Modellgestützte Systemanalyse zur potentiellen Rolle von Grundlastkraftwerken im Rahmen eines dekarbonisierten europäischen Energiesystems

Projektbericht

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Ort: Karlsruhe
Datum: 24.06.2024
Status: Endbericht

Impressum

Leistungserbringer

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Projektleitung:
Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de

Verantwortlich für den Inhalt des Berichts

Dr. Christoph Luderer, christoph.luderer@isi.fraunhofer.de
Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de

Leistungsempfänger

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
Karolinenplatz 4, 80333 München

Leistungszeitraum

Ursprüngliche Projektlaufzeit:	01.06.2023 - 30.11.2023
Geplanter Projektstart:	01.06.2023
Verlängerung:	bis 31.03.2024
Gesamtlaufzeit:	10 Monate

Auftraggeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
Karolinenplatz 4, 80333 München

Das Gutachten wird erstellt für das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft (ESYS) II“, das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) gefördert wird.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 4
1.1 Zielsetzung des Projekts 4
1.2 Grundlage und Ausgangspunkt 4
1.3 Annahmen 5

2 Fokusanalyse und Parameteranalyse 7
2.1 Variierte Parameter 7
2.2 Szenariendefinition der Parameteranalyse 8
2.3 Ergebnisse 9
2.3.1 Einfluss der Kostenannahmen für Grundlastkraftwerke 10
2.3.2 Einfluss des Ausbaus Erneuerbarer Energien 13
2.3.3 Einfluss von Stromnetzen und Flex-Optionen 15
2.4 Kurzzusammenfassung der Parameteranalyse 16

3 Detailanalyse 17
3.1 Szenariendefinition der Pfadläufe 17
3.2 Ergebnisse 18
3.2.1 Stromsektor 18
3.2.2 Wärmenetze 27
3.2.3 Wasserstoffsektor 29
3.2.4 Dispatch Stromsystem 36
3.2.5 Gesamtkosten 40
3.3 Kurzzusammenfassung der Detailanalyse 43

4 Schlussfolgerungen und Implikationen 44

5 Abbildungsverzeichnis 45

1 Einleitung

1.1 Zielsetzung des Projekts

Im Rahmen der aktuellen Klimaschutzbemühungen wird in Europa verstärkt die Rolle der Grundlastkraftwerke diskutiert. Auch wenn die Entwicklung neuer Technologien wie z. B. der Kernfusion oder der Geothermie aus großen Tiefen noch mit großer Unsicherheit behaftet ist, lässt sich unterstellen, dass diese Kraftwerkstypen durch eher hohe Kapitalkosten und geringe Brennstoffkosten gekennzeichnet sind. Wir definieren im Folgenden also Grundlastkraftwerke als Kraftwerke mit hohen Kapitalkosten, geringen variablen Kosten und einer weitgehend wetterunabhängigen, hohen möglichen Einsatzdauer. Das Zusammenspiel von Erneuerbaren Energien in einem dekarbonisierten Energiesystem und Grundlastkraftwerken wird mit zwei unterschiedlichen Ansätzen untersucht. In einer ersten Untersuchung wird die Frage gestellt, wie günstig Grundlastkraftwerke werden müssen, um einen signifikanten Marktanteil am Stromsystem der Zukunft zu erreichen (Parameteranalyse in Kapitel 2). Die zweite Analyse stellt die Auswirkung von bestimmen Anteilen der Grundlastkraftwerke auf das gesamte Energiesystem in den Mittelpunkt (Detailanalyse in Kapitel 3).

Angesichts der ungeklärten technischen Umsetzung, der langen Entwicklungs- und Bauzeiten und der unsicheren Entwicklung der Kosten einiger zukünftiger Kraftwerksoptionen für den Grundlastbereich ist absehbar, dass sie teilweise großtechnisch erst zum Einsatz kommen können, wenn das europäische Energiesystem zur Erreichung der Klimaschutzziele bereits vollständig dekarbonisiert sein muss. Deutschland hat sich die Treibhausgasneutralität für das Jahr 2045 zum Ziel gesetzt, in der EU soll dieses Ziel bis zum Jahr 2050 erreicht werden. In dieser Situation treffen Grundlastkraftwerke auf ein Energiesystem mit hohem Anteil günstiger Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Es werden aber auch hohe Stromnachfragen z. B. für die Produktion von Wasserstoff erwartet. Aufgrund der hohen Unsicherheit bzgl. der Kosten einiger Kraftwerksoptionen untersuchen wir, welche Rolle Grundlastkraftwerke im europäischen Energiesystem bei unterschiedlichen Kostenparametern einnehmen können. Auf diese Weise soll der Kostenkorridor, der für einen ökonomischen Einsatz der Kraftwerke erreicht werden muss, abgeschätzt werden. Die technische Realisierbarkeit innerhalb des gegebenen Zeithorizonts wird hier nicht untersucht.

Neben der Frage der Wettbewerbsfähigkeit stellt sich die Frage, inwieweit eine unterschiedliche Durchdringung von kapitalintensiven, nicht wetterabhängigen und klimaneutralen Kraftwerken die europäische Energieinfrastruktur verändert. Angesichts der Ausbaupläne einiger europäischer Länder kann dies mittelfristig die Kernenergie sein, aber es kommen auch andere Technologien in Frage. Vor diesem Hintergrund soll untersucht werden, wie sich unterschiedliche Anteile dieses Kraftwerkstyps auf die Energieinfrastruktur in Europa in den Jahren 2040 und 2045 auswirken.

1.2 Grundlage und Ausgangspunkt

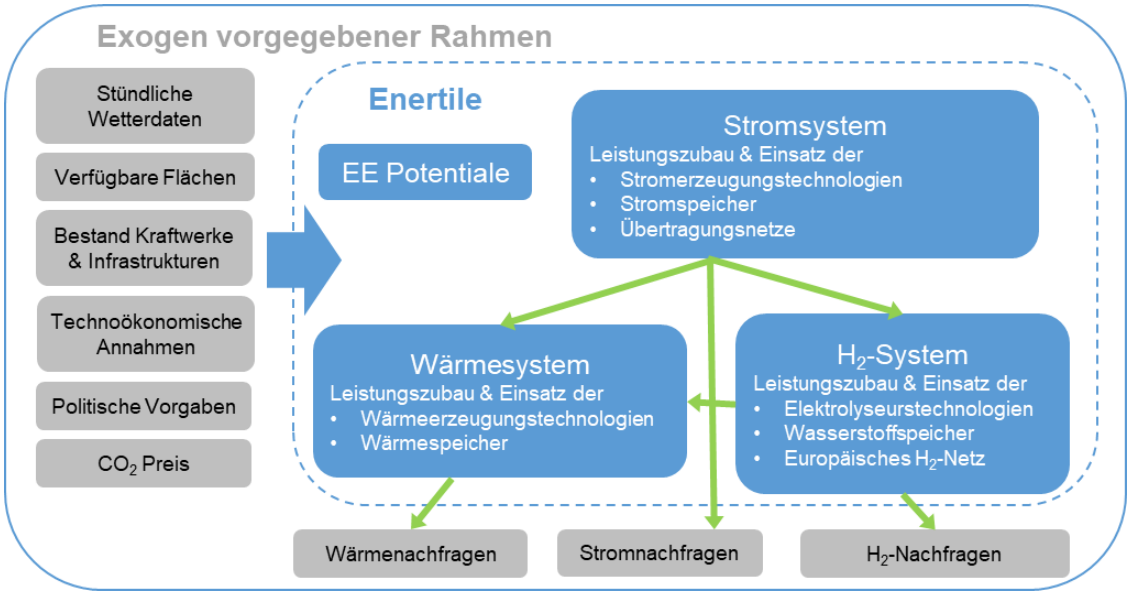
Für die Parameteranalyse in Kapitel 2 zur Untersuchung des notwendigen Zielkorridors für die Wettbewerbsfähigkeit von Grundlastkraftwerken und für die Detailanalyse in Kapitel 3, in der die Auswirkungen von bestimmen Anteilen der Grundlastkraftwerke auf das gesamte Energiesystem untersucht werden, kommt das Modell Enertile[1] zum Einsatz. Die Struktur des Modells ist in Abbildung 1 dargestellt. Das Modell ermittelt kostenoptimale Infrastrukturen (Erzeugung und Transport) auf der Energieangebotsseite für die Deckung der Nachfrage nach Strom, Wasserstoff, Wärme in Wärmenetzen und ggf. synthetische Kohlenwasserstoffen für das europäische Energiesystem. Dabei

[1] www.enertile.eu

wird auch der stündliche Einsatz der Technologien optimiert. Beispiel hierfür sind neben dem Kraftwerkseinsatz auch die Deckung der Wärmenachfrage von Häusern mit Wärmepumpen oder das Laden von E-Fahrzeugen.

Die Modellierung benötigt einen umfangreichen Datensatz für das europäische Energiesystem. Hier wird auf umfangreiche Hintergrunddaten aus dem Projekt „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (Langfristszenarien 3) zurückgegriffen. Die Basis bildet hierbei die Modellinfrastruktur des Szenarios T45-Strom* aus der aktuellen Szenarienrunde der Langfristszenarien. Zentral sind hier insbesondere die Energienachfragen und die Potenziale erneuerbarer Energien. Auf Basis dieser Rahmendaten wird mit dem Modell Enertile das Energieangebot zur Deckung der Energienachfrage und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu jeder Zeit unter unterschiedlichen Parametrierungen berechnet. Um die wichtigsten Parameter zu identifizieren, die die Wettbewerbsfähigkeit der GLKW beeinflussen (Kapitel 2), ist die Modellierung eines einzelnen Stützjahres ausreichend. Für eine tiefgreifende Analyse des sich ergebenden Energiesystems sind jedoch vollständige Transformationspfadläufe mit mehreren Stützjahren nötig. Für die Detailanalyse in Kapitel 3 wird daher der gesamte Transformationspfad von 2025 bis 2045 in Fünf-Jahres-Schritten modelliert.

Abbildung 1 Struktur des Modells Enertile



Quelle: Eigene Darstellung.

1.3 Annahmen

Im folgenden Kapitel werden die Annahmen wiedergegeben, die der Modellierung zu Grunde liegen. Die technologischen und energiepolitischen Annahmen, sowie die Nachfragedaten der verschiedenen Nachfragesektoren für alle hier analysierten Szenarien werden aus der aktuellen T45-Szenarienrunde der Langfristszenarien übernommen. Diese können bereits in großem Umfang in den jeweiligen Berichten und Dashboards der Langfristszenarien eingesehen werden.[2] Die Informationen werden zudem in Zukunft noch ergänzt und detaillierter zur Verfügung gestellt werden. Zu dieser Modellinfrastruktur wird für die hier vorliegenden Untersuchungen zu Grundlastkraftwerken ein zusätzlicher Kraftwerkstyp "GLKW (generisch)" hinzugefügt, welcher im Modell generisch hinterlegt ist und im Wesentlichen über die Kostenannahmen definiert ist. Für die Lebensdauer dieses

[2] www.langfristszenarien.de

zusätzlichen Kraftwerkstyps werden 40 Jahre angesetzt. Ein Unterschied zu den Langfristszenarien ist, dass die politischen Ausbauziele für Erneuerbare Energien nicht in allen Szenarien vollumfänglich als Minimumbedingung im Modell vorgegeben sind. Erläuterungen hierzu folgen in Abschnitt 2.1.

2 Fokusanalyse und Parameteranalyse

In diesem Kapitel wird der Kostenkorridor abgeschätzt, in dem Grundlastkraftwerke (GLKW) wettbewerbsfähig sind und einen ökonomischen Mehrwert für das Energiesystem darstellen können. Dazu werden verschiedene Parameter variiert und ein kostenoptimiertes europäisches Energiesystem für das Stützjahr 2045 modelliert.

2.1 Variierte Parameter

In diesem Abschnitt werden die innerhalb dieser Analyse variierten Parameter vorgestellt. Zunächst die drei Kostenparameter Investitionskosten (CAPEX in €/kW), fixe Betriebskosten (FOM in €/kW/a) und variable Betriebskosten inklusive Brennstoffkosten (VOM in €/MWh) der modellierten Grundlastkraftwerke. Diese Kostenparameter haben naturgemäß den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit dieser Kraftwerke. Die Investitionskosten werden in den Szenarien über den Parameter CAPEX von gering (5000 €/kW) über moderat (10000 €/kW) zu hoch (15000 bzw. 20000 €/kW) variiert. Diese Investitionskosten beinhalten dabei sämtliche Projektkosten von der Planung bis zur betriebsbereiten Anlage und somit auch die gerade für Grundlastkraftwerke relevanten bauzeitabhängigen Kosten und Risiken einer verlängerten Bauzeit. Für die fixen Betriebskosten FOM wird ein Kostenbereich zwischen 20 und 150 €/kW/a angenommen. Die angenommenen variablen Betriebskosten VOM liegen zwischen 5 und 40 €/MWh.[3]

Aus den drei Kostenparametern CAPEX, FOM und VOM können, zusammen mit der sich im Modell ergebenden Anzahl an Volllaststunden, vereinfachte Stromgestehungskosten für die GLKW in den einzelnen Szenarien berechnet werden:

$$LCOE\left(\frac{€}{MWh}\right) = \frac{Annuität\left(\frac{€}{kWa}\right) + FOM\left(\frac{€}{kWa}\right)}{Volllaststunden\left(\frac{h}{a}\right)} * 1000 + VOM\left(\frac{€}{MWh}\right)$$

Dabei bezeichnet *LCOE* die vereinfachten Stromgestehungskosten und *Annuität* die annuitätischen Investitionskosten der GLKW bei einer Laufzeit von 40 Jahren und einem jährlichen Zinssatz von 2%.

Für den Fall, dass GLKW nicht ins System kommen und somit kein Wert für die Volllaststunden vorliegt, wird für die Volllaststunden ein Wert von 7500 angenommen. Die sich mit dieser Annahme ergebenden Werte sind in Tabelle 1 im nächsten Abschnitt mit einem Stern (*) gekennzeichnet.

Des Weiteren wird der Parameter "EE-Ziele" eingeführt, der die Minimumbedingungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Europa angibt. Ein Wert von 100% bedeutet hier, die politischen Ziele des EE-Ausbaus werden als Minimumbedingungen im Modell hinterlegt und vorausgesetzt. Ein Wert von 50% bedeutet, dass die Minimumbedingungen im Modell auf 50% der vorgegebenen politischen Ziele reduziert werden. Ein Ausbau darüber hinaus ist modellendogen möglich. Das Herabsenken der Minimumbedingung gibt dem Modell mehr Freiheitsgrade in der Systemoptimierung, was vor dem Hintergrund der Untersuchung der Wettbewerbsfähigkeit zusätzlicher Kraftwerkstypen hilfreich ist. Die genauen Werte für den Ausbau von PV, sowie Windkraft an Land und auf See für Deutschland für die Jahre 2030 und 2045 sind in Abbildung 2 dargestellt.

[3] Hier ist anzumerken, dass Grundlastkraftwerke oft über die Eigenschaft geringer variabler Betriebskosten definiert werden und ein Kraftwerk mit Betriebskosten von 40 €/MWh wohl nicht mehr als Grundlastkraftwerk bezeichnet würde. Die obere Grenze der variablen Betriebskosten in der vorliegenden Parameteranalyse wurden dennoch so gewählt, um die Auswirkungen solch hoher Betriebskostenannahmen, welche je nach Berücksichtigung verschiedener externer Kosten (Abfallkosten, Umweltkosten, Versicherungen) nicht unrealistisch sind, zu untersuchen.

Abbildung 2 Ausbauziele der Erneuerbaren Energien in Deutschland

	PV (GW)		Wind an Land (GW)		Wind auf See (GW)	
	2030	2045	2030	2045	2030	2045
100%	215	400	115	160	30,5	70
50%	107,5	200	57,5	80	15,25	35

Quelle: Eigene Darstellung.

Für das Jahr 2045 wurden zusätzlich in einzelnen Szenarien der erlaubte Netzausbau für Stromnetze in Europa und die Flexibilität der modellendogenen Stromnachfrage variiert. Ein reduzierter Stromnetzausbau (Parameter Stromnetze = reduziert) bedeutet dabei, dass der heute bis 2035 bereits geplante Netzausbau das Maximum des Netzausbaus in Europa in 2045 darstellt. Die reduzierte Flexibilität der Stromnachfrage (Parameter Flex-Optionen = reduziert) bedeutet, dass im Transportsektor kein Smart Charging, also kein systemdienliches Laden der E-Fahrzeuge, möglich ist. Ebenso wird die Möglichkeit der Netzeinspeisung durch E-Fahrzeuge (vehicle-to-grid) entfernt.

Die zentralen Parameter für die Auswertung wiederum sind die resultierende installierte Leistung und Stromerzeugung der Grundlastkraftwerke im Energiesystem, sowie die sich daraus ergebenden Volllaststunden dieser Kraftwerke. Somit lässt sich bestimmen unter welchen Parametereinstellungen dieser Kraftwerkstyp signifikante Anteile der Stromversorgung übernimmt und ggf. auch den Ausbau Erneuerbarer Energien im Rahmen der Optimierung reduzieren kann.

2.2 Szenariendefinition der Parameteranalyse

In Tabelle 1 sind die einzelnen Stützjahresläufe mit ihren jeweiligen Werten für die im vorherigen Abschnitt aufgezählten Parameter gezeigt. Die variablen Betriebskosten (VOM) beinhalten dabei Brennstoffkosten, welche sich formal aus dem Energieträgerpreis und der Effizienz der Kraftwerke zusammensetzen. Für die Optimierung ist letztlich jedoch nur die Gesamtsumme der VOM entscheidend. Die Anzahl der Volllaststunden (FLH) der GLKW ergeben sich modellendogen und gehen in die Berechnung der Stromgestehungskosten LCOE ein. Eine Ausnahme stellen mit einem Stern (*) gekennzeichnete Werte dar. In diesen Fällen sind die GLKW nicht Teil des Energiesystems und für die Berechnung der LCOE wird stattdessen ein Wert von 7500 für die Anzahl die Volllaststunden der GLKW angenommen.

Tabelle 1 Übersicht der Stützjahresläufe

Nr.	Jahr	CAPEX (€/kW)	FOM (€/kW/a)	VOM (€/MWh)	EE-Ziele	Stromnetze	Flex-Optionen	FLH GLKW	LCOE (€/MWh)
1	2045	5000	20	5,8	50%	Standard	Standard	7696	32,15
2	2045	5000	20	14,8	50%	Standard	Standard	7552	41,65
3	2045	5000	50	40	50%	Standard	Standard	6275	77,09
4	2045	5000	75	5,8	50%	Standard	Standard	7747	39,07
5	2045	10000	20	5,8	50%	Standard	Standard	7613	56,45
6	2045	10000	20	14,8	50%	Standard	Standard	7322	67,46
7	2045	10000	100	5	50%	Standard	Standard	7523	67,07
8	2045	10000	100	15	50%	Standard	Standard	7263	79,10
9	2045	10000	100	40	50%	Standard	Standard	7500*	102,07*

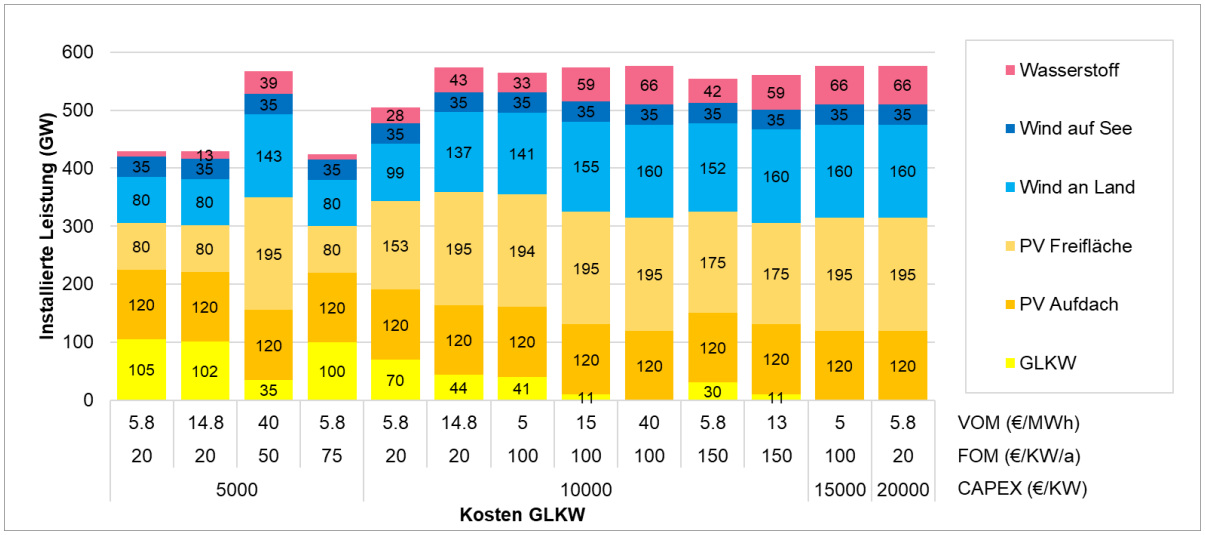
10	2045	10000	150	5,8	50%	Standard	Standard	7575	73,86
11	2045	10000	150	13	50%	Standard	Standard	7392	82,75
12	2045	15000	100	5	50%	Standard	Standard	7500*	91,44*
13	2045	20000	20	5,8	50%	Standard	Standard	7500*	105,95*
14	2045	10000	20	5,8	50%	Reduziert	Standard	7628	56,35
15	2045	10000	20	5,8	50%	Standard	Reduziert	7677	56,02
16	2045	5000	50	40	100%	Standard	Standard	5839	79,87
17	2045	10000	20	5,8	100%	Standard	Standard	7365	58,15
18	2045	10000	20	14,8	100%	Standard	Standard	7107	69,05
19	2045	10000	100	5	100%	Standard	Standard	7373	68,15
20	2045	10000	100	15	100%	Standard	Standard	7500*	77,07*
21	2045	10000	20	5,8	100%	Reduziert	Reduziert	7343	58,31

2.3 Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Parameteranalyse vorgestellt. Der Fokus liegt hierbei auf Deutschland. Das Zieljahr ist das Jahr 2045. Die allgemeinen Erkenntnisse können auf Europa übertragen werden, es werden keine gegenläufigen Trends zwischen Deutschland und Europa beobachtet. In Szenarien, in denen in Deutschland keine Grundlastkraftwerke ins Energiesystem kommen, werden auch im restlichen Europa keine zusätzlichen Grundlastkraftwerke installiert und umgekehrt.

2.3.1 Einfluss der Kostenannahmen für Grundlastkraftwerke

Abbildung 3 Installierte Stromerzeugungsleistung in Deutschland 2045, EE-Ziele = 50%



Quelle: Eigene Darstellung.

In diesem Abschnitt soll zunächst der Einfluss der Kostenannahmen für Grundlastkraftwerke (GLKW) untersucht werden. Der Einfluss der weiteren Parameter wird in den folgenden Abschnitten getrennt untersucht. Abbildung 3 zeigt daher die installierte Stromerzeugungsleistung ausgewählter Technologien in Deutschland im Jahr 2045 für die Szenarien aus Tabelle 1 mit der reduzierten Minimumbedingung für die Ausbauziele Erneuerbarer Energien (EE-Ziele = 50%) und unverändertem Stromnetzausbau sowie unveränderter Flexibilität der Stromnachfrage (Stromnetze und Flex-Optionen = Standard). Die Szenarien sind dabei anhand der Werte der drei Kostenparameter CAPEX, FOM und VOM für die GLKW sortiert, wobei die grobe Sortierung anhand des Parameters CAPEX erfolgt mit ansteigenden Werten von links nach rechts. Innerhalb einer Gruppe von Szenarien mit gleichen CAPEX werden diese nochmal zunächst anhand des FOM- und dann anhand des VOM-Wertes sortiert, stets mit ansteigenden Werten von links nach rechts.

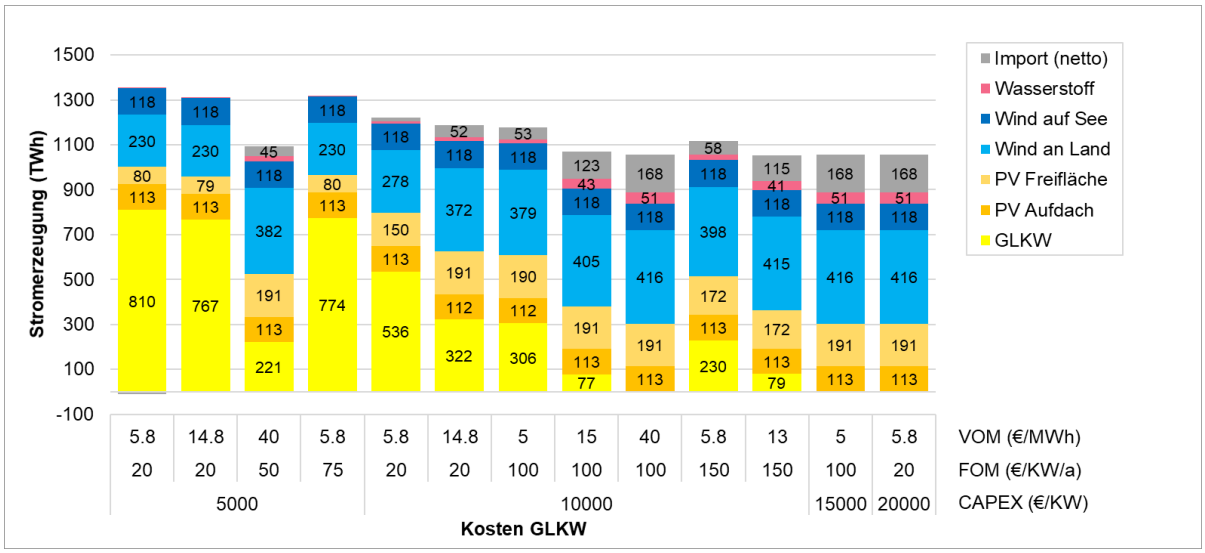
Auf der linken Seite von Abbildung 3 sind die Szenarien dargestellt, in denen GLKW mit geringen CAPEX von 5000 €/kW angenommen wurden. Es zeigt sich, dass GLKW, die zu solch günstigen Investitionskosten zur Verfügung stehen, sehr stark in ein kostenoptimiertes System integriert werden. Installierte Leistungen dieses Kraftwerktyps erreichen in Deutschland für das Jahr 2045 Werte von bis zu 100 GW. Unter diesen Bedingungen werden die Erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik nicht über die vorgegebenen Minimumbedingungen ausgebaut (vgl. Abbildung 2). Ebenso beschränkt sich die Wasserstoff-Rückverstromungsleistung auf ein Minimum von etwa 9 GW. Die Erhöhung der variablen Betriebskosten von 5,8 auf 14,8 €/MWh hat hier keinen Einfluss auf die installierten Leistungen. Eine weitere Erhöhung der Betriebskosten auf 40 €/MWh und somit deutlich erhöhte Stromgestehungskosten der GLKW reduzieren jedoch die installierte Leistung der GLKW auf 35 GW. Entsprechend werden in diesem Szenario auch die Erneuerbaren Energien deutlich über das vorgegebene Minimum ausgebaut.

Bei moderaten CAPEX von 10000 €/kW zeigt sich ein diverseres Bild. Mit geringen Betriebskosten (fix und variabel) kommen GLKW recht stark ins System mit bis zu 70 GW. Die installierte Leistung der GLKW sinkt jedoch deutlich mit höheren Betriebskosten. Bei moderaten Betriebskosten von 100 €/kW/a (fix) und 15 €/MWh (variabel) werden noch etwa 10 GW GLKW in Deutschland im Jahr 2045 installiert. Mit weiter erhöhten variablen Betriebskosten von 40 €/MWh kommen die GLKW nicht mehr ins System.

Übersteigen die Investitionskosten für GLKW die 10000 €/kW (hier untersucht 15000 und 20000 €/kW), kommen diese nicht ins System, auch nicht bei sehr geringen Betriebskosten.

Insgesamt zeigt sich naturgemäß eine sehr starke Korrelation der Kostenannahmen für die GLKW mit den installierten Leistungen dieses Kraftwerktyps in Deutschland. Dabei sind insbesondere die Investitionskosten (CAPEX) entscheidend bei der Frage, ob GLKW Teil des dekarbonisierten Energiesystems sind. Kommen die GLKW ins System, verdrängen sie teilweise die Erneuerbaren Energien und reduzieren das Wasserstoffsystem umso stärker, je mehr sie im System vertreten sind.

Abbildung 4 Stromerzeugung in Deutschland 2045, EE-Ziele = 50%

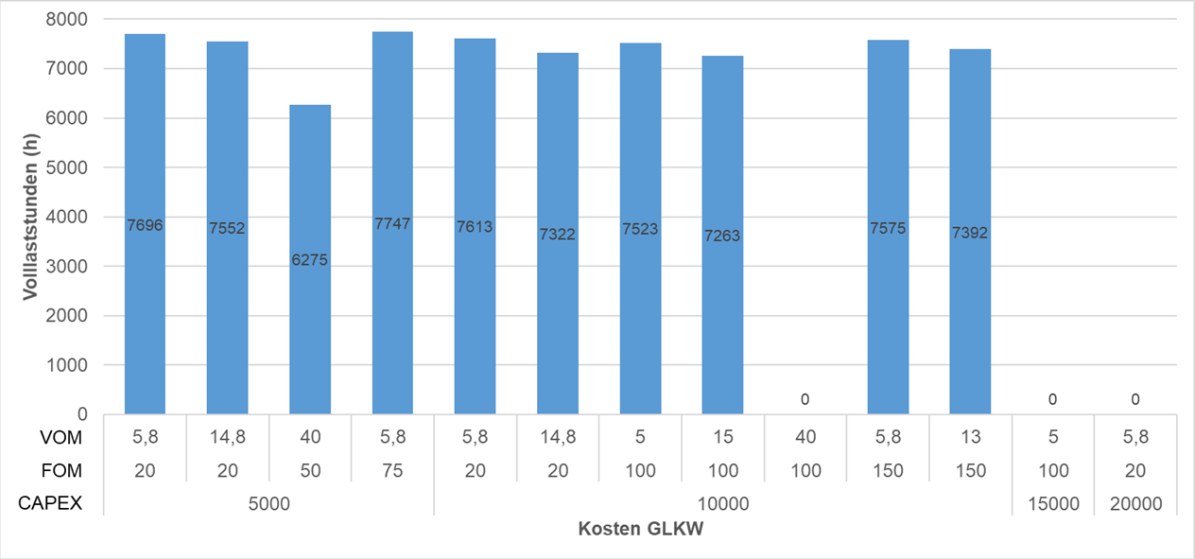


Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 4 zeigt die Stromerzeugung aus verschiedenen Technologien entsprechend der installierten Leistungen in den verschiedenen Szenarien aus Abbildung 3. Bei geringen CAPEX von 5000 €/kW und daher hoher installierter Leistung dominieren die GLKW die Stromerzeugung in Deutschland mit bis zu 800 TWh. In diesen Szenarien wird die Stromerzeugung durch die Erneuerbaren Energien ergänzt, Rückverstromung von Wasserstoff findet so gut wie nicht statt. Deutschland deckt in diesen Szenarien die komplette Stromnachfrage mit eigener Stromerzeugung. Es wird weiter Strom mit Nachbarregionen gehandelt, allerdings weniger als in anderen Szenarien und Exporte und Importe egalisieren sich nahezu. In Szenarien mit weniger GLKW-Stromerzeugung ist Deutschland deutlich Netto-Stromimporteur. Generell steigt die von Deutschland netto importierte Strommenge mit sinkender GLKW-Stromerzeugung. Ebenso nimmt der Anteil von Wasserstoff an der Stromerzeugung mit sinkender GLKW-Stromerzeugung, und damit steigendem Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, ab. Bei moderaten CAPEX von 10000 €/kW und variablen Betriebskosten zwischen 5 und 15 €/MWh liegt der Beitrag der GLKW zur Stromerzeugung bei 80 bis 300 TWh und damit einem Anteil von etwa 7 bis 25%. Bei höheren Betriebskosten (40 €/MWh) oder höheren CAPEX über 10000 €/kW kommen die GLKW nicht ins System und tragen somit auch nicht zur Stromerzeugung bei.

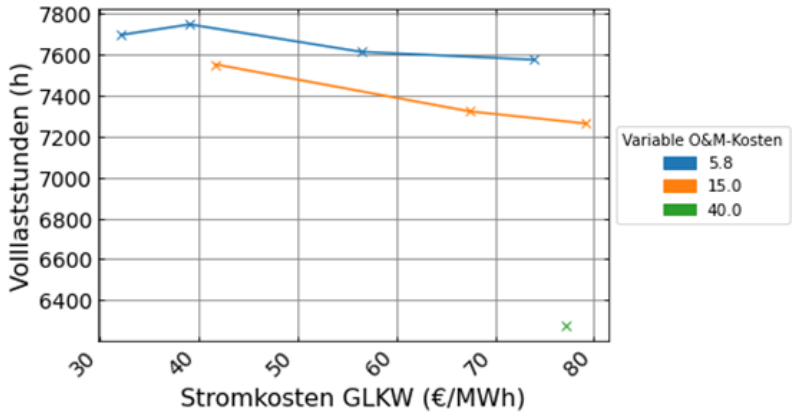
Zusammenfassend kann vermerkt werden, dass die GLKW, sofern sie ins System kommen, sehr hohe Auslastung und damit eine hohe Anzahl an Volllaststunden aufweisen. Bei sehr günstigen variablen Betriebskosten von 5 €/MWh werden dann über 7500 Volllaststunden im Jahr erreicht (Abbildung 5, Abbildung 6). Ein Anstieg der Betriebskosten auf 15 €/MWh senkt die Anzahl der Volllaststunden nur leicht um 200 bis 400. Lediglich hohe Betriebskosten von 40 €/MWh senken die Anzahl der Volllaststunden deutlicher, selbst dann liegen diese aber noch bei Werten über 6000.

Abbildung 5 Volllaststunden der GLKW in Deutschland 2045, EE-Ziele = 50%



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 6 Volllaststunden der GLKW in Deutschland 2045 - Einfluss der variablen Betriebskosten[4]

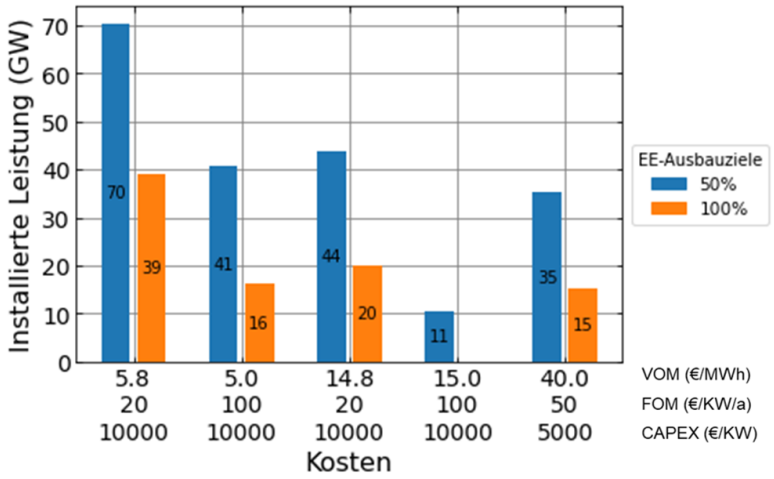


Quelle: Eigene Darstellung.

[4] Die Gruppe der Szenarien mit variablen Betriebskosten von 15,0 €/MWh (orange) enthält hier aus Darstellungsgründen auch Szenarien mit variablen Betriebskosten von 14,8 €/MWh.

2.3.2 Einfluss des Ausbaus Erneuerbarer Energien

Abbildung 7 Installierte Leistung der GLKW in Deutschland 2045 - Einfluss der EE-Ausbauziele

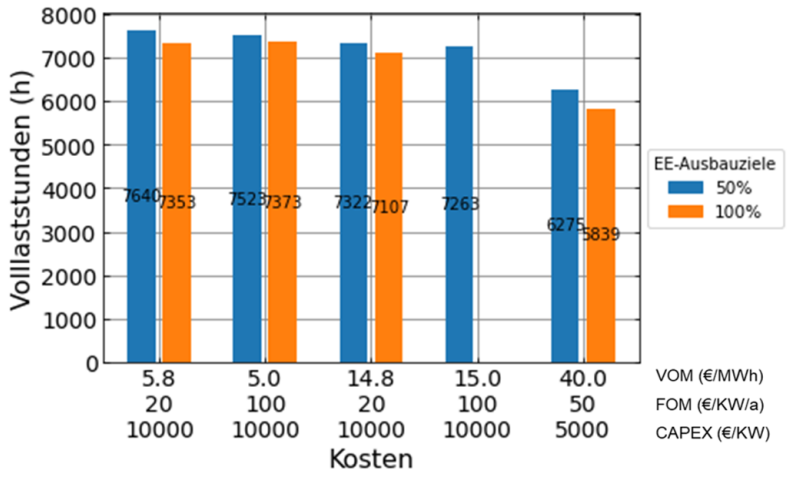


Quelle: Eigene Darstellung.

In diesem Abschnitt wird der Einfluss des Ausbaus Erneuerbarer Energien auf die Diffusion von GLKW ins deutsche Energiesystem untersucht. Dazu sind in Abbildung 7 Szenarien gegenübergestellt, bei denen mit gleichen Kostenannahmen lediglich die Minimumbedingung für den Ausbau von Windkraft und Photovoltaik variiert wurde (Parameter EE-Ziele, vgl. Abbildung 2). Es zeigt sich, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien einen starken Einfluss auf den Zubau von GLKW in Deutschland hat. Ein vollständiges Erfüllen der politischen Ausbauziele für das Jahr 2045 (EE-Ziele = 100%) reduziert die installierte Leistung der GLKW in den einzelnen Szenarien um etwa 45 bis 60%. Mit Kostenannahmen von CAPEX = 10000 €/kW, FOM = 100 €/kW/a und VOM = 15 €/MWh werden die GLKW durch einen vollständigen Ausbau der Erneuerbaren Energien komplett aus dem System verdrängt (ursprünglich 11 GW bei reduziertem EE-Ausbau).

Neben der installierten Leistung sinken auch die Volllaststunden der GLKW, wenn mehr Erneuerbare Energien ausgebaut werden (Abbildung 8). Die Anzahl der Volllaststunden für die GLKW geht in den einzelnen Szenarien um 200 bis 400 zurück, bleibt jedoch auf hohem Niveau.

Abbildung 8 Volllaststunden der GLKW in Deutschland 2045 - Einfluss der EE-Ausbauziele

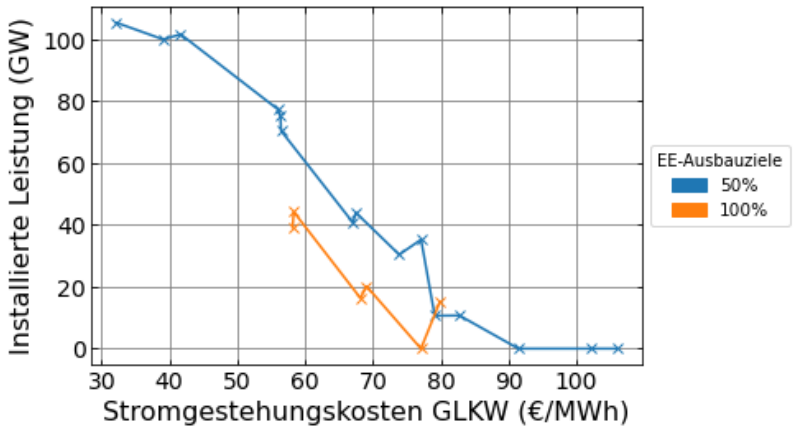


Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 9 stellt die installierte Stromerzeugungsleistung der GLKW den berechneten Stromgestehungskosten dieser Kraftwerke gegenüber. Die Darstellung zeigt deutlich, dass sich die installierte Leistung mit steigenden Stromgestehungskosten verringert. Bei reduzierten Minimumbedingungen für den Ausbau Erneuerbarer Energien (EE-Ziele = 50 %) dominieren GLKW bei Stromgestehungskosten unter 40 €/MWh das deutsche Energiesystem 2045 mit installierten Leistungen von etwa 100 GW. In den drei Szenarien mit Stromgestehungskosten über 90 €/MWh sind GLKW dagegen nicht Teil des Energiesystems. GLKW dürfen Kosten von 90 €/MWh somit nicht überschreiten, um wettbewerbsfähig zu sein.

Bei vollständiger Erfüllung der politischen Vorgaben für den Ausbau Erneuerbarer Energien sinkt die installierte Leistung der GLKW bei gleichen Stromgestehungskosten im Vergleich zu einem reduzierten Ausbau der Erneuerbaren Energien. Dadurch ist auch der Kostenkipppunkt, an dem GLKW nicht mehr ins System kommen, zu niedrigeren Kosten verschoben und liegt bei etwa 80 €/MWh. In diesem Kostenbereich kommen GLKW nur ins deutsche Energiesystem, wenn die Investitionskosten sehr gering sind (CAPEX = 5000 €/kW) und die Anzahl der Volllaststunden ist dann aufgrund der hohen variablen Betriebskosten (VOM = 40 €/MWh) mit 5839 vergleichsweise gering. Das unterstreicht noch einmal den großen Einfluss sowohl der Investitionskosten, als auch den des Ausbaus Erneuerbarer Energien, auf den Durchdringungsgrad der GLKW.

Abbildung 9 Installierte Leistung der GLKW in Deutschland 2045 - Einfluss der Stromgestehungskosten und der EE-Ausbauziele



Quelle: Eigene Darstellung.

2.3.3 Einfluss von Stromnetzen und Flex-Optionen

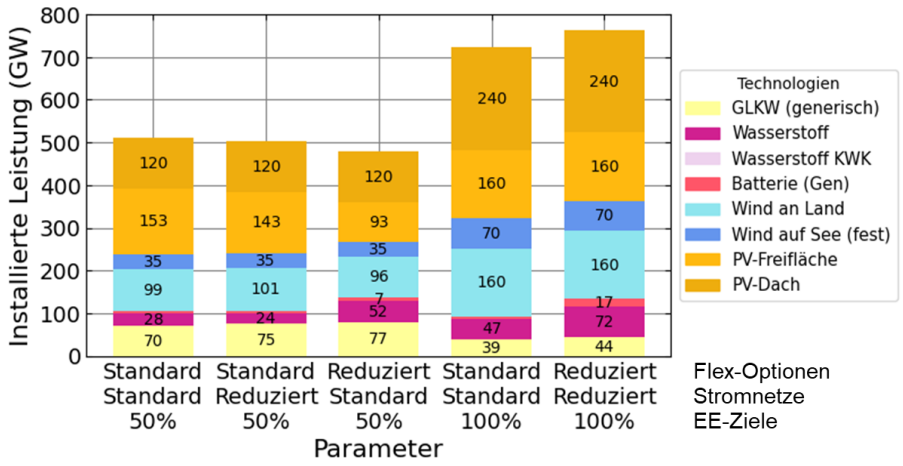
Der Einfluss der beiden Parameter Stromnetze und Flex-Optionen auf die installierte Stromerzeugungsleistung in Deutschland im Jahr 2045 ist in Abbildung 10 dargestellt. Als Basis dienen die Szenarien 13 und 17 aus Tabelle 1 mit Kostenannahmen von CAPEX = 10000 €/kW, FOM = 20 €/kW/a und VOM = 5,8 €/MWh. Im Basis-Szenario 13 mit reduzierter Minimumbedingung für den Ausbau Erneuerbarer Energien sind 70 GW GLKW im Jahr 2045 installiert. Im Szenario mit reduzierten Stromnetzen steigt dieser Wert auf 75 GW. Die zusätzlichen GLKW ersetzen in diesem Szenario etwa 10 GW Photovoltaik. Mit der geringeren PV-Leistung geht auch die Wasserstoff-Rückverstromungsleistung in diesem Szenario um 4 GW zurück. Ähnliche Effekte, aber etwas stärker ausgeprägt, zeigen sich, wenn anstatt der Stromnetze die Flexibilität der Stromnachfrage reduziert wird (Flex-Optionen = Reduziert). Die installierte Leistung der GLKW steigt auf 77 GW an. Gleichzeitig reduziert sich der Photovoltaik-Ausbau um 60 GW im Vergleich zum Basis-Szenario auf insgesamt noch 213 GW. Die Wasserstoff-Rückverstromungsleistung steigt sehr deutlich an von 28 GW auf 52 GW. Dieser Anstieg ist durch den vermehrten Einsatz von flexibel einsetzbaren Wasserstoffturbinen getrieben. Diese Technologie stellt dem System die nötige Flexibilität zur Verfügung, welche in diesem Szenario nicht mehr durch systemdienliches Laden im Transportsektor und vehicle-to-grid bereitgestellt werden kann. Stationäre Batteriespeicher leisten ebenfalls einen Beitrag zur Flexibilität des Energiesystems und werden in diesem Szenario leicht von 6 auf 7 GW Einspeiseleistung ausgebaut.

Eine Kombination reduzierter Stromnetze und gleichzeitig reduzierter Flexibilität der Stromnachfrage wird in Szenarien mit vollständig umgesetztem Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE-Ziele = 100%) untersucht. Ein reduzierter Ausbau der Photovoltaik wird durch die Szenarienvorgabe verhindert. GLKW werden im Vergleich zum Basis-Szenario etwas stärker zugebaut auf insgesamt 44 GW (Anstieg um 5 GW im Vergleich zum Basis-Szenario). Auch hier übernehmen Wasserstoffturbinen vermehrt die Aufgabe der flexiblen Strombereitstellung. In diesem Szenario werden zudem stationäre Batteriespeicher deutlich ausgebaut auf 17 GW Einspeiseleistung.

Zusammenfassend haben die Parameter Stromnetze und Flex-Optionen im Vergleich zu den anderen untersuchten Parametern einen geringeren, indirekten Einfluss auf den Ausbau von GLKW in Deutschland im Jahr 2045. Insbesondere eine reduzierte Flexibilität in der Stromnachfrage ist mit einer volatilen Stromerzeugung durch einen hohen Anteil an Erneuerbaren Energien weniger kompatibel. Der Ausbau Erneuerbarer Energien, vor allem der Photovoltaik, wird dadurch verringert (wenn nicht exogen vorgegeben) und der Anteil von GLKW an der Stromerzeugungsleistung steigt.

Reduzierte Stromnetze und reduzierte Flex-Optionen begünstigen letztlich den Bau von GLKW. Die Anzahl der Volllaststunden der GLKW wird durch diese beiden Parameter nicht signifikant beeinflusst (siehe Tabelle 1).

Abbildung 10 Installierte Stromerzeugungsleistung in Deutschland 2045 - Einfluss von Stromnetzen und Flex-Optionen



Quelle: Eigene Darstellung.

2.4 Kurzzusammenfassung der Parameteranalyse

Die in diesem Kapitel modellierten und analysierten Szenarien erlauben es, Schlussfolgerungen zu ziehen und zu bewerten, unter welchen Bedingungen Grundlastkraftwerke wettbewerbsfähig sind und einen ökonomischen Mehrwert für das Energiesystem darstellen können.

Die Analyse der drei Kostenparameter CAPEX, fixe und variable Betriebskosten hat gezeigt, dass diese einen großen Einfluss auf den Durchdringungsgrad der Grundlastkraftwerke im Energiesystem des Jahres 2045 haben. Besonders hervorzuheben sind hierbei die Investitionskosten (CAPEX) der Grundlastkraftwerke. Diese dürfen nicht deutlich über 10000 €/kW liegen, ansonsten haben diese Kraftwerke keinen Platz in einem kostenoptimierten Energiesystem. Bezüglich der Stromgestehungskosten der Grundlastkraftwerke ergibt sich ein Kostenkipppunkt bei etwa 90 €/MWh, der nicht überschritten werden darf, damit GLKW Teil eines dekarbonisierten Energiesystems sind. Sind GLKW Teil des Energiesystems, können sie auch bei einem großen Anteil volatiler Stromerzeugung durch Flexibilität im System integriert werden und weisen eine hohe Anzahl an Volllaststunden auf. Für eine sehr hohe Auslastung der Grundlastkraftwerke mit etwa 7500 Volllaststunden im Jahr sollten die variablen Betriebskosten der GLKW allerdings nicht oberhalb von 15 €/MWh liegen.

Der Durchdringungsgrad von Grundlastkraftwerken ist auch vom Ausbau der Erneuerbaren Energien abhängig. Werden diese gemäß den politischen Vorgaben für das Jahr 2045 ausgebaut, wird die Rolle der Grundlastkraftwerke im Energiesystem kleiner und der Kostenanforderungen an die GLKW verschärfen sich. In diesem Fall müssen die Stromgestehungskosten der GLKW unter 80 €/MWh liegen, damit dieser Kraftwerkstyp Teil des Energiesystems ist.

Der Ausbau der Stromnetze und die Flexibilität der Stromnachfrage tangieren den Durchdringungsgrad der GLKW indirekt, da sich eine Reduzierung dieser beiden Parameter negativ auf den Ausbau Erneuerbarer Energien, insbesondere Photovoltaik, auswirkt und somit GLKW begünstigen. Letztlich spielen diese beiden Parameter aber eine untergeordnete Rolle bei der Frage nach der Wettbewerbsfähigkeit von GLKW.

3 Detailanalyse

In diesem Kapitel soll die Auswirkung von bestimmen Anteilen verschieden ausgeprägter grundlastfähiger Kraftwerke auf das deutsche und das gesamte europäische Energiesystem untersucht werden. Hierzu wurden drei verschiedene Transformationspfade des europäischen Energiesystems für die Jahre 2025-2045 modelliert. Diese werden im folgenden Abschnitt vorgestellt.

3.1 Szenariendefinition der Pfadläufe

Es werden insgesamt drei verschiedene Transformationspfade des europäischen Energiesystems für die Jahre 2025-2045 modelliert und analysiert. Ein Referenz-Szenario ohne zusätzliche grundlastfähige Kraftwerke und zwei Szenarien, in denen ab 2040 verschieden ausgeprägte zusätzliche grundlastfähige Kraftwerke mit fest vorgeschriebenen installierten Leistungen ins System gesetzt werden. Eine Diffusion dieser zusätzlichen Kraftwerke ins Energiesystem bereits im Jahr 2035 wird aufgrund der teilweisen ungeklärten technischen Umsetzung, sowie der langen Entwicklungs- und Bauzeiten als unrealistisch angesehen. Abbildung 11 zeigt eine Übersicht der Szenariendefinition der drei modellierten Transformationspfadläufe. Alle drei Szenarien basieren auf dem aktuellen umfangreichen Datensatz für das europäische Energiesystem aus dem Projekt „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (Langfristszenarien 3). Das Referenz-Szenario ist an das aktuelle Szenario T45-Strom* der Langfristszenarien angelegt. Jedoch mit dem Unterschied, dass die Minimumbedingungen für den Ausbau Erneuerbarer Energien in diesem Szenario, im Vergleich zu T45-Strom*, auf 50% reduziert sind (vgl. Abbildung 2). Diese reduzierten Minimumbedingungen für den Ausbau Erneuerbarer Energien werden auch für die beiden anderen Szenarien übernommen.

Im Szenario Gas+CCS kommen ab 2040 zusätzliche grundlastfähige Kraftwerke ins System, die mit variablen Betriebskosten (inklusive Brennstoffkosten) von 53 €/MWh definiert sind. Diese Kraftwerke könnten damit Gas-Kraftwerke mit integrierter Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) darstellen, sind hier im Modell jedoch rein generisch über die Betriebskosten definiert. Diese Betriebskosten berücksichtigen Kosten für die Speicherung des CO2, setzen dabei aber langfristig niedrige Gaspreise von etwa 15 €/MWh voraus. Unberücksichtigt bleiben Transportkosten für das CO2 und die Kompensation von Vorkettenemissionen. Des Weiteren ist die für den Betrieb solcher Kraftwerke nötige Gas- und CCS-Infrastruktur im Modell nicht hinterlegt. Die Gesamtkosten dieser Kraftwerke und des Szenarios Gas+CCS werden somit im Modell unterschätzt (vgl. Kapitel 3.2.5).

Im Szenario CO2-arme GLKW sind die zusätzlich ins Energiesystem gesetzten Grundlastkraftwerke mit variablen Betriebskosten (inklusive Brennstoffkosten) von 15 €/MWh definiert. Auch hier sind die Kraftwerke im Modell rein generisch hinterlegt.

In beiden Szenarien mit zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken sind in Deutschland 2045 20 GW dieser Kraftwerke installiert.[5] In Europa insgesamt beträgt die installierte Leistung 2045 in beiden Szenarien 60 GW. Da die installierten Leistungen dieser Kraftwerke modellexogen vorgegeben werden, spielen Investitions- und fixe Betriebskosten für die Systemoptimierung keine Rolle und sind daher in Abbildung 11 nicht angegeben. Diese Kosten gehen jedoch in die Gesamtkostenbetrachtung in Kapitel 3.2.5 ein und werden dort für die GLKW variiert.

In den Szenarien wird unter vorgegebenen Restriktionen mit dem Enertile Modell der gesamte Transformationspfad des Energiesystems kostenoptimiert.

[5] Dies entspricht der Leistung der ehemals in der Bundesrepublik existierenden Atomkraftwerke.

Abbildung 11 Szenariendefinition der Pfadläufe

Name	Jahr	Installierte Leistung in DE (GW)	Installierte Leistung in Europa (GW) (Faktor 3)	Variable O&M (€/MWh) inklusive Brennstoffkosten
Referenz	2035	Keine zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerke		
	2040			
	2045			
Gas + CCS	2035	**0**	**0**	53
	2040	**10**	**30**	53
	2045	**20**	**60**	53
CO2-arme GLKW	2035	**0**	**0**	15
	2040	**10**	**30**	15
	2045	**20**	**60**	15

Quelle: Eigene Darstellung.

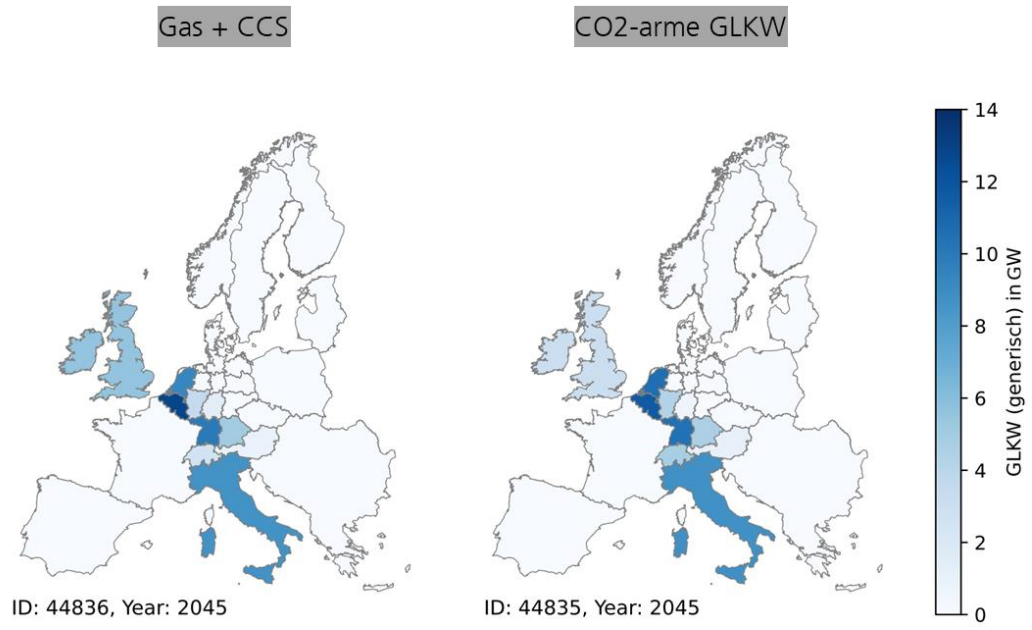
3.2 Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Modellierung dargestellt und eingeordnet.

3.2.1 Stromsektor

3.2.1.1 Standorte der Grundlastkraftwerke

Abbildung 12 Standorte der Grundlastkraftwerke in Europa



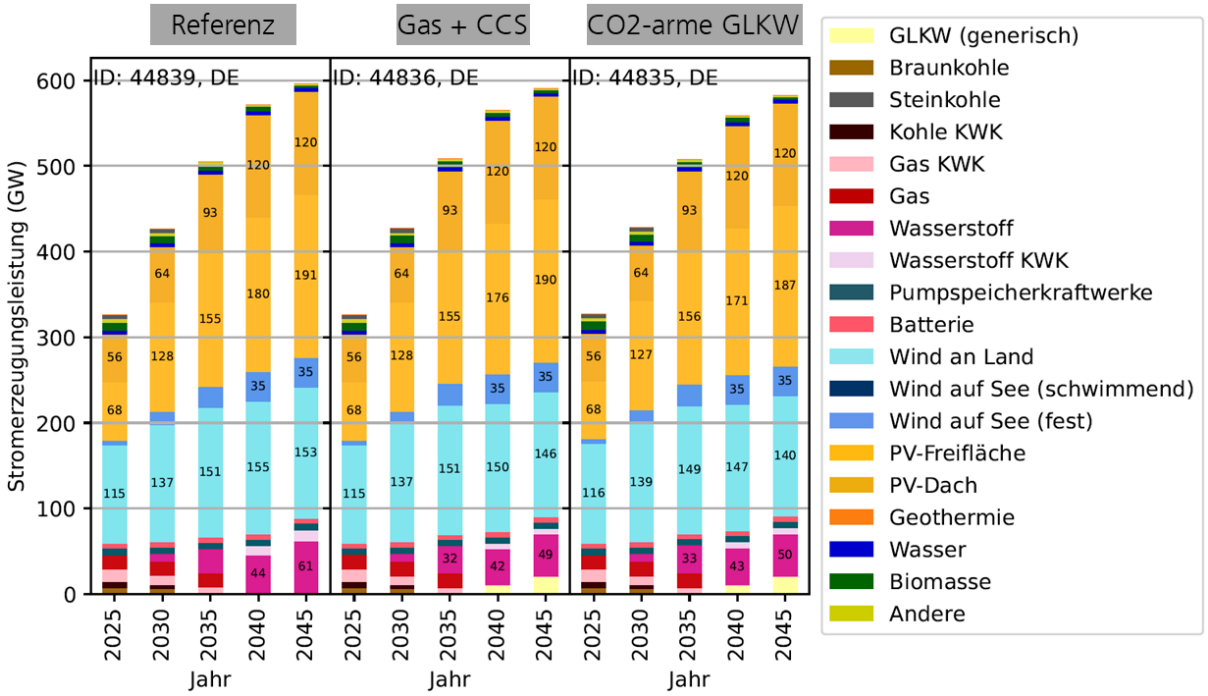
Quelle: Eigene Darstellung.

Die Standorte der zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerke ergeben sich modellendogen und sind somit kostenoptimiert. Dabei spielen die regionale Verfügbarkeit alternativer Stromquellen, wie z.B. die Potenziale Erneuerbarer Energien, oder auch die regionale Stromnachfrage eine Rolle, um beispielsweise einen minimalen Netzausbau zu erreichen. Abbildung 12 zeigt, dass sich die Standorte dieser Kraftwerke in beiden Szenarien sehr ähnlich ergeben. Die Standorte erstrecken sich von den Britischen Inseln über die BENELUX-Staaten und den Westen und Süden Deutschlands bis nach

Italien. Besonders hervorzuheben sind hier die Regionen Niederlande, Belgien und Luxemburg, Südwestdeutschland und Italien, mit jeweils etwa 10 GW installierter Leistung im Jahr 2045.

3.2.1.2 Deutschland

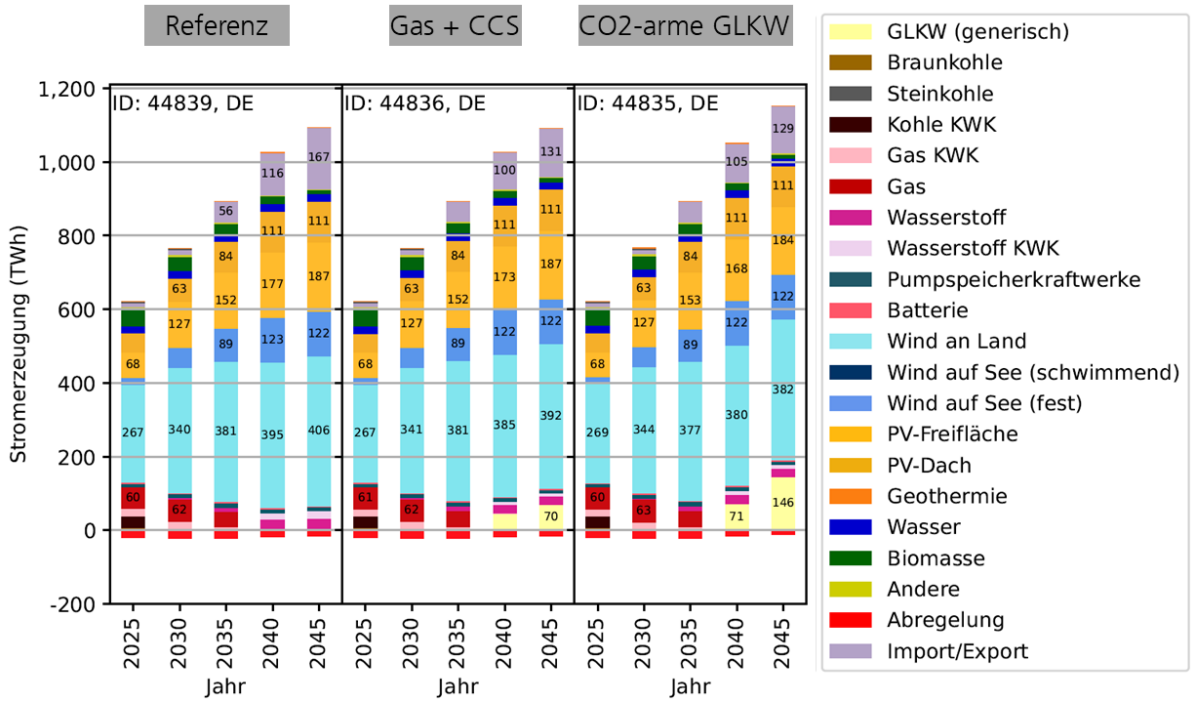
Abbildung 13 Installierte Stromerzeugungsleistung in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung.

Die installierte Stromerzeugungsleistung in Deutschland nimmt in allen drei Szenarien stark zu von gut 300 GW im Jahr 2025 auf knapp 600 GW im Jahr 2045 (Abbildung 13). Dieser Anstieg basiert in allen Szenarien vor allem auf dem massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien. Im Jahr 2045 werden Werte von ca. 310 GW für Photovoltaik und ca. 180-190 GW für Windkraft erreicht. Das entspricht einer Zielerreichung von 78% für Photovoltaik und 82% für Windkraft, bezogen auf die politischen Ausbauziele im Jahr 2045 (vgl. Abbildung 2). Die Technologien PV-Dach und Wind auf See werden nicht über das vorgegebene Mindestmaß von 120 GW bzw. 35 GW ausgebaut. In den Jahren bis einschließlich 2035 ergibt sich in allen drei Szenarien das gleiche Energiesystem, da es für diese Jahre auch keinen Unterschied in den Annahmen und Restriktionen des Modells gibt. Im Jahr 2040 werden dann in den Szenarien Gas+CCS und CO2-arme GLKW 10 GW zusätzliche grundlastfähigen Kraftwerke installiert. Im Jahr 2045 kommen nochmal 10 GW dieser Kraftwerkstypen hinzu auf insgesamt 20 GW. Im Szenario Gas+CCS werden die zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerke kompensiert durch einen im Vergleich zur Referenz um 7 GW reduzierten Ausbau der Windkraft an Land und eine um 18 GW reduzierte Wasserstoff-Rückverstromungsleistung (Wasserstoff + Wasserstoff KWK). Im Szenario CO2-arme GLKW geht der Zubau an zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken mit einer gegenüber der Referenz um 13 GW reduzierten Leistung von Wind an Land und einer um 17 GW reduzierten Wasserstoff-Rückverstromungsleistung einher. Trotz dieser Reduzierung beträgt die gesamte Wasserstoff-Rückverstromungsleistung in den Szenarien mit zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken noch jeweils 56 bzw. 57 GW und hat damit in allen Szenarien eine wichtige Rolle. Insgesamt gibt es in den drei Szenarien nur kleinere Unterschiede im Erzeugungspark.

Abbildung 14 Stromerzeugung in Deutschland

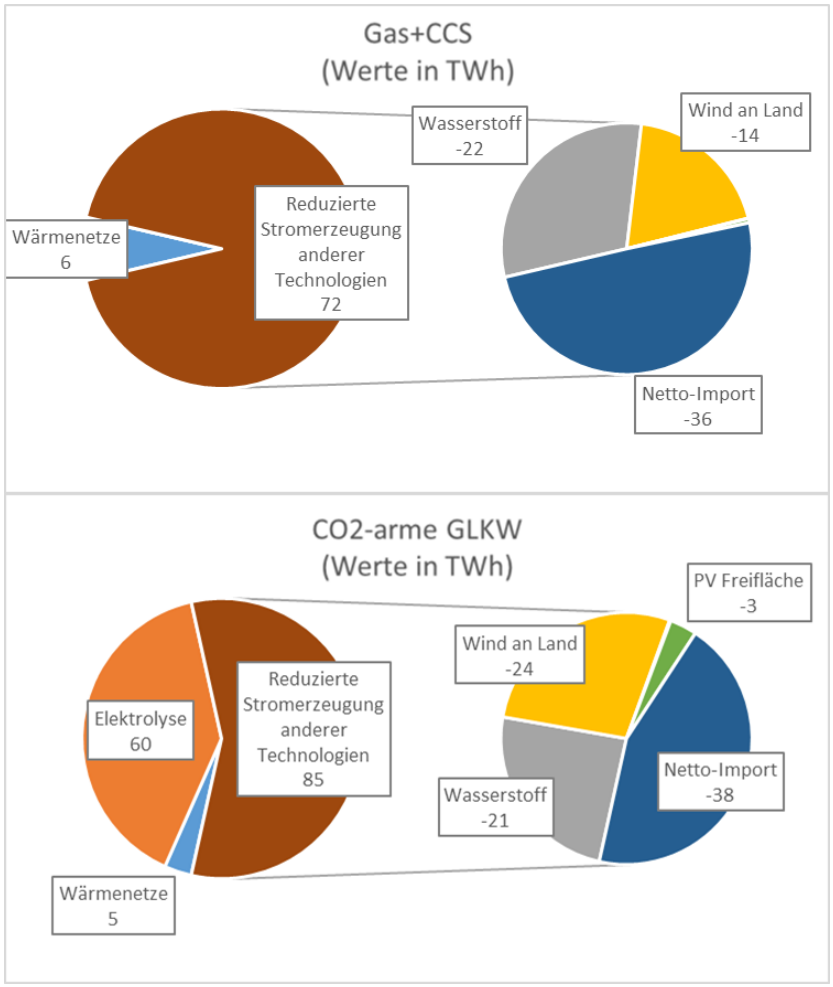


Quelle: Eigene Darstellung.

Die Stromerzeugung der einzelnen Szenarienjahre ist in Abbildung 14 abgebildet. Der Großteil der Stromerzeugung wird in allen Szenarien durch Erneuerbare Energien bereitgestellt. Die 20 GW an zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken im Jahr 2045 tragen im Szenario Gas+CCS mit 70 TWh und im Szenario CO2-arme GLKW mit 146 TWh zur Stromerzeugung bei. Wofür diese Strommengen im Vergleich zum Referenz-Szenario eingesetzt werden, zeigt Abbildung 15.[6] Im Szenario Gas+CCS wird im Wesentlichen die Stromerzeugung aus anderen Quellen reduziert. So wird der Stromimport um 32 TWh im Vergleich zur Referenz gesenkt. Die Stromerzeugung aus Wasserstoff ist um 22 TWh reduziert und die aus Wind an Land um 14 TWh. Im Vergleich zur Referenz fließen 6 TWh mehr Strom in die Wärmenetze. Im Szenario CO2-arme GLKW wird ebenfalls ein Teil des Stroms zur Reduzierung des Stromimports (-38 TWh) und der Stromerzeugung aus Wasserstoff (-21 TWh) und Wind an Land (-24 TWh) verwendet. Darüber hinaus werden 60 TWh Strom aus den GLKW für die Wasserstofferzeugung mit Elektrolyseuren eingesetzt. Das im Jahr 2045 entstandene Wasserstoffsystem und die Kopplung zum Stromsektor wird hier also genutzt, um die Grundlastkraftwerke zu integrieren. Gleichzeitig sorgen die Grundlastkraftwerke für eine höhere Auslastung der Elektrolyseure (vgl. Kapitel 3.2.3). Trotz der Reduzierung der Stromimporte in beiden Szenarien mit zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken, bleibt Deutschland in allen drei Szenarien Netto-Stromimporteur.

[6] Die Strommengen in den Kreisdiagrammen ergeben nicht exakt die Stromerzeugungsmengen der zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerke in den beiden Szenarien. Im Szenario Gas+CCS erklärt sich die Differenz von 8 TWh durch den reduzierten Stromeinsatz für Elektrolyseure. Im Szenario CO2-arme GLKW erklärt sich die Differenz von 4 TWh durch eine um diese Strommenge reduzierte Abregelung im Vergleich zur Referenz.

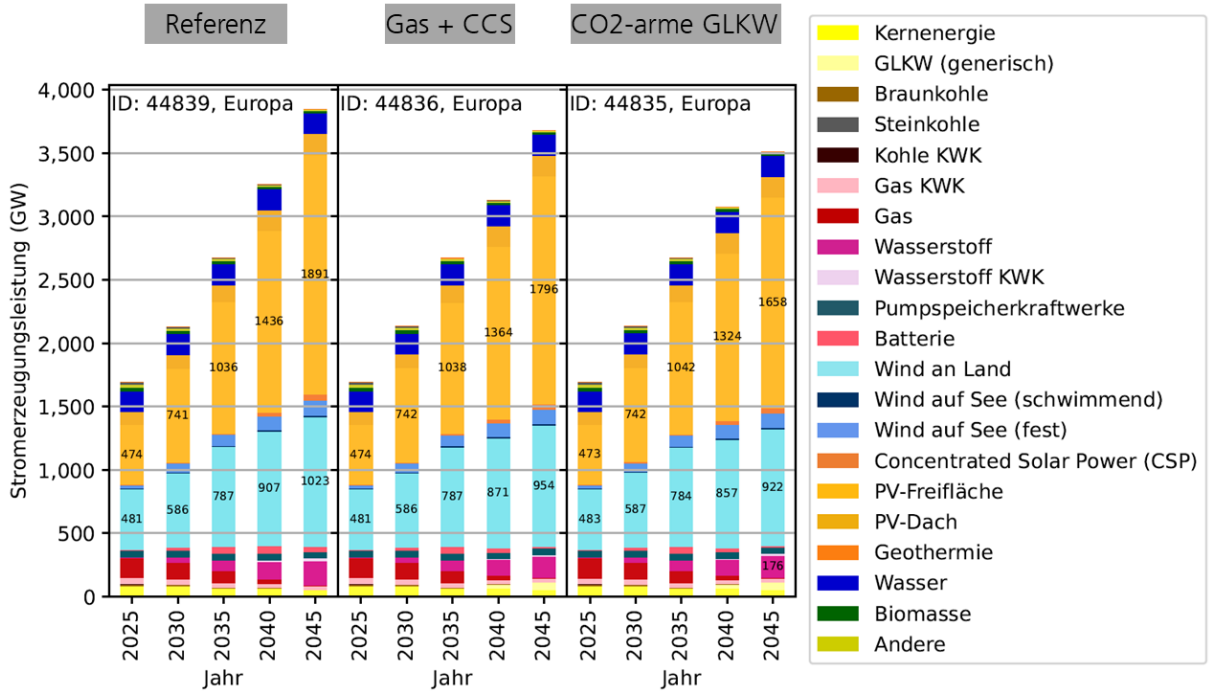
Abbildung 15 Einsatz des Stroms aus zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung.

3.2.1.3 Europa

Abbildung 16 Installierte Stromerzeugungsleistung in Europa

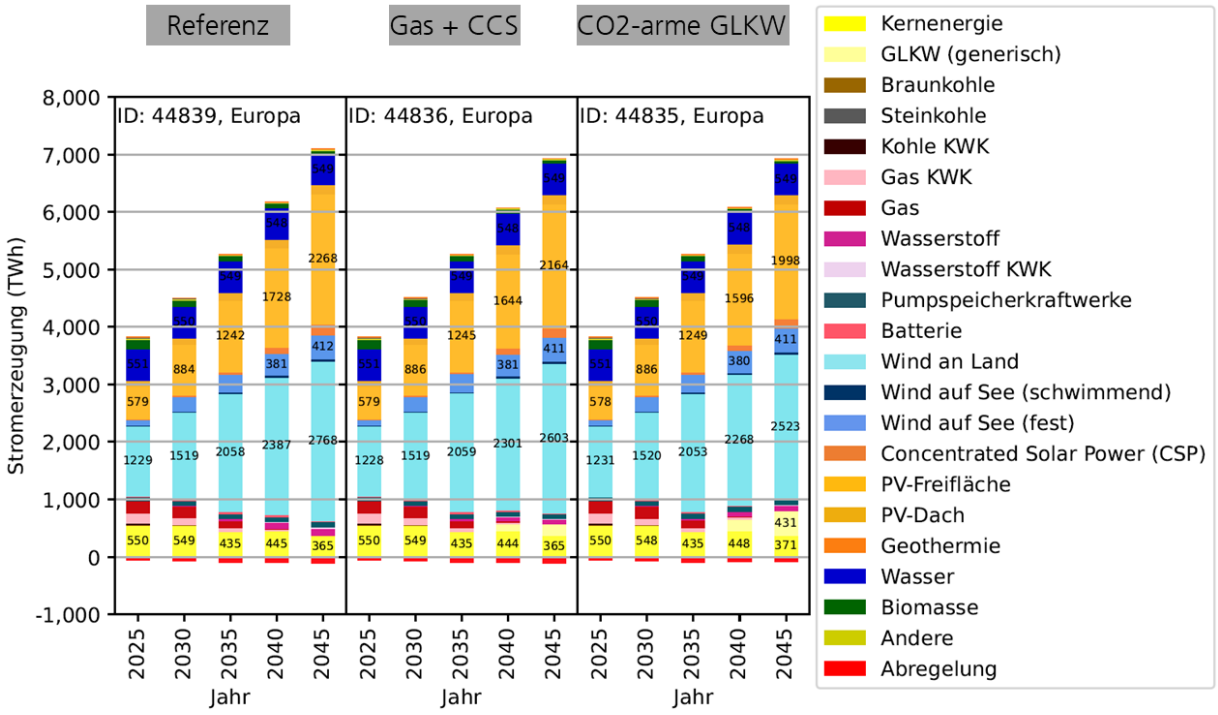


Quelle: Eigene Darstellung.

Auch in Europa unterscheidet sich die Stromerzeugungsleistung zwischen den Szenarien nicht grundlegend. Der starke Zuwachs der installierten Gesamtleistung ist erneut durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien getrieben. Im Referenz-Szenario fällt dieser Ausbau am größten aus mit insgesamt ca. 2050 GW Photovoltaik und ca. 1150 GW Windkraft im Jahr 2045. Im Vergleich zu Deutschland fällt in Gesamteuropa der Anteil an Aufdach-PV deutlich geringer aus. Der Grund hierfür sind die hohen Mindestausbauvorgaben für Aufdach-PV in Deutschland.

In den beiden Szenarien mit zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken sind im Jahr 2040 30 GW und im Jahr 2045 60 GW dieser Kraftwerkstypen installiert. Diese zusätzlich installierten Leistungen ersetzen im Gegenzug ca. 70 GW (Gas+CCS) bzw. 100 GW (CO2-arme GLKW) Wind an Land und ca. 95 GW (Gas+CCS) bzw. 230 GW (CO2-arme GLKW) Freiflächen-Photovoltaik. Damit ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Szenario Gas+CCS um ca. 5 % und im Szenario CO2-arme GLKW um ca. 10% reduziert gegenüber dem Referenz-Szenario. Die Wasserstoff-Rückverstromungsleistung ist um ca. 16% (-35 GW, Gas+CCS) bzw. 12% (-26 GW, CO2-arme GLKW) verringert. Dennoch trägt die Rückverstromung des Wasserstoffs in allen drei Szenarien zur Stromerzeugung und zur Stabilisierung des europäischen Stromsystems, welches auf der fluktuierenden Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien basiert, bei. Die Gesamtstromerzeugungsleistung im Jahr 2045 ist somit im Referenz-Szenario mit ca. 3800 GW am größten und fällt in den Szenarien mit zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken mit ca. 3650 GW (Gas+CCS) und ca. 3500 GW (CO2-arme GLKW) etwas geringer aus.

Abbildung 17 Stromerzeugung in Europa

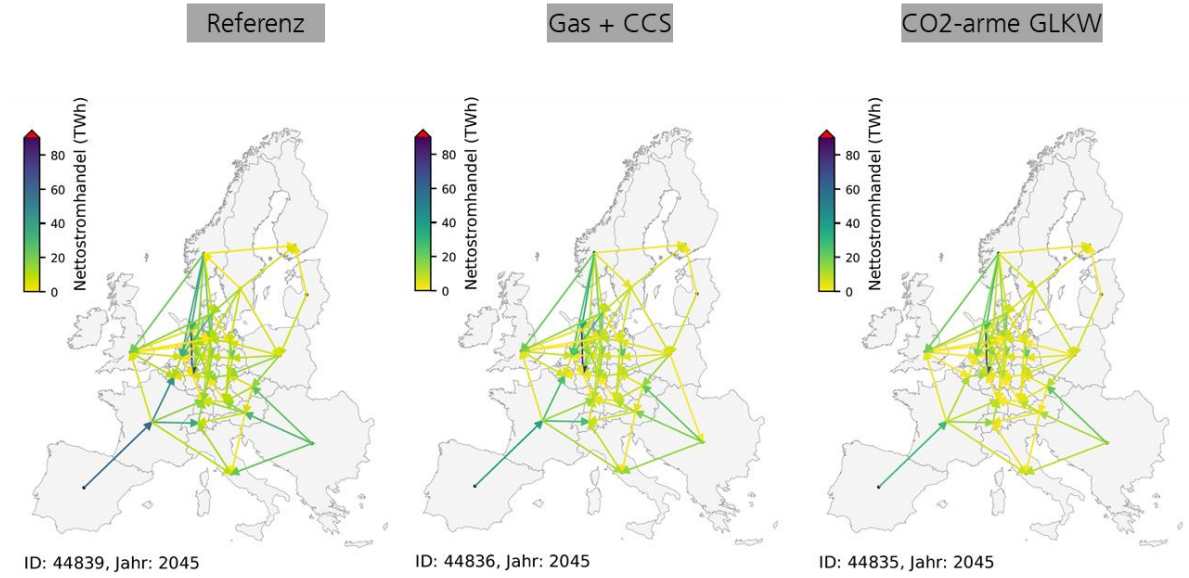


Quelle: Eigene Darstellung.

Als Folge des etwas reduzierten Ausbaus der Erneuerbaren Energien, reduziert sich auch deren Anteil an der Stromerzeugung in Europa. Dennoch beträgt dieser im Jahr 2045 im Szenario Gas+CCS noch 88% und im Szenario CO2-arme GLKW 85%. Im Szenario Gas+CCS erzeugen die namensgebenden Kraftwerke 206 TWh Strom im Jahr 2045. Im Szenario CO2-arme GLKW tragen die Grundlastkraftwerke mit 431 TWh zur Stromerzeugung bei. Bei gleicher installierter Leistung zeigt sich also hier die deutlich höhere Auslastung der GLKW im Vergleich zu den Gas+CCS-Kraftwerken in den jeweiligen Szenarien. Auf das Einsatzverhalten der zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerke wird in Kapitel 3.2.4 näher eingegangen.

3.2.1.4 Europäischer Stromhandel

Abbildung 18 Netto-Stromhandelsflüsse in Europa 2045



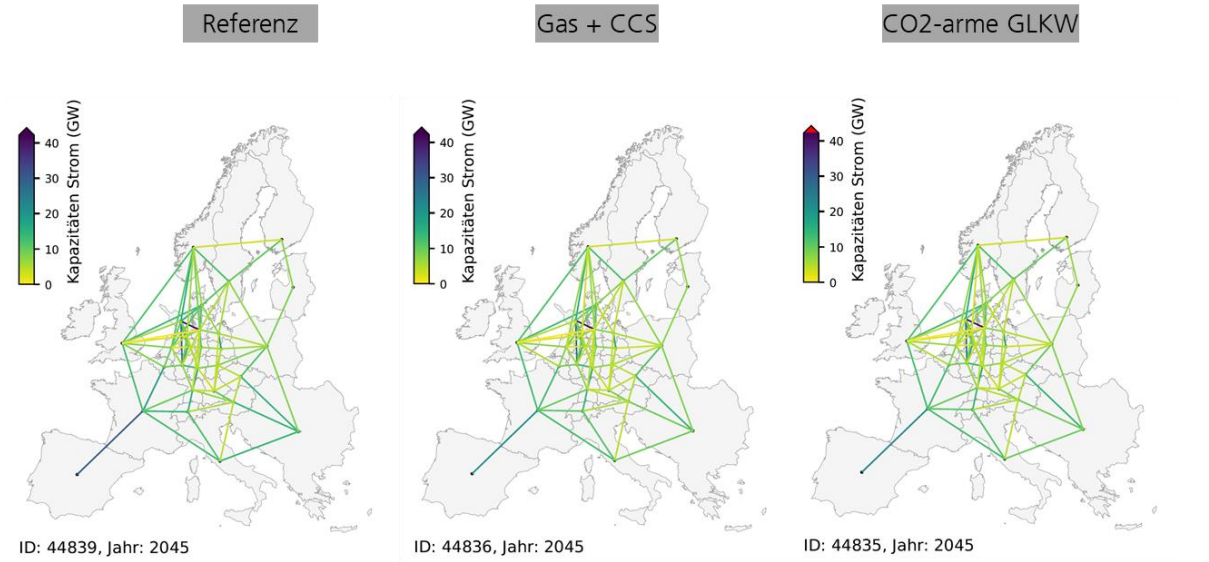
Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 18 zeigt den europäischen Netto-Stromhandel im Jahr 2045 für alle drei Szenarien. Allen Szenarien ist gemeinsam, dass der Großteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien stammt und in sehr großen Mengen in Europa gehandelt wird. Generell ergibt sich dabei das Bild, dass Strom tendenziell von den Rändern Europas, wo gute Ressourcenpotenziale der Erneuerbaren Energien vorliegen, ins Zentrum transportiert wird. Besonders große Handelsflüsse sind auf folgenden Routen zu beobachten:

- von der Iberischen Halbinsel über Frankreich in die BENELUX-Staaten, Südwestdeutschland und die Schweiz
- von Norwegen zu den Britischen Inseln und nach Nord- und Westdeutschland
- von der deutschen Offshore-Region nach Nord- und Westdeutschland
- vom Balkan nach Italien und Richtung Südostdeutschland

Diese Haupttransportachsen sind in allen drei Szenarien vorhanden und die Handelsflüsse verringern sich nur geringfügig in den Szenarien mit zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken. Und das obwohl diese zusätzlichen Kraftwerke in den Regionen mit den größten Netto-Stromimporten stehen (vgl. Abbildung 12). Auch der Vergleich der Strom-Austauschleistungen zwischen den einzelnen Regionen im Jahr 2045 in Abbildung 19 zeigt wenig Unterschiede zwischen den Szenarien. Einzig einzelne Austauschleistungen, z.B. zwischen der Iberischen Halbinsel und Frankreich, sowie zwischen Frankreich und Belgien+Luxemburg fallen in den Szenarien mit zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken geringer aus. Die im Jahr 2045 installierten Leistungen der zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerke haben damit einen eher geringen Einfluss auf den benötigten Stromnetzausbau. Das europäische Stromsystem bleibt in seinem Kern unverändert.

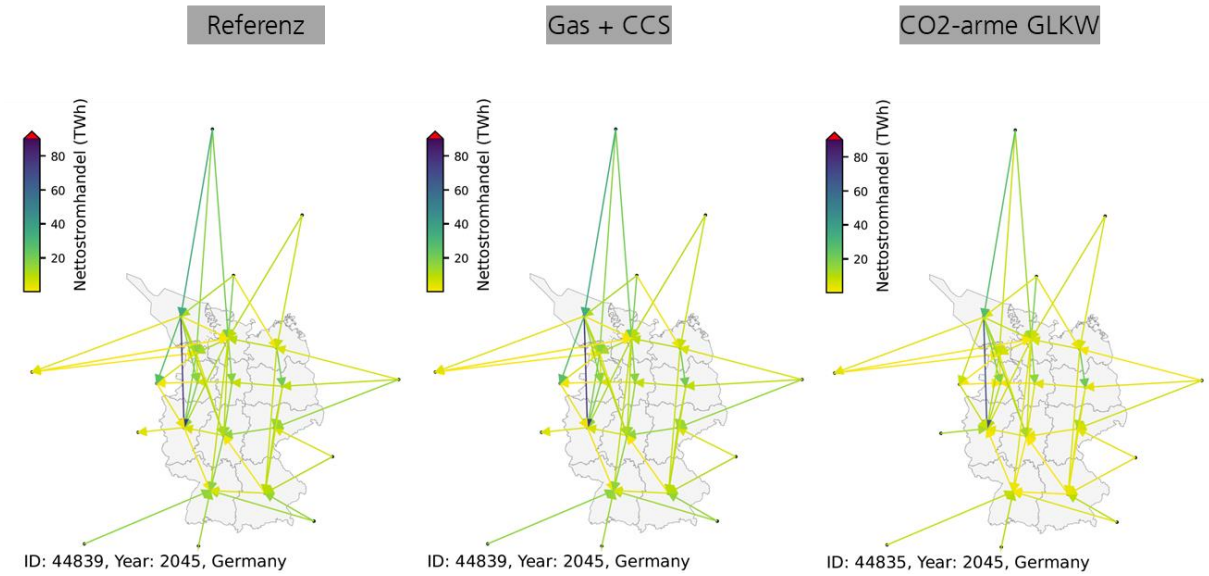
Abbildung 19 Strom-Austauschleistungen in Europa 2045



Quelle: Eigene Darstellung.

Entsprechend zeigt auch der gesonderte Blick auf den Netto-Stromhandel in Deutschland nur wenig Unterschiede zwischen den Szenarien und keine grundlegenden Änderungen (Abbildung 20). Durch große Potenziale für Windkraft im Norden Deutschlands, ergibt sich eine generelle Stromrichtung von Norden nach Süden. Süddeutschland kann mit den zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken Stromimporte aus dem Norden Deutschlands und Südost- bzw. Südwesteuropa im Vergleich zum Referenz-Szenario reduzieren, bleibt aber auch in diesen Szenarien Netto-Stromimporteur.

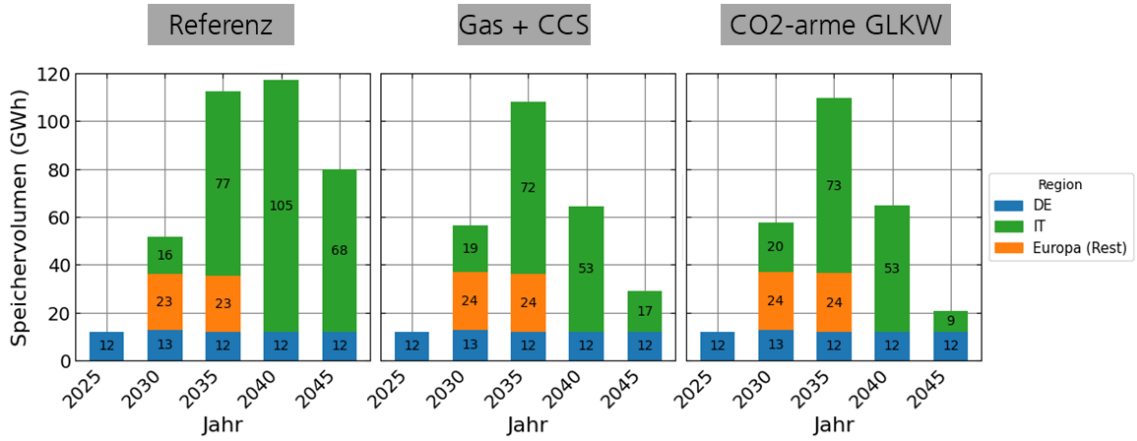
Abbildung 20 Netto-Stromhandelsflüsse in Deutschland 2045



Quelle: Eigene Darstellung.

3.2.1.5 Stationäre Batteriespeicher und vehicle-to-grid (V2G)

Abbildung 21 Batteriespeichervolumen in Europa



Quelle: Eigene Darstellung.

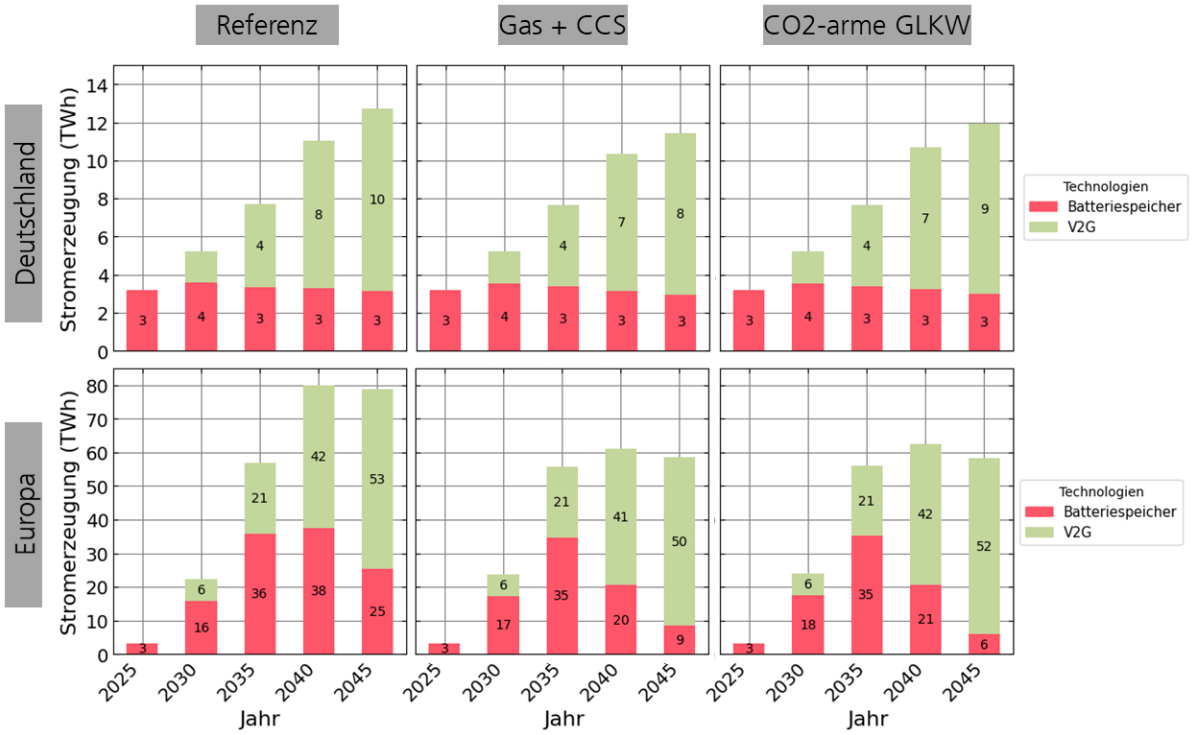
Im europäischen Stromsystem erfüllen stationäre Batteriespeicher Stabilisierungsaufgaben und dienen als Flexibilisierungsoption. Insbesondere das Verschieben des Stroms der Photovoltaik-Spitzen in den Mittagsstunden in die Abend- und Nachtstunden wird von den Batteriespeichern übernommen. In Europa werden stationäre Batteriespeicher in allen drei Szenarien modellendogen ausgebaut auf etwa 110 GWh Speichervolumen im Jahr 2035 (Abbildung 21). Im Referenz-Szenario stagniert der Ausbau im Jahr 2040 und im Jahr 2045 geht das gesamte Speichervolumen auf 80 GWh zurück. Die stationären Batteriespeicher haben im Modell eine Lebensdauer von 10 Jahren. Das heißt die für das Jahr 2035 gebauten Speicher stehen im Jahr 2045 nicht mehr zur Verfügung und werden aufgrund zunehmender Konkurrenz durch vehicle-to-grid (siehe unten, Abbildung 22) nicht vollständig nachgebaut. In den beiden Szenarien mit zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken ist der Rückgang des Speichervolumens ab 2040 (mit Inbetriebnahme der ersten zusätzlichen Kraftwerke) noch stärker ausgeprägt. Das Speichervolumen sinkt im Jahr 2045 auf 29 GWh (Gas+CCS) bzw. 21 GWh (CO2-arme GLKW).

In Deutschland ist ein Speichervolumen von mindestens 12 GWh vorgegeben, da dies ungefähr dem heutigen Batteriespeichervolumen entspricht.[7] Über dieses Maß werden in keinem der Szenarien stationäre Batteriespeicher ausgebaut. Unter den getroffenen Annahmen ist also eine stärkere Bereitstellung von Flexibilität in den Szenarien in Deutschland nicht konkurrenzfähig. Das vorgegebene Batteriespeichervolumen wird in den Szenarien mit weniger als 300 Zyklen pro Jahr ausgelastet, da in den Wintermonaten ein Tageszyklus (einmal vollständiges Laden und Entladen am Tag) nicht eingehalten werden kann. Insbesondere in windreichen Abend- und Nachstunden werden die Speicher in dieser Zeit nicht oder nur teilweise entladen.

Abbildung 21 zeigt deutlich, dass der Ausbau der stationären Batteriespeicher im Wesentlichen in Italien stattfindet. Der Grund hierfür ist die relativ schlechte Anbindung Italiens ans europäische Stromnetz sowie eine relativ hohe nationale Stromnachfrage, bei gleichzeitig schlechten Potenzialen für Erneuerbare Energien. In Folge des Zubaus von ca. 4 GW zusätzlicher grundlastfähiger Kraftwerke im Jahr 2040 in Italien und weiteren ca. 5 GW im Jahr 2045 (2045 insgesamt knapp 9 GW in Italien), stagniert der Photovoltaik-Ausbau in diesen Jahren und stationäre Batteriespeicher sind weniger rentabel.

[7] www.battery-charts.rwth-aachen.de

Abbildung 22 Stromerzeugung aus Batteriespeichern in Deutschland und Europa



Quelle: Eigene Darstellung.

Zudem bekommen stationäre Batteriespeicher zunehmend Konkurrenz durch Netzeinspeisung aus dem Transportsektor (vehicle-to-grid, V2G). Im Modell steigt der Anteil einspeisefähiger Fahrzeuge im Lauf der Zeit an auf 12,5 % im Jahr 2045. Entsprechend nimmt auch die Stromerzeugung aus V2G zu (Abbildung 22). In Europa ist ein Technologieabtausch zu erkennen, im Jahr 2040 übersteigt die Stromerzeugung aus V2G erstmals die aus stationären Batteriespeichern. Da die gesamte V2G-Kapazität dem Modell vorgegeben ist, steht diese dem System "kostenlos" zur Verfügung und muss, im Gegensatz zu den stationären Batteriespeichern, nicht modellendogen aus- und nachgebaut werden. In Deutschland bleibt die aus stationären Batteriespeichern eingespeiste Strommenge aufgrund des vorgegebenen Mindestausbaus nahezu konstant.

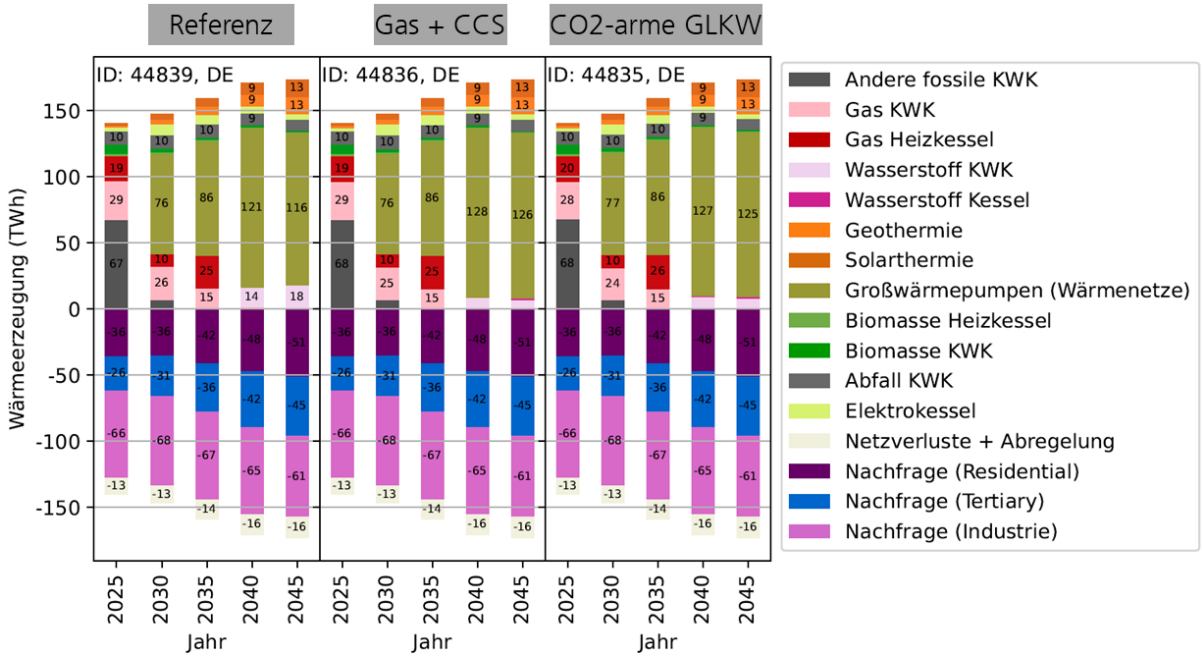
3.2.2 Wärmenetze

Mit dem Energiesystem Modell Enertile wird das kostenoptimale Energieangebot zur Deckung der exogen vorgegebenen Nachfrage nach den sekundären Energieträgern Strom, Fern- und Nahwärme, Wasserstoff (und synthetische Kohlenwasserstoffe) modelliert. Im Wärmebereich ist aus Angebotssicht die Bereitstellung des sekundären Energieträgers Fernwärme, in zunehmendem Maße unter Nutzung weiterer Sekundärenergieträger (Strom und Wasserstoff), in Wärmenetzen von zentraler Bedeutung. Der Szenarienvergleich im Wärmesektor beschränkt sich daher auf die Bereitstellung von Fern- und Nahwärme in Wärmenetzen. Die Nachfrage nach Wärme, sowohl für Fern- und Nahwärme als auch für Wärme basierend auf Primärenergieträgern wie Erdgas, Erdöl, Biomasse, Solarthermie, zB in Gebäuden, ist in allen drei untersuchten Szenarien identisch.

Bei den Wärmenetzen ergeben sich nur marginale Unterschiede zwischen den Szenarien, sowohl in Deutschland als auch in Europa insgesamt. Während im Jahr 2025 die Wärmeerzeugung in den Wärmenetzen noch durch fossile Energien dominiert ist, wird in der Folge immer mehr Wärme durch Großwärmepumpen bereitgestellt. Im Jahr 2045 trägt diese Technologie in allen Szenarien den mit Abstand größten Teil zur Wärmeerzeugung in Wärmenetzen bei. In den Szenarien mit zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken ist dieser Anteil sogar noch etwas größer als im Referenz-

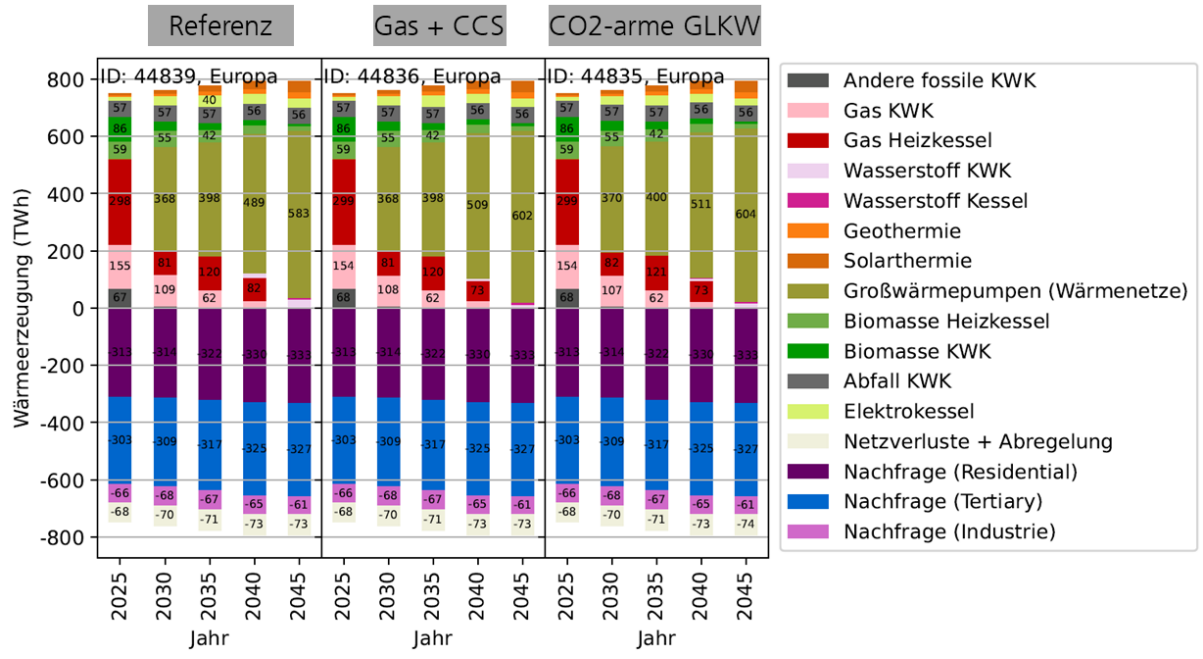
Szenario, da stattdessen etwas weniger Wasserstoff zur Wärmeerzeugung in den Wärmenetzen zum Einsatz kommt. Damit steigt der Anteil der Großwärmepumpen an der Wärmeerzeugung nochmal von etwa 65% im Referenz-Szenario auf über 70%.

Abbildung 23 Wärmeerzeugung und -nachfrage in Wärmenetzen in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 24 Wärmeerzeugung und -nachfrage in Wärmenetzen in Europa

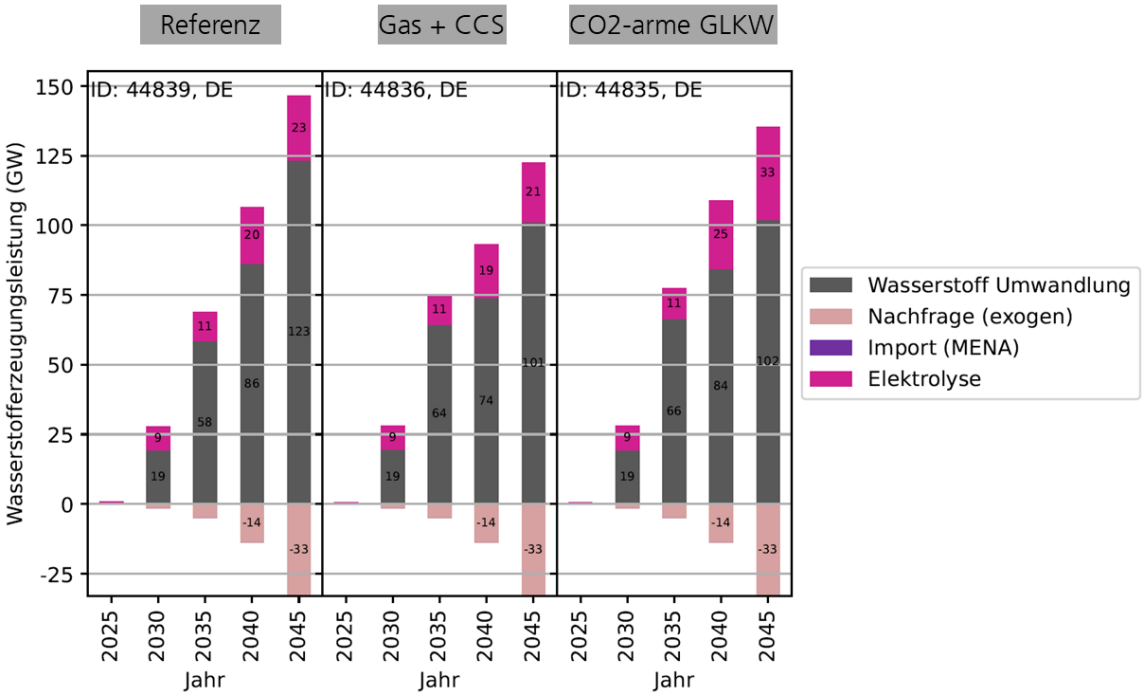


Quelle: Eigene Darstellung.

3.2.3 Wasserstoffsektor

3.2.3.1 Deutschland

Abbildung 25 Installierte Wasserstofferzeugungs- und -umwandlungsleistung in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung.

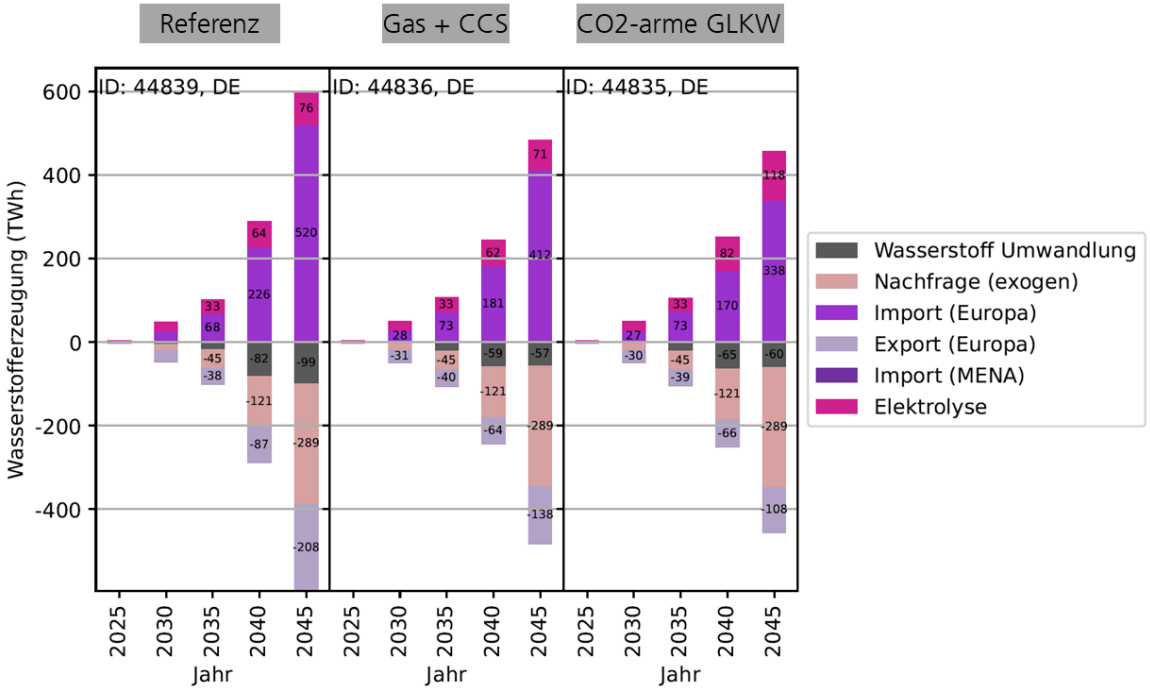
Die Nachfrage nach Wasserstoff in Deutschland, sowohl direkt als Ressource als auch indirekt im Strom- und Wärmesektor, steigt in den Szenarien exogen vorgegeben stark an, insbesondere ab dem Jahr 2035. Zur Deckung dieser Nachfrage werden modellendogen in allen Szenarien die Erzeugungs- (Elektrolyse) und die Umwandlungsleistung (Wasserstoffkraftwerke zur Rückverstromung) für Wasserstoff stark ausgebaut (Abbildung 25). Im Jahr 2045 erreicht die Umwandlungsleistung im Referenz-Szenario einen Wert von 123 GW. In den Szenarien mit zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken liegt dieser Wert etwas niedriger, aber dennoch bei knapp über 100 GW. Die Wasserstofferzeugungsleistung mittels Elektrolyse liegt in Deutschland im Jahr 2045 in den Szenarien Referenz und Gas+CCS bei gut 20 GW. Im Szenario CO2-arme GLKW ist ab dem Jahr 2040 (mit Inbetriebnahme der GLKW) ein zusätzlich beschleunigter Ausbau von Elektrolyseuren zu sehen, so dass im Jahr 2045 eine Wasserstofferzeugungsleistung von 33 GW erreicht wird.

Entsprechend dieser installierten Leistungen werden in Deutschland im Jahr 2045 im Referenz-Szenario 76 TWh Wasserstoff mit Elektrolyse erzeugt. Im Szenario Gas+CCS sind es mit 71 TWh etwas weniger. Deutlich mehr Wasserstoff, insgesamt 118 TWh im Jahr 2045, wird im Szenario CO2-arme GLKW in Deutschland erzeugt. Die GLKW in diesem Szenario stellen eine zusätzliche, ständig verfügbare und im Betrieb kostengünstige Stromquelle dar, wodurch sich die Anzahl der Stunden, in denen sich die Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse in Deutschland rentiert, deutlich erhöht. Dies wird auch im Strom-Dispatch einzelner ausgewählter Wochen deutlich (vgl. Kapitel 3.2.4).

Dennoch deckt die inländische Erzeugung in allen Szenarien nur einen Teil der Nachfrage und es wird zusätzlich Wasserstoff aus Europa nach Deutschland importiert. Der Netto-Import ist im Refe-

renz-Szenario mit 312 TWh am größten und kann mit den zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken auf 274 TWh (Gas+CCS) bzw. 230 TWh (CO2-arme GLKW) gesenkt werden. Außereuropäischer Import von Wasserstoff direkt nach Deutschland über den Seeweg tritt in keinem der Szenarien auf.

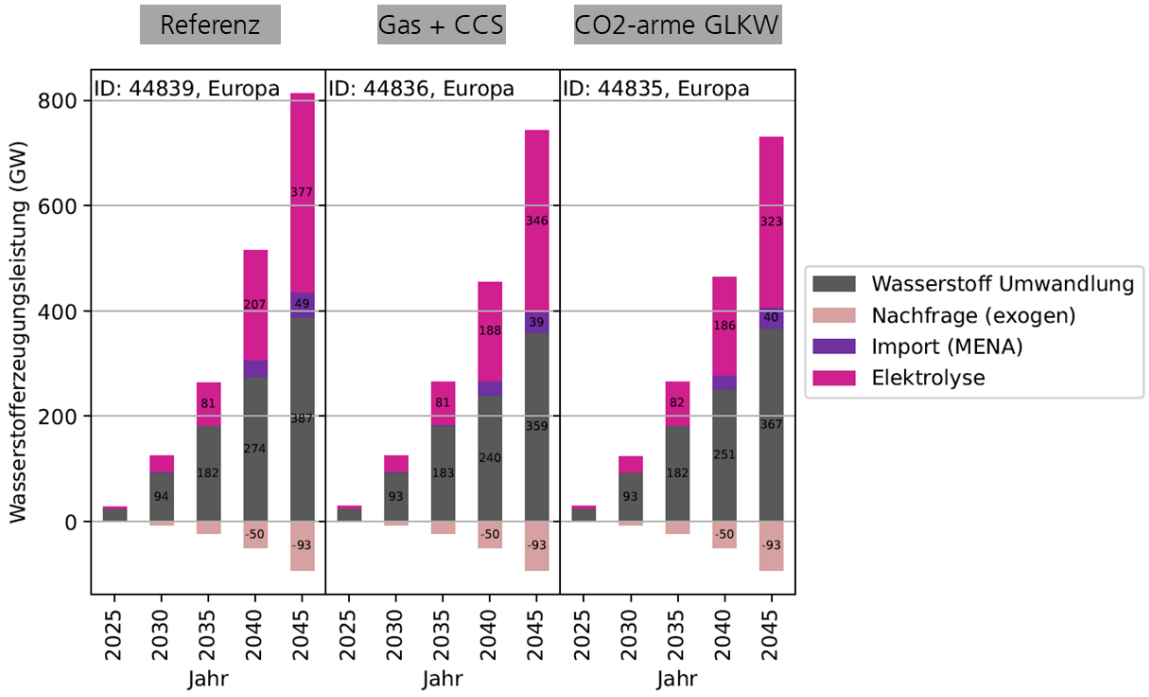
Abbildung 26 Wasserstofferzeugung und -umwandlung in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung.

3.2.3.2 Europa

Abbildung 27 Installierte Wasserstofferzeugungs- und -umwandlungsleistung in Europa



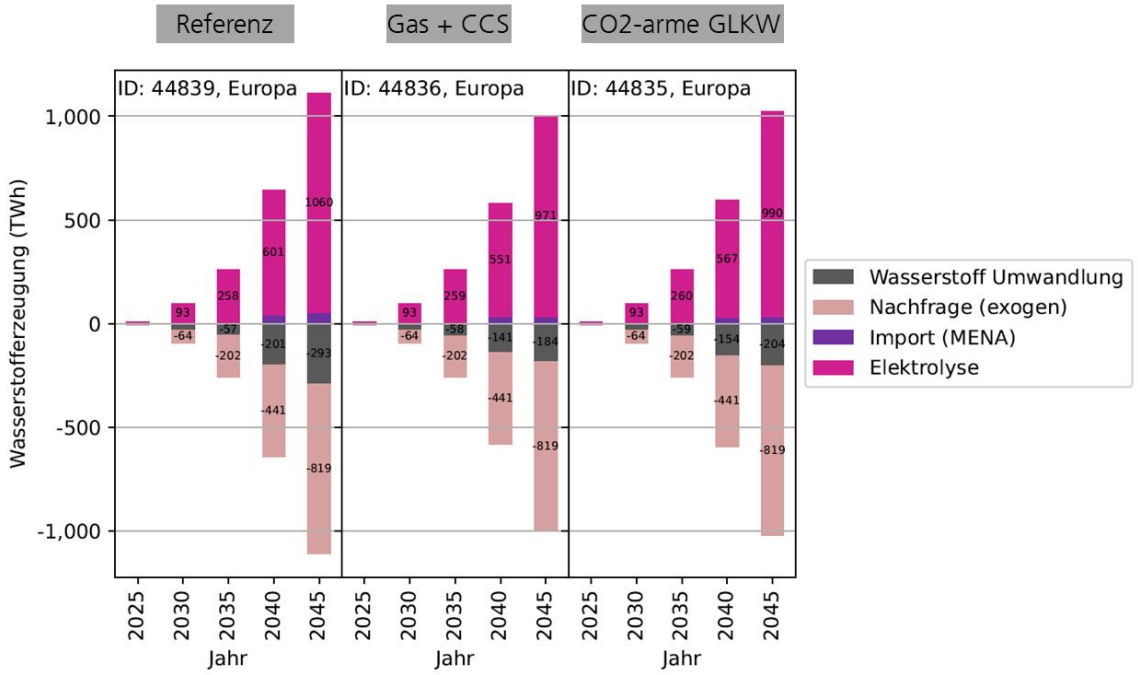
Quelle: Eigene Darstellung.

Auch in Europa wächst das Wasserstoffsystem in allen Szenarien sehr stark (Abbildung 27). Die Wasserstoffumwandlungsleistung beträgt im Zieljahr 2045 im Referenz-Szenario 387 GW und liegt in den Szenarien mit zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken etwas darunter (grob 360 GW). Die installierte Elektrolyse-Leistung beträgt im Referenz-Szenario im Jahr 2045 377 GW und liegt in den anderen beiden Szenarien etwas darunter (Gas+CCS: 346, CO2-arme GLKW: 323 GW). In Europa insgesamt wird die Elektrolyse-Leistung im Szenario CO2-arme GLKW im Vergleich zu den anderen Szenarien also nicht verstärkt ausgebaut. Grund hierfür ist der insbesondere im Szenario CO2-arme GLKW reduzierte Ausbau der Erneuerbaren Energien in Europa (vgl. Abschnitt 3.2.1.3).

Beim Blick auf die europäische Wasserstofferzeugung (Abbildung 28) zeigt sich eine um 19 TWh höhere Wasserstofferzeugung im Szenario CO2-arme GLKW im Vergleich zum Szenario Gas+CCS (990 TWh gegenüber 971 TWh), trotz geringerer installierter Leistung. Die Elektrolyseure werden also durch die CO2-armen GLKW im gleichnamigen Szenario stärker ausgelastet, die Volllaststunden der Elektrolyseure steigen von grob 2800 Volllaststunden (Referenz, Gas+CCS) auf etwa 3060 (CO2-arme GLKW) im Jahr 2045. Im Referenz-Szenario, mit den größten installierten Leistungen Erneuerbarer Energien, wird mit 1060 TWh im Szenarienvergleich insgesamt dennoch am meisten Wasserstoff erzeugt.

In allen drei Szenarien deckt Europa seine Wasserstoff-Nachfrage zu über 96% mit eigener Erzeugung. Der Rest wird in allen Szenarien über außereuropäische Importe gedeckt, welche im Jahr 2045 im Referenz-Szenario etwa 50 TWh betragen. In den beiden Szenarien mit zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken ist dieser Wert auf etwa 30 TWh reduziert. Diese Importe sind zum größten Teil Importe aus der MENA-Region per Pipeline nach Italien. Hinzu kommt noch ein kleiner Teil Schiffsimporte nach Finnland.

Abbildung 28 Wasserstofferzeugung und -umwandlung in Europa



Quelle: Eigene Darstellung.

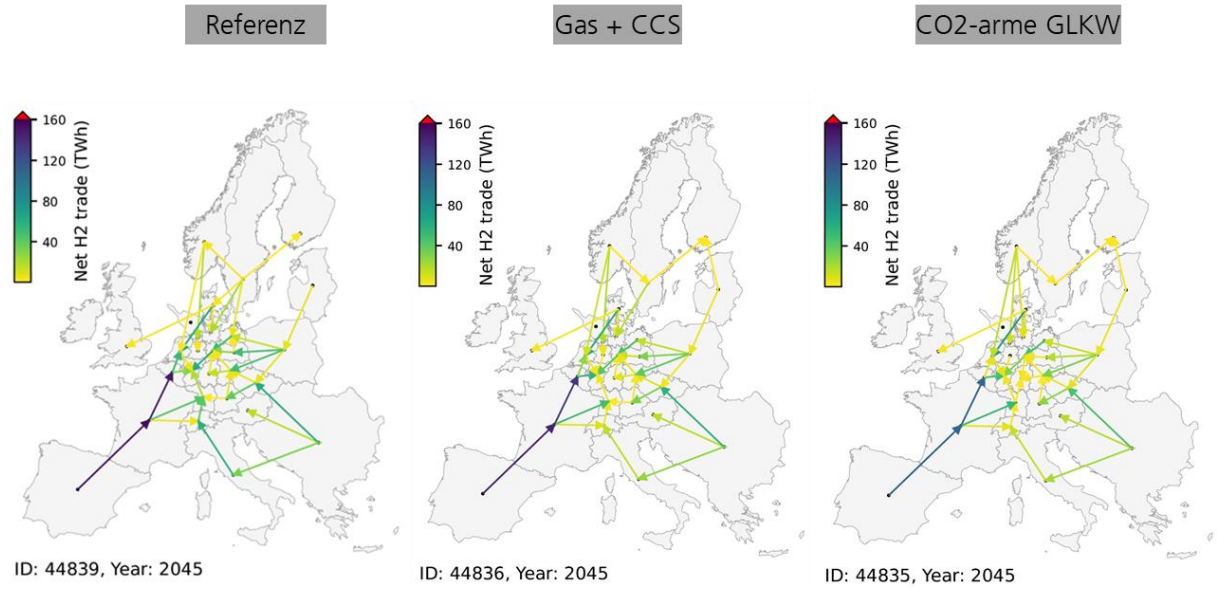
3.2.3.3 Europäischer Wasserstoffhandel

Im Jahr 2045 ist in allen drei Szenarien ein europäisches Wasserstoffsystem mit großem Handelsvolumen zwischen den einzelnen Regionen entstanden. Die Darstellung der Netto-Handelsflüsse in Abbildung 29 zeigt, ähnlich wie im Stromsystem, generelle Flussrichtungen von den Rändern Europas ins Zentrum. Besonders hervorzuheben sind hier die Routen

- Iberische Halbinsel - Frankreich - BENELUX bzw. Südwestdeutschland
- vom Balkan nach Italien bzw. nach Österreich oder über Tschechien/Slowakei nach Deutschland
- Polen - Ostdeutschland

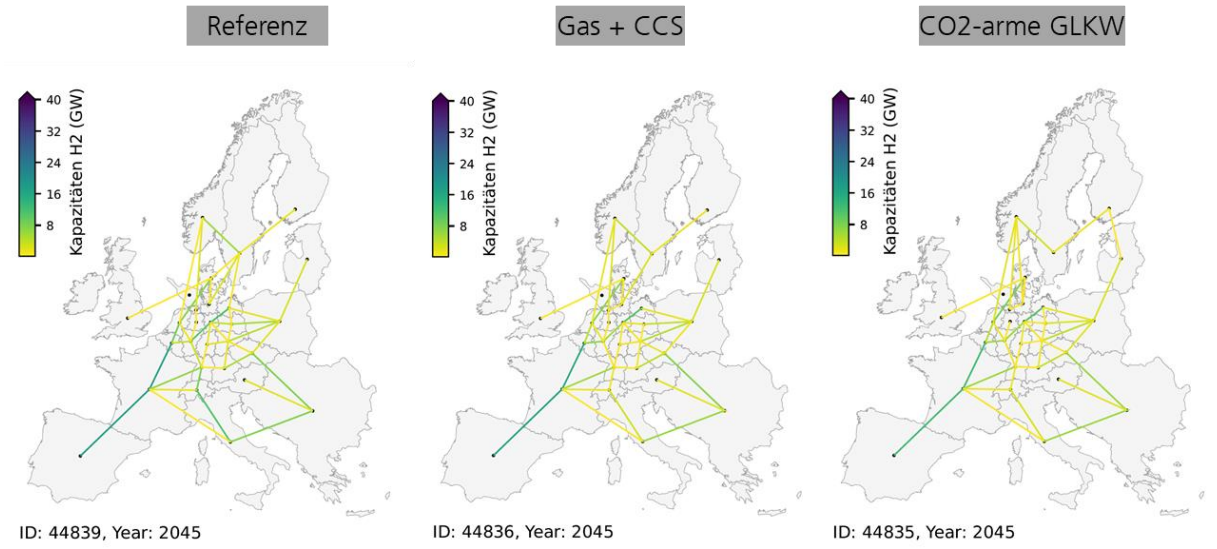
Am Verlauf dieser Routen ändert sich auch mit den zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken nichts, das Wasserstoffsystem erweist sich hier also als robust. Lediglich das Handelsvolumen nimmt ab, insbesondere im Szenario CO2-arme GLKW, in dem in Deutschland, im Zentrum Europas, vermehrt Wasserstoff über Elektrolyse hergestellt wird. Deutschland kann damit einen größeren Anteil der inländischen Wasserstoff-Nachfrage mit selbst erzeugtem Wasserstoff decken und somit die Importe senken und die Netto-Handelsflüsse Richtung Deutschland verkleinern. Entsprechend verringern sich auch die Austauschleistungen zwischen einzelnen Regionen (Abbildung 30), insbesondere auf den Verbindungen Italien - Schweiz - Südwestdeutschland, Iberische Halbinsel - Frankreich und Frankreich - Belgien+Luxemburg. Der benötigte Wasserstoff-Netzausbau in Europa verringert sich durch die zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerke letztlich nur begrenzt.

Abbildung 29 Netto-Wasserstoffhandelsflüsse in Europa 2045



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 30 Wasserstoff-Austauschleistungen in Europa 2045



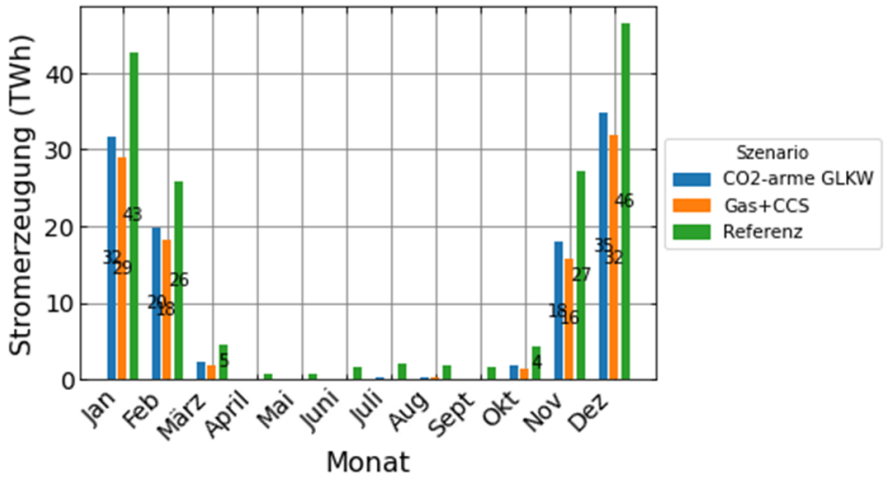
Quelle: Eigene Darstellung.

3.2.3.4 Saisonales Profil des Wasserstoffeinsatzes

Wasserstoff wird im europäischen Energiesystem im Jahr 2045 als saisonaler Energiespeicher eingesetzt. Überschüssiger Strom kommt überwiegend aber nicht ausschließlich in den Sommermonaten in Elektrolyseuren bei der Wasserstofferzeugung zum Einsatz. In den Wintermonaten wird der Wasserstoff dann in Wasserstoff-Kraftwerken wiederum flexibel zur Stromerzeugung und Deckung der Nachfrage verwendet. Abbildung 31 zeigt, dass die Wasserstoff-Rückverstromung fast ausschließlich auf den Zeitraum Oktober bis März begrenzt ist, insbesondere in den Szenarien mit zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken. Insgesamt werden in Europa im Jahr 2045 im Referenz-

Szenario 160 TWh Strom aus Wasserstoff erzeugt und damit deutlich mehr als in den beiden Szenarien mit zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken (im Szenario Gas+CCS sind es 99 TWh, im Szenario CO2-arme GLKW 110 TWh).

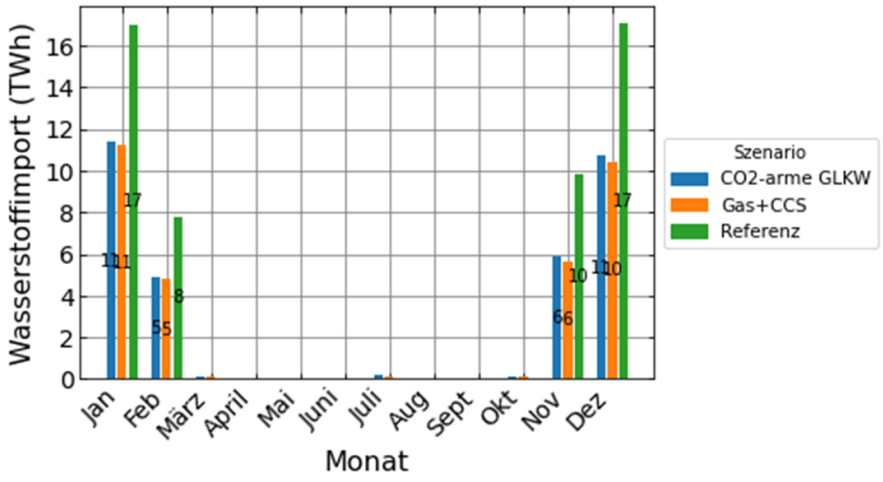
Abbildung 31 Monatliche Wasserstoffrückverstromung in Europa 2045



Quelle: Eigene Darstellung.

Der kleine Teil außereuropäischer Wasserstoffimporte ist ebenso stark auf die Wintermonate begrenzt (Abbildung 32). Diese starke Saisonalität der Importen bedeutet letztlich eine Verlagerung von Speichervolumen im Ausmaß der Importe ins außereuropäische Ausland (im Wesentlichen MENA-Region), da dort im Winter Speichervolumen für die Exporte nach Europa vorgesehen werden müssen. Im folgenden Abschnitt werden die sich in den Szenarien ergebenden Bedarfe an Wasserstoffspeichern diskutiert.

Abbildung 32 Monatliche außereuropäische Importe nach Europa 2045



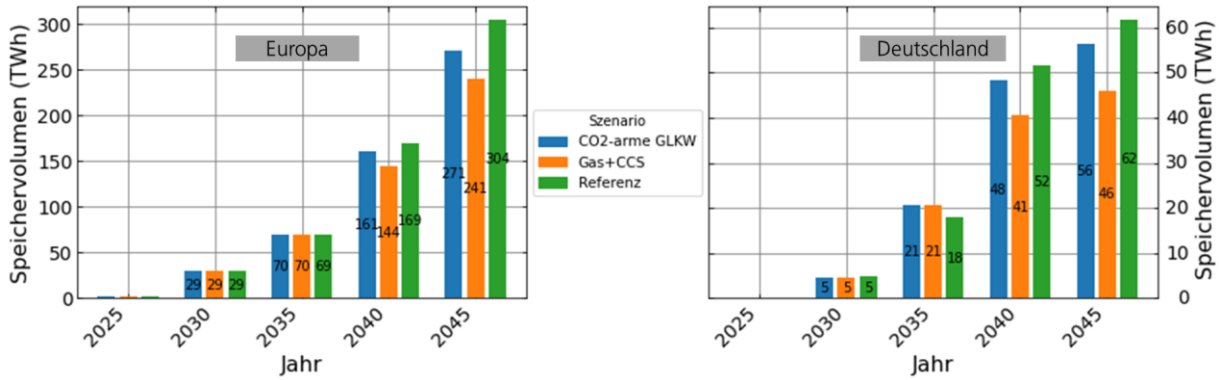
Quelle: Eigene Darstellung.

3.2.3.5 Wasserstoffspeicher

In allen drei Szenarien besteht im Zieljahr 2045 ein erheblicher Bedarf an Wasserstoffspeichern, sowohl in Deutschland als auch in Europa insgesamt (Abbildung 33). Bereits 2030 existiert ein Speichervolumen von knapp 30 TWh in Europa, welches dann bis zum Jahr 2045 um einen Faktor acht bis zehn, je nach Szenario, erweitert wird. Davon stehen, sowohl 2030 als auch 2045, etwa 20%

in Deutschland. Das größter Wasserstoff-Speichervolumen ergibt sich aufgrund der größten Rückverstromungsleistung im Referenz-Szenario mit insgesamt 304 TWh im Jahr 2045. Im Szenario CO2-arme GLKW fällt das Speichervolumen etwa 10% geringer aus (271 TWh). Aufgrund der hohen Auslastung der Elektrolyseure müssen aber auch in diesem Szenario sehr große Mengen Wasserstoff gespeichert werden können. Am wenigsten Wasserstoff-Speichervolumen ist im Szenario Gas+CCS vorhanden, wobei dieses mit 241 TWh europaweit immer noch beträchtlich ist. Zudem ist hier anzumerken, dass der Einsatz der namensgebenden Gas-Kraftwerke mit CCS in diesem Szenario einen Speicherbedarf für Methan bedeuten, der im Modell nicht hinterlegt ist. Es findet hier also im Vergleich zu den beiden anderen Szenarien eine Verlagerung weg von Wasserstoff- und hinzu Methan-Speichern statt. Aus dem gleichen Grund ist im Szenario Gas+CCS auch im Jahr 2045 ein paralleler Betrieb von Wasserstoff- und Methan-Netzinfrastrukturen nötig. In den beiden anderen Szenarien ist dies aufgrund des Phase-Outs von Erdgas im Jahr 2045 nicht mehr nötig und ein reines Wasserstoffnetz möglich.

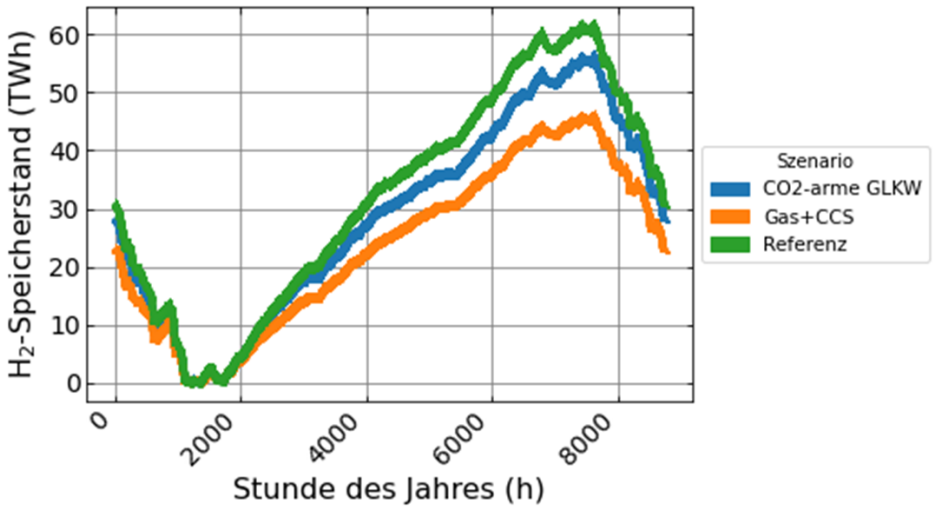
Abbildung 33 Wasserstoffspeicher in Europa und Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 34 zeigt beispielhaft den Wasserstoffspeicherstand in Deutschland im Jahresverlauf 2045 im Szenarienvergleich. Gemäß dem im vorherigen Kapitel gezeigten saisonalen Einsatzprofil wird deutlich, dass ab dem Frühjahr mit intensivierter Photovoltaik-Stromproduktion Wasserstoff vermehrt hergestellt und eingespeichert wird (vgl. auch Abbildung 35). Dieser Trend hält den gesamten Sommer über an. Ab Herbst und den Winter über übersteigt die Nachfrage nach Wasserstoff schließlich dessen Herstellung und aus den Speichern wird Wasserstoff entnommen. Der Speicherstand sinkt bis der Tiefstand im Frühjahr erreicht wird. Dieser Verlauf ist robust über alle Szenarien hinweg erkennbar. Lediglich die Geschwindigkeit und das Gesamtvolumen der Einspeicherung unterscheidet sich zwischen den Szenarien.

Abbildung 34 Wasserstoffspeicherstand in Deutschland 2045



Quelle: Eigene Darstellung.

3.2.4 Dispatch Stromsystem

In diesem Kapitel liegt der Fokus auf dem sich in den Szenarien ergebenden Dispatch im Stromsektor und damit auch der Einsatzplanung der zusätzlich installierten grundlastfähigen Kraftwerke. Dabei wird zunächst die Saisonalität einzelner Technologien in der Stromerzeugung und -nachfrage anhand der Monatssummen des Jahres 2045 diskutiert. Anschließend wird für je eine Beispielwoche für den Winter und Sommer im Jahr 2045 der stundenscharfe Strom-Dispatch auf Basis von Echtwetterdaten[8] in den einzelnen Szenarien dargestellt. Ziel ist es, mit der Winter- und der Sommerwoche die beiden „Extrema" des Wetterjahres, und somit auch Extrema des Energiesystems, abzubilden.

Abbildung 35 zeigt , dass die Stromerzeugung in allen drei Szenarien durch die Erneuerbaren Energien dominiert ist und sich die beiden Haupttechnologien Photovoltaik und Windkraft (an Land und auf See) saisonal gut ergänzen. In den Monaten April bis September trägt die Photovoltaik einen Großteil der Stromerzeugung, während in den Monaten Oktober bis März sehr viel Windkraft für die Stromerzeugung eingesetzt wird. Im Frühjahr, Sommer und Herbst wird überschüssiger Strom auf der Nachfrageseite in der Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung verwendet, welcher im Winter in Wasserstoff-Kraftwerken wieder verstromt wird in Zeiten hoher Stromnachfrage bzw. zu geringer EE-Stromerzeugung. Die Stromnachfrage aus dem Wärmesektor durch Wärmepumpen und Elektrokessel ist in den kalten Monaten deutlich höher als im Sommer.

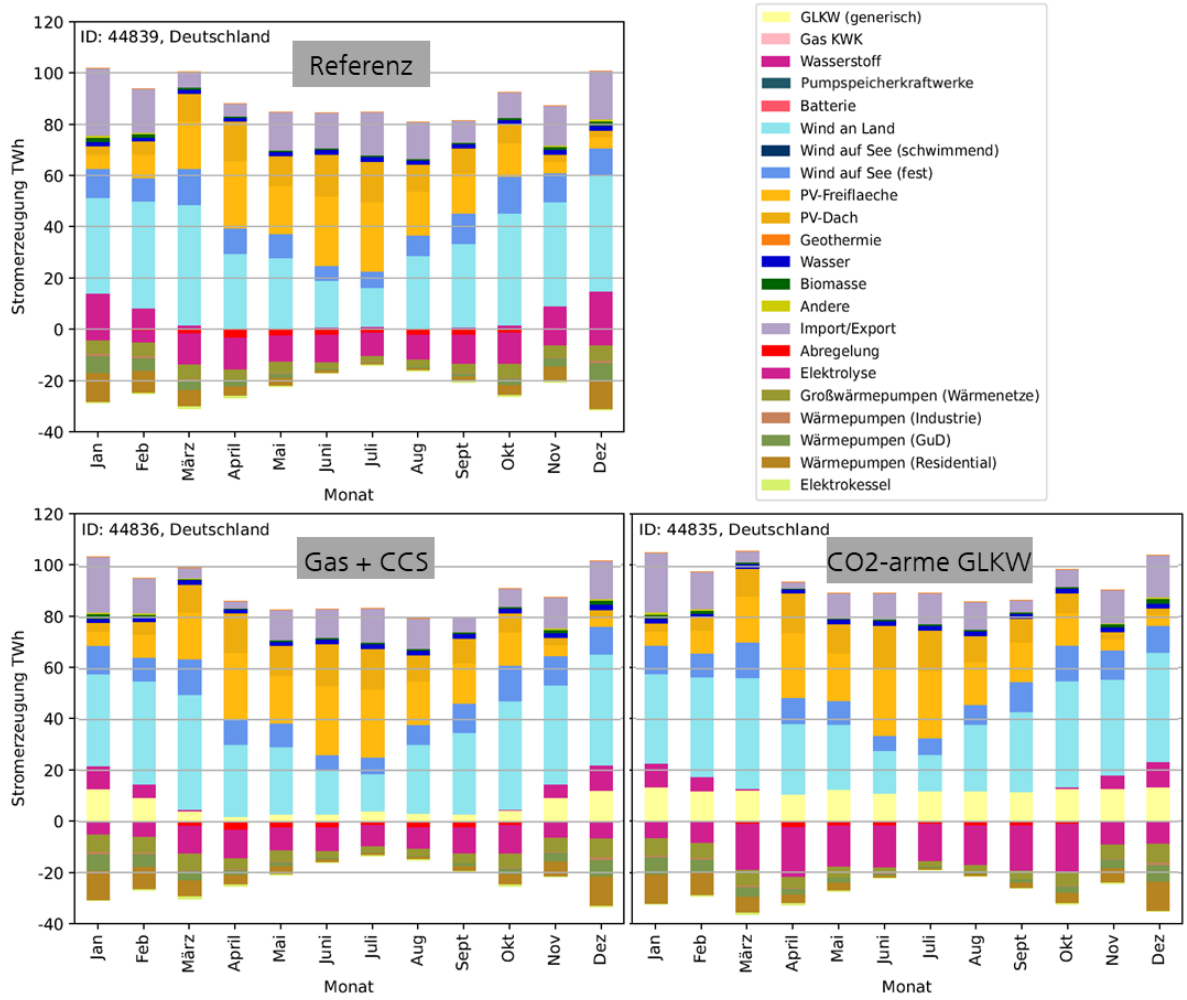
Im Szenario Gas+CCS werden die namensgebenden Kraftwerke verstärkt im Winter eingesetzt und stellen hier eine Alternative zur Wasserstoffrückverstromung dar. Dennoch wird auch in diesem Szenario Wasserstoff für die Stromerzeugung verwendet. Im Sommer sind die Gas+CCS-Kraftwerke nur wenig ausgelastet und tragen nur einen kleinen Teil zur Stromerzeugung bei.

Im Szenario CO2-arme GLKW laufen die GLKW aufgrund der geringen variablen Betriebskosten nahezu das ganze Jahr auf Volllast ohne saisonale Unterschiede. Somit wird auch in diesem Szenario die Wasserstoffrückverstromung im Winter teilweise aber nicht vollständig durch die GLKW ersetzt. Auch in den Sommermonaten tragen die GLKW zur Stromerzeugung bei und der im Vergleich zum

[8] Es werden reale Wetterdaten basierend auf dem Wetterjahr 2010 verwendet, welches aufgrund seiner geringen Temperaturen und einem geringen Angebot an Wind und Sonnenenergie herausfordernd für das Energiesystem ist.

Referenz-Szenario nochmal größere Stromüberschuss in diesen Monaten wird verstärkt für die Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse verwendet.

Abbildung 35 Monatliche Stromerzeugung und -nachfrage in Deutschland 2045

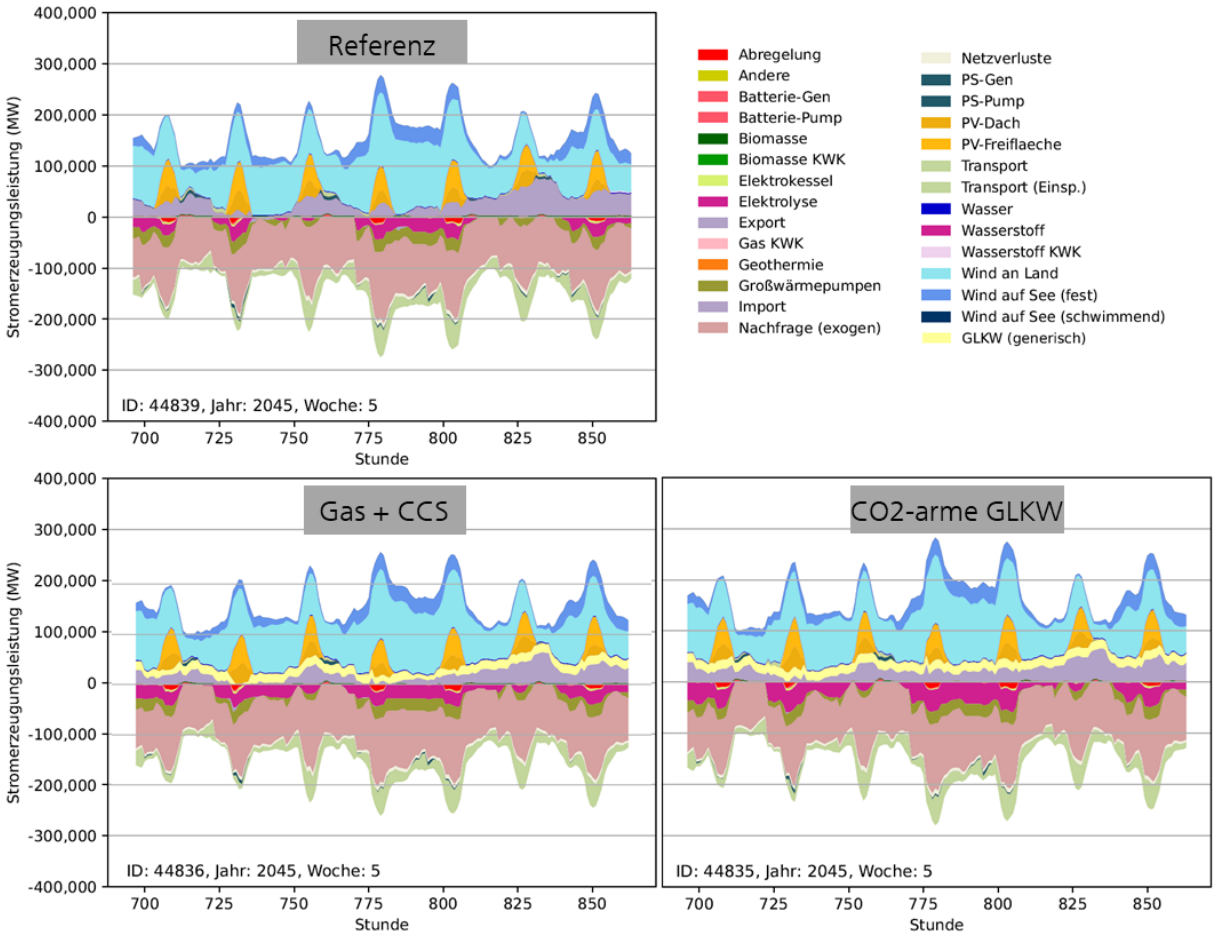


Quelle: Eigene Darstellung.

In der ausgewählten Winterwoche (Kalenderwoche 5) erfolgt die Stromerzeugung zu einem großen Teil durch Wind an Land, insbesondere in der Mitte der Woche. In den Tagesstunden trägt die Photovoltaik zur Stromerzeugung bei. Darüber hinaus spielen Stromimporte die ganze Woche eine wichtige Rolle zur Deckung der Nachfrage und Stabilisierung des Stromsystems. Die Importe gehen Anfang der Woche auf ein Minimum zurück, wenn sowohl viel PV als auch Wind im System sind bzw. in Nachstunden mit geringer Nachfrage, in denen viel Wind im System ist.

In den Szenarien mit zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken unterscheidet sich der Dispatch in dieser Woche nicht grundlegend von dem des Referenz-Szenarios. In beiden Szenarien sind die zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerke nahezu die ganze Woche über auf Volllast im Einsatz, wodurch im Wesentlichen Stromimporte gesenkt, aber nicht vollständig ersetzt werden können.

Abbildung 36 Strom-Dispatch in Deutschland 2045, Winter (KW 5)



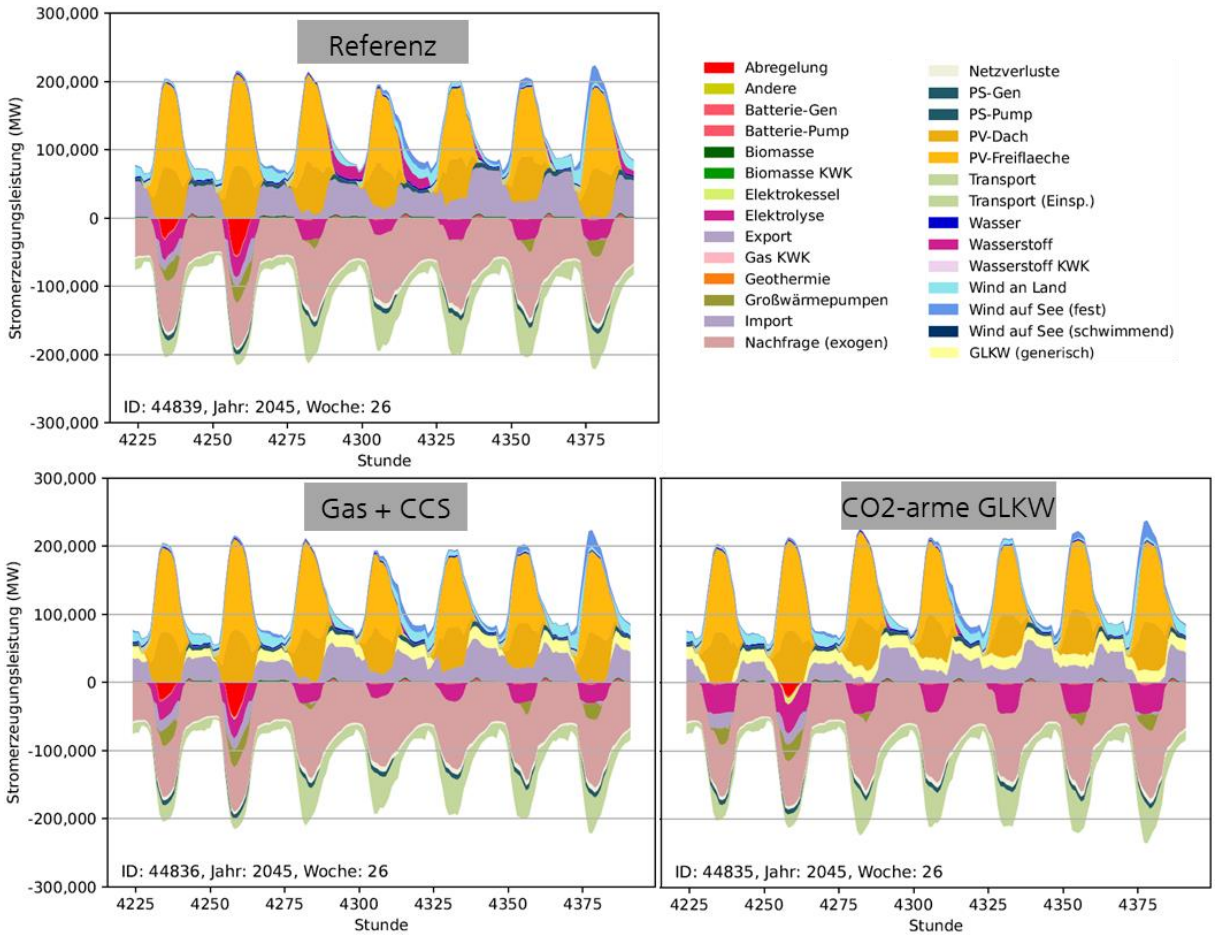
Quelle: Eigene Darstellung.

In der ausgewählten Sommerwoche (Kalenderwoche 26) weht kaum Wind, weshalb die Windkraft nur in sehr geringem Maße zur Stromerzeugung beitragen kann. Die Stromerzeugung wird daher maßgeblich durch die Photovoltaik dominiert. Diese steht jedoch nur in den Tagesstunden zur Verfügung, in denen überschüssiger Strom für Elektrolyse verwendet wird. Am Anfang der Woche kann das System die sehr großen PV-Spitzen nicht vollständig aufnehmen und es kommt zu Abregelungen. Vor allem in den Tagesrandzeiten sind Stromimporte zur Deckung der Nachfrage nötig. In der Mitte der Woche wird im Referenz-Szenario auch Wasserstoff zur Stromerzeugung in den Abend- und Nachtstunden eingesetzt.

Im Szenario Gas+CCS unterstützen die namensgebenden Kraftwerke das System in den Tagesrandzeiten, ersetzen so die Wasserstoffrückverstromung in dieser Woche und reduzieren die Stromimporte. In den Tagesstunden mit sehr viel günstigem PV-Strom im System sind die Gas+CCS-Kraftwerke nicht aktiv.

Im Szenario CO2-arme GLKW sind die GLKW erneut fast die ganze Woche über auf Volllast und reduzieren die nötigen Stromimporte. Im Gegensatz zu den Gas+CCS-Kraftwerken im entsprechenden Szenario, tragen die GLKW auch in den Tagesstunden zur Stromerzeugung bei und werden in der Regel nicht heruntergefahren. Eine Ausnahme stellt hier der Anfang der ausgewählten Sommerwoche dar. An den ersten beiden Tagen der Woche werden die GLKW tagsüber heruntergefahren, da allein die Menge an PV-Strom für Abregelungen sorgt. Die Abregelung kann im Szenario CO2-arme GLKW im Vergleich zu den beiden anderen Szenarien reduziert werden, da hier mehr Elektrolyse-Leistung installiert ist, weshalb mehr PV-Strom aufgenommen werden kann.

Abbildung 37 Strom-Dispatch in Deutschland 2045, Sommer (KW 26)

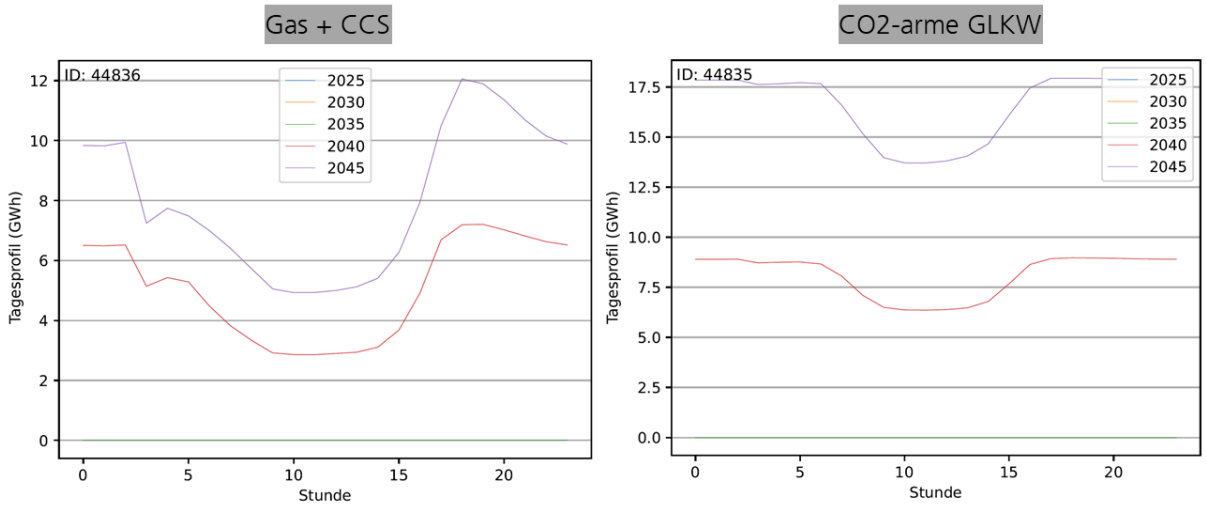


Quelle: Eigene Darstellung.

Um das Einsatzverhalten der beiden untersuchten grundlastfähigen Kraftwerkstypen genauer gegenüber zu stellen, sind in Abbildung 38 die über das jeweilige Jahr gemittelten Tagesprofile der Stromerzeugung dieser Kraftwerkstypen dargestellt. Für die CO2-armen GLKW zeigt sich nochmal deutlich, dass diese in den Tagesrandzeiten das ganze Jahr über auf Volllast im Betrieb sind. Hier ist anzumerken, dass die GLKW (analog auch die Gas+CCS-Kraftwerke) mit einer Verfügbarkeit von 90% der installierten Leistung parametrisiert sind. Das bedeutet, dass zu jedem Zeitpunkt 10 % der installierten Leistung nicht für die Stromerzeugung zur Verfügung stehen, z.B. aufgrund von Wartungen. Nur in den Tagesstunden, mit viel Photovoltaik-Stromerzeugung, werden die GLKW teilweise heruntergefahren, wodurch die gemittelte Stromerzeugung in diesem Zeitraum etwas reduziert ist. Insgesamt ergeben sich etwa 7200 Volllaststunden für diesen Kraftwerkstyp in den Jahren 2040 und 2045.

Im Gegensatz dazu weisen die Gas+CCS-Kraftwerke ein deutlich flexibleres und reduziertes Einsatzverhalten auf. In den Tagesstunden ist wieder reduzierte Stromerzeugung zu erkennen, welche hier nochmal deutlicher ausgeprägt ist. In den Morgenstunden erreicht die mittlere Stromerzeugungsleistung dieser Kraftwerke auch nur etwa 50% der installierten Leistung. Die höchste Auslastung der Gas+CCS-Kraftwerke wird in den Abendstunden erreicht. Insgesamt erreichen die Gas+CCS-Kraftwerke im Jahr 2040 in Deutschland etwa 4400 Volllaststunden und im Jahr 2045 etwa 3500 Volllaststunden.

Abbildung 38 Gemitteltes Tagesprofil zusätzlicher grundlastfähiger Kraftwerke in Deutschland



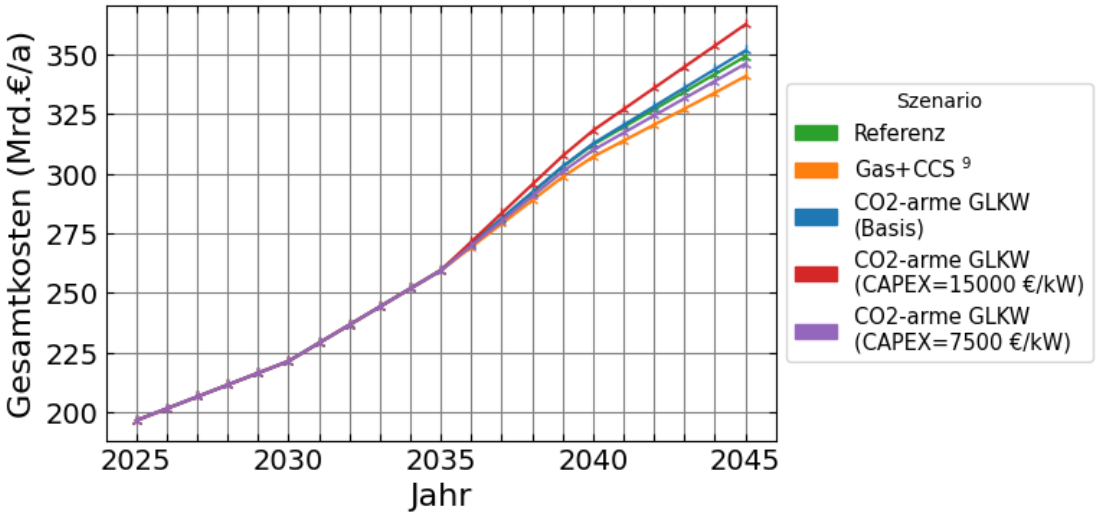
Quelle: Eigene Darstellung.

Wasserstoff-Kraftwerke stellen in einem dekarbonisierten Energiesystem grundlastfähige Kraftwerke für die Stromerzeugung dar. Somit stehen sie in direkter Konkurrenz zu den hier in den Szenarien Gas+CCS und CO2-arme GLKW untersuchten zusätzlichen, nicht wasserstoffbasierten, grundlastfähigen Kraftwerken. Wie bereits erwähnt, ist die installierte Leistung der Wasserstoff-Rückverstromungskraftwerke in diesen beiden Szenarien reduziert im Vergleich zum Referenz-Szenario. Auch die Anzahl der Volllaststunden der Wasserstoff-Kraftwerke geht im Vergleich zur Referenz von etwa 800 auf etwa 600 zurück. In den stündlichen Zeitreihen der Stromerzeugung aus Wasserstoff und aus den zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken zeigt sich zudem, dass die Wasserstoff-Kraftwerke zur Stromerzeugung nur in Stunden beitragen, in denen die zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerke bereits mit maximal verfügbarer Leistung Strom erzeugen. Die variablen Betriebskosten der zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerke ist also in beiden Szenarien geringer als die variablen Betriebskosten (inklusive Brennstoff-, also Wasserstoff-Kosten) der Wasserstoff-Rückverstromung.

3.2.5 Gesamtkosten

In diesem Abschnitt werden die in Enertile berechneten Gesamtkosten der Szenarien angegeben und diskutiert. Für den Basis-Fall der Kostenrechnungen werden für die CO2-armen GLKW Investitionskosten (CAPEX) von 10000 €/kW, sowie fixe und variable Betriebskosten von 100 €/kW/a bzw. 15 €/MWh angenommen. Aufgrund der großen Unsicherheit, mit der die Investitionskosten für Grundlastkraftwerke belegt sind, werden zusätzlich die Gesamtkosten für zwei Varianten des Szenarios CO2-arme GLKW dargestellt, in denen die GLKW-Investitionskosten im Vergleich zum Basis-Fall erhöht (CAPEX = 15000 €/kW) bzw. verringert sind (CAPEX = 7500 €/kW). Für die Gas+CCS-Kraftwerke betragen die angenommenen Investitionskosten 1250 €/kW und die fixen und variablen Betriebskosten liegen bei 20 €/kW/a bzw. 53 €/MWh. Bezüglich des Szenarios Gas+CCS ist an dieser Stelle nochmal anzumerken, dass die für den Betrieb solcher Kraftwerke nötige Gas- und CCS-Infrastruktur (Netz, Speicher) im Modell nicht hinterlegt ist, wodurch die Gesamtkosten für dieses Szenario hier unterschätzt werden. Zudem setzen die hier in Abstimmung mit dem Auftraggeber gewählten Betriebskosten dieser Kraftwerke von 53 €/MWh einen langfristig niedrigen Gaspreis voraus.

Abbildung 39 Jährliche modellendogene Gesamtkosten in Europa 2025-2045



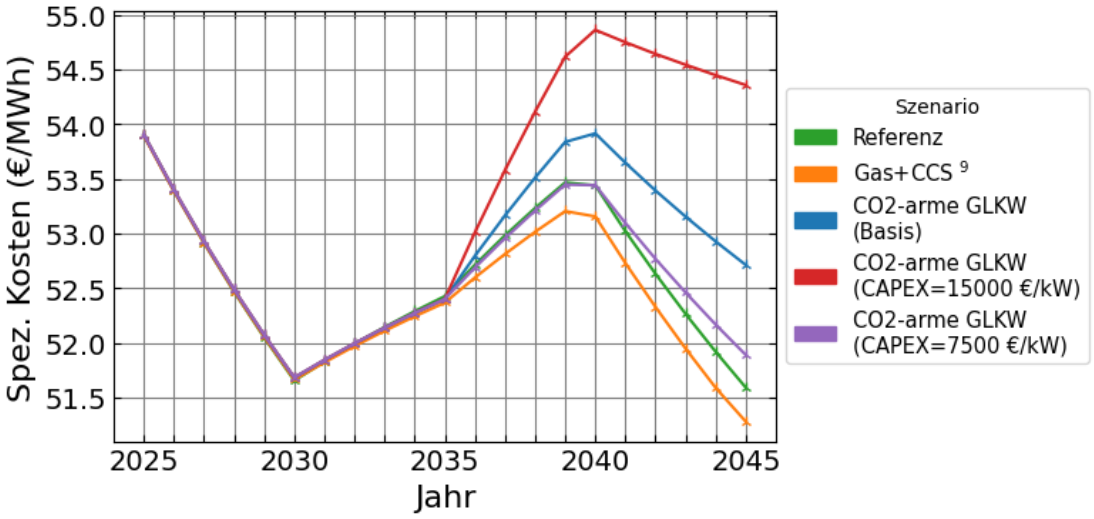
Quelle: Eigene Darstellung.

In Abbildung 39 sind die europaweiten jährlichen Gesamtkosten der Szenarien für den Betrachtungszeitraum 2025 bis 2045 dargestellt. In allen Szenarien steigen die jährlichen Gesamtkosten im Betrachtungszeitraum deutlich an. Das ist in den im Szenarienverlauf stark ansteigenden jährlichen Strommengen in Europa begründet. Um dies zu verdeutlichen, sind in Abbildung 40 die jährlichen Gesamtkosten geteilt durch die jährlich nachgefragte Strommenge in den einzelnen Szenarien als spezifische Kosten dargestellt. Diese Darstellung stellt insbesondere in den späteren Szenarienjahren eine gute Näherung dar, da in diesen Jahren auch Wasserstoff und Wärme zu sehr großen Teilen elektrisch bereitgestellt werden. Entsprechend weniger gut ist diese Näherung in den frühen Jahren bis 2030 geeignet, wenn beispielsweise der Wärmesektor noch wenig elektrifiziert ist. Nichtsdestotrotz zeigt sich anhand der Darstellung mit spezifischen Kosten, dass deren Wert über den gesamten Szenarienzeitraum in allen Szenarien nur innerhalb eines schmalen Bereichs zwischen 51 und 55 €/MWh schwankt.

Bis 2035 ist der Verlauf der Gesamtkosten identisch, da es hier keine Unterschiede in den Szenarienvorgaben gibt. Erst mit dem gesetzten Bau der zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerke, welche in die Kostenrechnung ab 2036 eingehen, sind Unterschiede zu erkennen. In den Szenarien mit zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken entstehen durch diese zusätzlichen Kraftwerke Gesamtkosten im gesamten Zeitraum von etwa 89 Mrd.€ (Gas+CCS [9]) bzw. etwa 189 Mrd.€ (CO2-arme GLKW, Basis). Diese Kosten werden teilweise kompensiert durch Einsparungen in Folge des geringeren Ausbaus Erneuerbarer Energien und eines kleineren Wasserstoffsystems in diesen Szenarien. Im Basis-Fall der Kostenrechnungen, mit den oben beschriebenen Annahmen, ergeben sich somit modellendogene Gesamtkosten für den Betrachtungszeitraum 2025 bis 2045 von 5615 Mrd.€ für das Szenario CO2-arme GLKW und 5554 Mrd.€ für das Szenario Gas+CCS. Die Gesamtkosten für das Referenz-Szenario betragen 5606 Mrd.€. Für das Szenario CO2-arme GLKW ergibt sich somit ein Kostennachteil von 9 Mrd.€ gegenüber dem Referenz-Szenario ohne zusätzliche grundlastfähigen Kraftwerke. Für das Szenario Gas+CCS ergibt sich hier unter Nicht-Berücksichtigung der nötigen Gas- und CCS-Infrastruktur ein Kostenvorteil von 52 Mrd.€ gegenüber dem Referenz-Szenario.

[9] Für das Szenario Gas+CCS wurden mehrere Elemente, welche für die Gesamtkostenbetrachtung erheblich sind, nicht modelliert. Davon sind kostentreibend: Infrastruktur für Erdgasversorgung mit Pipelines und Speichern und für Abtransport des Kohlenstoffdioxids zu Aufnahmestätten, Kompensation für Vorkettenemissionen und ggf. unvollständige Abscheidung; kostensenkend: Kraft-Wärme-Kopplung für Gas+CCS.

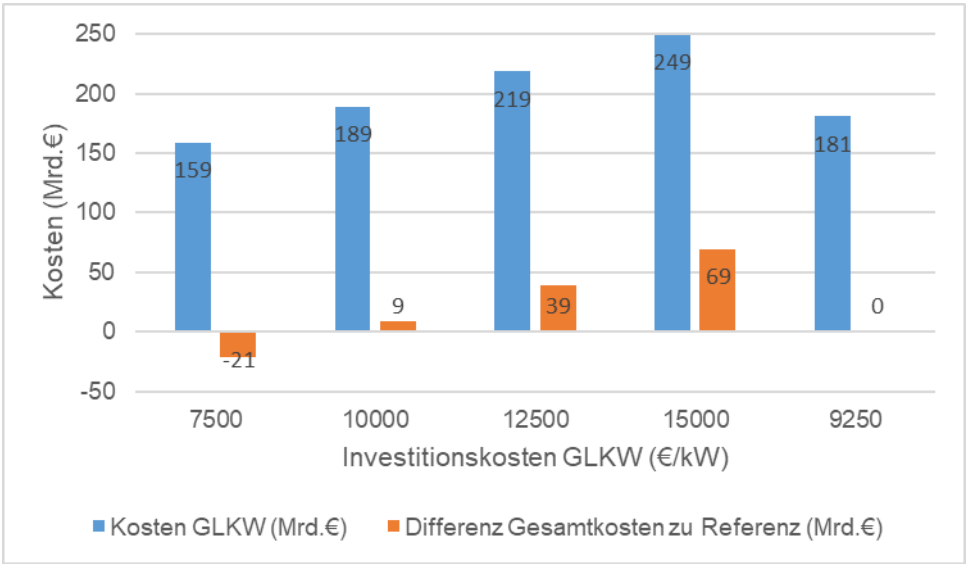
Abbildung 40 Spezifische Kosten der Energiewirtschaft in Europa 2025-2045



Quelle: Eigene Darstellung.

In Abbildung 41 werden die Investitionskosten der GLKW zwischen 7500 und 15000 €/kW variiert und die sich ergebende Differenz in den Gesamtkosten im Vergleich zum Referenz-Szenario berechnet. Es zeigt sich, dass sich die Gesamtkostenparität zwischen den beiden Szenarien bei Investitionskosten für die GLKW von 9250 €/kW ergibt. Das heißt, sollten CO2-arme GLKW zu Investitionskosten unterhalb dieses Wertes zur Verfügung stehen, ergäbe sich mit den weiteren hier getroffenen Annahmen ein Kostenvorteil für das Szenario CO2-arme GLKW im Vergleich zum Referenz-Szenario. Bei Investitionskosten oberhalb von 9250 €/kW ergeben sich keine ökonomischen Vorteile durch die GLKW. Ein Blick auf die spezifischen Kosten im Szenario CO2-arme GLKW in Abbildung 40 zeigt, dass diese durch die geringeren jährlichen Gesamtstrommengen auch noch bei Investitionskosten von 7500 €/kW oberhalb derer des Referenz-Szenarios liegen.

Abbildung 41 Gesamtkostenvergleich Szenario CO2-arme GLKW gegenüber Referenz



Quelle: Eigene Darstellung.

3.3 Kurzzusammenfassung der Detailanalyse

Einige Schlussfolgerungen bezüglich Technologien oder Ausprägungen des Energiesystems erweisen sich unter den in der Detailanalyse untersuchten Variationen als robust, das heißt die hier untersuchten Anteile der Grundlastkraftwerke am Energiesystem verändern diese nicht. Die Detailanalyse lässt sich mit folgenden Kernaussagen zusammenfassen:

- Europäische Handelsrichtungen für Strom und Wasserstoff sind robust.
- Es besteht ein großer Bedarf an Wasserstoffspeichervolumen in Deutschland und in Europa insgesamt, welcher einen Ausbau an Kavernenspeichern bis 2045 erfordert.
- Stationäre Batteriespeicher spielen in der Systemoptimierung eine untergeordnete Rolle.
- Wärmepumpen dominieren die Wärmeerzeugung in den Wärmenetzen, ihr Anteil nimmt mit zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken nochmal leicht zu. Hinzu kommen kleinere Beiträge durch Wasserstoff, Solarthermie, Geothermie und Abfall KWK. Die dezentrale Wärmeerzeugung in Gebäuden ist durch die exogen vorgegebene Nachfrage nach verschiedenen Energieträgern festgelegt und wird daher durch die zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerke nicht beeinflusst.
- Gas+CCS-Kraftwerke stellen eine Alternative zur Wasserstoff-Rückverstromung dar, können diese aber nicht vollständig ersetzen, was parallele Strukturen für Wasserstoff und Methan erfordert.
- CO2-arme GLKW können in ein von Erneuerbaren Energien dominiertes Energiesystem durch ein vorhandenes Wasserstoffsystem integriert werden und die Auslastung einzelner Wasserstofftechnologien (Elektrolyseure) erhöhen, werden für die Energiewende aber nicht unbedingt benötigt.
- GLKW oder Gas+CCS verändern das europäische Energiesystem, mit den in diesem Zeitrahmen zumindest für GLKW ambitionierten installierten Leistungen, nicht grundlegend.

4 Schlussfolgerungen und Implikationen

Damit Grundlastkraftwerke eine Rolle in einem dekarbonisierten europäischen Energiesystem spielen können, müssen sie zum einen rechtzeitig bis 2040 bzw. 2045 großtechnisch zur Verfügung stehen und dabei zum anderen bestimmte Kostenrahmen einhalten. Aus den vorliegenden "modellgestützten Systemanalysen zur potentiellen Rolle von Grundlastkraftwerken im Rahmen eines dekarbonisierten europäischen Energiesystems" können Kostenkorridore für die Wettbewerbsfähigkeit von Grundlastkraftwerken abgeleitet werden. Die Parameteranalyse hat gezeigt, dass die Investitionskosten nicht oberhalb von 10000 €/kW liegen sollten. Bezüglich der Stromgestehungskosten der Grundlastkraftwerke ergeben sich Kostenkipppunkte bei etwa 80 bzw. 90 €/MWh, je nach Ausbau der Erneuerbaren Energien, ab denen Grundlastkraftwerke unter den getroffenen Annahmen nicht mehr wettbewerbsfähig sind.

Die in der Detailanalyse angesetzte Diffusion von Grundlastkraftwerken ins europäische Energiesystem mit zusätzlichen 30 GW 2040 bzw. 60 GW im Jahr 2045 (in Deutschland 2040 10 GW, 2045 20 GW) ist ambitioniert. Insbesondere vor dem Hintergrund des einhergehenden Erhalts der bereits bestehenden Atomkraftwerke u.a. in Frankreich, welcher aufgrund des Alters einiger Kraftwerke auch Neubauten voraussetzt. Selbst der auf dem gesetzten Zeithorizont sehr ambitionierte Ausbau von 60 GW Grundlastkraftwerken bis 2045 in Europa ändert das europäische Energiesystem nicht grundlegend.

Ein ausgebautes Wasserstoffsystem erleichtert die Integration von Grundlastkraftwerken deutlich. Das Wasserstoffsystem ermöglicht das Zusammenspiel von Grundlastkraftwerken mit großen Anteilen volatiler Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Gleichzeitig können Grundlastkraftwerke die Auslastung von Elektrolyseuren steigern und in diesem Sinn das Wasserstoffsystem optimieren.

Mit dem Einsatz von Grundlastkraftwerken kann Deutschland seine Importe von Wasserstoff und in begrenzterem Maße auch Stromimporte reduzieren. Deutschland bleibt jedoch auch bei einem ambitionierten Ausbau von 20 GW Grundlastkraftwerke bis 2045 Netto-Strom-und Wasserstoffimporteur. Europaweit kann der Einsatz von Grundlastkraftwerken den notwendigen Ausbau Erneuerbarer Energien etwas reduzieren. Insgesamt erweist sich der Ausbau der Erneuerbaren Energien, so wie viele weitere Technologien und Schlussfolgerungen allerdings als robust, mit und ohne Grundlastkraftwerken. Hier ist neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien auch der des Strom- und Wasserstoffnetzes zu nennen. Grundlastkraftwerke können das Ausmaß des Netzes, insbesondere einzelne Leitungen des Wasserstoffnetzes, reduzieren, die generelle Auslegung bleibt jedoch erhalten. Ebenso ist der große Bedarf an Wasserstoffspeichern und die Bedeutung von Großwärmepumpen für die Wärmeerzeugung in den deutschen und europäischen Wärmenetzen robust. Selbst eine ambitionierte Diffusion von Grundlastkraftwerken hat somit nur einen sehr begrenzten Einfluss auf die Ausgestaltung der deutschen und europäischen Energiewende bis zum Jahr 2045.

Bezüglich der Gesamtkosten im Szenarienzeitraum von 2025 bis 2045 ergibt sich eine Kostenparität zwischen den Szenarien ohne und mit Grundlastkraftwerken, wenn die Grundlastkraftwerke Investitionskosten von 9250 €/kW erreichen. Somit zeigt sich auch in der Detailanalyse: Damit Grundlastkraftwerke einen ökonomischen Mehrwert für das europäische Energiesystem haben, sollten die Investitionskosten dieser Grundlastkraftwerke unterhalb 10000 €/kW liegen.

5 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Struktur des Modells Enertile 5
Abbildung 2 Ausbauziele der Erneuerbaren Energien in Deutschland 8
Abbildung 3 Installierte Stromerzeugungsleistung in Deutschland 2045, EE-Ziele = 50% 10
Abbildung 4 Stromerzeugung in Deutschland 2045, EE-Ziele = 50% 11
Abbildung 5 Volllaststunden der GLKW in Deutschland 2045, EE-Ziele = 50% 12
Abbildung 6 Volllaststunden der GLKW in Deutschland 2045 - Einfluss der variablen Betriebskosten 12
Abbildung 7 Installierte Leistung der GLKW in Deutschland 2045 - Einfluss der EE-Ausbauziele 13
Abbildung 8 Volllaststunden der GLKW in Deutschland 2045 - Einfluss der EE-Ausbauziele 14
Abbildung 9 Installierte Leistung der GLKW in Deutschland 2045 - Einfluss der Stromgestehungskosten und der EE-Ausbauziele 15
Abbildung 10 Installierte Stromerzeugungsleistung in Deutschland 2045 - Einfluss von Stromnetzen und Flex-Optionen 16
Abbildung 11 Szenariendefinition der Pfadläufe 18
Abbildung 12 Standorte der Grundlastkraftwerke in Europa 18
Abbildung 13 Installierte Stromerzeugungsleistung in Deutschland 19
Abbildung 14 Stromerzeugung in Deutschland 20
Abbildung 15 Einsatz des Stroms aus zusätzlichen grundlastfähigen Kraftwerken in Deutschland 21
Abbildung 16 Installierte Stromerzeugungsleistung in Europa 22
Abbildung 17 Stromerzeugung in Europa 23
Abbildung 18 Netto-Stromhandelsflüsse in Europa 2045 24
Abbildung 19 Strom-Austauschleistungen in Europa 2045 25
Abbildung 20 Netto-Stromhandelsflüsse in Deutschland 2045 25
Abbildung 21 Batteriespeichervolumen in Europa 26
Abbildung 22 Stromerzeugung aus Batteriespeichern in Deutschland und Europa 27
Abbildung 23 Wärmeerzeugung und -nachfrage in Wärmenetzen in Deutschland 28
Abbildung 24 Wärmeerzeugung und -nachfrage in Wärmenetzen in Europa 28
Abbildung 25 Installierte Wasserstofferzeugungs- und -umwandlungsleistung in Deutschland 29
Abbildung 26 Wasserstofferzeugung und -umwandlung in Deutschland 30

Abbildung 27 Installierte Wasserstofferzeugungs- und -umwandlungsleistung in Europa 31
Abbildung 28 Wasserstofferzeugung und -umwandlung in Europa 32
Abbildung 29 Netto-Wasserstoffhandelsflüsse in Europa 2045 33
Abbildung 30 Wasserstoff-Austauschleistungen in Europa 2045 33
Abbildung 31 Monatliche Wasserstoffrückverstromung in Europa 2045 34
Abbildung 32 Monatliche außereuropäische Importe nach Europa 2045 34
Abbildung 33 Wasserstoffspeicher in Europa und Deutschland 35
Abbildung 34 Wasserstoffspeicherstand in Deutschland 2045 36
Abbildung 35 Monatliche Stromerzeugung und -nachfrage in Deutschland 2045 37
Abbildung 36 Strom-Dispatch in Deutschland 2045, Winter (KW 5) 38
Abbildung 37 Strom-Dispatch in Deutschland 2045, Sommer (KW 26) 39
Abbildung 38 Gemitteltes Tagesprofil zusätzlicher grundlastfähiger Kraftwerke in Deutschland 40
Abbildung 39 Jährliche modellendogene Gesamtkosten in Europa 2025-2045 41
Abbildung 40 Spezifische Kosten der Energiewirtschaft in Europa 2025-2045 42
Abbildung 41 Gesamtkostenvergleich Szenario CO2-arme GLKW gegenüber Referenz 42