

Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040

April 2025

The logo for AURA Energy Research, with the word "AURA" in a white, sans-serif font. The letter "O" is replaced by a yellow sun icon with rays, partially obscured by a white semi-circle at the bottom.

ENERGY RESEARCH

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
EINLEITUNG.....	4
ZUSAMMENFASSUNG	5
1. MOTIVATION	9
1.1 Dekarbonisierung des Stromsektors als Leitziel	9
1.2 Der Entwurf eines kostensparenden Finalszenarios	9
2. RAHMENBEDINGUNGEN	11
2.1. Hintergrund der Studie	11
2.2. Prämissen und Methodik.....	11
3. DAS REFERENZSZENARIO	13
3.1. Ein hochflexibles EE-gestütztes System	13
3.2. Anpassungen zur Nachbildung des NEP im Strommarktmodell.....	14
3.3. Großhandelspreise im Referenzszenario.....	15
3.4. Emissionen im Referenzszenario.....	16
4. HEBEL ZUR SYSTEMKOSTENREDUZIERUNG	17
4.1. Hypothese 1: Erneuerbare Energien	19
4.2. Hypothese 2: Flexibilität	21
4.3. Hypothese 3: CCS	22
4.4. Hypothese 4: Wasserstoff	24
4.5. Hypothese 5: Regionalität	25
4.6. Die effektivsten Kostenhebel als Basis für die detaillierte Analyse	26
5. KOMBINATIONEN DER KOSTENHEBEL	28
5.1. Kombination A: Erneuerbare & Flexibilität	28
5.2. Kombination B: Erneuerbare & Flexibilität & Regionalität.....	30
5.3. Kombination C: Erneuerbare & Flexibilität & Elektrolyseure	31
5.4. Kombination D: Erneuerbare & Flexibilität & Elektrolyseure & Wasserstofffarbe	33
5.5. Ergebnisse der Detailanalyse	35
6. DAS FINALSZENARIO	39
6.1. Anpassung durch den Einsatz von GuD Anlagen.....	39
6.2. Vorstellung des Finalszenarios	39
6.3. Nachfragesensitivität	44
6.4. Fazit.....	47
7. ANHANG.....	49
Methodik und Annahmen.....	49
Ausgewählte Ergebnisse der einzelnen Hypothesen	53
Abkürzungsverzeichnis.....	55
Abbildungsverzeichnis.....	56

Tabellenverzeichnis	58
Referenzen	59

EINLEITUNG

Die **Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors** ist nötig, um Klimaneutralität zu erreichen. Jedoch fallen dabei erhebliche Kosten an. Die Diskussion um die Kosten im Stromsektor konzentriert sich häufig auf isolierte Aspekte wie Strompreise oder Investitionskosten spezifischer Technologien.

Diese Perspektive greift jedoch zu kurz, um die tatsächlichen Gesamtkosten der Energiewende im Stromsektor umfassend abzubilden. Eine **Systemkostenperspektive** kann den nötigen finanziellen Aufwand sektorübergreifend abbilden. **Systemkosten** umfassen im Rahmen dieser Studie die **Investitions- und Betriebskosten** für bereits bestehende, noch in Abschreibung befindliche und zukünftig zu errichtende Erzeugungsanlagen. Zusätzlich auch die **Stromnetz-kosten** und weitere **Infrastrukturkosten**, die Kosten der im Stromsektor verursachten **CO₂-Emissionen** und die **Kosten für Bruttostromimporte aus Nachbarländern**. Diese Betrachtungsweise erlaubt es, die wichtigsten Kosten für die Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors auf einer systemweiten Ebene zu berücksichtigen.

Das Ziel dieser Studie, die von Aurora Energy Research im Auftrag der EnBW Energie Baden-Württemberg AG durchgeführt wurde, ist, einen **kostenreduzierten Pfad zur Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors** aufzuzeigen, welcher nachfolgend als **Finalszenario** bezeichnet wird. Als Ausgangspunkt für die Entwicklung dieses alternativen Szenarios dient ein auf dem **Netzentwicklungsplan (NEP 2023 B) basierendes Referenzszenario**. Darauf aufbauend wird das Finalszenario erarbeitet, welches die **Systemkosten des Stromsektors reduziert**. EnBW hat für die Entwicklung eines alternativen Pfades als Ziel vorgegeben, dass der **Stromsektor bis zum Jahr 2040 Klimaneutralität** erreichen soll.

Auch die zeitliche Entwicklung der Stromnachfrage wird in den Szenarien identisch gehalten, bis auf die variierende Stromnachfrage durch Elektrolyseure. Es wurden über 100 Stromsystemmodellierungen vorgenommen, um die möglichen Variationen der Kostenhebel zu testen.

Das im Rahmen dieser Studie entwickelte Finalszenario zur Klimaneutralität unterscheidet sich grundlegend vom regelmäßig veröffentlichten Aurora Net Zero-Szenario, da das Finalszenario dieser Studie durch einen kostenreduzierenden Anpassungsprozess des im Referenzszenario beschriebenen Stromsystems entstanden ist, während Aurora Net Zero auf Basis energiepolitischer Ziele entwickelt wird.

ZUSAMMENFASSUNG

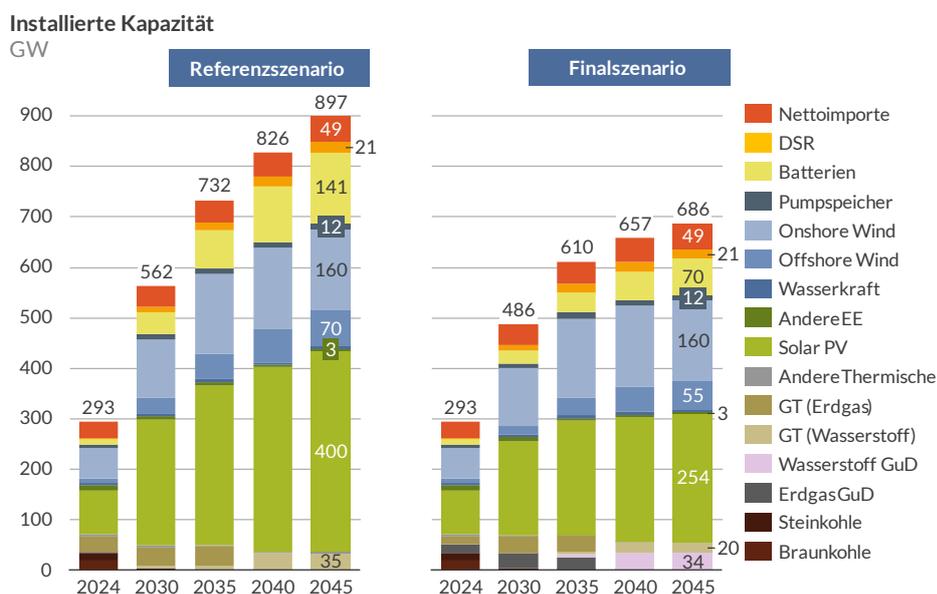
Das Referenzszenario weist einen **hohen Zubau erneuerbarer Energien** (bis auf 400 GW Solar PV, 160 GW Onshore-Wind, 70 GW Offshore-Wind in 2045), einen **starken Ausbau von Batteriespeichern** (141 GW bis 2045) sowie eine **hohe Nachfrageflexibilität** durch Elektrofahrzeuge, Elektrolyseure und Wärmepumpen auf. Durch den starken Kapazitätszubau steigen die annualisierten Systemkosten im Stromsektor real von 124 Mrd. €/Jahr im Jahr 2025 auf 186 Mrd. €/Jahr in 2045 im Referenzszenario. Zudem ist der Stromsektor stark von Importen abhängig (116 TWh Nettoimporte in 2045) und weist insbesondere in Zeiten geringer erneuerbarer Stromerzeugung Lastverluste auf.

Die vorliegende Analyse betrachtet den Zeithorizont bis zum Jahr 2045. **Die Studie zeigt auf, dass die Kosten des Stromsystems über den Zeitraum 2025-2045 um insgesamt 309 Mrd. € (oder 9% der Systemkosten) reduziert werden können.** Zusätzlich können Importe signifikant gesenkt und Lastverluste vollständig vermieden werden. Dieses Ergebnis wird durch das **Ansetzen folgender Stellschrauben** erreicht:

1. **Die Begrenzung des Offshore-Wind-Ausbaus von 70 auf 55 GW im Jahr 2045, welche die Netzanschlusskosten signifikant reduzieren kann.** Ab einer Kapazität von 55 GW steigen die spezifischen Netzanschlusskosten für Offshore-Wind sprunghaft, da die Netzanschlüsse weit ins Landesinnere verlegt werden müssen. Daher wird der Ausbau im Finalszenario auf diese Kapazität begrenzt. Damit wird bei gleichzeitiger Erhöhung der Gas-/Wasserstoff-Kapazität (siehe Punkt 3) eine Reduzierung der Systemkosten um insgesamt 78 Mrd.€ (ca. 2,3%) über den Zeitraum 2025-2045 bewirkt.

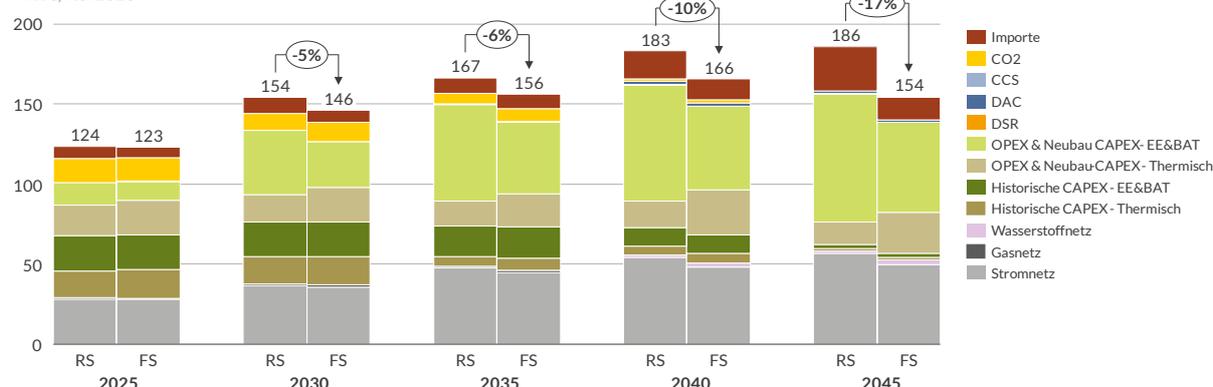
2. **Die Anpassung der Batterie-Kapazitäten – unter Annahme sehr flexibler Nachfrage – von 141 GW (846 GWh) auf 70 GW (420 GWh) im Jahr 2045.** Die Batterie-Kapazitäten sind im Referenzszenario groß dimensioniert und auch auf Nachfrageseite wird von einem sehr hohen Anteil preissensibler Anwendungen, wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, ausgegangen. Das Referenzszenario ist somit bereits hochflexibel. Die hohe Flexibilität auf Nachfrageseite ist unabdingbar für ein dekarbonisiertes Stromsystem und wird auch im Finalszenario vorausgesetzt. Jedoch

Installierte Kapazitäten des Referenz- und Finalszenarios im Vergleich.



Jährliche Systemkosten des Referenz- und Finalszenarios im Vergleich

Annualisierte Systemkosten im Referenzszenario (RS) und Finalszenario (FS)
Mrd. €, real 2023



kann im Jahr 2045 eine Reduktion der installierten Leistung von 6h-Batterien um 50% von 141 GW auf 70 GW die Systemkosten signifikant senken, ohne dabei Lastverluste hervorzurufen. Dies entspricht einer Halbierung der Batteriekapazität von 846 GWh auf 420 GWh in 2045. In Kombination mit einer höheren Gas/Wasserstoff-Kapazität (Punkt 3) sinken die Systemkosten durch die Anpassung der Batteriekapazität auf 70 GW bis 2045 im Zeitraum 2025-2045 in Summe um 84 Mrd.€ (ca. 2,4%).

3. Der Ausbau von zusätzlicher Gas/Wasserstoff-Kapazität in Höhe von 20 GW über die im Referenzszenario vorgesehenen 35 GW hinaus gleicht die reduzierten Offshore-Wind-Kapazitäten aus. Zudem kompensiert dieser Ausbau Lastverluste, die insbesondere aufgrund von Systemknappheit im Winter auftreten. Für 2045 geht das Finalszenario somit von 55 GW thermischer Kapazität aus. Die Ansiedelung der zusätzlichen Kapazität erfolgt aufgrund bestehender Gas- und Stromnetzinfrastruktur im netztechnischen Süden, nutzt somit bestehende Gas-/Strominfrastruktur und kann kurz-/mittelfristig Netzengpässe im Übertragungsnetz reduzieren. Die zusätzliche Annahme einer Aufteilung auf GuD- und GT-Kraftwerke im Finalszenario – anstelle einer reinen Fokussierung auf Gasturbinen wie im Referenzszenario – führt zu einer deutlichen Reduzierung der Importmengen und -kosten und ermöglicht eine größere Realitätsnähe des Finalszenarios aufgrund des heute existierenden Kraftwerksparks, welcher aus GuD- und GT-Kraftwerken besteht.

4. Eine deutliche Reduktion der vorgesehenen Elektrolyseurleistung auf längerfristig 10 GW.

Die im Referenzszenario vorgesehene Elektrolyseurleistung von 50 GW bis 2045 ist groß dimensioniert, was zu sehr hohen Systemkosten führt. Eine Begrenzung der Elektrolyseur-Kapazitäten auf 10 GW in 2045 senkt sowohl die Investitionskosten in Elektrolyseure als auch die Nachfrage nach Grünstrom. Die reduzierte Nachfrage nach Grünstrom wird im Finalszenario – neben der reduzierten Wind-Offshore Kapazität – durch eine Reduktion von 146 GW installierte Solar-PV-Leistung dargestellt, da die preissensiblen Elektrolyseure insbesondere in den Sommermonaten mit hoher PV-Einstrahlung produzieren. Die Senkung der Elektrolyseur-Kapazitäten und die Folgeeffekte ermöglichen es somit, die berechneten Systemkosten um insgesamt etwa 111 Mrd.€ (ca. 3,2%) über den Zeitraum 2025-2045 zu senken.

5. Blauer Wasserstoff bietet signifikante Kostenvorteile im Vergleich zu grünem Wasserstoff.

Der verstärkte Einsatz von importiertem und kostengünstigerem blauem Wasserstoff ermöglicht erhebliche Kosteneinsparungen im Vergleich zur Nutzung grünen Wasserstoffs, was insbesondere kurzfristig einen starken Effekt hat, bevor sich die Preise langfristig angleichen. Die Nutzung von blauem statt grünem Wasserstoff eine Systemkostenreduktion von etwa 36 Mrd.€ (ca. 1,1%) über den Zeitraum 2025-2045. Die Kombination von CCS-Technologien und grünem Wasserstoff senkt ebenfalls Kosten, bleibt jedoch teurer als blauer Wasserstoff.

6. Im Rahmen der Analyse zeigt sich, dass ein starker Ausbau von Onshore-Wind auf bis zu 160 GW in 2045, wie im Referenzszenario vorgesehen, für eine kosteneffiziente Energiewende nötig ist. Eine Reduzierung der Onshore-Windkapazitäten um bis zu 25 GW bis 2045 würde die Kosten für die Strombruttoimporte erheblich erhöhen und zu einer durchschnittlichen Steigerung der Systemkosten führen. Dies würde auch – im Gegensatz zu Offshore Wind – nicht kostengünstiger durch thermische Kraftwerke ersetzt werden können. Daher ist der Fokus auf inländische Onshore-Wind-Anlagen notwendig, um langfristig stabile und niedrige Gesamtkosten zu gewährleisten.

Zum Erreichen des Finalszenarios und der damit verbundenen Dekarbonisierung des Stromsystems in Deutschland sind Investitionskosten von insgesamt 979 Mrd. € über den Zeitraum 2025-2045 nötig. Davon entfallen rund 420 Mrd. € auf Investitionen in den Ausbau des Stromnetzes und weitere 430 Mrd. € auf Erneuerbare-Energien-Anlagen und Batterien. Die Investitionskosten des Finalszenarios liegen damit etwa 289 Mrd. € (22,8%) unter denen des Referenzszenarios von 1,27 Bio. €. Die Begrenzung des Offshore-Wind-Ausbaus senkt den Investitionsbedarf in Offshore-Wind-Anlagen um 53 Mrd. € (-29%) und dem damit einhergehenden Ausbau des Übertragungsnetzes um 54 Mrd. € (-32%) gegenüber den

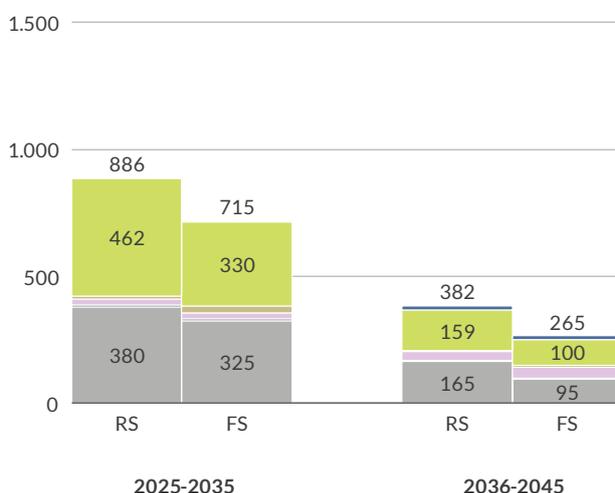
im Referenzszenario für die jeweilige Technologie anfallenden Kosten. Auch die Reduktion der inländischen Elektrolyseur- und Solar-PV-Kapazität sowie die Anpassung der netzgebundenen Batteriespeicher tragen zu der signifikanten Senkung der Investitionskosten bei.

Der im Finalszenario beschriebene Pfad zur Dekarbonisierung und die damit einhergehenden Entscheidungen sind abhängig von der Entwicklung der Stromnachfrage, die den Ausbaubedarf maßgeblich beeinflusst. Deshalb wurde in einer Sensitivität untersucht, welche Auswirkung eine um durchschnittlich rund 26 % niedrigere Stromnachfrage (bedingt durch eine geringere Stromnachfrage aus der Industrie) im Vergleich zum Referenzszenario haben könnte. In Folge der geringeren Nachfrage findet ein geringerer Ausbau insbesondere von Offshore und Onshore Wind und thermischer Kapazität, sowie geringerer Netzausbau aufgrund der reduzierten Windstrom-Einspeisung und reduzierten Nachfrage statt. Die Sensitivität resultiert in einer noch weiteren Reduktion der Systemkosten um etwa 20 % (33,5 Mrd. €/Jahr) gegenüber dem Referenzszenario. Die Investitionskosten belaufen sich über den Zeitraum 2025-2045 auf ca. 669 Mrd. €, was einem Rückgang von 47 % im Vergleich zum Referenzszenario entspricht.

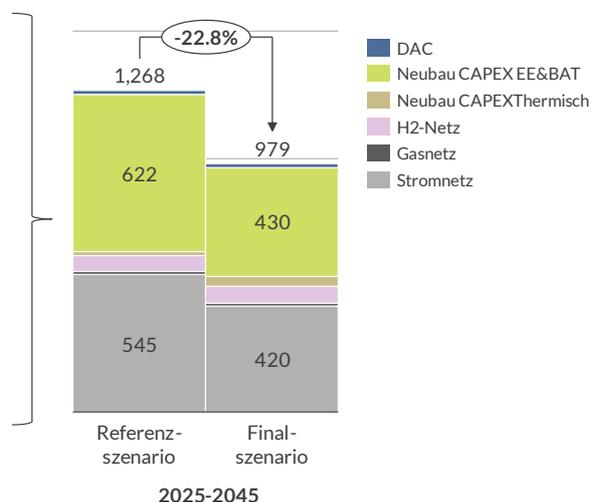
Falls das Finalszenario in die Realität umgesetzt werden sollte, wären in den kommenden Jahren

Investitionskosten des Referenz- und Finalszenarios im Vergleich

Zukünftige kumulative Investitionskosten (ohne Annualisierung)
Mrd. €, real 2023



Summe Investitionskosten
Mrd. €, real 2023



wesentliche Entscheidungen notwendig. Prioritär müsste kurzfristig (**bis etwa 2027**) der **Ausbau thermischer Kapazitäten** beschlossen werden, um den nötigen Hochlauf von Wasserstoff(-ready)-Kraftwerken zu ermöglichen, da diese einige Jahre Vorlaufzeit für Planung und Bau erfordern, und aufgrund des Kohleausstiegs und der steigenden Stromnachfrage das deutsche Stromsystem sonst deutlich knapper und importabhängiger würde. **Etwa im selben Zeitfenster müssten Entscheidungen über den künftigen Einsatz von wasserstofffähigen Gaskraftwerken oder CCS-Technologien** getroffen werden, um deren rechtzeitige Inbetriebnahme zu gewährleisten. Für einen solchen Pfad wären frühzeitige Kapazitätsplanungen mit Vorlaufzeiten von etwa fünf bis zehn Jahren sowie die parallele Entwicklung der Netzinfrastruktur und hinreichende regulatorische Rahmenbedingungen nötig.

Der **Übertragungsnetzausbau** stellt im Finalscenario einen weiteren kritischen Pfad dar, dessen **Planung kurzfristig (bis Ende 2025) erfolgen** müsste. Verzögerungen könnten die Netzstabilität und die Integration neuer Kapazitäten gefährden, da die Umsetzung etwa acht bis zehn Jahre benötigen würde. Im Finalscenario wird der Ausbau von **Offshore-Wind-Leistung auf 55 GW begrenzt**, um Netzanschlusskosten einzusparen. Zur Umsetzung des im Finalscenario vorgesehen Ausbaupfades wären somit **bis etwa 2030-2035 Entscheidungen zum Offshore-Wind-Ausbau und damit verbundenen Übertragungsnetzausbau** nötig. Weitere Technologien wie **Solar PV, Batteriespeicher, Onshore-Wind und Elektrolyseure** würden bei einer realen Umsetzung des Finalscenarios **orientiert am Markt und sonstigen Anreizen** ausgebaut werden. Infolgedessen könnten sie deutlich kurzfristiger in ihrem Ausbau beeinflusst werden, um eine Anpassung an die Nachfrage und technologische wie wirtschaftliche Entwicklungen zu gewährleisten. Insgesamt könnten frühzeitige und abgestimmte Maßnahmen zu einer Realisierung des Finalscenarios beitragen, um die Dekarbonisierung bis 2040 unter Kosteneinsparungen im Vergleich zum Referenzscenario zu ermöglichen.

1. MOTIVATION

1.1 Dekarbonisierung des Stromsektors als Leitziel

In Anbetracht der globalen Klimaerwärmung hat Deutschland sich im Bundes-Klimaschutzgesetz zur Erreichung der **Treibhausgasneutralität bis 2045** verpflichtet¹. Dieser Wandel erfordert insbesondere im Stromsektor eine umfassende Transformation mit hoher Geschwindigkeit. Die Stromversorgung wird in Zukunft auf klimaneutralen Energieträgern basieren, die einen durch die umfangreiche Elektrifizierung weiterer Sektoren steigenden Stromverbrauch decken müssen. Dabei müssen in der strategischen Planung sowohl die Energieerzeugung als auch Folgeprozesse zur Infrastrukturplanung (unter anderem Netzentwicklung, Gas- und Wasserstoffplanung) berücksichtigt werden.

In allen Bereichen sind hohe Investitionen erforderlich, die mit gewissen Planungs- und Realisierungszeiten verbunden sind. Das Stromsystem der Zukunft wird aus einer Kombination verschiedener Erneuerbaren Energien, darunter **Onshore- und Offshore-Wind, Solar Photovoltaik (PV), aber auch Batteriespeicher und thermische Erzeugung auf Basis von bspw. Wasserstoff oder Carbon-Capture-and-Storage (CCS)** bestehen. Dabei gilt es besonders die möglichst optimierte Mischung im Ausbau dieser Technologien zu bedenken. Die Sicherheit und Bezahlbarkeit der Energieversorgung behalten höchste Priorität.

1.2 Der Entwurf eines kostensparenden Finalszenarios

Aurora Energy Research (Aurora) untersucht in der vorliegenden Studie im Auftrag der EnBW AG (EnBW) Möglichkeiten zur **Kostensparnis in der Ausgestaltung des Stromsystems auf dem Pfad**

zur Klimaneutralität. Dabei wird das Szenario B des Netzentwicklungsplans (**NEP 2023**) als Startpunkt für den Entwurf eines **Referenzszenarios** genutzt, in dem **Einsparpotenziale identifiziert und in der Erstellung des Finalszenarios genutzt** werden. Das NEP-Szenario wurde ausgewählt, da es die Grundlage der aktuellen langfristigen Investitionsplanungen sowohl der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), als auch – mittelbar über Regionalisierung – der Verteilungsnetzbetreiber (VNB) bildet. Um die Kostensparnis zu untersuchen, wird eine **systemweite Perspektive** auf die Gesamtkosten des deutschen Stromsektors eingenommen, inklusive der **Investitions- und Betriebskosten** für Erzeugungsanlagen, **Strombruttoimportkosten, Stromnetzkosten** und weitere **Infrastrukturkosten** (Gas-, Wasserstoff- und Kohlenstoffinfrastruktur – am Stromsektorverbrauch anteilig) sowie die Kosten der im Stromsektor verursachten **CO₂-Emissionen**. Die Analyse erfolgt in **fünf Schritten**.

Im **ersten Schritt** erfolgt eine Untersuchung des **Referenzszenarios**, das auf dem **NEP 2023 Szenario B** basiert (Kapitel 3). Ziel ist es, die **Hauptsystemkostentreiber und Kostenrisiken** zu identifizieren. Dabei werden zentrale Parameter wie **Ausbaupfade für erneuerbare Energien**, thermische Kraftwerke, Wasserstoff und Speicher sowie Stromnetz- und Importvolumina analysiert. Außerdem werden die Entwicklung der **Stromnachfrage**, die **CO₂-Emissionen** sowie die resultierenden **Gesamtsystemkosten** für Deutschland im Zeitraum **bis 2045** quantifiziert. Neben der **kausalen Analyse**, die die Hauptkostentreiber aufzeigt, werden **zeitliche Analysen** durchgeführt, um festzustellen, zu welchen Zeitpunkten Hauptkosten auftreten. Diese **Grobanalyse** bildet die Grundlage

¹ § 3 Absatz 2 Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG).

für trennscharfe Hypothesen, die in den nachfolgenden Schritten detailliert untersucht werden.

Der **zweite Schritt** dient der Entwicklung von **Hypothesen**, die mögliche Strategien zur **Reduktion der Systemkosten** definieren, und wird in **Kapitel 4** dieses Berichts beschrieben. Die Auswahl der Hypothesen erfolgt in Abstimmung mit EnBW und legt den Fokus auf diejenigen Maßnahmen, welche den größten Einfluss auf die **Reduktion der Gesamtsystemkosten** haben.

Im **dritten Schritt** werden die Effekte der entwickelten **Hypothesen** auf **Systemkosten**, **Netzanforderungen** und **CO₂-Emissionen** quantifiziert. Nach dieser Bewertung werden die **vielversprechendsten Hypothesen** in einer **Detailanalyse** untersucht, bei der **Kombinationsszenarien** entwickelt werden, um die Interaktionen zwischen den Kostenhebeln zu bewerten. Diese Detailanalyse ist Gegenstand des **Kapitels 5** des Berichts.

Auf Basis der Ergebnisse der vorhergehenden Analyseschritte wird im **vierten Schritt** das **Finalszenario** entwickelt. Dabei werden die erfolgreich evaluierten **Kostenhebel** zu einem möglichst **kostenreduzierenden Szenario** kombiniert. Dieses Szenario wird detailliert mit dem **Referenzszenario** verglichen, um die **Einsparpotenziale** und **Systemkosten** zu bewerten. Zudem werden die wichtigsten **Zeiträume** beschrieben, in denen **Entscheidungen** nötig wären, falls man die identifizierten Kostensenkungspotenziale des Finalszenarios realisieren wollte. Die Beschreibung des **Finalszenarios** und der kritischen Entscheidungspunkte zu dessen Erreichung sind in **Kapitel 6** dargestellt.

Insgesamt wurden im Rahmen dieser Studie über 100 Stromsystemmodellierungen vorgenommen, um die möglichen Variationen der Kostenhebel zu testen. Der Bericht zeigt die Ergebnisse mit den wirkungsvollsten Veränderungen.

2 RAHMENBEDINGUNGEN

2.1 Hintergrund der Studie

Das im Rahmen dieser Studie entwickelte Finalszenario unterscheidet sich von dem regelmäßig veröffentlichten „Aurora Net Zero“ Szenario. Letzteres zeigt einen Entwicklungspfad, der auf dem heutigen Energiesystem basiert und die politischen Zielvorgaben für den Ausbau erneuerbarer Energien sowie für die Elektrifizierung erfüllt. Das Finalszenario hingegen wurde eigens für diese Studie entwickelt und stellt das Ergebnis eines kostenreduzierenden Anpassungsprozesses des im **Netzentwicklungsplan (NEP 2023 B)** beschriebenen Stromsystems dar. Dieses NEP-Szenario ist Grundlage der aktuellen langfristigen Investitionsplanungen im deutschen Stromnetz. Basierend auf den darin enthaltenen Angaben wurde ein Referenzszenario entwickelt, das mit dem Ziel, die Gesamtkosten des Stromsystems zu senken, abgeändert wurde. Es handelt sich also bei den beiden Szenarien um grundlegend unterschiedliche Ansätze, die unterschiedliche Szenarien hervorbringen.

2.2 Prämissen und Methodik

Zur Berechnung der gesamten Systemkosten dienen das Aurora-Strommarktmodell Origin sowie weiterführende Analysen als Grundlage. Für die modellbasierte Berechnung der Stromnetzkosten des Referenzszenarios (Kapitel 3), der Detailanalyse-Kombinationsszenarien (Kapitel 5) und des Finalszenarios (Kapitel 6) wurde Consentec GmbH als Unterauftragnehmer engagiert. Die Stromnetzkosten der Grobanalyse-Szenarien (Kapitel 4) wurden abgeschätzt und nicht modelliert.

Der Fokus der Studie liegt auf der Kostenreduktion des **deutschen Stromsystems**. Dabei werden wesentliche *Key Performance Indicators* (KPIs) berücksichtigt, um die Szenarien umfassend zu bewerten. Zu den zentralen KPIs gehören die Nettoimporte, die stets angegeben werden, um den Effekt von Exporten und Importen szenarioübergreifend zu vergleichen. Ergänzend werden die Versorgungssicherheit (bzw. Lastverlust), die CO₂-Emissionen sowie die Systemkosten pro erzeugter

Megawattstunde Strom als weitere KPIs herangezogen. Diese Kennzahlen ermöglichen eine detaillierte Analyse, indem sie nicht nur die wirtschaftliche Effizienz, sondern auch die Einhaltung von Klimazielen und die Versorgungssicherheit in den Blick nehmen. **Ziel der Analyse ist es, die Gesamtsystemkosten zu reduzieren**, jedoch unter **Berücksichtigungen der Nebenbedingungen** wie Versorgungssicherheit und der weiteren KPIs.

Zwecks der Vergleichbarkeit des Referenzszenarios, der Sensitivitäten und des Finalszenarios untereinander wurden Annahmen definiert, sodass bestimmte **politische und technische Rahmenbedingungen gleich** gehalten werden. Der deutsche **Stromsektor soll bis 2040 vollständig CO₂-neutral** werden. Deutschland bleibt dabei eine **einheitliche Strompreiszone**, und das bestehende Merit-Order-Strommarktdesign wird beibehalten. Über alle analysierten Szenarien hinweg wird eine identische Entwicklung der **Rohstoffpreise** für Kohle, Gas, Öl, Wasserstoff, sowie des EU-ETS-Preis angenommen. Zusätzlich wird in allen Szenarien dieselbe **Entwicklung der Grundlast-Nachfrage**, die den kontinuierlichen Mindestbedarf an elektrischer Energie beschreibt, zugrunde gelegt, während elektrische Fahrzeuge und Wärmepumpen als preisflexibel modelliert sind. **Investitionskosten, Betriebskosten sowie Abschreibungsparameter wie der gewichtete durchschnittliche Kapitalkostensatz und die Lebensdauern der Anlagen** bleiben ebenfalls in der gesamten Analyse konstant. Im Gegensatz dazu werden weitere Parameter, welche die einzelnen Szenarien charakterisieren, variabel gestaltet. Der **Kapazitätsmix** wird je nach Szenario angepasst und der daraus **resultierende Infrastrukturbedarf** berechnet. Ebenso wird der Einsatz von **grünem und blauem Wasserstoff** oder **CCS-Kraftwerken** variiert.

Für die Kapazitäten der **Interkonnektoren und den Kapazitätsmix der Nachbarländer** werden in der gesamten Analyse eine identische Entwicklung für alle Szenarien angenommen. Bei einem **Wechsel von grünem zu blauem Wasserstoff sinkt die Nachfrage nach inländischem Wasserstoff in Deutschland**, da importierter blauer Wasserstoff

angenommen wird. Die damit verbundenen **Zubaukosten im Ausland** liegen jedoch außerhalb der betrachteten Systemgrenzen, da ausländische Produktionsstätten – wie auch bei anderen Sektoren, etwa der Materialherstellung für erneuerbare Anlagen – nicht berücksichtigt werden.

Es werden ausschließlich die Kosten aus Stromimporten betrachtet, ohne die Erlöse aus Exporten zu berücksichtigen – es handelt sich also um die **Strombruttoimportkosten**. Bei Stromimporten werden zudem nur die anfallenden Importkosten basierend auf den Großhandelspreisen einbezogen, während die **Investitionskosten der Kraftwerke im Ausland** nicht berücksichtigt werden – auch dies liegt außerhalb der betrachteten Systemgrenzen.

Das **Referenzszenario** beschreibt ein bereits **hochflexibles System**, das eine hohe **Kapazität an Batteriespeichern** und **insbesondere Nachfrageflexibilität** annimmt. Diese übersteigen das heutige Niveau weit. Da die Analyse und das Finalszenario von dem Referenzszenario ausgehen, zieht sich dieses sehr hohe Maß an Flexibilität durch die gesamte Studie und die Studienergebnisse müssen unter dieser Prämisse betrachtet werden.

3 DAS REFERENZSZENARIO

3.1 Ein hochflexibles EE-gestütztes System

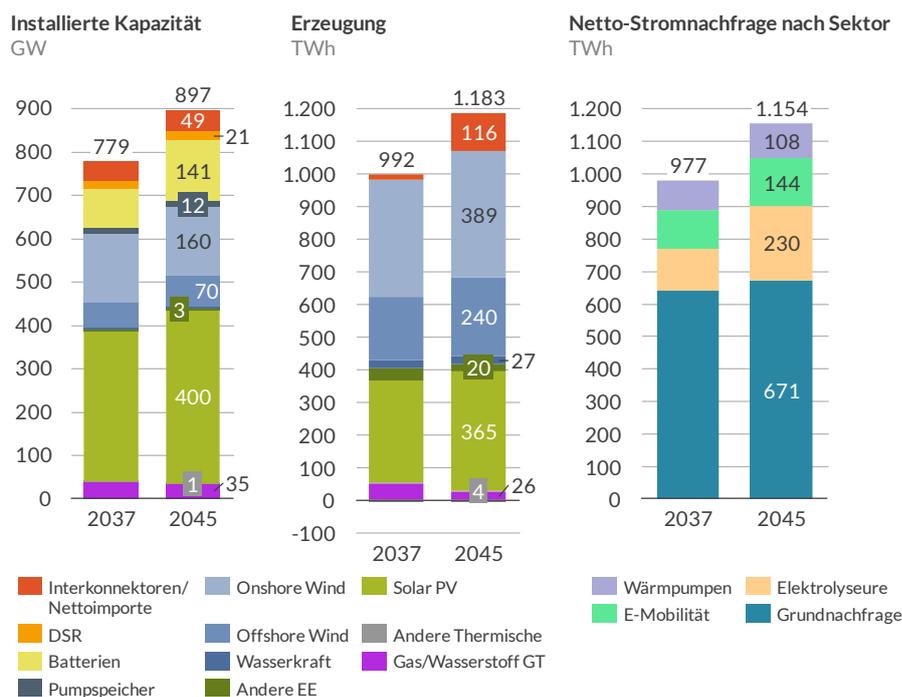
Das NEP 2023 B Szenario, das in dieser Analyse als **Referenzszenario** in Auroras Strommarktmodell (Origin) nachmodelliert wurde, dient als Ausgangspunkt. Entwickelt von den Übertragungsnetzbetreibern, stellt dieses Szenario eine Auslegung des Energiesystems in Deutschland entsprechend der aktuellen politischen Zielsetzung dar. Aus dem Netzentwicklungsplan werden Investitionsverpflichtungen (Bundesbedarfsplangesetz) abgeleitet. Dieses NEP-Szenario ist somit Grundlage der aktuellen langfristigen Investitionsplanungen sowohl der ÜNB, als auch der VNB (mittelbar über Regionalisierung). Das auf dem NEP 2023 B Szenario basierende **Referenzszenario beschreibt eine hoch flexible Energielandschaft, die auf erneuerbare Energien, Nachfrageflexibilität und Batteriespeicher** setzt, dabei jedoch auch auf **hohe Nettoimporte** angewiesen ist.

Abbildung 1 stellt die installierte Kapazität, Erzeugung und Stromnachfrage im Referenzszenario dar. Die Nachfrage stellt die Bruttostromnachfrage exklusive Kraftwerkseigenverbrauch dar. Sie beinhaltet Netzverluste, jedoch nicht den Eigenbedarf der Kraftwerke.

Die Merkmale der **installierten Leistung** im Referenzszenarios sind wie folgt:

- Im Referenzszenario **dominieren erneuerbare Energien** wie Windkraft und Photovoltaik mit insgesamt 630 GW Kapazität. Mit einer Erzeugung von fast 1000 TWh im Jahr 2045 spielen sie eine zentrale Rolle im Energiesystem. Diese Technologien decken den wachsenden Strombedarf, reduzieren CO₂-Emissionen und bilden die Basis für eine klimaneutrale Versorgung.
- Zusätzlich tragen **hohe Kapazitäten von Batteriespeichern** mit 141 GW im Jahr 2045 und **ausgeprägte Nachfrageflexibilität** zur Systemstabilität bei. Ein bedeutender Anteil preissensitiver

Abb. 1 Kapazität, Erzeugung und Stromnachfrage für das Referenzszenario



Verbraucher, insbesondere Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, passt den Stromverbrauch flexibel an Marktpreise an.

- **Thermische Energieträger** haben im Referenzszenario eine begrenzte Rolle. Insgesamt **35 GW Gas- und H₂-Kraftwerkskapazität** sind im Jahr 2045 vorgesehen. Alle konventionellen Gasanlagen sind als **Gasturbinen (GT)** modelliert, die über ein höheres Maß an Flexibilität verfügen als kombinierte **Gas- und Dampfkraftwerke (GuD)**.
- Im Referenzszenario findet ein **hoher Ausbau von Elektrolyseuren** statt, die im Jahr 2045 50 GW installierter Leistung erreichen. Damit einhergehend wird für das Referenzszenario ein Betrieb der H₂-Kraftwerke mit grünem Wasserstoff angenommen.

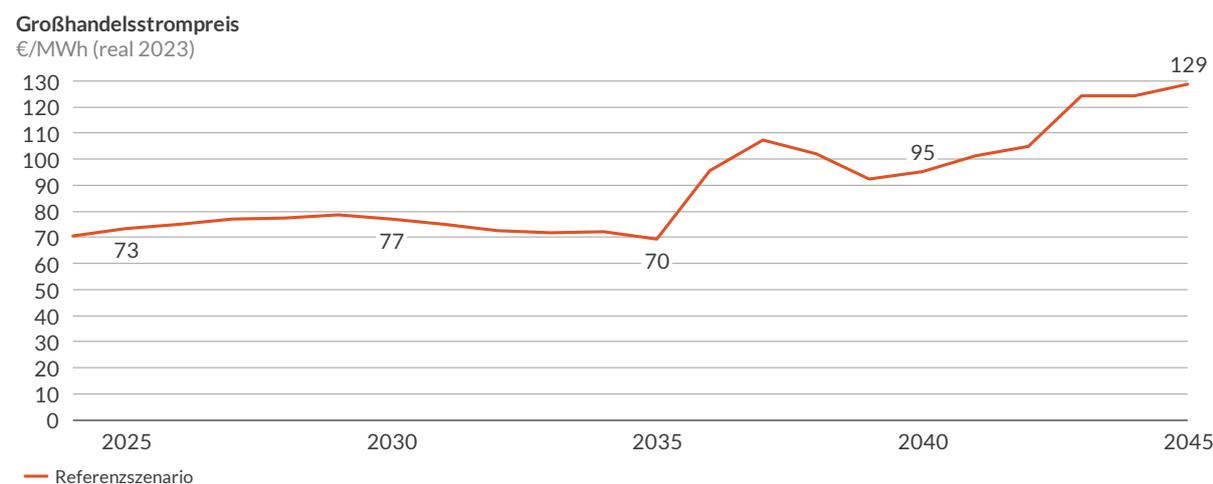
Nettoimporte und Versorgungssicherheit: Trotz des starken Ausbaus erneuerbarer Energien ist Deutschland im Referenzszenario auf erhebliche Nettoimporte angewiesen, was auf potenzielle Versorgungslücken in Spitzenlastzeiten hinweist (falls auch die Nachbarländer nicht massive und günstige Überkapazitäten haben). In den Jahren 2036 und 2037 tritt aufgrund dieser

Versorgungslücken Lastverlust in Höhe von insgesamt 0,17 TWh auf. Im Jahr 2045 rechnet das Szenario mit einem Nettoimport von 120 TWh aus dem Ausland. Im als Ausgangsbasis genutzten Netzentwicklungsplan wird nicht davon ausgegangen, dass die Last in jeder Stunde vollständig gedeckt werden kann, da der angenommene Kraftwerkspark und die verfügbaren Flexibilitätsoptionen in den Szenarien nicht als garantiert ausreichend betrachtet werden.² Im Netzentwicklungsplan wurden daher modellseitig lastnahe Reserven einbezogen, um den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, ohne zusätzlichen Netzausbaubedarf zu generieren.

3.2 Anpassungen zur Nachbildung des NEP im Strommarktmodell

Das NEP Szenario B wurde im Aurora-Strommarktmodell Origin nachgebildet. Diese Modellierung des NEP Szenario B wird als Referenzszenario bezeichnet. Um die Funktionsfähigkeit des Szenarios im Aurora-Strommarktmodell zu gewährleisten, waren Anpassungen des Szenarios erforderlich. Diese Anpassungen betreffen insbesondere die Flexibilität des Systems, die dahingehend geändert

Abb. 2 Großhandelspreise für das Referenzszenario



² Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2023, 2. Entwurf, S.46.

wurde, um im Aurora-Modell auftretende Lastverluste möglichst stark zu reduzieren. Die Anpassungen zur Annäherung an die Angaben des Netzentwicklungsplans in der Erstellung des Referenzszenarios im Aurora-Strommarktmodell sind im Folgenden beschrieben. Da der NEP nur Angaben für die Jahre 2037 und 2045 enthält, wurden die Werte für die Zwischenjahre interpoliert. Weitere Anpassungen betreffen:

- **Interkonnektoren:** Während im NEP eine etwas niedrigere Kapazität (ca. 46 GW bis 2045) angenommen wird, setzt das Aurora-Modell eine leicht höhere Kapazität (ca. 49 GW) an, um die Flexibilität im Falle einer geringfügig höheren Gesamtnachfrage zu ermöglichen.
- **DSR (Demand Side Response):** Das NEP nimmt eine geringere Kapazität von etwa 12 GW bis 2045 an, während das Aurora-Modell eine höhere Kapazität (ca. 21 GW) verwendet, um die Flexibilität für Nachfrageschwankungen zu gewährleisten.
- **Rohstoffpreise:** Im NEP entspricht der Wasserstoffpreis dem „Clean Gas Price“ (Gaspreis plus CO₂-Zertifikate). Das Aurora-Modell bleibt bei ähnlichen Annahmen, berücksichtigt jedoch keine Subventionen, um Systemkostenverzerrungen zu vermeiden. Für das Referenzszenario wurde für wasserstofffähige Kraftwerke ein grüner Wasserstoffpreis angesetzt.
- **CO₂-Emissionen:** Das NEP strebt im Stichtjahr 2045 ein dekarbonisiertes Stromsystem an, einschließlich der Müllverbrennungsanlagen. Im Stichtjahr 2037 ist im NEP noch keine Dekarbonisierung erreicht. Für die Zwischenjahre 2038-2044 trifft der NEP keine Aussage zur Dekarbonisierung. Nach Absprache mit EnBW zielt das Aurora-Modell auf eine Dekarbonisierung bis 2040 ab, ebenfalls einschließlich der Müllverbrennungsanlagen.
- **Modellierung der Nachbarländer:** Für die Nachbarländer wurde das jeweilige Aurora-Net-Zero-Szenario für den Kapazitätsausbau angenommen,

welches meist entsprechend den politischen Zielen einen starken Dekarbonisierungspfad fokussiert auf Erneuerbare und Batterien annimmt.

- **Batteriespeicher:** Die Gesamtleistung an Batteriespeichern bleibt gegenüber dem NEP unverändert. Für das Referenzszenario wird eine Batteriespeicherdauer von 2h bis inkl. 2034, anschließend eine graduelle Steigerung, und ab 2041 bis 2045 von 6h unterstellt.

Die **getroffenen Annahmen im Referenzszenario bringen es den Zielen des NEP 2023 B sehr nahe**, was sich gut anhand der Modellergebnisse bewerten lässt. Im Bereich der Nachfrage zeigt das Referenzszenario eine leicht höhere Nachfrage für *Power-to-Heat* und Elektrolyseure im Vergleich zum NEP, was vor allem auf unterschiedliche Modellierungsansätze zurückzuführen ist. Insgesamt ist der Verbrauch im Jahr 2037 mit 977 TWh im Referenzszenario allerdings nur 2% höher als im NEP.

3.3 Großhandelspreise im Referenzszenario

Die Großhandelspreise liegen im Referenzszenario **zwischen 2024 und 2030 bei durchschnittlich 76 €/MWh³**. Der schnelle Ausbau von Photovoltaik (PV) wirkt in dieser Phase preisdämpfend und trägt zur Stabilisierung der Preise bei (siehe Abbildung 2), auch wenn gleichzeitig die Nachfrage und die Rohstoffpreise steigen.

Im **Zeitraum von 2031 bis 2035 wird die weiter steigende Nachfrage durch den beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien überkompensiert, wodurch das Preisniveau moderat bleibt**. Der vorgezogene PV-Ausbau sorgt dafür, dass das System gut mit der wachsenden Nachfrage mithalten kann.

Ab 2036 steigen die Großhandelspreise jedoch spürbar an. Die Phase von 2036 bis 2045 ist geprägt von einem **angespannten System, in dem zunehmend wasserstoffbetriebene Kraftwerke und**

³ Alle Euro-Beträge werden in realen Preisen des Jahres 2023 berichtet, soweit nicht anders angegeben.

Demand Side Response (DSR) preissetzend wirken, was die Preise nach oben treibt. Zudem spielen die Abnahme konventioneller thermischer Kapazität und die Zunahme **kostspieliger Importe** eine Rolle im Anstieg der Preise. Zwar nimmt die Kapazität an Batteriespeichern zu, jedoch reicht deren Flexibilität nicht aus, um Engpässe in der Versorgung vollständig abzufedern. Das führt zu insgesamt **36 Stunden, in denen Lastabwurf auftritt**, da die Nachfrage selbst durch kostspieligen DSR-Einsatz nicht gedeckt werden kann. Diese finden in den Jahren 2036 und 2037 statt, in denen die höchste punktuelle Systemknappheit auftritt. Zwischen 2041 und 2045 **steigt das Preisniveau** um durchschnittlich 32 €/MWh im Vergleich zur vorhergehenden Phase., unter anderem aufgrund des steigenden Importanteils in einem zunehmend angespannten System. Das Referenzszenario stellt also ein so knappes System dar, dass es auf hohe Importvolumina angewiesen ist, viel DSR-Einsatz benötigt und dennoch einen Lastabwurf in den Stunden der höchsten Knappheit nicht verhindern kann.

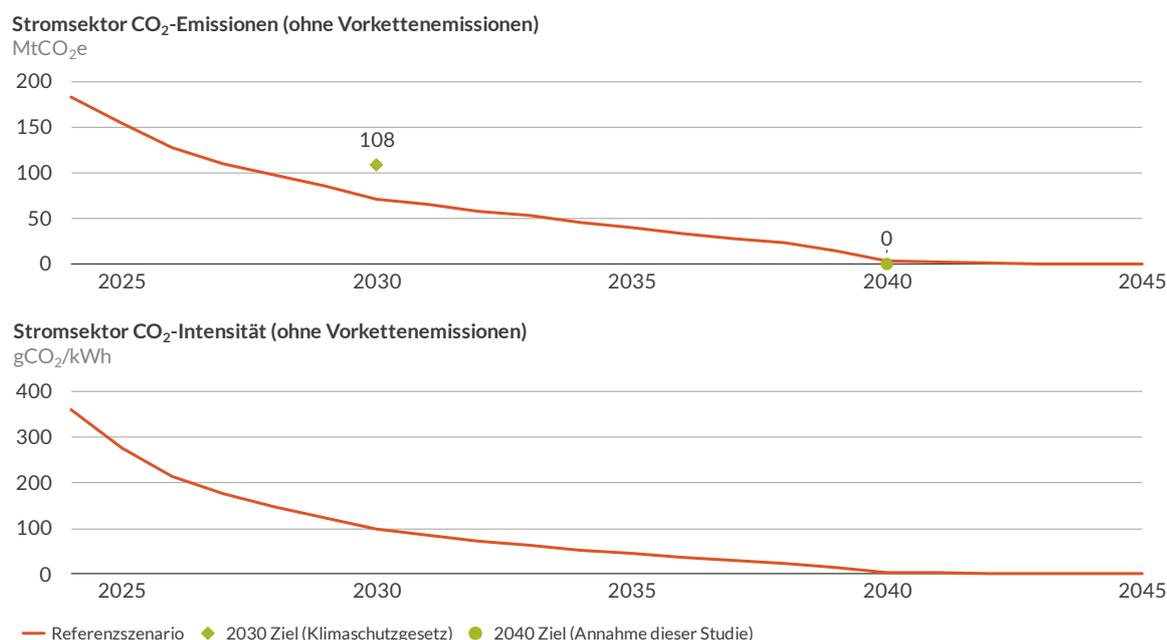
3.4 Emissionen im Referenzszenario

Der Aufbau des Energiesystems und die daraus resultierenden Großhandelspreise werden

maßgeblich von den Dekarbonisierungszielen beeinflusst. Im Referenzszenario zielt Deutschland auf eine **vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors ab dem Jahr 2040** ab, was erhebliche Veränderungen in der Struktur der Stromerzeugung mit sich bringt. Bis 2030 werden die CO₂-Emissionen im Stromsektor auf etwa 83 Mio. t gesenkt. Abbildung 3 stellt dar, dass ab den 2030er Jahren der **beschleunigte Ersatz von Gas durch Wasserstoff sowie der konsequente Ausbau erneuerbarer Energien die Emissionsreduktion weiter verstärkt**. Diese Maßnahmen führen zu einem kontinuierlichen Rückgang der CO₂-Intensität im Stromsektor und treiben das System Richtung Klimaneutralität.

Während im NEP 2023 B für 2045 noch Restemissionen von etwa 4 Mio. t CO₂ erwartet werden, zeigt das Referenzszenario eine schnellere Entwicklung und rechnet bereits 2040 mit nur noch 2,4 Mio. t CO₂ an Restemissionen. Diese verbleibenden Emissionen sind bspw. auf Müllverbrennungsanlagen zurückzuführen und sollen durch Technologien wie *Carbon Capture and Storage (CCS)* oder *Negativemissionen (Direct Air Capture - DAC)* vollständig kompensiert werden, was den Weg zu einem emissionsfreien Stromsektor ebnet.

Abb. 3: CO₂-Emissionen und -Intensität für den Stromsektor



4 HEBEL ZUR SYSTEMKOSTENREDUZIERUNG

Auf die Analyse des Referenzszenarios folgt die **Evaluierung von Möglichkeiten, die Systemkosten zu reduzieren**. Die Kernparameter zum Vergleich zum Referenzszenario sind die Systemkosten. Zu diesem Zweck werden **Hypothesen zur Reduktion der Systemkosten** definiert, die quantitativ in jährlicher Schärfe anhand des Aurora-Strommarktmodells sowie ihrer Auswirkung auf die Netze (Übertragungs-, Verteil-, CO₂- und Gasnetze) analysiert werden. In diesem Abschnitt wird eine **grobe Schätzung der erwarteten Netzkosten** vorgenommen. Eine präzise Kalkulation der Stromnetzkosten wird im nächsten Schritt, also in der Detailanalyse von Kombinationsszenarien, vorgenommen. Die Ergebnisse dieser Analyse bilden die Grundlage für die Kombinationen verschiedener Kostenhebel, mit dem Ziel ein optimiertes Szenario zu identifizieren, das eine möglichst hohe Einsparung in den Systemkosten erzielt. Im Rahmen der Studie wurden über 100 Stromsystemmodellierungen vorgenommen, um die möglichen Variationen der Kostenhebel zu testen. Der Bericht zeigt jedoch nur die Ergebnisse der wirkungsvollsten Veränderungen.

Tabelle 1 fasst die wichtigsten Erkenntnisse aus dem Referenzszenario und daraus abgeleitete Kostenhebel zur Evaluation der Hypothesen zusammen.

Die Analyse untersucht fünf Hypothesen zur Reduzierung der Systemkosten im Stromsystem. **Hypothese 1** nimmt an, dass der starke Offshore-Wind-Ausbau nicht systemkostenoptimal ist, da hohe Netzausbaukosten entstehen; stattdessen wird eine Verlagerung zu Onshore-Wind, Solar PV und flexiblen Kapazitäten getestet.

Hypothese 2 analysiert, ob thermische Kapazitäten die Flexibilität und Versorgungssicherheit kostengünstiger als die groß dimensionierten Batteriekapazitäten gewährleisten könnten.

Hypothese 3 prüft den Einsatz von CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS), um bestehende Gaskraftwerke kosteneffizient zu integrieren und Wasserstoffbedarf zu reduzieren.

Hypothese 4 untersucht die Verwendung von Wasserstoffimporten, vor allem blauer Wasserstoff, und den späteren Einsatz von H₂-Kraftwerken und reduzierter Elektrolyseurkapazitäten.

Hypothese 5 schlägt einen verstärkten regionalen Ausbau im Süden Deutschlands vor, um Netzausbaukosten zu senken und die Systemstabilität zu erhöhen. Allen Hypothesen sind kostenwirksame Maßnahmen zugeordnet („**Kostenhebel**“), deren Effekte auf die Systemkosten sowie weitere KPIs durch zielgerichtete Simulationen überprüft werden.

Tab. 1 Hypothesen und Kostenhebel im Überblick

Hypothese	Motivation für Hypothese	Zu prüfende Kostenhebel für Hypothesen
Hypothese 1: Erneuerbare Der geplante Ausbau von Erneuerbaren Energien ist nicht Systemkosten-optimiert.	<ul style="list-style-type: none"> Hoher Erneuerbaren-Ausbau im Referenzszenario. Ab 55 GW Wind Offshore steigen Netzanbindungskosten stark, Ref.sz.sieht 70 GW vor. 	<ul style="list-style-type: none"> Reduktion des Wind-Offshore-Ausbaus und Ersatz durch disponible Leistung (Gas, H₂) Verschiebung des technologischen Fokus des EE-Ausbaus: Weniger Offshore Wind, dafür mehr Onshore Wind und Solar PV
Hypothese 2: Flexibilität Zusätzliche disponible Flexibilität reduziert Systemkosten.	<ul style="list-style-type: none"> Sehr hohe Flexibilität durch Batterien und Nachfrage-seite in Ref.sz. Ab Mitte der 2030er-Jahre Systemknappheit v.a. in Wintermonaten in Ref.sz. 	<ul style="list-style-type: none"> Reduktion des Ausbaus von Batterien zugunsten von disponiblen Kraftwerken, da sehr hoher Batterieausbau im Ref.sz. Insgesamt mehr Systemkapazität: Erhöhter Ausbau von disponiblen Kraftwerken (H₂-ready Gas- oder H₂-Kraftwerke), um Einsatz von kostenintensiven Optionen wie Importen oder DSR zu reduzieren
Hypothese 3: CCS Die Nutzung von CCS im Stromsektor reduziert Systemkosten.	<ul style="list-style-type: none"> Kein Einsatz von CCS bei Kraftwerken in Ref.sz. vorgesehen. Einsatz von Negativemissionen (z.B. Direct Air Capture) im Ref.sz. zum Ausgleich von Restemissionen 2040-2045. 	<ul style="list-style-type: none"> Nutzung von Gas-CCS sowie Aufbau von CCS-Infrastruktur statt Nutzung von H₂ (d.h. H₂-Kraftwerke, inländische H₂-Erzeugung), um Gaskraftwerke und Gasinfrastruktur weiter zu nutzen, statt sie auf Wasserstoff umzustellen
Hypothese 4: Wasserstoff Der geplante H ₂ -Hochlauf sowie H ₂ -Infrastruktur ist nicht optimiert.	<ul style="list-style-type: none"> H₂ ab 2035 im Ref.sz. eingesetzt. Mit EnBW abgestimmt, dass Stromsektor 2040 klimaneutral. Importe preissetzend für deutschen grünen H₂. Blauer H₂ günstiger als Importe von grünem H₂. 	<ul style="list-style-type: none"> Späterer Fuel Switch auf H₂-Kraftwerke im Erzeugungsmix gegenüber derzeitiger Zeitlinie (Flexibilität allerdings nur von 2035 bis 2040) Maximierung des Imports von blauem Wasserstoff, Derivaten und energieintensiven Vorprodukten (bspw. Ammoniak) statt inländischer grüner H₂-Erzeugung
Hypothese 5: Regionalität Der Zubau von Leistung in Süddeutschland wirkt sich kostensenkend aus.	<ul style="list-style-type: none"> Kraftwerksstrategie sieht ca. zwei Drittel des Zubaus im netztechn. Süden vor. Systemknappheit ab Mitte der 2030er-Jahre in Wintermonaten begünstigt saisonale Speicher oder Thermische, nicht EE. 	<ul style="list-style-type: none"> Verstärkter Zubau disponibler Leistung in Süddeutschland und dafür reduzierter Zubau von EE in Norddeutschland (und damit verbundener reduzierter Netzausbau in ganz Deutschland) Verschiebung von Teilen des Wind-Ausbaus von Norddeutschland nach Süddeutschland

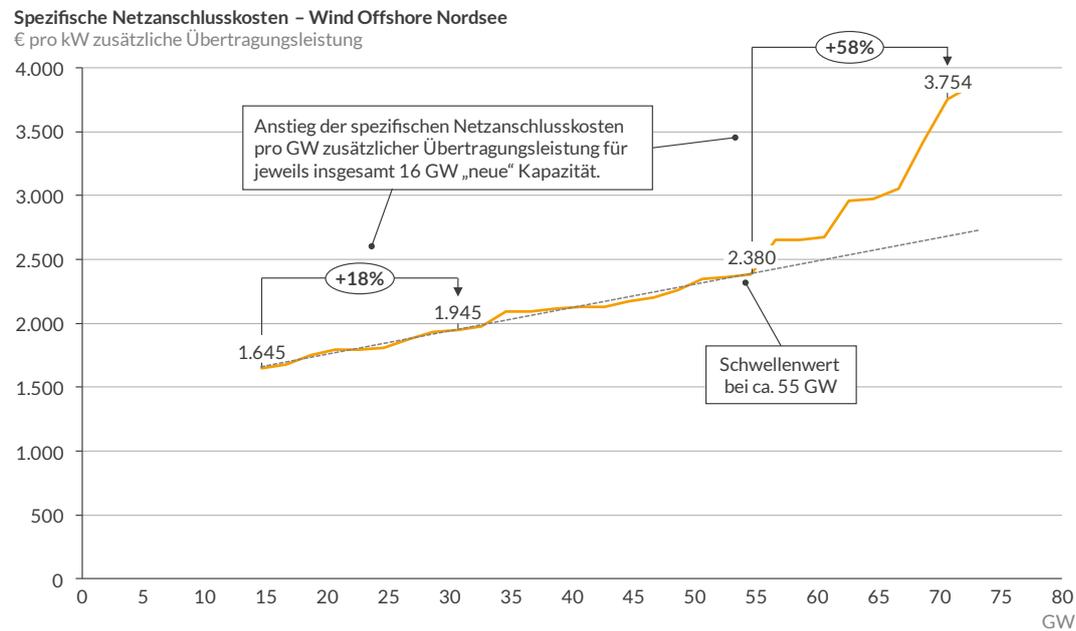
4.1 Hypothese 1: Erneuerbare Energien

Das Referenzszenario sieht einen sehr hohen Ausbau von Erneuerbaren Energien vor. Insgesamt sollen beispielsweise bis 2045 70 GW Offshore-Wind-Leistung installiert sein. Deshalb wird untersucht, ob eine Reduktion der EE-Kapazität zu Systemkosteneinsparungen führen kann. Die Analyse zeigt, dass die **Reduzierung des EE-Ausbaus von Offshore-Wind sowie Solar PV in Kombination mit höherer thermischer Kapazität zu Einsparungen von bis zu 5 Mrd. €/Jahr, oder 3,1 %** gegenüber dem Referenzszenario führen kann. Um deren Ausbau zu optimieren, werden **folgende Kostenhebel** in iterativen Schritten und verschiedenen Konstellationen angesetzt, zu denen ausgewählte Ergebnisse im Anhang dokumentiert sind:

- **Reduktion der Wind-Offshore-Kapazität von 70 GW auf 55 GW**

Die Netzkosten der Offshore-Anbindungssysteme steigen mit der Trassenlänge an. Zunächst werden für den Anschluss Netzanschlusspunkte in Küstennähe verwendet. Bis zu einer Schwelle von etwa 55 GW kumulierter Übertragungsleistung (entspricht 55 Offshore-Wind-Kapazität) kann von einem linearen Kostenanstieg ausgegangen werden, wie Abbildung 4 zeigt.⁴ Danach ist ein Schwellenwert erreicht, nach welchem die spezifischen Netzananschlusskosten stark steigen, da die Anbindungspunkte für die landseitige Offshore-Anbindung ab diesem Punkt weiter im Landesinnern liegen und somit längere Stromtrassen gebaut werden müssen. Aus diesem Grund wird der Ausbau auf 55 GW begrenzt. Dies verursacht bereits eine Kostenreduzierung von 0,9 %. Es ist anzunehmen, dass bei einem Ausbau auf 70 GW signifikante Abschattungseffekte auftreten würden, die jedoch in dieser Studie nicht berücksichtigt werden. Daher könnte der tatsächliche Kosteneffekt der Reduktion der

Abb. 4 Spezifische Netzananschlusskosten - Wind Offshore Nordsee



⁴ Übersichtsrechnung für die Kosten des Anschlusses der Erneuerbaren an das Übertragungsnetz. Bewertung auf Basis der Kostenansätze (Kabel+Konverter) und der Netzananschlusspunkte des NEP37/45 (V2023). Das Ist-Netz und das Startnetz des NEP sind als Offset enthalten. Kostenbasis ist real EUR 2022.

Offshore-Windkapazität auf 55 GW höher ausfallen als in dieser Studie geschätzt.

- **Reduktion der Solar-PV-Kapazität**

Neben der Reduktion der Wind-Offshore-Kapazität wird die Solarkapazität um 20% (entspricht 80 GW in 2045) – Aufdach und Freifläche gleichermaßen proportional – gesenkt. Die Reduzierung von EE-Kapazität wird in einem weiteren Schritt durch zusätzliche thermische Kapazitäten ersetzt, um Lastverluste und zu hohe Importmengen zu vermeiden. Da die Importmengen im Vergleich zum Referenzszenario allerdings signifikant höher sind, wird dieser Kostenhebel für die weitere Analyse nur gemeinsam mit weiteren Hebeln, insbes. der Reduktion von Elektrolyseuren weiterverfolgt.

- **10 GW zusätzliche thermische Kapazität (Gas/Wasserstoff)**

Um kostenintensive Lastverluste durch die Reduzierung von Offshore Wind und Solar PV zu vermeiden ist es notwendig, zusätzliche disponible Leistung hinzuzubauen. In iterativen Schritten wurde für diese Hypothese der Zubau von 10 GW thermischer Kapazität gegenüber dem Referenzszenario als systemoptimierend identifiziert.

- **Keine Veränderung der Onshore-Wind-Kapazität**

Analog zur Reduzierung von Solar-PV-Kapazität wurden eine Senkung von Onshore Wind getestet. Diese reduziert zwar die Systemkosten, allerdings zeigen sich höhere Kosten im Vergleich zu den Kombinationen mit Solar-PV-Reduzierung und dem Zubau von thermischer Kapazität, bei identischem Ausbau der Onshore-Kapazität wie im Referenzszenario. Die höheren Systemkosten bei einer Reduzierung der Onshore-Windkapazität im Vergleich zur Solar-PV-Kapazität ergeben sich daraus, dass die fehlende Windenergieerzeugung auch in Zeiten mit knapperer Systemdeckung auftritt, wie etwa in den Wintermonaten. In diesen Phasen sind Importe deutlich teurer als in den Perioden, in denen die reduzierte Solar-PV-Erzeugung fehlt, welche vor allem die Sommermonate betrifft. Dies führt zu einem durchschnittlichen Unterschied in den Importkosten von rund 2 Mrd. €/Jahr zwischen den beiden Szenarien.

Fazit zu Hypothese 1

Die oben beschriebenen Kostenhebel ergeben in der optimalen Kombination eine durchschnittliche **Systemkostenreduzierung von 5 Mrd. €/Jahr oder 3,1 %** im Vergleich zum Referenzszenario (siehe Abbildung 5). Diese Kombination beinhaltet einerseits eine Reduktion von Offshore-Wind- sowie Solar-PV-Kapazitäten und andererseits ein Zubau von 10 GW thermischer Kapazität, um die im Referenzszenario auftretenden Lastverluste zu vermeiden. In der Folge der Kapazitätsanpassung sinken unter anderem die Investitionskosten für Erneuerbare signifikant, während die **Importe von 27 TWh/Jahr auf 101 TWh/Jahr stark ansteigen**, wie Abbildung 6 zeigt. Dieser Anstieg wirkt sich negativ auf die Importkosten aus. Die daraus resultierenden hohen Importkosten beeinflussen direkt die Großhandelspreise, die im Durchschnitt um etwa 16 % steigen. Aus diesem Grund wird die Hypothese, die eine Reduzierung der Solar-PV-Kapazität beinhaltet, lediglich in Kombination mit weiteren Maßnahmen, wie beispielsweise einer Verringerung der Elektrolyseur-Kapazität, weiterverfolgt. Ausgewählte Ergebnisse der in Hypothese 1 getesteten Sensitivitäten werden in Tabelle 3 im Anhang berichtet.

Abb. 5 Ergebnisse der Hypothese 1

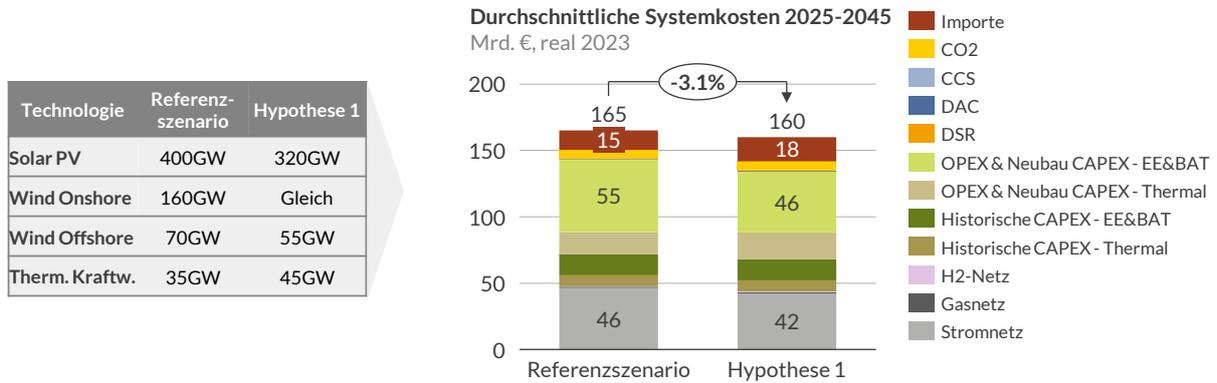
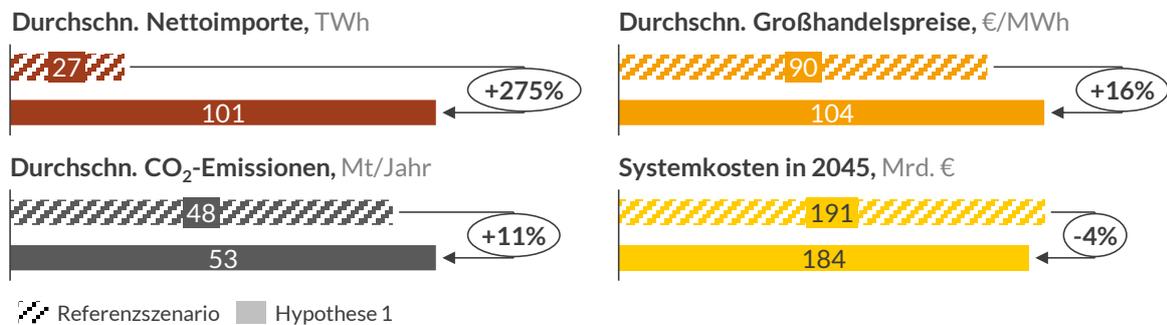


Abb. 6 Effekte der Hypothese 1 auf KPIs



4.2 Hypothese 2: Flexibilität

Im Referenzszenario ist der Ausbau von Batterien (mit 6 Stunden Speicherdauer) für das Jahr 2045 mit 141 GW bereits ambitioniert geplant. Auch die Nachfrageseite ist sehr flexibel gehalten. Das Szenario ist daher bereits als **hochflexibel** einzustufen, wodurch ein weiterer Ausbau der Flexibilität nicht erforderlich ist. Aufgrund des ambitionierten Ausbaus an Batteriespeichern wird in Hypothese 2 daher ein **Teil dieser Leistung verringert und durch thermische Erzeugungskapazität ersetzt**. Dies dient dazu, die Versorgungssicherheit und Flexibilität weiterhin sicherzustellen. Insgesamt wird so eine **Reduktion der Systemkosten um 3% ermöglicht**.

▪ Reduktion der Batterieleistung

Im Referenzszenario ist für 2045 ein Ausbau der Batterieleistung auf 141 GW vorgesehen, was eine hohe Flexibilität bietet, jedoch stark von Phasen günstiger Stromerzeugung für das Laden der

Batterien abhängt. Daher wird die Batterieleistung in einem Szenario um bis zu 50% auf 70 GW in 2045 reduziert. Dies entspricht einer Reduktion der installierten Kapazität von 846 GWh auf 420 GWh in 2045. Um die Versorgungssicherheit trotz der geringeren Leistung zu gewährleisten, wird die fehlende Flexibilität durch disponible thermische Kraftwerke ausgeglichen.

▪ Ersatz durch thermische Kraftwerke

Um die reduzierte installierte Batterieleistung zu kompensieren und Lastverluste zu vermeiden, wird zusätzliche Erzeugungskapazität hinzugefügt. Um dabei die notwendige Flexibilität sicherzustellen, greift diese Hypothese – wie bereits zuvor – auf thermische Kraftwerke zurück. Je nach Umfang der fehlenden Kapazität wird in verschiedenen Szenarien die entsprechende thermische Kapazität ergänzt. Der größte Einspareffekt der Systemkosten zeigt sich dabei beim Zubau von 20 GW.

Fazit zu Hypothese 2

Die höchste Systemkosteneinsparung, von 3 % gegenüber dem Referenzszenario, wird bei einem **Ersatz der Hälfte der Batterien (71 GW) durch 20 GW Gas- und Wasserstoffkraftwerke** erzielt (siehe Abbildung 7). Wird die reduzierte installierte Leistung von Batteriespeichern durch eine höhere thermische Kapazität ersetzt, fällt die Systemkosteneinsparung aufgrund der höheren Investitions- und Betriebskosten für die thermischen Anlagen geringer aus. Werden 71 GW Batteriespeicher beispielsweise durch 24 GW Gas-/ Wasserstoffkapazität ersetzt, sinken die Systemkosten im Vergleich zum Referenzszenario um 2,9 %. Werden 36 GW thermischer Kapazität zum Ersatz von 71 GW Batteriespeicher angesetzt, liegt die Systemkosteneinsparung bei 2,7 %.

Durch den Ersatz von flexibler Technologie sind Effekte auf die Importmengen kaum merklich, siehe Abbildung 8. Allerdings können teure Lastverluste, der kostenintensive verstärkte Einsatz von DSR, und einige teure Importe vermieden werden, was die Versorgungssicherheit gewährleistet und einen unmittelbaren Effekt auf die Großhandelspreise

hat, die im Durchschnitt um 10 % sinken. Tabelle 4 im Anhang zeigt ausgewählte Ergebnisse der Sensitivitäten für Hypothese 2 auf.

4.3 Hypothese 3: CCS

Im Referenzszenario ist der Ausbau thermischer Kapazitäten ausschließlich auf Gasturbinen ausgerichtet. Ziel dieser Hypothese ist es, die bestehende Gasinfrastruktur effizient zu nutzen und die Abhängigkeit von Wasserstoff zu reduzieren. Untersucht wird, ob der **Einsatz von CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) sowie die Weiternutzung bestehender Gaskraftwerke anstelle von Wasserstoffkraftwerken** zu einer Reduzierung der Systemkosten führt. Das Ergebnis zeigt, dass diese Vorgehensweise die **Systemkosten um 0,6 % senken** kann:

- **Ersatz von Wasserstoffkraftwerken durch CCS-Kraftwerke**

Es wird analysiert, ob der Ersatz aller Wasserstoffkraftwerke durch CCS-Kraftwerke eine Reduktion

Abb. 7 Ergebnisse der Hypothese 2

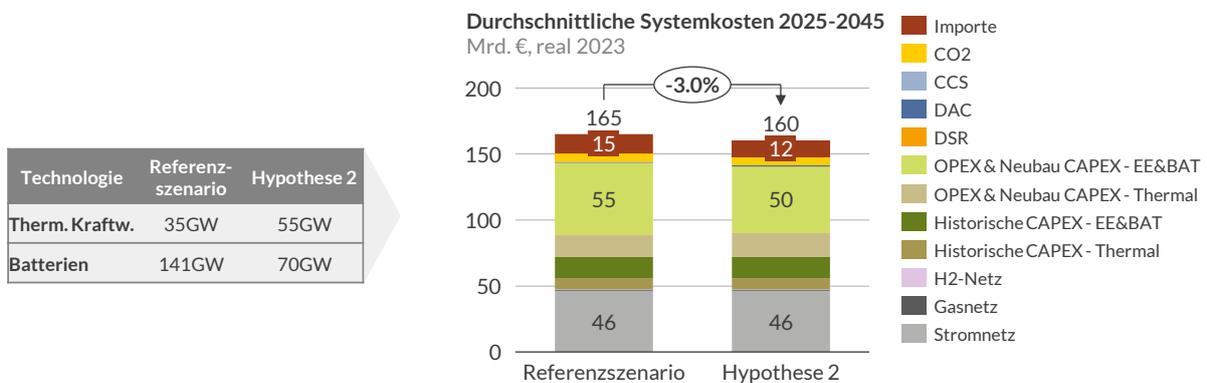
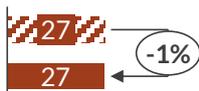


Abb. 8 Effekte der Hypothese 2 auf KPIs

Durchschn. Nettoimporte, TWh



Durchschn. CO₂-Emissionen, Mt/Jahr



▨ Referenzszenario ■ Hypothese 2

Durchschn. Großhandelspreise, €/MWh



Systemkosten in 2045, Mrd. €



der Systemkosten bewirken kann. Dafür wird CCS-Infrastruktur aufgebaut, sodass Gaskraftwerke und deren bestehende Infrastruktur weiter genutzt werden können. Konkret werden 35 GW an Wasserstoffkraftwerkskapazität durch 35 GW Gas-CCS-Kapazität ersetzt. Aufgrund der etwa 95-prozentigen Effizienz von CCS entstehen auch unter ihrem Einsatz Restemissionen, die durch Negativemissionstechnologien (bspw. *Direct Air Capture*) eingefangen werden müssen. Dadurch entstehen in den in Hypothese 3 getesteten Szenarien Kosten für Investition und Betrieb von *Direct Air Capture*-Anlagen.

Fazit zu Hypothese 3

Durch den Ersatz von Wasserstoff durch Gas-CCS-Kraftwerke können **Systemkosten im Vergleich zum Referenzszenario um 0,6 % gesenkt** werden, siehe Abbildung 9. CCS stellt also eine Option zur Kostenreduktion dar, ist allerdings im Vergleich zu vorherigen Hypothesen weniger effektiv.

Die im Rahmen dieser Hypothese simulierten Maßnahmen haben insgesamt einen deutlichen Effekt auf die Importvolumina, die durchschnittlich um 75% gesenkt werden können (siehe Abbildung 10). Im Referenzszenario ist die Stromproduktion durch Kraftwerke, die mit grünem Wasserstoff betrieben werden, teurer als Importe, weshalb verstärkt Strom importiert wird. Die im Rahmen der Hypothese simulierten Maßnahmen ändern dies: CCS-Kraftwerke haben zwar höhere Investitionskosten als Wasserstoffkraftwerke, jedoch deutlich niedrigere Brennstoffkosten, da sie Gas verwenden. Die Stromproduktion durch **CCS-Kraftwerke ist dadurch bei hinreichenden Volllaststunden günstiger** als durch Wasserstoffkraftwerke, wodurch die **inländische Stromerzeugung steigt und Importe stark zurückgehen**. Gleichzeitig steigen jedoch die Investitions- und Betriebskosten durch den verstärkten Einsatz thermischer Kraftwerke (Gas- und CCS-Kraftwerke). Trotz dieser Mehrkosten **überwiegen die Einsparungen bei den Importen**, sodass die Gesamtkosten des

Abb. 9 Ergebnisse der Hypothese 3

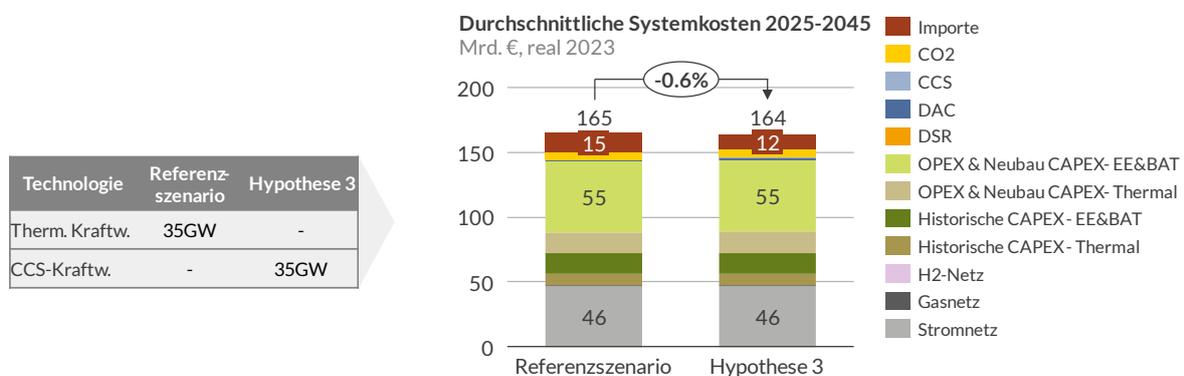
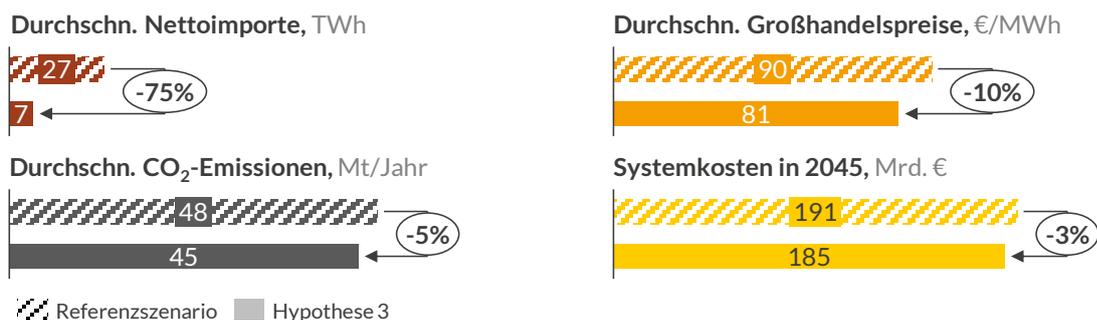


Abb. 10 Effekte der Hypothese 3 auf KPIs



Energiesystems leicht sinken. Ausgewählte Ergebnisse für Hypothese 3 sind in Tabelle 5 im Anhang zu finden.

4.4 Hypothese 4: Wasserstoff

In dieser Hypothese wird untersucht, **ob eine Verschiebung des Fuel-Switch-Zeitpunktes oder eine Maximierung von Wasserstoff-Importen gegenüber lokaler Erzeugung zu einer Reduktion der Systemkosten führen kann.** Für Letzteres wird die Elektrolyseurkapazität signifikant reduziert, was zu einer durchschnittlichen **Systemkostenreduzierung von 2,1 %** führt, wie in Abbildung 11 dargestellt.

- **Zeitliche Verschiebung des Ausbaus von Wasserstoffkraftwerken und die Umstellung von Gas auf Wasserstoff im Erzeugungsmix.**

Der Fuel-Switch, der im Referenzszenario zwischen 2035 und 2040 schrittweise erfolgen sollte, wird auf das Jahr 2040 verlegt. Einhergehend mit der späteren Umstellung der Kraftwerke auf Wasserstoff wird auch der Hochlauf der Elektrolyseur-Kapazität verlangsamt, so dass zwischenzeitlich nur 50% der Kapazitäten des Referenzszenarios aufgebaut werden, ehe 2040 wieder die Elektrolyse-Kapazität des Referenzpfades erreicht wird. Diese Verschiebung führt zu niedrigeren Großhandelspreisen bis 2040, da die geringere Nachfrage nach grünem Wasserstoff im Stromsektor die Systemknappheit reduziert und Nettoimporte zwischen 2035 und 2040 verringert. Ab 2040 erfolgt dann eine beschleunigte Umstellung auf Wasserstoff.

- **Signifikante Reduzierung von Elektrolyseurkapazität**

Im Rahmen dieses Abschnitts wird untersucht, wie sich eine Maximierung von Wasserstoff-Importen und Derivaten auf die Systemkosten auswirkt. Statt auf inländische grüne Wasserstoffproduktion

setzt dieser Kostenhebel zur Versorgung der Kraftwerke ausschließlich auf importierten blauen Wasserstoff. Der gegenüber dem grünen Wasserstoff niedrigere Preis von blauem Import-Wasserstoff wird in den Berechnungen entsprechend berücksichtigt. Die inländische Elektrolyseur-Kapazität wird auf 10 GW reduziert, entsprechend dem Ausbauziel der nationalen Wasserstoffstrategie⁵.

Fazit zu Hypothese 4

Die Verschiebung des **Fuel-Switch-Zeitpunktes senkt die Systemkosten nur leicht um 0,9 %**. Dagegen kann durch einen Wechsel zu blauem Wasserstoff sowie einer Reduktion der Elektrolyseurkapazität um 40 GW die **Systemkosten um 2,1 % reduziert werden**. Obwohl die Reduktion der Elektrolyseurs-Kapazität auf 1 GW niedrigere Systemkosten aufweist (-2,4 %), sind 10 GW aufgrund des in der nationalen Wasserstoffstrategie definierten Ausbauziels von 10 GW bis 2030 und z.T. bereits bewilligter Förderprojekte (z.B. IPCEI), realitätsnäher und aus diesem Grund als Untergrenze des Optionsbereich für die Modellierung ausgewählt.⁵ Alle relevanten *Key Performance Indicators* (KPI) verbessern sich durch die Änderungen in Hypothese 4, wie Abbildung 12 zu entnehmen ist. Ausgewählte Ergebnisse der Sensitivitäten für Hypothese 4 finden sich in Tabelle 6 im Anhang.

⁵ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). (2023), S.5.

Abb. 11: Ergebnisse der Hypothese 4

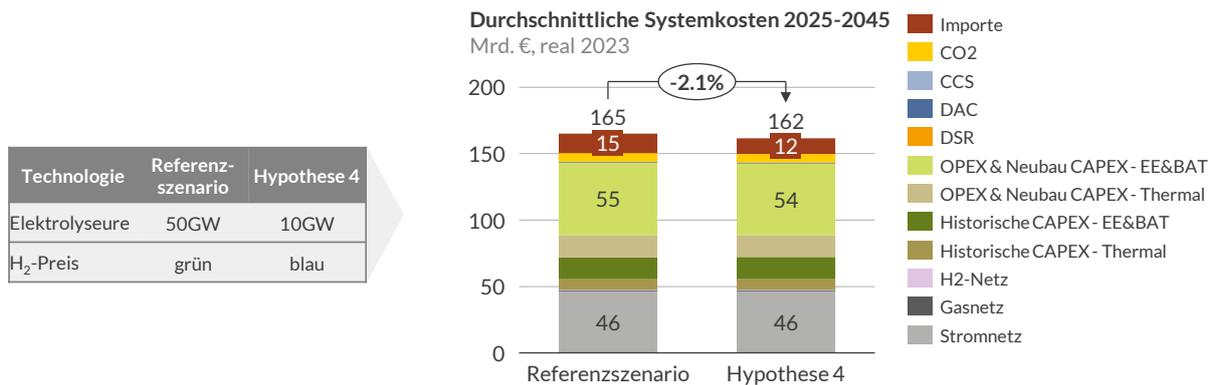
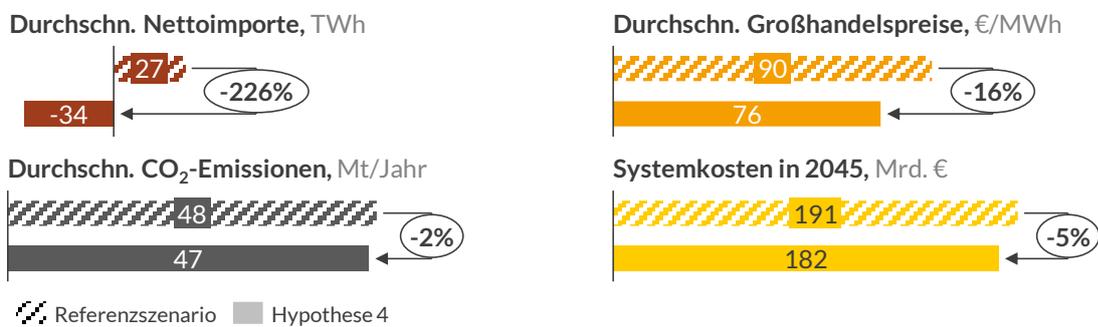


Abb. 12: Effekte der Hypothese 4 auf KPIs



4.5 Hypothese 5: Regionalität

Die fünfte Hypothese untersucht, ob ein gezielter regionaler Zubau von Erzeugungskapazitäten im netztechnischen Süden Deutschlands die Gesamtkosten des Energiesystems reduzieren kann. Motivation hierfür ist die Idee, dass ein solcher Zubau den Netzausbaubedarf verringern könnte.

Einerseits wird die Auswirkung eines verstärkten Ausbaus disponibler Leistung in Süddeutschland mit gleichzeitiger Verringerung des Ausbaus Erneuerbarer Energien in Norddeutschland untersucht (Hypothese 5a). Die Bewertung dieser Hypothese ist jedoch ohne eine detaillierte Netzmodellierung nicht möglich und wird daher in den Kombinationsszenarien (Kombination B) aufgenommen. Zudem wird eine teilweise Verschiebung

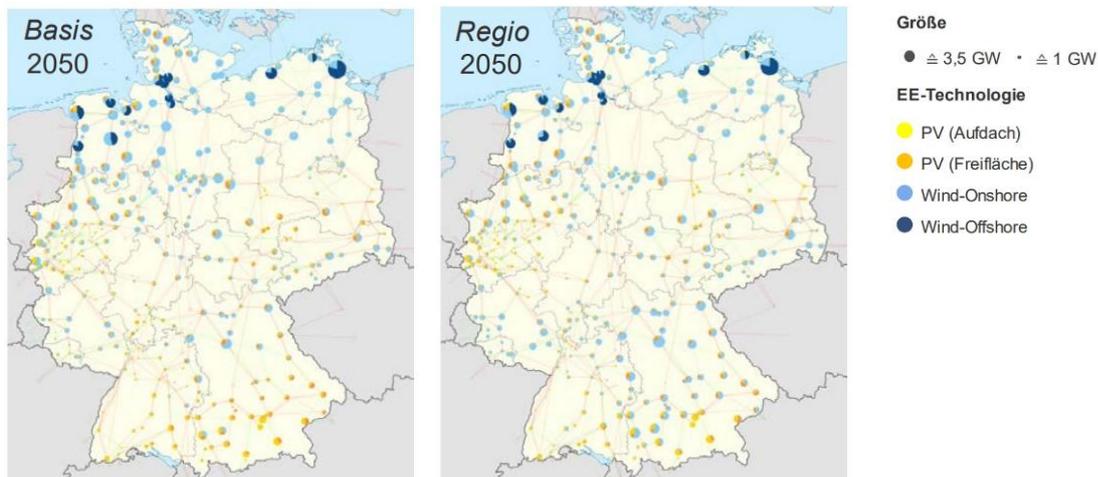
des Wind-Onshore-Ausbaus von Nord- nach Süddeutschland analysiert (Hypothese 5b). Diese Bewertung basiert auf bestehenden Ergebnissen aus den Langfristszenarien von 2017 zu den Kosten des Netzausbaus⁶.

Diese Kosten werden in den Langfristszenarien ab dem Jahr 2020 in 10-Jahres-Schritten ermittelt. In Hypothese 5b wird u.a. der Onshore-Wind-Ausbau in Norddeutschland um 10 GW reduziert, während er in Süddeutschland um 15 GW erhöht wird. Diese Verschiebung senkt die Investitionen in das Übertragungsnetz bis 2050 um etwa 8 Mrd. €. Daraus ergibt sich eine jährliche Einsparung der annuitätischen Übertragungsnetzskosten von 140 Millionen € im Jahr 2050. Diese Einsparungen werden jedoch durch höhere Kosten im

⁶ Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Modul 5: Szenario „Alternative regionale EE-Verteilung“, 2017.

Abb. 13: EE-Leistungen in Basis- und Regionalszenario der Langfristszenarien 2017

Gegenüberstellung der installierten EE -Leistungen im Basis- und Regionalszenario in 2050



Verteilungsnetz überkompensiert. Aufgrund der niedrigeren Lastfaktoren von Onshore-Wind-Anlagen in Süddeutschland (21 % im Vergleich zu 30 % im Norden) muss dort wie in Abbildung 13 dargestellt mehr Kapazität zugebaut werden, was die Gesamtkosten erhöht.

Im Jahr 2050 steigen die annuitätischen Verteilungsnetz-Kosten im Vergleich zum Referenzszenario um 450 Millionen € jährlich. Aus dieser Netzperspektive ist eine Verschiebung des Onshore-Wind-Ausbaus von Nord- nach Süddeutschland nicht kostenoptimal.

4.6 Die effektivsten Kostenhebel als Basis für die detaillierte Analyse

Auf Grundlage der vorangegangenen Analyse der verschiedenen Kostenhebel werden nun die in Tabelle 2 aufgeführten Hebel in unterschiedlichen Kombinationsszenarien zusammengeführt und getestet. Zuerst wurden für jede einzelne Variante die jeweiligen **Kostenhebel** und das entsprechende **bestmögliche Ergebnis** ermittelt. In den Hypothesen 1 und 2 wurde die zusätzliche thermische

Kapazität festgelegt, die jeweils optimal für den jeweiligen Kostenhebel ist. Da diese Kapazität in der Kombination jedoch möglicherweise nicht das bestmögliche Ergebnis liefert, wird sie zunächst als **variable Größe** behandelt und in den Szenarien entsprechend angepasst.

Tab. 2 Für die Kombinationen ausgewählte Kostenhebel

Hypothese	Erkenntnisse aus Analyse	Gewählte Kostenhebel für Kombinations-szenarien
<p>Hypothese 1: Erneuerbare</p> <p>Der geplante Ausbau von Erneuerbaren Energien ist nicht Systemkosten-optimiert.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Der WOF-Ausbau sollte auf 55GW begrenzt werden, um einen starken Anstieg der Netzanbindungskosten zu vermeiden. Am stärksten (-2.8%) sinken Systemkosten durch Ersatz von 15GW WOF durch 10GW Gas/H₂, bei jedoch höheren Importmengen. Bei Ersatz von 15GW WOF durch 15 oder 5GW Gas/H₂ sinken die Kosten ebenfalls (je -2.5%). Ersatz von 15GW WOF durch 21GW WON senkt Systemkosten (-1.3%) bei sonst kaum Auswirkungen. 	<ul style="list-style-type: none"> Ersatz von 15GW WOF durch 10GW Gas/H₂.
<p>Hypothese 2: Flexibilität</p> <p>Zusätzliche disponible Flexibilität reduziert Systemkosten.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Der Ersatz von Batterie- durch Gas/H₂-Kapazität führt in allen getesteten Fällen zu niedrigeren Systemkosten. Die stärkste Reduktion der Systemkosten (-3.0%) ergibt sich bei Ersatz von rund 50% der installierten Batterie-Kapazität (71GW) durch 20GW Gas/ H₂. Die Verkürzung der Batteriespeicherdauer senkt zwar die Batterie-CAPEX-Kosten, aber erhöht die Systemkosten aufgrund steigender Importe und führt außerdem zu einer Erhöhung des Betriebs thermischer Technologien. 	<ul style="list-style-type: none"> Ersatz von 71 GW Batterien durch 20 GW Gas/H₂.
<p>Hypothese 3: CCS</p> <p>Die Nutzung von CCS im Stromsektor reduziert Systemkosten.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Da die Wasserstoffnetz-Kosten für den Stromsektor nur anteilig zum Verbrauch berechnet werden, besteht beim Wasserstoffnetz wenig Einsparpotenzial aus Systemkostensicht. Der Ersatz von Gas/H₂-Kraftwerken durch CCS-Kraftwerke und die damit verbundene Notwendigkeit von Negativemissionen (Direct Air Capture) und Aufbau einer CCS-Infrastruktur führt zu leichten Systemkosteneinsparungen (-0.3% bei 100% CCS und -0.6% bei 50% CCS-Ersatz). Auf die Großhandelspreise hat es einen deutlich senkenden Effekt und könnte somit ein möglicher Faktor sein. 	<ul style="list-style-type: none"> Ersatz von H₂-Kapazität durch CCS-Kraftwerke erscheint vielversprechend
<p>Hypothese 4: Wasserstoff</p> <p>Der geplante H₂-Hochlauf sowie H₂-Infrastruktur ist nicht optimiert.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Eine Verschiebung des Fuel-Switch-Zeitpunktes mehr Richtung 2040 sowie Reduktion der Elektrolyseur-Kapazität um 50% (dadurch reduzierte Stromnachfrage) entspannt das System in den Jahren bis 2040 leicht, sodass Lastverlust und Nettoimporte reduziert werden (Systemkosten -0.9%). Aufgrund bestehender politischer Ziele für den Ausbau von Elektrolyseur-Kapazität werden 10 GW als Untergrenze des Optionenbereichs der Modellierung angenommen. Eine Reduktion auf eine niedrigere Kapazität könnte Systemkosten weiter senken (bspw. erzielt eine Reduktion auf 1GW Elektrolyseure sowie Anwendung von blauem Wasserstoff Systemkosten um -2.4%), wird jedoch zwecks Realitätsnähe nicht näher untersucht. 	<ul style="list-style-type: none"> Blauer H₂ ersetzt grünes H₂ in Stromerzeugung. Begrenzung der inländ. Elektrolyseur-Kapazität auf 10GW (wg. Wasserstoffstrategie).
<p>Hypothese 5: Regionalität</p> <p>Der Zubau von Leistung in Süddeutschland ist kostensenkend.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Der Ersatz von EE-Kapazität in Nord-DEU durch thermische Kapazität in Süd-DEU kann im Rahmen der Grobanalyse nicht getestet werden. Der Ersatz von EE-Kapazität in Nord-DEU durch EE-Kapazität in Süd-DEU senkt zwar die Kosten für Übertragungsnetze (Reduktion ca. -140 Mio. € annuitätisch), erhöht jedoch stark die Kosten für Verteilungsnetze (Steigerung ca. +450 Mio. € annuitätisch), was insgesamt zu höheren Systemkosten führt. 	<ul style="list-style-type: none"> Test mithilfe Netzmodell: Ersatz von EE-Kapazität in Nord-DEU durch thermische Kapazität in Süd-DEU.

5 KOMBINATIONEN DER KOSTENHEBEL

Die vielversprechendsten **Kostenhebel** aus den Hypothesen (Kapitel 4) werden **kombiniert**, um gemeinsam eine **möglichst große Systemkosteneinsparung zu erwirken**. Abbildung 14 stellt die Kombinationen (A-D.2) dar. Die Einzeländerungen der Systemkosten (in schwarz) wirken nicht additiv, sondern ergeben im Zusammenspiel eigene Systemkosteneinsparungen.

In der **Analyse der Kombinationen** wird eine **detaillierte Berechnung der Netzkosten** durch Consentec GmbH durchgeführt. Die angegebene Systemkostenänderung der einzelnen Hypothesen wurde hingegen auf Grundlage der groben Netzkostenschätzung angestellt. Die detaillierte Netzanalyse bestätigt im Wesentlichen die Einschätzungen aus der Grobanalyse.

Grundlage für die Bewertung des **Übertragungsnetz** ist ein **leitungsscharfes Übertragungsnetzmodell**, das den im Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045 (Version 2023) beschriebenen Ausbauzustand bis 2035 abbildet. Mit Hilfe des NOVA-Prinzips („Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau“) wurden szenarienspezifisch die zusätzlich erforderlichen Maßnahmen für Netzausbau und -verstärkung ermittelt. Die Kosten der

Offshore-Anbindungssysteme werden dem Übertragungsnetz zugeschrieben.

Die **Verteilungsnetze** werden mit Hilfe einer **Modellnetzanalyse** für 400 deutsche Kreise und kreisfreie Städte analysiert, wobei eine feine regionale Auflösung die Anforderungen der unterschiedlichen Netzebenen abbildet. Die Verteilungsnetze werden auf Basis der maximalen Residuallast und der maximalen Rückspeisung dimensioniert. Neben den Netzkosten fließen auch die Kosten für die Anschlussleitungen der EE-Anlagen in die Berechnungen ein, die üblicherweise von den Anlagenbetreibern getragen werden. Eine ausführliche Beschreibung der verwendeten Netzmodelle und der Berechnungsmethodik findet sich im Anhang (siehe Abschnitt 7.1.1).

5.1 Kombination A: Erneuerbare & Flexibilität

In **Kombination A** werden zunächst die **Reduzierungen der Kapazitäten von Offshore Wind und Batterien kombiniert** und die **zusätzliche Gaskapazität entsprechend der Hypothesen 1 und 2** variiert. Dabei stellt sich ein lokales Minimum bei einem Zubau von 20 GW thermischer Kapazität

Abb.14 Kombinationen im Überblick

Kombination	Hypothese 1: Erneuerbare	Hypothese 2: Flexibilität	Hypothese 3: CCS	Hypothese 4: Wasserstoff	Hypothese 5: Regionalität
A -4.7%	✓ -15GW Wind Offshore -0.9%	✓ -71GW Batterien +20GW Gas/H ₂ -3.0%	✗	✗	✗
B -4.1%	✓ -15GW Wind Offshore -0.9%	✓ -71GW Batterien +20GW Gas/H ₂ im netzte, Süden -3.0%	✗	✗	✓ -25GW Wind Onshore im Norden +1.7%
C -7.9%	✓ -15GW Wind Offshore -0.9%	✓ -71GW Batterien +20GW Gas/H ₂ -3.0%	✗	✓ -40GW Elektrolyseure -145GW Solar PV -1.4%	✗
D.1 -8.4%	✓ -15GW Wind Offshore -0.9%	✓ -71GW Batterien +20GW Gas/H ₂ -3.0%	✓ 50% von H ₂ durch CCS ersetzt -0.6%	✓ -40GW Elektrolyseure -145GW Solar PV -1.4%	✗
D.2 -8.9%	✓ -15GW Wind Offshore -0.9%	✓ -71GW Batterien +20GW Gas/H ₂ & CCGT/OCGT-Mix -3.0%	✓ Blauer statt grüner H ₂ 0% von H ₂ durch CCS ersetzt -1.0%	✓ -40GW Elektrolyseure -145GW Solar PV -1.4%	✗

heraus. Aus diesen Anpassungen ergibt sich eine **durchschnittliche Systemkostenreduktion von 4,7 %**, was im Jahr 2045 zu **Einsparungen von etwa 19 Mrd. €** führt, vgl. Abbildung 15.

Die Systemkostenreduktion ergibt sich vor allem durch die geringeren Investitionskosten (CAPEX) für Offshore-Wind und Batterien, die gleichzeitig auch den Netzausbaubedarf verringern. Zudem sorgt die zusätzliche Gas- und Wasserstoffkapazität dafür, dass in Knappheitssituationen weniger teure Importe, weniger DSR-Einsatz und keine Lastabwürfe mehr nötig sind, wodurch die Strompreise deutlich sinken. Der Lastverlust wird durch die erhöhte Verfügbarkeit disponibler Kapazitäten vollständig eliminiert.

In Abbildung 16 ist allerdings ersichtlich, dass diese Kombination aufgrund des Ersatzes eines Teils der Erneuerbaren Energien durch Gas einen **Anstieg der CO₂-Emissionen** aufweist. Ebenso **verdoppeln sich die Importmengen**, und somit Importkosten, da aufgrund des reduzierten EE-anteils im inländischen Kraftwerkspark die Importe in vielen

Stunden günstiger sind als die lokale Erzeugung mit Gas oder Wasserstoff.

Die durchschnittliche **Netzkosteneinsparung von 4,5 %** gegenüber dem Referenzszenario wird im Wesentlichen durch **geringere Offshore-Anbindungssysteme** infolge der reduzierten Offshore-Leistung erzielt. Die Reduktion der Batteriekapazität und der Anstieg der Gaskapazität haben hingegen keine signifikanten Auswirkungen auf die Netzkosten der Übertragungs- oder Verteilungnetze.

Diese Kombination zeigt auf, dass eine ausgewogenere Anpassung des Ausbaus von Erneuerbaren, Batterien und Gas/Wasserstoff eine deutliche Kostenreduktion bewirken kann, jedoch mit steigenden Importen und Emissionen einhergeht.

Abb. 15 Ergebnisse der Kombination A

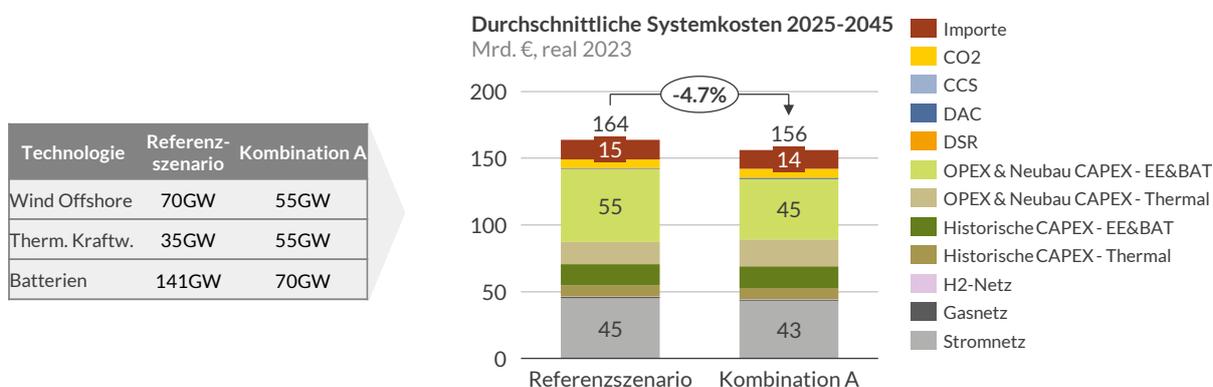
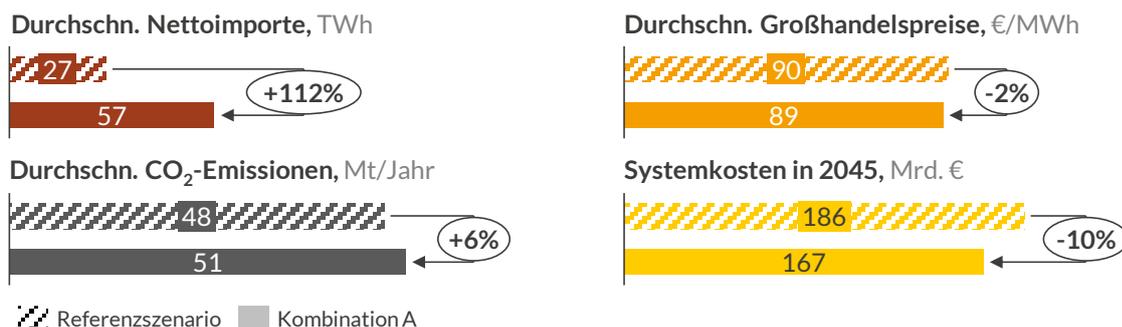


Abb. 16 Effekte der Kombination A auf KPIs



5.2 Kombination B: Erneuerbare & Flexibilität & Regionalität

Kombination B baut auf Kombination A auf, indem die Reduktion von Offshore-Wind-Kapazität (-15 GW) und Batterien (-71 GW) gemäß den **Hypothesen 1 und 2 beibehalten** wird. Zusätzlich wird in der Kombination B auch eine **verstärkte Regionalisierung (Hypothese 5a)** getestet. Hierzu werden die **Onshore-Wind-Kapazität in Norddeutschland reduziert (-25 GW) und Gas- und Wasserstoffkraftwerke (+20 GW) gezielt im netztechnischen Süden**, d.h. in Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und dem Saarland, zugebaut. Die von der Reduktion der Onshore-Wind-Kapazität betroffenen Regionen sind Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein. Die Allokation der thermischen Kapazitäten orientiert sich an der heutigen Verteilung von Gasinfrastruktur laut Marktstammdatenregister.

Durch diese Maßnahmen sinken die **Systemkosten im Vergleich zum Referenzszenario durchschnittlich um 4,1 %**, was eine **geringere Kostenreduktion als in Kombination A (4,7 %)** darstellt (vgl. Abbildung 17). Dies liegt vor allem daran, dass **kostengünstige Onshore-Wind-Kapazitäten** aus dem System genommen werden. Die höhere installierte Leistung an Gas/Wasserstoffkraftwerken in Kombination B verglichen zum Referenzszenario führt zu höheren spezifischen Stromkosten und einer deutlich höheren Abhängigkeit von Stromimporten. Die **Importe steigen in Kombination B auf das Dreifache** des Niveaus im Referenzszenario (siehe Abbildung 18). Die geringere inländische Erzeugung aus Erneuerbaren Energie führt auch zu einem **Anstieg der CO₂-Emissionen**. Zusätzlich sinkt die flexible Nachfrage nach Strom, vor allem durch Elektrolyseure, bis 2045 um bis zu 34 TWh.

Die **fehlende Stromerzeugung aus Onshore-Wind** (ca. 66 TWh in 2045) wird **teilweise durch höhere Erzeugung von Wasserstoffkraftwerken** (etwa 16 TWh höher als im Referenzszenario in 2045) und

Abb. 17 Ergebnisse der Kombination B

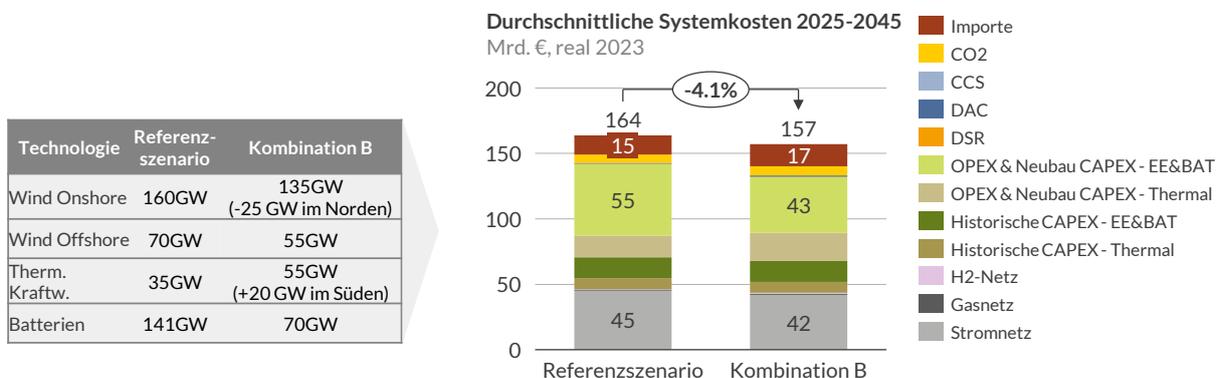
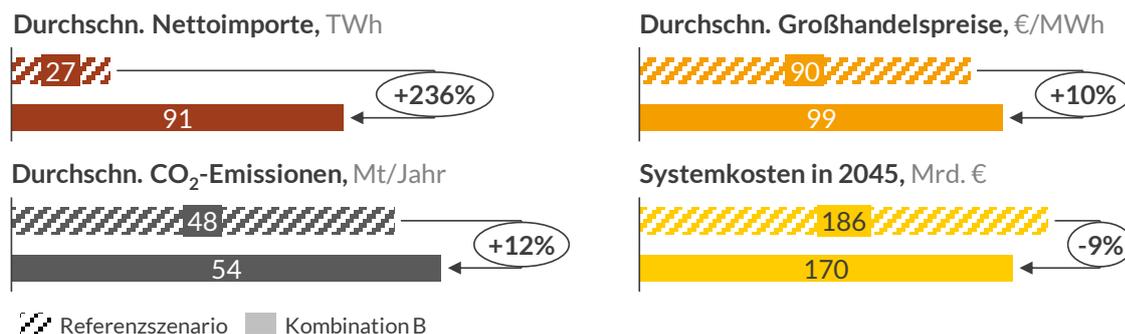


Abb. 15 Effekte der Kombination B auf KPIs



überwiegend durch einen Anstieg der Importe (Netto etwa 50 TWh im Jahr 2045) ausgeglichen. Dies führt jedoch zu **höheren Strompreisen**, da die Reduktion von günstigem Onshore-Wind und die erhöhte Abhängigkeit von Importen den Wettbewerb auf dem deutschen Großhandelsstrommarkt schwächt.

Kombination B erzielt im Vergleich zu Kombination A eine **höhere Reduktion der Netzkosten**, da zur verringerten Offshore-Wind-Kapazität zusätzlich eine geringere Onshore-Wind-Leistung in Norddeutschland den Netzausbaubedarf weiter senkt. Dies wirkt sich sowohl auf das Übertragungsnetz – durch eine geringere Belastung der Nord-Süd-Achse – als auch auf die Verteilungsnetze aus, wo neben einem rückspeisebedingten Netzausbau auch die Kosten für den Anschluss der EE-Anlagen reduziert werden. Zudem erfolgt der Gaskraftwerkszubau ausschließlich im netztechnischen Süden, was kurz- und mittelfristig Netzengpässe im Übertragungsnetz reduziert. Langfristig steht durch den Ausbau erneuerbarer Energien ausreichend Netzkapazität zur Verfügung, sodass thermische Kraftwerke während Phasen niedriger EE-Erzeugung nicht eingeschränkt werden müssen. Insgesamt liegen die durchschnittlichen **Netzkosten gegenüber dem Referenzszenario um 7,2 % niedriger**.

Zwar sinken die **Investitions- und Netzkosten** durch die Reduktion von Wind-Offshore- und Batterie-Ausbau sowie durch den geringeren Netzausbaubedarf im Norden. Allerdings **steigen die Importkosten**, da die günstigeren Strommengen aus Onshore-Wind-Anlagen nicht vollständig durch inländische Kapazitäten ersetzt werden

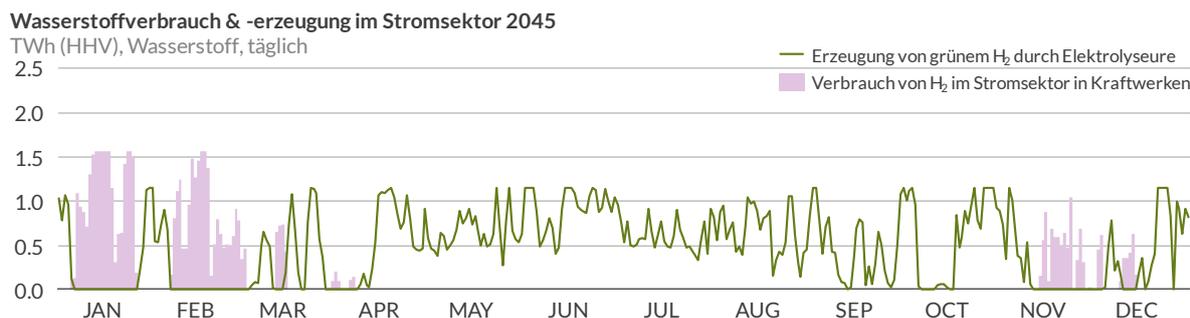
können. Diese Verlagerung zeigt, dass eine stärkere Regionalisierung des Ausbaus von Erzeugungskapazitäten zwar **lokale Vorteile** bringen kann, aber aus **gesamtsystemischer Sicht nicht unbedingt zur Reduzierung der Kosten beiträgt**.

5.3 Kombination C: Erneuerbare & Flexibilität & Elektrolyseure

Kombination C vereint Kostenhebel aus Hypothesen 1 (-15 GW Wind Offshore), **2** (-71 GW Batterien, +20 GW Gas/H₂) und **4** (-40 GW Elektrolyseure). Um die niedrigere Stromnachfrage nach Grünstrom aus Erneuerbaren auszugleichen, die aus der Reduktion der Elektrolyseurkapazität resultiert, wird **zusätzlich die inländische PV-Kapazität um 145 GW (-36 %)** verringert. Die Reduktion der Elektrolyseurkapazität ging mit einer Anpassung der Solar-PV-Kapazität einher, da beide Technologien eng verknüpft sind. **Elektrolyseure produzieren bevorzugt bei niedrigen Strompreisen**, die vor allem im Sommer durch **hohe Solar-PV-Erzeugung** entstehen. Wie die Analyse des Referenzszenarios in zeigt, wird grüner Wasserstoff hauptsächlich im Sommer erzeugt, während Wasserstoffkraftwerke im Winter saisonale Energieengpässe ausgleichen (siehe Abbildung 19).

Die **Onshore-Windkapazität wurde in der betrachteten Kombination bereits reduziert**. Da **Onshore-Wind das gesamte Jahr über produziert** und somit auch im Winter einen wichtigen Beitrag leistet, würde eine **weitere Reduktion** in einem ohnehin **relativ knappen System während der Wintermonate zu einem Anstieg der Importe** führen. Aus diesen Gründen wurde die **Solar-PV-**

Abb. 19 Wasserstoffverbrauch und -erzeugung im Referenzszenario



Kapazität gezielt reduziert, um das System an die verringerte Elektrolyseurkapazität anzupassen.

Die deutliche Verringerung der Elektrolyseure (-25 GW in 2040, -40 GW in 2045) reduziert die inländische Gesamtnachfrage nach Strom erheblich, insbesondere im Bereich der grünen Wasserstoffproduktion. Dies ermöglicht einen geringeren Zubau an Erzeugungskapazität, der in der Modellierung durch die Reduktion der PV-Kapazität dargestellt wird. Die Kombination dieser Kostenhebel führt zu einer **durchschnittlichen Kostenreduktion von 7,9 %**, siehe Abbildung 20.

Im Vergleich zu Kombination A können in Kombination C auch die **Importmengen leicht reduziert werden**. Diese sinken von 57,2 TWh/Jahr in Kombination A auf 50,5 TWh/Jahr in Kombination C, obwohl sie weiterhin **über denen des Referenzszenarios** liegen (siehe Abbildung 21). Die Einsparungen der Systemkosten gegenüber Kombination A ergeben sich primär aus der Reduktion von Elektrolyseuren und PV-Kapazitäten. Auch die Importkosten steigen nicht signifikant, sondern sinken im

Durchschnitt leicht. Die Emissionen steigen im Vergleich zum Referenzszenario nur geringfügig an. Dies liegt daran, dass die niedrigere PV-Kapazität im wesentlichen durch Importe und nur in einem geringen Ausmaß durch inländische Stromerzeugung durch Gas-/Wasserkraftwerke ausgeglichen wird.

In **Kombination C** ergeben sich die Einsparungen im Übertragungsnetz hauptsächlich aus der verringerten Offshore-Leistung, während sich durch den geringeren PV-Zubau die Kosten der Verteilungsnetze stark reduzieren. Insgesamt liegen die **Netzkosten um 7,4 % unter denen des Referenzszenarios**.

Kombination C zeigt, dass durch eine abgestimmte Reduktion von Elektrolyseurkapazitäten, Erneuerbaren-Ausbau (hier PV-Ausbau), Batteriespeichern sowie Offshore-Wind-Kapazität eine **signifikante Systemkostenreduktion von 7,9 %** erreicht werden kann. Gleichzeitig bleiben **Importe und CO₂-Emissionen** im Vergleich zu den anderen Szenarien auf einem **moderaten Niveau**. Wie in

Abb. 20 Ergebnisse der Kombination C

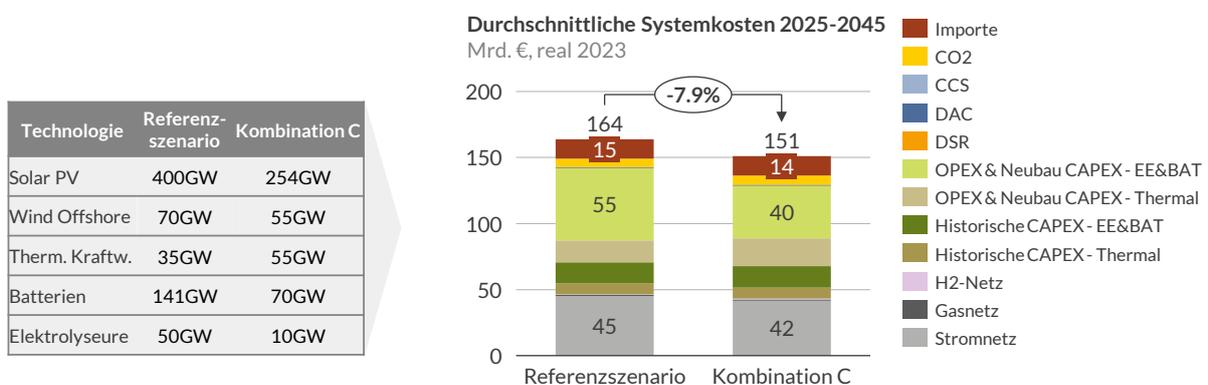
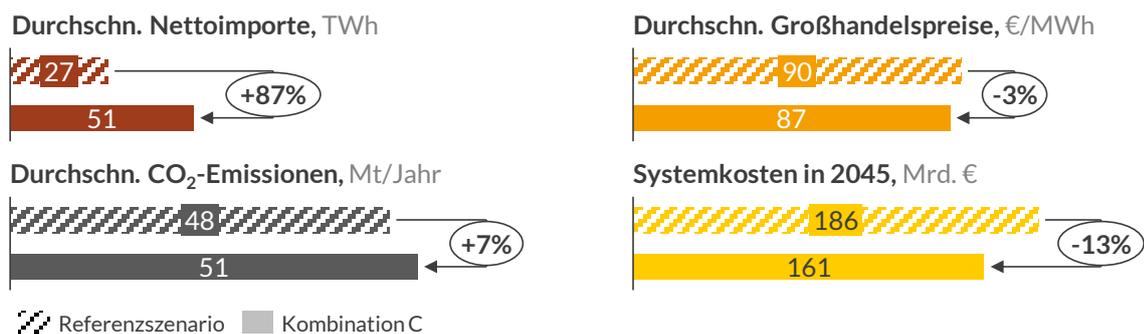


Abb. 21 Effekte der Kombination C auf KPIs



den anderen Kombinationsszenarien findet auch in Kombination C kein Lastabwurf statt.

5.4 Kombination D: Erneuerbare & Flexibilität & Elektrolyseure & Wasserstofftarife

Kombination D.1

In Kombination D.1 werden die Kostenhebel aus den Hypothesen 1 (-15 GW Wind Offshore), 2 (-71 GW Batterien, +20 GW Gas/H₂), 4 (-40 GW Elektrolyseure und -145 GW Solar PV) durch die Hypothese 3 (50 % der Wasserstoffkraftwerke durch CCS-Kraftwerke ersetzt, entsprechend 31 GW CCS in 2045) ergänzt.

Die Kombination dieser Kostenhebel führt zu einer Systemkostenreduktion von 8,4 %, siehe Abbildung 22. Die Reduktion der Elektrolyseur- und PV-Kapazitäten verringert die inländische Nachfrage erheblich, gleichzeitig senkt der Einsatz von Gaskraftwerken mit CCS die Kosten weiter, da diese bei ausreichend hohen Volllaststunden günstiger

produzieren können als mit grünem Wasserstoff betriebene Kraftwerke. Daher ergibt sich das Mischverhältnis von 50% CCS- und Wasserstoffkraftwerken. Dies führt insbesondere ab 2035, dem Beginn des Fuel-Switch-Zeitraums, zu deutlich niedrigeren Großhandelspreisen (siehe Abbildung 23) und einer Reduktion der Importkosten.

Die Emissionen und Importmengen liegen nur leicht über denen des Referenzszenarios. Der größte Kostenvorteil entsteht durch die Vermeidung der teuren Erzeugung mit grünem Wasserstoff sowie durch die Kosteneinsparungen der Kostenhebeln aus den vorangegangenen Kombinationen (Reduktion von Wind Offshore, PV, Batterien und Elektrolyseuren).

Da in Kombination D.1 lediglich 50 % der Wasserstoffkraftwerke durch CCS-Kraftwerke ersetzt werden, sind keine maßgeblichen Änderungen am Netzausbaubedarf zu erwarten. Entsprechend wird von Netzkosten in vergleichbarer Höhe wie bei Kombination C ausgegangen, ohne dass eine separate Berechnung durchgeführt wurde.

Abb. 22 Ergebnisse der Kombination D1

Technologie	Referenzszenario	Kombination D1
Solar PV	400GW	254GW
Wind Offshore	70GW	55GW
Therm. Kraftw.	35GW	27GW
CCS-Kraftw.	-	31GW
Batterien	141GW	70GW
Elektrolyseure	50GW	10GW

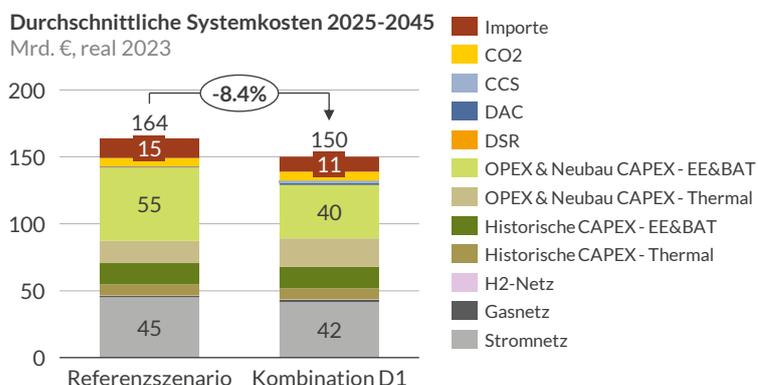
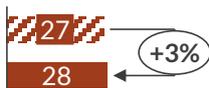


Abb. 23 Effekte der Kombination D1 auf KPIs

Durchschn. Nettoimporte, TWh



Durchschn. CO₂-Emissionen, Mt/Jahr



▨ Referenzszenario ■ Kombination D1

Durchschn. Großhandelspreise, €/MWh



Systemkosten in 2045, Mrd. €



Kombination D.2

Kombination D.2 setzt auf die Maßnahmen aus **Hypothesen 1** (-15 GW Wind Offshore), **2** (-71 GW Batterien, +20 GW Gas/H₂), **4** (-40 GW Elektrolyseure und -145 GW Solar PV) und ergänzt diese durch die vollständige **Nutzung von blauem Wasserstoff** anstelle von grünem, ohne Einsatz von CCS-Kraftwerken.

Diese Kombination erzielt mit einer **Systemkostenreduktion von 8,9%** die bislang höchste Einsparung aller getesteten Szenarien (vgl. Abbildung 24). Der Einsatz von blauem Wasserstoff, der kostengünstiger ist als grüner Wasserstoff, senkt die Erzeugungskosten ab 2035 signifikant und führt zu deutlich niedrigeren Großhandelspreisen. Gleichzeitig werden die Kosten für zusätzliche CCS-Infrastruktur vermieden.

Abbildung 25 zeigt, dass **Importmengen und Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario ansteigen**. Die durchschnittlichen Nettoimporte steigen relativ zum Referenzszenario um 57% (15

TWh/Jahr), während die durchschnittlichen Bruttoimportkosten der Kombination D.2 um 13% (2 Mrd. €/Jahr) niedriger sind als im Referenzszenario.

Ursächlich hierfür ist die unterschiedliche Art der Importe in Kombination D.2 und im Referenzszenario: In **Kombination D.2 ist die installierte Leistung erneuerbarer Energien gegenüber dem Referenzszenario deutlich reduziert** (u.a. -15 GW Wind Offshore und -145 GW Solar PV). Im Zeitraum bis 2035 (Beginn des Fuel-Switchs), wird die verringerte inländische EE-Erzeugung durch den Import von Strom, der zu einem Großteil aus EE stammt, kompensiert. Nach Beginn des Fuel-Switchs zu blauem Wasserstoff (ab 2035) sinken die Nettoimporte in Kombination D.2 hingegen, da die Kosten der inländischen Stromerzeugung aufgrund der Verwendung des günstigeren Brennstoffs im Vergleich zum Referenzszenario sinken. Ursächlich für den leichten Anstieg der Emissionen in Kombination D.2 ist die geringere EE-Erzeugung

Abb. 24 Ergebnisse der Kombination D2

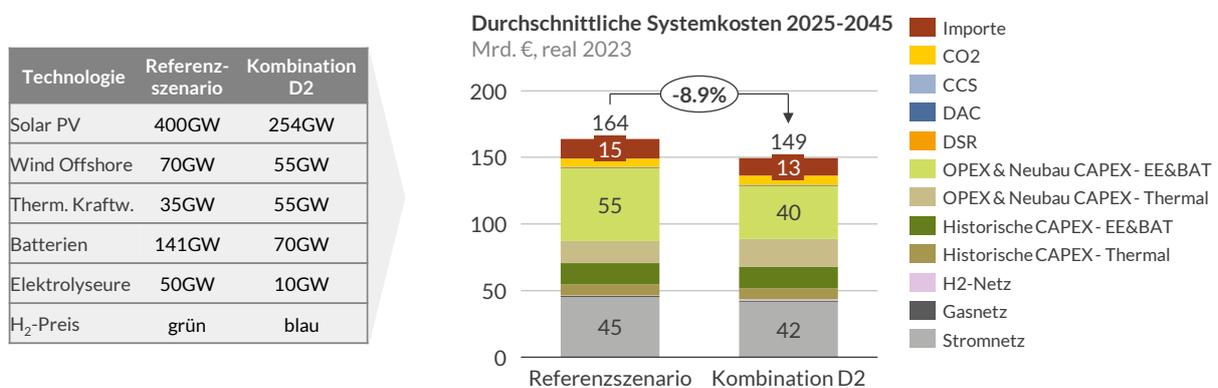


Abb. 25 Effekte der Kombination D2 auf KPIs

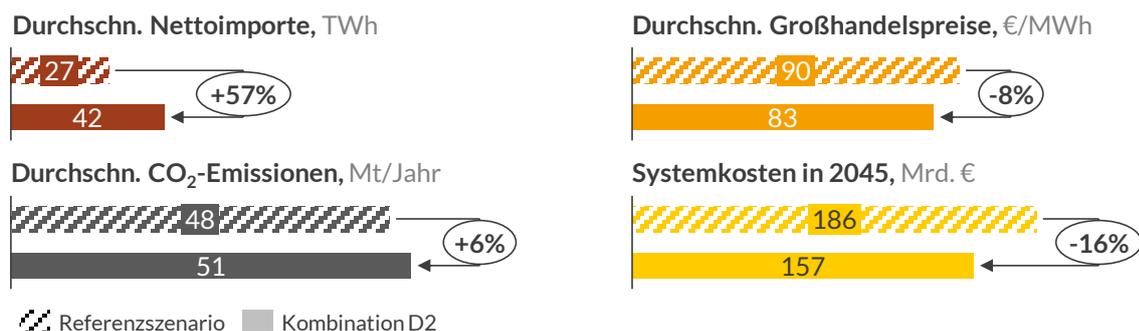
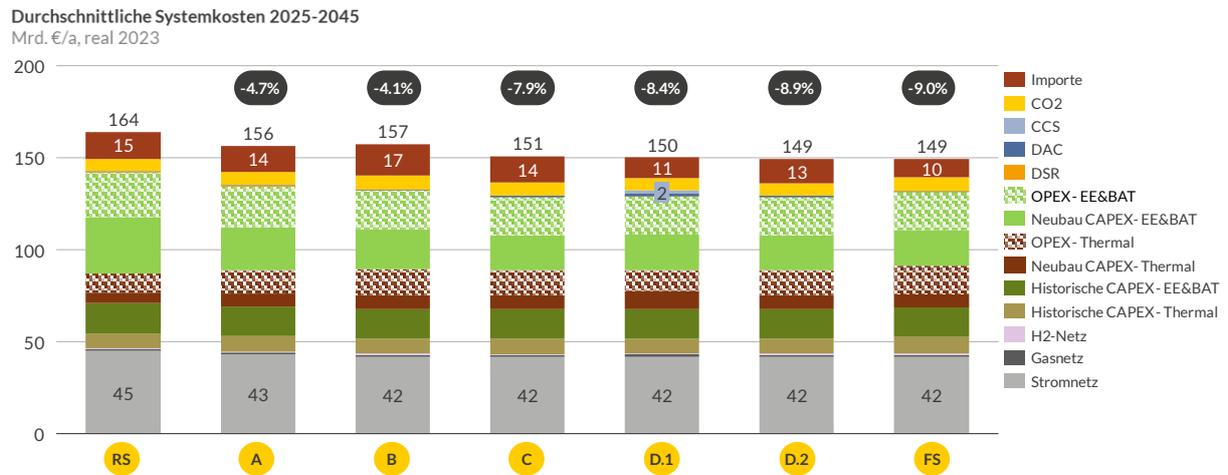


Abb. 26 Vergleich der Systemkosten in Kombinationen A-D.2



aufgrund der Senkung der installierten Solar-PV und Offshore-Wind-Kapazität.

Da in Kombination D.2 lediglich die Wasserstoffkraftwerke mit blauem Wasserstoff betrieben werden, sind keine maßgeblichen Änderungen am Netzausbaubedarf zu erwarten. Entsprechend wird von Netzkosten in vergleichbarer Höhe wie bei Kombination C ausgegangen, ohne dass eine separate Berechnung durchgeführt wurde.

Die wesentlichen Kostensenkungen gehen auch hier auf die Kostenhebel aus den vorherigen Kombinationen zurück (Reduktion von Wind Offshore, PV, Batterien und Elektrolyseuren). Darüber hinaus werden durch den Ersatz von grünem durch blauen Wasserstoff die spezifischen Stromerzeugungskosten weiter gesenkt, wodurch **Kombination D.2 die kostengünstigste Option im Vergleich zu allen bisherigen Szenarien darstellt.**

5.5 Ergebnisse der Detailanalyse

Die gewählten **Kombinationen** erzielen **Systemkosteneinsparungen zwischen 4,1 und 8,9 % gegenüber dem Referenzszenario.** Dies entspricht Einsparungen von durchschnittlich 7,7 bis 14,6 Mrd. € pro Jahr.

Die starke **Kostenreduktion der Kombinationen D.1 und D.2** gegenüber dem Referenzszenario ist auf **niedrigere Importkosten, reduzierte Neubauinvestitionen für Offshore-Wind, Solar PV, Batterien und Elektrolyseure sowie die Verringerung von Engpassituationen durch die höhere Gas/H2-**

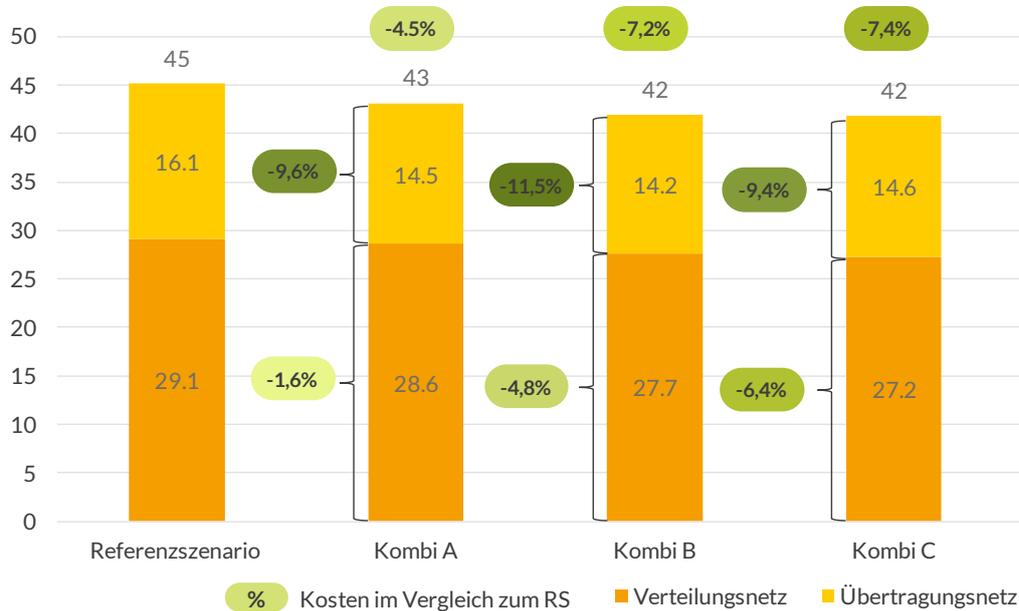
Kapazität zurückzuführen. Auch die geringeren Netzausbaukosten, unter anderem durch die Reduktion der langen Offshore-Anbindungssysteme, trägt in allen Kombinationen zu den Einsparungen bei.

Kombination D.1 kombiniert **grünen Wasserstoff mit CCS** und erreicht mit **8,4 % die zweitniedrigsten Systemkosten der Kombinationen** (vgl. Abbildung 26). Die Hälfte der Gaskraftwerke wird mit CCS kombiniert, und können im Dispatch aufgrund des günstigeren Gaspreises zu niedrigeren Kosten produzieren als die Wasserstoffkraftwerke bei Verwendung grünen Wasserstoffs, wodurch die Betriebskosten gesenkt werden. Die Entscheidung, **die Hälfte der Gaskraftwerke mit CCS zu kombinieren**, basiert auf einem lokalen Bestwert im Rahmen der Sensitivitätsberechnung. Die durchgeführten Sensitivitätsberechnungen, bei denen der CCS-Anteil in 25%-Schritten von 0 bis 100 % variiert wurde, zeigen, dass bei einer **50%-igen Nutzung von CCS das günstigste Ergebnis** in Bezug auf die Systemkosten erzielt wird. Diese Konfiguration weist die zweitniedrigsten Systemkosten aller getesteter Kombinationen auf. Allerdings ist der Vergleich der **Nutzung von CCS oder Wasserstoff sehr sensitiv in Bezug auf jeweilige Kostenannahmen und Volllaststunden.** Die ermittelten Einsparungen durch die Nutzung von CCS in der Grobanalyse sind gering. Wenn alle Gaskraftwerke mit CCS statt mit Wasserstoff betrieben werden, sinken die **Systemkosten um nur 0,3 %.** Bei einer **50%-igen Nutzung von CCS** in den

Abb. 27 Netzkosten pro Szenario

Durchschnittliche Netzkosten pro Szenario

Mrd. €, real 2023



Gaskraftwerken sind es entsprechend der Analyse immerhin 0,6 % Einsparungen. Diese Ergebnisse könnten sich jedoch ändern, wenn andere Kostannahmen zugrunde gelegt werden oder die Volllaststunden höher/niedriger ausfallen, bspw. aufgrund eines veränderten Kraftwerksparks oder Nachfrageänderungen.

Kombination D.2 setzt anstelle von CCS auf **blauen Wasserstoff ohne CCS** und erzielt mit einer **Kostenreduktion von 8,9 % die höchsten Einsparungen**. Dies ist die kostengünstigste Option, da teure grüne Wasserstoffherzeugung und CCS-Investitionen vermieden werden. Importkosten und Emissionen steigen dabei nur leicht an.

In den Detailanalysen wurden verschiedene Kombinationen von Maßnahmen und Annahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien und konventioneller Kraftwerkskapazitäten betrachtet, um die Auswirkungen auf die Stromnetzkosten zu bewerten. Die daraus resultierenden Stromnetzausbaubedarfe ergeben sich sowohl im Übertragungsnetz als auch in den Verteilungsnetzen aus der jeweiligen Transportaufgabe, die von der regionalen Verteilung der Erzeugung und Last bestimmt wird. Abbildung 27 zeigt die durchschnittlichen **Stromnetzskosten** der einzelnen Kombinationen im

Zeitraum von 2025 bis 2045 und zeigt, dass das **Referenzszenario mit durchschnittlich 45 Mrd. €/Jahr** (29,1 Mrd. €/Jahr im Verteilungsnetz und 16,1 Mrd. €/Jahr im Übertragungsnetz) den **höchsten Kostenstand** aufweist.

Die Kombination A senkt die Stromnetzkosten gegenüber dem Referenzszenario um 4,5 %. Hauptgrund dafür ist eine Verringerung der Offshore-Wind-Kapazität, wodurch die Anbindungssysteme im Übertragungsnetz reduziert werden. In den Verteilungsnetzen gibt es keine signifikanten Auswirkungen durch die Reduktion der installierten Batteriekapazität.

Kombination B führt zu einer stärkeren Entlastung der Nord-Süd-Achse im Übertragungsnetz, indem neben der Offshore-Reduktion auch die Onshore-Wind-Kapazität in Norddeutschland sinkt. Zudem werden neue Gaskraftwerke ausschließlich im netztechnischen Süden errichtet, was kurz- und mittelfristig Netzengpässe reduzieren kann. Dadurch spart Kombination B insgesamt 7,2 % der Netzkosten ein, wobei sich Entlastungseffekte sowohl im Übertragungsnetz als auch in den Verteilungsnetzen zeigen.

In **Kombination C** wird im Gegensatz zu Kombination B der PV-Ausbau reduziert, was insbesondere

den rückspeisebedingten Netzausbau im Verteilungsnetz senkt. Zusätzlich ist auch hier die Offshore-Wind-Leistung – und damit verbundene Anbindungskosten – geringer als im Referenzszenario. Insgesamt liegen die Netzkosten damit um 7,4 % unter dem Referenzszenario.

Die **Kombinationen D.1 und D.2** weichen hinsichtlich der installierten Leistungen nicht von Kombination C ab; lediglich bestehende Wasserstoffkraftwerke werden auf CCS umgerüstet oder mit blauem Wasserstoff betrieben. Da dies keinen wesentlichen Einfluss auf den Netzausbaubedarf des Stromnetzes hat, werden die Stromnetzkosten aus Kombination C übernommen.

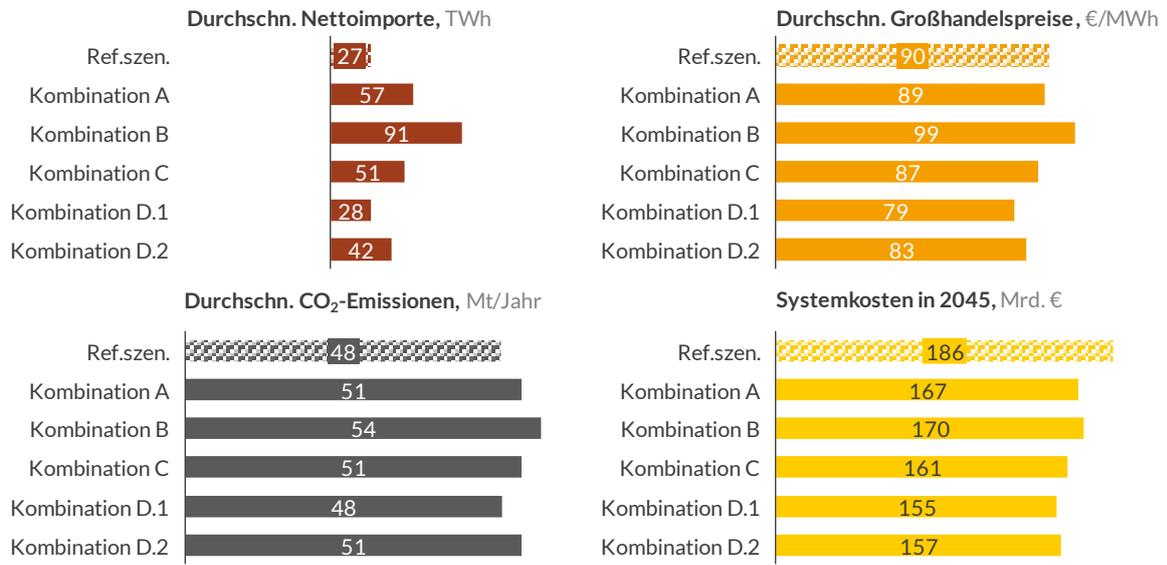
Die **größten Einsparungen bei den Stromnetzausbaukosten** lassen sich durch eine Verringerung der EE-Kapazitäten erzielen. Insbesondere die Reduktion von Offshore-Kapazitäten wirkt sich aufgrund der Anbindungssysteme direkt auf die Kosten im Übertragungsnetz aus: Der Wegfall langer und entsprechend teuren Kabelanbindungen senkt die Übertragungsnetzkosten deutlich. Auch eine geringere Onshore-Windleistung in Norddeutschland verringert die Netzbelastung auf der Nord-Süd-Achse.

Im Verteilungsnetz spielt ebenfalls die installierte EE-Kapazität eine entscheidende Rolle. Durch eine reduzierte PV- oder Onshore-Windleistung lassen sich die Netzkosten im Verteilungsnetz senken. Der konkrete Netzausbaubedarf hängt jedoch stark davon ab, wie hoch die Einspeiseleistungen in einzelnen Netzregionen ausfallen und wie die Lastschwerpunkte verteilt sind. Während in lastdominierten Regionen ein geringerer EE-Zubau nur minimale Einsparungen bewirkt, kann er in Gebieten mit hoher EE-Dichte zu deutlich spürbaren Kostensenkungen führen.

Die verfügbare Batteriekapazität hat in dieser Untersuchung keinen signifikanten Einfluss auf die Netzkosten, da ihr Einsatz aus dem Strommarktmodell resultiert. Durch die Allokation thermischer Kraftwerke im Süden Deutschlands kann kurz- und mittelfristig die Netzbelastung reduziert werden. Langfristig steht durch den EE-Ausbau ausreichend Netzkapazität zur Verfügung, sodass die Einspeisung thermischer Kraftwerke in Phasen geringerer EE-Erzeugung nicht beschränkt ist.

Wie aus Abbildung 28 hervorgeht, erzielt Kombination D.1 die höchste Reduktion der relevanten KPIs. Nichtsdestotrotz entstehen vor allem aufgrund der Verwendung von blauem Wasserstoff in Kombination D.2 geringere Systemkosten. **Deshalb wird die Kombination D.2 zur weiteren Optimierung ausgewählt.** Die Kombination dient als Grundlage für die Erarbeitung des kostenreduzierten Finalszenarios.

Abb. 28 Vergleich der KPIs der Kombinationen A-D.2



6 DAS FINALSZENARIO

6.1 Anpassung mit GuD Anlagen

Die Kombination D.2 basiert auf den Hypothesen 1, 2, 3 und 4 und setzt vollständig auf offene Gasturbinen mit einer Kapazität von 55 GW im Jahr 2045. Sie erzielt die **höchsten Systemkosteneinsparungen**, geht jedoch mit einer **erhöhten Importabhängigkeit** einher. Durchschnittlich werden 42 TWh/Jahr importiert. Dies stellt einen wesentlichen Anstieg gegenüber den 27 TWh/Jahr im Referenzszenario dar.

Aufgrund dessen, dass der heutige Kraftwerkspark sowohl **GuD- als auch GT-Anlagen** umfasst, wurde für das Finalszenario eine realitätsnahe **Aufteilung der thermischen Kapazität** vorgenommen: Dazu wurde die knapp 55 GW thermische Kapazität auf 34 GW GuD- und 20 GW GT-Anlagen aufgeteilt.⁷ Diese Aufteilung orientiert sich an der Struktur des bestehenden Kraftwerksparks. Die Aufteilung in GuD- und GT-Anlagen ist somit realitätsnäher als die im Referenzszenario angenommene ausschließliche Nutzung von GT-Anlagen. Da GuD-Anlagen im Allgemeinen ein stabileres und gleichmäßigeres Betriebsmuster aufweisen als GT-Anlagen, trägt die Aufteilung in GuD- und GT-Anlagen zur **Reduzierung der Importabhängigkeit** bei. Als finale Anpassung werden die zusätzlichen **20 GW GT im netztechnischen Süden** allokiert um den Netzausbau effizient zu nutzen und zu minimieren.

Das so definierte Szenario wird als **Finalszenario** bezeichnet.

6.2 Vorstellung des Finalszenarios

Das Finalszenario stellt eine Kombination verschiedener Anpassungen dar, welche zusammen die Systemkosten unter Erreichung der definierten KPIs um **9,0% senken**, siehe Abbildung 31. Dieses Szenario baut auf den Ergebnissen der Kombination D.2 auf, wird jedoch durch eine verbesserte regionale Verteilung der thermischen Kapazitäten im netztechnischen Süden sowie durch die Aufteilung von 55 GW Gas- und Wasserstoffkraftwerken auf 34 GW Kraftwerke mit kombinierten GuD und 20 GW Kraftwerke mit offenen GT weiter optimiert. Dadurch wird ein Ausgleich zwischen Kosteneffizienz, Importreduktion und einer verbesserten Erzeugungsstruktur erreicht.

Das Szenario sieht eine **deutliche Reduktion der installierten Kapazitäten von Offshore-Wind, Solar PV, Batterien und Elektrolyseuren** vor, vgl. Abbildung 29. Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien sinkt dabei im Jahr 2045 gegenüber dem Referenzszenario um 19%, vor allem durch die Reduktion von Solar- und Offshore-Windkapazitäten. Gleichzeitig **steigt die thermische Erzeugung aus Gas- und Wasserstoffkraftwerken** um 53,4 TWh, um die Versorgungssicherheit in Zeiten hoher Last und geringer Erneuerbaren-Erzeugung, insbesondere im Winter, sicherzustellen, vgl. Abbildung 30. Dies wird durch die Einführung von blauem Wasserstoff begünstigt.

Im Vergleich zum Referenzszenario können die **Nettoimporte im Finalszenario im Durchschnitt um 53% reduziert** werden (vgl. Abbildung 32). Diese durchschnittliche Reduktion der Nettoimporte ist im wesentlichen auf zwei Effekte zurückzuführen: Zum einen tragen die **GuD-Anlagen**, die

⁷ Die Wasserstoff-Kapazität im Jahr 2045 beträgt genau 54,6 GW, die aus 20,4 GW Wasserstoff-GT und 34,2 GW Wasserstoff-GuDs zusammengesetzt ist.

Abb. 29 Installierte Kapazitäten des Referenz- und Finalszenarios im Vergleich

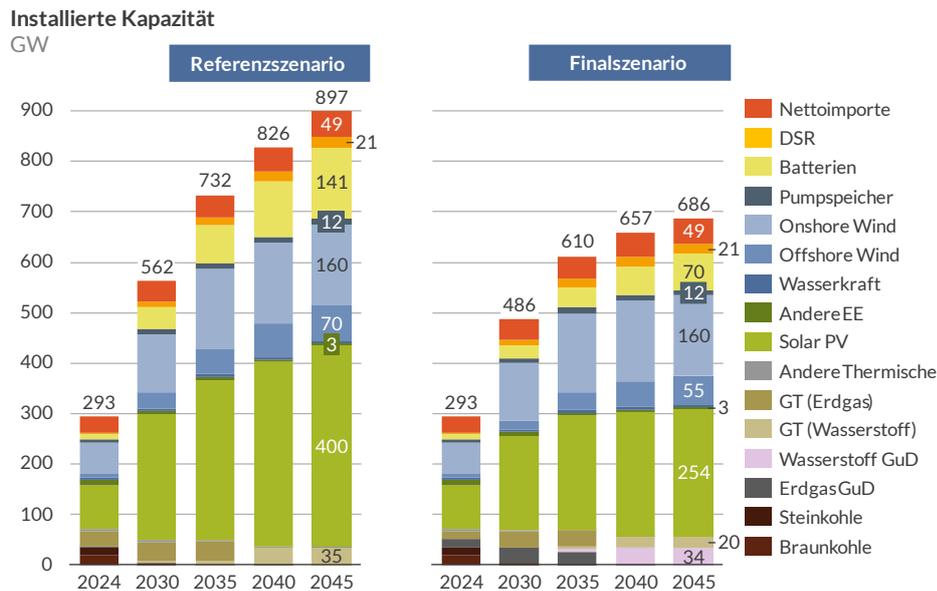
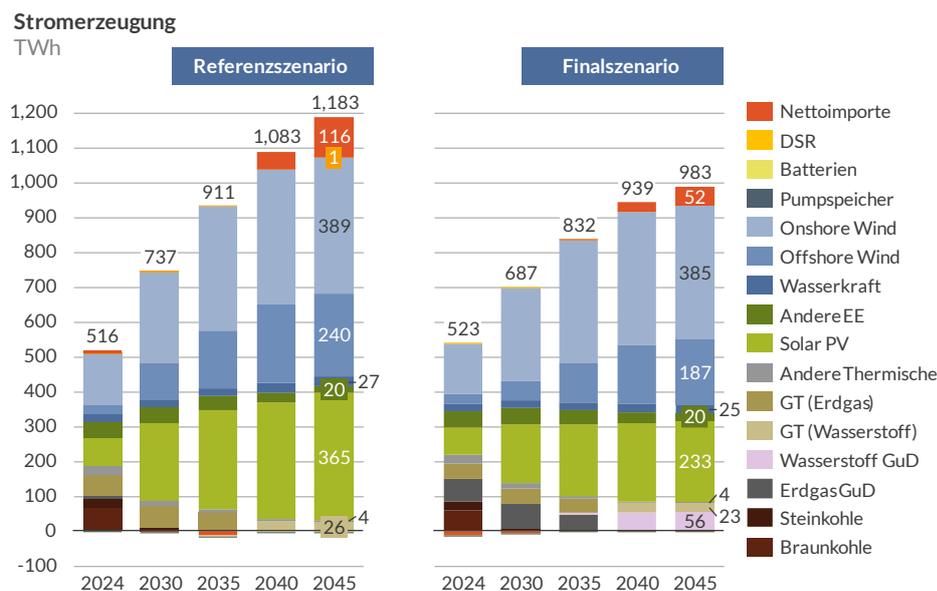


Abb.30 Stromerzeugung des Referenz- und Finalszenarios im Vergleich



im Finalszenario modelliert werden, zur Deckung der Grundlast bei und führen in der Folge zu einem Anstieg der Exporte. Im Finalszenario ist Deutschland bis Mitte der 2030er Jahre Nettoexporteur von Strom. Im Referenzszenario ist Deutschland im selben Zeitraum stetig Nettoimporteur von Strom, da die darin modellierten offenen Gasturbinen nicht zur Deckung der Grundlast beitragen und ihre Erzeugung öfter durch günstigere Importe verdrängt wird. Zum anderen ist die Abnahme der

durchschnittlichen Nettoimporte im Finalszenario auf niedrigere Importe im Zeitraum 2035-2045 zurückzuführen. In diesem Zeitraum werden die Wasserstoffkraftwerke, die um 20 GW mehr installierte Kapazität aufweisen als im Referenzszenario, mit blauem Wasserstoff anstelle von grünem Wasserstoff betrieben. Aufgrund der niedrigeren Brennstoffkosten können diese Kraftwerke günstiger Strom erzeugen und verdrängen damit teurere Importe aus dem Ausland. Bis Mitte der 2030er Jahre

bleibt Deutschland Nettoexporteur von Strom, wird jedoch danach Nettoimporteur, wobei die Importe im Jahr 2045 bei 52 TWh liegen. Die Abhängigkeit von ausländischer Stromerzeugung wird somit im Vergleich zum Referenzszenario (116 TWh im Jahr 2045) erheblich reduziert. Die Brutto-Importkosten sinken gegenüber dem Referenzszenario um 4,7 Mrd. €/Jahr. Die Einsparungen bei den Importkosten sind am Ende des betrachteten Zeitraums besonders erheblich: Im Jahr 2045 sind die Importkosten im Finalszenario mit 14,3 Mrd. € um 49 % niedriger als im Referenzszenario (28 Mrd. €).

Die **Großhandelspreise liegen im Finalszenario bei durchschnittlich 74,6 €/MWh**, deutlich unter den 90,3 €/MWh des Referenzszenarios, insbesondere wegen der Verwendung blauen Wasserstoffs. Durch die gesunkene Nachfrage, vor allem wegen weniger Elektrolyseur-Kapazität, und die optimierte Aufteilung der thermischen Kapazitäten werden die Systemkosten im **Finalszenario um 9 % gesenkt**.

Das Finalszenario stellt eine signifikante Systemkostenreduktion und eine Absenkung der

Großhandelspreise dar, während die Versorgungssicherheit durch eine stärkere thermische Kapazität erhöht wird. Gleichzeitig werden die Importe deutlich reduziert.

Abbildung 33 stellt die durchschnittlichen Netzkosten im Zeitraum von 2025 bis 2045 auf Verteilungs- und Übertragungsnetzebene dar. Das **Finalszenario zeigt die niedrigsten Netzkosten** unter allen analysierten Szenarien. Dabei werden die durchschnittlichen Kosten des Übertragungsnetzes von 16,1 Mrd. €/Jahr auf 14,6 Mrd. €/Jahr (um 8,9 %) reduziert. Die durchschnittlichen Kosten der Verteilungsnetze sinken gegenüber dem Referenzszenario von 29,1 Mrd. €/Jahr auf 27 Mrd. €/Jahr (-7 %).

Abb. 31 Das Finalszenario erreicht eine Kostenreduktion von 9%

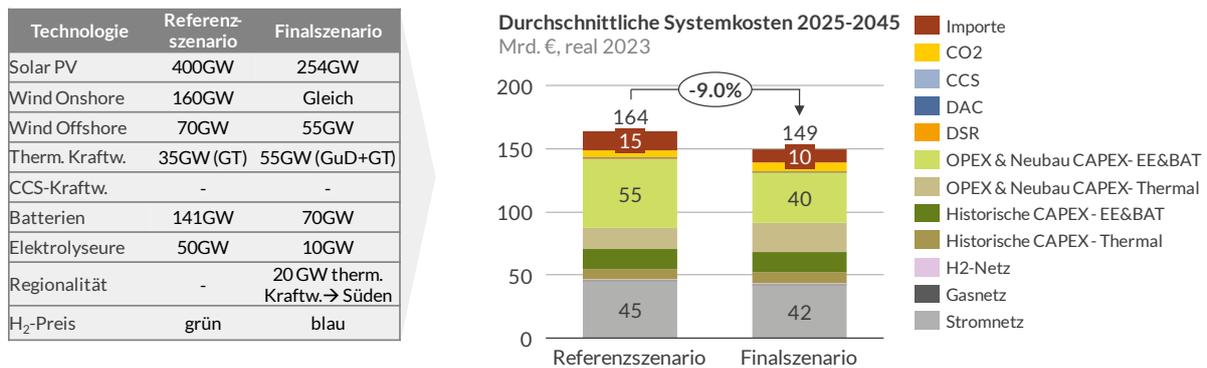
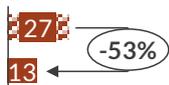


Abb. 32 Effekte des Finalszenarios auf KPIs

Durchschn. Nettoimporte, TWh



Durchschn. CO₂-Emissionen, Mt/Jahr



Referenzszenario Finalszenario

Durchschn. Großhandelspreise, €/MWh

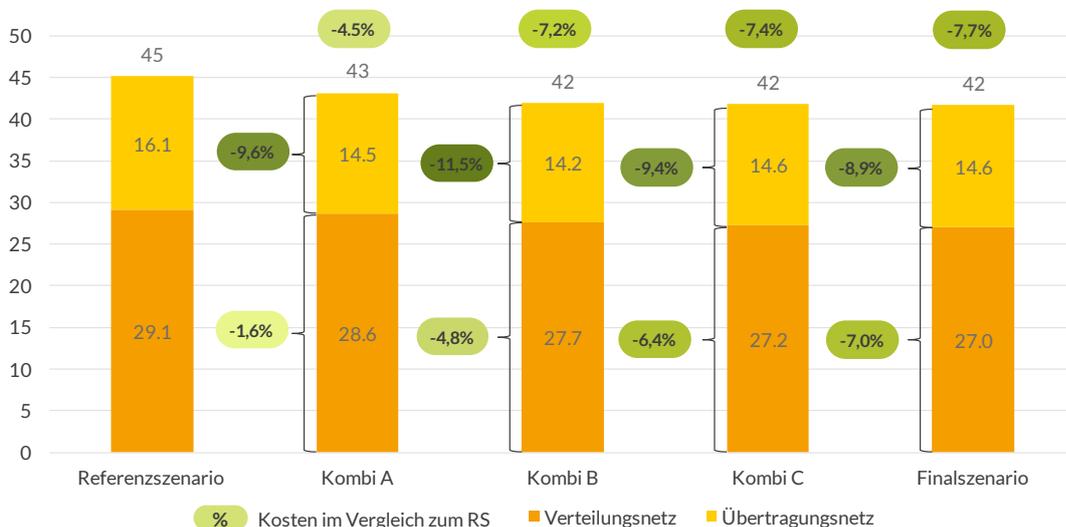


Systemkosten in 2045, Mrd. €



Abb. 33 Netzkosten pro Szenario

Durchschnittliche Netzkosten pro Szenario
Mrd. €, real 2023



Im Finalszenario trägt zu den Kosteneinsparungen im Übertragungsnetz vor allem die Reduktion der Offshore-Kapazität bei, da damit einhergehende Anbindungssysteme entfallen. Zudem lassen sich Übertragungsengpässe kurz- und mittelfristig durch die Verteilung thermischer Kraftwerke im Süden Deutschlands verringern. In den Verteilungsnetzen führen insbesondere der geringere PV-Zubau sowie der damit verbundene reduzierte rückspeisebedingte Netzausbau und geringere Anschlusskosten zu Einsparungen.

Abbildung 34 zeigt die Systemkosten pro Jahr im Referenz- und Finalszenario. Der Vergleich verdeutlicht, dass die Haupteinsparungen durch den geringeren EE- und damit einhergehendem Netzausbau erzielt werden. Auch die geringeren Importkosten spielen vor allem ab Mitte der 2030er Jahre eine tragende Rolle. Andererseits führen die Betriebs- und Investitionskosten der Gas- und Wasserstoffanlagen aufgrund der höheren installierten Kapazität und höheren Betriebs zu einem Anstieg der thermischen OPEX und CAPEX von

Abb. 34 Systemkosten des Finalszenarios

Systemkosten pro Jahr (mit historischen Kosten)
Mrd. €, real 2023

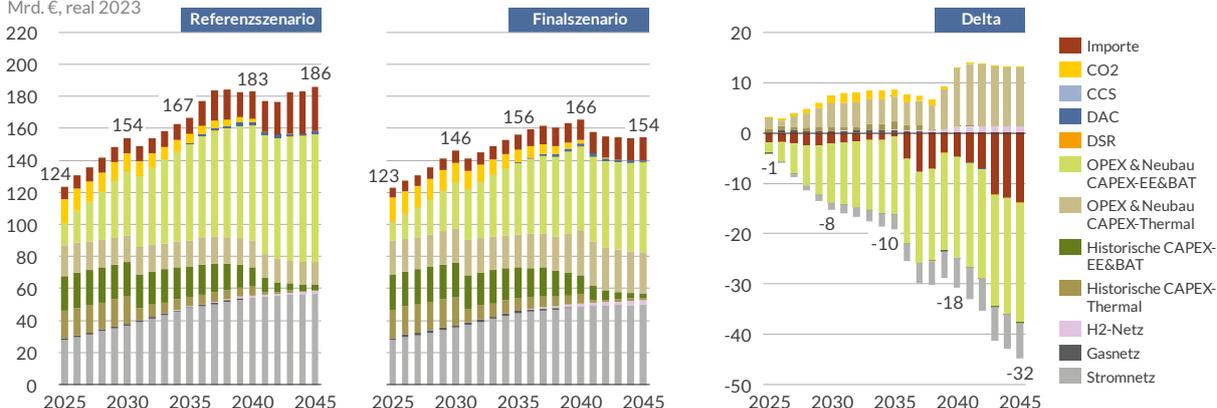


Abb. 35 Durchschnittliche Systemkosten (ohne historische Kosten)

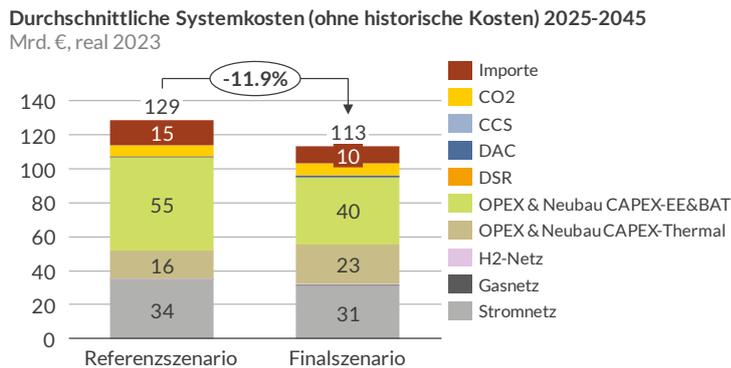
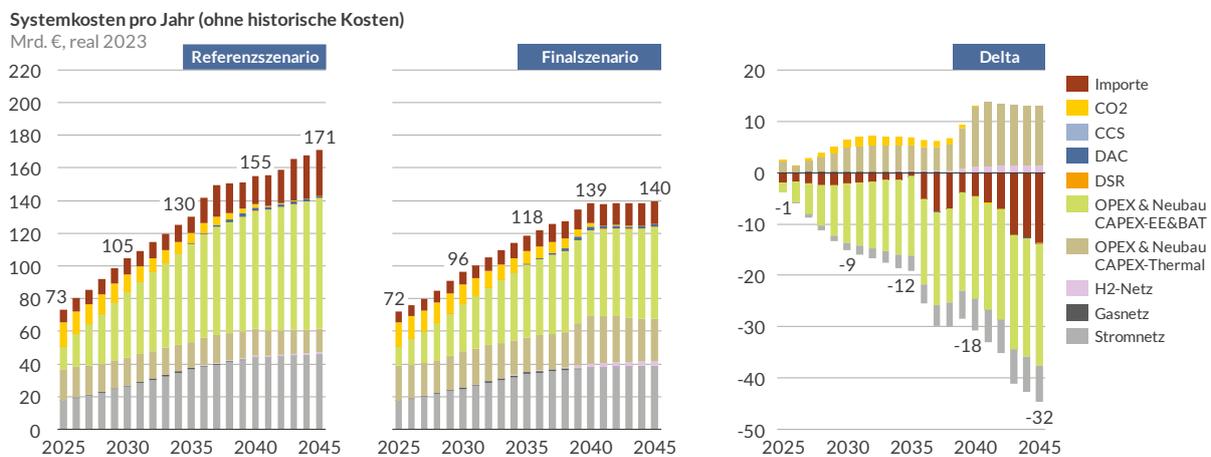


Abb. 36 Systemkosten pro Jahr (ohne historische Kosten)



durchschnittlich €6.4 Mrd. gegenüber dem Referenzszenario.

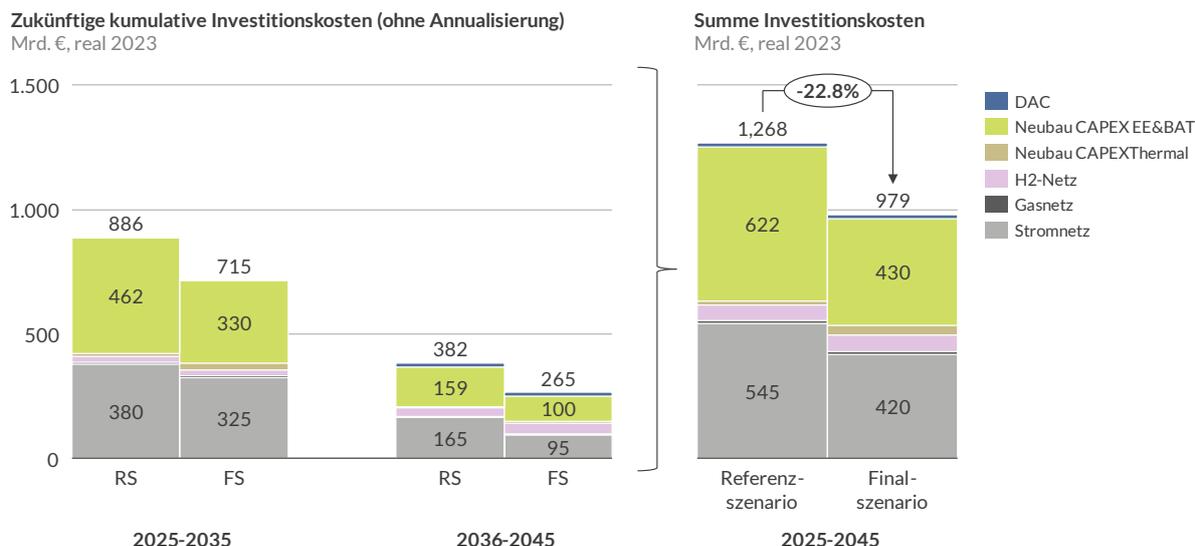
In die Berechnung der Systemkosten wurden auch Investitionen aufgenommen, die bereits in der Vergangenheit getätigt wurden und derzeit abgeschrieben werden (historische Kosten). Um transparenter darzustellen, welche Kosten zukünftig anfallen, werden im Folgenden die **Systemkosten abzüglich der historischen Kosten, sowie die Investitionskosten für den weiteren Ausbau des Stromsystems** dargestellt.

In der Betrachtung der Systemkosten abzüglich der historischen Kosten werden nicht mehr beeinflussbare, durch historische Entscheidungen verursachte **historische Kosten ausgeschlossen**. Vergangene Investitionen, deren Abschreibungen noch fortlaufen, werden von den Gesamt-Systemkosten abgezogen, sodass ausschließlich zukünftige Ausgaben berücksichtigt werden. Bei dieser Betrachtungsweise ergibt sich insgesamt eine

Reduktion der Systemkosten von 11,9 % im Vergleich zwischen dem Referenz- und dem Finalszenario (vgl. Abbildung 35). Die jährlichen Ausgaben im Referenzszenario sinken durch den Abzug der historischen Kosten von durchschnittlich ca. 164 Mrd. € auf 129 Mrd. € und im Finalszenario von durchschnittlich ca. 149 Mrd. € auf 113 Mrd. €. Abbildung 36 zeigt, dass die größte Kostenreduktion sich aus dem reduzierten Ausbau erneuerbarer Energien und Batterien ergibt. Dieser führt zu einer Einsparung von durchschnittlich 15 Mrd. €/Jahr. Dahingegen führt die höhere thermische Kapazität, insbesondere GuD-Anlagen, zu einem Anstieg der Summe aus Investitionskosten in Neubauanlagen und Betriebskosten um durchschnittlich 6.5 Mrd. €.

Werden die **Investitionskosten nicht verzinst annualisiert, sondern als einmalige Ausgaben („Overnight-CAPEX“)** betrachtet, zeigt sich eine **Investitionskostenreduktion von 22,8 %** im

Abb. 37 Investitionskosten im Referenz- und Finalszenario



Finalszenario im Vergleich zum Referenzszenario (vgl. Abbildung 37).

Da Investitionen in den **Netzausbau** über einen längeren Zeitraum stattfinden, kann das Jahr der Investition nicht präzise beziffert werden. Die Kosten, die in einem jeweiligen 5-Jahres-Zeitraum anfallen, werden ebenmäßig auf die fünf Jahre aufgeteilt. Ein Großteil der Investitionen, 70% im Referenz- und 73% im Finalszenario, findet im Zeitraum bis 2036 statt, wobei sich insbesondere Einsparungen im EE-Ausbau überwiegend auf die Zeit vor 2036 konzentrieren. In Summe über den gesamten Zeitraum 2025-2045 belaufen sich die **Investitionskosten des Finalszenarios auf 979 Mrd. €** und liegen somit 289 Mrd. € unter denen des **Referenzszenarios von 1,27 Bio. €**. Im Finalszenario werden 420 Mrd. € Investitionen für den Netzausbau notwendig, weitere 430 Mrd. € entstehen durch den Bau von EE-Anlagen und Batterien.

6.3 Nachfragesensitivität

Die Annahmen zur Nachfrageentwicklung beeinflussen maßgeblich die Auslegung des kostenoptimalen Szenarios. Angesichts der derzeitigen wirtschaftlichen Lage und aktuellen Entwicklung der Stromnachfrage könnte die Stromnachfrage, welche im Finalszenario angenommen wird, zu hoch angesetzt sein. Daher wurde eine Nachfragesensitivität mit geringerer Stromnachfrage

entwickelt. In dieser wird eine **Gesamtnachfrage unterstellt, die im Vergleich zum Referenzszenario durchschnittlich um 26 %, und im Vergleich zum Finalszenario um 18 % geringer** ist.

Abbildung 38 stellt die Entwicklung der Stromnachfrage in den drei Szenarien dar, die im Referenzszenario durchschnittlich 886 TWh/ Jahr, im Finalszenario 796 TWh/ Jahr und in der Nachfragesensitivität 654 TWh/Jahr beträgt. Diese Sensitivität bildet die Auswirkungen eines schwächeren Wachstums der Stromnachfrage aufgrund eines Rückgangs der Industrieaktivität in Deutschland ab. In der Folge dieses rückläufigen Trends sinken sowohl die direkte Stromnachfrage der Industrie als auch die Stromnachfrage von industriellen Wärmepumpen. In der Modellierung wird diese Reduktion durch eine Absenkung der Grundnachfrage abgebildet, die somit von durchschnittlich 609 TWh/ Jahr in Referenz- und Finalszenario auf 464 TWh/ Jahr in der Nachfragesensitivität absinkt. Im Finalszenario wurde der Ausbau von Elektrolyseuren bereits im Vergleich zum Referenzszenario reduziert, was zu einer geringeren Stromnachfrage von Elektrolyseuren führt. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Elektrolyseure haben ein gewisses Nachfrageprofil, werden aber preissensitiv modelliert und können daher in ihrer resultierenden Nachfragehöhe zwischen Szenarien leicht schwanken.

In der Folge des schwächeren Anstiegs der Stromnachfrage ist ein **geringerer Ausbau der Erzeugungskapazitäten** im Vergleich zum Finalszenario erforderlich. So wird der Ausbau von Offshore- und Onshore-Wind sowie Gas-/Wasserstoffkapazitäten im Vergleich zum Finalszenario reduziert. **Offshore-Wind** wird bis zum Jahr 2034 auf **31 GW** ausgebaut. Danach findet kein weiterer Zubau statt, sodass bis zum Jahr 2045 die Kapazität 31 GW beträgt, im Vergleich zu 55 GW im Finalszenario. Der Ausbau von **Onshore-Wind** findet graduell bis auf **115 GW** im Jahr 2045 statt. Im Finalszenario findet ein Ausbau bis auf 160 GW in 2045 statt. Damit ist die installierte Erneuerbaren-Kapazität in der Nachfragesensitivität im Jahr 2045 um 69 GW niedriger als im Finalszenario. Auch für die **thermische Kapazität** wird ein reduzierter Ausbau angenommen, sodass die gesamte Kapazität bis 2045 nur **40 GW** erreicht, 15 GW weniger als im Finalszenario.

Für alle weiteren Technologien erfolgt der Kapazitätsausbau wie im Finalszenario, ebenso wie die Annahme der Nutzung blauen Wasserstoffs. Die Erzeugungskapazität in den Nachbarländern entwickelt sich weiterhin wie im Finalszenario.

In der Nachfragesensitivität sinken die Großhandelsstrompreise, insbesondere aufgrund des höheren Anteils erneuerbarer Energien im Vergleich zum Finalszenario. Der durchschnittliche

Großhandelsstrompreis im Zeitraum 2025 bis 2045 sinkt von 74,6 €/MWh im Finalszenario auf 67,4 €/MWh in der Nachfragesensitivität.

Die **durchschnittlichen jährlichen Systemkosten in der Nachfragesensitivität** betragen über den Zeitraum 2025 bis 2045 rund **130 Mrd.€**, was eine **Reduktion** von 12,6 % (18,8 Mrd.€/Jahr) im Vergleich zum Finalszenario (149 Mrd.€) und **20,4 % (33,5 Mrd.€/Jahr) im Vergleich zum Referenzszenario (164 Mrd.€)** darstellt, wie in Abbildung 39 dargestellt ist. Die Berechnung der Systemkosten ohne Berücksichtigung historischer Kosten (also ohne die Investitionen, deren Abschreibungen noch laufen) zeigt eine weitere Reduktion von 26,5 % im Vergleich zum Referenzszenario.

Auch aus verschiedenen weiteren Kapazitätskombinationen von Offshore-Wind (im Bereich 30-45 GW bis 2045) und Wasserstoff (40-45 GW) resultieren ähnliche Systemkosten wie in der hier beschriebenen Nachfragesensitivität.

Abb. 38 Vergleich der Stromnachfrage nach Szenario 2025-2045

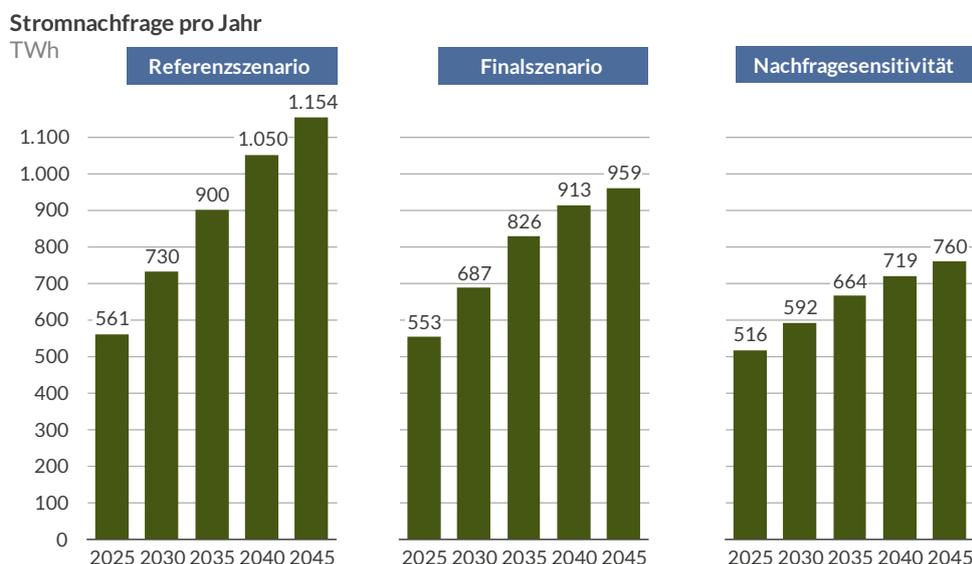
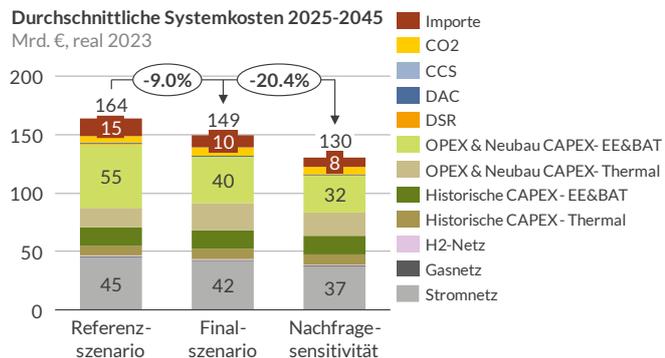


Abb. 39 Die Systemkosten der Nachfragesensitivität sind 20,4% geringer als im Referenzszenario

Technologie	Referenzszenario	Finalszenario	Nachfragesensitivität
Solar PV	400GW	254GW	254 GW
Wind Onshore	160GW	Gleich	115 GW
Wind Offshore	70GW	55GW	31 GW
Therm. Kraftw.	35GW (GT)	55GW (GuD+GT)	40 GW (GuD+GT)
CCS-Kraftw.	-	-	-
Batterien	141GW	70GW	70 GW
Elektrolyseure	50GW	10GW	10 GW
Regionalität	-	20 GW therm. Kraftw. → Süden	
H ₂ -Preis	grün	blau	blau



Die Systemkosten der hier gewählten Kombination sinken hauptsächlich aufgrund der geringeren Betriebskosten (OPEX) und reduzierten Neubaukosten (CAPEX) für erneuerbare Energien (durchschnittlich -8 Mrd.€/ Jahr). Die Netzkosten sinken in Folge des geringeren Ausbaus von Onshore- und Offshore-Windkraft und der reduzierten Nachfrage im Vergleich zum Finalszenario um durchschnittlich 5 Mrd.€/Jahr. Hinzu kommen niedrigere Kosten für thermischen Kraftwerke (- 3 Mrd.€/Jahr im Vergleich zum Finalszenario) und niedrigere Importkosten (-2 Mrd.€/Jahr). Während das Referenzszenario durchschnittliche Nettoimporte von 27 TWh/Jahr und das Finalszenario 12,8 TWh/Jahr verzeichnet, führt die Nachfragesensitivität zu durchschnittlichen Nettoexporten von 12,2 TWh/Jahr.

In Bezug auf die Investitionskosten zeigt sich in der Nachfragesensitivität eine erhebliche Reduktion. Bei einer installierten EE-Kapazität von 400 GW und 40 GW Wasserstoffkapazität im Jahr 2045 betragen die **Gesamtinvestitionskosten in der Nachfragesensitivität im Zeitraum 2025-2045 669 Mrd.€**. Die Investitionskosten liegen somit um **47% unter denen des Referenzszenarios (1,27 Bio.€)**, was vor allem auf den gesunkenen Ausbau erneuerbarer Energien und Netzausbaubedarf zurückzuführen ist. Insgesamt könnte der Investitionsbedarf in der Nachfragesensitivität im Vergleich zum Referenzszenario um etwa 599 Mrd.€ und im Vergleich zum Finalszenario um 310 Mrd.€ (-32%) sinken.

6.4 Fazit

Das im Rahmen der Studie entwickelte **Finalszenario** führt zu einer **Reduktion der Systemkosten um 309 Mrd. €** (9,0% oder 14,7 Mrd. €/Jahr über den Zeitraum 2025-2045) im Vergleich zum Referenzszenario, bei Erreichung von Klimaneutralität und erhöhter Versorgungssicherheit. Dies wird durch eine **Kombination von Maßnahmen** erreicht: Die **Begrenzung des Offshore-Wind-Ausbaus** führt in Kombination mit dem **verstärkten Einsatz von Gas/Wasserstoff-Kraftwerken** zu einer Reduzierung der Systemkosten von 78 Mrd.€ (ca. 2,3%). Die **Anpassung der Batteriespeicher** tragen weitere 84 Mrd.€ (2,4%) zur Senkung der Systemkosten bei. **Geringere heimische Elektrolyseur- und Solarkapazitäten** ermöglichen weitere Einsparungen von 111 Mrd.€ (3,2%), und die **Nutzung blauen Wasserstoffs** von 36 Mrd.€ (1,1%). Diese Kostenhebel und die überlegte Regionalisierung des Kapazitätszubaues tragen zu einer kosteneffizienten Dekarbonisierung im Finalszenario bei, während **Nettoimporte um 53% reduziert** werden und **Lastverluste vermieden** werden. Diese Anpassungen sind nur möglich, da das Referenzszenario sehr hohe Anteile an Erneuerbare und Batterien, eine sehr flexible Nachfrageseite und sehr niedrige Anteile an thermischen Kraftwerken ausweist. Die Ergebnisse des Finalszenarios müssen daher ausgehend vom Referenzszenario betrachtet werden und unterliegen einer modellseitigen Anpassung basierend auf den zum Publikationszeitpunkt bekannten Rahmenbedingungen.

Um das **Finalszenario** zu erreichen, wäre eine Reihe abgestimmter Entscheidungen erforderlich. Besonders die nächsten fünf Jahre bis 2030 könnten von zentraler Bedeutung sein, um die Grundlagen für die langfristige Zielerreichung zu legen. Prioritär müsste bis spätestens rund 2027 eine **Entscheidung über den Ausbau thermischer Kapazitäten** getroffen werden, um die durch den Kohleausstieg entstehende Versorgungslücke rechtzeitig zu schließen. Dieser verstärkte Ausbau thermischer Kapazität würde eine Vorlaufzeit von rund ein bis zwei Jahren für die Kapazitätsplanung sowie fünf bis sieben Jahre für die Realisierung erfordern. Darüber hinaus könnte eine stärkere **regionale Allokation thermischer Kraftwerke im Süden Deutschlands kurzfristig Netzengpässe**

reduzieren, während der Ausbau der erneuerbaren Energien aufgrund des nötigen Netzausbaus langfristig für ausreichende Netzkapazität sorgen würde. Sollte die im Referenz- und Finalszenario angenommene **hohe Nachfrageflexibilität nicht erreicht** werden, wäre mit hoher Wahrscheinlichkeit ein **weiterer Ausbau thermischer Kapazitäten oder anderer Flexibilitäten** vonnöten.

Ebenfalls kurzfristig (bis etwa 2027) wären grundlegende **Entscheidungen über die zukünftige Nutzung von wasserstofffähigen Gaskraftwerken oder CCS-Technologien** notwendig, um deren rechtzeitige Inbetriebnahme sicherzustellen. Dies würde sowohl die frühzeitige Planung der Kapazitäten als auch die Entwicklung der erforderlichen Infrastruktur und die Schaffung geeigneter regulatorischer Rahmenbedingungen umfassen, die jeweils Vorlaufzeiten von rund fünf bis zehn Jahren benötigen würden. Die langfristige Klimaneutralität des Energiesystems würde maßgeblich davon abhängen, wie frühzeitig und konsequent diese Maßnahmen umgesetzt würden. Wesentlich wäre auch die Entscheidung über die im Stromsektor **eingesetzte Wasserstoffart (blau oder grün)**, die auch Auswirkung auf die **erforderliche Importinfrastruktur** hätte.

Ein weiterer kritischer Pfad beträfe den **Übertragungsnetzausbau**, der kurzfristig (bis etwa Ende 2025) entschieden werden müsste. Insbesondere für den Anschluss neuer Kapazitäten wäre eine Vorlaufzeit von acht bis zehn Jahren erforderlich. Politische Beschlüsse und die Aufnahme in den Netzentwicklungsplan wären hier von zentraler Bedeutung, da Verzögerungen bei der Netzplanung die Integration neuer Kapazitäten und die Netzstabilität gefährden könnten.

Bis etwa 2030-2035 müssten zudem Entscheidungen über den **Offshore-Wind-Ausbau** getroffen werden. Im Finalszenario wird der Ausbau auf 55 GW limitiert, da darüber hinaus die Kosten für Netzanschlüsse stark stiegen, da vom Meer geographisch weit entfernte Netzanschlusspunkte genutzt und entsprechend lange Leitungstrassen errichtet werden müssten. Die Planungs- und Umsetzungszeiten für Offshore-Wind-Projekte würden mit etwa sechs bis acht Jahre angesetzt. Bei **geringerer Nachfrage** und daraus resultierendem geringerem Ausbau wäre eine frühere

Entscheidung (ca. 2025-2030) erforderlich. Wie in Kapitel 5.3 beschrieben, könnte der Ausbau von Offshore-Wind bedarfsorientiert auch höher ausfallen als in der Nachfragesensitivität modelliert, ohne jedoch zu einem signifikanten Anstieg der Systemkosten zu führen.

Für den Zubau von Technologien wie **Solar PV, Batteriespeichern, Onshore-Wind und Elektrolyseuren** würde der Ausbau **orientiert am Markt und sonstigen Anreizen** erfolgen, sodass die Gesamtkapazität deutlich kurzfristiger gesteuert werden könnte. Solar PV und Batteriespeicher könnten mit Vorlaufzeiten von vermutlich rund zwei bis fünf Jahren ausgebaut werden. Auch für den Hochlauf von Elektrolyseuren würde ein ähnlicher Ansatz verfolgt. Das Finalszenario sieht für Elektrolyseure eine Reduktion des Ausbaus auf maximal 10 GW bis 2045 entsprechend der aktuellen politischen Zielmarke für 2030 vor, was auch einen erhöhten Importanteil an Wasserstoff bedeuten würde. Zusammenfassend wäre es in den nächsten fünf Jahren wichtig, zentrale Entscheidungen zu **thermischen Kapazitäten, zum Fuel Switch auf Wasserstoff (grün oder blau) oder CCS, sowie zum Übertragungsnetzausbau** in den Blick zu nehmen. Diese Bereiche könnten eine wesentliche Rolle für die kurzfristige Versorgungssicherheit und die langfristige Dekarbonisierung spielen. Verzögerungen in diesen Handlungsfeldern könnten potenziell Herausforderungen für die Zielerreichung der Dekarbonisierung bis 2040 mit sich bringen. Eine **frühzeitige und sorgfältige Planung** könnte somit dazu beitragen, die notwendigen **Rahmenbedingungen** zu schaffen, um den Ausbaupfad des Finalszenarios zu erreichen und dadurch im Vergleich zum Referenzszenario die Systemkosten zu reduzieren.

7 ANHANG

7.1 Methodik und Annahmen

Im Rahmen der Methodik werden zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit zwischen den Alternativszenarien und dem Referenzszenario bestimmte Annahmen und Prämissen konstant gehalten, die im Folgenden näher erläutert werden. Anschließend werden diejenigen Parameter definiert, die für die Alternativszenarien variabel gehalten werden.

Annahmen

Im Rahmen der Methodik werden zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit zwischen den Alternativszenarien und dem Referenzszenario bestimmte Annahmen und Prämissen konstant gehalten, die im Folgenden näher erläutert werden. Anschließend werden diejenigen Parameter definiert, die für die Alternativszenarien variabel gehalten werden.

Konstante Annahmen und Prämissen

Politische Rahmenbedingungen

Bis 2040 soll der deutsche Stromsektor vollständig CO₂-neutral werden, und für das gesamte Land wird Klimaneutralität bis 2045 angestrebt. Dabei bleibt Deutschland eine **einheitliche Strompreiszone**, und das bestehende Strommarktdesign auf **Merit-Order-Basis** wird weiterhin beibehalten. Auch das Jahr für den endgültigen **Kohleausstieg** bleibt unverändert bestehen.

Rohstoffpreise

Die **Rohstoffpreise** für Kohle, Gas und Öl bleiben in über alle Szenarien hinweg **unverändert in ihrer Entwicklung**. Auch die **Preise für Wasserstoff entwickeln sich szenarioübergreifend gleich** und unterscheiden sich lediglich nach Herkunft, also grünem oder blauem Wasserstoff. Darüber hinaus entwickelt sich auch der EU-ETS-Preis gleich.

Nachbarländer

Die Kapazitäten der Grenzkuppeln, also der **Interkonnektoren**, **entwickeln sich in allen Szenarien**

identisch, ebenso wie der Kapazitätsmix und die Strompreise in den benachbarten Ländern.

Sonstige Faktoren

Die Entwicklung der **Stromnachfrage bleibt unverändert** für die beiden Komponenten der Basisnachfrage. Elektrische Fahrzeuge (EVs) und Wärmepumpen werden als preisflexibel modelliert und können daher in ihrer gesamten Stromnachfrage entsprechend der Szenario-Großhandelspreise leicht variieren. Darüber hinaus verändern sich die Investitionskosten pro Technologie (**CAPEX**) und die laufenden Kosten (**OPEX**) pro Einheit nicht – es ändern sich lediglich die Kapazitäten und Produktionsmengen, die die gesamten CAPEX und OPEX verändern. Auch die Annahmen zur Abschreibung dieser Kosten, wie der gewichtete durchschnittliche Kapitalkostensatz (**WACC**) und die Lebensdauern der Anlagentypen, bleiben gleich.

Variable Annahmen und Prämissen

Erzeugung

Die **Erzeugung ist in jedem Szenario variabel**, einschließlich des **Kapazitätsmixes**, der sowohl erneuerbare als auch thermische Kraftwerke umfasst. Ebenso sind der zeitliche Verlauf des Kapazitätsmix und die resultierende Stromnetzinfrastruktur anpassbar.

Wasserstoff

Der **Zielzeitpunkt für die Umstellung sämtlicher gasgefeuerter Kraftwerke auf Wasserstoff** (Fuel Switch) bleibt bei spätestens 2040, während die **Kapazitäten der Elektrolyseure** und der **Wasserstoffkraftwerke** variabel sind. Des Weiteren wird die Nutzung von **grünem oder blauem Wasserstoff** sowie der **Einsatz von CCS-Kraftwerken** variiert.

Gas- und Wasserstoffnetz

Das **Gas- und Wasserstoffnetz sind variabel**. Es werden nur die für den Stromsektor anteiligen Kosten im Verhältnis zum Gesamtgas/-wasserstoffbedarf aller Sektoren berücksichtigt. Basierend auf annualisierten Kosten des **Netzausbaus** sowie

zusätzliche Kosten durch **Speicherung** wird eine *unit cost* berechnet, die anschließend mit dem **szenariospezifischen Verbrauch** des jeweiligen Rohstoffes multipliziert wird.

Carbon Capture and Storage (CCS)

Die Kosten einerseits für die Abscheidung an Kraftwerken und andererseits für die **CCS-Infrastruktur** (Transport und Speicherung) basieren auf der Szenariowahl und **ob CCS als mögliche Technologie** eingestuft wird.

Regionale Allokation der Erzeugungsanlagen

Für den Fall einer **Regionalisierung** von sowohl Erneuerbaren- als auch Gaskraftwerken kann die Allokation der Anlagen im Szenario berücksichtigt werden.

Stromnetz

In der **Analyse der Hypothesen** (Kapitel 4) wurden die Investitionskosten der Übertragungs- und Verteilungsnetze in jedem Jahr annualisiert (WACC von 5 %, Lebensdauer von 60 Jahren). Diese Kosten beinhalten die historischen Kosten sowie Neubaukosten. Die Neubaukosten wurden anschließend szenariospezifisch und basierend auf spezifischen Netzkosten für die Netzanbindungskosten für Erneuerbare (Wind Offshore, Wind Onshore, Solar PV) addiert, welche pro Sensitivität variiert wurden.

In der **Analyse des Referenzszenarios, der Kombinationen und des Finalszenarios** (Kapitel 3, Kapitel 5 und Kapitel 6) wurde eine detaillierte Berechnung der Netzkosten mit den Modellen der Consentec GmbH durchgeführt. Für das **Übertragungsnetz** diente ein vorgegebenes Startnetz als Grundlage, das leitungsscharf den Ausbauzustand nach Umsetzung der im Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045 (Version 2023) bestätigten Projekte mit geplanter Inbetriebnahme bis einschließlich 2035 beschreibt. Die Erzeugungs- und Lastzeitreihen des Strommarktmodells wurden auf die Übertragungsnetzknotten regionalisiert, und anschließend eine stundenscharfe Lastfluss- und Ausfallsimulation durchgeführt. Auf Basis der ermittelten Leitungsbelastungen und auf Grundlage des **NOVA-Prinzips** („**Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau**“) wurden szenariospezifisch die darüber hinaus erforderliche Netzausbau- und

Verstärkungsmaßnahmen ermittelt. Das NOVA-Prinzip verfolgt das Ziel, die bestehenden Netzkapazitäten zunächst besser auszunutzen, bevor bestehende Leitungen verstärkt oder neue gebaut werden.

Kosten für Systemdienstleistungen (u.a. Redispatch, Blindleistungskompensation, Momentanreserve) waren **nicht Teil der Untersuchung**. Die Berechnung der Netzkosten berücksichtigt sowohl Investitions- als auch Betriebskosten, wobei ein WACC von 5 % zugrunde gelegt wird.

Die **Versorgungsaufgabe der Verteilungsnetze** wird für die 400 Kreise und kreisfreien Städte in Deutschland analysiert. Innerhalb dieser Regionen erfolgt eine geografisch feinere Auflösung, bei der die Anforderungen der unterschiedlichen Netzebenen berücksichtigt werden. PV-Dachanlagen speisen vollständig in die Niederspannung ein, während PV-Freiflächenanlagen zu gleichen Teilen in die Mittel- und Hochspannung integriert werden. Onshore-Windenergie wird zu 20 % in der Mittelspannung und zu 80 % in der Hochspannung eingespeist.

Das erforderliche Netzmengengerüst wird auf Basis der maximalen Residuallast und der maximalen Rückspeisung berechnet. Für einen **effizienten Ausbau der Verteilungsnetze** werden die 20 höchsten Residuallastwerte sowie eine Spitzenkappung von 3 % der jährlichen Energiemenge berücksichtigt. Neben den reinen Netzkosten fließen auch Kosten für Leitungen „ab EE-Anlagen“ in die Berechnung ein, die üblicherweise von Anlagenbetreibern getragen werden. In lastdominierten Gebieten verursacht der Zubau von Erneuerbaren Energien häufig keine zusätzlichen Netzausbaukosten, abgesehen von den Anschlusskosten. In Regionen mit hoher EE-Dominanz können die Kosten jedoch erheblich steigen.

7.2 Berechnung der Systemkosten

Für die Berechnung der Systemkosten werden nicht nur die reinen Erzeugungskosten inkl. Bruttoimporten berücksichtigt, sondern auch die Netz- und Infrastrukturkosten sowie externe volkswirtschaftliche Kosten. Dieser umfassende Ansatz ermöglicht eine detaillierte Erfassung aller relevanten Aufwendungen und bildet die Grundlage für eine ganzheitliche und realistische Kostenanalyse.

A. Erzeugung nach Erzeugungstyp: Die Kosten der Stromerzeugung werden differenziert nach *historischen* und *zukünftigen* Erzeugungskosten ermittelt. Historische Kosten umfassen die kapitalisierten Investitionskosten (CAPEX), die über den gewichteten Kapitalkostensatz (WACC) jährlich abgeschrieben und je nach Technologie variiert werden. Die Systemkosteneinsparungen reagieren sehr sensitiv auf Kostenannahmen für thermische Kraftwerke, insbesondere der angenommenen CAPEX, Wasserstoffpreise und Anteile der Fuel-Switch-Kraftwerke

Hinzu kommen variable und fixe Betriebskosten (FOM, VOM), Treibstoffkosten, Kosten für Importe sowie CO₂-Abscheidungskosten für Anlagen mit Carbon-Capture-and-Storage (CCS). Diese Kalkulation erfolgt modellbasiert

und wird durch Auroras hauseigenes Strommarktmodell abgebildet.

- B. Stromnetzskosten:** Auch die Kosten des Stromnetzes fließen in die Systemkostenberechnung ein. Hierbei werden die Netzkosten für Übertragungs- und Verteilnetze berücksichtigt, wobei der Fokus auf einem optimalen Ausbau des Netzes liegt. Diese Kosten werden für die Stichtage 2035 und 2045 auf Basis eines langfristig effizienten Netzausbaus ermittelt und durch eine Netzmodellierung abgebildet und für die restlichen Jahre interpoliert.
- C. Andere Infrastrukturkosten:** Zur Deckung des zukünftigen Energiebedarfs sind darüber hinaus Investitionen in Gas-, Wasserstoff- und CO₂-Infrastrukturen erforderlich. Die Kosten des Gasnetzes werden anhand eines prognostizierten Entgelts für die Nutzung berechnet. Für das Wasserstoffnetz wurde ein spezifisches Nutzungsentgelt entwickelt, das nur die relevanten Netzaufwendungen für den Stromsektor anrechnet (prozentualer Anteil entsprechend der Nachfrage des Stromsektors nach Wasserstoff im Vergleich zur Nachfrage anderer Sektoren nach Wasserstoff). CO₂-Infrastrukturkosten umfassen die Transport- und Speicherkosten für Kohlendioxid und stellen eine entscheidende Komponente zur Erreichung der Klimaziele dar.

Abb.40 Schematische Darstellung der Berechnung der Systemkosten mit allen Komponenten

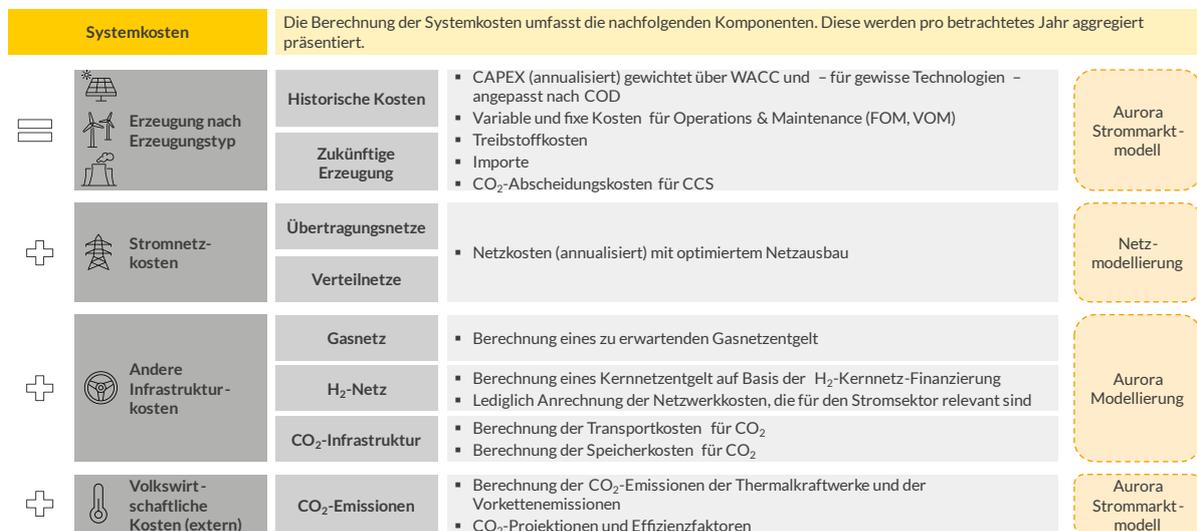
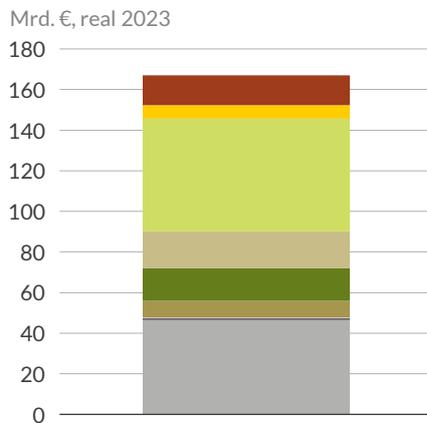


Abb. 41 Durchschnittliche Systemkosten (illustrativ)



D. **Externe volkswirtschaftliche Kosten:** Schließlich werden auch die externen volkswirtschaftlichen Kosten einbezogen, insbesondere jene, die aus CO₂-Emissionen der thermischen Erzeugung resultieren. Die Berechnung dieser externen Effekte erfolgt anhand von CO₂-Preisprojektionen und Effizienzfaktoren, um die langfristigen gesellschaftlichen Auswirkungen der Emissionen zu quantifizieren. Diese Kosten fließen ebenfalls in das Aurora-Strommarktmodell ein.

Detaillierte Darstellung der Kostenkomponenten

In den Analysen wird vor allem auf die durchschnittlichen Systemkosten (2025-2045) sowie auf das relative Delta zum Referenzszenario Bezug genommen. Dabei werden die Kosten in folgende Komponenten unterteilt:

- **Importkosten:** (Bruttoimporte von Strom, d.h. ohne Exporterlöse) basierend auf stündlichen Großhandelspreisen und Importmengen.
 - In der Berechnung werden **Erlöse aus Exporten nicht berücksichtigt**, da es sich bei der Modellierung explizit um die **Gesamtkosten** des Systems handelt.
- **CO₂-Kosten:** Gesamtmenge an emittiertem CO₂ multipliziert mit CO₂-Preis, ohne Vorkettenemissionen.

- **CCS:** Gesamtmenge an abgeschiedenem CO₂ multipliziert mit *unit costs* für CCS-Abscheidungsprozess, Transport und Speicherung (€/tCO₂). Berechnung ohne Vorkettenemissionen.

- **DSR:** Abregulierung der Nachfrageseite, verschiedene Optionen mit steigenden Kosten pro MWh.

- **OPEX & Neubau-CAPEX (Erneuerbare+Batterien):** Neubau-CAPEX und OPEX aus CO₂-neutralen Erzeugungskapazitäten (inkl. Erneuerbare, Biomasse, Pumpspeicher, Wasserkraft und Batteriespeicher).

- **OPEX & Neubau-CAPEX (Thermische Kraftwerke):** Gesamtkosten aller thermischer Erzeugungskapazitäten, d.h. Neubau-CAPEX und OPEX (inkl. Brennstoffkosten für Gas-, Öl-, Kohle- und Wasserstoffkraftwerke).

- **Historische CAPEX (Erneuerbare+Batterien):** Noch in Abschreibung befindliche CAPEX für Investitionen in CO₂-neutrale Kapazitäten in der Vergangenheit.

- **Historische CAPEX (Thermische Kraftwerke):** Analog für thermische Erzeugungskapazitäten.

- **Wasserstoffnetzkosten:** Annualisierter Anteil der Wasserstoff-Netzkosten am Strommarkt.

- **Gasnetzkosten:** Annualisierter Anteil der Gas-Netzkosten am Strommarkt.

- **Stromnetzkosten:** Noch in Abschreibung befindliche, annualisierte, alte Kosten sowie Neubaukosten für Verteil- und Übertragungsnetz. Bei der Analyse der Hypothesen wurden für Neubaukosten lediglich Schätzungen für Netzanbindungskosten für Erneuerbare (Wind Offshore, Wind Onshore, Solar PV) variiert und die restlichen Stromnetzkosten konstant gehalten. Für die Analyse der Kombinationen wurden die Stromnetzkosten detailliert berechnet.

7.3 Ausgewählte Ergebnisse der einzelnen Hypothesen

Nachfolgend werden ausgewählte Sensitivitäten pro Hypothese vorgestellt. Für diese Ergebnisse gilt, dass die Effekte auf das Netz abgeschätzt wurden. Daher unterliegen die vorgestellten Systemkostendeltas einer methodischen Abweichung zu den Systemkostendeltas der Kombinationen und können nicht in direkten Bezug dazu gesetzt werden.

Die Systemkostendeltas der Kombinationen und des Finalszenarios unterliegen dagegen einer detaillierten Netzkostenberechnung.

Tab 3 Ausgewählte Ergebnisse für Hypothese 1 (Erneuerbare Energien)

Szenario	Offshore	Onshore	Solar	Gas/H ₂	Importdelta	Systemkostendelta
1a(i)	- 15 GW				+118%	-0.9%
1a(iii)	- 15 GW			+ 10 GW	+110%	-2.8%
1b	- 15 GW	+ 21 GW			+6%	-1.7%
1c(i)		-20 GW		+ 15 GW	+84%	-0.9%
1c(ii) - 20%	- 15 GW	- 20%		+ 10 GW	+239%	-1.3%
1d(i)			- 30% GW		+204%	+0.4%
1d(ii) - 20%	- 15 GW		- 20% GW	+ 10 GW	+223%	-3.1%
1d(iii) - 30%	- 15 GW		- 30% GW	+ 10GW + 21GW	+267%	-2.6%

Tab 4 Ausgewählte Ergebnisse für Hypothese 2 (Flexibilität)

Szenario	Gas/H ₂	Batterien	Elektrolyseure	Importdelta	Systemkostendelta
2a(i)	+ 71 GW (1:1)	- 71 GW (50% der Kapazität)		-7%	-1.8%
2a(v)	+ 20 GW	- 71 GW (50% der Kapazität)		-0.8%	-3.0%
2b(i)	+ 36 GW (2:1)	- 71 GW (50% der Kapazität) und reduzierte Speicherdauer		+7%	-2.4%

Tab 5 Ausgewählte Ergebnisse für Hypothese 3 (CCS)

Szenario	Gas/H ₂	Batterien	Elektrolyseure	Importdelta	Systemkostendelta
3a(i)	CCS statt H ₂ (100%)			-120%	-0.3%
3a(ii)	CCS statt H ₂ (50%)			-75%	-0.6%

Tab 6 Ausgewählte Ergebnisse für Hypothese 4 (Wasserstoff)

Szenario	Gas/H ₂	Batterien	Elektrolyseure	Import-delta	Systemkosten-delta
4a(i)	Fuel-Switch Richtung 2040 verschoben			-64%	-0.9%
4b(iv)	blauer H ₂ -Preis (statt grün)		- 40 GW (max. 10 GW)	-225%	-2.1%

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
CCS	Carbon Capture and Storage
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine (Gas-und-Dampf-Kraftwerk)
DEU	Deutschland
EE	Erneuerbare Energie
GT	Gasturbinen-Kraftwerk (OCGT)
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GuD	Gas-und-Dampf-Kraftwerk (CCGT)
H₂	Wasserstoff
KPI	Key Performance Indicator
MWh	Megawattstunde
OCGT	Open Cycle Gas Turbine (Gasturbinen-Kraftwerk)
TWh	Terawattstunde
WOF	Offshore-Wind
WON	Onshore-Wind

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kapazität, Erzeugung und Stromnachfrage nach Sektor für das Referenzszenario	13
Abbildung 2: Großhandelspreise für das Referenzszenario	14
Abbildung 3: CO ₂ - Emissionen sowie -Intensität für den Stromsektor.....	16
Abbildung 4: Spezifische Netzanschlusskosten - Wind Offshore Nordsee.....	19
Abbildung 5: Ergebnisse der Hypothese 1.....	21
Abbildung 6: Effekte der Hypothese 1 auf KPIs	21
Abbildung 7: Ergebnisse der Hypothese 2.....	22
Abbildung 8: Effekte der Hypothese 2 auf KPIs	22
Abbildung 9: Ergebnisse der Hypothese 3.....	23
Abbildung 10: Effekte der Hypothese 3 auf KPIs.....	23
Abbildung 11: Ergebnisse der Hypothese 4.....	25
Abbildung 12: Effekte der Hypothese 4 auf KPIs.....	25
Abbildung 13: EE-Leistungen in Basis- und Regionalszenario der Langfristszenarien 2017	26
Abbildung 14: Kombination im Überblick.....	28
Abbildung 15: Ergebnisse der Kombination A	29
Abbildung 16: Effekte der Kombination A auf KPIs	29
Abbildung 17: Ergebnisse der Kombination B.....	30
Abbildung 18: Effekte der Kombination B auf KPIs	30
Abbildung 19: Ergebnisse der Kombination C	31
Abbildung 20: Wasserstoffverbrauch und -erzeugung im Referenzszenario	32
Abbildung 21: Effekte der Kombination C auf KPIs	32
Abbildung 22: Ergebnisse der Kombination D1	33
Abbildung 23: Effekte der Kombination D1 auf KPIs	33
Abbildung 24: Ergebnisse der Kombination D2	34
Abbildung 25: Effekte der Kombination D2 auf KPIs	34
Abbildung 26: Vergleich der Systemkosten in Kombinationen A-D.2	35
Abbildung 27: Netzkosten pro Szenario.....	36
Abbildung 28: Vergleich der KPIs der Kombinationen A-D.2	38
Abbildung 29: Installierte Kapazitäten des Referenz- und Finalszenarios im Vergleich.....	40
Abbildung 30: Stromerzeugung des Referenz- und Finalszenarios im Vergleich.	40
Abbildung 31: Das Finalszenario erreicht eine Kostenreduktion von 9,0%.....	41
Abbildung 32: Effekte des Finalszenarios auf KPIs	41
Abbildung 33: Netzkosten pro Szenario.....	42
Abbildung 34: Systemkosten des Finalszenarios	42
Abbildung 35: Durchschnittliche Systemkosten (ohne historische Kosten).....	43
Abbildung 36: Systemkosten pro Jahr (ohne historische Kosten)	43

Abbildung 37: Investitionskosten im Referenz- und Finalszenario.....	43
Abbildung 38: Stromnachfrage der Szenarien im Vergleich	45
Abbildung 39: Systemkosten der Nachfragesensitivität.....	46
Abbildung 40: Schematische Darstellung der Berechnung der Systemkosten.....	51
Abbildung 41 Durchschnittliche Systemkosten 2025-2045 (illustrativ)	52

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Hypothesen und Kostenhebel im Überblick.....	18
Tabelle 2: Für die Kombinationen ausgewählte Kostenhebel.....	27
Tabelle 3: Ausgewählte Ergebnisse für Hypothese 1 (Erneuerbare Energien).....	53
Tabelle 4: Ausgewählte Ergebnisse der Hypothese 2 (Flexibilität).....	53
Tabelle 5: Ausgewählte Ergebnisse der Hypothese 3 (CCS).....	53
Tabelle 6: Ausgewählte Ergebnisse der Hypothese 4 (Wasserstoff).....	54

Referenzen

Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). Verabschiedet am 12. Dezember 2019, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 15. Juli 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 235). Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/>

BMWK. (2023). *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie*. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/Fortschreibung.html>

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (2017), Modul 5: Szenario „Alternative regionale EE-Verteilung“, Verfügbar unter: <https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/dd9dc49b-181f-4b94-869c-f85b97c832d8/content>

Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2023, 2. Entwurf. S. 46. Verfügbar unter: https://data.netzausbau.de/2037-2023/NEP/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1.pdf

Allgemeiner Haftungsausschluss

Dieses Dokument wird Ihnen in der vorliegenden Form nur zur Information bereitgestellt und Aurora Energy Research Limited sowie die Tochtergesellschaften Aurora Energy Research GmbH und Aurora Energy Research Pty Ltd (zusammen, "Aurora"), seine Geschäftsführer, Mitarbeiter, Vertreter oder verbundene Unternehmen (zusammen nachfolgend als seine "Partner" bezeichnet), gibt hinsichtlich der Richtigkeit, Verlässlichkeit oder Vollständigkeit weder ausdrücklich noch stillschweigend eine Zusicherung oder Gewährleistung ab. Aurora und seine Partner übernehmen keine Verantwortung und keine Haftung für jedweden Schaden, der aus der Nutzung dieses Dokuments entsteht. Dieses Dokument darf für keinen Zweck herangezogen oder als Grundlage verwendet oder als Ersatz für Ihre eigenen Untersuchungen und fundierten Beurteilungen verwendet werden. Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen spiegeln unsere Überzeugungen, Annahmen, Absichten und Erwartungen zum Zeitpunkt des Verfassens dieses Dokuments wider; Änderungen sind vorbehalten. Aurora übernimmt keine Verpflichtung zur Aktualisierung dieser Informationen und beabsichtigt keine solche Aktualisierung.

Zukunftsgerichtete Aussagen

Dieses Dokument enthält zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen, die Auroras aktuelle Einschätzung hinsichtlich zukünftiger Ereignisse und finanzieller Ergebnisse widerspiegeln. Wörter wie "glauben", "erwarten", "planen", "können", "werden", "würden", "könnten", "sollten", "voraussehen", "schätzen", "prognostizieren", "beabsichtigen", oder "Prognose" bzw. Varianten dieser Wörter oder anderer ähnlicher Ausdrücke werden eingesetzt, um zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen als solche zu kennzeichnen. Tatsächlich eintretende Ergebnisse können sich, da sie bekannten oder unbekanntem Risiken und Unsicherheiten unterliegen, von den Erwartungen, die in diesen zukunftsgerichteten Aussagen formuliert oder impliziert sind, wesentlich abweichen. Zu bekannten Risiken und Unsicherheiten gehören unter anderem: vertragliche Risiken, die Bonität von Kunden, die Leistung von Lieferanten und die Verwaltung von Anlagen und Personal; Risiken im Zusammenhang mit finanziellen Faktoren wie der Volatilität von Wechselkursen, der Erhöhung von Zinssätzen, Beschränkungen in Bezug auf den Kapitalzugang sowie Schwankungen auf den globalen Finanzmärkten; mit inländischen und ausländischen staatlichen Vorschriften verbundene Risiken einschließlich Exportkontrollen und wirtschaftlichen Sanktionen und weitere Risiken wie z. B. Rechtsstreitigkeiten. Die oben genannte Liste ist nicht abschließend.

Urheberrecht

Dieses Dokument und sein Inhalt (unter anderem der Text, die Abbildungen, Grafiken und Illustrationen) ist urheberrechtlich geschütztes Eigentum von Aurora.

Kein Teil dieses Dokuments darf ohne vorherige schriftliche Genehmigung von Aurora kopiert, vervielfältigt, verteilt oder in irgendeiner Art und Weise kommerziell genutzt werden.