *Digitalisierungsbericht gemäß § 48 des Messstellenbetriebsgesetzes*. <https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/24-09-18-bne-SMI-Stellungnahme-Digitalisierungbericht-fin.pdf>
- BNetzA. (2020). *Beschluss Az. PGMF-8116-EnWG § 13*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Konsultationen/Redispatch/FestlegungMindestfaktoren.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- BNetzA. (2022). *Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (Version 2023)*. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf
- BNetzA. (2023). *Konsultation für den Umweltbericht zum Stromnetzausbau*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20231116_Praeferenzraeume.html
- BNetzA. (2024a). *Bestätigung des NEP 2037/2045 (Version 2023)*. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-03/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf
- BNetzA. (2024b). *Festlegungsverfahren zur Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“ (Konsultation von Eckpunkten)*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-241/BK6-23-241_konsultationsdokument.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- BNetzA. (2024c). *NEP 2037/2045 (2023)*.
- BNetzA. (2024d). *Verfahren zur Zuteilung von Entnahmeleistungen aus Netzebenen oberhalb der Niederspannung. Konsultation eines Verfahrensvorschlags*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2024/BK6-24-245/BK6-24-245_Verfahren.html
- BNetzA. (2025a). *Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen [Dataset]*. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html>
- BNetzA. (2025b). *Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen—Bekanntgabe der Ausschreibungsergebnisse N-10.1 und N-10.2*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_72_Offshore/Ausschr_vorunters_Flaechen/start.html
- BNetzA. (2025c). *Bundesnetzagentur—Presse—Bundesnetzagentur legt Hochlaufentgelt für das Wasserstoff-Kernnetz fest*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250714_Hochlauf.html
- BNetzA. (2025d). *Diskussionspapier—Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%233_AgNes/Downloads/Diskussionspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- BNetzA. (2025e). *Eckpunktepapier für eine Ergänzungsfestlegung zur Festlegung GBK-24-01-2#1 (WANDA)*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2024/GBK-24-01-2%232_Erg_WANDA/Downloads/Eckpunktepapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- BNetzA. (2025f). *Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/Elektrizitaetund-Gas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_SR_2025Gas.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- BNetzA. (2025g). *Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (Version 2025)*. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-04/Genehmigung%20Szenariorahmen%202025_0.pdf
- BNetzA. (2025h). *Marktstammdatenregister [Dataset]*. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
- BNetzA. (2025i). *Monitoringbericht*. <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html>

- BNetzA. (2025j). *Roll-out intelligente Messsysteme: Quartalsweise Erhebung* [Monitoring Q1 2025]. Bundesnetzagentur. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/start.html>
- BNetzA. (2025k). *Strommarktdaten*. <https://www.smard.de/home/energiedaten-kompakt/energiedaten-kompakt>
- BNetzA. (2025l). *Versorgungssicherheit Strom—Feststellung des Netzreservebedarfs für den Winter 2025/2026 sowie den Betrachtungszeitraum April 2027 bis März 2028*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/DL/Netzreservebedarf_2025.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- BNetzA. (2025m). *Versorgungssicherheit Strom—Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität*. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/V/versorgungssicherheitsbericht-strom.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- BNetzA, & Bundeskartellamt. (2020). *Monitoringbericht 2019*. https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht_energie2019.pdf
- BNetzA, & Bundeskartellamt. (2021). *Monitoringbericht 2020*. https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht_energie2020.pdf
- BNetzA, & Bundeskartellamt. (2025). *Monitoringbericht 2024*. <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>
- BSH. (2023). *Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nordsee und Ostsee*. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2023_1/Flaechenentwicklungsplan_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- BSH. (2025a). *Entscheidung des BSH bezüglich der beding ten Festlegung des Trassenverlaufs für die Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-12-1, NOR-12-2 und NOR-13-1*. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/250515_Entscheidung_BSH.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- BSH. (2025b). *Flächenentwicklungsplan 2025 für die deutsche Nordsee und Ostsee*. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/FEP_2025.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- BSI. (2025a). *Smart-Meter-Gateway—Cybersicherheit für die Digitalisierung der Energiewirtschaft*. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Broschueren/Smart-Meter-Gateway.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- BSI. (2025b). *Zertifikate zur Technische Richtlinie BSI-TR-03109-5* [Zertifikatsübersicht]. https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/Kommunikationsadapter/Zertifikate/Zertifikate_TR_03109-5_node.html
- BSI. (2025c). *Zertifizierte Produkte—Intelligente Messsysteme*. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. <https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/Smart-Meter-Gateway/Zertifikate24Msbg/produkte.html>
- BSW. (2025). *Gesetzliches Photovoltaik-Ziel 2030: Erst(e) Hälfte ist geschafft* [Pressemeldung]. <https://www.solarwirtschaft.de/2025/07/04/gesetzliches-photovoltaik-ziel-2030-erste-haelfte-ist-geschafft/#:~:text=Insgesamt%20sind%20rund%20107%2C5,auch%20unsere%20Pressegrafik%20zum%20Thema.>
- Bundesrechnungshof. (2024). *Bericht nach § 99 BHO - zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung*. https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2024/energiewende-volltext.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- BuVEG. (2025). *Sanierungsquote*. <https://buveg.de/sanierungsquote/>
- bwp. (2025a). *Absatzzahlen*. <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/absatzzahlen/>

- bwp. (2025b). *Wärmepumpe belegt erstmals Top-Position unter den verkauften Heizsystemen—Verband fordert Klarheit über zukünftige Rahmenbedingungen.* <https://www.waermepumpe.de/presse/news/details/waermepumpe-belegt-erstmals-top-position-unter-den-verkauften-heizsystemen-verband-fordert-klarheit-ueber-zukuenftige-rahmenbedingungen/>
- Caglayan, D. G., Weber, N., Heinrichs, H. U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P. A., & Stolten, D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(11), 6793-6805. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>
- Casas Ferrús, M. N., Ruhnau, O., & Madlener, R. (2024). Portfolio effects in green hydrogen production under temporal matching requirements. *Energy Strategy Reviews*, 56, 101580. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101580>
- CDU, CSU und SPD. (2025). *Verantwortung für Deutschland—Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 21. Legislaturperiode.* <https://www.koalitionsvertrag2025.de/>
- Consentec. (2018). *Konzepte für Redispatch-Beschaffung und Bewertungskriterien.* https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/konzepte-fuer-redispatch.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- Consentec. (2024). *Sachverständigengutachten zum Festlegungsverfahren BK6-23-241—Weiterentwicklung von Redispatch 2.0.* https://consentec.de/app/uploads/2024/07/BK6-23-241_gutachten-1.pdf
- Consentec, Fraunhofer ISI, & Fraunhofer IEG. (2025). *Planung von Verteilnetzen der Zukunft (VN-Zukunft).* https://consentec.de/app/uploads/2025/08/Consentec_ISI_IEG_BMWK_VN-Zukunft_Abschluss-Ber_20250627-1.pdf
- Consentec, & Frontier Economics. (2024). *Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom.* BDEW. https://www.bdew.de/media/documents/Studie_Prognose_und_Analyse_der_Netzentgeltentwicklung_Strom.pdf
- Decarbonize. (2024). *Novellierung des MsbG für ein besseres Smart Grid.* <https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/67/f0/572322/Stellungnahme-Gutachten-SG2507010013.pdf>
- Deloitte. (2024). *Low-carbon fuels—The last mile to net-zero.* <https://www.deloitte.com/global/en/issues/climate/low-carbon-fuels.html>
- dena. (2024). *Aufbau und Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland.* <https://www.dena.de/infocenter/aufbau-und-finanzierung-von-wasserstoffspeichern-in-deutschland/>
- dena. (2025a). *Dena-Verteilnetzstudie II - Weichenstellungen bei Verteilnetzbetreibern für Klimaneutralität - eine spartenübergreifende Perspektive.* Deutsche Energie-Agentur. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/dena_Verteilnetzstudie_II.pdf
- dena. (2025b). *Stand und Entwicklung des Rechenzentrumsstandorts Deutschland.* BMWK. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Technologie/stand-und-entwicklung-des-rechenzentrumsstandorts-deutschland.html>
- Destatis. (2024). *Neuzulassungen: Anteil von Elektroautos bleibt gering.* https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Verkehr/E_PKW_Neuzulassungen.html
- Destatis. (2025). *GENESIS-Online Datenbank.* <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online>
- Deutsche Welle. (2025). *Grüner Stahl: Warum Milliarden-Subventionen nicht reichen.* <https://www.dw.com/de/arcelormittal-stoppt-umbau-gruener-stahl-wasserstoff-treibhausgas-emission-industrie-subventionen/a-73217137>
- Deutsche Windguard. (2025). *Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland—Erstes Halbjahr 2025.* https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/2025_Status_des_Offshore-Windenergieausbaus_Erstes_Halb-jahr.pdf
- Dezernat Zukunft - Institut für Makrofinanzen. (2024). *Kapitalengpässe lösen, Netzkosten reduzieren - Effekte staatlicher Beteiligungen auf den Stromübertragungsnetzausbau.* https://dezernatzukunft.org/wp-content/uploads/2024/11/20241202_Stromnetzfinanzierung_FINAL.pdf

- Dierks, S. (2025). Müller sieht hohes Potenzial für und durch Freileitungen. *Energate messenger*. <https://www.energate-messenger.de/news/251009/mueller-sieht-hohes-potenzial-fuer-und-durch-freileitungen>
- DIW. (2023). *Energetische Sanierung von Gebäuden kann durch Mindeststandards und verbindliche Sanierungsziele beschleunigt werden*. https://www.diw.de/de/diw_01.c.868221.de/publikationen/diw_aktuell/2023_0087/energetische_sanierung_von_gebaeuden_kann_durch_mindeststandards_und_verbindliche_sanierungsziele_beschleunigt_werden.html
- DNV und Agora. (2024). *Boosting flexibility in distribution grids*. https://www.agora-energie-wende.org/fileadmin/Projekte/2023/2023-23_EU_boosting_flexibility/24-0184_Rev.2_DNV_Report_Agora_Energiewende_-_Boosting_flexibility_in_distribution_grids.pdf
- DWV. (2022). *Emissionsfreie Stahlerzeugung*. https://dwv-info.de/wp-content/uploads/2023/04/2022-03-30-DWV-HySteel-LBST_Emissionsfreie_Stahlerzeugung-1.pdf
- e-bridge & E.DIS. (2023). *Synchronisierung von EE-Zubau und Netzkapazitäten in der Hochspannung—Akzeptanz der Energiewende durch Redispatch-Vorbehalt*. https://e-bridge.de/wp-content/uploads/2023/07/E-Bridge_EW_06_2023_Steigerung-Effizienz-und-Akzeptanz-Energiewende-durch-RD-Vorbehalt.pdf
- EEX. (2025). *HYDRIX*. <https://www.eex-transparency.com/hydrogen/germany>
- ef.Ruhr et al. (2021). *Gutachten zur Weiterentwicklung der Strom-Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen auf Grund einer fortschreitenden Sektorenkopplung und neuer Verbraucher („NRW-Verteilnetzstudie“)*. https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/210609_nrw_verteilnetzstudie_final.pdf
- EHB. (2023). *European Hydrogen Backbone: Implementation Roadmap*. <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-2023-Implementation-Roadmap-Part-1.pdf>
- Eicke, A. et al. (2022). *Regionale Steuerungsinstrumente im Stromsektor*. <https://ariadneprojekt.de/publikation/ariadne-analyse-regionale-steuerungsinstrumente-im-stromsektor/>
- Enagas. (2025). *Hydrogen infrastructure in Spain*. <https://www.enagas.es/en/energy-transition/hydrogen-network/hydrogen-infrastructure-spain/>
- Enargus. (2025). *Szenariorechnung*. https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d12548-2/**/Szenariorechnung?op=Wiki.getwiki
- energate Messenger. (2025). *Solarwatt bietet Installateuren Smart-Meter-Einbau an*. <https://www.energate-messenger.de/news/253906/solarwatt-bietet-installateuren-smart-meter-einbau-an>
- ENTSO-E. (2024). *European Resource Adequacy Assessment 2024*. <https://www.entsoe.eu/eraa/2024/downloads/>
- ENTSO-E, & ENTSO-G. (2024). *TYNDP 2024*. https://2024.entsoe-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2025/01/TYNDP_2024_Scenarios_Report_Final_Version_250128_web.pdfv
- ENTSOG. (2024). *TYNDP 2024 Annex A - Projects [Dataset]*. <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2024>
- ENTSOG. (2025). *Hydrogen Infrastructure Map*. <https://www.h2inframap.eu/>
- E.ON. (2024). *Kurzposition der E.ON Netzbetreiber und Messstellenbetreiber zum Referentenentwurf für ein Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung („Wachstumsinitiative“)*. <https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/c2/bd/370382/Stellungnahme-Gutachten-SG2411040013.pdf>
- E.ON. (2025). *Wie wir Smart Meter günstiger, effizienter und kundenfreundlicher in die Fläche bringen*. <https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/bc/8f/517531/Stellungnahme-Gutachten-SG2505140004.pdf>
- E.ON, EWEnetz, Netze BW, & Stromnetz Berlin. (2024). *Aktionsplan „Intelligentes Messen und Steuern“*. <https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/da/f4/388244/Stellungnahme-Gutachten-SG2412200022.pdf>

- EPICO, & Guidehouse (Hrsg.). (2025). *Prioritäten für eine Flexibilitätsagenda für das deutsche Stromsystem*. https://epico.org/uploads/files/EPICO-Flexibilitaetsagenda_FINAL.pdf
- Equinor. (2024). *CO₂ Speicherprojekt Northern Lights*. <https://www.equinor.de/co2-management/northern-lights>
- ERK. (2025). *Zweijahresgutachten 2024—Gutachten zu bisherigen Entwicklungen der Treibhausgasemissionen, Trends der Jahresemissionsgesamtmengen und Jahresemissionsmengen sowie Wirksamkeit von Maßnahmen (gemäß § 12 Abs. 4 Bundes-Klimaschutzgesetz)*. https://expertenrat-klima.de/content/uploads/2025/03/ERK2025_Zweijahresgutachten-2024.pdf
- ESYS. (2023). *Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland: Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement (Energiesysteme der Zukunft)*. acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften. https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_IntEv.pdf
- EU-Kommission. (2023a). *Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin*. https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj/eng
- EU-Kommission. (2023b). *Net-Zero Industry Act*. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/green-deal-industrial-plan/net-zero-industry-act_en#:~:text=This%20Act%20will%20attract%20investments,ef-forts%20to%20become%20energy%20independent
- EU-Kommission. (2025a). *Commission delegated regulation (EU) specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from low- carbon fuels*. https://energy.ec.europa.eu/publications/commission-delegated-regulation-eu-specifying-methodology-assessing-greenhouse-gas-emissions-savings_en
- EU-Kommission. (2025b). *European Hydrogen Bank*. https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/european-hydrogen-bank_en
- EU-Kommission. (2025c). *Net-Zero Industry Act*. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/green-deal-industrial-plan/net-zero-industry-act_en#:~:text=This%20Act%20will%20attract%20investments,ef-forts%20to%20become%20energy%20independent
- Europäische Union. (2019). *Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (S. 125-199)*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>
- E-Venture. (2024). *Stromverbrauch bis 2045*. https://e-vc.org/wp-content/uploads/2412_e.venture-consulting_Stromverbrauch_bis_2045.pdf
- EWI. (2023). *Investitionen der Energiewende bis 2030—Investitionsbedarf im Verkehrs-, Gebäude- und Stromsektor*. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/investitionen-der-energiewende-bis-2030/>
- EWI. (2024a). *Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045*. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/abschaetzung-der-netzausbaukosten-und-die-resultierenden-netzentgelte-fuer-baden-wuerttemberg-und-deutschland-zum-jahr-2045/>
- EWI. (2024b). *Datengrundlage für die H₂Bilanz 2024 2. Halbjahr*. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/datengrundlage-fuer-die-h2bilanz-2024-2-halbjahr/>
- EWI. (2024c). *Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern*. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/die-bedeutung-von-wasserstoffspeichern/>
- EWI. (2024d). *Geeconomics of Green Hydrogen*. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/goeconomics-of-green-hydrogen/>

- EWI. (2024e). *Wasserstoffspeicher in Deutschland und Europa: Modellbasierte Analyse bis 2050*. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/wasserstoffspeicher-in-deutschland-und-europa-modellbasierte-analyse-bis-2050/>
- EWI. (2025a). *EWI Global PtX Cost Tool V2.1*. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/ewi-global-ptx-cost-tool-v2-1/>
- EWI. (2025b). *Low Carbon Hydrogen: A techno-economic and regulatory analysis*. <https://www.ewi.uni-koeln.de/en/publications/low-carbon-hydrogen-a-techno-economic-and-regulatory-analysis/>
- EWI. (2025c). *Optimierte Netzanschlüsse von Wind und PV: Wie sich durch Überbauung Netzausbaukosten einsparen lassen*. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/06/EWI_Optimierte-Netzanschluesse-von-Wind-und-PV.pdf
- EWS Schöna. (2025). *Beschleunigung des Windenergieausbaus in Baden-Württemberg*. https://www.ews-schoenau.de/export/sites/ews/ews/presse/.files/Kurzstudie_Windausbau_BaWue_final.pdf
- EY, & BET. (2020). *Gutachten Digitalisierung der Energiewende—Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung*. BMW. https://www.bet-consulting.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Barometergutachten_TopThema2_lang.pdf
- EY, & BET. (2024). *Voruntersuchung zu den Analysen und Berichten des BMWK nach § 48 MsbG*. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/digitalisierungsbericht-energiewende-a1-voruntersuchung.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- Fachagentur Wind und Solar. (2025). *Gütefaktoren von Windenergieanlagen an Land—Auswertung prognostizierter Standorterträge von Anlagen mit Vergütungsanspruch aus der Ausschreibung*. https://www.fachagentur-wind-solar.de/fileadmin/Veroeffentlichungen/Wind/Analysen/FA_Wind_Solar_Guetefaktoren_WEA_mit_Ausschreibungszuschlag.pdf
- FfE. (2021). *Was ist Netzdienlichkeit?* https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/07/20210428_Was-ist-Netzdienlichkeit_HP.pdf
- FfE. (2024). *Mindestanteile für grünen Wasserstoff in der Industrie: Die Folgen der RED III*. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/mindestanteile-fuer-gruenen-wasserstoff-in-der-industrie-die-folgen-der-red-iii/>
- FfE. (2025a). *„Smart Meter Light“ in der Diskussion - Fortschritt oder Flickenwerk?* Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/07/FfE_Whitepaper_Smart-Meter_Light-Jul25-2.pdf
- FfE. (2025b). *Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht*. https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/07/Discussion_Paper-Investitionskosten_Elektrolyse-2.pdf
- FfE. (2025c). *Whitepaper Kohlenstoffarmer Wasserstoff*. https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/08/FfE_Whitepaper_Kohlenstoffarmer-Wasserstoff-8-25.pdf
- Figueroa, C. (2025). *Smart Meter Light: Valider Vorschlag zur Unzeit*. *Spot my Energy - Blog*. <https://spot-myenergy.de/smart-meter/smart-meter-light/>
- FNB Gas. (2024). *Gemeinsamer Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz*. https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/07/2024_07_22_Antrag_Wasserstoff-Kernnetz_final.pdf
- Fraunhofer IEE. (2022). *Flexible Wärmepumpen im Verteilnetz—Studie zum Einfluss von kurzfristig umsetzbaren Flexibilitäten elektrischer Wärmepumpensysteme auf zukünftige Netzüberlastungen in einer Beispielregion*. https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/Kurzstudie_FlexWP.pdf
- Fraunhofer IEG. (2025). *Hintergrundscenarien zur Festlegung des Hochlaufentgelts im Wasserstoff-Kernnetz*. <https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/29abeba8-6422-44ff-8f43-6f94f31e5f59/content>
- Fraunhofer ISE. (2024a). *Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies*. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2024_ISE_Study_Levelized_Cost_of_Electricity_Renewable_Energy_Technologies.pdf

- Fraunhofer ISE. (2024b). *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem*. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>
- Fraunhofer ISI. (2024). *Direkte Elektrifizierung von industrieller Prozesswärme. Eine Bewertung von Technologien, Potenzialen und Zukunftsaussichten für die EU. Zusammenfassung im Auftrag von Agora Industrie*. https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projects/2023/2023-20_IND_Electrification_Industrial_Heat/A-IN_340_Electrification_Industrial_Heat_DE_WEB.pdf
- Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg), & Technische Universität Berlin. (2024). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland* 3. https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_O45_Stromnetze_20241016.pdf
- Fraunhofer IWES. (2025). *Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 24 und 25*. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/Adhoc_Analyse_Ertragsmodellg_24_25.pdf?blob=publicationFile&v=3
- Frontier Economics. (2021). *Grünstromkriterien der RED II*. <https://www.frontier-economics.com/media/wcmieebg/analyse-red-ii-kritieren.pdf>
- Frontier Economics. (2023). *Die Zukunft der energieintensiven Industrien in Deutschland*. <https://www.frontier-economics.com/media/z15a22w4/die-zukunft-der-energieintensiven.pdf>
- Frontier Economics. (2025). *Kraftwerksstrategie: Festlegung auf Gas oder Technologiemark*. <https://www.lee-nrw.de/data/documents/2025/08/21/610-68a6ca0845377.pdf>
- Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen, 28 (2025).
- Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung, 5 (2025).
- Gesetz zur Festlegung von Flächenbedarfen für Windenergieanlagen an Land (2025). <https://www.gesetze-im-internet.de/windbg/index.html#BJNR135310022BJNE000100000>
- Glenk, G., Holler, P., & Reichelstein, S. (2023). Advances in power-to-gas technologies: Cost and conversion efficiency. *Energy & Environmental Science*, 16(12), 6058-6070. <https://doi.org/10.1039/D3EE01208E>
- Grimm, V., Oechsle, L., & Zöttl, G. (2024). *Levelized cost of load coverage (LCOLC)—A simple and meaningful cost measure for electricity*. https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=5112248
- Gust, S. (2025a). Smart Meter Light - Branchenstreit um Technik spitzt sich zu. *Zeitung für kommunale Wirtschaft*. <https://www.zfk.de/digitalisierung/smart-city-energy/smart-meter-light-branchenstreit-um-den-digitalen-zaehlertyp-spitzt-sich-zu>
- Gust, S. (2025b). ZMP 2025: „Einfach mal machen“. *Zeitung für kommunale Wirtschaft*. <https://www.zfk.de/digitalisierung/smart-city-energy/zmp-2025-einfach-mal-machen>
- H2Global. (2025). *H2Global Stiftung*. <https://h2-global.org/>
- HINT.Co. (2024). *Resultate erste Auktion H2-Global grünes Ammoniak*. <https://h2-global.org/news/results-of-the-pilot-auction/>
- Horizonte Group. (2024). *Technische Studie Metering gMSB*. <https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/c4/6a/354196/Stellungnahme-Gutachten-SG2409160008.pdf>
- IAEW. (2023). *Nationale und internationale Offshore-Vernetzung*. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/Studie_Offshore-Vernetzung_2023_1.pdf
- IEA. (2024a). *Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database—Data product*. IEA. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>
- IEA. (2024b). *Hydrogen Technology Collaboration Programme*. <https://www.ieahydrogen.org/>

- INES - Initiative Energie speichern. (2025). *Wasserstoffspeicher in Deutschland - Vorstellung der Ergebnisse der Market Assessment for Hydrogen Storage (MAHS)*. <https://energien-speichern.de/ines-veroeff-fentlicht-ergebnisse-zur-marktabfrage-mahs/>
- Kanaan, R. (2023). *Economical assessment comparison for hydrogen reconversion from ammonia using thermal decomposition and electrolysis*. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403212300641X>
- Kanaan, R., Affonso Nóbrega, P. H., Achard, P., & Beauger, C. (2023). Economical assessment comparison for hydrogen reconversion from ammonia using thermal decomposition and electrolysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 188, 113784. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113784>
- Kockel, C., Kulawik, J., Wohlleben, D., & Praktijnjo, A. (2024). *Which Way to Choose? A Generic Modular Life Cycle Assessment for Hydrogen Production and Import Pathways to Germany*. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/which-way-to-choose-a-generic-modular-life-cycle-assessment-for-hydrogen-production-and-import-pathways-to-germany/>
- LEW. (2025). *Spitzenkappung*. <https://www.lew-verteilnetz.de/lew-verteilnetz/fuer-einspeiser/redis-patch/spitzenkappung>
- Matthes, F., & Brauer, J. (2025). *Wasserstoff-Erzeugungskosten, Determinanten, Stand und Perspektiven*. Öko-Institut e.V., Deloitte Sustainability & Climate GmbH. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Matthes_Brauer-Wasserstoff-Erzeugungskosten.pdf
- McKinsey. (2025). *Zukunftspfad Stromnachfrage*. <https://www.mckinsey.de/news/presse/2025-01-20-zukunftspfad-stromnachfrage>
- Mehr, A. S., Phillips, A. D., Brandon, M. P., Pryce, M. T., & Carton, J. G. (2024). Recent challenges and development of technical and technoeconomic aspects for hydrogen storage, insights at different scales; A state of art review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 70, 786-815. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.05.182>
- Mitnetz. (2025). *SNAP - Schnelle Netzanschlussprüfungen*. <https://one.eon.com/de/unsere-produkte/snap.html>
- Neon. (2023). *Zeitvariable Verteilnetzentgelte - Eine ökonomische Perspektive auf die deutsche Netzentgeltsystematik*. <https://neon.energy/variable-netzentgelte>
- Neon. (2024). *Mehrwert dezentraler Flexibilität Oder: Was kostet die verschleppte Flexibilisierung von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern?* <https://neon.energy/Neon-Mehrwert-Flex.pdf>
- Netztransparenz. (2024a). *EEG-Jahresabrechnung 2023*. <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen>
- Netztransparenz. (2024b). *Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2025 bis 2029*. EWI. <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Finanzierung/Mittelfristprognosen>
- NOW GmbH. (2023). *FuelEU Maritime Regulation - How does it affect the maritime sector?* https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/10/NOW_Factsheet_FuelEuMaritime_Oktober-2023.pdf
- NOW GmbH. (2024a). *Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf - Neuauflage 2024 (Nov 2024)*. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2024/06/Studie_Ladeinfrastruktur-2025-2030_Neuauflage-2024.pdf
- NOW GmbH. (2024b). *ReFuelEU Aviation Regulation - How does it affect the aviation sector?* https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/11/NOW-Factsheet_ReFuelEU-Aviation-Regulation.pdf
- NWR. (2024). *Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland*. Nationaler Wasserstoffrat. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoff-rat/media/Dokumente/2024/2024-05-03_NWR-Grundlagenpapier_Update_2024_Wasserstoffbedarfe.pdf

- OTH Regensburg. (2025). *Wasserstoffatlas*. <https://wasserstoffatlas.de/de>
- Prognos. (2024). *Perspektive der Fernwärme. Aktualisierung des Gutachtens „Perspektive der Fernwärme– Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik“ aus dem Jahr 2020*. https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Presse/Pressemitteilungen/2024/Perspektive_der_Fernw%C3%A4rme_-_2024.pdf
- RWE AG. (2025). *RWE und TotalEnergies vereinbaren wegweisenden Langzeit-Abnahmevertrag für grünen Wasserstoff*. <https://www.rwe.com/presse/rwe-ag/2025-03-12-rwe-und-totalenergies-vereinbaren-langzeit-abnahmevertrag-fuer-gruenen-wasserstoff/>
- Salmachi, A., Seyfaee, A., Robert, R. J., Hosseini, T., Nathan, G., Ashman, P., Roberts, A., Jafarian, M., & Simon, C. (2024). Underground hydrogen storage: Integrated surface facilities and fluid flow modelling for depleted gas reservoirs. *International Journal of Hydrogen Energy*, 50, 1055-1069. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.08.335>
- Simplify Smart Metering. (2024). 2. *Positionspapier zur Beschleunigung der Digitalisierung der Energiewende*. https://smarte-stromnetze.de/wp-content/uploads/2024/12/2_Positionspapier_Simplify_Smart_Metering.pdf
- SMARD. (2025a). *Herausforderung Solarspitzen*. <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/216808>
- SMARD. (2025b). *Netzengpassmanagement—Mengen und Kosten des Netzengpassmanagements seit Juli 2022 [Dataset]*. <https://www.smard.de/page/home/topic-article/211816/213328/netzengpassmanagement>
- SMARD. (2025c). *Strom- und Gasmärktdaten [Dataset]*. <https://www.smard.de/home>
- Spiekermann, K., Rosin, P., & Michaelis, J. (2025). Rechtlicher Rahmen für eine Transformationsregulierung für Erdgasverteilernetzbetreiber. *Netzwirtschaften & Recht*, 1-64.
- Stadtwerke München. (2025). *Positionspapier der Stadtwerke München GmbH zum digitalen Messen und Steuern*. <https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/31/c0/585740/Stellungnahme-Gutachten-SG2507160014.pdf>
- Statista. (2025). *Produktion von Ammoniak in Deutschland in den Jahren von 2013 bis 2024*. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1285585/umfrage/ammoniakproduktion-in-deutschland/>
- Stiftung Arbeit und Umwelt der IGBCE (Hg.). (2024). *Stabilität durch Transformation. Wirtschaftliche und politische Strategien für widerstandsfähige Wertschöpfungsketten in der Kunststoffindustrie*. <https://core.ac.uk/download/661060703.pdf>
- Tennet. (2025a). *Integrierter Geschäftsbericht TenneT Holding B.V 2024*. https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2025-03/Integrated%20Annual%20Report%20TenneT%20Holding%202024%20publication_0.pdf
- Tennet. (2025b). *TenneT Positionspapier—Kernforderungen für die Koalitionsverhandlungen nach der Bundestagswahl 2025*. <https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/0d/cc/496605/Stellungnahme-Gutachten-SG2503260093.pdf>
- Transnet BW. (2025). *Jahresabschluss der TransnetBW GmbH, Stuttgart, für das Geschäftsjahr 2024*. <https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/fa/58/568719/Veroeffentlichung-Jahresabschluss-2024.pdf>
- UBA. (2020). *Verwirklichung des Potenzials der erneuerbaren Energien durch Höherauslastung des Bestandsnetzes und zügigen Stromnetzausbau auf Verteilnetzebene*. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2020_12_14_cc_51-2020_zuegiger_ausbau.pdf
- UBA. (2023). *CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung*. Fraunhofer-Institut ISE; RWTH Aachen. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/161_2023_texte_prozesswaermepumpen_0.pdf

- UBA. (2024). *Verkehrssektor auf Kurs bringen: Szenarien zur Treibhausgasneutralität 2045*. Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/verkehrssektor-auf-kurs-bringen-szenarien-zur>
- UBA. (2025). *Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland*. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2025-fuer-deutschland>
- Übertragungsnetzbetreiber. (2019). *Bewertung der Systemstabilität—Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019), zweiter Entwurf*. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP_2030_V2019_2Entwurf_Systemstabilitaet_1.pdf
- Übertragungsnetzbetreiber. (2021). *Bewertung der Systemstabilität—Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021), zweiter Entwurf*. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Systemstabilitaet.pdf
- Übertragungsnetzbetreiber. (2023a). *Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung zu einem beschleunigten Kohleausstieg bis 2030*. https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/studie%20zum%20beschleunigten%20kohleausstieg%20bis%202030/4uenb-bericht_zum_beschleunigten_kohleausstieg.pdf
- Übertragungsnetzbetreiber. (2023b). *Bewertung der Systemstabilität—Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 (Version 2023), zweiter Entwurf*. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-09/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Systemstabilitaet_0.pdf
- Übertragungsnetzbetreiber. (2023c). *Langfristanalyse 2030 (V2022) Executive Summary*. https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/studie%20zum%20beschleunigten%20kohleausstieg%20bis%202030/teilpaket_2_exemplarische_quantitative_langfristanalyse_2030.pdf
- Übertragungsnetzbetreiber. (2023d). *Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2023)—Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-03/NEP_2037_2045_V2023_1_Entwurf_Teil1_7.pdf
- Übertragungsnetzbetreiber. (2023e). *Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2023)—Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf
- Übertragungsnetzbetreiber. (2025). *Systemstabilitätsbericht 2025*. https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/Systemstabilitaet/2025.pdf
- unit-e2. (2024). *Netzentgeltsystematik in der Niederspannung verursachungsgerecht gestalten - Fokus ab der 5. Regulierungsperiode Strom ab 2029*. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/anreizmechanismen-zur-stromnetzentlastung-einordnung-der-konzepte-aus-unit-e-%C2%B2/>
- van Druten, E., & van Wieringen, S. (2025). *Cable pooling: Adding renewables amid grid congestion? Exploring optimal integration of solar PV and batteries to onshore wind under cost uncertainty*. <https://dx.doi.org/10.2139/ssm.5249949>
- vbw. (2025). *Digitalisierung der Energiewirtschaft*. <https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugangliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2025/Downloads/250121-POS-Digitalisierung-der-Energiewirtschaft.pdf>
- VDE. (2023). *Flexibilisierung des Energiesystems*. <https://www.vde.com/resource/blob/2283424/e-cae13601387c8f642140f9f29d09c34/vde-studie-flexibilisierung-des-energiesystems-data.pdf>
- VDE. (2024). *Höherauslastung von Betriebsmitteln im Netz der Energiewende*. <https://www.vde.com/resource/blob/2354236/97cf00aeb5a93af09000a0d5951c6228/studie-hoeherauslastung-von-betriebsmitteln-im-netz-der-energiewende-data.pdf>
- VDE FNN. (2023). *VDE FNN Impuls: Umsetzungshilfe für die präventive Steuerung ab 01.01.2024 (S. 10) [Impuls]*. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.

- <https://www.vde.com/resource/blob/2289372/1ee6c250c1a39560cfd94f78117e9ce5/umsetzungshilfe-fuer-die-praeventive-steuerung-ab-01-01-2024-data.pdf>
- VDE FNN. (2025). *VDE FNN Impuls 04/2025—Berücksichtigung von Flexibilitäten in der Netzplanung*. <https://www.vde.com/resource/blob/2385370/a87efd1c31a7fa80521b7969a32071ff/vde-fnn-impuls-beruecksichtigung-von-flexibilitaeten-in-der-netzplanung-data.pdf>
- VKU. (2025). *Handlungsvorschläge Neustart für die Energiewende - System- und Kosteneffizienz in den Mittelpunkt stellen*. https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Positionen/Kommunale_Energieversorgung/2025/250307_VKU-PosPa_Handlungsempfehlungen_Neustart_Energiewende.pdf
- VNBdigital. (2025). *Regionalszenario [Map]*. <https://www.vnbdigital.de/service/region>
- Weidlich, A., Bublitz, A., Fichtner, W., Grimm, G., Hagenmeyer, V., Helfer, M., Herrmann, M., Hofmann, R., Jahn, An., Löbbe, S., Möst, D., Neuhoff, K., Staudt, P., Tretter, R., Weißbach, T., & Zapf, M. (2025). *Dynamische Netzentgelte und ihre mögliche Ausgestaltung für Deutschland*. <https://freidok.uni-freiburg.de/data/265452>
- Wietschel et al. (2024). *HYPAT Abschlussbericht*. <https://hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/HYPAT-Abschlussbericht.pdf>
- Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. (2025). *Umfrageergebnisse zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende*. <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8794/file/WP205.pdf>
- ZfK. (2024). *Umfrage: Deutsche bei Smart Metern weiterhin weitgehend ahnungslos*. *Zeitung für kommunale Wirtschaft*. <https://www.zfk.de/digitalisierung/smart-city-energy/umfrage-deutsche-bei-smart-metern-weiterhin-weitgehend-ahnungslos>
- ZfK. (2025). *Es gibt aktuell keine einsatzbereite Smart-Meter-light-Lösung*. <https://www.zfk.de/digitalisierung/smart-city-energy/es-gibt-aktuell-keine-einsatzbereite-smart-meter-light-loesung>
- ZSW, Navigant, & DeutscheWindGuard. (2020). *Ansätze zur regionalen Steuerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie an Land—Endbericht*. <https://www.zsw-bw.de/uploads/media/ansaetze-zur-regionalen-steuerung-ausbau-erneuerbare-energien.pdf>
- ZVEI, BDEW, & Bergische Universität Wuppertal. (2024). *Quantifizierung der Technologiebedarf in deutschen Verteilnetzen*. https://www.bdew.de/media/documents/Quantifizierung_der_Technologiebedarfe_in_deutschen_Verteilnetzen_BDEW-ZVEI.pdf

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AG	Auftraggeber
AgNes	Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom
AN	Auftragnehmer
ASG	Artillerieschießgebiet
AWS	Ausschließliche Wirtschaftszone
BESS	Batteriespeicher
BBPlG	Gesetz über den Bundesbedarfsplan
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BSV	Bruttostromverbrauch
CBAM	CO ₂ -Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism)
CCU	Carbon Capture and Use
CCS	Carbon Capture and Storage
CONE	Cost of New Entry
CORE-ROSC	Core Capacity Calculation Region-Regional Operational Security Coordination
CRA	Cyber Resilience Act
DANA	Daten für das Monitoring und Controlling des Stromnetzausbaus
DC	Gleichstrom
DKG	Deponie-, Klär-, und Grubengase
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EENS	Expected Energy Not Served
EnEfG	Energieeffizienzgesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity

EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
ETS	Emissionshandelssystem
EVA	Economic Viability Assessment
FBMC	Flow Based Market Coupling
FEP	Flächenentwicklungsplan
FCA	Flexible Connection Agreement
FID	Endgültige Investitionsentscheidung
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FW	Fernwärme
Geb	Gebäude
gMSB	grundzuständiger Messstellenbetreiber
GNDEW	Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende
GVar	Gigavoltampere Reaktiv
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWA	Smart-Meter-Gateway-Administrationssysteme
h	Stunde
h/a	Stunde pro Jahr
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HPC	High Power Charging
HS	Hochspannung
HVC	High Value Chemicals
IBN	Inbetriebnahme
Ind	Industrie
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IPCEI	Important Project of Common European Interest
iMSys	Intelligente Messsysteme
iRLMSys	Intelligente RLM-Messsysteme
kg	Kilogramm
kME	Konventionelle Messeinrichtung
KSG	Klimaschutzgesetz

KSpG	Kohlendioxidspeichergesetz
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LOLE	Loss of Load Expectation
MaStR	Marktstammdatenregister
MessEV	Mess- und Eichverordnung
mME	Moderne Messeinrichtung
MTO	Methanol-to-Olefins-Verfahren
MS	Mittelspannung
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NAP	Netzausbauplan
NECP	Nationaler Energie- und Klimaschutzplan
NEP	Netzentwicklungsplan
NIS	Network and Information Security Directive
NOXVA	Netzoptimierung vor Flexibilität, vor Verstärkung, vor Ausbau
NS	Niederspannung
NVP	Netzverknüpfungspunkt
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
NZIA	Net Zero Industry Act
ONAS	Offshore-Netzanbindungssysteme
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
OWS	Offshore-Windpark
PCI	Projects of Common Interest
PPA	Power Purchase Agreement
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik

RED	Erneuerbare-Energien-Richtlinie
RFNBO	Renewable Fuel of Non-Biological Origin
RLM	Registrierende Leistungsmessung
RoCoF	Rate of Change of Frequency
RZ	Rechenzentren
SES	Systementwicklungsstrategie
SMGW	Smart Meter Gateway
t	Tonne
TAF	Tarifanwendungsfälle
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAR	Technische Anschlussregeln
THG	Treibhausgas
TMA	Technische Mindestanforderungen
TWh	Terrawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
Verk	Verkehr
VLS	Volllaststunden
VNB	Verteilnetzbetreiber
VOLL	Value of Lost Load
VSM	Versorgungssicherheitsmonitoring
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WEA	Windenergieanlage
WindBG	Windenergieflächenbedarfsgesetz
wMSB	Wettbewerblicher Messstellenbetreiber
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Systemische Interdependenzen	30
Abbildung 2: Entwicklung des Strombedarfs im Industriesektor	33
Abbildung 3: Entwicklung der Stromnachfrage für Elektrolyse	34
Abbildung 4: Vergleich der Stromnachfrage im Industriesektor für das Jahr 2030 in Abhängigkeit des Erhalts der Industriestruktur	36
Abbildung 5: Entwicklung der Stromnachfrage im Gebäudesektor	39
Abbildung 6: Entwicklung der Stromnachfrage für die Fernwärmeerzeugung	40
Abbildung 7: Entwicklung der Stromnachfrage im Verkehrssektor	43
Abbildung 8: Entwicklung der Stromnachfrage für Rechenzentren	45
Abbildung 9: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs	47
Abbildung 10: Sektoraler Vergleich der Stromnachfrage mit dem genehmigten Szenariorahmen NEP 2037/2045 (2025) für das Jahr 2037	51
Abbildung 11: Vergleich der Bruttostromnachfrage mit dem genehmigten Szenariorahmen NEP 2037/2045 (2025) für das Jahr 2037	51
Abbildung 12: Sektoraler Vergleich der Stromnachfrage mit dem genehmigten Szenariorahmen NEP 2037/2045 (2025) für das Jahr 2045	52
Abbildung 13: Vergleich der Bruttostromnachfrage mit dem genehmigten Szenariorahmen NEP 2037/2045 (2025) für das Jahr 2045	52
Abbildung 14: Ziel- und Wegunsicherheiten	56
Abbildung 15: Installierte Leistung und Entwicklungspfade der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologie Wind an Land für die Jahre 2015-2037	59
Abbildung 16: Installierte Leistung und Entwicklungspfade der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologie Wind auf See für die Jahre 2015-2037	60
Abbildung 17: Installierte Leistung und Entwicklungspfade der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologie Photovoltaik für die Jahre 2015-2037	61
Abbildung 18: Installierte Leistung und Entwicklungspfade der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologie Biomasse für die Jahre 2015-2037	62
Abbildung 19: EE-Anteil am Bruttostromverbrauch	63
Abbildung 20: Planungsstand der Vorhaben im Übertragungsnetz nach Leitungskilometern	72
Abbildung 21: Kumulierte installierte Leistung der ONAS im Zeitverlauf	74
Abbildung 22: Redispatchvolumen und -kosten gegenüber EE-Abregelung im Zeitverlauf	75
Abbildung 23: Verzögerungsgründe und zukünftige Risiken für den Netzausbau	76
Abbildung 24: Entwicklung der Beschäftigtenzahlen bei den vier deutschen ÜNB	77
Abbildung 25: Leitungskilometer der geplanten Vorhaben im NEP gemäß der IBN	78
Abbildung 26: Entwicklung ausgewählter Preisindizes von Anfang 2021 bis Mitte 2025	79
Abbildung 27: Überlastungsindex der Maßnahmen "DC4X" für das Jahr 2037 im Szenario B des NEP 2037/2045 (Version 2023)	81
Abbildung 28: Studienvergleich zu Investitionskosten für das Übertragungsnetz	83

Abbildung 29: Installierte Leistung für WEA und ONAS für vier Szenarien des FEP 2025 (links) Energieertrag und Volllaststunden der ONAS für vier Szenarien des FEP 2025 (rechts)	86
Abbildung 30: Unterschiede zwischen installierten WEA und ONAS durch Offshore Optimierung	87
Abbildung 31: Übersichtskarte der Planungsregionen.....	89
Abbildung 32: Prognose der PV-Leistung (links) und PV-Zuwachsrate (rechts) bis 2045.....	91
Abbildung 33: Prognose der Onshore-Windleistung (links) und Zuwachsrate (rechts) bis 2045	91
Abbildung 34: Technische Mengen aus Netzausbauplänen nach § 14d EnWG bis 2045.....	92
Abbildung 35: Vergleich Netzausbauplan und ZVEI-Studie	93
Abbildung 36: Investitionen aus den Netzausbauplänen nach § 14d EnWG (kumulativ)	94
Abbildung 37: Durchschnittliche jährliche Investitionen ins deutsche Verteilnetz	94
Abbildung 38: Spezifische durchschnittliche Kosten der Betriebsmittel aus den NAP	96
Abbildung 39: Ausbaukosten pro Einheit nach Betriebsmittelkategorie bis 2045	97
Abbildung 40: Sektoraler Wasserstoffbedarf im Jahr 2045 in ausgewählten Szenarien.....	112
Abbildung 41: Wasserstoffbedarf des Industriesektors in ausgewählten Szenarien	115
Abbildung 42: Wasserstoffbedarf des Energiesektors in ausgewählten Szenarien	118
Abbildung 43: Inländische Wasserstofferzeugung und Importe im Jahr 2045.....	119
Abbildung 44: Elektrolysekapazität in Deutschland in ausgewählten Szenarien	120
Abbildung 45: Wasserstoffspeicherkapazität in ausgewählten Szenarien.....	123
Abbildung 46: Produktionskosten von erneuerbarem Wasserstoff in Deutschland·	127
Abbildung 47: Wasserstoffbereitstellungskosten von Importen nach Deutschland im Vergleich zur heimischen Erzeugung	129
Abbildung 48: Aktuelle Produktionskosten für kohlenstoffarmen Wasserstoff basierend auf Dampfreformierung mit CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung unter der Voraussetzung von verfügbarer Infrastruktur	130
Abbildung 49: Sektorale Nachfrage nach Wasserstoffderivaten im Jahr 2045.....	132
Abbildung 50: Produktionskosten von erneuerbaren Wasserstoffderivaten.....	134
Abbildung 51: Studienübersicht Versorgungssicherheit.....	139
Abbildung 52: LOLE in Deutschland aus ERAA 2024	142
Abbildung 53: Bestand (BNetzA Kraftwerkliste) und Entwicklung (ERAA 2024) steuerbarer Kapazitäten in Deutschland	142
Abbildung 54: Nachfrageseitige Flexibilität (links) und Leistung von Batterie- und PV-Heimspeichern (rechts) im ERAA 2024	143
Abbildung 55: Bruttostromnachfrage: Ergebnisse Kapitel Bruttostromverbrauch und ERAA 2024.....	144
Abbildung 56: Countertrading und Redispatch durch Reserve- und Marktkraftwerke	149
Abbildung 57: Historische Entwicklung iMSys	157
Abbildung 58: Aktuelles Trendszenario optionale und verpflichtende Einbaufälle	158
Abbildung 59: Prognostizierte Rolloutquoten mit gesetzlichen Zielwerten ⁹¹	158
Abbildung 60: Aktuelles Trendszenario Entwicklung der verbauten Messtechnik	159
Abbildung 61: Rollout-Quoten der MSB (Stand Q1 2025).....	167
Abbildung 62: Wirkungsbereiche netz- und marktdienlicher Flexibilitätsinstrumente	187

Abbildung 63: Koordinierter Planungsprozess	188
---	-----

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Charakterisierung von Szenarien	27
Tabelle 2: Übersicht der betrachteten Studien und der darin enthaltenen Szenarien zur Analyse des Bruttostrombedarfs.....	31
Tabelle 3: Erhalt der Industriestruktur.....	35
Tabelle 4: Kompatibilität mit energiepolitischen Zielen	49
Tabelle 5: Technologiespezifische Betrachtung der möglichen Bandbreite des Anteils am BSV im Jahr 2030 ...	64
Tabelle 6: Status Quo der Stromgestehungskosten und der Marktintegration.....	67
Tabelle 7: Überblick über derzeit bestehende Instrumente auf EU- und Bundesebene zu Anreizung von Wasserstoffnachfrage	113
Tabelle 8: Angekündigte Elektrolyseprojekte in Deutschland bis zum Jahr 2030	121
Tabelle 9: Berücksichtigte Einspeiseleistung im Wasserstoff-Kernnetz im Jahr 2032, umgerechnet auf den Heizwert	124
Tabelle 10: Berücksichtigte Ausspeisemengen im Wasserstoff-Kernnetz im Jahr 2032, umgerechnet auf den Heizwert	125
Tabelle 11: Überblick über derzeit bestehende Instrumente auf EU- und Bundesebene zu Anreizung von Wasserstoffderivatnachfrage	133
Tabelle 12: Zentrale Annahmen ERAA 2024	140
Tabelle 13: Kernergebnisse VSM 2025 - Angaben in GW mit Ausnahme LOLE [h/a].....	146
Tabelle 14: Systemdienlichkeit	179
Tabelle 15: Methodisches Vorgehen, zugrundeliegende Annahmen und Berechnungsergebnisse der Studien zum Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz.....	256
Tabelle 16: Berücksichtigte Netzausbaupläne.....	257

Anhang

A.1 Durchgeführte Gespräche

Im Rahmen dieses Projektes haben verschiedene Austauschtermine stattgefunden. Ziel dieser Gespräche war die Einbindung von Expert*innen aus der Politik und der Wirtschaft. Die Gesprächspartner sind für die Inhalte des Gutachtens nicht verantwortlich. Anregungen und Vorschläge wurden in Teilen in das Gutachten aufgenommen. Mit Expertinnen und Experten der folgenden Institutionen haben Gespräche stattgefunden:

- 50Hertz Transmission GmbH
- Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)
- Agora Energiewende / Agora Think Tanks gGmbH
- Amprion GmbH
- Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)
- Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE)
- Bundesministerium der Finanzen (BMF)
- Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUKN)
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE)
- Bundesnetzagentur (BNetzA)
- Bundeskanzleramt (BKAm)
- Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI)
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)
- Campana & Schott Business Services GmbH
- Consentec GmbH
- Deloitte GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
- E.DIS AG
- Enpal B.V.
- E.ON AG
- Expertenkommission zum Monitoring der Energiewende
- Expertenrat für Klimafragen (ERK)
- FNB Gas e. V.
- Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
- Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

- McKinsey & Company, Inc.
- Netze BW GmbH
- Öko-Institut e.V.
- Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) e.V.
- RheinEnergie AG
- TenneT TSO GmbH
- Tibber Deutschland GmbH
- TransnetBW GmbH
- Technische Universität Berlin
- Verband Kommunalen Unternehmen e.V. (VKU)
- Verband der Elektro- und Digitalindustrie e.V. (ZVEI)

A.2 Anhang zum Themenfeld Netze

Tabelle 15: Methodisches Vorgehen, zugrundeliegende Annahmen und Berechnungsergebnisse der Studien zum Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz

Studie	Szenario	Methodisches Vorgehen zur Ableitung von Netzausbaubedarfen	Zugrundeliegende Annahmen zu Kostenannahmen und Startnetz	Veröffentlichte Ergebnisse zum Ausbaubedarf im Übertragungsnetz
BMBF/Ariadne (2025)	PyPSA - Mix	Analyse des Stromsystems mit stündlicher Auflösung und einer endogenen Repräsentation des Stromübertragungsnetzes, Integrierte Optimierung Markt & Netz, Zonales Modell mit linearisiertem Lastfluss	Berücksichtigung der Standardkosten des NEP 2023 Berücksichtigung des Startnetzes des NEP 2023 und aller Offshore-Systeme bis 2030 als Aufsatzpunkt	Größenordnung des Netzausbaubedarfs zwischen den verschiedenen Netzzonen. Kosten des Ausbaus des Übertragungsnetzes getrennt für Onshore und Offshore bis 2045 Bewertung der wesentlichen Hebel für ggü. dem NEP 2023 reduzierte Ausbaukosten
BDI/BCG/IW (2025)	Optimiert	Berechnung durch Amprion erfolgt. Beschreibung der Methode nicht veröffentlicht	Berücksichtigung der Standardkosten des NEP 2023	Kosten des Ausbaus des Übertragungsnetzes getrennt für Onshore und Offshore bis 2045
EnBW/Aurora (2025)	Finalszenario	Stundenscharfe Lastfluss- und Ausfallsimulation unter Nutzung eines leitungsscharfen Netzmodells	Berücksichtigung der Maßnahmen des NEP 2023 mit einer Inbetriebnahme bis 2035 als Aufsatzpunkt	Kosten des Ausbaus des Netzausbaus bis 2045 (Zusätzliche Aufschlüsselung für das Übertragungsnetz durch die Autoren zur Verfügung gestellt)
50Hertz/E-Venture (2024)	Low	Abschätzung der Netzkosten über den innerdeutschen Nord-Süd-Transportbedarf für den Onshore-Ausbau →	Berücksichtigung der Standardkosten des NEP 2023	Kosten des Ausbaus des Übertragungsnetzes getrennt für Onshore und Offshore bis 2045

	High	Keine explizite Netzberechnung Offshore-Netzausbau über installierte Leistung skaliert.		
BMWK LFS (2024)	O45-Strom	Vereinfachte Abbildung Ü-Netz in Angebotsmodell (enertile), zusätzlich Detailberechnungen in leitungsscharfem Netzmodell	Berücksichtigung der Standardkosten des NEP 2023	Resultierende Netzbelastungen
	O45-H2		Berücksichtigung der Maßnahmen des NEP 2023 mit einer Inbetriebnahme bis 2040 als Aufsatzpunkt	Länge der ermittelten Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen, resultierenden Netzmenngerüst des deutschen Übertragungsnetzes Kosten des Ausbaus des Übertragungsnetzes bis 2045

Tabelle 16: Berücksichtigte Netzausbaupläne

Netzbetreiber	Planungsregion	Netzbetreiber	Planungsregion
AllgäuNetz GmbH & Co. KG	Bayern	Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	Ost
Avacon Netz GmbH	Ost, Mitte	Mittelhessen Netz GmbH	Mitte
AVU Netz GmbH	West	MVV Netze GmbH	Südwest
bnNETZE GmbH	Südwest	naturenergie netze GmbH	Südwest
Bayernwerk Netz GmbH	Bayern	N-ERGIE Netz GmbH	Bayern
Bielefelder Netz GmbH	Mitte	Netz Leipzig GmbH	Ost
Bonn-Netz GmbH	West	Netze BW GmbH	Südwest
Braunschweiger Netz GmbH	Mitte	Netze Duisburg GmbH	West
Celle-Uelzen Netz GmbH	Mitte	Netze Magdeburg GmbH	Ost
Dortmunder Netz GmbH	West	Netze ODR GmbH	Südwest
E.DIS Netz GmbH	Ost	Netzgesellschaft Düsseldorf mbH	West
EAM Netz GmbH	Mitte	Netzgesellschaft Potsdam GmbH	Ost
ELE Verteilnetz GmbH	West	NEW Netz GmbH	West
enercity Netz GmbH	Mitte	NGN Netzgesellschaft Niederrhein mbH	West
Energie- und Wasserversorgung Hamm GmbH	West	NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH	Mitte
Energienetze Mittelrhein GmbH & Co.KG	West	Oberhausener Netzgesellschaft mbH	West
Energienetze Offenbach GmbH	West	OsthessenNetz GmbH	Mitte
Energieversorgung Halle Netz GmbH	Ost	ovag Netz GmbH	Mitte
energis-Netzgesellschaft mbH	West	Pfalzwerke Netz AG	West
ENERVIE Vernetzt GmbH	West	Regensburg Netz GmbH	Bayern
e-netz Südhessen AG	West	Regionetz GmbH	West
EWE NETZ GmbH	Mitte	Rheinische NETZGesellschaft GmbH	West
EWK Netz GmbH	Südwest	SachsenNetze GmbH	Ost
FairNetz GmbH	Südwest	SachsenNetze HS.HD GmbH	Ost
Harz Energie Netzgesellschaft	Mitte	Schleswig-Holstein Netz AG	Nord
inetz GmbH	Ost	Städtische Werke Netz+Service GmbH	Mitte
LEW Verteilnetz GmbH	Bayern	Stadtnetze Münster GmbH	West

LSW Netz GmbH & Co. KG	Mitte	Stadtwerke Bochum Netz GmbH	West
Mainfranken Netze GmbH	Bayern	Stadtwerke Jena Netze GmbH	Ost
Mainzer Netze GmbH	West	Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH	Südwest
Stadtwerke Rostock Netzgesellschaft mbH	Ost	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG	Bayern
Stadtwerke Saarbrücken Netz AG	West	Syna GmbH	West, Südwest
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH	Südwest	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	Ost
Stadtwerke Wiesbaden Netz GmbH	West	TraveNetz GmbH	Nord
Stromnetz Berlin GmbH	Ost	Überlandwerk Mittelbaden GmbH & Co. KG	Südwest
Stromnetz Hamburg GmbH	Ost, Nord	VSE Verteilnetz GmbH	West
Stuttgart Netze GmbH	Südwest	WEMAG Netz GmbH	Ost
swa Netze GmbH	Bayern	wesernetz Bremen GmbH	Mitte
SWE Netz GmbH	Ost	Westfalen Weser Netz GmbH	Mitte
SWKiel Netz GmbH	Nord	Westnetz GmbH	West
SWO Netz GmbH	West	WSW Netz GmbH	West

Weitere Studien zur Einordnung der NAP-Ergebnisse

Um die in den Netzausbauplänen durch die VNB errechneten Ausbaubedarfe zu plausibilisieren, wurde für die Analyse weitere Studien herangezogen, die Netzausbaubedarfe im deutschen Stromverteilnetz mit alternativen Ansätzen quantifizieren:

- Quantifizierung der Technologiebedarfe in deutschen Verteilnetzen: Studie im Auftrag von BDEW und ZVEI durchgeführt durch die Bergische Universität Wuppertal
- Langfristszenarien 3: Studie im Auftrag des BMWF mit consentec als verantwortlichen Gutachter für die Netzberechnungen

Im Folgenden soll der methodische Ansatz zur Quantifizierung der Ausbaubedarfe in diesen Studien beschrieben werden.

Quantifizierung der Technologiebedarfe in deutschen Verteilnetzen

Einen Blick auf den zukünftigen Ausbaubedarf der Verteilnetze bietet die vom Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal im Auftrag des BDEW und des ZVEI durchgeführte Studie „Quantifizierung der Technologiebedarfe in deutschen Verteilnetzen“. Im Zentrum steht die Ermittlung technischer Mengengerüste, insbesondere mit Blick auf die notwendigen Erneuerungs- und Erweiterungsmengen von Netzbetriebsmitteln zur Sicherstellung der Versorgungsaufgabe im Zieljahr 2045.

Die Studie basiert auf einem eigenständigen, modellgestützten Ansatz, wobei die Netzausbaupläne lediglich als Referenzrahmen für den Abgleich herangezogen wurden. Grundlage der Analyse ist eine bundesweite Netzstrukturdatenbank.

Zur Berücksichtigung regionaler Unterschiede wurde das Bundesgebiet in strukturähnliche Cluster unterteilt, die typische Entwicklungen bei Last- und Einspeisezunahmen abbilden. Anhand repräsentativer Netze erfolgte eine Hochrechnung auf das gesamte Bundesgebiet. Die regionale Versorgungsaufgabe wurde dabei insbesondere durch die Auswertung und Systematisierung

zahlreicher zuvor durchgeführter Zielnetzplanungen in technische Mengengerüste überführt. Erneuerungs- und Erweiterungsbedarfe wurden zunächst getrennt ermittelt und anschließend verschnitten, wobei potenzielle Synergieeffekte explizit berücksichtigt wurden.

Die Studie vergleicht jeweils einen konventionellen mit einem innovativen Planungspfad, um systematisch Unterschiede in den resultierenden technischen Mengengerüsten zu quantifizieren. Der Vergleich zeigt insbesondere in ländlich geprägten Strukturen ein hohes Effizienzpotenzial innovativer Maßnahmen. Nach Aussage der Autoren wurde bei der Ermittlung der Bedarfe bewusst ein etwas konservativerer Ansatz gewählt, sodass in den Ergebnissen entsprechende Sicherheitspuffer enthalten sind.

Langfristszenarien 3

Die BMW-Langfristszenarien analysieren die Auswirkungen unterschiedlicher Entwicklungen von Strombedarf und -erzeugung auf die Verteilnetze mithilfe der Modellnetzanalyse. Diese abstrahiert die Versorgungsaufgabe, indem je Netzebene und Teilgebiet homogene Strukturen mit einheitlichen Last- und Erzeugungseigenschaften angenommen werden. Deutschland wird dazu in rund 400 Teilgebiete (NUTS3-Ebene) unterteilt, die weitgehend den Landkreisen und kreisfreien Städten entsprechen. Grundlage der Parametrierung sind unter anderem die Zahl und Art der Anschlusspunkte, die maximale Last bzw. Erzeugungsleistung sowie die Anschlussnetzebenen. Analysiert werden die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene sowie die verbindenden Umspannebenen. Die Parametrierung erfolgt unter Berücksichtigung heutiger realer Netzmengen, um den ermittelten Ausbaubedarf praxisnah zu kalibrieren.

Die Methodik der Langfristszenarien ermittelt primär technische Mengengerüste. Diese werden abschließend mit aktualisierten spezifischen Betriebsmittelkosten - insbesondere für Ortsnetzstationen und Hochspannungsleitungen - bewertet. Ziel ist eine realitätsnahe Abschätzung durchschnittlicher, inflationsbereinigter Kosten über den Betrachtungszeitraum.