Smart statt Gas
Anhang

Annahmen zu den zwei gewählten Szenarien:

Technologie	Gas	Smart	Quelle
Vehicle-to-Grid (V2G)	Nicht verfügbar	Verfügbar, Annahme: 50 % der Elektrofahrzeuge unterstützen V2G	Eigene Annahme
Flexibles Laden von Elektrofahrzeugen	Nicht verfügbar	Verfügbar, Annahme: 50 % der Elektrofahrzeuge unterstützen flexibles Laden	Eigene Annahme basierend auf [1]
Lastabwurf	Nicht verfügbar	Verfügbar, wenn die Erzeugungskosten > 600 EUR/MWh liegen, mit einer Potenzialobergrenze von 2 GW	[1]
Lastverschiebung Wärmepumpen	Nicht verfügbar. Installierte Leistung identisch mit dem Smart-Szenario	Verfügbar. Aus dem NEP-B-Szenario (13,3 Mio. Wärmepumpen) wird eine installierte Leistung von 38 GW abgeleitet. In Spitzenlastzeiten wird die maximale Leistung auf 30 % begrenzt, in Niedriglastzeiten kann sie bis zu 100 % erreichen	Eigene Annahmen basierend auf [1]
Demand Side Management (DSM)	Nicht verfügbar	Verfügbar gemäß NEP-Szenario B, bei Industrie- und GHD-Anteil bis 150 % (20 GW)	Eigene Annahmen basierend auf [1]
Batteriespeicher	Aktiv und in der Optimierung ausbaubar, keine Kapazitätsvorgabe	Verfügbar, mit Untergrenzen zum Kapazitätsausbau und reduzierten Investitionskosten, um systemdienlichen Einsatz von dezentralen Speichern und progressive Preisentwicklungen abzubilden	Eigene Annahmen basierend auf [1]
Wärmespeicher	Aktiv und in der Optimierung ausbaubar, keine Kapazitätsvorgabe	Verfügbar, mit mindestens 3,5 TWh Wärmespeicherkapazität, um die Verfügbarkeit von Flexibilitäten aus dem Wärmesektor abzubilden	Eigene Annahme

Abbildung 5: Vergleich der Szenariokonfigurationen

Die Kernannahmen zu installierten erneuerbaren Energiekapazitäten und Energiebedarfen wurden gemäß Szenario B des genehmigten Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2037/2045 [2] festgelegt und damit ein konsequenter Ausbau der installierten Kapazitäten erneuerbarer Erzeuger zu Grunde gesetzt. Der Netzausbau und der Ausbau des Wasserstoffnetzes werden gemäß dem „Mix"-Szenario des Ariadne-Projekts [3] angesetzt.

Zentrale technische Parameter wie Kosten und Wirkungsgrade basieren auf den ‚Energy System Technology Data'. Für die Modellierung werden Reanalyse-Wetterdaten aus dem Wetterjahr 2019 verwendet. Das Wetterjahr 2019 zeichnet sich durch das Auftreten einer kalten Dunkelflaute, also einer mehrtägigen Phase mit niedrigen Temperaturen und gleichzeitig geringen Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, aus. Diese kalte Dunkelflaute stellt wegen der hohen Residuallast einen der kritischen Punkte für die Systemauslegung dar.

Vergleich der Dekarbonisierungsoptionen: Kriterien und Bewertungsgrundlagen

Kriterium	Beschreibung
Technologische Reife und Umsetzbarkeit	Wir berücksichtigen und bewerten den erwartbaren Entwicklungsstand der Technologie, in fünf verschiedenen Stadien von Laborphase bis zur vollständigen Kommerzialisierung.
Stromgestehungskosten	Wir berechnen und bewerten die Stromgestehungskosten verschiedener Spitzenlastkraftwerke unter der Basisannahme von 877 Volllaststunden (aus [4]) und einem CO_2-Zertifikatspreis von 200 €/t CO_2 (basierend auf [5]). Da die Volllaststunden stark mit den Stromgestehungskosten korrelieren und im Zuge der Energiewende voraussichtlich signifikant variieren, führen wir zusätzlich eine Sensitivitätsanalyse mit unterschiedlichen Volllaststunden durch. Annahmen zu zukünftigen Investitions- und Betriebskosten entnehmen wir Daten der dänischen Energieagentur[3].
Externe Kosten	Wir berücksichtigen Umweltschäden und gesellschaftliche Folgekosten der verschiedenen Optionen, die im Strommarkt und Zertifikatehandel nicht eingepreist sind. Die verwendeten Daten umfassen die Klimawirkung nach der Methodenkonvention des Umweltbundesamtes [6] zur sozialen Kostenbewertung von Treibhausgasen sowie Gesundheitsfolgen durch Luftschadstoffe (NO_x, Feinstaub) und vorgelagerte Umweltwirkungen entlang der Lieferkette.
CO_2-Emissionen	Wir berücksichtigen und vergleichen die CO_2-Intensität der Stromerzeugung und berücksichtigen dabei neben den direkten Emissionen bei der Verbrennung im Kraftwerk auch Emissionen, die im Rahmen der Brennstoffgewinnung und der etwaigen CO_2-Abscheidung entstehen. Wir beziehen uns hier auf externe Quellen, die mit Hilfe von Lebenszyklusanalysen die CO_2-Intensität verschiedener Gasoptionen analysiert haben und bewerten diese im Nachgang hinsichtlich ihrer Kompatibilität mit dem Ziel der Klimaneutralität.

Abbildung 6: Bewertungskriterien und ihre Beschreibung für das Zieljahr 2037

Technologie	Stromgestehungskosten (€/MWh)	Externe Kosten (€/MWh)	CO_2-Intensität (t CO_2 / MWh_e)	Technische Reife und Umsetzbarkeit im Status Quo
Grüner Wasserstoff	234,49	3	0,100	Kommerziell, aber begrenzte Anlagen
Gaskraftwerk (ohne CCS)	214,21	148	0,526	Heute kommerziell & bankfähig
Grauer Wasserstoff	289,50	150	0,860	Heute kommerziell eingesetzt und weit verbreitet
Türkiser Wasserstoff	269,49	40	0,250	Pilotanlage
Gaskraftwerk + CCS	276,73	75	0,211	Pilotanlagen und techn. herausfordernde CCS-Infrastruktur
Blauer Wasserstoff	307,00	75	0,580	Erstmalige Demonstrationsanlagen, techn. herausfordernde CCS-Infrastruktur

Abbildung 7: Bewertungsgrundlagen für das Zieljahr 2037

Die verschiedenen Technologien erhielten basierend auf Berechnungen des RLI oder Literaturrecherchen in den jeweiligen Kategorien eine Bewertung zwischen 1 (schlechteste Bewertung) und 5 (beste Bewertung). Die Kategorie Klimazielkompatibilität (basierend auf der CO_2-Intensität wurde nur mit „1“ oder „5“ bewertet. Für die Gesamtnote gewichten wir die Kriterien technologische Reife und Stromgestehungskosten (engl. Levelized Cost of Electricity, LCOE) mit dem Faktor 1. Den Kriterien CO_2-Emissionen und externe Kosten geben wir eine doppelte Gewichtung, um klimapolitische Zielsetzungen in der Gesamtbewertung besonders zu berücksichtigen.

Das RLI hat für Carbon Capture and Storage (CCS) bei seiner Bewertung vorsichtig konservative Annahmen zugrunde gelegt. Tatsächlich könnten sich diese in der Rückschau als noch zu optimistisch erweisen. So liegen etwa die realen CO_2-Abscheideraten regelmäßig niedriger als erwartet. Zudem sind zentrale Fragen zur langfristigen Zuverlässigkeit geologischer Speicher ungeklärt (Potentiale, Leckagen, Umweltrisiken).

Quellen

[1] Übertragungsnetzbetreiber, „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025," 2024.

[2] G. T. P. u. E. Bundesnetzagentur für Elektrizität, „Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025 - 2037/2045," Bonn, 2025.

[3] G. Luderer, F. Bartels, T. Brown, F. Schreyer, D. Sörgel, R. Hasse, J. Hoppe, R. Pietzcker, P. C. Verpoort, T. Gnaan, D. Speth, F. Frank, M. Krail, C. Aulich, P. Plötz, H. Nolte, C. Kost, C. Senkpiel, S. Herkel, M. Rehfeldt, A. Herbst, T. Fleiter, M. Neuwirth, M. Lindner, N. Gerhardt, T. E. Seibold, J. Geis, H. Ganal, A. Gunnemann, B. Steffen und F. Benke, „Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045," Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam, 2025.

[4] Übertragungsnetzbetreiber, „Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045 (2023), zweiter Entwurf," 2023.

[5] C. Kost, P. Müller, J. S. Schweiger, V. Fluri und J. Thomsen, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien," Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2024.

[6] Umweltbundesamt, Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten, Kostensätze, 2020.

IMPRESSUM
Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND)
Bundesgeschäftsstelle | Kaiserin-Augusta-Allee 5 | 10553 Berlin
Tel. +49 30 27586-40 | V.i.S.d.P.: Nicole Anton
Kontakt: julius.neu@bund.net
tina.loeffelbein@gaswende.de | Stand: Dezember 2025

www.bund.net