

VERSORGUNGSSICHERHEIT
STROM

Anhang 5

Ergebnisse

Stand und Entwicklung der
Versorgungssicherheit im Bereich
der Versorgung mit Elektrizität

September 2025



Bundesnetzagentur

Anhang 5

Ergebnisse

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 626

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
I ERGEBNISSE DER MARKTSEITIGEN VERSORGUNGSSICHERHEIT - ENTWICKLUNG DES KRAFTWERKSPARKS SOWIE ERSCHLIEßUNG VON FLEXIBILITÄTEN	5
A Ergebnisse Zielszenario	6
1. Entwicklung der steuerbaren Kapazitäten im Betrachtungszeitraum.....	7
2. Steuerbare Kapazitäten.....	8
3. Entwicklung der Nachfrageflexibilitäten und Speicher.....	14
4. Verfügbare Erzeugungsleistung.....	21
5. Energiemengen.....	22
6. Stromhandelssaldo.....	24
B Ergebnisse Szenario Verzögerte Energiewende	27
1. Entwicklung des Kraftwerksparks im Betrachtungszeitraum.....	28
2. Steuerbare Kapazitäten.....	30
3. Entwicklung der Nachfrageflexibilitäten und Speicher.....	35
4. Verfügbare Erzeugungsleistung.....	42
5. Energiemengen.....	42
6. Stromhandelssaldo.....	45
II ERGEBNISSE DER MARKTSEITIGEN VERSORGUNGSSICHERHEIT - LOLE, EENS UND IMPORTBEITRAG	47
A Versorgungssicherheitsindikatoren	48
B Importbeitrag zur Versorgungssicherheit	50
1. Autarkiegrad.....	50
2. Importbeitrag zur Lastdeckung.....	51
3. Auslastung der Importkapazität.....	52
III ERGEBNISSE DER NETZSEITIGEN VERSORGUNGSSICHERHEIT	54
A Verteilung der Kraftwerksleistung in Deutschland	55
1. Regionale Verteilung des Bruttozubaus von Gaskraftwerken.....	55
2. Regionale Verteilung des Nettozubaus von Gaskraftwerken.....	55
3. Regionale Verteilung der gesicherten Kraftwerksleistung.....	56
B Ergebnisse der Netzanalysen	57

1.	Betrachtungsjahr 2026	57
2.	Betrachtungsjahr 2030	61
3.	Betrachtungsjahr 2035	65
4.	Redispatchbedarf	70

VERZEICHNISSE 72

Abbildungsverzeichnis..... 73

Tabellenverzeichnis 75

I Ergebnisse der marktseitigen Versorgungssicherheit - Entwicklung des Kraftwerksparks sowie Erschließung von Flexibilitäten

A Ergebnisse Zielszenario

1. Entwicklung der steuerbaren Kapazitäten im Betrachtungszeitraum

In Abbildung 1 ist die Entwicklung der Kraftwerke, der Flexibilitäten sowie Windenergie- und PV-Anlagen in Deutschland in den Jahren 2030 bis 2035 im Zielszenario dargestellt. Für die Photovoltaik (PV)- und Windenergieanlagen, die Kraftwerke und die Speicher (als Teil der Flexibilitäten) ist die installierte Leistung¹ abgebildet. Für die übrigen Flexibilitäten (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen usw.) wird die Leistung zur Lastreduktion zugrunde gelegt, die als Modellergebnis maximal aufgetreten ist. Abbildung 1 zeigt nicht die gesicherte Erzeugungsleistung, die in einer Stunde tatsächlich zur Strombedarfsdeckung zur Verfügung steht², sondern die installierte Leistung vor Abzug von Nicht-Verfügbarkeiten.

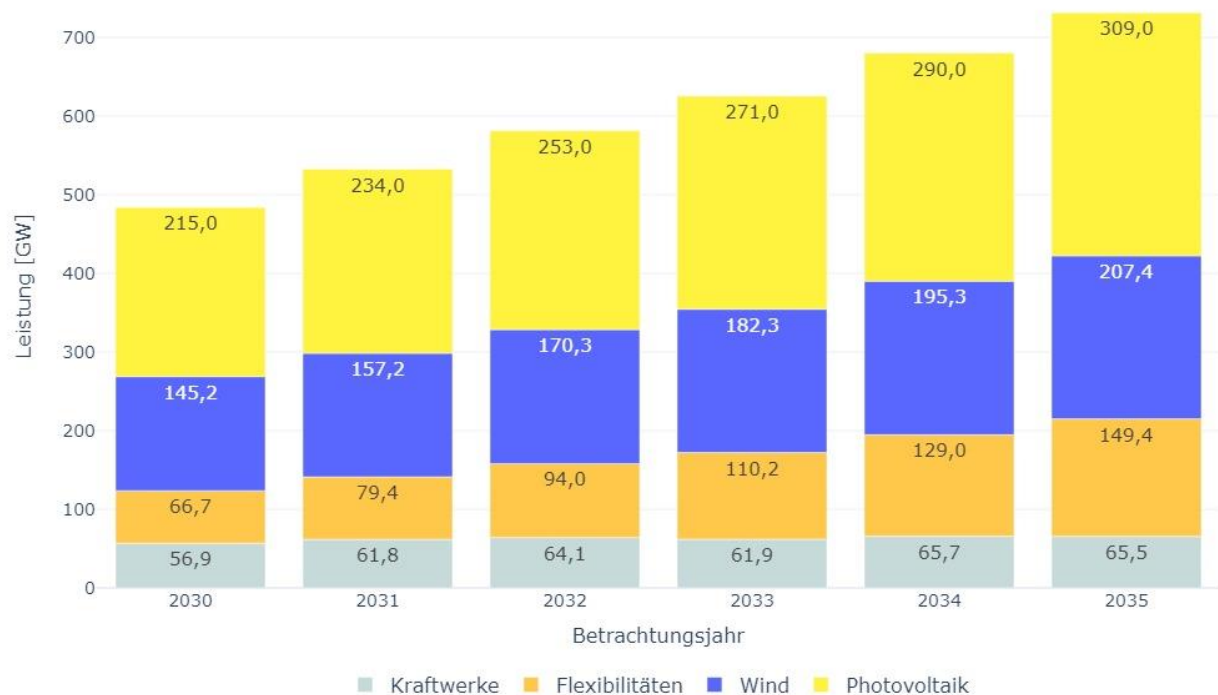


Abbildung 1: Entwicklung der Kraftwerke, der Flexibilitäten sowie Windenergie- und PV-Anlagen in Deutschland im Zielszenario

Die installierte Leistung der PV- und Windenergieanlagen nimmt deutlich zu. Ebenso sind die Zuwächse bei den Flexibilitäten erkennbar. Beide Entwicklungen beruhen weitestgehend auf den politischen und damit exogenen Vorgaben des Zielszenarios. Trotz der deutlichen Zuwächse bei den Flexibilitäten verbleibt ein Sockel an Kraftwerken, der sich modellendogen über die Jahre vergrößert. Der Grund dafür ist, dass der Strombedarf infolge der Annahmen zur sektorübergreifenden Elektrifizierung (Sektorenkopplung) stark ansteigt (siehe Abschnitt B.10 in Anhang 2) und somit zusätzliche steuerbare Kapazität wirtschaftlich rentabel ist.

¹ Leistungs- und Energiewerte sind grundsätzlich als Nettowert angegeben und bezeichnen die elektrische Leistung bzw. Energie.

Darum wird zwecks Effizienz auf diese Zusätze im Weiteren verzichtet. Wenn dem nicht so ist, dann ist das explizit angegeben.

² Das liegt daran, weil keine Nichtverfügbarkeiten und Lastreduktionsbeschränkungen berücksichtigt sind. Im Kapitel I.A.4 wird auch die tatsächlich verfügbare Erzeugungsleistung in der Stunde der Jahreshöchstresiduallast dargestellt.

Analog zu der ersten Abbildung ist in Abbildung 2 die Entwicklung der Kraftwerke, der Flexibilitäten sowie der Windenergie- und PV-Anlagen für das gesamte Betrachtungsgebiet exklusive Deutschland zu sehen. Insgesamt sind deutlich mehr Flexibilitäten im System. Dies liegt daran, dass in anderen Ländern (v.a. Norwegen, Spanien, Frankreich, Italien) im Vergleich zu Deutschland deutlich mehr Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke existieren und dem Modell exogen vorgegeben werden. Zudem nimmt modellendogen die installierte Leistung der Kraftwerke über die Jahre leicht zu, was wie in Deutschland auf die Sektorenkopplung zurückzuführen ist.

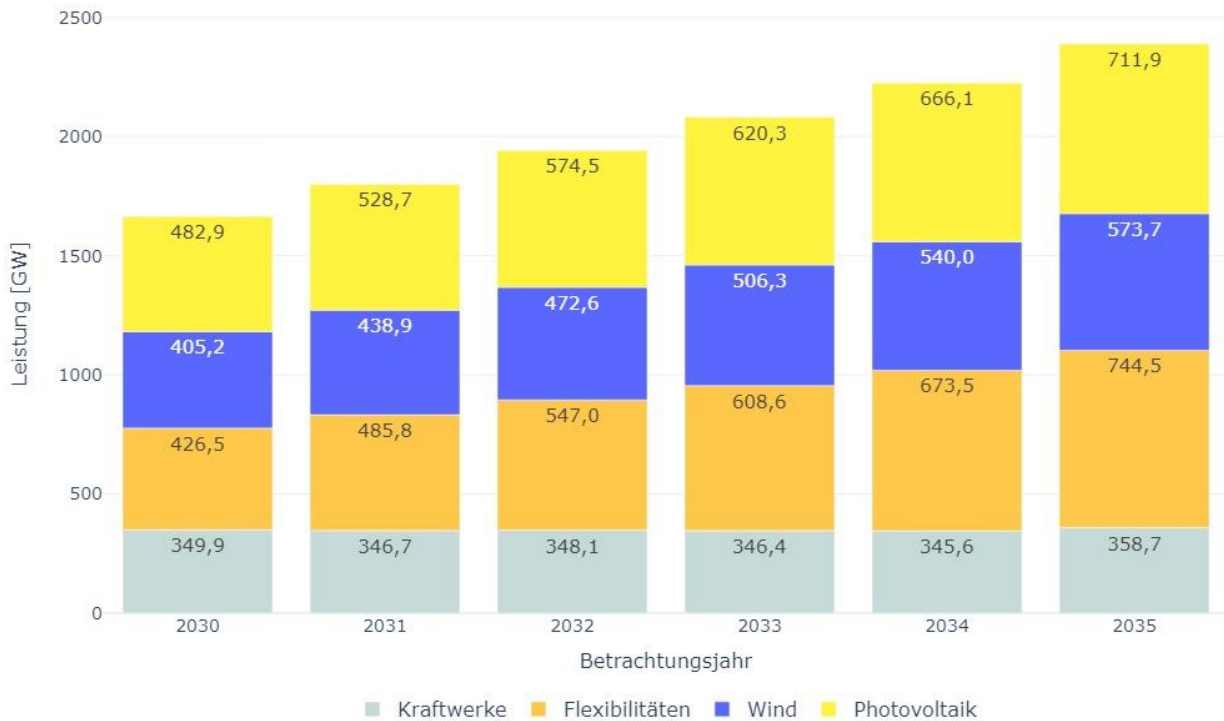


Abbildung 2: Entwicklung der Kraftwerke, der Flexibilitäten sowie der Windenergie- und PV-Anlagen im Betrachtungsgebiet exkl. Deutschland im Zielszenario

2. Steuerbare Kapazitäten

Die detailliertere Entwicklung der installierten Leistung der steuerbaren Kapazitäten ist in Abbildung 3 zu sehen.



Abbildung 3: Entwicklung der installierten Leistung der Kraftwerke in Deutschland im Zielszenario

Im Zielszenario zeigt das Modellergebnis für Deutschland die Stilllegung der Kohlekraftwerke bis zum Jahr 2030. Der Grund für diese Entwicklung ist, dass die teuersten Kraftwerke, die nicht zur Strombedarfsdeckung benötigt werden, modellendogen stillgelegt werden. In der Modellierung werden Vereinfachungen getroffen und somit nicht alle relevanten Umstände für einen längeren Weiterbetrieb der Kraftwerke berücksichtigt. So ist beispielsweise im Modell für Braun- und Steinkohlekraftwerke jeweils nur eine Altersklasse mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad angenommen. Es ist möglich, dass dadurch die Wirtschaftlichkeit von neueren Kraftwerken mit höheren Wirkungsgraden unterschätzt und die Wirtschaftlichkeit von älteren Kraftwerken überschätzt wird. Das Szenario bildet die gesetzlichen Vorgaben wie z.B. Abraummengen zum Tagebau nicht ab und dass Anlagenbetreiber in der Vergangenheit vergleichsweise günstige CO₂ Zertifikate beschaffen konnten. Dies kann den wirtschaftlichen Weiterbetrieb einiger Anlagen für einen längeren Zeitraum ermöglichen.

Die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke verändert sich bis zum Jahr 2030 kaum. Der modellendogene Zubau an Gaskraftwerken beginnt erst im Jahr 2031 (siehe Tabelle 1). Ein exogener Zubau wird durch die Berücksichtigung der Kraftwerksstrategie (KWS) angenommen, sodass die installierte Leistung von Gaskraftwerken dann sukzessive auf ca. 45,4 GW im Jahr 2035 ansteigt. Darin berücksichtigt sind 10 GW Gaskraftwerke und 500 MW H₂-Gas- und Dampf-Kraftwerke der Kraftwerksstrategie, die in den Jahren bis 2031 hinzukommen. Grund für die zusätzliche Erzeugungsleistung ist der steigende Stromverbrauch im Zuge der Sektorenkopplung.

Im Verlauf der berechneten Jahre wird in den Stunden der höchsten Residuallast mehr steuerbare Kapazitäten nötig. Darum werden vom Modell ab dem Jahr 2031 bis inkl. 2035 in Summe ca. 11,7 GW Erdgas-Gasturbinen-Kraftwerke (Erdgas-GT-Kraftwerke) modellendogen zugebaut, die diese Spitzenlast bedienen können. Sie haben die geringsten Investitionskosten und können sich in wenigen Hochpreisstunden refinanzieren.

Daneben werden in kleinerem Umfang auch Erdgas-GuD-Kraftwerke zugebaut, die als Mittellast-Kraftwerke eher den durch Flexibilitäten geglätteten Lastverlauf bedienen.

Wenn die Leistung aus der Kraftwerksstrategie nicht exogen ins Modell eingeht, gibt es zwar Verschiebungen innerhalb der Gastechnologien hin zu mehr Gasturbinen statt GuD-Anlagen, aber in Summe verändern sich die Werte für installierte Leistung der Gaskraftwerke kaum (Abbildung 4).

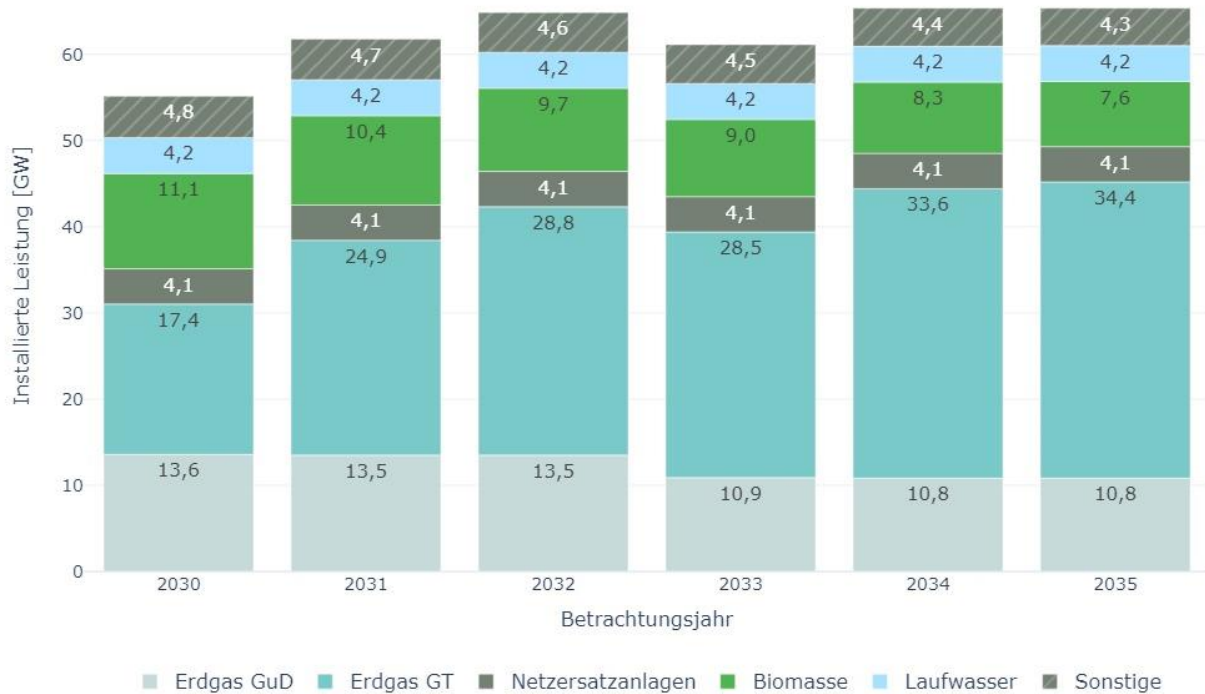


Abbildung 4: Entwicklung der installierten Leistung der Kraftwerke in Deutschland im Zielszenario ohne Kraftwerksstrategie

So beträgt der Unterschied der Summe aus Erdgas GuD-, GT- und H2-Kraftwerken im Jahr 2035 zwischen den Berechnungen mit und ohne Kraftwerksstrategie 168 MW. Deutlich wird, dass sich die Zusammensetzung in Richtung der Gasturbinen verschiebt. Auch zeigt sich eine zeitliche Verschiebung in Summe von ca. 1,8 GW Zubau im Jahr 2030, der sich ohne Vorgaben erst ein Jahr später realisiert.

In Abbildung 5 sind die Vollbenutzungsstunden (Vollbenutzungsstunden) der Erdgas- und H2-Kraftwerke dargestellt.

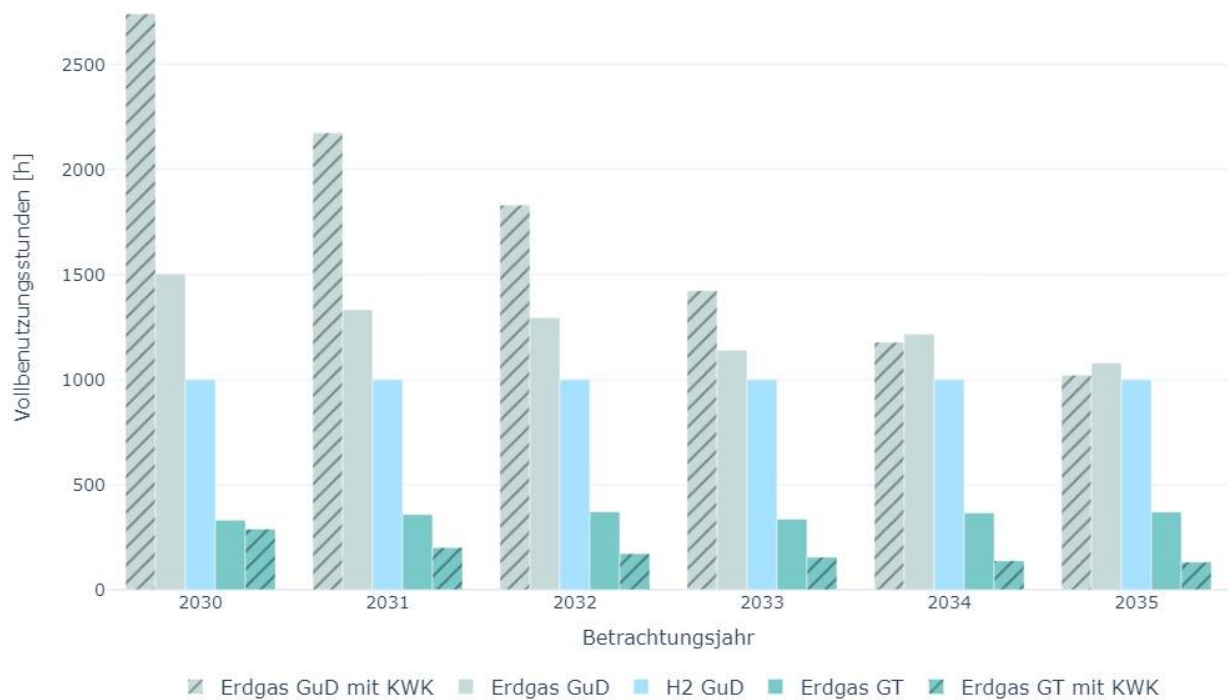


Abbildung 5: Vollbenutzungsstunden der Erdgas- und H2-Kraftwerke in Deutschland im Zielszenario

Die Vollbenutzungsstunden der Erdgas-GuD-Kraftwerke mit/ohne KWK nehmen über den Zeitraum modellendogen kontinuierlich ab. Von ca. 2.700 h im Jahr 2030 sinken sie auf ca. 1.000 h im Jahr 2035. Die Vollbenutzungsstunden der Erdgas-GT-Kraftwerke mit KWK nehmen modellendogen gleichfalls kontinuierlich ab und betragen im Jahr 2035 nur noch ca. 130 h. Das liegt an dem abnehmenden KWK-Wärmebedarf. Die Vollbenutzungsstunden der Erdgas-GT-Kraftwerke ohne KWK liegen modellendogen relativ konstant zwischen ca. 330 h bis 380 h. Im Jahr 2035 sind es noch ca. 370 Vollbenutzungsstunden. Im aktuellen Strommarktdesign müssen sich diese Anlagen somit in wenigen Stunden refinanzieren. Die Anlagen mit offener Gasturbine haben im Vergleich zu den GuD-Anlagen weniger Vollbenutzungsstunden, was ihren Charakter als absolute Spitzenlastkraftwerke erkennen lässt.

Die H2-GuD-Kraftwerke erreichen immer ihre im Modell vorgegebene Obergrenze in Höhe von 1.000 Vollbenutzungsstunden. Dabei wird unterstellt, dass die höheren H2-Brennstoffkosten in bis zu 1000 Stunden pro Jahr durch ein geeignetes Instrument ausgeglichen werden. Im Jahr 2035 ist zu sehen, dass die Vollbenutzungsstunden von H2- und Gas-GuD-Kraftwerken fast gleich sind.

Zusammenfassend ist in der folgenden Tabelle 1 der kumulierte Zubau der Erdgas- und H2-Kraftwerke in Deutschland zu sehen.

		Kumulierter Zubau mit 2024 als Basis [MW]									
		Brutto								Netto	
		2030				2035				2030	2035
		Ges.	Endog.	KWS	KWL	Ges.	Endog.	KWS	KWL	Ges.	Ges.
Erdg.	GT	1.170	0	1.000	170	13.390	11.720	1.500	170	1.105	12.733
	GT +KWK	12	0	0	12	12	0	0	12	-1.924	-2.834
	GuD	4.500	0	4.500	0	5.500	0	5.500	0	4.380	5.235
	GuD +KWK	2.000	0	2.000	0	3.000	0	3.000	0	-4.158	-3.158
	GuD	500	0	500	0	500	0	500	0	500	500
Summe		8.182	0	8.000	182	22.402	11.720	10.500	182	-97	12.476

Tabelle 1: Kumulierte Bestandsveränderung der Erdgas- sowie H2-Kraftwerke in Deutschland im Zielszenario in den Jahren 2030 und 2035

Es wird ausgehend vom Jahr 2024 die Summe des Zubaus bis einschließlich der Jahre 2030 und 2035 angegeben, einmal als Brutto-Wert und einmal als Netto-Wert. Der Netto-Wert bezeichnet die Leistung des Brutto-Zubaus abzüglich der Leistung der Gaskraftwerke, die stillgelegt werden. Der jeweilige Gesamtwert ("Ges.") wird differenziert angegeben, ob der Zubau modellendogen ist ("Endog.") oder aus der Kraftwerksstrategie kommt ("KWS") oder aus bekannten Projekten stammt, die in der zugrundeliegenden Kraftwerksliste ("KWL") enthalten sind.

Der angegebene Zubau resultiert bis einschließlich des Jahres 2030 nahezu vollständig aus der exogen angenommenen Kraftwerksstrategie (siehe für das Jahr 2030 die Brutto-Summe der Spalte "Gesamt" verglichen mit der Summe der Spalte "KWS"). Zusätzlich wird das zur Verfügung stehende Potential der Netzersatzanlagen³ als kostengünstige Option voll erschlossen. Im Jahr 2030 beträgt es im Maximum 4,1 GW. Falls die Netzersatzanlagen nicht erschlossen werden, müsste diese fehlende Kapazität aus einer anderen Quelle wie z.B. Gaskraftwerken kommen. Erst ab 2031 werden bis einschließlich 2035 modellendogen Erdgaskraftwerke in Höhe von ca. 11,7 GW zugebaut (siehe Brutto-Summe der Spalte "Endogen" für das Jahr 2035). Es wird deutlich, dass zusätzlich zu der Leistung, die im Rahmen der Kraftwerksstrategie zugebaut wird (siehe Brutto-Summe der Spalte "KWS" für 2035), weitere steuerbare Kapazität benötigt wird. Insgesamt werden bis zum Jahr 2035 brutto 22,4 GW steuerbare Kapazitäten zugebaut.

Aus Tabelle 1 wird auch ersichtlich, dass die modellendogene Stilllegung von Erdgas-KWK-Kraftwerken den modellexogenen Zubau übersteigt. Aufgrund der Kraftwerksstrategie werden bis einschließlich 2035 brutto 3 GW Erdgas-KWK-Kraftwerksleistung annahmegemäß zugebaut, gleichzeitig aber ca. 9 GW Erdgas-KWK-Kraftwerksleistung modellendogen stillgelegt. Darum sinkt der Bestand um ca. 6 GW bis 2035 ausgehend von 2024. Diese Abnahme ergibt sich aus der Annahme, dass Strom zunehmend zur Wärmebereitstellung genutzt wird. Der daraus resultierende Rückgang des Wärmebedarfs, der von KWK-Anlagen zu decken ist, führt zu einem geringeren Bedarf an KWK-Kraftwerken.

³ Ihr Einsatz wird wegen Beschränkungen aus dem Bundes-Immissionsschutzgesetz auf 250 Vollbenutzungsstunden limitiert.

Abbildung 6 zeigt die Entwicklung installierte elektrische Leistung der KWK-Kraftwerke in Deutschland bis zum Jahr 2035.

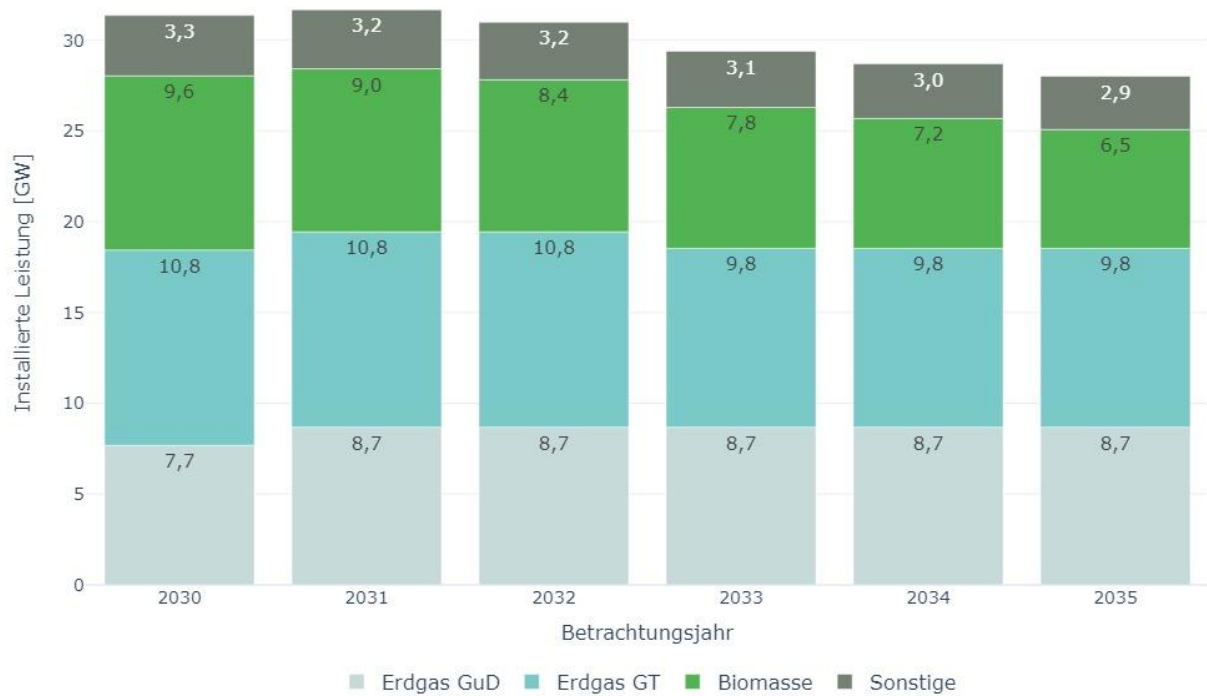


Abbildung 6: Entwicklung der installierten, elektrischen Leistung der KWK-Kraftwerke in Deutschland im Zielszenario

Nachfolgend ist in Abbildung 7 die installierte Leistung der Kraftwerke für das Betrachtungsgebiet ohne Deutschland dargestellt.

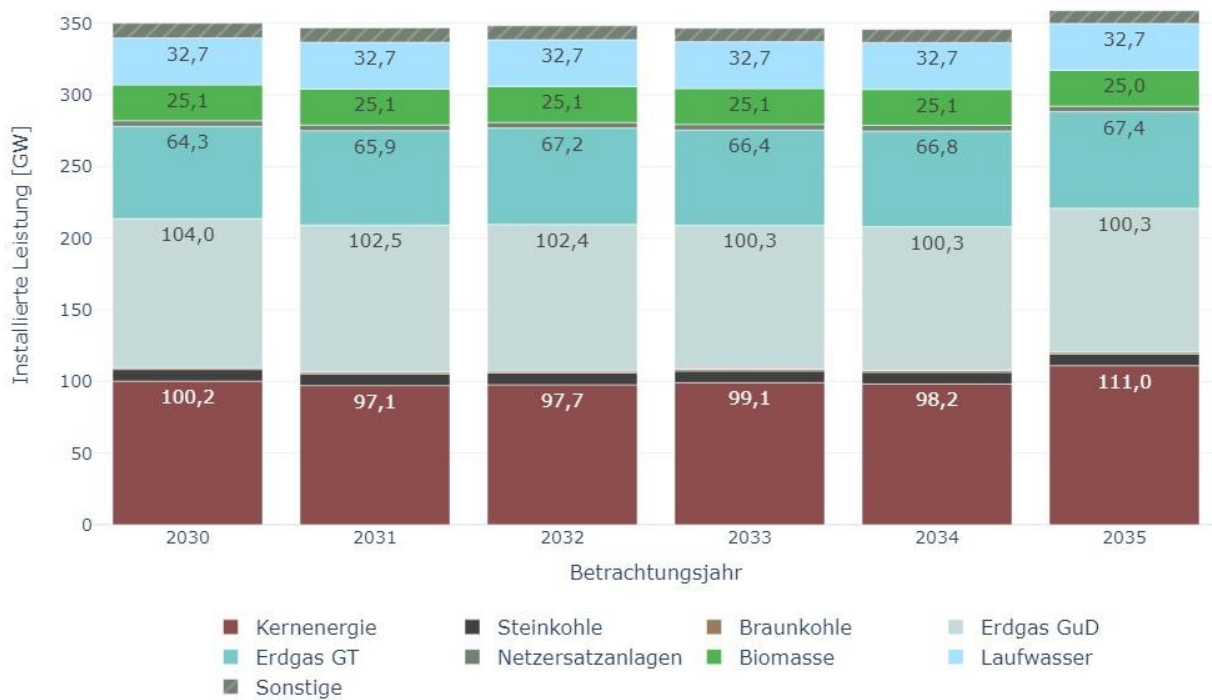


Abbildung 7: Entwicklung der installierten Leistung der Kraftwerke im Betrachtungsgebiet ohne Deutschland im Zielszenario

Im Vergleich zum Startkraftwerkspark wird im Betrachtungsgebiet ohne Deutschland genauso wie in Deutschland steuerbare Kapazität modellendogen stillgelegt. Hauptgrund dafür sind die annahmegemäß stark steigenden Energiemengen aus den Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen). Durch Speicher und insbesondere die angenommenen großen Mengen an Nachfrageflexibilitäten können diese Energiemengen in den Strommarkt integriert werden. Insbesondere die CO₂-intensive Braunkohleverstromung ist mit den angenommenen Kosten für Erdgas und CO₂-Zertifikate eine der teuersten Optionen für die Strombedarfsdeckung. Daher werden die Braunkohlekraftwerke wie in Deutschland bis zum Jahr 2030 nahezu vollständig stillgelegt. Aus den gleichen Gründen nimmt auch die Leistung der Steinkohlekraftwerke modellendogen sukzessive ab.

Bis zum Jahr 2030 nimmt der Bestand der Erdgas-GT-Kraftwerke modellendogen signifikant zu. Demgegenüber gibt es bei den Erdgas-GuD-Kraftwerken nahezu keinen modellendogenen Zubau.

3. Entwicklung der Nachfrageflexibilitäten und Speicher

Neben den Kraftwerken sind preissensitive Nachfrageflexibilitäten und Speicher ein wichtiger Baustein zur Deckung des Strombedarfs und somit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Durch den Einsatz von Nachfrageflexibilitäten und Speicher wird der stündlich zu deckende Strombedarf geglättet, indem Lastspitzen verringert oder in Stunden mit hoher Einspeisung aus EE-Anlagen verschoben werden.

Nachfrageflexibilitäten

Nachfrageflexibilitäten weisen ein eingeschränktes Einsatzpotential auf, da sie ihre Last nur über kurze Zeiträume und in begrenztem Umfang verschieben bzw. reduzieren können⁴. Darum wird in Abbildung 8 pro Jahr die maximal verfügbaren Lastabsenkungen für verschiedene Flexibilitäten dargestellt, die über die Jahre wächst.



Abbildung 8: Maximales zeitungleiches Lastreduktionspotential der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland im Zielszenario

In Abbildung 8 ist der weitgehend exogen vorgegebene Anstieg der Leistung der Nachfrageflexibilitäten zu sehen. Hiervon ausgenommen sind die Industrieflexibilitäten, die modellendogen erschlossen werden können. Dies erfolgt im Modell bis zum Jahr 2030 nahezu vollständig. Auch die Nachfrageflexibilität "Gewerbe, Handel, Dienstleistungen" kann modellendogen erschlossen werden. Dies erfolgt im Modell jedoch nicht, da es sich hierbei um eine im Vergleich sehr teure Flexibilitätsoption handelt.

Die vorangegangene Abbildung stellt die maximale Lastabsenkung der Nachfrageflexibilitäten dar, die aber nie gleichzeitig in vollem Umfang zur Verfügung steht. Mit Blick auf die Versorgungssicherheit ist relevanter, wieviel Leistung im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast zur Verfügung steht, denn in dieser Stunde ist ihr Einsatz besonders gefragt. In Abbildung 9 ist die verfügbare Lastabsenkung der Nachfrageflexibilitäten im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast dargestellt.

⁴ Siehe auch Anhang 2 Kapitel B 13



Abbildung 9: Verfügbare Lastreduktion der Nachfrageflexibilitäten im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast in Deutschland im Zielszenario

Die summierte verfügbare Lastabsenkung im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast liegt jeweils unterhalb der jährlichen maximalen Leistung (siehe Abbildung 8). Beispielhaft für das Jahr 2035 sind von den 131 GW Maximalleistung ca. 79 GW verfügbar, also ca. 60 %. Besonders die Power-2-Heat/Gas Technologien fallen mit einem deutlich geringeren Lastreduktionspotential auf. Das liegt daran, dass gerade Elektrolyseure nicht zu Spitzenlastzeiten mit entsprechend hohen Preisen Strom beziehen.

In der folgenden Abbildung 10 ist die tatsächliche Lastreduktion im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast über die Jahre dargestellt, sowie die jeweilige maximale Lastreduktion und maximale Lasterhöhung.

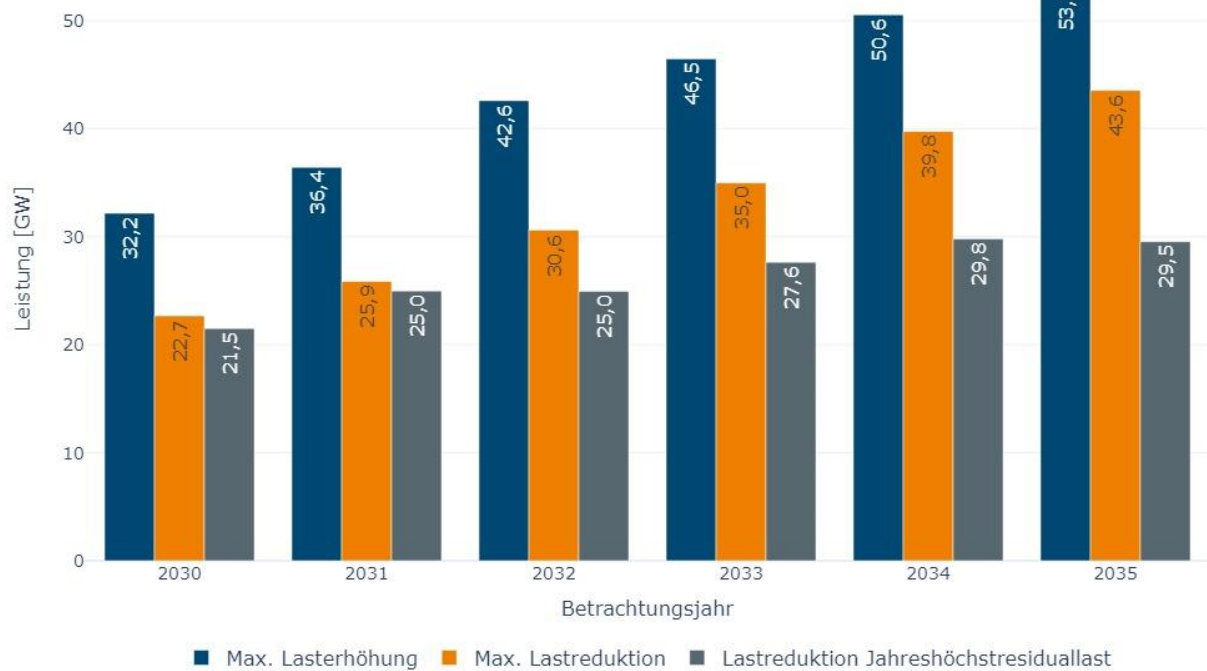


Abbildung 10: Entwicklung der Lastreduktion und -erhöhung der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland im Zielszenario

Beispielhaft für das Jahr 2035 werden von den ca. 79 GW verfügbarer Leistung der Nachfrageflexibilitäten im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast ca. 29,5 GW zur Lastreduktion genutzt. Das sind ca. 38 % der verfügbaren Leistung und von den ursprünglichen 131 GW Maximalleistung sind das ca. 23 %. Die Lastreduktion im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast läuft über die Jahre in eine Sättigung bei ca. 30 GW, obwohl mehr Leistung prinzipiell möglich wäre. Die anteilige Nutzung der verfügbaren Leistung liegt vor allem daran, dass die Stunden davor und danach ebenfalls von sehr hohen Residuallasten geprägt sind. Dadurch muss sich die verfügbare Leistung der Nachfrageflexibilitäten auf mehrere Stunden verteilen und in der Stunde der Jahreshöchstresiduallast steht dann weniger zur Verfügung. Die Sättigung liegt daran, dass die Importleistung über die Jahre zunimmt, sodass die genutzte Leistung der Nachfrageflexibilitäten nicht weiter ansteigen muss. Demgegenüber nimmt die maximale Lastreduktion, die zu einem anderen Zeitpunkt im Jahr auftritt, weiter zu und beträgt im Jahr 2035 ca. 43,6 GW.

In der folgenden Tabelle 2 werden die Jahreshöchstresiduallast vor und nach Einsatz der Flexibilitäten dargestellt.

Jahr	Jahreshöchstresiduallast [MW]		Differenz der JHRL vor bzw. nach Einsatz der Flex.	Einzelner Beitrag zur Differenz nach Einsatz der ... [MW]		
	Zeitpunkt [h]	vor Einsatz Flexibilitäten		nach Einsatz Flexibilitäten	Nachfrageflexibilitäten	Speicher
2030	212	101.524	70.069	-31.455	-21.511	-9.945
2031	212	107.439	72.634	-34.805	-24.983	-9.822
2032	212	112.227	77.307	-34.920	-24.957	-9.964
2033	212	117.395	79.952	-37.443	-27.640	-9.802
2034	212	122.663	83.051	-39.612	-29.791	-9.821
2035	212	128.100	88.171	-39.929	-29.548	-10.381

Tabelle 2: Jahreshöchstresiduallast vor sowie nach Einsatz der Flexibilitäten in Deutschland im Zielszenario

Aufgrund der angenommenen, zunehmenden Sektorenkopplung nimmt die Jahreshöchstresiduallast über die Betrachtungsjahre deutlich zu, nämlich von ca. 101,5 GW im Jahr 2030 um ca. 26,6 GW auf 128,1 GW im Jahr 2035. Durch den Einsatz der Flexibilitäten, d.h. der Nachfrageflexibilitäten und Speicher, kann der Anstieg aber deutlich gesenkt werden auf lediglich ca. 18,1 GW (siehe Tabelle 2). Im Jahr 2030 beträgt die Reduktion durch Einsatz der Flexibilitäten ca. 31,5 GW und im Jahr 2035 ca. 40,0 GW. Der größte Beitrag wird von den Nachfrageflexibilitäten erbracht. Im Jahr 2030 beträgt das Verhältnis der Beiträge (Nachfrageflexibilitäten zu Speichern) zur Reduktion ca. 2:1 und im Jahr 2035 beträgt das Verhältnis ca. 3:1.

Nachfrageflexibilitäten senken nicht nur die Spitzenlast, sie glätten auch den Lastverlauf, weil der preissensitive Verbrauch sich zu Spitzenlastzeiten verringert und stattdessen in den umliegenden Stunden mit niedriger Last ansteigt. In der folgenden Abbildung 11 ist für eine Januarwoche im Jahr 2035, mit der Stunde der Jahreshöchstresiduallast (Stunde 212) in der Mitte, die Residuallast vor und nach Einsatz der Nachfrageflexibilitäten im Modell dargestellt.

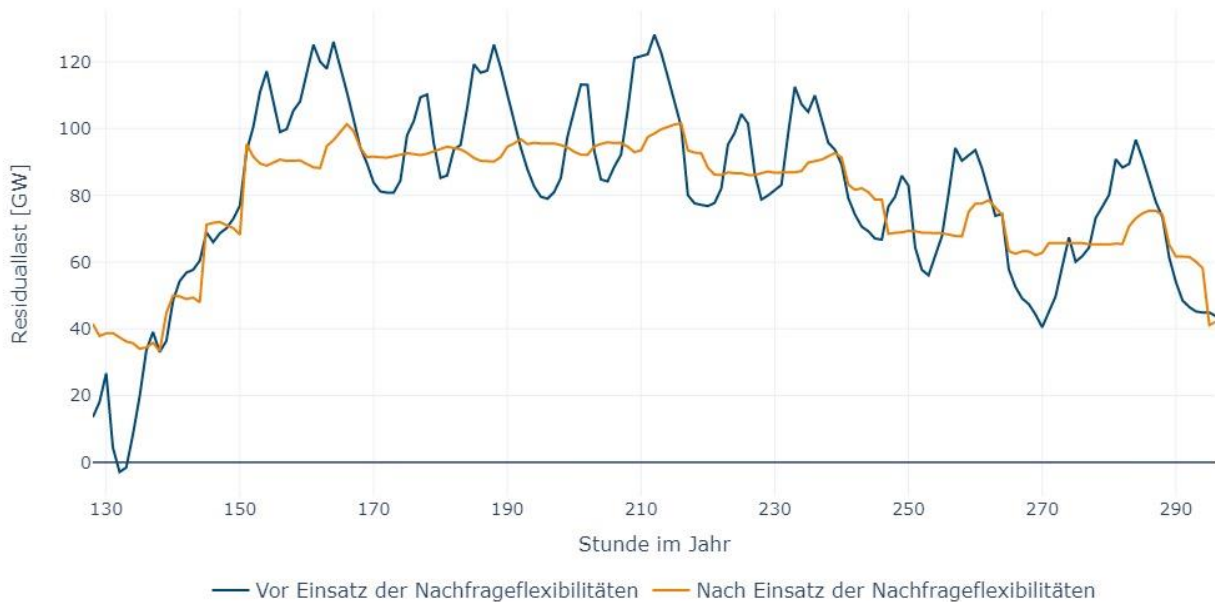


Abbildung 11: Residuallast einer Woche während der Jahreshöchstresiduallast (Stunde 212) vor und nach Einsatz der Nachfrageflexibilitäten (ohne Speicher) in Deutschland im Jahr 2035 im Zielszenario

Deutlich erkennbar ist die Glättung des Residuallastverlaufs durch den Einsatz der Nachfrageflexibilitäten (orangene Linie). Der Einsatz der Nachfrageflexibilitäten erhöht die Residuallast z.B. in Stunde 132 von ca. - 3 GW auf ca. 37 GW und verringert sie in Stunde 154 von ca. 117 GW auf ca. 98 GW. Im Ergebnis wird der starke Anstieg der Residuallast zwischen Stunde 134 und Stunde 154 durch den Einsatz der Nachfrageflexibilitäten um ca. 49 % reduziert. Daran anschließend werden die Lastspitzen und -täler ab Stunde 154 deutlich eingeebnet.

Um eine umfassendere Indikation zum Maß der Glättung durch den Einsatz der Flexibilitäten bzw. Nachfrageflexibilitäten und Speicher zu bekommen, ist in der folgenden Tabelle 3 der Gradient der Residuallast, d.h. die mittlere betragsmäßige Änderung der Residuallast auf die jeweils nachfolgende Stunde, ausgewertet:

Jahr	Mittlerer betragsmäßiger Residuallastgradient [MW/h]		Differenz des Gradienten vor bzw. nach Einsatz der Flex.	Einzelner Beitrag zur Differenz nach Einsatz der ... [MW/h]	
	vor Einsatz Flexibilitäten	nach Einsatz Flexibilitäten		Nachfrageflexibilitäten	Speicher
2030	6.573	3.293	-3.280	-2.299	-981
2031	7.172	3.488	-3.684	-2.698	-986
2032	7.775	3.677	-4.098	-3.093	-1.005
2033	8.378	3.855	-4.524	-3.484	-1.040
2034	8.960	3.837	-5.123	-4.049	-1.074
2035	9.495	3.852	-5.643	-4.488	-1.155

Tabelle 3: Mittlerer betragsmäßiger Gradient der Residuallast vor sowie nach Einsatz der Flexibilitäten⁵ im Modell in Deutschland im Zielszenario

Der mittlere Residuallastgradient nimmt vor Einsatz der Flexibilitäten deutlich zu von ca. 6,6 GW im Jahr 2030 um ca. 2,9 GW auf ca. 9,5 GW im Jahr 2035, d.h. der Verlauf wird spitzer. Der Einsatz der Flexibilitäten im Modell reduziert den Anstieg des mittleren Residuallastgradienten aber deutlich auf lediglich ca. 0,6 GW. Die Reduktion durch Einsatz der Flexibilitäten beträgt im Jahr 2030 ca. 3,3 GW und im Jahr 2035 ca. 5,6 GW. Der größte Beitrag zur Reduktion wird von den Nachfrageflexibilitäten erbracht. Im Jahr 2030 beträgt das Verhältnis der Beiträge (Nachfrageflexibilität zu Speicher) zur Reduktion ca. 2:1 und im Jahr 2035 sogar ca. 4:1.

Speicher

Speichertechnologien spielen in einem von EE-Anlagen geprägten Energiesystem eine große Rolle, da sie Erzeugung und Verbrauch zeitlich entkoppeln können. In Zeiten mit niedrigem Strombedarf und einer hohen Erzeugung können sie die nicht zur Lastdeckung notwendige Energie einspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt ausspeichern, wenn der Strombedarf höher ist. In Abbildung 12 ist die installierte Leistung der im Modell betrachteten Speichertechnologien dargestellt.

⁵ Die einzelnen Beiträge zur Differenz werden nach Einsatz der Speicher berechnet, da wegen der Verwendung von Beträgen die Summe bei Einzelbetrachtung nicht exakt der Differenz bei Gesamtbetrachtung entspricht. Das heißt, nach Einsatz der Speicher wird der restliche Beitrag bis zur gesamten Differenz den Nachfrageflexibilitäten zugerechnet, weil die Speicher geringere variable Betriebskosten als die Nachfrageflexibilitäten haben.

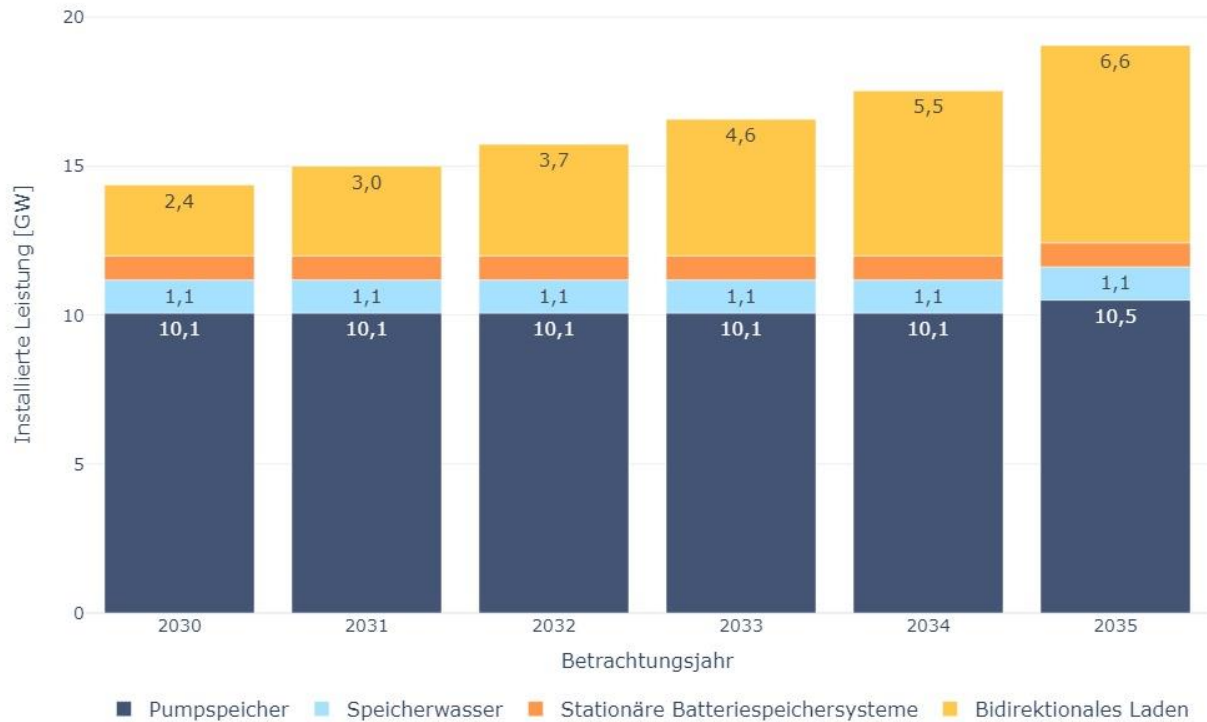


Abbildung 12: Installierte Leistung der Speicher in Deutschland im Zielszenario

Die dargestellte Entwicklung der installierten Leistung ist weitestgehend vorgegeben und beruht auf bekannten Projekten bei den Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerken oder auf den ins Modell eingeflossenen Annahmen zum bidirektionalen Laden. Nur die Leistung der stationären Batteriespeicher kann modellendogen erhöht oder reduziert werden. Im Modell wird jedoch nur eine Leistung von etwa 0,8 GW zur kostenminimalen Lastdeckung benötigt. Der exogene Leistungszuwachs der Elektro-Mobilität mit bidirektionalem Laden liefert in Summe mit den stark steigenden Nachfrageflexibilitäten in den Folgejahren ausreichend zusätzliche Speicherkapazität bzw. Flexibilität, so dass im Modell keine zusätzlichen stationären Batterien benötigt werden. Für den Fall, dass die bidirektionalen Speicher der batterieelektrischen Fahrzeuge im Strommarkt nicht zur Verfügung stehen, wäre die hier dargestellte Leistung durch die stationären Batteriespeichersysteme zu substituieren.

4. Verfügbare Erzeugungsleistung

Um einen Eindruck von der Leistungsfähigkeit der Kraftwerke, der Flexibilitäten und der Importkapazitäten zu bekommen, wird in Abbildung 13 die verfügbare Erzeugungsleistung in der Stunde, in der die höchste Residuallast eines Jahres in Deutschland auftritt, dargestellt. Berücksichtigt werden hierbei die Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken, sowie beschränkte Einsatzpotentiale der Flexibilitäten. Es handelt sich an dieser Stelle um eine rein bilanzielle Darstellung des tatsächlichen Einsatzpotentials zur Deckung des Strombedarfes. Der tatsächliche Einsatz ist eine anteilige Kombination der zur Verfügung stehenden Leistungen aus Kraftwerken, Nachfrageflexibilitäten, Speichern und Importen.

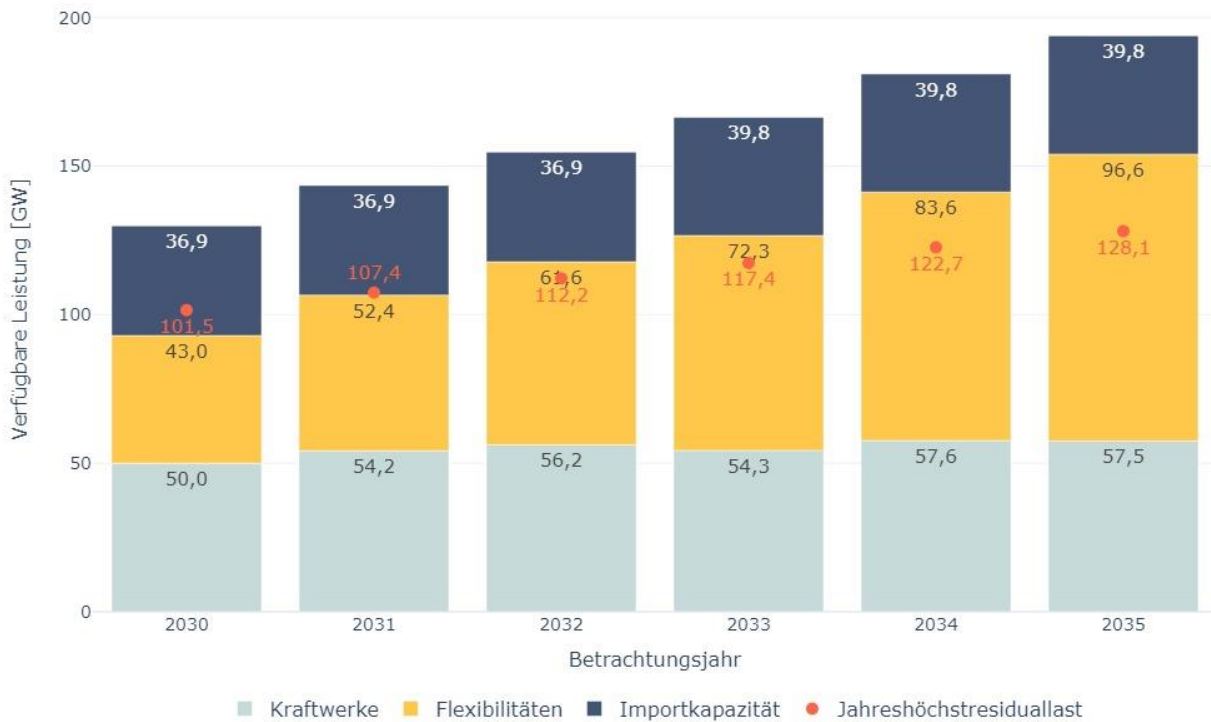


Abbildung 13: Erzeugungsleistungen im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast in Deutschland im Zielszenario

Ein Modellergebnis ist, dass zum Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast Deutschland in den Jahren 2030 und 2031 auf Stromhandelsimporte aus dem Ausland angewiesen ist. In Abbildung 13 ist dies daraus ersichtlich, dass der rote Punkt, der die Jahreshöchstresiduallast markiert, innerhalb des dunkelblauen Balkens liegt. Grund dafür ist, dass es nach dem Berechnungsmodell zu Beginn des Betrachtungszeitraums zu zahlreichen Außerbetriebnahmen von Bestandskraftwerken aufgrund unwirtschaftlicher Betriebsbedingungen kommt und Handelsmöglichkeiten effizienter genutzt werden (siehe Abbildung 16). In der Realität sind diese im Modell ermittelten Stilllegungen jedoch nicht in dem berechneten Umfang zu beobachten (siehe Gründe in Kapitel I.A.2). Ab dem Jahr 2032 nimmt die verfügbare Leistung der Kraftwerke moderat zu. Zudem steigt das Potential der Nachfrageflexibilitäten deutlich an, sodass Deutschland bilanziell in der Lage wäre, die jeweils höchste Residuallast durch inländische steuerbare Kapazität zu decken.

5. Energiemengen

Die Energiebilanz der Strombedarfsdeckung ist für Deutschland in Abbildung 14 mit absoluten Mengen dargestellt. Dabei wurde die im Modell nicht zur Strombedarfsdeckung genutzte Energie ("Überschussstrom") von der EE-Erzeugung abgezogen. Es wird in der Modellergebnisbetrachtung angenommen, dass diese Anlagen ihre Einspeisung reduzieren, wenn es keine ausreichende Nachfrage gibt.

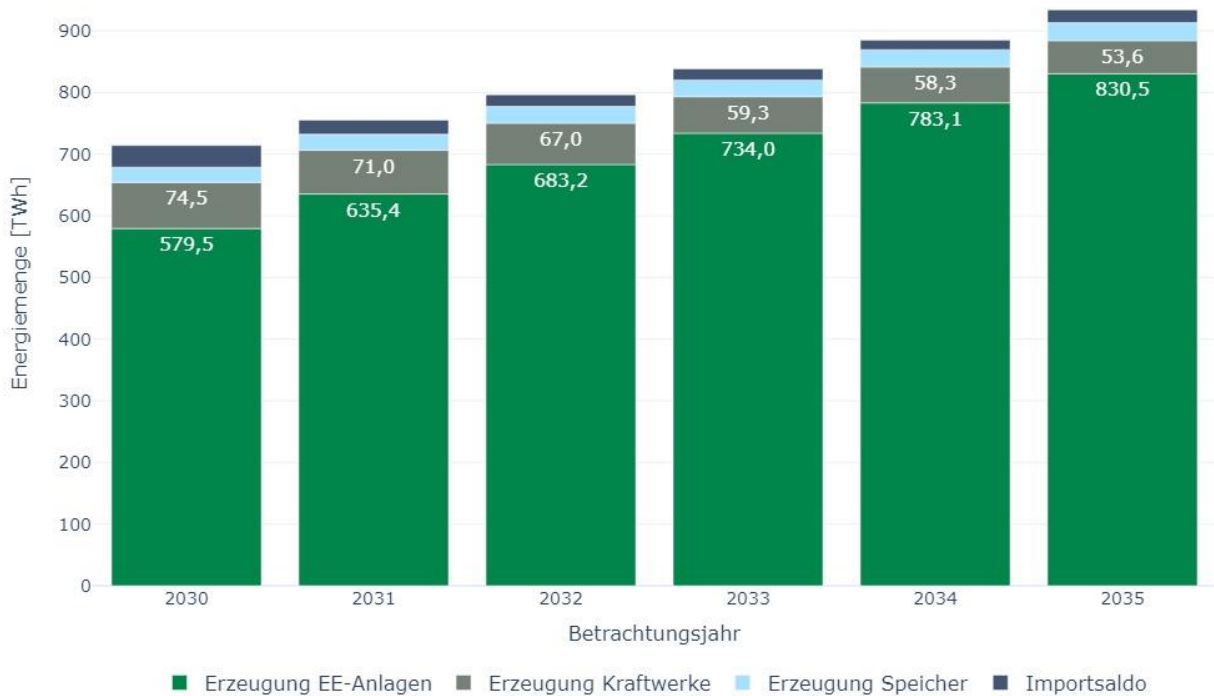


Abbildung 14: Absolute Mengen von Stromerzeugung⁶ in Deutschland im Zielszenario

Die Energiemenge der EE-Anlagen (Wind-, PV-, Biomasse-, Laufwasser- und Speicherwasser-Anlagen) zur Strombedarfsdeckung nimmt erwartungsgemäß zu. Um diese Energiemengen bedarfsgerechter in den Strommarkt zu integrieren, nimmt ebenfalls die ein- und ausgespeicherte Energie der Speicher zu. Die von den Kraftwerken erzeugte Energiemenge nimmt entsprechend ab. Die Kraftwerke werden überwiegend zur Deckung von Spitzenlasten eingesetzt. In Abbildung 14 wird der Kraftwerkseigenverbrauch nicht abgebildet, so dass der Wert für das Jahr 2030 unter dem prognostizierten Wert von 750 TWh liegt.

Die folgende Abbildung 15 stellt die entsprechenden relativen Anteile der Energiemengen für Deutschland dar.

⁶ Ohne Überschussstrom, d.h. der im Modell ungenutzte Strom wurde von der Erzeugung der EE-Anlagen in Abbildung 14 abgezogen.

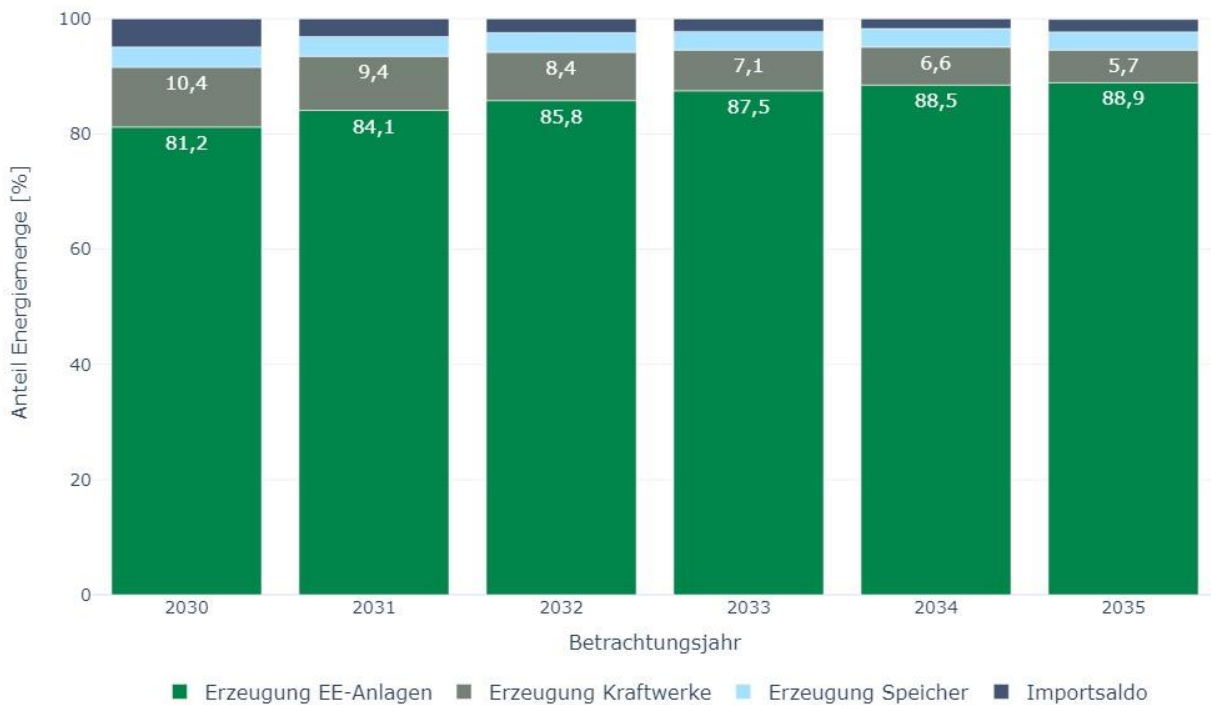


Abbildung 15: Relative Anteile von Stromerzeugung⁷ in Deutschland im Zielszenario

Der Anteil der Stromerzeugung aus EE-Anlagen steigt über die Jahre, was zur Folge hat, dass der Anteil der Stromerzeugung aus Kraftwerken sinkt. Hier ist darauf hinzuweisen, dass die Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen per Annahme vorgegeben ist.

6. Stromhandelssaldo

Deutschland ist Teil des europäischen Strombinnenmarktes. Hier kann elektrische Energie bzw. Strom zwischen sogenannten Gebotszonen gehandelt und ausgetauscht werden. Innerhalb einer Gebotszone gilt ein einheitlicher Preis. Im Allgemeinen entspricht eine Gebotszone einem Mitgliedsstaat. Es gibt Ausnahmen davon, u.a. gehören Deutschland und Luxemburg zur gleichen Gebotszone. Der grenzüberschreitende Stromhandel stellt einen weiteren Baustein zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit dar, wenn im Bedarfsfall Strom aus dem Ausland importiert werden kann. Im Folgenden ist der Stromhandel der deutsch-luxemburgischen Gebotszone (DELU) bilanziell dargestellt.

⁷ Ohne Überschussstrom, d.h. der im Modell ungenutzte Strom wurde von der Erzeugung der EE-Anlagen in Abbildung 15 abgezogen.

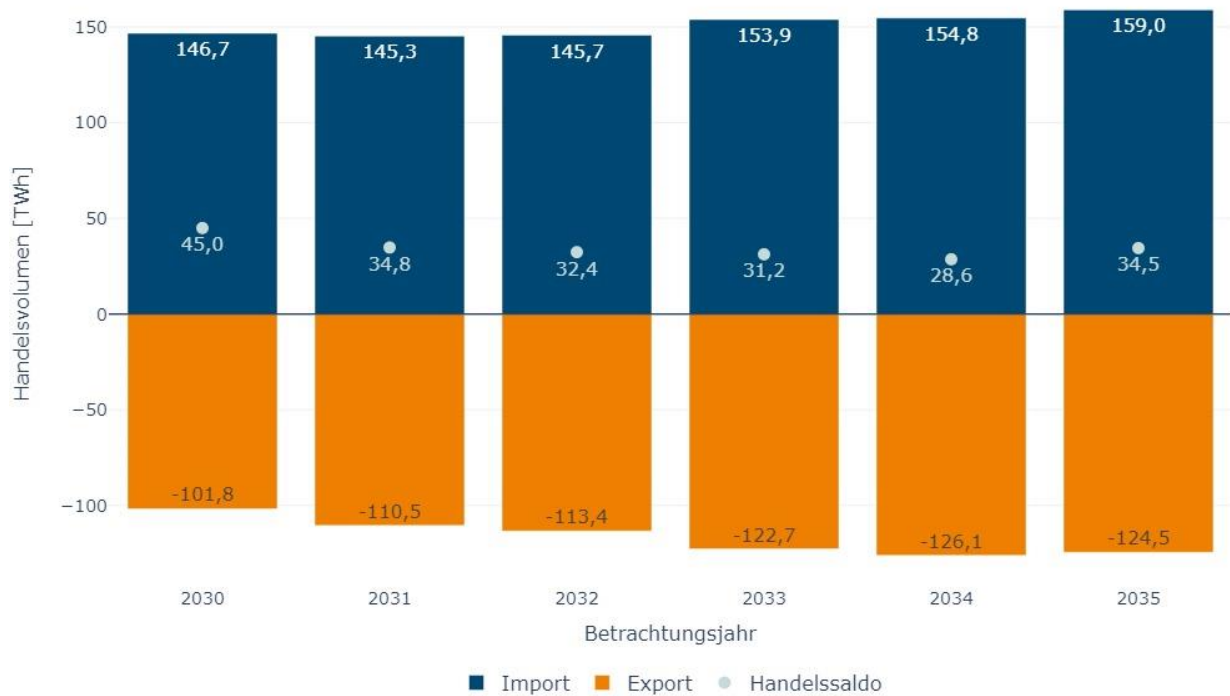


Abbildung 16: Stromhandelssaldo für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg im Zielszenario

Die annahmegemäß stark zunehmende Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen, sowie die v.a. exogen hinzukommenden Nachfrageflexibilitäten führen dazu, dass das Importsaldo in den Jahren ab 2030 sinkt. Zudem nehmen Import und Export bilanziell zu, was auf eine intensivere Ausnutzung von Ausgleichseffekten zwischen den Gebotszonen im Modell hinweist.

Der Stromhandel im gesamten Betrachtungsgebiet ist für alle Länder in der Abbildung 17 dargestellt. Ein positiver Importsaldo bedeutet, dass das jeweilige Land bilanziell ein Nettoimporteur ist. Ein negativer Saldo weist einen Nettoexporteur aus.

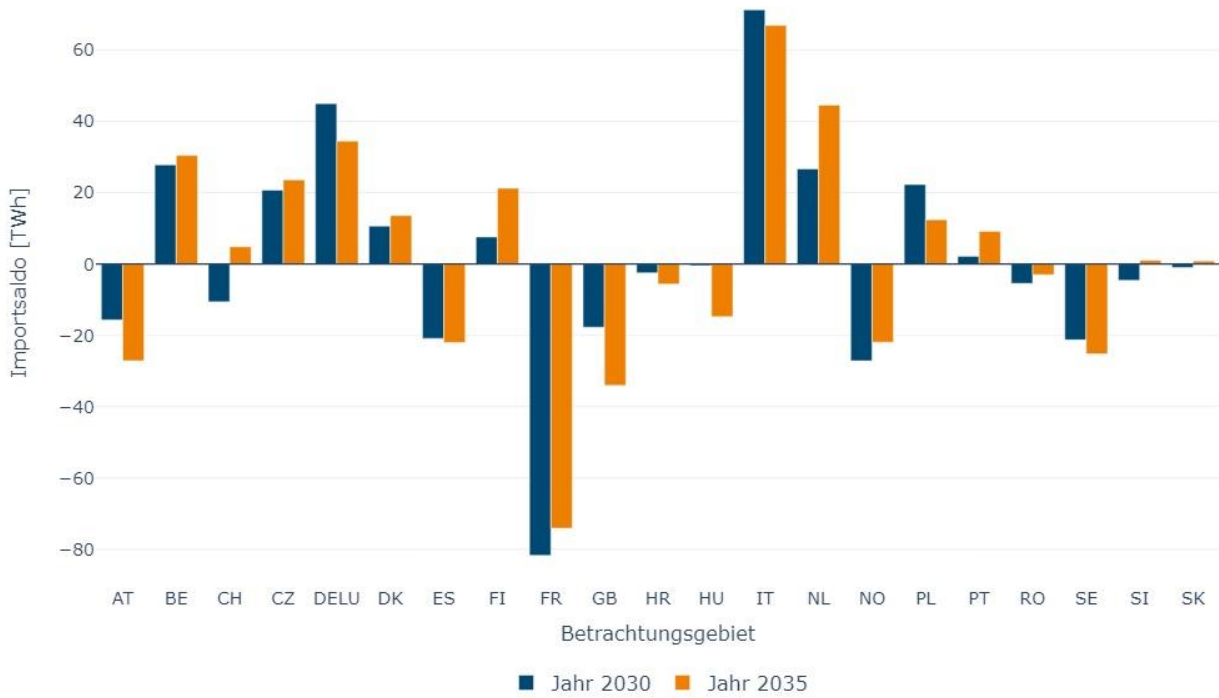


Abbildung 17: Stromhandelssaldo aller Gebotszonen im Zielszenario

Deutlich erkennbar ist, dass neben Deutschland-Luxemburg auch Italien ein bedeutender Importeur ist. Ermöglicht wird dies u.a. dadurch, dass Frankreich bilanziell viel Strom exportiert. Annahmegemäß gibt es in den kommenden Jahren in Frankreich eine hohe installierte Kernkraftwerksleistung sowie einen umfangreichen Zubau an Windenergie- und PV-Anlagen, sodass viel Strom erzeugt und exportiert werden kann.

B Ergebnisse Szenario Verzögerte Energiewende

1. Entwicklung des Kraftwerksparks im Betrachtungszeitraum

In Abbildung 18 ist die Entwicklung der installierten Leistung der Kraftwerke, der Flexibilitäten sowie der Windenergie- und PV-Anlagen analog zur Abbildung 2 im Zielszenario bis zum Jahr 2035 dargestellt. Für die Nachfrageflexibilitäten (u.a. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) wird die Lastreduktion abgebildet, die das Modell maximal nutzen kann. Demnach zeigt die Abbildung nicht die gesicherte Erzeugungsleistung, die in einer Stunde tatsächlich zur Strombedarfsdeckung zur Verfügung steht, sondern die installierte Leistung vor Abzug von Nicht-Verfügbarkeiten.

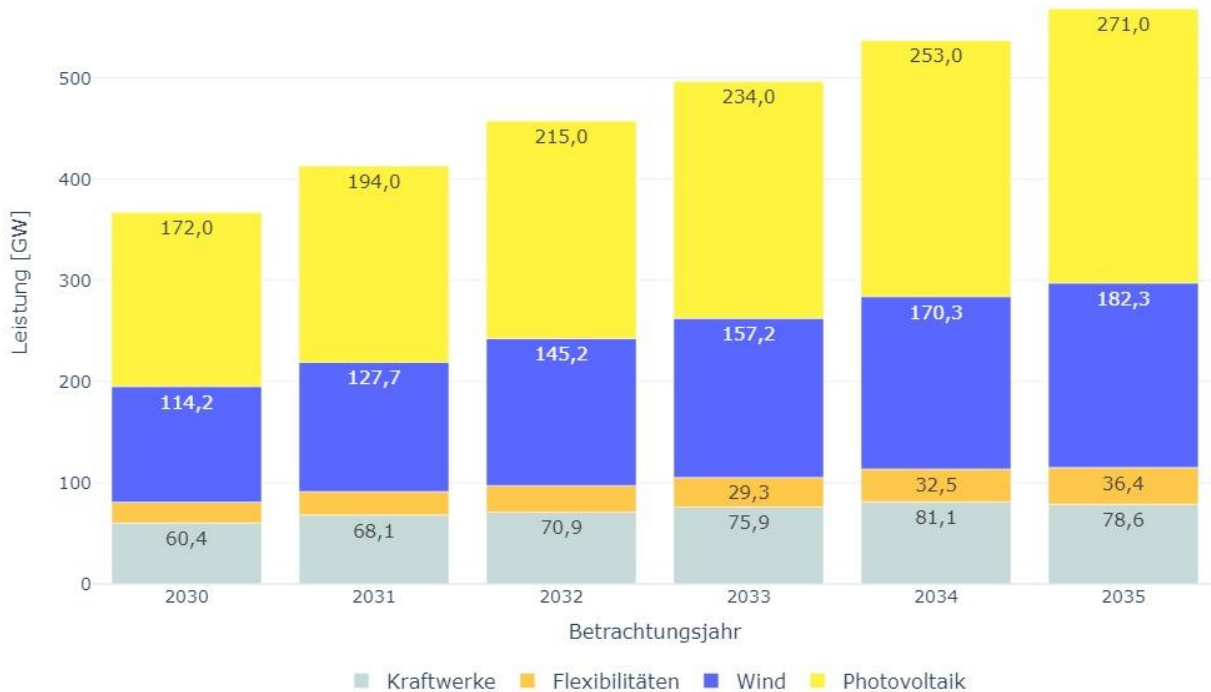


Abbildung 18: Entwicklung der Kraftwerke, der Flexibilitäten sowie Windenergie- und PV-Anlagen in Deutschland im VE-Szenario

Verglichen mit dem Zielszenario verzögert sich annahmegemäß der Ausbau der Windenergie- und PV-Anlagen. Auch die Leistung der Nachfrageflexibilitäten, als Teil der Flexibilitäten, ist v.a. annahmegemäß deutlich geringer. Die Lastreduktion durch Flexibilitäten insgesamt entspricht in diesem Szenario im Jahr 2035 mit ca. 36,4 GW nur etwa 24 % der Flexibilitätsleistung in Höhe von 149,4 GW im Zielszenario. Demgegenüber steht in diesem Szenario etwas mehr steuerbare Kapazität zur Verfügung. Verglichen mit dem Zielszenario sind z.B. im Jahr 2035 modellendogen mit ca. 78,6 GW ca. 20 % mehr Kraftwerke installiert.

Abbildung 19 zeigt die Entwicklung des Kraftwerksparks im Betrachtungsgebiet ohne Deutschland.

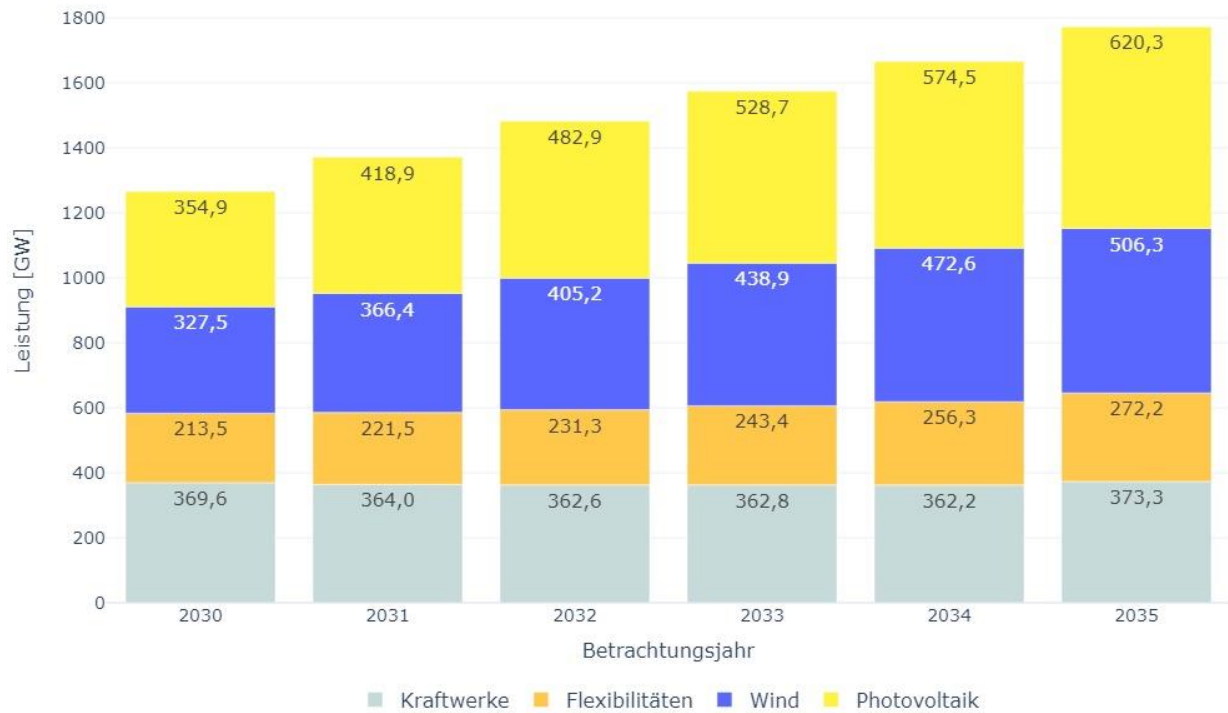


Abbildung 19: Entwicklung der Kraftwerke, der Flexibilitäten sowie Windenergie- und PV-Anlagen im Betrachtungsgebiet ohne Deutschland im VE-Szenario

Verglichen mit dem Zielszenario ist die Leistung der Nachfrageflexibilitäten im Betrachtungsgebiet ohne Deutschland geringer. Hintergrund ist einerseits die gegenüber dem Zielszenario um zwei Jahre verzögerte Elektrifizierung der Nachfragesektoren und andererseits die Absenkung des Anteils flexibler Leistung der Elektroautos sowie Power-to-Gas/Heat Nachfrager. Der Rückgang ist jedoch nicht so stark wie in Deutschland, weil die anderen Länder, wie im Zielszenario beschrieben, annahmegemäß deutlich mehr Speicher haben⁸.

⁸ Das betrifft v.a. Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke in Norwegen, Spanien, Frankreich, Italien.

2. Steuerbare Kapazitäten

In Abbildung 20 ist die installierte Leistung der Kraftwerke im Detail dargestellt.

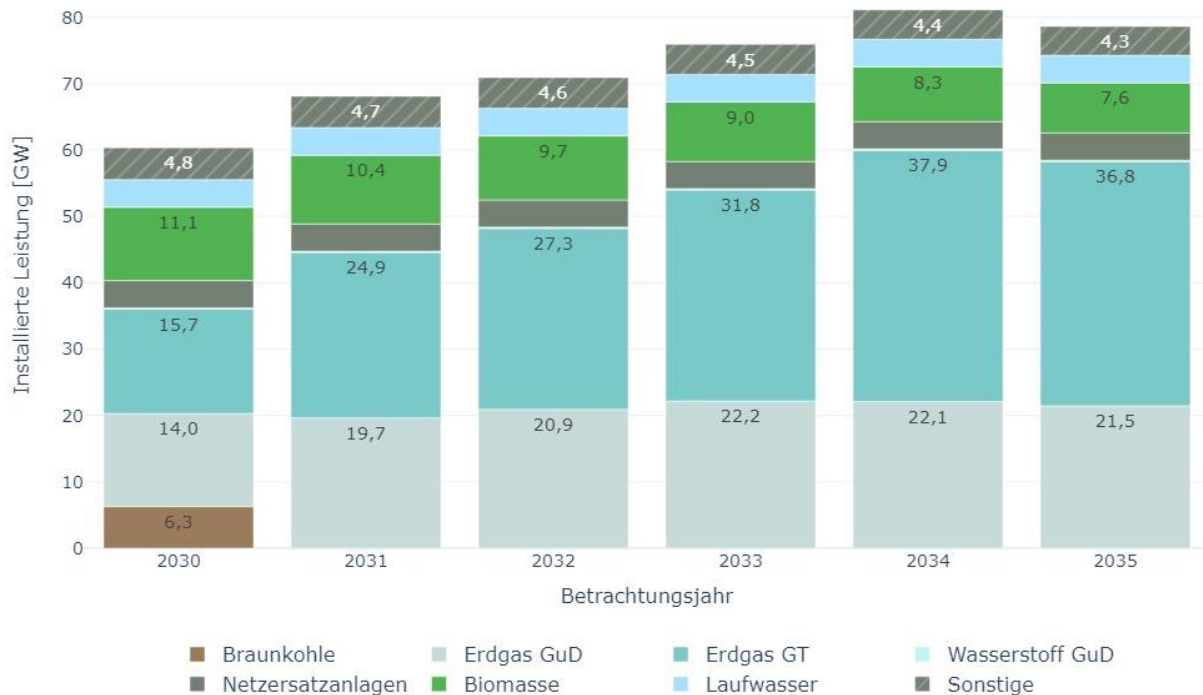


Abbildung 20: Entwicklung der installierten Leistung der Kraftwerke in Deutschland im VE-Szenario

In diesem Szenario sind vorzeitige modellendogene Stilllegungen ab dem Jahr 2030 möglich. Für die Braunkohlekraftwerke werden bis einschließlich des Jahres 2030 geringere CO₂-Kosten angenommen⁹. Daher bleiben im Ergebnis 6,3 GW Braunkohlekapazitäten auch noch im Jahr 2030 am Markt aktiv. Ab dem Jahr 2031 gelten dann auch für die Braunkohlekraftwerke die höheren CO₂-Preise, so dass sich die Verstromung von Braunkohle nicht mehr lohnt und sie vollständig im Modell stillgelegt werden.

Die Steinkohlekraftwerke werden bis zum Jahr 2030 modellbasiert vollständig stillgelegt.

Erdgas-GT-Kraftwerke dürfen modellendogen ab dem Jahr 2030 und GuD-Anlagen ab dem Jahr 2031 zugebaut werden. Im Jahr 2030 ist die installierte Leistung der Erdgas-GT-Kraftwerke in beiden Szenarien vergleichbar. Ab dem Jahr 2031 ist die installierte Leistung der Erdgas-GT-Kraftwerke modellendogen deutlich größer als im Zielszenario. Bis zum Jahr 2035 steigt die Differenz der Erdgaskraftwerke sukzessive auf ca. 13,4 GW an (inkl. H₂-GuD-Kraftwerke sind es ca. 13,1 GW). Ursächlich hierfür ist, dass die exogen reduzierte Nachfrageflexibilität im VE-Szenario durch modellendogen zugebaute Erdgas-GT-Kraftwerke kompensiert wird, die geringe Investitionskosten aufweisen und als Spitzenlast-Kraftwerke fungieren.

⁹ Siehe Anhang 2, A 2.

Die Leistung der Biomasse-, Laufwasser- und sonstigen Kraftwerke sowie der Wasserstoff-GuD-Kraftwerke ist im Wesentlichen exogen vorgegeben und unterscheidet sich dementsprechend in den Szenarien nicht.

Wenn die Leistung aus der Kraftwerksstrategie nicht exogen ins Modell eingeht, gibt es im VE-Szenario kleinere Verschiebungen innerhalb der Gastechnologien hin zu mehr Gasturbinen statt GuD-Anlagen, aber in Summe verändern sich die Werte für installierte Leistung der Gaskraftwerke nur marginal (Abbildung 21).



Abbildung 21: Installierte Leistung der Kraftwerke in Deutschland im VE-Szenario ohne Kraftwerksstrategie

So beträgt der Unterschied der Summe aus Erdgas GuD-, GT- und H2-Kraftwerken im Jahr 2035 zwischen den Berechnungen mit und ohne Kraftwerksstrategie nur 22 MW. Die Zusammensetzung verschiebt sich leicht in Richtung der Gasturbinen.

In Abbildung 22 sind die Vollbenutzungsstunden der Erdgas-, H2- und Kohlekraftwerke in Deutschland im VE-Szenario dargestellt.

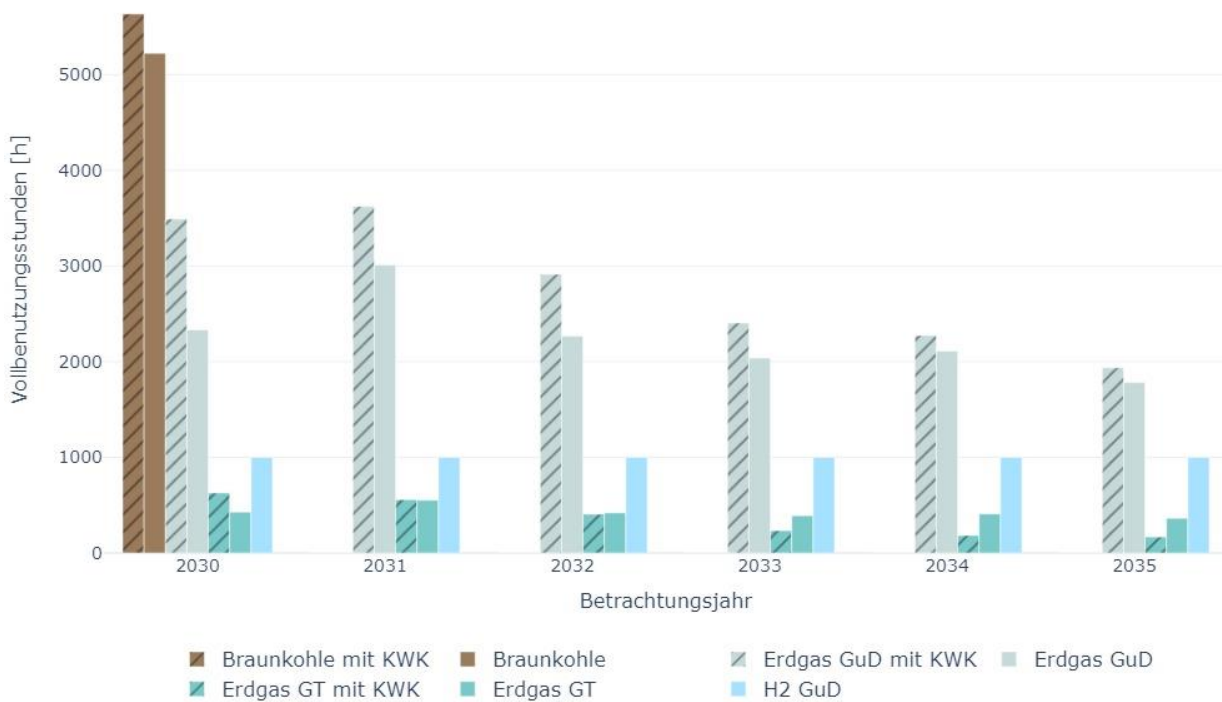


Abbildung 22: Vollbenutzungsstunden für Kohle- und Gaskraftwerke in Deutschland im VE-Szenario

Die Braunkohlekraftwerke sind bis zu ihrer vollständigen modellendogenen Stilllegung im Jahr 2031 Grundlastkraftwerke mit über 5.000 Vollbenutzungsstunden. Grund für die hohe Auslastung sind die günstigen CO₂-Zertifikatekosten von 20 Euro/tCO₂, von denen Braunkohlebetreiber annahmegemäß profitieren.

Die Vollbenutzungsstunden der Erdgas-GuD-Kraftwerke mit KWK nehmen nach dem Jahr 2031 kontinuierlich ab, von ca. 3.500 h im Jahr 2030 auf ca. 1.900 h im Jahr 2035. Die Vollbenutzungsstunden der Erdgas-GuD-Kraftwerke ohne KWK steigen mit der Stilllegung aller Braunkohlekraftwerke im Jahr 2031 nochmal an. Danach nehmen auch sie kontinuierlich von ca. 3.000 h auf ca. 1.800 h im Jahr 2035 ab.

Beide Erdgas-GuD-Kraftwerksgruppen haben im Jahr 2035 ca. eine doppelt so hohe Anzahl an Vollbenutzungsstunden im Vergleich zum Zielszenario. Das korrespondiert mit der Entwicklung der mittleren Residuallast, die in diesem Szenario auch nach Einsatz der gesamten Flexibilitäten (also Nachfrageflexibilitäten und Speicher) größer ist als im Zielszenario.

Die Vollbenutzungsstunden der Erdgas-GT-Kraftwerke mit KWK nehmen modellendogen gleichfalls ab dem Jahr 2031 ab und betragen im Jahr 2035 nur noch ca. 168 h. Das ist nur leicht höher im Vergleich zum Zielszenario mit ca. 130 h. Die Vollbenutzungsstunden der Erdgas-GT-Kraftwerke ohne KWK liegen im Jahr 2030 bei ca. 430 h. Bis zum Jahr 2035 sinken sie auf 363 h. Das ist fast genauso viel wie im Zielszenario mit ca. 370 h.

Die H₂-GuD-Kraftwerke erreichen immer ihre Obergrenze in Höhe von 1.000 Vollbenutzungsstunden. Sie sind im Modell kostentechnisch neugebauten Erdgas-GuD-Kraftwerken gleichgestellt.

In Tabelle 4 ist der kumulierte Brutto- und Nettozubau der Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke beginnend ab dem Jahr 2024 für das VE-Szenario dargestellt.

		Kumulierter Zubau mit 2024 als Basis [MW]									
		Brutto								Netto	
		2030				2035				2030	2035
		Ges.	Endog.	KWS	KWL	Ges.	Endog.	KWS	KWL	Ges.	Ges.
Erdgas	GT	2.037	1.567	300	170	24.650	23.730	750	170	1.972	23.944
	GT +KWK	12	0	0	12	12	0	0	12	-1.885	-2.781
	GuD	2.000	0	2.000	0	9.393	4.593	4.800	0	1.797	9.128
	GuD +KWK	500	0	500	0	1.250	0	1.250	0	-5.016	-4.908
	GuD	200	0	200	0	200	0	200	0	200	200
Summe		4.749	1.567	3.000	182	35.505	28.323	7.000	182	-2.932	25.583

Tabelle 4: Kumulierte Bestandsveränderungen der Erdgas- sowie H2-Kraftwerke in Deutschland im VE-Szenario

Es ist zu erkennen, dass sich bis zum Jahr 2030 der Neubau von knapp 4,8 GW überwiegend aus der Kraftwerksstrategie speist mit 3 GW. Über die Kraftwerksstrategie hinaus werden knapp 1,6 GW Erdgas-GT-Kraftwerke bis 2030 modellendogen zugebaut. Darüber hinaus wird deutlich, dass die Nettobestandsveränderung bis zum Jahr 2030 negativ ist. Das heißt, trotz der Kraftwerksstrategie wird netto 2,9 GW Leistung modellendogen stillgelegt. Wie bereits im Zielszenario betrifft dieser Rückbau einzig die KWK-Anlagen und ist auf die zunehmende Substituierung mit elektrischen Wärmeerzeugern zurückzuführen.

Das Modell identifiziert im VE-Szenario bis zum Jahr 2035 einen Bruttozubau von Gaskraftwerken in der Größenordnung von 35,5 GW. Ein Teil dieses Zubaus wird entsprechend der Annahmen über die Kraftwerksstrategie realisiert (7 GW). Darüber hinaus werden Erdgas-GT-Kraftwerke im Umfang von ca. 23,7 GW und Erdgas-GuD-Kraftwerke im Umfang von ca. 4,6 GW modellendogen zugebaut. Zum Vergleich lag der Bruttozubau im Zielszenario bei ca. 22,4 GW.

In Abbildung 23 ist die installierte elektrische Leistung der KWK-Kraftwerke in Deutschland zu sehen.

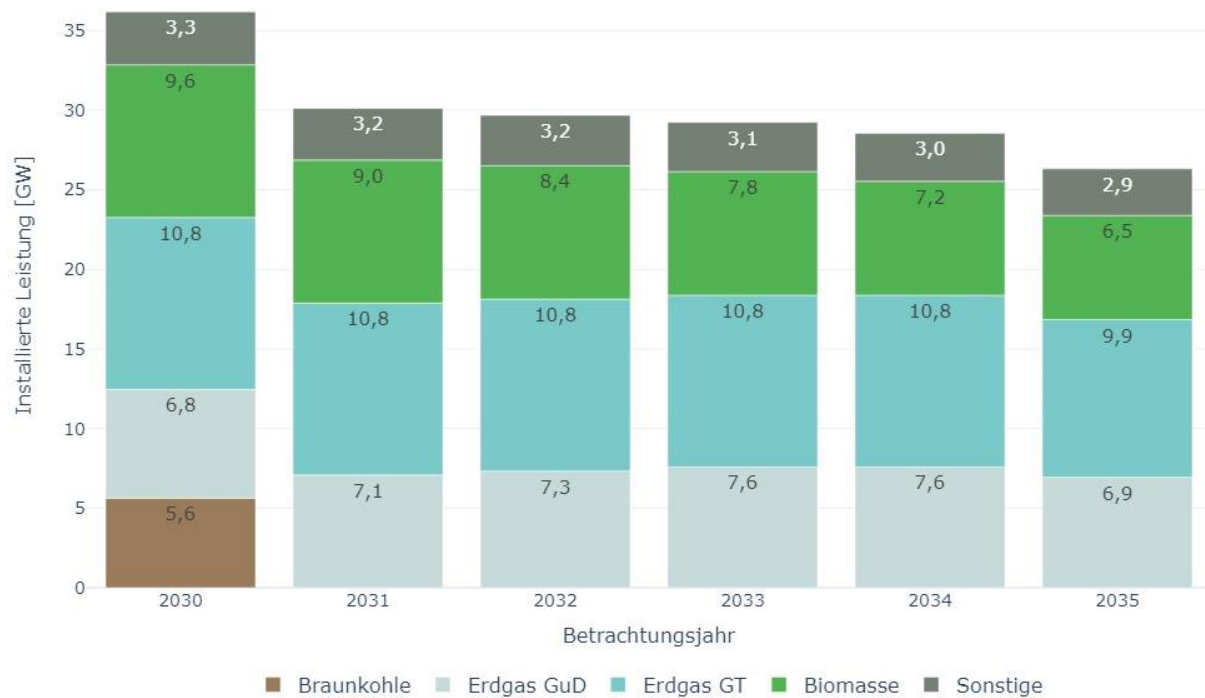


Abbildung 23: Entwicklung der installierten, elektrischen Leistung der KWK-Kraftwerke in Deutschland im VE-Szenario

Da die Braunkohle-KWK-Kraftwerke bis zum Jahr 2030 unter den getroffenen Annahmen im Markt betrieben werden, ist die KWK-Leistung im VE-Szenario bis dahin deutlich größer als im Zielszenario. In den Folgejahren ist die KWK-Leistung in beiden Szenarien nahezu identisch. Die Erdgas-GuD-Kraftwerke mit KWK-Eigenschaft haben im VE-Szenario jedoch höhere Vollbenutzungsstunden, da der KWK-Wärmebedarf in diesem Szenario aufgrund der verzögerten Elektrifizierung der Fernwärme höher ist.

In Abbildung 24 ist die installierte Leistung der Kraftwerke im Betrachtungsgebiet ohne Deutschland dargestellt.

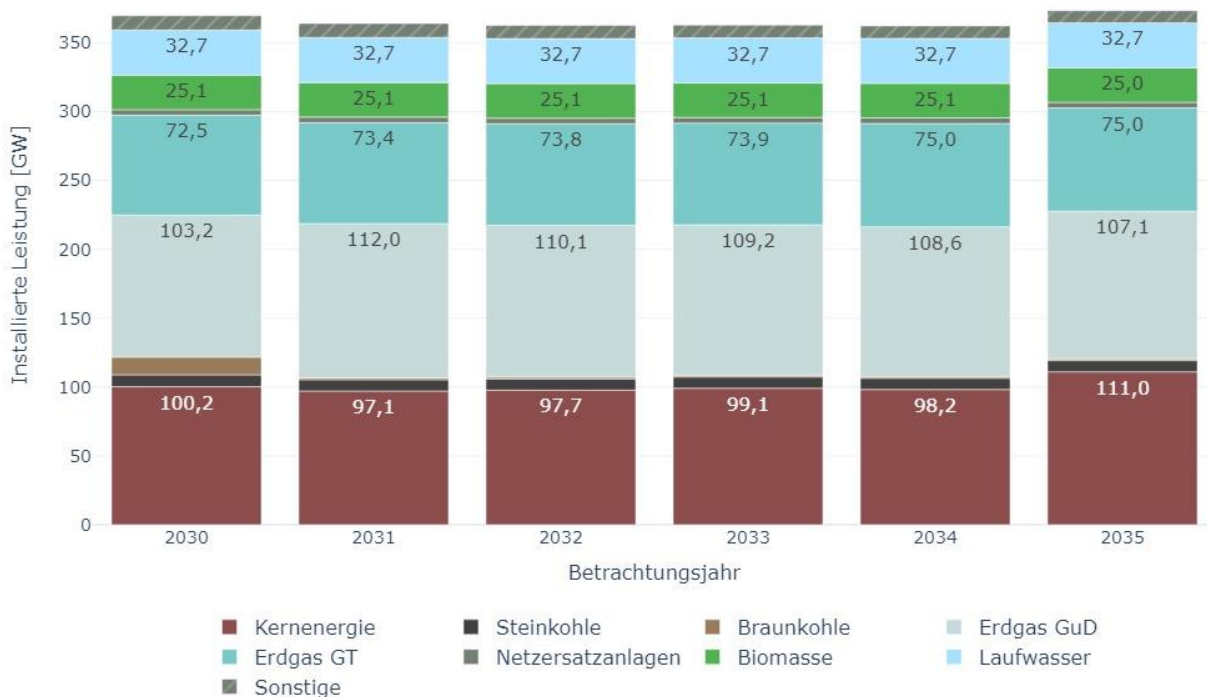


Abbildung 24: Entwicklung der installierten Leistung der Kraftwerke im Betrachtungsgebiet ohne Deutschland im VE-Szenario

Im Wesentlichen gelten die Aussagen zum Zielszenario auch für das VE-Szenario. Bis zum Jahr 2030 werden in der Modellrechnung identifizierte Überkapazitäten im Markt modellendogen abgebaut, ehe ab dem Jahr 2030 insbesondere Erdgas-GT-Kapazitäten modellendogen zugebaut werden. Im Unterschied zum Zielszenario werden hier die Braunkohlekraftwerke bis zum Jahr 2030 im Markt gehalten. Ursächlich hierfür ist die Annahme über günstige CO₂-Zertifikate im VE-Szenario¹⁰. Im Durchschnitt ist die steuerbare Kapazität im VE-Szenario 4,0 % größer als im Zielszenario.

3. Entwicklung der Nachfrageflexibilitäten und Speicher

Nachfrageflexibilitäten

In Abbildung 25 ist die zeitungeiche Summe der maximal verfügbaren Leistungen der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland dargestellt. Die installierte Leistung der Nachfrageflexibilitäten ist größtenteils exogen vorgegeben, und sie liegt um ca. 80 % niedriger als im Zielszenario. Dies basiert auf der Annahme einer deutlich reduzierten Nachfrageflexibilität in diesem Szenario.¹¹

¹⁰ Siehe auch Anhang 2, A 2

¹¹ Siehe Anhang 2 Kapitel A 2



Abbildung 25: Maximales zeitungleiches Lastreduktionspotential der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland im VE-Szenario

In Abbildung 25 ist die weitgehend exogen vorgegebene Entwicklung des maximalen zeitungleichen Lastreduktionspotentials der Nachfrageflexibilitäten zu sehen. Beispielhaft für das Jahr 2035 beträgt die Summe der maximalen zeitungleichen Lastreduktionen der Nachfrageflexibilitäten in diesem Szenario ca. 22,6 GW. Im Vergleich dazu liegt der Wert im Zielszenario bei ca. 131 GW. Die Nachfrageflexibilität im Sektor "Gewerbe Handel Dienstleistung" wird in diesem Szenario vergleichbar zum Zielszenario nicht erschlossen.

Aus Versorgungssicherheitssicht ist entscheidend, welche Lastreduktion die Nachfrageflexibilitäten im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast bereitstellen können. Denn diese Stunde ist durch den höchsten Bedarf an steuerbarer Kapazität in Deutschland gekennzeichnet. In Abbildung 26 ist die verfügbare Leistung der Nachfrageflexibilitäten im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast dargestellt.



Abbildung 26: Verfügbare Lastreduktion der Nachfrageflexibilitäten im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast im VE-Szenario

Das Lastreduktionspotential im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast liegt definitionsgemäß unterhalb der zeitungleichen Summe der Lastreduktionspotentiale. Beispielhaft für das Jahr 2035 sind von den ca. 22,6 GW Lastreduktion ca. 14,5 GW verfügbar, also ca. 64 % (im Zielszenario 59 %). Insbesondere die Power-2-Heat/Gas Technologien haben ein deutlich geringeres Lastreduktionspotential im Zeitpunkt der Jahreshöchstlast. Das ist mitunter darauf zurückzuführen, dass gerade Elektrolyseure nicht zu Spitzenlastzeiten Strom beziehen sollten.

In Abbildung 27 werden die maximale Lastsenkung und -erhöhung betrachtet, die in einer Stunde des Jahres aufgetreten sind. So werden auch hier die Auswirkungen der unterschiedlichen Annahmen zwischen den Szenarien deutlich.

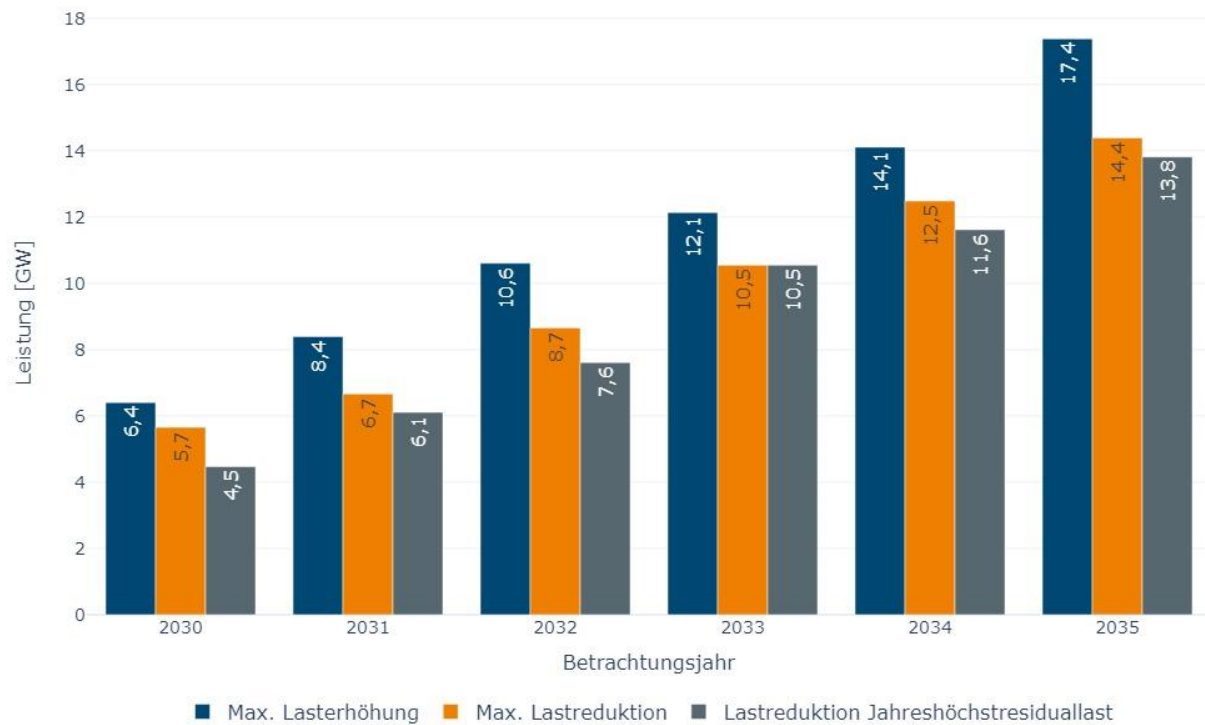


Abbildung 27: Entwicklung der Lastreduktion und -erhöhung der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland im VE-Szenario

Während im Zielszenario im Jahr 2035 die Last in einer Stunde maximal um ca. 43,6 GW reduziert und um maximal ca. 53,3 GW erhöht wird, zeigt sich im VE-Szenario eine maximale Lastreduktion von nur noch 14,4 GW und einer Erhöhung von 17,4 GW. Das heißt, auftretende Lastspitzen können im VE-Szenario deutlich weniger durch Nachfrageflexibilitäten reduziert werden. Beispielhaft für das Jahr 2035 werden von der ca. 14,5 GW verfügbaren Lastreduktion der Nachfrageflexibilitäten im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast ca. 13,8 GW genutzt. Das sind ca. 95 % der verfügbaren Lastreduktionspotentiale (im Zielszenario 39 %) und von den ursprünglichen maximalen 22,6 GW sind das ca. 61 % (im Zielszenario 29 %). Anteilig wird die Nachfrageflexibilität im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast deutlich stärker genutzt im Vergleich zum Zielszenario.

Entsprechend der über die Zeit anwachsenden Nachfrageflexibilitäten nimmt die im Modell genutzte Lastreduktion bzw. Lasterhöhung kontinuierlich zu, wobei die maximale Erhöhung in der Regel größer ist als die maximale Lastreduktion. Grund ist, dass das Lasterhöhungspotential größer ist als das Lastsenkungspotential. Im Gegensatz zum Zielszenario bleibt aus Sicht der Versorgungssicherheit die Stunde der Jahreshöchstresiduallast eine der national relevanteren Stunden, weil die Lastreduktion im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast fast gleich groß ist mit dem maximalen Lastreduktionspotential. Im Jahr 2033 sind maximale Lastreduktion und die Lastreduktion im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast fast gleich groß und sonst relativ ähnlich.

In der folgenden Tabelle 5 ist für alle Betrachtungsjahre die Jahreshöchstresiduallast vor und nach Einsatz von Flexibilitäten im Modell dargestellt.

Jahr	Jahreshöchstresiduallast [MW]		Differenz der JHRL vor bzw. nach Einsatz der Flex.	Einzelner Beitrag zur Differenz nach Einsatz der ... [MW]		
	Zeitpunkt [h]	vor Einsatz Flexibilitäten		nach Einsatz Flexibilitäten	Nachfrageflexibilitäten	Speicher
2030	164	94.055	79.613	-14.442	-4.472	-9.970
2031	164	100.588	84.496	-16.092	-6.106	-9.986
2032	212	106.656	88.065	-18.591	-7.612	-10.979
2033	164	112.527	91.905	-20.622	-10.548	-10.074
2034	212	117.282	94.708	-22.574	-11.619	-10.955
2035	212	122.586	97.613	-24.973	-13.816	-11.157

Tabelle 5: Jahreshöchstresiduallast vor sowie nach Einsatz der Flexibilitäten in Deutschland im VE-Szenario

Im Vergleich zum Zielszenario ist die Sektorenkopplung geringer, sodass die Jahreshöchstresiduallast vor Einsatz der Flexibilitäten etwas geringer ausfällt. Im Jahr 2030 beträgt sie ca. 94,1 GW (im Zielszenario ca. 101,5 GW) und im Jahr 2035 ca. 122,6 GW (im Zielszenario ca. 128,1 GW). Der Anstieg beträgt ca. 28,5 GW (im Zielszenario ca. 26,6 GW). Die Reduktion des Anstiegs der Jahreshöchstresiduallast durch den Einsatz der Flexibilitäten, d.h. der Nachfrageflexibilitäten und Speicher, ist zwar in etwa so hoch wie im Zielszenario (im Zielszenario ca. 18,1 GW) aber die Reduktion ist deutlich geringer. Im Jahr 2030 beträgt die Reduktion durch den Einsatz der Flexibilitäten ca. 14,4 GW (im Zielszenario ca. 31,5 GW) und im Jahr 2035 ca. 25,0 GW (im Zielszenario ca. 40,0 GW). Im Jahr 2030 beträgt das Verhältnis der Beiträge (Nachfrageflexibilitäten zu Speichern) zur Reduktion ca. 1:2 (im Zielszenario ca. 2:1) und im Jahr 2035 beträgt das Verhältnis ca. 1:1 (im Zielszenario 3:1).

In der folgenden Abbildung 28 ist für eine Januarwoche im Jahr 2035 der Verlauf der Residuallast vor und nach Einsatz der Nachfrageflexibilitäten im Modell dargestellt. Die Stunde der Jahreshöchstresiduallast liegt ungefähr in der Mitte dieser Woche (Stunde 212).

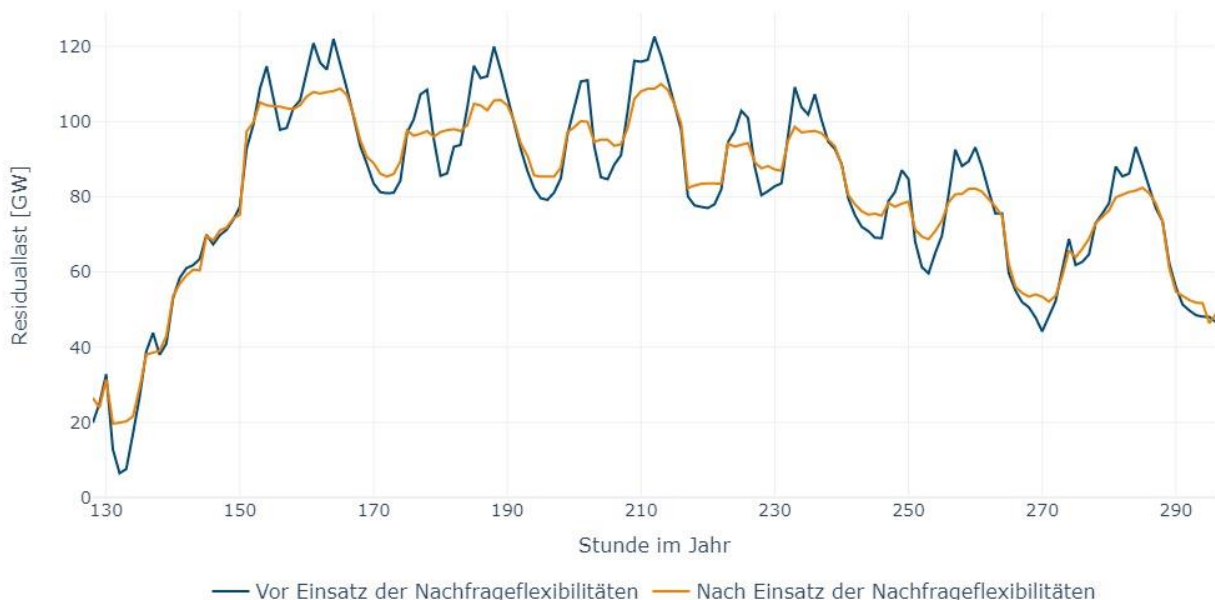


Abbildung 28: Verlauf der Residuallast in einer Januarwoche während der Jahreshöchstresiduallast (Stunde 212) vor und nach Einsatz der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland im Jahr 2035 im VE-Szenario.

Nach Einsatz der Nachfrageflexibilitäten (orangene Linie) liegt der Verbrauch immer unterhalb der Lastspitzen und oberhalb der Lasttäler. Verglichen mit dem Zielszenario wird der starke Anstieg zu Beginn des dargestellten Zeitraums wie folgt reduziert: In Stunde 132 wird die Residuallast von ca. 7 GW auf ca. 20 GW angehoben und in Stunde 154 von ca. 115 GW auf ca. 104 GW verringert. Zwischen der Stunde 132 und der Stunde 154 kann der Anstieg der Residuallast um 78 % reduziert werden. Das ist signifikant, aber deutlich geringer im Vergleich zu den Auswirkungen im Zielszenario (Reduktion auf 51 %).

Um auch hier eine umfassendere Indikation zum Maß der Glättung durch den Einsatz der Nachfrageflexibilitäten bzw. Flexibilitäten zu bekommen, ist in der folgenden Tabelle 6 der Gradient der Residuallast beziffert, d.h. die mittlere betragsmäßige Änderung der Residuallast auf die jeweils nachfolgende Stunde:

Jahr	Mittlerer betragsmäßiger Residuallastgradient [MW/h]		Differenz des Gradienten vor bzw. nach Einsatz der Flex.	Einzelner Beitrag zur Differenz nach Einsatz der ... [MW/h]	
	vor Einsatz Flexibilitäten	nach Einsatz Flexibilitäten		Nachfrageflexibilitäten	Speicher
2030	5.366	3.534	-1.832	-537	-1.295
2031	5.993	3.972	-2.020	-751	-1.269
2032	6.611	4.398	-2.213	-912	-1.301
2033	7.212	4.806	-2.406	-1.108	-1.298
2034	7.816	5.208	-2.607	-1.297	-1.310
2035	8.418	5.542	-2.877	-1.507	-1.370

Tabelle 6: Mittlerer betragsmäßiger Gradient¹² der Residuallast vor sowie nach Einsatz der Flexibilitäten im Modell in Deutschland im VE-Szenario

Der mittlere Residuallastgradient nimmt vor Einsatz der Flexibilitäten deutlich zu von ca. 5,4 GW im Jahr 2030 (im Zielszenario 6,6 GW) um ca. 3,0 GW auf ca. 8,4 GW im Jahr 2035 (im Zielszenario ca. 9,5 GW). Der Einsatz der Flexibilitäten im Modell reduziert den Anstieg des mittleren Residuallastgradienten auf ca. 2,0 GW (im Zielszenario ca. 0,6 GW). Die Reduktion durch Einsatz der Flexibilitäten beträgt im Jahr 2030 ca. 1,8 GW (im Zielszenario ca. 3,3 GW) und im Jahr 2035 ca. 2,9 GW (im Zielszenario ca. 5,6 GW). Im Jahr 2030 beträgt das Verhältnis der Beiträge (Nachfrageflexibilität zu Speicher) zur Reduktion ca. 1:2 (im Zielszenario ca. 2:1) und im Jahr 2035 ca. 1:1 (im Zielszenario sogar ca. 4:1).

Speicher

¹² Die einzelnen Beiträge zur Differenz werden nach Einsatz der Speicher berechnet, da wegen der Verwendung von Beträgen die Summe bei Einzelbetrachtung nicht exakt der Differenz bei Gesamtbetrachtung entspricht. Das heißt, nach Einsatz der Speicher wird der restliche Beitrag bis zur gesamten Differenz den Nachfrageflexibilitäten zugerechnet, weil die Speicher geringere variable Betriebskosten als die Nachfrageflexibilitäten haben.

In Abbildung 29 ist die installierte Leistung der Speicher in Deutschland dargestellt.

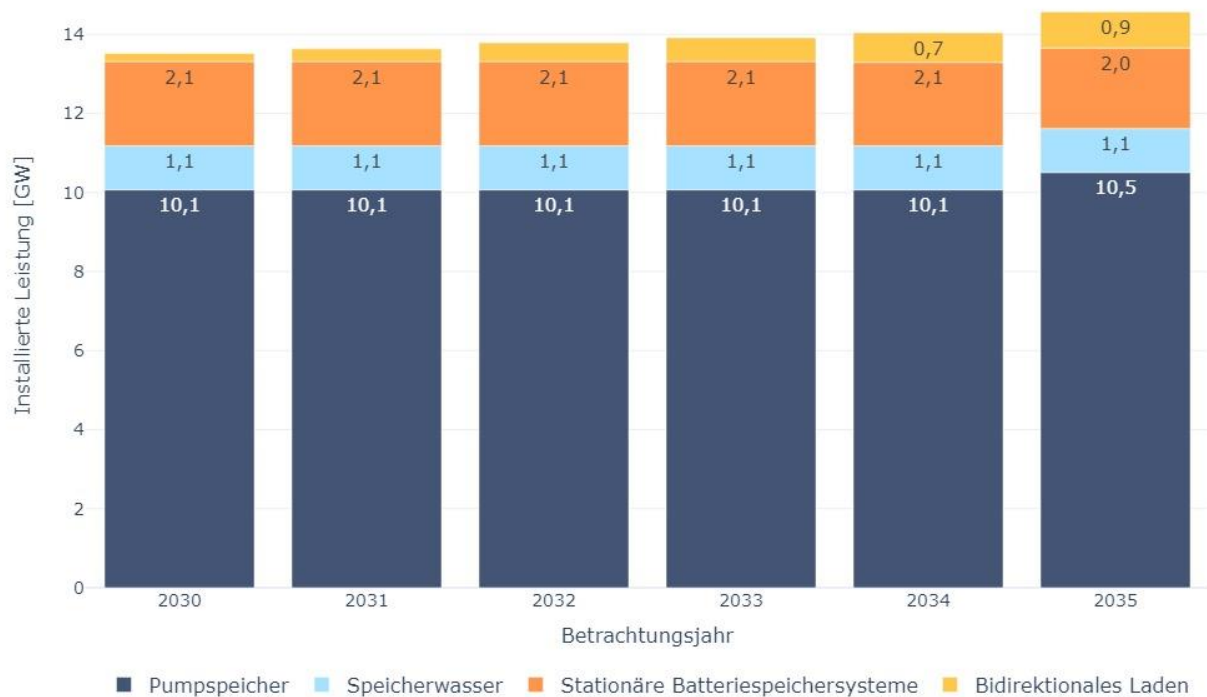


Abbildung 29: Installierte Leistung der Speicher in Deutschland im VE-Szenario

Die Entwicklung der installierten Leistung der Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke ist ebenso wie die der Elektro-Mobilität mit bidirektionalen Laden eine Annahme, die in das Modell einfließt. Die Leistung der Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke ist identisch zwischen beiden Szenarien. Im Vergleich zum Zielszenario wurde jedoch der Leistungsaufwuchs des bidirektionalen Ladens um zwei Jahre verzögert und die Leistung um 80 % gegenüber dem Zielszenario reduziert. Während im Zielszenario bis zum Jahr 2035 eine Leistung von 6,6 GW angenommen wird, sind es im VE-Szenario lediglich 0,9 GW. Die stationären Batteriespeichersysteme können modellendogen erschlossen bzw. stillgelegt werden. Im Ergebnis ist die Leistung der stationären Batteriesysteme im VE-Szenario mit knapp 2,1 GW für den ganzen Betrachtungszeitraum mehr als doppelt so hoch im Vergleich zum Zielszenario (0,8 GW). So werden die geringeren Kapazitäten der bidirektionalen Speicher zumindest teilweise durch zusätzliche stationären Batteriespeichersysteme substituiert.

4. Verfügbare Erzeugungsleistung

In Abbildung 30 sind die verfügbaren Erzeugungsleistungen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast in Deutschland dargestellt. Die Darstellung berücksichtigt die Nichtverfügbarkeiten der Kraftwerke, das beschränkte Einsatzpotential der Flexibilitäten sowie die aggregierten Importkapazitäten.

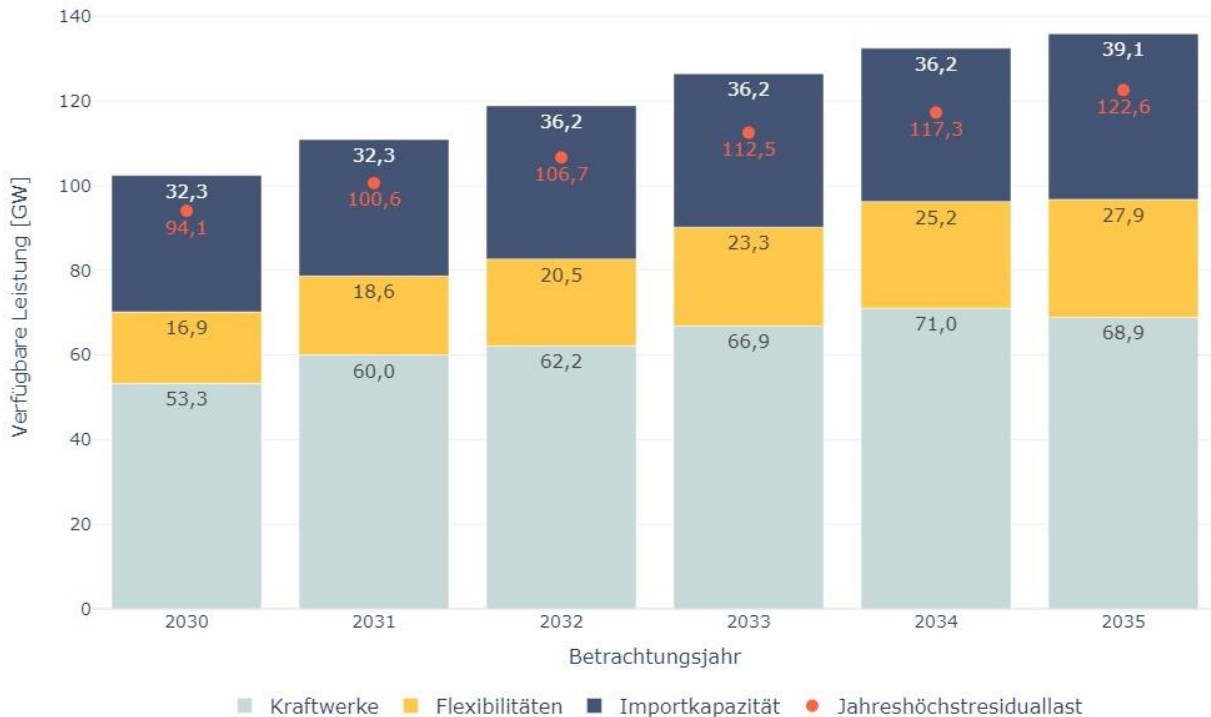


Abbildung 30: Erzeugungsleistungen im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast in Deutschland im VE-Szenario

Im Gegensatz zum Zielszenario befindet sich die Jahreshöchstresiduallast (roter Punkt) immer oberhalb der verfügbaren Kraftwerks- und Speicherleistung und des Lastreduktionspotentials der Nachfrage. Daraus folgt, dass in den jeweiligen Jahren in Hochlast-Phasen die Residuallast nur durch Stromimporte gedeckt werden kann.

Die Differenz zwischen der verfügbaren Kraftwerks- und Speicherleistung, dem Lastreduktionspotential und den Importkapazitäten sowie der Jahreshöchstresiduallast ist im Jahr 2030 am geringsten und beträgt weniger als 10 GW. Es wird deutlich, dass von allen berechneten Jahren insbesondere das Jahr 2030 aus Versorgungssicherheitsicht besonders herausfordernd ist.

5. Energiemengen

In Abbildung 31 ist die Erzeugungsseite der Strombedarfsdeckung in Deutschland dargestellt. Wie bei der Ergebnisdarstellung des Zielszenarios erläutert, wurde die im Modell nicht zur Strombedarfsdeckung genutzte Energie ("Überschussstrom") von der Einspeisung der EE-Anlagen abgezogen.

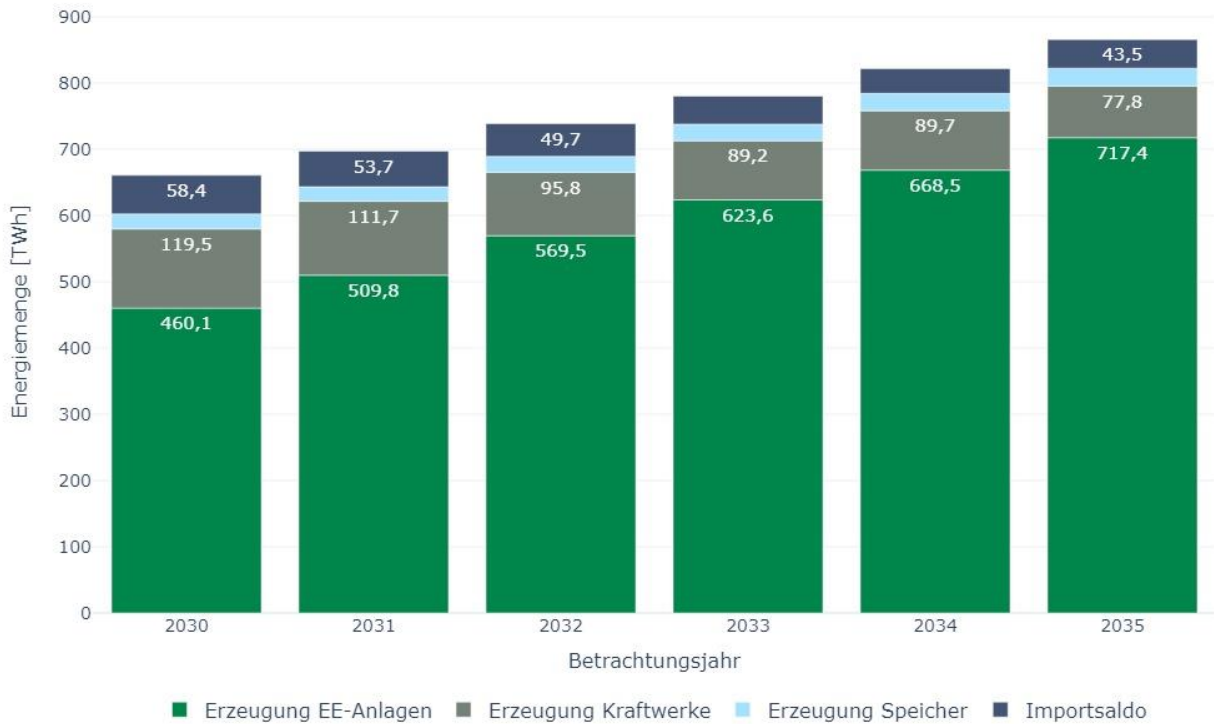


Abbildung 31: Absolute Mengen von Stromerzeugung¹³ in Deutschland im VE-Szenario

Annahmegemäß steigt die Erzeugung aus EE-Anlagen (Wind, PV, Biomasse, Lauf- und Speicherwasser) über die Jahre an (vgl. Abbildung 31). Aufgrund der Verzögerung des Zubaus von Windenergie- und PV-Anlagen in diesem Szenario beträgt die EE-Erzeugung beispielhaft im Jahr 2030 ca. 460,1 TWh verglichen mit ca. 579,5 TWh im Zielszenario.

In der folgenden Abbildung 32 ist der relative Erzeugungsanteil an der Strombedarfsdeckung in Deutschland dargestellt.

¹³ Ohne Überschussstrom, d.h. der im Modell ungenutzte Strom wurde von der Erzeugung der EE-Anlagen in Abbildung 31 abgezogen.

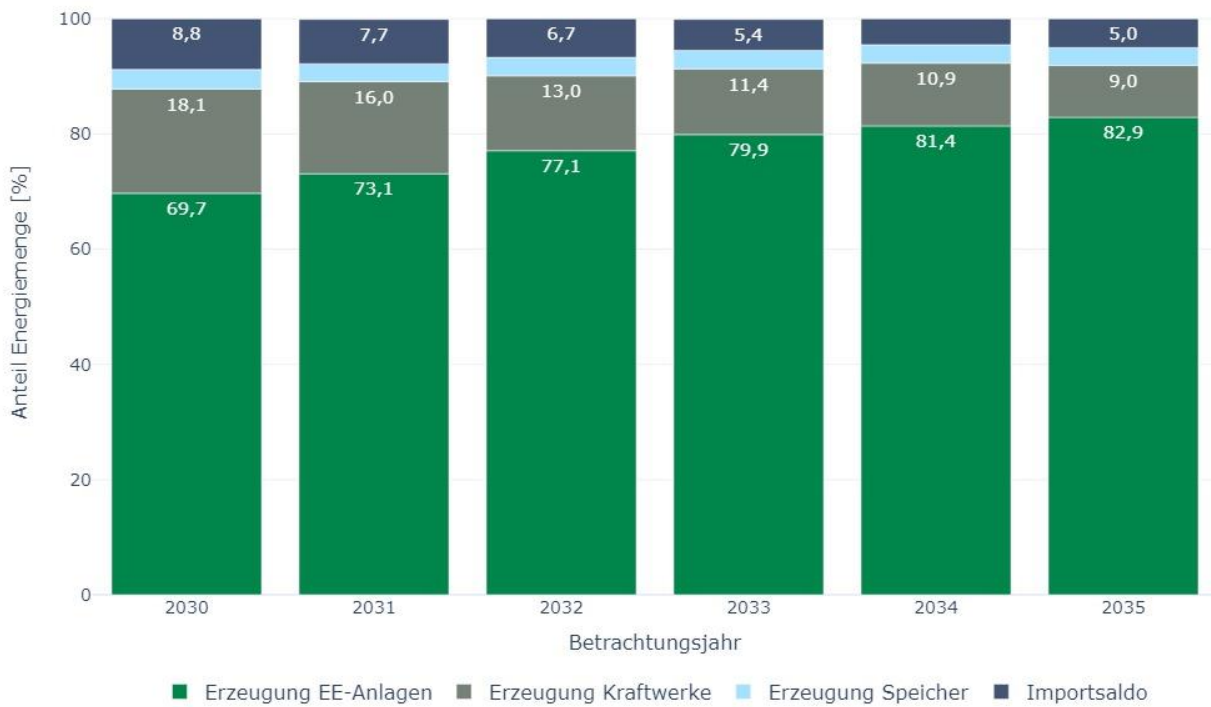


Abbildung 32: Relative Anteile an Stromerzeugung¹⁴ in Deutschland im VE-Szenario

Während der EE-Anteil an der Erzeugung im Zielszenario im Jahr 2030 bereits 81,1 % beträgt, sind es im VE-Szenario 69,6 %. Bis zum Jahr 2035 gleichen sich die EE-Anteile jedoch an. Die EE-Erzeugung steigt im Zielszenario auf 88,9 % und im VE-Szenario auf 82,8 %, sodass der Einfluss der Verzögerung im Zeitverlauf sinkt.

¹⁴ Ohne Überschussstrom, d.h. der im Modell ungenutzte Strom wurde von der Erzeugung der EE-Anlagen in Abbildung 32 abgezogen.

6. Stromhandelssaldo

In Abbildung 33 ist das Stromhandelssaldo der deutsch-luxemburgischen Gebotszone für die Jahre 2030 bis 2035 dargestellt.

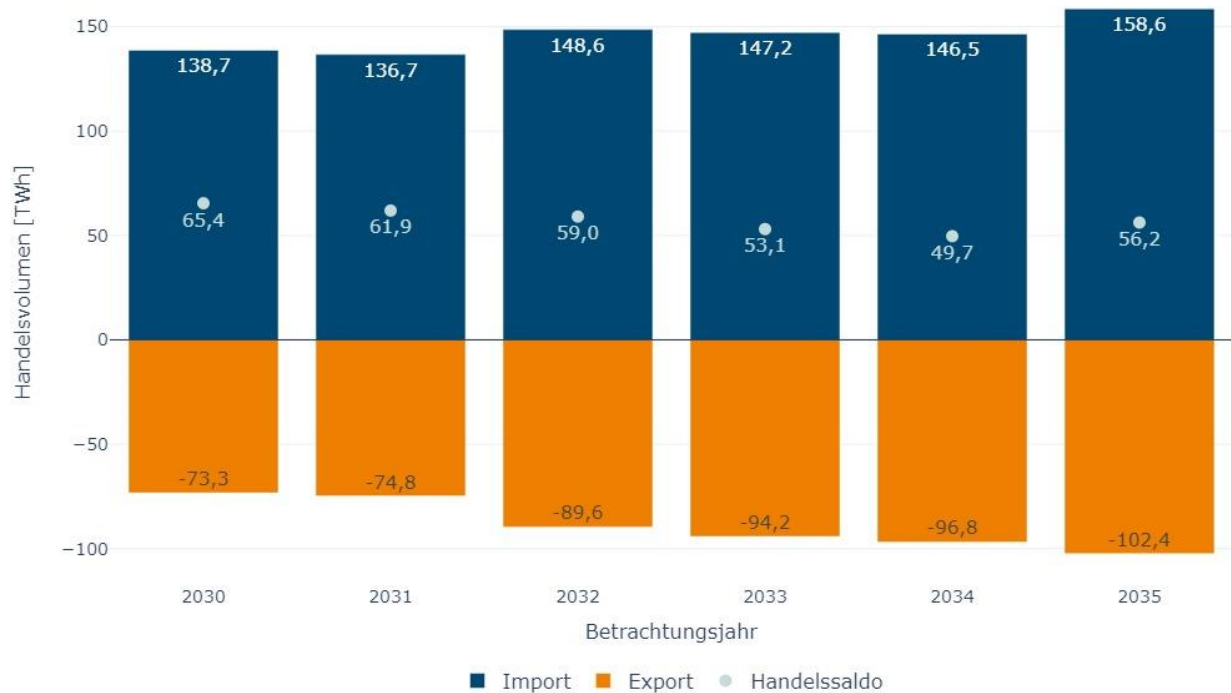


Abbildung 33: Stromhandelssaldo für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg im VE-Szenario

Der Importsaldo beträgt im Jahr 2030 ca. 65,4 TWh. Er liegt im VE-Szenario immer oberhalb der Werte des Zielszenarios. Aufgrund des geringeren EE-Anteils sind ab 2030 umfangreichere Importe als im Zielszenario erforderlich.

In Abbildung 34 sind die Stromhandelssaldi aller Gebotszonen im Betrachtungsgebiet für die Jahre 2030 und 2035 dargestellt. Ein positiver Wert bedeutet, dass die Zone bilanziell Nettoimporteur ist und ein negativer Wert, dass sie Nettoexporteur ist.

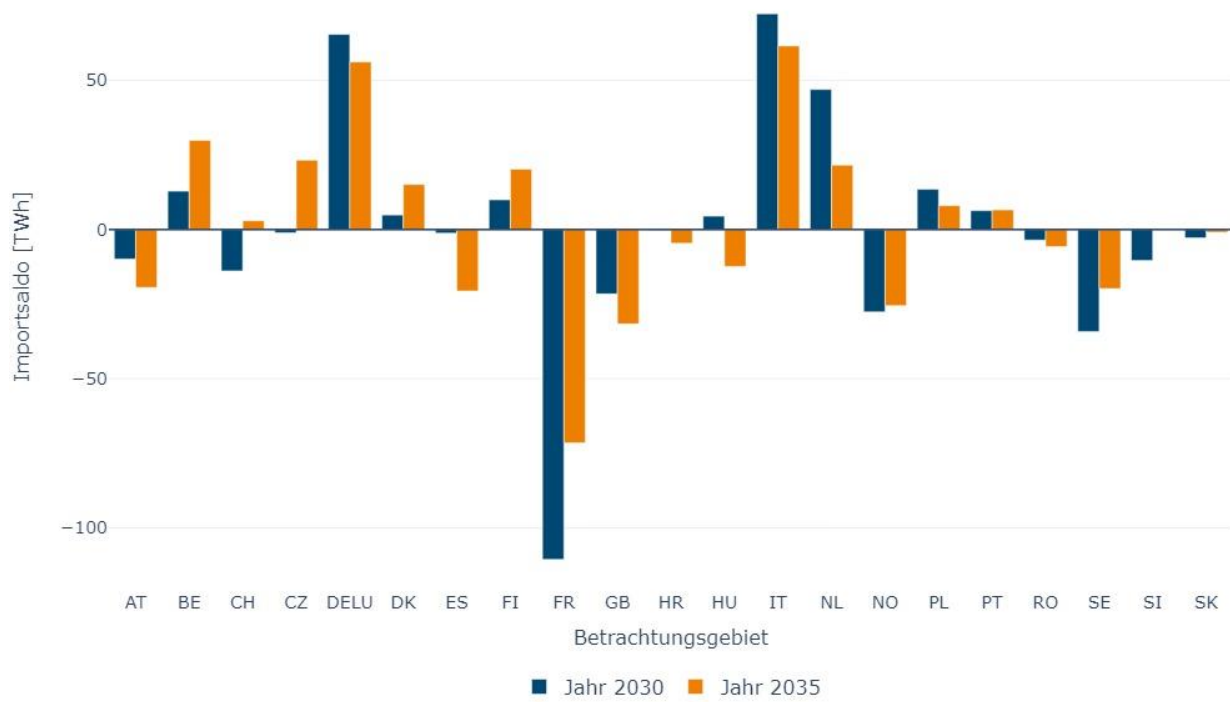


Abbildung 34: Stromhandelssaldo der Gebotszonen im Betrachtungsgebiet im VE-Szenario

Bei den Stromhandelssaldi gibt es zwischen dem Ziel- und VE-Szenario keine wesentlichen Unterschiede: die gleichen Zonen fungieren als Importeure bzw. Exporteure. Insbesondere Deutschland-Luxemburg, Niederlande und Italien sind Importeure und Frankreich Exporteur.

II Ergebnisse der marktseitigen Versorgungssicherheit - LOLE, EENS und Importbeitrag

A Versorgungssicherheitsindikatoren

In Tabelle 7 und Tabelle 8 sind der LOLE (Loss of Load Expectation [h/a]) sowie EENS (Expected Energy Not Served [GWh/a]) für DELU für alle Berechnungen dargestellt. Im Zielszenario ist der LOLE immer unterhalb von 0,3 h/a und somit deutlich unterhalb des Effizienzschwellenwertes von 2,77 h/a. **Das Energiesystem des Zielszenarios kann damit als versorgungssicher bezeichnet werden.**

LOLE

	Zielsz. [h/a]	EE-Sensi. [h/a]	Nflex-Sensi. [h/a]	VE-Sz. [h/a]
2030	0,01	0,24	7,70	4,60
2035	0,28	1,01	11,60	1,77

Tabelle 7: VS-Indikator LOLE für DELU

EENS

	Zielsz. [GWh/a]	EE-Sensi. [GWh/a]	Nflex-Sensi. [GWh/a]	VE-Sz. [GWh/a]
2030	0,0	1,3	51,6	19,3
2035	2,4	12,4	147,3	12,4

Tabelle 8: VS-Indikator EENS für DELU

Neben dem Zielszenario wurden zwei Sensitivitäten nur mit dem Probabilistischem Versorgungssicherheitsmodell (PVSM) gerechnet. Hierdurch kann identifiziert werden, welchen Einfluss die Änderung eines Parameters auf das VS-Niveau hat. Durch die alleinige Modellierung im PVSM kann der Markt in Form des Integriertem Investitions- und Einsatzmodell (IEM) nicht auf die Veränderung reagieren, sodass der Kraftwerkspark identisch mit dem des Zielszenarios bleibt. Die Sensitivitäten ändern somit nichts an der Bewertung der Versorgungssicherheit. Der Zweck der Sensitivitäten ist das Quantifizieren von Einflussgrößen auf das VS-Niveau.

In der EE-Sensitivität wird angenommen, dass sich der EE-Zubau in Deutschland um zwei Jahre verzögert. Für die Nflex-Sensitivität wird angenommen, dass die Leistung der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland auf 20 % des Niveaus des Zielszenarios verringert wird. Da beide Sensitivitäten die Lastdeckungsmöglichkeiten verringern, spiegelt sich erwartungsgemäß ein geringeres VS-Niveau als im Zielszenario wider.

In der EE-Sensitivität zeigen sich mit 0,24 h/a im Jahr 2030 bzw. 1,01 h/a im Jahr 2035 höhere LOLE-Werte als im Zielszenario. In der Flex-Sensitivität erreichen die LOLE-Werte 7,70 h/a im Jahr 2030 bzw. 11,60 h/a im Jahr 2035. Da die beiden Sensitivitäten nur mit dem PVSM gerechnet werden, kann hingegen **kein Versorgungssicherheitsproblem vorliegen, da der Markt auf die veränderte Parametrierung nicht reagieren konnte**. Es wird deutlich, dass eine Verringerung der Leistung der Nachfrageflexibilitäten einen starken und deutlich größeren Einfluss auf das VS-Niveau hat, als eine Verzögerung des Zubaus von EE-

Anlagen. Grund dafür ist, dass Stunden mit einer hohen Residuallast ohnehin gekennzeichnet sind von einer geringeren EE-Einspeisung, sodass eine weitere Verringerung der installierten Anlagenleistung in diesen Situationen keinen großen Einfluss hat. Andererseits wird in Stunden mit hoher Residuallast viel Flexibilität verwendet, da sie gerade in solchen Situationen unverzichtbar für die Versorgungssicherheit ist. Durch die Reduzierung der Flexibilitätsleistung in der Nflex-Sensitivität fehlt diese Leistung dann unmittelbar in Stunden mit hoher Residuallast.

Das **VE-Szenario** weist im Jahr 2030 einen LOLE von 4,60 h/a und 1,77 h/a im Jahr 2035 auf. Mit 4,60 h/a liegt der LOLE über dem Effizienzschwellenwert von 2,77 h/a und eine **rein marktliche Versorgungssicherheit wäre demnach nicht gewährleistet**. Dass der LOLE bis zum Jahr 2035 wieder auf ein versorgungssicheres Maß sinkt, ist dadurch bedingt, dass ab dem Jahr 2031 im Modell ein deutlicher Zubau von Gaskraftwerken stattfindet und dass sich der Effekt der zweijährigen Verzögerung des Ausbaus der EE-Anlagen sowie der Flexibilisierung der Nachfrage am Ende des Betrachtungszeitraums abschwächt.

Der EENS beläuft sich im Jahr 2030 auf 19,3 GWh/a und im Jahr 2035 auf 12,4 GWh/a. Bezieht man die nicht gedeckte Energiemenge auf die zu deckende Residuallast insgesamt, so wird deutlich, dass im Jahr 2030 0,009 % der Last nicht gedeckt wurden und im Jahr 2035 0,010 %. Das heißt selbst in diesem für die Versorgungssicherheit Strom sehr herausfordernden Szenario, kann nur eine sehr geringe Menge nicht vollständig durch den Markt gedeckt werden.

Bei der Berechnung der marktlichen Versorgungssicherheit werden Reserven gemäß den Vorgaben der ERAA-Methode nicht zur Lastdeckung berücksichtigt. Gemäß § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 sind die Übertragungsnetzbetreiber nach geltendem nationalen Recht aber berechtigt und verpflichtet, Reserven im System wie Kraftwerke oder Lasten frühzeitig zu aktivieren, um eine Gefahr oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu beseitigen. Aufgrund der sehr geringen Strommengen, die durch den Markt nicht gedeckt werden, ist es plausibel, dass solche Situationen entsprechend adressierbar wären.

LOLE und EENS

	LOLE [h/a]	EENS [GWh/a]
2030	4,60	19,3
2035	1,77	12,4

Tabelle 9: VS-Indikatoren für DELU im VE-Szenario

B Importbeitrag zur Versorgungssicherheit

Neben den reinen VS-Indikatoren wird auch der Importbeitrag zur Versorgungssicherheit bestimmt. Wie im IEM ist im PVSM der grenzüberschreitende Handel durch bilaterale Handelskapazitäten (Net Transfer Capacities [NTC]) beschränkt. Jedoch wird im PVSM der Handel pönalisiert, sodass nur elektrische Energie importiert wird, wenn alle inländischen Erzeugungskapazitäten ausgereizt sind. Importe sind dann ein Ausdruck inländischer Knappheit. Es droht ein Lastüberhang, falls nicht importiert werden würde. In diesen Situationen leistet das Ausland einen Beitrag zur inländischen Versorgungssicherheit. Der Handel im PVSM ist somit strikt zu trennen von marktlichen Importen, die lediglich geringere Preise im Ausland ausdrücken, jedoch nicht zwingend notwendig zur Lastdeckung sind. Der Importbeitrag zur Versorgungssicherheit wird durch drei Auswertungen charakterisiert:

- Autarkiegrad: Der Anteil an Stunden, in denen in DELU vollständig autark die Last gedeckt werden kann.
- Importbeitrag: Die importierte Energiemenge sowie der Anteil an der Lastdeckung.
- Auslastung Importkapazität: Die Auslastung der aggregierten Importkapazität zum Zeitpunkt der höchsten Importleistung.

Es zeigt sich, dass der Autarkiegrad über den Betrachtungszeitraum ansteigt. Zwar werden in weniger Stunden des Jahres Importe benötigt, dann jedoch in signifikantem Umfang. Das führt in allen Szenarien dazu, dass die Importkapazitäten zum Teil ausgeschöpft sind. In den VS-Sensitivitäten sowie im VE-Szenario ist dies auch ein ursächlicher Grund für die höheren LOLE und EENS Werte gegenüber dem Zielszenario.

1. Autarkiegrad

Jedes Jahr besteht aus 8.760 Stunden und insgesamt werden 4.000 Jahre in der Monte-Carlo-Simulation (MC-Simulation) gerechnet. Das heißt, für jedes untersuchte Jahr liegen 35,04 Millionen (= 8.760 x 4.000) berechnete Stunden vor. Für jede Stunde wird ausgewertet, ob die Last inländisch gedeckt werden kann. Wenn dies der Fall ist, dann kann sich die Gebotszone autark mit Strom versorgen. Der Autarkiegrad ist das Verhältnis aus inländisch gedeckten Stunden zu allen Stunden.

In Tabelle 10 findet sich der Autarkiegrad für alle Berechnungen. Es zeigt sich, dass dieser über die Zeit ansteigt. Das heißt, je weiter man in die Zukunft schaut, in desto weniger Stunden des Jahres ist Import zur Lastdeckung notwendig.

Autarkiegrad

	Zielsz. [%]	EE-Sensi. [%]	Nflex-Sensi. [%]	VE-Sz. [%]
2030	91,3	81,5	86,1	87,3
2035	95,3	92,8	89,8	95,1

Tabelle 10: Autarkiegrad

Im Zielszenario ist der Autarkiegrad stets am höchsten. Bis zum Jahr 2035 nähert sich der Wert des VE-Szenarios dem des Zielszenarios nahezu an. Da die nicht gedeckte Energie im VE-Szenario deutlich höher als im Zielszenario ist, muss in den übrigen Stunden, in denen Import notwendig ist, eine zusätzliche Beschränkung vorliegen, die verhindert, dass Leistung aus dem Ausland importiert wird. Vorliegend bedeutet das, dass die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten ausgeschöpft sind.

Aus der Tabelle wird auch deutlich, dass sich der niedrigste Wert mit 81,5 % in der EE-Sensitivität ergibt. Dieses Ergebnis zeigt, dass mit der Verzögerung des Ausbaus der EE-Anlagen Erzeugung in DELU fehlt und somit häufiger importiert werden muss. Bis zum Jahr 2035 wird dieser Effekt jedoch abgeschwächt, da der Autarkiegrad auf 92,8 % steigt.

Allgemein lässt sich festhalten, dass der Autarkiegrad insgesamt relativ hoch ist, bspw. beträgt er im Zielszenario im Jahr 2035 95,3 %.

2. Importbeitrag zur Lastdeckung

Der Autarkiegrad zeigt an, ob in einer Stunde Importe zur Lastdeckung notwendig sind. Er gibt jedoch keine Auskunft darüber, ob der Importbedarf gering oder hoch ist. In diesem Abschnitt wird deshalb der Importbeitrag im Sinne einer Energiemenge sowie als Anteil an der zu deckenden Last dargestellt. In Tabelle 11 findet sich die importierte Energiemenge für alle Berechnungen. Es zeigt sich erneut, dass der Importbeitrag im Zielszenario im Jahr 2030 am geringsten ist. Im Jahr 2035 ist der Importbeitrag im VE-Szenario am geringsten. Der Grund ist, dass der Kraftwerkspark im VE-Szenario im Jahr 2035 mit 78,6 GW deutlich größer ist als im Zielszenario mit 65,5 GW im Jahr 2035. Da der EENS im VE-Szenario jedoch größer ist als im Zielszenario, müssen die Importkapazitäten ausgeschöpft sein, wenn in kritischen Stunden Leistung importiert werden muss. Durch die EE-Sensitivität zeigt sich darüber hinaus erneut, dass eine Verzögerung des Ausbaus der EE-Anlagen zumindest in der mittleren Frist (2030) bei gleichzeitig steigendem Stromverbrauch mit höheren Stromimporten einhergeht. Dieser Effekt sinkt bis 2035. Hervorzuheben ist außerdem, dass der Importbeitrag zur Versorgungssicherheit deutlich geringer ist als die marktlichen Importe. Diese liegen z.B. im Zielszenario im Jahr 2030 bei 146,7 TWh und im Jahr 2035 bei 159,0 TWh.

Absoluter Importbeitrag

	Zielsz. [TWh/a]	EE-Sensi. [TWh/a]	Nflex-Sensi. [TWh/a]	VE-Sz. [TWh/a]
2030	6,3	23,4	11,6	11,8
2035	3,5	8,8	10,2	0,9

Tabelle 11: Absoluter Importbeitrag zur Lastdeckung

Neben dem absoluten Importbeitrag wurde auch der relative Importbeitrag bestimmt. Hierzu wurde die importierte Energie ins Verhältnis mit dem zu deckenden Strombedarf gesetzt. Diese Kennzahl drückt aus, wie viel Prozent der Last durch Importe gedeckt wird. In Tabelle 12 findet sich der ermittelte, relative Importbeitrag. Für das Zielszenario ist dieser mit unter 1 % sehr gering und in der Regel geringer als in den übrigen Berechnungen. Nur im Jahr 2035 ist er im VE-Szenario noch geringer, da der Kraftwerkspark im Jahr 2035 im VE-Szenario deutlich größer ist als im Zielszenario.

Relativer Importbeitrag

	Zielsz. [%]	EE-Sensi. [%]	Nflex-Sensi. [%]	VE-Sz. [%]
2030	0,91	3,40	1,68	1,85
2035	0,38	0,97	1,12	0,10

Tabelle 12: Relativer Importbeitrag zur Lastdeckung

3. Auslastung der Importkapazität

Es kann zu Nachfrageüberhängen am deutschen Strommarkt kommen, wenn die inländischen Erzeugungskapazitäten und die Importkapazitäten nicht ausreichen, um die Last zu decken. Die Auswertung zur Auslastung der Importkapazitäten drückt aus, wie hoch die relative Auslastung der grenzüberschreitenden Leitungen ist. Hierzu wurde für jedes der 4.000 MC-Jahre die maximale Importleistung bestimmt und durch die aggregierte Importkapazität dividiert. Werte, die ungefähr gleich Eins sind, drücken eine hohe Auslastung mit im Maximum 100 % aus. Ein Auslastungsgrad nahe Null bedeutet, dass nichts importiert wurde.

In Abbildung 35 sind Boxplots der 4.000 Datenpunkt für alle Berechnungen dargestellt. Die Box umfasst das 25-75 %-Perzentil, die rote Linie ist der Median, die Antennen umfassen das 1-99 %-Perzentil. Ausreißer sind darüber hinaus als schwarze Punkte dargestellt.

Es zeigt sich, dass die Auslastung im Zielszenario stets am geringsten ist. Darüber hinaus stellt das Netz im Zielszenario aggregiert über alle grenzüberschreitenden Leitungen keinen limitierenden Faktor dar, da die oberen Antennen immer deutlich unterhalb von 100 % liegen. Da im Zielszenario jedoch auch vereinzelt Unterdeckungen auftreten, bedeutet das, dass in einigen Stunden im Jahr einzelne Grenzkuppelstellen zum Nachbarland voll ausgelastet sein müssen, oder dass im Ausland auch keine Energie zum Export zur Verfügung steht. Es wird zudem deutlich, dass die Auslastung im Zeitverlauf ansteigt, obwohl in der gleichen Zeit das Übertragungsnetz ausgebaut wird. In Zusammenhang mit dem Autarkiegrad, der ebenfalls im Zeitverlauf ansteigt, bedeutet das, dass der Importbeitrag zwar sinkt, aber dass im Bedarfsfall sehr viel Leistung importiert wird.

Die Auslastung ist im VE-Szenario stets höher als im Zielszenario. Dies liegt auch daran, dass die Importkapazität im Jahr 2030 um 4,7 GW geringer ist als im Zielszenario. Die Antennen erreichen selbst mit dem 99 %-Perzentil fast 100 %, was für eine sehr hohe Auslastung spricht. Die Auslastung ist ursächlich für die hohen LOLE und EENS Werte im VE-Szenario, da dann in einigen Stunden keine Leistung mehr importiert werden kann und in diesen Stunden eine Unterdeckung resultiert. Dieses Ergebnis wird durch die Nflex-Sensitivität komplementiert, die die höchste Auslastung aufweist und mit den höchsten LOLE und EENS Werten einhergeht.

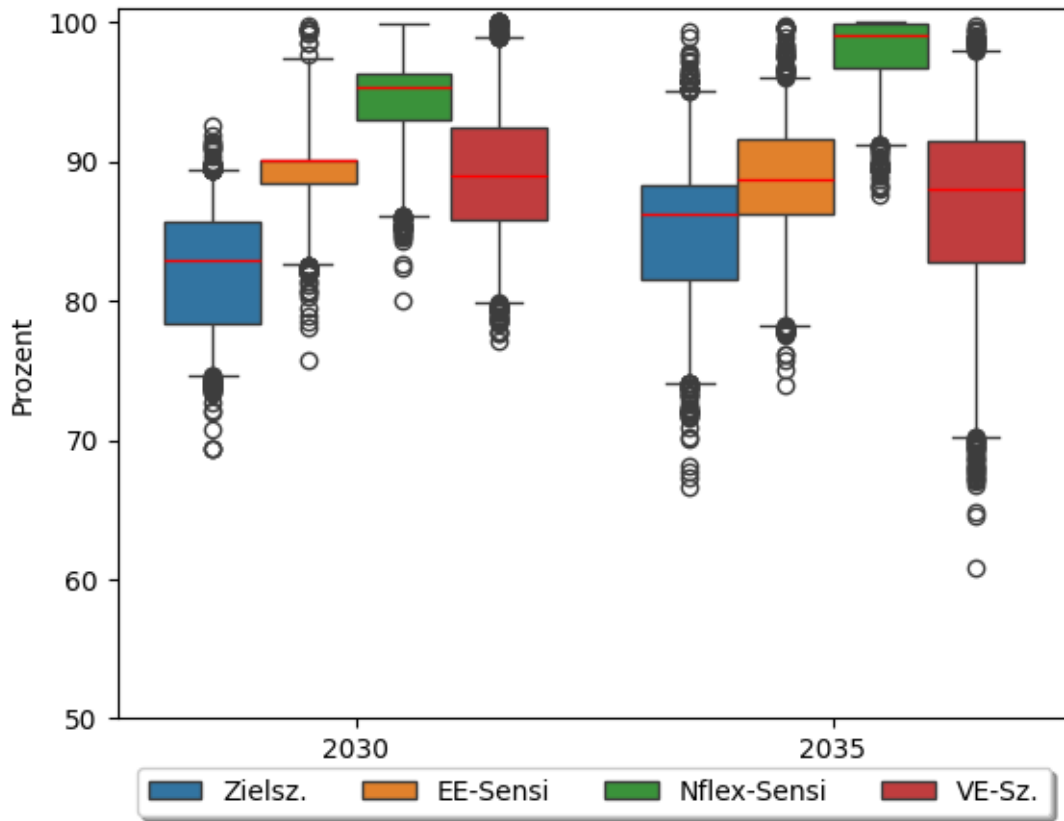


Abbildung 35: Relative Auslastung Importkapazität

III Ergebnisse der netzseitigen Versorgungssicherheit

A Verteilung der Kraftwerksleistung in Deutschland

Im Folgenden werden die Ergebnisse der gewählten regionalen Verteilung von Gaskraftwerken und der gesicherten Kraftwerksleistung in Deutschland näher dargestellt¹⁵.

1. Regionale Verteilung des Bruttozubaues von Gaskraftwerken

Die marktlichen Modellergebnisse zeigen, dass der Kraftwerksneubau bis 2031 im Wesentlichen auf die exogenen Annahmen zur Kraftwerksstrategie zurückzuführen ist. Unter Berücksichtigung des gewählten Vorgehens bei der Verortung der Kraftwerke¹⁶ werden 72 % der modellbasiert zugebauten Leistung in Höhe von 13,7 GW in den Jahren bis 2031 im Süden und Westen verortet. Das Ziel, dass mindestens 2/3 der Kraftwerksleistung laut Kraftwerksstrategie im Süden und Westen zugebaut werden soll, wird damit erfüllt. Bis 2035 erhöht sich der Anteil im Süden und Westen auf 80 % beziehungsweise 17,8 GW der insgesamt 22,3 GW (vgl. Tabelle 12).

Neubau je Jahr [GW]	bis 2030	2031	2032	2033	2034	2035	Summe
Norden / Osten	2,3	1,5	0,0	0,1	0,5	0,1	4,5
Süden / Westen	5,7	4,2	3,2	0,0	4,1	0,6	17,8
Summe	8,0	5,7	3,2	0,1	4,6	0,7	22,3

Tabelle 13: Bruttozubau von Gaskraftwerken (Quelle: BNetzA)

2. Regionale Verteilung des Nettozubaues von Gaskraftwerken

Im Hinblick auf den Nettozubau von Gaskraftwerken spielen Stilllegungen von KWK-Kraftwerken eine wichtige Rolle. Bis 2030 werden im Modell in ganz Deutschland ca. 8 GW Gaskraftwerksleistung zugebaut. Im gleichen Zeitraum werden modellbasiert 8 GW an KWK-Gaskraftwerksleistung stillgelegt. Hintergrund der umfangreichen Stilllegungen von KWK-Gaskraftwerken im Modell ist der Wechsel von KWK-Kraftwerken hin zu Großwärmepumpen und Elektrodenkesseln, der sich aus den getroffenen Annahmen ergibt¹⁷. Die mittels KWK-Anlagen erzeugte jährliche Energiemenge für Fernwärmenetze reduziert sich von knapp 96 TWh in 2024 auf 28 TWh in 2035 (vgl. Tabelle 13).

¹⁵ Kraftwerke mit den Energieträgern Biomasse, Kuppelgas, Abfall, Mineralöl sowie Kohle werden nicht modellendogen zugebaut. Die Leistungen dieser Anlagen fließen in die nachfolgend dargestellten Betrachtungen summiert ein.

¹⁶ Siehe Anhang 4, II.

¹⁷ FfE Gutachten Wärmenetze zum NEP 2023: "Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland", vergleiche Anhang 3 S.57.

Jahresenergie- menge [TWh]	KWK	Wärmepumpe / Elektrodenkessel
	(Kohle/Öl/Erdgas/H2 /Abfall/Biomasse)	
2024	95,9	4,6
2030	57,7	68,4
2035	28,0	98,2

Tabelle 14: Energiemengen von KWK-Anlagen sowie Wärmepumpen und Elektrodenkesseln in Fernwärmenetzen (Quelle: FfE, BNetzA)

Weitere 0,2 GW Gaskraftwerksleistung (ohne KWK) werden altersbedingt stillgelegt, so dass der Bestand bis 2030 in Deutschland leicht auf 32,7 GW sinkt. Der größte Anteil des Nettozubaus von 12,3 GW Kraftwerksleistung im Süden und Westen, der aus der gewählten Verortung resultiert, erfolgt erst in den Jahren 2031 bis 2035. Bis 2030 ist im Süden/Westen lediglich ein Zubau von Kraftwerksleistung im Umfang von 0,9 GW auf 21,4 GW zu verzeichnen (vgl. Tabelle 14).

Gas-KW inkl. Neubau [GW]	Bestand 2024	Bestand 2030	Bestand 2035	Nettozubau 2035 vs. 2024
Norden / Osten	12,4	11,3	12,5	+ 0,1 GW
Süden / Westen	20,5	21,4	32,8	+ 12,3 GW
Gesamtergebnis	32,9	32,7	45,3	+ 12,4 GW

Tabelle 15: Bestand an Gaskraftwerken im Zielszenario in den Jahren 2024, 2030 und 2035 (Quelle: BNetzA)

3. Regionale Verteilung der gesicherten Kraftwerksleistung

In der folgenden Tabelle 15 sind Kraftwerke mit den Energieträgern Abfall, Biomasse, Erdgas, H2, Kohle und Öl aufsummiert und die Gesamtleistungen pro Region dargestellt. Netzersatzanlagen und Wasserkraft sind in dieser Darstellung nicht enthalten.

Gesicherte Leistung [GW]	Bestand 2024	Bestand 2030	Bestand 2035
Norden / Osten	32,2	18,6	17,8
Süden / Westen	44,3	30,0	39,5
Summe	76,5	48,7	57,2

Tabelle 16: Gesicherte Kraftwerksleistung im Zielszenario aufgeteilt nach Regionen in den Jahren 2024, 2030 und 2035 (Quelle: BNetzA)

Die gesicherte Kraftwerksleistung im Süden und Westen sinkt durch die gewählte Verortung von 44,3 GW im Jahr 2024 auf 30 GW im Jahr 2030. Die ebenfalls aus der Verortung resultierenden Transportaufgaben für die Netzberechnungen werden im nachfolgenden Abschnitt dargestellt.

B Ergebnisse der Netzanalysen

Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse, die der Bewertung der netzseitigen Versorgungssicherheit in den betrachteten Jahren 2026, 2030 und 2035 dienen, werden unter der Annahme einer regionalen Verteilung von Erzeugungsanlagen ermittelt (siehe Kapitel III. A). Der Einsatz der Bestandskraftwerke und der in den kommenden Jahren neu zu errichtenden Kraftwerke¹⁸ findet über die stundenscharfe Marktsimulation mit dem Dispatchmodell (DPM)¹⁹ Eingang in die Lastfluss- und die Redispatchberechnungen. Die Ergebnisse der stundenscharfen Marktsimulation des Dispatchmodells (DPM) spiegeln die Ergebnisse des IIEM wider. Durch den höheren Detailgrad bei der Modellierung des Kraftwerksparks²⁰ im DPM ergeben sich jedoch leichte Abweichungen. Dies betrifft nicht nur den Kraftwerkeinsatz, sondern mittelbar auch den Einsatz von Flexibilitäten und den Handel. Der höhere Detailgrad in der Modellierung ist für die Aussagekraft der Netzberechnungen notwendig.

Die Verteilung der Erzeugungsanlagen ist ein wichtiger Eingangsparameter für die Netzmodellierungen. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass im Kontext der vorliegenden Netzanalysen keine Prüfung der Systemrelevanz gemäß § 13b Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) für die Kraftwerke erfolgt, die infolge der Berechnungen des IIEM modellbasiert stillgelegt werden, ist davon auszugehen, dass sich die hier getroffene Annahme einer regionalen Verteilung von der tatsächlichen Verteilung der Erzeugungsanlagen, wie sie sich in den kommenden Jahren einstellen wird, unterscheidet. Bei der hier unterstellten Verteilung bestehen mitunter Unterschiede zu den Annahmen zur Verteilung, wie sie bspw. Eingang in die Netzentwicklungsplanung Strom finden.

Die durchgeführten Lastfluss- und Redispatchberechnungen erfolgen auf Grundlage von Netzdatensätzen aus etablierten Prozessen wie den Systemanalysen gem. § 3 Netzreserveverordnung (NetzResV) und der Netzentwicklungsplanung gem. § 12b EnWG. Im Fokus der Berechnungen stehen das deutsche Hoch- und Höchstspannungsnetz sowie Grenzkuppelleitungen²¹ zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern.

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Netzberechnungen zu den drei betrachteten Jahren 2026, 2030 und 2035 dargestellt.

1. Betrachtungsjahr 2026

Im Zuge der Systemanalysen²² gem. § 3 NetzResV wurde die netzseitige Versorgungssicherheit für das Betrachtungsjahr 2026 bereits geprüft. Die Analysen kamen zu dem Ergebnis, dass durch geeignete Maßnahmen, insbesondere die Vorhaltung einer Netzreserve, die netzseitige Versorgungssicherheit im betrachteten Zeitraum gewährleistet ist.

¹⁸ Siehe Anhang 4, II.

¹⁹ Die Funktionsweise des Dispatchmodells kann Anhang 4 entnommen werden.

²⁰ Siehe Anhang 4, IV. A.

²¹ Siehe Anhang 4, V.

²² Abschlussbericht Systemanalysen [2023](#) sowie [2024](#)

Durch den nahezu vollständigen modellbasierten Kohleausstieg im Rahmen der marktlichen Berechnungen²³ unterscheidet sich der Kraftwerkspark in den vorliegenden Untersuchungen jedoch grundlegend von den früheren Analysen. Unter diesen veränderten Bedingungen wird die netzseitige Versorgungssicherheit erneut untersucht.

1.1 Transportaufgabe des Netzes

Die Gewährleistung der netzseitigen Versorgungssicherheit hängt insbesondere von den auftretenden Stromflüssen ab und ob diese engpassfrei transportiert werden können. Die Stromflüsse stellen sich aufgrund der Verteilung der Erzeugung und der Lasten im Stromnetz ein.

Im Betrachtungsjahr 2026 beträgt die Nachfrage 517,4 TWh. Zuzüglich der Netzverluste²⁴ von 27,8 TWh und den Speicherverlusten von 4,7 TWh summiert sich der Verbrauch auf 549,9 TWh. Dem steht für das Jahr 2026 eine innerdeutsche Erzeugung von 491,9 TWh (vgl. Abbildung 36) gegenüber. 76,4 % (375,8 TWh) davon stammen aus EE-Erzeugung (Wind-, PV-, Biomasse-, Laufwasser- und Speicherwasser-Anlagen). Die Kohleverstromung hat nur noch einen Anteil von ca. 0,6 % (3,0 TWh) am Erzeugungsmix.

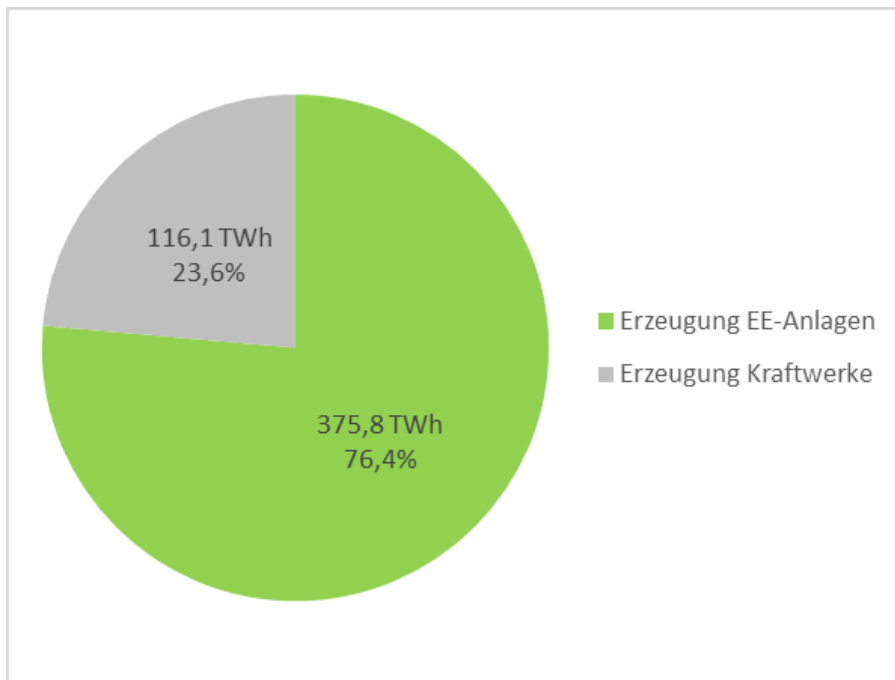


Abbildung 36: Betrachtungsjahr 2026: innerdeutscher Erzeugungsmix

Der Stromhandel zwischen den Gebotszonen, d.h. typischerweise der Handel über Ländergrenzen hinweg, ist eine weitere wichtige Einflussgröße für die sich einstellenden Stromflüsse. Aus den Berechnungen des DPM resultiert, dass sich in Summe für das Betrachtungsjahr 2026 ein Nettoimport von 58,0 TWh einstellt.

²³ Vgl. Kapitel IA2.

²⁴ Siehe Anhang 2, B 23.

1.2 Ergebnisse der Lastfluss- und Redispatchberechnungen

Im ersten Schritt zur Bewertung der netzseitigen Versorgungssicherheit wird untersucht, in welchen Stunden das Marktergebnis Engpässe im Netz verursacht. Mittels Lastflussberechnungen werden unter den zuvor beschriebenen Annahmen zur Erzeugungslandschaft, der Nachfrage und des Handels für das Betrachtungsjahr 2026 die in Abbildung 37 dargestellten Überlastungen der Leitungen des Übertragungsnetzes ermittelt. Dargestellt ist jeweils die höchste Auslastung jeder einzelnen Leitung im Grundlastfluss bei der Betrachtung aller 8.760 Netznutzungsfälle. Wie im Netzentwicklungsplan und in den Systemanalysen ist die prozentuale Aus- bzw. Überlastung von Netzelementen dargestellt. Diese Überlastungen treten in dieser Form nicht zeitgleich auf.

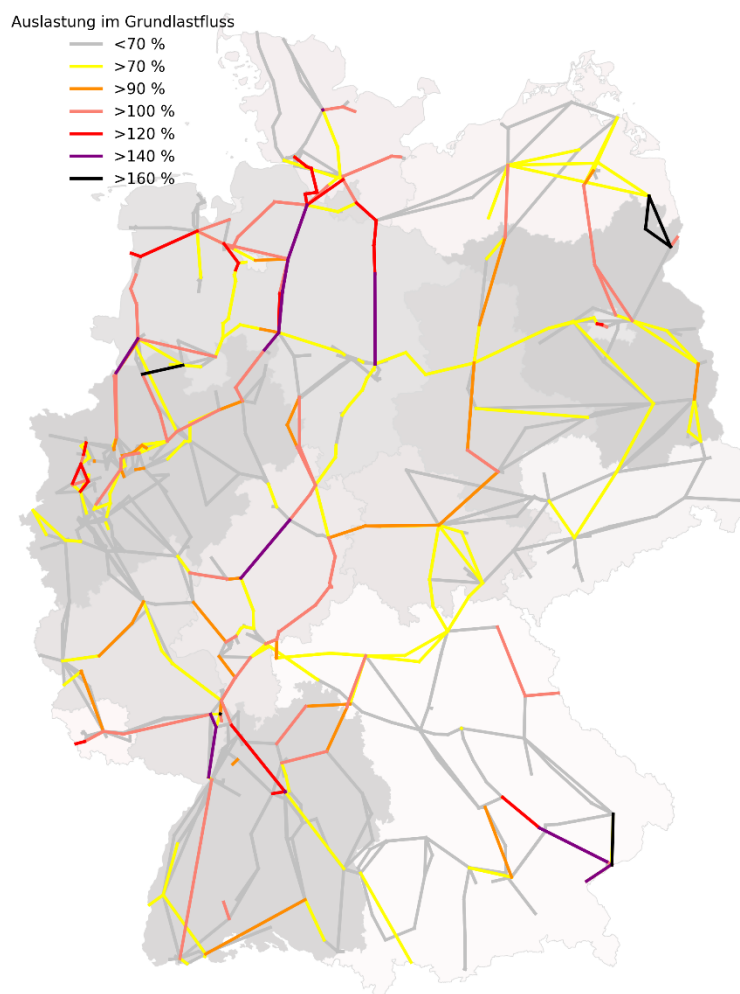


Abbildung 37: Betrachtungsjahr 2026: Auslastung der Leitungen im Grundlastfluss

Die Überlastungen treten insbesondere in Nord-Süd-Richtung auf, da der Netzausbaufortschritt nicht mit dem EE-Zubau insbesondere im Norden Deutschlands Schritt hält. Vergleichbare Überlastungen zeigten sich auch in den eingangs beschriebenen Systemanalysen. In diesen Analysen wird jedoch kein so starker

Rückgang der Kohleverstromung unterstellt, wie er Ergebnis des Zielszenarios ist. Daher unterscheidet sich die Erzeugungslandschaft deutlich zu der vorliegend unterstellten.

Obwohl Deutschland insbesondere durch den nahezu vollständigen Kohleausstieg im Betrachtungsjahr 2026 zum Nettoimporteur wird, stellen Stunden, in denen Deutschland zum Stromexporteur wird, das Netz vor die größten Herausforderungen. Dies ist auch in den Systemanalysen zu beobachten. Eine solche Situation ist zur Veranschaulichung der Zusammenhänge im exemplarischen Erzeugungs- und Verbrauchsprofil für den Zeitraum vom 04.06. bis 06.06. dargestellt, vgl. Abbildung 38.

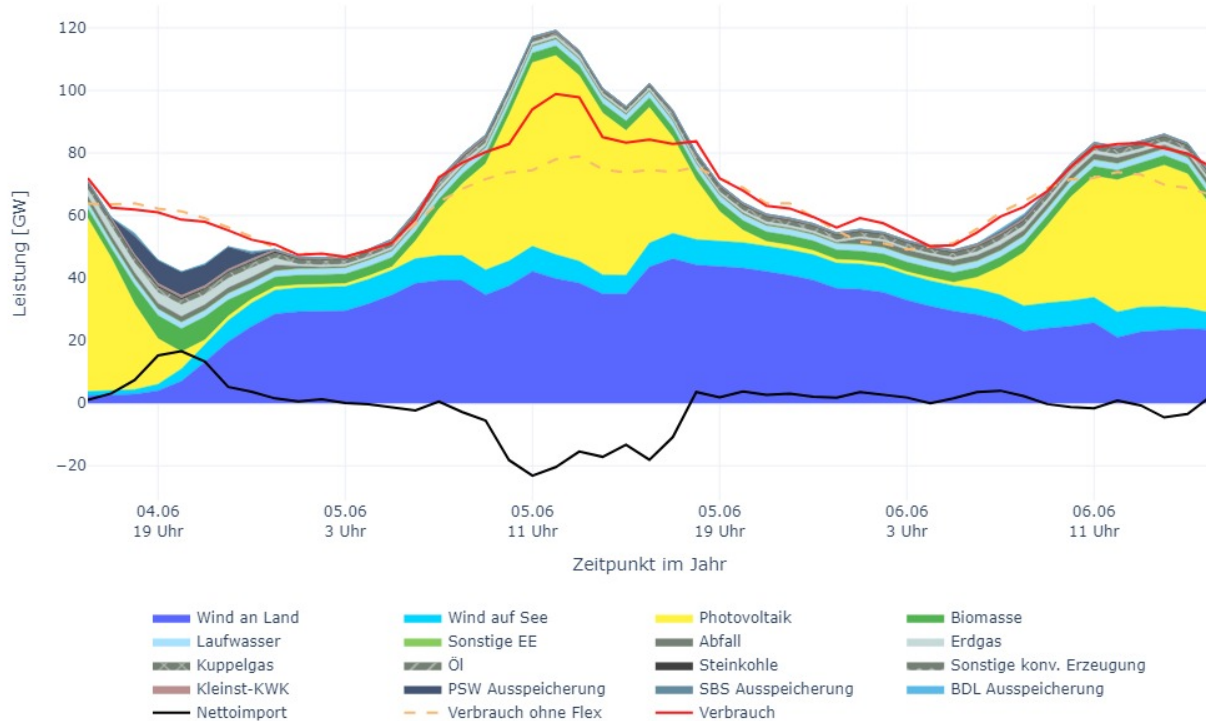


Abbildung 38: Betrachtungsjahr 2026 - exemplarisches Erzeugungs⁻²⁵ und Verbrauchsprofil

In der Mittagszeit des 05.06.2026 führt die hohe Verfügbarkeit von günstigem EE-Strom dazu, dass flexible Verbraucher ihre Nachfrage in diesen Zeitraum verschieben. Insgesamt, über alle Verbraucher betrachtet, stellt sich so ein sehr hoher innerdeutscher Verbrauch von bis zu 98,9 GW ein. Zusätzlich zu diesem hohen innerdeutschen Verbrauch erreicht das Exportsaldo in der Spitze 23,2 GW. Die resultierende Transportaufgabe für das Netz beträgt bis zu 119,3 GW (98,9 GW Verbrauch plus 20,4 GW Exportsaldo). Ähnliche Transportaufgaben treten mehrfach im Betrachtungsjahr 2026 auf.

Für die Stunden eines Betrachtungsjahres, in denen infolge der Lastflussberechnungen Engpässe identifiziert werden, erfolgen in einem weiteren Schritt Redispatchberechnungen. Es wird überprüft, ob sich die unzulässigen Betriebsmittelauslastungen mit den zum Redispatch zur Verfügung stehenden Potentialen

²⁵ Ohne Überschussstrom, d. h. der im DPM ungenutzte Strom wurde ähnlich wie im IIEM von der Erzeugung der EE-Anlagen abgezogen (vgl. Kapitel IA5).

beheben lassen. Redispatch umfasst dabei alle Eingriffe in die marktbedingte Fahrweise der Kraftwerke (inkl. Pumpspeicherkraftwerke) sowie die Abregelung der EE-Anlagen (Einspeisemanagement).

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass, um das Übertragungsnetz in allen Stunden des Jahres 2026 überlastungsfrei betreiben zu können, im Zuge des Redispatches Marktkraftwerke und EE-Anlagen heruntergefahren werden müssen. Zum energetischen Ausgleich müssen zudem neben den Marktkraftwerken auch Netzreservekraftwerke, besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm) sowie Redispatchpotentiale im Ausland hochgefahren werden. Obschon sich die für die Netzberechnungen unterstellte Erzeugungslandschaft von der gegenwärtigen deutlich unterscheidet, sind ausreichend Redispatchpotentiale verfügbar, um das Netz mit Hilfe von Redispatchmaßnahmen zu jeder Stunde des Betrachtungsjahres 2026 engpassfrei zu betreiben.

2. Betrachtungsjahr 2030

2.1 Transportaufgabe des Netzes

Die Gewährleistung der netzseitigen Versorgungssicherheit hängt insbesondere von den auftretenden Stromflüssen ab und ob diese engpassfrei transportiert werden können. Die Stromflüsse stellen sich aufgrund der Verteilung der Erzeugung und der Lasten im Stromnetz ein.

Im Betrachtungsjahr 2030 beträgt die Nachfrage 647,7 TWh. Zuzüglich der Netzverluste²⁶ von 34,8 TWh und den Speicherverlusten von 7,7 TWh summiert sich der Verbrauch auf 690,2 TWh. Dem steht eine innerdeutsche Erzeugung von 646,1 TWh (vgl. Abbildung 39) gegenüber. Insgesamt werden 568,6 TWh von EE-Anlagen (Wind-, PV-, Biomasse-, Laufwasser- und Speicherwasser-Anlagen) erzeugt, was ca. 88,0 % des innerdeutschen Erzeugungsmix entspricht.

²⁶ Siehe Anhang 2, Kapitel B 23.

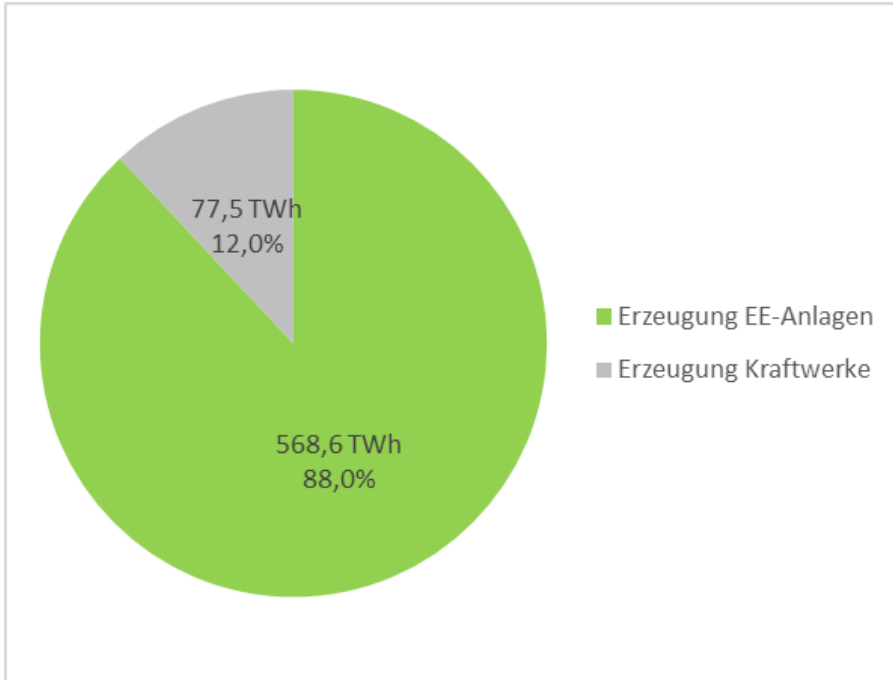


Abbildung 39: Betrachtungsjahr 2030: innerdeutscher Erzeugungsmix

Zusätzlich zur inländischen Erzeugung trägt auch der Handel mit den Nachbarländern zur kostenoptimalen Lastdeckung bei. Aus der Marktsimulation resultiert ein deutlicher Handelsfluss von den westlichen zu den östlichen Nachbarn. In Summe stellt sich für das Betrachtungsjahr 2030 ein Nettoimport von 44,1 TWh ein.

2.2 Ergebnisse der Lastfluss- und Redispatchberechnungen

Mittels Lastflussberechnungen werden unter den zuvor beschriebenen Annahmen zur Erzeugungslandschaft, der Nachfrage und des Handels für das Betrachtungsjahr 2030 die in Abbildung 40 dargestellten Überlastungen der Leitungen des Übertragungsnetzes ermittelt. Dargestellt ist jeweils die höchste Auslastung jeder einzelnen Leitung im Grundlastfluss bei der Betrachtung aller 8.760 Netznutzungsfälle. Wie im Netzentwicklungsplan und in den Systemanalysen ist die prozentuale Aus- bzw. Überlastung von Netzelementen dargestellt. Diese Überlastungen treten in dieser Form nicht zeitgleich auf.

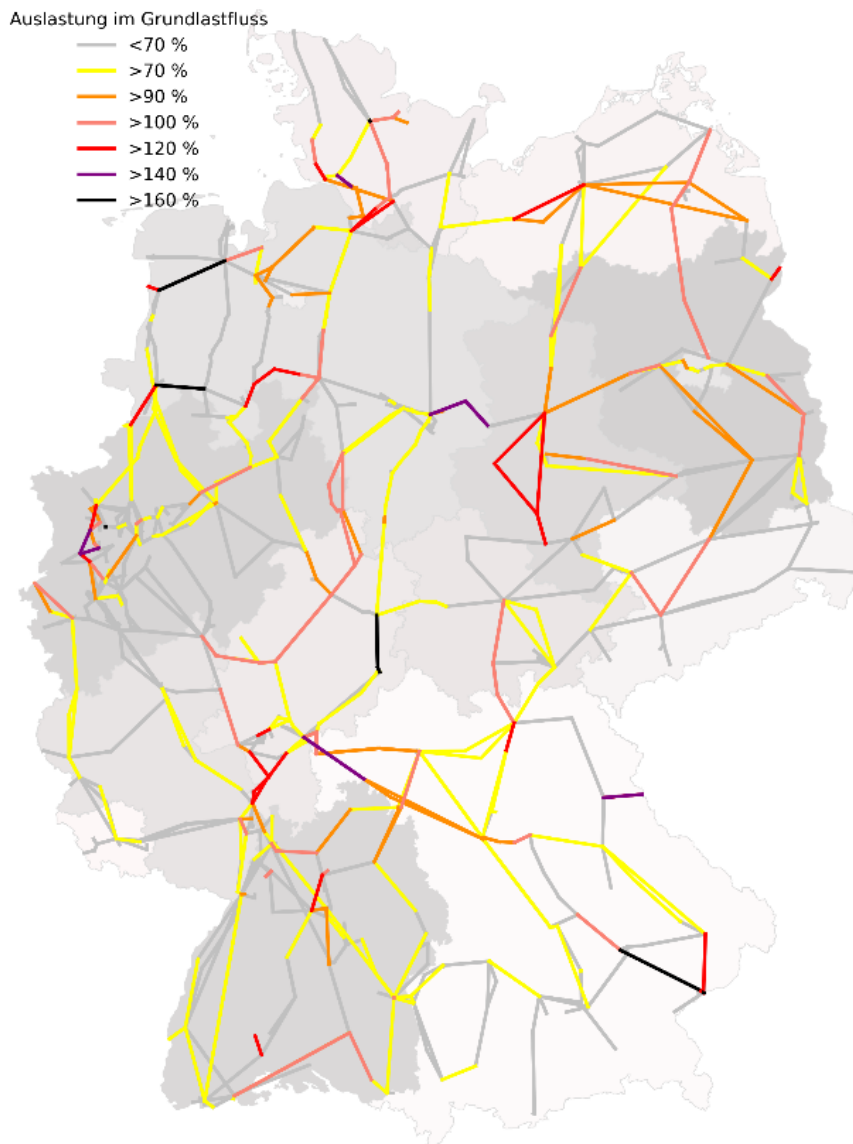


Abbildung 40: Betrachtungsjahr 2030 - Auslastung der Leitungen im Grundlastfluss

In einzelnen Netznutzungsfällen des Jahres 2030 ergeben sich, aus jeweils hoher Nachfrage, die nicht allein durch die Einspeisungen aus EE-Anlagen gedeckt werden kann und zeitgleichem Handel mit resultierenden Importen, herausfordernde Transportaufgaben für das Netz. Dies führt, wie in Abbildung 40 zu sehen ist, zu einem unterschiedlich stark ausgelasteten Übertragungsnetz. Beispielsweise besteht ein regional signifikanter Transportbedarf in Richtung der Verbrauchszentren im Westen Deutschlands. Die dortige Nachfrage resultiert insbesondere aus den angeschlossenen industriellen Verbrauchern. Eine solche herausfordernde **Situation ist exemplarisch in** Abbildung 41 dargestellt.

In der durch ein schwarzes Rechteck kenntlich gemachten Stunde fällt ein Verbrauch von etwa 103 GW und eine zusätzliche marktseitig verschobene Lastnachfrage von 3 GW mit einer Einspeisung aus EE-Anlagen von etwa 50,7 GW zusammen. Die Nachfrage kann nicht vollständig durch EE-Anlagen gedeckt werden. Konventionelle Anlagen, in erster Linie erdgasbefeuerte Anlagen, tragen zusätzlich mit 23,5 GW zur

Lastdeckung bei. Dazu speichern Pumpspeicherkraftwerke etwa 8,7 GW aus. Bei einem hohen Import von insgesamt 24 GW aus dem angrenzenden Ausland und zeitgleichem geringen Export nach Tschechien von etwa 1 GW, ergibt sich ein Importsaldo von ca. 23 GW, der zur Deckung der Last erforderlich ist.

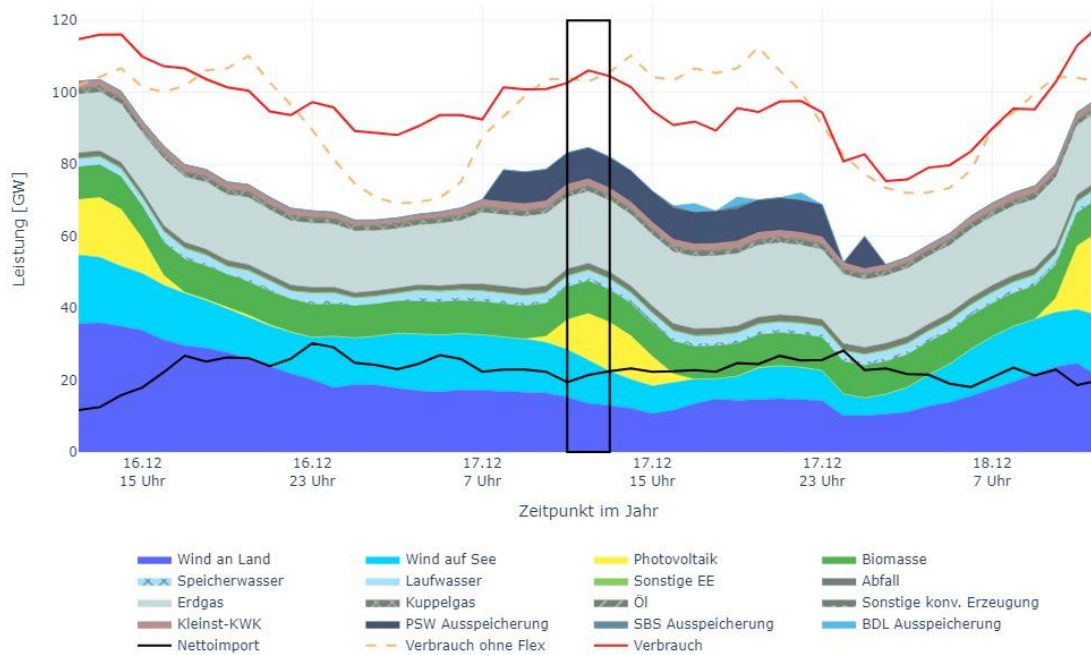


Abbildung 41: Betrachtungsjahr 2030 - exemplarisches Erzeugungs- und Verbrauchsprofil

Die zuvor dargestellte Transportaufgabe ist beispielhaft für Situationen, die sich in einigen Stunden des Jahres 2030 einstellen und herausfordernd für das Übertragungsnetz sind. Insbesondere in Nordrhein-Westfalen, wie auch in anderen Regionen, treten im zuvor beschriebenen Netznutzungsfall und in zahlreichen anderen Stunden des Jahres hohe Leitungsauslastungen von über 100 % auf (siehe Abbildung 40).

Obwohl der Netzausbau, wie deutlich wird, entscheidend für die zukünftige Versorgungssicherheit ist, reicht der für 2030 zugrunde gelegte Ausbau nur in Kombination mit weiteren Maßnahmen aus, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromnetzes zu gewährleisten. Um den hohen Leitungsauslastungen bei dieser Netzmodellierung zu begegnen und den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb im Wandel der Erzeugungslandschaft und zunehmender Importe zu gewährleisten, sind weitere Ausbauprojekte wie beispielsweise das EnLAG-Vorhaben 14²⁷ geplant und ihre fristgerechte Umsetzung notwendig. Dieses Vorhaben, das nach derzeitiger Planung im Jahr 2030 in Betrieb genommen werden soll und deshalb in den Netzberechnungen mit dem Stichtag 31.12.2029²⁸ für das Betrachtungsjahr 2030 nicht berücksichtigt ist, umfasst Netzausbaumaßnahmen von der Station Niederrhein bei Wesel bis Osterath bei Düsseldorf. Das Vorhaben steht in direktem Zusammenhang mit den [EnLAG-Vorhaben 5 \(Diele – Niederrhein\)](#) und [13 \(Niederrhein/Wesel – Landesgrenze Niederlande\)](#). Zusammen mit dem [EnLAG-Vorhaben 15 \(Osterath – Weißenthurm\)](#) wird somit eine Verbindung mit dem Netz bei Koblenz geschaffen. Durch das Vorhaben wird die Übertragungskapazität im nördlichen Rheinland erhöht.

²⁷ Weitere Informationen unter https://www.netzausbau.de/Vorhaben/ansicht/de.html?cms_gruppe=enlag&cms_nummer=14

²⁸ Siehe Anhang 2, B 21.

Für die Netznutzungsfälle des Betrachtungsjahres, in denen infolge der Lastflussberechnungen Engpässe identifiziert werden, erfolgen Redispatchberechnungen. Es wird überprüft, ob sich die unzulässigen Betriebsmittelauslastungen mit den zum Redispatch zur Verfügung stehenden Potentialen beheben lassen. Der Redispatch umfasst dabei alle Eingriffe in die marktbedingte Fahrweise der Kraftwerke (inkl. Pumpspeicherkraftwerke) sowie die Abregelung der EE-Anlagen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass es, um das Übertragungsnetz mit dem vorliegend unterstellten Netzausbauzustand in allen Stunden überlastungsfrei zu betreiben, Eingriffe in die Fahrweise von Kraftwerken und EE-Anlagen bedarf. Auch die in der Netzreserve vorgehaltenen Kraftwerke und die besonderen netztechnischen Betriebsmittel sowie Redispatchpotentiale im Ausland werden in den durchgeführten Berechnungen im Wege des Redispatches eingesetzt, um den engpassfreien Netzbetrieb zu gewährleisten. Zusätzlich bedarf es in einzelnen Stunden der Änderung der Netztopologie durch gezielte Schaltmaßnahmen. Darüber hinaus kann es bis auf weiteres, auch weit über 2030 hinaus, notwendig sein, Stilllegungen konventioneller Kraftwerke gemäß § 13b EnWG zu untersagen und diese Anlagen infolge einer Systemrelevanzausweisung in die Netzreserve zu überführen, sofern es infolge der beabsichtigten Stilllegung an Redispatch-Leistung mangelt.

In den Folgejahren verändert sich die Erzeugungslandschaft weiter, sodass sich die Dringlichkeit des Netzausbaus weiter erhöht. Neue Netzstrukturen sollen Versorgungsengpässen bspw. in Verbrauchszentren im Westen entgegenwirken.

3. Betrachtungsjahr 2035

3.1 Transportaufgabe des Netzes

Die Gewährleistung der netzseitigen Versorgungssicherheit hängt insbesondere von den auftretenden Stromflüssen ab und ob diese engpassfrei transportiert werden können. Die Stromflüsse stellen sich aufgrund der Verteilung der Erzeugung und der Lasten im Stromnetz ein.

Im Betrachtungsjahr beträgt die Nachfrage 852,2 TWh. Zuzüglich der Netzverluste²⁹ von 45,8 TWh und den Speicherverlusten von 7,8 TWh summiert sich der Verbrauch auf 905,8 TWh. Dem steht eine innerdeutsche Erzeugung von 867,9 TWh (vgl. Abbildung 42) gegenüber. 93,5 % (811,3 TWh) davon stammen aus EE-Erzeugung (Wind-, PV-, Biomasse-, Laufwasser- und Speicherwasser-Anlagen).

²⁹ Siehe Anhang 2, B 23.

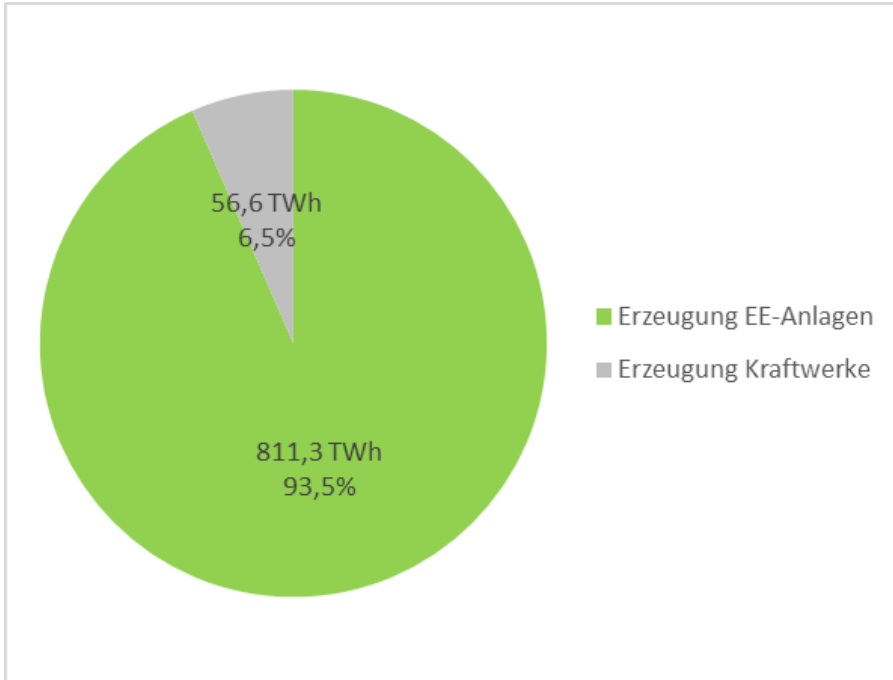


Abbildung 42: Betrachtungsjahr 2035: innerdeutscher Erzeugungsmix

Der grenzüberschreitende Stromhandel zwischen den Gebotszonen ist eine weitere wichtige Einflussgröße für die sich einstellenden Stromflüsse. Aus den Berechnungen des DPM resultiert, dass sich in Summe für das Betrachtungsjahr 2035 ein Nettoimport von 37,9 TWh einstellt.

3.2 Ergebnisse der Lastfluss- und Redispatchberechnungen

Im ersten Schritt zur Bewertung der netzseitigen Versorgungssicherheit wird untersucht, in welchen Netznutzungsfällen das Marktergebnis Engpässe im Netz verursacht. Mittels Lastflussberechnungen werden unter den zuvor beschriebenen Annahmen zur Erzeugungslandschaft, der Nachfrage und des Handels für das Betrachtungsjahr 2035 die in Abbildung 43 dargestellten Überlastungen der Leitungen des Übertragungsnetzes ermittelt. Dargestellt ist jeweils die höchste Auslastung jeder einzelnen Leitung im Grundlastfluss bei der Betrachtung aller 8.760 Netznutzungsfälle. Wie im Netzentwicklungsplan und in den Systemanalysen ist die prozentuale Aus- bzw. Überlastung von Netzelementen dargestellt. Diese Überlastungen treten in dieser Form nicht zeitgleich auf.

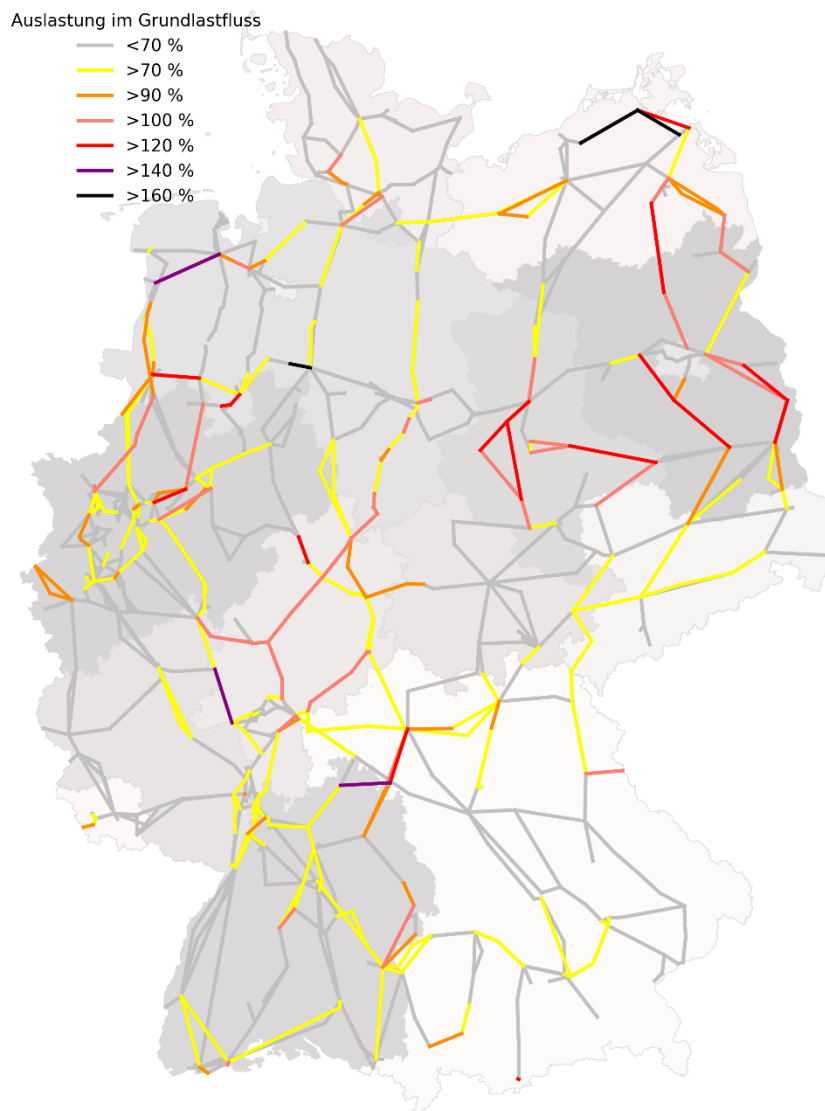


Abbildung 43: Betrachtungsjahr 2035 - Auslastung der Leitungen im Grundlastfluss

Abbildung 43 zeigt, dass das Übertragungsnetz regional unterschiedlich stark ausgelastet ist. Regionen in Norddeutschland, in denen Auslastungen von mehr als 100 % und folglich Überlastungen auftreten, zeichnen sich insbesondere dadurch aus, dass hier zahlreiche Windenergieanlagen in das Netz einspeisen. Gleichzeitig besteht ein signifikanter Transportbedarf in Richtung der Verbrauchszentren im Süden bzw. Westen. Die dortige Nachfrage resultiert insbesondere aus den dort an das Netz angeschlossenen industriellen Verbrauchern. Auch hier weisen zahlreiche Übertragungsleitungen Überlastungen auf.

Besonders die in Abbildung 43 in rot und lila markierten Leitungsabschnitte deuten auf Bereiche hin, in denen die Netzkapazität trotz des bis 2035 erfolgenden Netzausbaus nicht ausreicht, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromnetzes zu gewährleisten. Neben dem bereits im Modell angenommenen Netzausbau sind daher für den sicheren Netzbetrieb ergänzende Maßnahmen erforderlich. Dieses Ergebnis gilt insbesondere vor dem einleitend beschriebenen Hintergrund, dass hier eine abweichende regionale

Verteilung der Erzeugungsanlagen und Verbraucher angenommen wird, als jene, die der Netzentwicklungsplanung und damit dem verwendeten Netzdatensatz zugrunde lag.

In Netznutzungsfällen, in denen eine hohe EE-Einspeisung auf eine dynamische Nachfragesituation trifft zeigt sich eine hohe Nachfrage von flexiblen Verbrauchern, bedingt durch niedrige Preise. Durch die Nachfrage flexibler Verbraucher steigt die gesamte Nachfrage deutlich an. Zusammen mit dem Bedarf der industriellen Verbraucher und dem Nettoexport führt dies zu einem Anstieg der Netzauslastung. In Abbildung 44 ist dieser Effekt anhand des Netznutzungsfalls, der durch ein schwarzes Rechteck kenntlich gemacht ist, exemplarisch dargestellt. Um die Mittagszeit steht umfangreiche Einspeisung aus EE-Anlagen von insgesamt ca. 176 GW zur Verfügung, die maßgeblich durch die PV-Einspeisung (gelb) und durch die Einspeisung aus Windenergieanlagen auf See (hellblau) gegeben ist. Zeitgleich steigt der Verbrauch von ca. 104 GW auf über 165 GW und der Nettoexport steigt auf über 15 GW.

Für die Gewährleistung der netzseitigen Versorgungssicherheit wären in solchen Netznutzungsfällen Maßnahmen wie der netzdienliche Einsatz verschiedener Potentiale (Speicher, flexibel Verbraucher), die gegenwärtig im Allgemeinen noch nicht zum regulären Engpassmanagement eingesetzt werden, hilfreich. Wenngleich der Einsatz dieser Potentiale im Wege des Engpassmanagement technisch grundsätzlich möglich wäre, ergeben sich im Detail zahlreiche Fragen, bspw. zur Vergütung, wer wann berechtigt ist, auf die Potentiale zuzugreifen und wie ein solcher Prozess koordiniert werden könnte. Netzdienliche Einsätze von Speichern bieten bspw. die Möglichkeit, Engpässe im Übertragungsnetz zu vermeiden, wenn die Speicher überschüssige Energie aufnehmen und bei Bedarf schnell ins Netz zurück speisen. Auch die dynamische Anpassung der Nachfrage sollte zunehmend eine zentrale Rolle im Übertragungsnetz spielen. Flexible Lastregelung bei industriellen und anderen großen Verbrauchern ermöglicht es, den jeweiligen Strombezug an das verfügbare Angebot anzupassen. So könnte ebenfalls die Netzbelastung verringert werden, wodurch Engpässe vermieden werden.

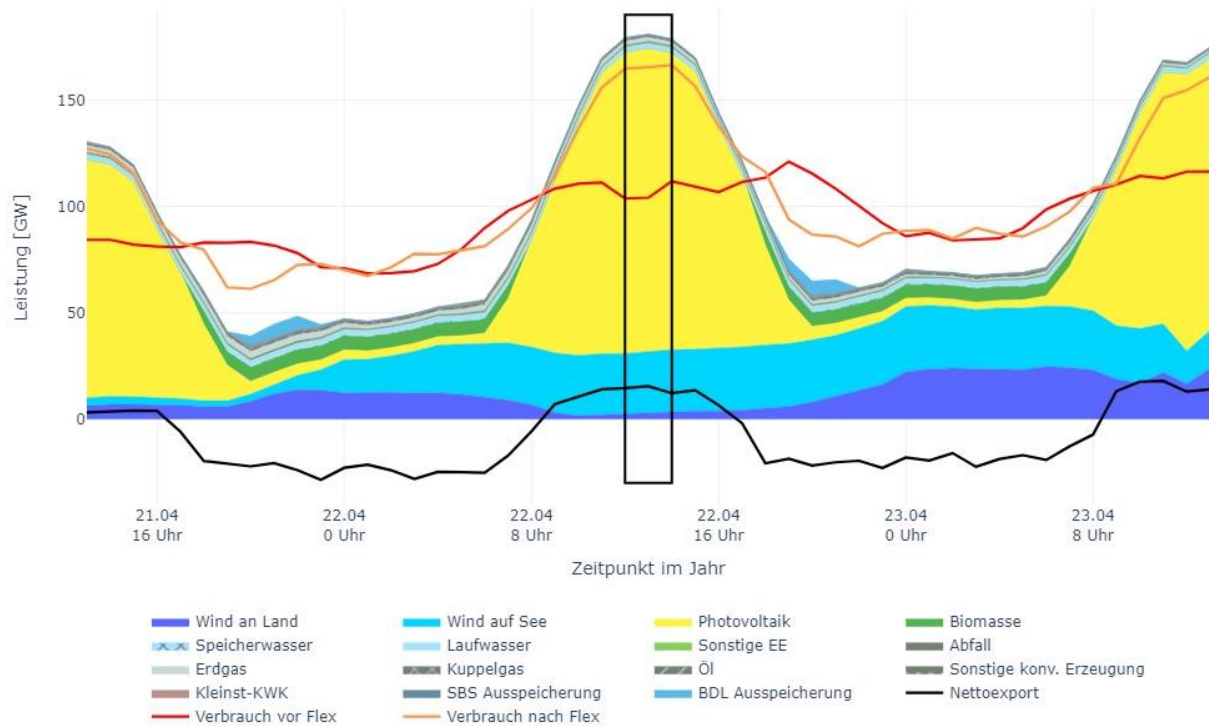


Abbildung 44: Betrachtungsjahr 2035 - exemplarisches Erzeugungs- und Verbrauchsprofil

Für die Stunden eines Betrachtungsjahres, in denen infolge der Lastflussberechnungen Engpässe identifiziert werden, erfolgen Redispatchberechnungen. Es wird überprüft, ob sich die unzulässigen Betriebsmittelauslastungen mit den zum Redispatch zur Verfügung stehenden Potentialen beheben lassen. Redispatch umfasst dabei alle Eingriffe in die marktbedingte Fahrweise der Kraftwerke (inkl. Pumpspeicherkraftwerke) sowie die Abregelung der EE-Anlagen.

In der exemplarisch dargestellten Stunde in Abbildung 44 sind ergänzend zum Redispatch auch topologische Maßnahmen³⁰ notwendig, um die berechnete Auslastung innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten. Die dargestellte Transportaufgabe ist beispielhaft für Situationen, die sich in einigen Stunden des Jahres 2035 einstellen und herausfordernd für das Übertragungsnetz sind. Insbesondere in Nordrhein-Westfalen, wie auch in anderen Regionen, treten hohe Leitungsauslastungen von über 100 % auf (siehe Abbildung 43).

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass es, um das Übertragungsnetz in allen Stunden des Jahres 2035 überlastungsfrei betreiben zu können, Redispatch erforderlich ist. Marktkraftwerke und EE-Anlagen werden heruntergefahren, während zum energetischen Ausgleich neben den Marktkraftwerken auch Redispatchpotentiale im Ausland hochgefahren werden. Zusätzlich bedarf es in einzelnen Stunden der Änderung der Netztopologie durch gezielte Schaltmaßnahmen.

³⁰ Siehe Anhang 4, V.

4. Redispatchbedarf

Um Überlastungen zu vermeiden und das Übertragungsnetz innerhalb der betrieblichen Grenzwerte zu betreiben, bedarf es, wie die Ergebnisse zeigen, in allen drei Betrachtungsjahren Redispatchmaßnahmen.

Der zu bestimmende Redispatchbedarf ist sehr stark abhängig von verschiedenen Faktoren, bspw. von zukünftigen Entwicklungen der Erzeugungslandschaft und des Netzausbaufortschritts. Ebenso ist das Wetter eine signifikante Einflussgröße für den Umfang des erforderlichen Redispatches. Redispatchmengen sind hingegen keine eindeutige Maßeinheit für die Netzauslastung. Die vorliegenden Berechnungen für die drei Betrachtungsjahre unterstellen. Eine andere Erzeugungslandschaft als es bspw. in den Systemanalysen 2023 (BA23, t+3)³¹ oder der Langfristanalysen LA2030³² der Fall war. Ebenso weichen die Annahmen des Netzausbaufortschritts und das zugrunde gelegte Wetterjahr von den vorgenannten Analysen ab. Den Systemanalysen und der Langfristanalyse LA2030 liegt das Wetterjahr 2012 zugrunde, die vorliegenden Berechnungen basieren auf dem Wetterjahr 2002³³.

Der Redispatchbedarf lässt sich schon kurzfristig nur sehr schlecht prognostizieren. Im Zeitverlauf sinkt der Aussagegehalt von berechneten Redispatchmengen weiter. Es kann somit davon ausgegangen werden, dass die vorliegend berechneten Mengen nur mögliche Größenordnungen darstellen und zukünftige Analysen für die gleichen Betrachtungsjahre zu anderen Redispatchmengen führen.

Die ermittelten Redispatchmengen liegen für 2026 bei ca. 45,3 TWh, sinken bis 2030 zunächst auf ca. 30,8 TWh und dann bis 2035 auf ca. 6,8 TWh. Die nachfolgende Tabelle 17 zeigt die im VSM24 ermittelten Redispatchmengen im Vergleich zu den Systemanalysen 2023 (t+3) sowie der Langfristanalyse LA2030; dabei werden teilweise sehr deutliche Unterschiede für die Betrachtungsjahre ersichtlich.

Redispatchmengen

Betrachtungsjahr	VSM24 [TWh]	BA23, t+3 [TWh]	LA2030, Var. A [TWh]	LA2030, Var. B [TWh]
2026	45,3	34,9	-	-
2030	30,8	-	15,5	30,3
2035	6,8	-	-	-

Tabelle 17: Redispatchmengen des VSM24 sowie der BA23 und der LA2030; Quelle: (ÜNB, Bundesnetzagentur)

Infolge der Zielszenario-Annahmen im VSM24 verbleibt für 2026 nur noch ein Kohlekraftwerk in Deutschland, das 0,6 % des deutschen Erzeugungsmix produziert. In den Systemanalysen 2023 wurde

³¹ Abschlussbericht Systemanalysen 2023

https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/systemanalysen_uenb_2023.pdf

³² Langfristanalyse 2030 (V2022) <https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-re-lau->

[nch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/studie%20zum%20beschleunigten%20kohleausstieg%20bis%202030/teilkpaket_2_exemplarische_quantitative_langfristanalyse_2030.pdf](https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-re-lau-nch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/studie%20zum%20beschleunigten%20kohleausstieg%20bis%202030/teilkpaket_2_exemplarische_quantitative_langfristanalyse_2030.pdf)

³³ Siehe Anhang 2, B 1.

ebenfalls das Jahr 2026 untersucht. Mit den dort getroffenen Annahmen leisten Kohlekraftwerke noch einen Beitrag von 21,3 % zum Erzeugungsmix. Daher unterscheiden sich die benötigten Redispatchmengen in den Modellierungen des VSM24 und der Systemanalysen 2023 für 2026 sehr deutlich.

In der Langfristanalyse LA2030 haben die ÜNB für zwei unterschiedliche Netzausbaufortschritte (Variante A, ambitioniert-realistischer Netzausbaufortschritt und Variante B, konservativ-realistischer Netzausbaufortschritt) jeweils die Redispatchmengen im Betrachtungszeitraum 2030/2031 berechnet. Beim Vergleich der beiden Varianten zeigt sich, dass sich der Netzausbaufortschritt signifikant auf die Redispatchmengen auswirkt. Verglichen mit den Ergebnissen der Variante B unterscheidet sich die Menge, wie sie Ergebnis der hiesigen Berechnungen für 2030 ist, trotz Unterschieden hinsichtlich des angenommenen Kraftwerksparks sowie hinsichtlich des Netzausbauzustands, nicht signifikant. Maßgeblich ist insbesondere der Unterschied in der entwickelten Kraftwerksverortung (siehe IIIA).

Im Hinblick auf die Redispatchmengen, die in den hiesigen Modellberechnungen für das Jahr 2035 erforderlich sind, zeigt sich, dass insbesondere durch den Fortschritt des Netzausbaus und damit einhergehender Verstärkung von Verbindungen zwischen Regionen mit hoher Erzeugung und hoher Nachfrage, Engpässe deutlich verringert werden und es folglich weniger Redispatch bedarf. Der stetig wachsende Anteil an EE-Erzeugung kann besser in das Transportsystem integriert werden, da Strom dorthin transportiert werden kann, wo er benötigt wird. Trotz zukünftig ausgebautem Übertragungsnetz wird jedoch ein Bedarf an Redispatch-Maßnahmen bestehen bleiben.

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Kraftwerke, der Flexibilitäten sowie Windenergie- und PV-Anlagen in Deutschland im Zielszenario	7
Abbildung 2: Entwicklung der Kraftwerke, der Flexibilitäten sowie der Windenergie- und PV-Anlagen im Betrachtungsgebiet exkl. Deutschland im Zielszenario.....	8
Abbildung 3: Entwicklung der installierten Leistung der Kraftwerke in Deutschland im Zielszenario.....	9
Abbildung 4: Entwicklung der installierten Leistung der Kraftwerke in Deutschland im Zielszenario ohne Kraftwerksstrategie.....	10
Abbildung 5: Vollbenutzungsstunden der Erdgas- und H2-Kraftwerke in Deutschland im Zielszenario	11
Abbildung 6: Entwicklung der installierten, elektrischen Leistung der KWK-Kraftwerke in Deutschland im Zielszenario	13
Abbildung 7: Entwicklung der installierten Leistung der Kraftwerke im Betrachtungsgebiet ohne Deutschland im Zielszenario	14
Abbildung 8: Maximales zeitungleiches Lastreduktionspotential der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland im Zielszenario	15
Abbildung 9: Verfügbare Lastreduktion der Nachfrageflexibilitäten im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast in Deutschland im Zielszenario.....	16
Abbildung 10: Entwicklung der Lastreduktion und -erhöhung der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland im Zielszenario	17
Abbildung 11: Residuallast einer Woche während der Jahreshöchstresiduallast (Stunde 212) vor und nach Einsatz der Nachfrageflexibilitäten (ohne Speicher) in Deutschland im Jahr 2035 im Zielszenario	19
Abbildung 12: Installierte Leistung der Speicher in Deutschland im Zielszenario	21
Abbildung 13: Erzeugungsleistungen im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast in Deutschland im Zielszenario	22
Abbildung 14: Absolute Mengen von Stromerzeugung in Deutschland im Zielszenario	23
Abbildung 15: Relative Anteile von Stromerzeugung in Deutschland im Zielszenario.....	24
Abbildung 16: Stromhandelssaldo für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg im Zielszenario	25
Abbildung 17: Stromhandelssaldo aller Gebotszonen im Zielszenario.....	26
Abbildung 18: Entwicklung der Kraftwerke, der Flexibilitäten sowie Windenergie- und PV-Anlagen in Deutschland im VE-Szenario	28
Abbildung 19: Entwicklung der Kraftwerke, der Flexibilitäten sowie Windenergie- und PV-Anlagen im Betrachtungsgebiet ohne Deutschland im VE-Szenario	29
Abbildung 20: Entwicklung der installierten Leistung der Kraftwerke in Deutschland im VE-Szenario.....	30

Abbildung 21: Installierte Leistung der Kraftwerke in Deutschland im VE-Szenario ohne Kraftwerksstrategie	31
Abbildung 22: Vollbenutzungsstunden für Kohle- und Gaskraftwerke in Deutschland im VE-Szenario	32
Abbildung 23: Entwicklung der installierten, elektrischen Leistung der KWK-Kraftwerke in Deutschland im VE-Szenario	34
Abbildung 24: Entwicklung der installierten Leistung der Kraftwerke im Betrachtungsgebiet ohne Deutschland im VE-Szenario	35
Abbildung 25: Maximales zeitungleiches Lastreduktionspotential der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland im VE-Szenario	36
Abbildung 26: Verfügbare Lastreduktion der Nachfrageflexibilitäten im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast im VE-Szenario	37
Abbildung 27: Entwicklung der Lastreduktion und -erhöhung der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland im VE-Szenario	38
Abbildung 28: Verlauf der Residuallast in einer Januarwoche während der Jahreshöchstresiduallast (Stunde 212) vor und nach Einsatz der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland im Jahr 2035 im VE-Szenario	40
Abbildung 29: Installierte Leistung der Speicher in Deutschland im VE-Szenario	41
Abbildung 30: Erzeugungsleistungen im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast in Deutschland im VE-Szenario	42
Abbildung 31: Absolute Mengen von Stromerzeugung in Deutschland im VE-Szenario	43
Abbildung 32: Relative Anteile an Stromerzeugung in Deutschland im VE-Szenario	44
Abbildung 33: Stromhandelssaldo für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg im VE-Szenario	45
Abbildung 34: Stromhandelssaldo der Gebotszonen im Betrachtungsgebiet im VE-Szenario	46
Abbildung 35: Relative Auslastung Importkapazität	53
Abbildung 36: Betrachtungsjahr 2026: innerdeutscher Erzeugungsmix	58
Abbildung 37: Betrachtungsjahr 2026: Auslastung der Leitungen im Grundlastfluss	59
Abbildung 38: Betrachtungsjahr 2026 - exemplarisches Erzeugungs- und Verbrauchsprofil	60
Abbildung 39: Betrachtungsjahr 2030: innerdeutscher Erzeugungsmix	62
Abbildung 40: Betrachtungsjahr 2030 - Auslastung der Leitungen im Grundlastfluss	63
Abbildung 41: Betrachtungsjahr 2030 - exemplarisches Erzeugungs- und Verbrauchsprofil	64
Abbildung 42: Betrachtungsjahr 2035: innerdeutscher Erzeugungsmix	66
Abbildung 43: Betrachtungsjahr 2035 - Auslastung der Leitungen im Grundlastfluss	67
Abbildung 44: Betrachtungsjahr 2035 - exemplarisches Erzeugungs- und Verbrauchsprofil	69

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kumulierte Bestandsveränderung der Erdgas- sowie H2-Kraftwerke in Deutschland im Zielszenario in den Jahren 2030 und 2035	12
Tabelle 2: Jahreshöchstresiduallast vor sowie nach Einsatz der Flexibilitäten in Deutschland im Zielszenario	18
Tabelle 3: Mittlerer betragsmäßiger Gradient der Residuallast vor sowie nach Einsatz der Flexibilitäten im Modell in Deutschland im Zielszenario	20
Tabelle 4: Kumulierte Bestandsveränderungen der Erdgas- sowie H2-Kraftwerke in Deutschland im VE-Szenario	33
Tabelle 5: Jahreshöchstresiduallast vor sowie nach Einsatz der Flexibilitäten in Deutschland im VE-Szenario	39
Tabelle 6: Mittlerer betragsmäßiger Gradient der Residuallast vor sowie nach Einsatz der Flexibilitäten im Modell in Deutschland im VE-Szenario	40
Tabelle 7: VS-Indikator LOLE für DELU	48
Tabelle 8: VS-Indikator EENS für DELU	48
Tabelle 9: VS-Indikatoren für DELU im VE-Szenario	49
Tabelle 10: Autarkiegrad	50
Tabelle 11: Absoluter Importbeitrag zur Lastdeckung	51
Tabelle 12: Relativer Importbeitrag zur Lastdeckung	52
Tabelle 13: Bruttozubau von Gaskraftwerken (Quelle: BNetzA)	55
Tabelle 14: Energiemengen von KWK-Anlagen sowie Wärmepumpen und Elektrodenkesseln in Fernwärmenetzen (Quelle: FfE, BNetzA)	56
Tabelle 15: Bestand an Gaskraftwerken im Zielszenario in den Jahren 2024, 2030 und 2035 (Quelle: BNetzA)	56
Tabelle 16: Gesicherte Kraftwerksleistung im Zielszenario aufgeteilt nach Regionen in den Jahren 2024, 2030 und 2035 (Quelle: BNetzA)	56
Tabelle 17: Redispatchmengen des VSM24 sowie der BA23 und der LA2030; Quelle: (ÜNB, Bundesnetzagentur)	70