

IMPULSE

für die Wirtschaftspolitik



Szenarien für die bayerische Stromversorgung bis 2040

ifo-Studie im Auftrag der IHK für München und Oberbayern

Auf einen Blick

Ausgangslage

Die Neuausrichtung der deutschen Energie- und Klimapolitik stellt die bayerische Wirtschaft zukünftig vor große Herausforderungen. Durch den geplanten Kernkraft- und Kohleausstieg bis 2022 bzw. 2038 kommt es zu einer deutlichen Reduktion der Kraftwerksleistung in Deutschland. Um die Versorgungssicherheit in Süddeutschland zu gewährleisten werden bereits in erheblichem Umfang Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen durchgeführt und Gaskraftwerke zu Netzstabilisierung ausgeschrieben. Parallel steigen die deutschen Strompreise seit Jahren, getrieben durch Umlagen, Abgaben und Steuern. Die deutschen Industriestrompreise sind unter den höchsten in Europa. Durch die drohende Aufteilung der deutschen Strompreiszone würden die Strompreise in Bayern noch weiter steigen. Es stellt sich somit die Frage, mit welchen Maßnahmen Bayern gegensteuern kann, um zukünftig den bayerischen Betrieben eine bezahlbare, sichere und umweltverträgliche Energieversorgung zu gewährleisten.

In der vorliegenden Studie wurden daher verschiedene mögliche Zukunftsszenarien der bayerischen Stromversorgung bis 2040 untersucht und bewertet:

- Höherer Anteil an erneuerbarer Energien, insb. Photovoltaik,
- Zubau von zentralen Gaskraftwerken,
- Zubau an dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) im Dienstleistungs- und Industriesektor.

Dabei wurde auch eine mögliche Verzögerung des innerdeutschen Netzausbaus über das Jahr 2030 hinaus, sowie ein stärkerer Ausbau der europäischen Grenzkuppelstellen betrachtet.

Hauptergebnisse der Studie

- Die Leistungssicherheit in Bayern verschlechtert sich durch den Ausstieg aus der Kern- und Kohlekraft in jedem Fall. Die verfügbare Leistung reicht in keinem Szenario aus, um den Eigenbedarf zu jeder Zeit zu decken. Besonders in windarmen Abend- und Nachtstunden muss zukünftig immer mehr Strom nach Bayern importiert werden.
- Im Vergleich der Szenarien führt das „EE“-Szenario sowohl zu den geringsten Stromimporten als auch zu den niedrigsten Großhandelsstrompreisen.
- Im Gesamtüberblick wäre eine Kombination aus starkem Ausbau an erneuerbaren Energien mit dezentral angelegten KWK-Anlagen aus Systemsicht wünschenswert. In diesem Fall würden sowohl die Großhandelsstrompreise als auch die Emissionen gering bleiben. Gleichzeitig würde die Leistungssicherheit im Vergleich zu einem reinen „EE“-Szenario profitieren.
- Den größten Effekt auf eine Strompreissenkung hätte eine stärkere Anbindung Bayerns an das europäische Stromnetz durch höhere Kapazitäten der Grenzkuppelstellen.

Politische Handlungsfelder

Im Gesamtüberblick legt die Studie eine Kombination aus starkem Ausbau an erneuerbaren Energien mit dezentral angelegten KWK-Anlagen für Bayern nahe. Die Studie bestätigt erneut die Notwendigkeit, die Höchstspannungsnetze zügig auszubauen. Über die HGÜ-Leitungen kann sowohl mehr CO₂-freier Strom aus Offshore-Windanlagen in Bayern genutzt als auch mehr Solarstrom aus Bayern nach Norddeutschland geleitet werden. Ebenso erfordert der Erhalt der Strompreiszone einen entsprechenden Netzausbau auf der Höchstspannungsebene. Um den Großhandelsstrompreis effektiv zu senken, ist zudem eine bessere Anbindung an das europäische Stromnetz notwendig.

Damit empfiehlt sich für Bayern, den Ausbau der Stromnetze weiterhin zu forcieren, die Anbindung an das europäische Stromnetz durch die Verstärkung der Grenzkuppelstellen zu verbessern und den Ausbau der erneuerbaren Energien zu fördern. Außerdem ist es ratsam, eine spezielle Initiative zur Förderung der KWK-Anlagen in der Industrie und im Dienstleistungssektor zu starten. Durch ein kooperatives Energiemanagement können die Anlagen die Belange des Unternehmens und die des Stromnetzes zu gleichen Teilen berücksichtigen. Das Land Bayern könnte auf eigenen Liegenschaften wie den Universitäten mit diesem Ansatz beginnen.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	I
Tabellenverzeichnis	III
Zusammenfassung	1
1 Einleitung	3
2 Datengrundlagen	5
2.1 Nachfragestruktur.....	5
2.1.1 Bayern	6
2.1.2 Weitere Bundesländer und Europa	6
2.2 Erzeugungsstruktur	7
2.2.1 Deutschland	7
2.2.2 EU-Staaten.....	8
2.2.3 Nicht-EU-Staaten	8
2.2.4 Energie- und CO ₂ -Preise	8
3 Energiesystemmodell	10
3.1 Grundlagen der Einsatzplanung	10
3.2 Geographische und zeitliche Auflösung	10
3.3 Abbildung der einzelnen Technologien	12
3.3.1 Kraftwerke	12
3.3.2 Netze	14
3.3.3 Speicher.....	14
4 Betrachtete Szenarien	15
4.1 Erneuerbare Energien	16
4.2 Gaskraftwerke	17
4.3 Kraft-Wärme-Kopplung im Industrie- und GHD-Sektor	17
5 Ergebnisse und Diskussion	19
5.1 Einsatzstruktur der Erzeugungsanlagen.....	19
5.1.1 Bayern	19
5.1.2 Europa	25
5.1.3 Einfluss erhöhter Grenzkuppelkapazität.....	29
5.2 Investitions- und Betriebskosten	31
5.2.1 Erträge aus Investitionen in Photovoltaikanlagen	31
5.2.2 Vergleich der zusätzlichen Investitionsausgaben der Szenarien 2040 ..	34
5.3 Auswirkungen auf die regionalen Grenzkosten	35
5.4 Versorgungssicherheit.....	39

5.4.1	Zuverlässigkeit einer Gruppe von Erzeugern	39
5.4.2	Behandlung der verschiedenen Erzeugertechnologien.....	40
5.4.3	Vergleich und Einordnung	40
5.4.4	Gesicherte Leistung der Erzeugung - Ergebnisse	40
5.4.5	Zugewinn an gesicherter Leistung durch Netze.....	46
5.5	CO ₂ -Emissionen.....	46
6	Ausblick: Einfluss eines verzögerten Netzausbaus	49
	Literaturverzeichnis.....	55

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vereinfachter Vergleich der Szenarien	2
Abbildung 2: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Bayern	6
Abbildung 3: Europa auf NUTS-2-Level.....	11
Abbildung 4: Berechnung eines gesamten Jahres mittels Rolling Horizon (eigene Darstellung)	12
Abbildung 5: Erzeugungsprofil der Kraft-Wärme-Kopplung in Bayern.....	13
Abbildung 6: Geplante Leitungsvorhaben (Nord-Süd-Verbindungen) in Bayern.....	15
Abbildung 7: Entwicklung des Ausbaus an EE in Bayern für das „EE“-Szenario.....	16
Abbildung 8: „EE“-Szenario: Erzeugungsstruktur in Bayern nach Jahren	20
Abbildung 9: „Gas“-Szenario: Erzeugungsstruktur in Bayern nach Jahren	20
Abbildung 10: „KWK“-Szenario: Erzeugungsstruktur in Bayern nach Jahren	21
Abbildung 11: Erzeugung, Importe und Exporte im Verhältnis zum Stromverbrauch in Bayern nach Szenarien in 2040.....	22
Abbildung 12: „EE“-Szenario: Erzeugung und Verbrauch in Bayern in 2040.....	23
Abbildung 13: „Gas“-Szenario: Erzeugung und Verbrauch in Bayern in 2040.....	23
Abbildung 14: „KWK“-Szenario: Erzeugung und Verbrauch in Bayern in 2040	24
Abbildung 15: Geordnete Jahresdauerlinie der Transportströme in Bayern („EE“-Szenario im Jahr 2040)	25
Abbildung 16: Erzeugung in europäischen Nachbarstaaten im Jahr 2040	26
Abbildung 17: Einfluss der HGÜ-Leitungen auf die Erzeugung in europäischen Nachbarstaaten in 2025	27
Abbildung 18: Import- / Exportländer Deutschlands in 2040.....	28
Abbildung 19: Netto Importe/Exporte der Nachbarstaaten in 2040	28
Abbildung 20: Gemittelte Grenzkosten in €/MWh im „EE“-Szenario in 2025	29
Abbildung 21: Differenz der Grenzkosten aufgrund erhöhter Übertragungskapazität im „EE“-Szenario in 2025.....	30
Abbildung 22: Differenz der spezifischen Emissionen aufgrund erhöhter Übertragungskapazität im „EE“-Szenario in 2025.....	30
Abbildung 23: Erträge aus PV-Anlagen und Grenzkosten in Bayern	31
Abbildung 24: „Market Value“-Faktor für PV-Anlagen in Bayern.....	32
Abbildung 25: Jährliche Erträge (blau) und Kapitalkosten (rot) pro installierter Leistung an PV-Anlagen in €/MW.....	34
Abbildung 26: Investitionsausgaben der Szenarien (Barwert in € ₂₀₁₉ ; angenom. Zinssatz 2%).....	35
Abbildung 27: Mittlere Grenzkosten in Bayern nach Szenarien	36
Abbildung 28: Verhältnis der Grenzkosten in Bayern im Vergleich zu restl. Deutschland.....	37
Abbildung 29: Gemittelte Grenzkosten in Nachbarstaaten in 2025 im „EE“-Szenario	37
Abbildung 30: Gemittelte Grenzkosten in 2025; „EE“-Szenario ohne (links) und mit (rechts) HGÜ-Leitungen.....	38
Abbildung 31: Gemittelte Grenzkosten in 2040; „EE“-Szenario (links), „Gas“-Szenario (Mitte), „KWK“-Szenario (rechts).....	39
Abbildung 32: Gesicherte Leistung der Erzeugungsanlagen in Bayern für alle Szenarien	42
Abbildung 33: Gesicherte Leistung der Erzeugungsanlagen in Bayern für alle Szenarien	43
Abbildung 34: Gesicherte Leistung der Erzeugungsanlagen in Bayern (Sommer)	44
Abbildung 35: Differenz zwischen gesicherter Leistung und Maximallast	45
Abbildung 36: Spezifische Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland und Bayern	47
Abbildung 37: Spezifische Emissionen der Stromerzeugung in Europa in 2040	47

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 38: Absolute Emissionen der Stromerzeugung in Bayern in 2040; *Allokation der KWK-Emissionen mit Hilfe der finnischen Methode.....	48
Abbildung 39: Transportströme in Bayern.....	50
Abbildung 40: Auslastung „SuedLink“ in 2025.....	51
Abbildung 41: Auslastung „SuedOstLink“ in 2025	51
Abbildung 42: Auslastung „SuedLink“ in 2030.....	52
Abbildung 43: Auslastung „SuedOstLink“ in 2030	52
Abbildung 44: Auslastung „SuedLink“ in 2040.....	53
Abbildung 45: Auslastung „SuedOstLink“ in 2040	53
Abbildung 46: Einfluss der HGÜ-Leitungen auf die Erzeugung in den Bundesländern im „EE“-Szenario	54
Abbildung 47: Einfluss der HGÜ-Leitungen auf die gesamte Erzeugung in Deutschland	54

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Brennstoffpreise in €/MWh und CO ₂ -Preise in €/t (berechnet nach IEA (International Energy Agency 2019))	9
Tabelle 2: Betrachtete Szenarien	16
Tabelle 3: Installierte Leistung an Gaskraftwerken in Bayern für das „Gas“-Szenario	17
Tabelle 4: Installierte Leistung an KWK-Anlagen in Bayern für das „KWK“-Szenario	18

Zusammenfassung

Ziel dieser Studie ist es, mögliche Zukunftsszenarien der bayerischen Stromversorgung in einem europäischen Kontext zu untersuchen. Dafür wurde eine modellgestützte Energiesystemanalyse für drei unterschiedliche Szenarien – hoher Anteil an erneuerbaren Energien, Zubau von zentralen Gaskraftwerken, Zubau von dezentralen KWK-Anlagen – für die Jahre 2025, 2030 und 2040 durchgeführt. Für die Jahre 2025 und 2030 wurde zusätzlich betrachtet, wie sich eine Verzögerung des Ausbaus der beiden in Bayern endenden Hochspannungsleitungen auswirkt.

Das verwendete Energiesystemmodell bildet Europa in 268 Regionen in stündlicher Auflösung ab. Optimierungskriterium ist dabei der kostengünstigste Kraftwerkseinsatz im europäischen Verbundnetz zur Deckung der Stromnachfrage. Für Bayern wird eine steigende Stromnachfrage unterstellt. Demgegenüber stehen je nach Szenario ein verstärkter Zubau an Erneuerbaren, an Gaskraftwerken oder an KWK-Anlagen. Letztere Szenarien kompensieren teilweise den durch den Ausstieg aus der Kernkraft verursachten Verlust an konventioneller Kraftwerksleistung in Bayern. Die beiden HGÜ-Leitungen nach Bayern werden mit einer Transportkapazität von je 2 GW angenommen.

Zusätzliche Übertragungskapazitäten führen zu einer besseren Integration von erneuerbaren Energien, zu einer Vergleichmäßigung und Verringerung der Grenzkosten und einer Reduzierung der Emissionen in Deutschland. Im europäischen Kontext zeigen sich nur geringe Veränderungen. Die dezentral angelegten KWK-Anlagen, deren Kostenannahmen zusätzliche Erlöse aus der Deckung einer Wärmenachfrage unterstellen, haben eine höhere Ausnutzung als die zentral installierten Gaskraftwerke. Ihre Nähe zur Nachfrage führt außerdem zu freien Übertragungskapazitäten, die im „KWK“-Szenario für die Substitution von teureren (Gas-) Kraftwerken außerhalb Bayerns genutzt werden. Die CO₂-Emissionen sind im „EE“-Szenario mit Abstand am geringsten. Im „KWK“-Szenario liegen die Emissionen aufgrund der Aufteilung auf die Strom- und Wärmeerzeugung für die Stromseite unterhalb des Gasszenarios. Im Vergleich zu 2025 fallen die Emissionen in allen Szenarien aufgrund des Kohleausstiegs stark ab.

Die Erzeugung innerhalb Bayerns und die damit verbundene Wertschöpfung erhöht sich durch den Zubau an Erneuerbaren. So kann in diesem Szenario mehr erzeugt als verbraucht werden, was zu Exportüberschüssen in andere Gebiete führt. Die Gaskraftwerke erzielen nur eine geringe Auslastung und tragen so zu keiner wesentlichen Erhöhung der Stromproduktion in Bayern bei, die höheren Laufzeiten der KWK-Anlagen führen zu einer leichten Steigerung. Die in Bayern installierte Erzeugungsleistung reicht in allen Szenarien nicht aus, um den Bedarf in Bayern zu jeder Zeit ohne Importe zu decken. Das „EE“-Szenario kann aufgrund des fluktuierenden Charakters der Erzeugung aus PV- und Windkraftanlagen hier kaum einen Beitrag leisten. Die zusätzliche konventionelle Leistung im „Gas“ und „KWK“-Szenario führt zu einer Verbesserung an gesicherter Leistung, auf die Stromerzeugung innerhalb Bayerns haben diese aufgrund ihrer geringen Volllaststunden jedoch nur einen geringen Einfluss. Besonders in windarmen Abend- und Nachtstunden ist Bayern deshalb stark auf Importe angewiesen.

Der verstärkte Ausbau an erneuerbaren Energien des „EE“-Szenarios führt zu hohen Investitionsausgaben im niedrigen zweistelligen Milliardenbereich. „Gas“- und „KWK“-Szenario sind in dieser Hinsicht deutlich günstiger. Hierbei gilt es zu beachten, dass im „Gas“ und „KWK“-Szenario für die Stromerzeugung zusätzlich Kosten für Brennstoffe und ggf. CO₂-Zertifikate anfallen und deren wirtschaftlicher Einsatz im Gesamtsystem die Ausnutzung dieser Kraftwerke bestimmt. Unterschiede zeigen sich auch in den resultierenden Grenzkosten für die in der Berechnung angenommenen Modellregionen. In Bayern ergeben sich im Jahr 2040 im „EE“-Szenario mittlere Grenzkosten in Höhe

Zusammenfassung

von 5,3 ct/kWh, im „Gas“-Szenario von 5,8 ct/kWh und im KWK“-Szenario von 5,7 ct/kWh. In allen Szenarien zeigt sich bei den Modellregionen innerhalb Deutschlands ein Kostengefälle von Süd nach Nord, jedoch fällt es im „EE“-Szenario weit geringer aus als in den Szenarien mit Zubau an konventionellen Erzeugern. Der Norden profitiert von hohen Windvolllaststunden, auf die Mitte Deutschlands wirken sich hohe Gaspreise ebenso wie auf den Süden aus, der jedoch wiederum durch die PV-Leistung leicht geringere Grenzkosten verzeichnet. Die verbesserte Kostenstruktur der KWK-Anlagen aus stromseitiger Sicht, die sich durch ihre zusätzlichen Erlöse aus der Wärmeproduktion ergeben, bedingt die Differenz zum „Gas“-Szenario. Diese Kostendifferenzen resultieren auch in einer verbesserten Refinanzierung der erneuerbaren Anlagen in den Szenarien mit konventionellem Zubau, da im Mittel ein höherer Strompreis als im „EE“-Szenario zu erwarten ist. Hierbei zeigt sich das Dilemma der erneuerbaren Energien. Im Falle von fluktuierender, erneuerbarer Stromproduktion erzeugen die installierten Anlagen meist alle gleichzeitig Strom, was zu fallenden Strompreisen und somit geringen Erträgen der Anlagen führt und somit ihre Refinanzierung erschwert.

Ein unterstellter Ausbau der grenzüberschreitenden Kuppelkapazitäten in Europa führt zu einer deutlichen Reduktion der Grenzkosten in vielen europäischen Staaten. In Deutschland konnte bei den Berechnungen für das Jahr 2025 im Mittel eine Reduktion von fast 9 ct/kWh erreicht werden, was einer Verringerung von fast 20 % entspricht.

In der Gesamtbetrachtung erscheint anhand der Ergebnisse eine Kombination aus starkem Ausbau an erneuerbaren Energien mit dezentral angelegten KWK-Anlagen aus Systemsicht als sinnvoll. In diesem Fall würden Grenzkosten und Emissionen gering bleiben, gleichzeitig würde die Wertschöpfung und die Versorgungssicherheit in Bayern profitieren. Abbildung 1 stellt eine vereinfachte Übersicht der beschriebenen Ergebnisse dar. Angewandt wurde eine siebenstufige Skala von sehr gut (+++) über neutral (o) bis sehr schlecht (---).

2040	Spezifische CO ₂ -Emissionen	Versorgungssicherheit	Minderung der Gefahr von zwei Preiszonen	Investitionskosten	Grenzkosten
„EE“-Szenario	+++	o	+	---	+++
„Gas“-Szenario	o	+	o	-	o
„KWK“-Szenario	+	+	o	-	+

Abbildung 1: Vereinfachter Vergleich der Szenarien

1 Einleitung

Bundes- und Landesregierungen diskutieren heftig um die Frage des Klimaschutzes und der Energiewende. Entscheidungen wie der Ausstieg aus der Kohlekraft führten zu gesellschaftlichen Diskussionen. So hat auch die bayerische Landesregierung durch den Energiegipfel eine breite Diskussion angestoßen, wie in Bayern möglichst viel Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden kann. Trotzdem bleiben viele Fragen strittig, wie beispielsweise die nach einem Ausbau der Windenergie in Bayern und dem Ausbau der Stromleitungen von Nord- nach Süddeutschland. Diese Unsicherheiten bergen Herausforderungen für die Wirtschaft. Die möglichen Änderungen in der Energiewirtschaft wirken sich besonders für Großverbraucher wie den Industriesektor aus, für den Planungssicherheit entscheidend ist für zukünftige Investitionen und Wachstum. Hierfür ist eine grüne, sichere und bezahlbare Elektrizitätsversorgung unerlässlich. Der Ausbau des Übertragungsnetzes wurde schon im Jahr 2016 in der Studie „Gesicherte Stromversorgung in Bayern“ und 2019 in der ifo-Studie „Netzausbau versus dezentrale Stromerzeugung“ aufgegriffen, welche durch die nun folgenden Untersuchungen erweitert und ergänzt wird (Hamacher et al. 2016; ifo Institut 2019).

Seit der Erstellung der oben genannten Studie haben sich einige Veränderungen ergeben. Die wichtigste Veränderung ist die Ankündigung, dass Deutschland kontinuierlich bis zum Jahr 2038 aus der Kohle aussteigt (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2019). Damit wird neben der Kernenergie die zweite Säule der Stromerzeugung in Deutschland wegfallen und eine erhebliche Erzeugungslücke entstehen. Die erneuerbaren Energien und neue Back-up Kraftwerke müssen die Lücke schließen. Sollte der Ausstieg aus Kern- und Kohleenergie schneller vollzogen werden als der Einstieg in die neuen Technologien, dann kommt den Erzeugungskapazitäten in den Nachbarländern eine immer größere Bedeutung zu, wie auch in dieser Studie sichtbar wird. Deutschland und Bayern sind in einem starken Stromverbund und Erzeugungseinheiten aus dem Ausland können hier sicher für einen Übergang oder auch langfristig eine größere Rolle spielen.

Die Verhältnisse in Deutschland verändern sich erheblich, da durch den Kohleausstieg große Erzeugungseinheiten wegfallen. Dadurch werden der Stromlastfluss und somit die Rolle der Leitungen verändert. Diese Untersuchung kann in diesem Zusammenhang nur einen ersten Ausgangspunkt darstellen, da es unsicher ist, wo welche Erzeugungseinheiten in Deutschland errichtet werden und wie sich der Erzeugungspark im Rest Europas in den nächsten Jahren verändern wird. Diese Fragen können letztlich nur in europäischen Konsortien beantwortet werden.

Die Berechnungen umfassen die Jahre 2025, 2030 und 2040. Für die ersten beiden Jahre werden Szenarien gerechnet, die von einer Fertigstellung der geplanten Nord-Süd-Leitungen vor dem jeweiligen Jahr ausgehen und Szenarien, die eine Verfügbarkeit der Leitungen erst für nach dem Jahr 2030 unterstellen. Für die Entwicklung der Erzeugung in Bayern werden drei unterschiedliche Szenarien unterstellt: Ausbau von großen Gaskraftwerken an den bisherigen Kernenergiestandorten, Ausbau von KWK-Anlagen in Industrie und Gewerbe und ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien. Bei den KWK-Anlagen handelt es sich um Einheiten in der Größe von einigen MW. Die Modellrechnungen unterstellen eine Einteilung Europas in 268 Gebiete. Daten für die Erzeugung aus erneuerbaren Energien und Kraftwerken werden auf diese Ebene aggregiert und auch die Modellrechnungen nutzen diese Einteilung.

Die koordinierte Weiterentwicklung der elektrischen Energieversorgung muss immer stärker europäisch gedacht und geplant werden. Die Bedeutung der existierenden Leitungen und die Chancen eines Ausbaus der Infrastruktur kann nur unter diesen Bedingungen angemessen evaluiert werden.

Einleitung

Die Studie beginnt in Kapitel 1 mit den Annahmen, Entwicklungen und Datengrundlagen, die für das europäische Stromsystem für die Jahre 2025, 2030 und 2040 im Rahmen dieser Studie unterstellt und verwendet werden. Im Folgenden Kapitel 3 wird die Gestaltung und Funktionsweise des verwendeten Energiemodells kurz beschrieben. Kapitel 4 beschreibt und erläutert die betrachteten unterschiedlichen Ausbauszenarien für Bayern und deren konkrete Umsetzung. Die Ergebnisse der Berechnungen werden in Kapitel 5 dargestellt, erläutert und interpretiert. Die Studie endet in Kapitel 6 mit einem Ausblick.

2 Datengrundlagen

Für die Betrachtung der Situation Bayerns im europäischen Kontext muss zunächst ein Bild des zukünftigen Energiesystems in Europa entworfen werden. Folgendes Kapitel beschreibt und erläutert die aus externen Quellen übernommenen zentralen Annahmen für die Entwicklung des Stromsystems in Europa, Deutschland und Bayern für die betrachteten Jahre 2025, 2030 und 2040. Diese beinhalten im Wesentlichen die Entwicklung der Stromnachfrage, Annahmen zu den unterschiedlichen in den einzelnen Ländern verwendeten Erzeugungstechnologien und Annahmen zu Preisentwicklungen für fossile Brennstoffe und CO₂-Emissionszertifikate. Diese Beschreibung des europäischen Stromsystems dient als Datengrundlage für das im Rahmen dieser Studie verwendete europäische Energiemodell. Die in diesem Kapitel beschriebenen Annahmen gelten für alle im späteren Verlauf betrachteten Szenarien und sind demzufolge nicht Teil der Variation. Die Ausgestaltung der einzelnen Szenarien und die entsprechenden zugrunde liegenden Veränderungen werden im Kapitel 4 *Betrachtete Szenarien* gesondert dargestellt.

2.1 Nachfragestruktur

Ein zentraler Treiber für die Ausprägung des zukünftigen Stromsystems ist die Entwicklung der Nachfrage. Diese wird von vielen sozioökonomischen Faktoren, technologischen Entwicklungen und politischen Entscheidungen beeinflusst. Die wachsenden Anstrengungen im Klimaschutz lassen eine verstärkte Nutzung von Stromanwendungen – wie z. B. Elektromobilität oder Wärmepumpen – erwarten. Die Prozesse sind entweder primärenergetisch deutlich effizienter oder stellen möglicherweise die einzige aktuell umsetzbare Möglichkeit zur Dekarbonisierung eines Sektors dar. Eine verstärkte Nutzung dieser Technologien substituiert fossile Brennstoffe beispielsweise im Wärme- oder Verkehrssektor, sie erhöht aber die Nachfrage im Stromsektor. Demgegenüber stehen die Anstrengungen zur Verbesserung der Energieeffizienz bei der Nutzung vieler Maschinen und Geräte im Industrie- und Haushaltsbereich, was wiederum zu einem Rückgang der Nachfrage führt. Die aktuellen politischen Ziele lassen einen starken Zuwachs an Stromanwendungen erwarten, welcher nicht durch höhere Effizienz kompensiert werden kann. Insgesamt ist also von einem Anstieg der Stromnachfrage im untersuchten Zeitraum auszugehen (vergleiche z.B. „Leitstudie zur integrierten Energiewende“ (Deutsche Energie-Agentur GmbH 2018)).

Die Stromnachfrage im System setzt sich aus der Endenergienachfrage, den Verlusten bei der Übertragung und dem Eigenverbrauch der Kraftwerke zusammen. Formal wird die Stromnachfrage im Rahmen dieser Untersuchung als Summe aus Nettostromverbrauch und Netzverlusten betrachtet. Der Posten Eigenverbrauch der Kraftwerke wird über den Wirkungsgrad berücksichtigt. Der Speicherbetrieb ist Teil des Energiemodells, wodurch auch die dabei entstehenden Verluste direkt im Modell anfallen.

Nachfolgend werden die Ansätze für die unterschiedlichen Gebiete erläutert.

2.1.1 Bayern

Für die Betrachtung der Situation in Bayern werden zunächst die historischen Daten betrachtet. Die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Bayern für die Jahre 2003 bis 2016 ist in Abbildung 2 dargestellt. In den Jahren 2003 bis zum Jahr 2011 – unterbrochen von einem Einbruch 2009 nach der Finanzkrise – stieg der Stromverbrauch in Bayern von etwa 75 TWh bis auf ca. 91 TWh an. Dieser Trend hat sich nicht weiter fortgesetzt. Entgegen dem Trend ist die Nachfrage auf rund 85 TWh im Jahr 2012 zurückgegangen und verharrt seitdem in den weiteren betrachteten Jahren auf diesem Niveau.

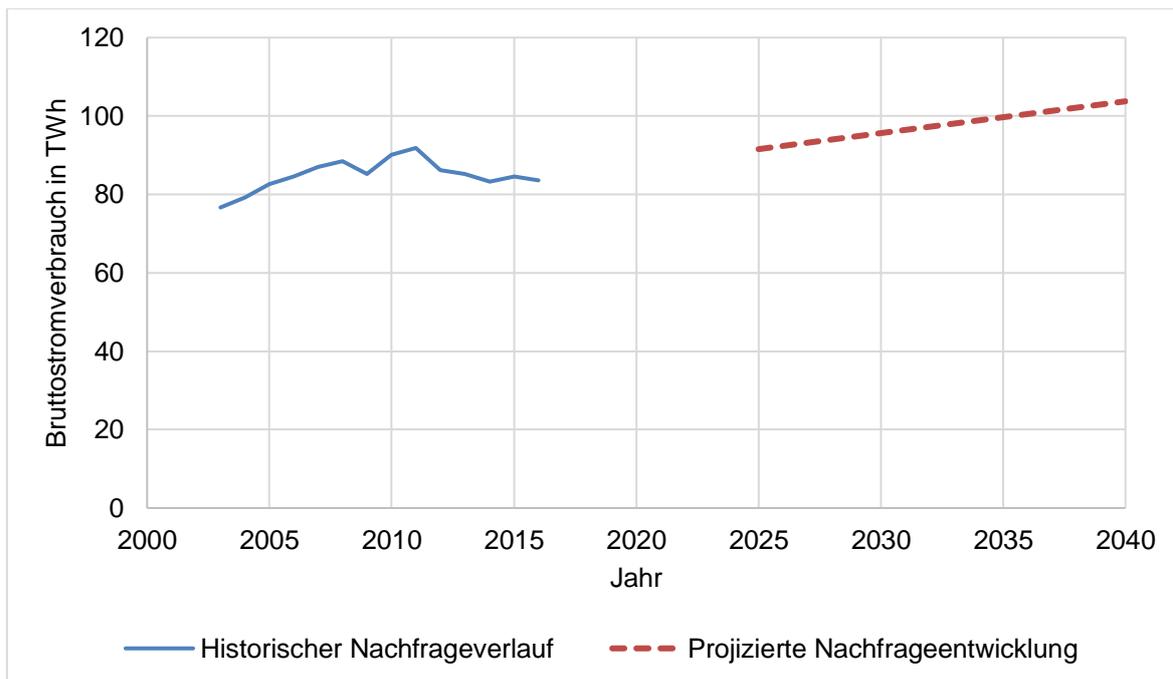


Abbildung 2: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Bayern

Der Einfluss der unterschiedlichen Faktoren auf die Nachfrage kann im Rahmen dieser Studie nicht im Einzelnen untersucht werden. Für die Verbrauchsentwicklung in Bayern wird deshalb von einer in Summe gleichbleibenden Nachfrage der bisherigen genutzten Anwendungen ausgegangen. Allerdings erhöht sich die Stromnachfrage durch einen Bevölkerungszuwachs (Bayerisches Landesamt für Statistik 2015), die neue Technologie E-Mobilität und durch eine angenommene verstärkte Nutzung von Wärmepumpen. Diese Entwicklung wird aus der Studie „Dezentrale Energieversorgung versus Netzausbau“ (ifo Institut 2019) entnommen, welche in einer konservativen Annahme einen zusätzlichen jährlichen Strombedarf von 6 TWh für Elektrofahrzeuge und 2 TWh für Wärmepumpen im Jahr 2030 annimmt. Die Werte für 2025 und 2040 werden entsprechend linear inter- bzw. extrapoliert. Die daraus resultierende Nachfrageentwicklung ist ebenfalls in Abbildung 2 dargestellt.

2.1.2 Weitere Bundesländer und Europa

Die Entwicklung der Nachfrage für die weiteren Bundesländer in Deutschland und die anderen EU-Länder wird dem EU Referenz Szenario 2016 entnommen (Europäische Kommission 2016). In dieser Studie werden konsistente Werte für alle EU-Staaten bis 2050 in Schritten von fünf Jahren ausgewiesen. Für Gebietsunterteilungen innerhalb der jeweiligen EU-Staaten werden keine Daten in der Studie angegeben. Die Summenwerte für die Nationalstaaten müssen folglich in geeigneter Weise

auf die einzelnen Teilgebiete aufgeteilt werden. Als einfacher Ansatz wird dabei die Stromnachfrage proportional zu den Einwohnerzahlen auf die Gebiete innerhalb der jeweiligen Ländergrenzen angenommen, da diese beiden Größen vergleichsweise gut korrelieren.

Für die im Modell betrachteten Nicht-EU-Staaten enthält das EU Referenz Szenario keine Daten. Diese müssen folglich aus anderen Quellen abgeleitet werden. Die Nachfrage für Norwegen und der Schweiz basiert auf nationalen Studien, welche die zukünftige Entwicklung des jeweiligen Stromsystems thematisieren (Schweizer Bundesamt für Energie 2019; Statistics Norway 2019). Mangels detaillierter Quellen wird für die Länder Albanien, Nord Mazedonien, Kosovo, Montenegro, Bosnien-Herzegowina und Serbien eine konstant bleibende Nachfrage angenommen. Die entsprechenden Werte basieren auf Daten von ENTSO-E (entso-e 2019) und der Studie „Gesicherte Stromversorgung in Bayern“ (Hamacher et al. 2016). Auch bei den Nicht-EU-Staaten erfolgt die Aufteilung der Nachfrage gemäß den Einwohnerzahlen der jeweiligen NUTS-2-Gebiete.

2.2 Erzeugungsstruktur

Die Erzeugungsstruktur beschreibt alle Anlagen, die zur Stromerzeugung dienen. Dazu zählen alle mit fossilen Energieträgern oder Kernbrennstoffen betriebenen Anlagen und Technologien zur Nutzung der erneuerbaren Energien. Im folgenden Unterkapitel wird erläutert, wie die Annahmen zur zukünftigen Entwicklung an installierter Leistung je Erzeugungstyp abgeleitet wurden.

2.2.1 Deutschland

Für die Entwicklung der installierten Kapazitäten in Deutschland dient der Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019) als Basis, welcher zum einen vergleichsweise neu ist und so jüngste Entwicklungen beinhaltet und zum anderen Daten auf Bundeslandebene zur Verfügung stellt. Für die installierten Leistungen der Erzeugungsanlagen wird das Szenario B herangezogen, welches eine „moderate Sektorenkopplung mit gemischten Strukturen“ unterstellt und folglich einen mittleren Ausbaupfad der im NEP betrachteten Varianten A, B und C beschreibt. In diesem Szenario werden Werte für die Jahre 2025, 2030 und 2035 ausgewiesen. Anhand dieser Werte wird der Wert für das Jahr 2040 linear extrapoliert.

Die Verteilung der installierten Leistung auf die einzelnen Regionen innerhalb der Länder erfolgt bei den konventionellen Kraftwerken – also Kohle, Gas, Öl, Kernenergie und Abfall – anhand der Bevölkerungszahlen. Eine Region mit vielen Einwohnern erhält demzufolge auch einen entsprechend hohen Anteil an Kraftwerkskapazität. Das führt nicht zu der kostenoptimalsten Verteilung der Kraftwerke, stellt jedoch die örtliche Nähe der Kraftwerke zu den Verbrauchsschwerpunkten dar. Für die Verteilung der erneuerbaren Energien wird im Rahmen dieser Studie ein anderer Ansatz gewählt, da hier das zur Verfügung stehende Potential und die Standortqualität eine viel größere Rolle spielt. Deshalb wird zum einen anhand der Anlagenstammdaten (Netztransparenz - Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 2017) die derzeit installierten Leistungen je Typ und Region bestimmt und der Anteil an der gesamten in Deutschland installierten Leistung der Erzeugungsarten Wasserkraft, Biomasse und Geothermie ermittelt. Für den Zubau von Wind- und PV-Anlagen wird alternativ die installierte Leistung gemäß des in der jeweiligen Region vorhandenen Ausbaupotentials verteilt. In Regionen mit hohem Potential wird demzufolge ein höherer Anteil an der Gesamtkapazität des jeweiligen Bundeslandes installiert, was den Einfluss der Standortqualität auf den Ausbau abbilden soll. Die 10H-Abstandsregel in Bayern würde das Potential für Windenergie auf 3 GW begrenzen (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie 2019). Sowohl die Ausbaupläne des bayerischen Staatsministeriums als auch die des NEP 2030 sehen hier

jedoch einen höheren Zubau vor, weshalb diese Regelung im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt wird.

Die aus dem NEP 2030 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019) für die Bundesländer ausgewiesenen Werte werden dann entsprechend den zwei unterschiedlichen Verteilschlüsseln für konventionelle und erneuerbare Erzeugungsanlagen auf die einzelnen Regionen verteilt. Der aktuell in der Politik diskutierte Kohleausstieg findet ebenfalls Berücksichtigung. Im oben erwähnten NEP ist dieser noch nicht eingerechnet. Für die Jahre 2025 und 2030 werden die in diesen Jahren noch verfügbaren Kapazitäten an Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken aus dem NEP und dem Bericht der Kohlekommission entnommen (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2019). Für die Berechnungen für das Jahr 2040 sind gemäß den Plänen zum Kohleausstieg in Deutschland keine Kohlekraftwerke mehr am Netz.

2.2.2 EU-Staaten

Für die übrigen EU-Staaten wird ein ähnlicher Ansatz wie für die Regionen in Deutschland verwendet. Die Entwicklung der Kapazitäten sowohl für die konventionellen Kraftwerke als auch für die erneuerbare Stromerzeugung werden aus dem EU Referenz Szenario 2016 (Europäische Kommission 2016) übernommen. In dieser Studie werden prognostizierte Werte auf Länderebene für die betrachteten Jahre 2025, 2030 und 2040 ausgewiesen, unter der Berücksichtigung der Klimaziele von Paris. Die Verteilung dieser Werte auf die einzelnen Regionen innerhalb der Länder erfolgt analog zu Deutschland anhand der Einwohnerzahlen für die konventionellen Kraftwerke. Alle erneuerbaren Erzeuger, außer Wind und PV, werden wie die konventionellen Erzeuger behandelt und gemäß Einwohnerzahlen aufgeteilt. Die Verteilung der Anlagen zur Stromerzeugung aus Wind und PV erfolgt wiederum mittels eines Potentialansatzes.

2.2.3 Nicht-EU-Staaten

Die Verteilung der installierten Kapazitäten erfolgt nach gleichem Muster wie bei den im vorherigen Abschnitt beschriebenen EU-Staaten. Ähnlich wie bei der Nachfrage kann jedoch für die zukünftige Entwicklung nicht auf den EU Szenariorahmen zurückgegriffen werden. Die Daten für die Schweiz werden aus nationalen Studien übernommen (Schweizer Bundesamt für Energie 2019), für alle anderen betrachteten Länder werden die installierten Kapazitäten und deren Verteilung als konstant angenommen. Für den Ist-Zustand werden Daten der ENTSO-E genutzt (entso-e 2019).

2.2.4 Energie- und CO₂-Preise

Für die konventionelle Erzeugung spielen die Preisentwicklung für Brennstoffe und vor allem auch die weitere Entwicklung des Emissionshandels und die damit verbundenen Kosten für CO₂-Zertifikate eine wesentliche Rolle. Auch diese Entwicklung hängt von vielerlei Einflüssen ab, die wiederum nur sehr schwer vorherzusagen sind. Eine renommierte Quelle für Annahmen zu diesen Entwicklungen ist der World Energy Outlook, welcher jährlich von der International Energy Agency (IEA) veröffentlicht wird. Die Preisannahmen für Energieträger und CO₂-Zertifikate werden für diese Studie aus dem Szenariorahmen für den World Energy Outlook 2018 der IEA entnommen (International Energy Agency 2019). Die dort angegebenen Werte für das „New Policy“-Szenario werden mit einem Dollarkurs von 1,12 \$/€ in €/MWh bzw. €/tCO₂ umgerechnet. Für das „KWK“-Szenario werden die Gewinne aus der Wärmeerzeugung durch einen günstigeren Gaspreis berücksichtigt. Die verwendeten Brennstoffpreise sind in Tabelle 1 dargestellt. Für die Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise für die Europäische Union sind Werte für die beiden Jahre 2025 und 2040 angegeben. Der Wert für das Jahr 2030 wird entsprechend interpoliert. Die Zertifikatspreise werden mit den Brennstoffpreisen verrechnet und gehen in die Modellrechnungen mit ein.

Tabelle 1: Brennstoffpreise in €/MWh und CO₂-Preise in €/t (berechnet nach IEA (International Energy Agency 2019))

	2017	2025	2030	2040
Öl	28,42	48,10	52,48	61,22
Kohle	9,29	8,75	9,07	9,29
Erdgas	17,62	23,69	24,91	27,34
Erdgas (KWK)		16,72	17,37	18,67
CO₂		22,25	27,59	38,30

3 Energiesystemmodell

Für die Quantifizierung des Einflusses der unterschiedlichen Ausbauszenarien „EE“, „Gas“ und „KWK“ auf die Situation in Bayern und dessen Nachbarn wird ein europäisches Energiemodell verwendet. Die Szenarien werden in nachfolgendem Kapitel vorgestellt. Für die Abbildung regionaler Unterschiede ist eine Aufteilung des Untersuchungsraums in Teilgebiete notwendig. Die dem Modell zu Grunde liegende Methodik stellt eine Kraftwerkseinsatzplanung mit Lastflussrechnung für ein in Regionen aufgeteiltes Modell der Stromversorgung in Europa dar. Bei einer Einsatzplanung wird der Betrieb von bestehenden bzw. zukünftig als gegeben angenommenen Anlagen kostenoptimal berechnet. Eine Optimierung der Infrastruktur, also der Bau und die Dimensionierung von unterschiedlicher Anlagenoptionen, findet hier nicht statt. Die Systeminfrastruktur in Form von Erzeugern und Netzen wird über die Szenarien festgelegt. Das Ergebnis des hier verwendeten Energiemodells zeigt die von den verschiedenen Anlagen erzeugten Energiemengen und den Transport über die Leitungen für jede Stunde in den angegebenen Jahren 2025, 2030 und 2040. Aus diesen Ergebnissen können weitere charakteristischen Werte, wie beispielsweise die Emissionen, bestimmt werden.

Wesentliche Eingangsgrößen des Modells sind ausführlich in Kapitel 1 Einleitung beschrieben. Die Resultate liefern eine Vielzahl von Variablen. Für die vorliegende Studie besonders betrachtet werden: variable Betriebskosten, CO₂-Emissionen, die Leitungsauslastungen, die Importe/Exporte jeder Modellregion sowie die marginalen Kosten (Grenzkosten) für jede Region.

Das Modell wurde unter anderem im Rahmen des Projekts Energy Valley Bavaria (Munich School of Engineering 2015) am Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme der TUM entwickelt. Nachfolgend werden die wesentlichen Modellbestandteile kurz beschrieben. Für eine detaillierte Beschreibung wird auf die Dissertation von Huber (Huber 2017), sowie auf die Veröffentlichung von Silbernagl (Silbernagl et al. 2016) verwiesen.

3.1 Grundlagen der Einsatzplanung

In der Kraftwerkseinsatzplanung wird die Fahrweise der Kraftwerke in vorzugebender zeitlicher Auflösung (Stunden/Tage) mittels einer Kostenminimierung bestimmt. Es gilt dabei für jede Region ein Gleichgewicht zwischen Nachfrage nach Elektrizität und deren Erzeugung herzustellen. Auf Seite der Erzeugung stehen allerdings nicht nur die in diesem Gebiet vorhandenen Kraftwerke und Speicher zur Verfügung, sondern die Bilanz kann auch durch Importe und Exporte über vorhandene Leitungsverbindungen zu Nachbargebieten ausgeglichen werden. Das Optimierungsproblem wird in Form einer sogenannten „gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung“ (GGLP) formuliert, was eine relativ technologienahe Abbildung der Kraftwerke und der damit verbundenen Effekte erlaubt, wie z. B. die Abbildung des Teillastverhaltens oder von Anfahrvorgängen.

3.2 Geographische und zeitliche Auflösung

Das Modell teilt Europa in insgesamt 268 Regionen ein. Jede Region repräsentiert jeweils einen Knoten im elektrischen Netzwerk. In Europa entsprechen diese Regionen den NUTS-2 Regionen (französisch: Nomenclature des unités territoriales statistiques), welche angelehnt sind an die Verwaltungsgliederung des jeweiligen Landes. Für Bayern entsprechen die Regionen auf NUTS-2-Ebene den Regierungsbezirken. Die regionale Aufteilung des Modells ist in Abbildung 3 dargestellt. Diese Auflösung in 268 Regionen wurde gewählt, um den Rechenaufwand bei einer zeitlichen Auf-

lösung von Stunden noch im annehmbaren Bereich zu halten. Sie stellt einen Kompromiss von nötigem Detailgrad zur Abbildung relevanter Effekte auf der einen Seite und der Rechenbarkeit auf der anderen Seite dar.

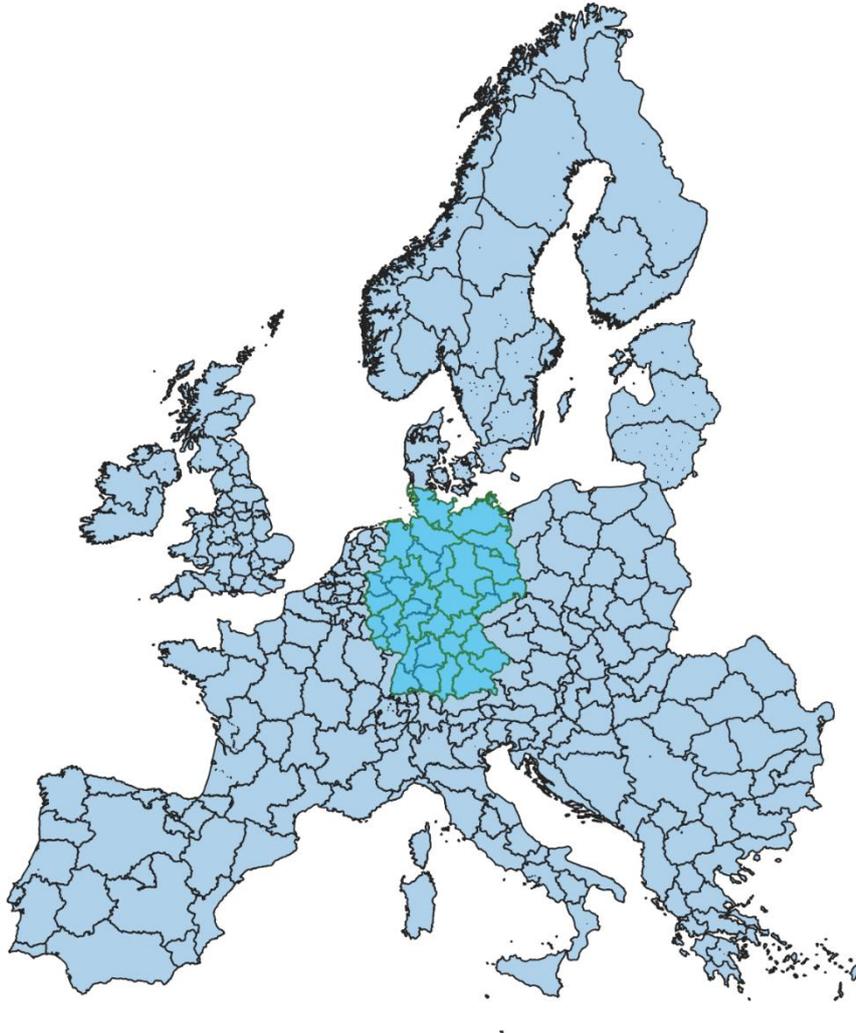


Abbildung 3: Europa auf NUTS-2-Level

Für jeden Knoten und für jeden Zeitpunkt sind sowohl der Stromverbrauch als auch die Erzeugung aus sogenannten „Must-Run“ Kraftwerken – also Kraftwerken, welche nicht frei disponierbar sind – (siehe 3.3.1.2 Must-Run Kraftwerke) vorgegeben. Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien fällt beispielsweise in diese Kategorie. Die verbleibende Residuallast wird dann mit konventionellen Kraftwerken, Speichern sowie durch Austausch mit den Nachbarregionen auf kostenminimale Weise bereitgestellt.

Wie bereits erwähnt wird jedes der Jahre 2025, 2030 und 2040 in stündlicher Auflösung berechnet. Die Berechnung eines ganzen Jahres erfolgt schrittweise mittels eines sogenannten „Rolling Horizons“ – also einer Unterteilung des Jahres in kleinere Zeitabschnitte. In einer Optimierungsrechnung werden pro Tag 36 Stunden berechnet und davon die ersten 24 als finales Ergebnis übernommen. Anschließend wird die Zeit um 24 Stunden weiterschoben. Die letzten 12 Stunden der Vortagesberechnung werden verworfen und im nächsten Schritt neu berechnet (siehe Abbildung 4). Durch

diese Überlappung können die Ein- und Ausschalt-Entscheidungen sowie die Speicherbewirtschaftung mit einer gewissen Voraussicht betrieben werden. Lediglich langfristige Phänomene, wie beispielsweise die Saisonalität der Photovoltaik oder der Windenergie, finden bei dieser Methodik keinen Eingang in die Planung des Speichereinsatzes. Die Auswahl der Jahre ermöglicht eine Berücksichtigung des Kernkraftausstiegs, des Kohleausstiegs als auch die Betrachtung von möglichen Verzögerungen des Ausbaus der Nord-Süd-Verbindungen nach Bayern. Eine genauere Beschreibung der berechneten Szenarien befindet sich in Kapitel 4.

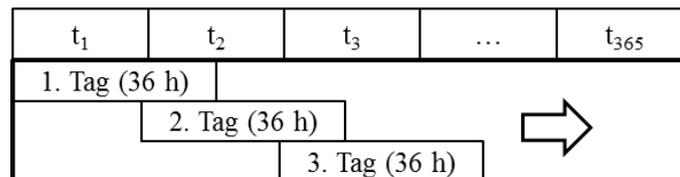


Abbildung 4: Berechnung eines gesamten Jahres mittels Rolling Horizon (eigene Darstellung)

3.3 Abbildung der einzelnen Technologien

Im Folgenden werden die einzelnen Komponenten und deren Funktion im Modell beschrieben. Das Zusammenspiel aller Komponenten wird zeitgleich im Optimierungsproblem betrachtet.

3.3.1 Kraftwerke

3.3.1.1 Konventionelle Kraftwerke

Das Kernelement der Einsatzplanung sind die konventionellen Kraftwerke. Diese sind in der Regel steuerbar und können deshalb flexibel betrieben werden. Folgende Parameter oder Eigenschaften von Kraftwerken werden in der Optimierung berücksichtigt:

- Maximale Leistung des Kraftwerksblocks
- Mindestleistung des Kraftwerksblocks
- Wirkungsgrade in Voll- und Teillast
- Abkühlung bei Stillstand
- Startkosten in Abhängigkeit der vorangegangenen Stillstandszeit (Silbernagl et al. 2016)

Die sehr detaillierte Modellierung der technischen Eigenschaften von Kraftwerken wird allein für Anlagen innerhalb Deutschlands eingesetzt. Für die restlichen Kraftwerke in Europa wird das Anfahrverhalten nicht berücksichtigt. Dies hält zum einen den Rechenaufwand niedrig, zum anderen fokussiert sich diese Studie auf die Auswirkungen auf Bayern. Es wird angenommen, dass eine zusätzliche Betrachtung des Anfahrverhaltens europäischer Kraftwerke einen geringen Einfluss auf die Auswirkungen in Bayern haben wird.

3.3.1.2 Must-Run Kraftwerke

Als Must-Run Kraftwerke werden im Rahmen dieser Studie alle erneuerbaren Energieträger und nicht steuerbaren Kraftwerke (Wind, Photovoltaik, Wasserkraft, Biomasse, Geothermie, KWK (in dieser Studie solche die im GHD-Sektor installiert sind)) bezeichnet. Die Produktion dieser Kraftwerke kann nicht gesteuert werden, sondern folgt einem vorgegebenen Profil, welches, in Abhängigkeit der Verfügbarkeit des verwendeten Energieträgers, wie folgt definiert ist:

Wind und PV: Die Erzeugung von Wind und PV ist fluktuierend mit einer Charakteristik, die wesentlich von der betrachteten Region abhängt. Für beide wurde auf Daten zurückgegriffen, die mit der Methode nach Siala und Stich (Siala and Stich 2016) entwickelt wurde. Es wird ein globaler Datensatz mit stündlichen Erzeugungsprofilen auf Basis von NASA Reanalysedaten erstellt. Aus den dort verfügbaren zeitlich und örtlich hoch aufgelösten Daten für Globalstrahlung und Windgeschwindigkeit wird ein Profil je Technologie und Modellregion abgeleitet und dann mit der jeweils installierten Kapazität multipliziert, um eine stündlich verfügbare Erzeugung zu bestimmen. Die verwendeten Zeitreihen basieren auf Wetterdaten aus dem Jahr 2012. Die Volllaststunden und somit die Jahresproduktion in diesem Jahr für Wind und PV liegen nah am Durchschnitt des betrachteten Zehnjahreszeitraums von 2003-2012. Somit eignet es sich besonders gut, um eine charakteristische zeitliche Verteilung der Wind- und PV-Produktion zu bekommen (Kühne 2016).

Wasser: Das verfügbare Potential an Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken hängt in Europa stark mit der Schneeschmelze in den Gebirgen und saisonalen Regenmengen zusammen. Zur Bestimmung von stündlichen Einspeisecharakteristiken für Wasserkraftwerke werden monatliche Erzeugungswerte in Europa herangezogen (ENTSO-E 2015b), welche die saisonalen Unterschiede gut abbilden können. Diese werden zunächst normiert, auf einen stündlichen Verlauf interpoliert und in jeder Region mit der installierten Kapazität multipliziert.

Biomasse und Geothermie: Für Biomasse und Geothermie wird als Charakteristik eine konstante Erzeugung angenommen, d. h. die Jahresenergiemenge ist gleichmäßig auf alle Stunden verteilt.

KWK: Die für die Einspeisung aus KWK-Anlagen im GHD-Sektor verwendete Charakteristik wird mittels eines Simulationstools synthetisch ermittelt. Der Einsatz der Anlagen richtet sich nach der Wärmenachfrage, die zum einen aus dem Raumwärmebedarf und zum anderen aus einem Anteil zur Deckung von Prozesswärme besteht. zeigt das verwendete Einspeiseprofil für KWK-Anlagen im GHD-Sektor.

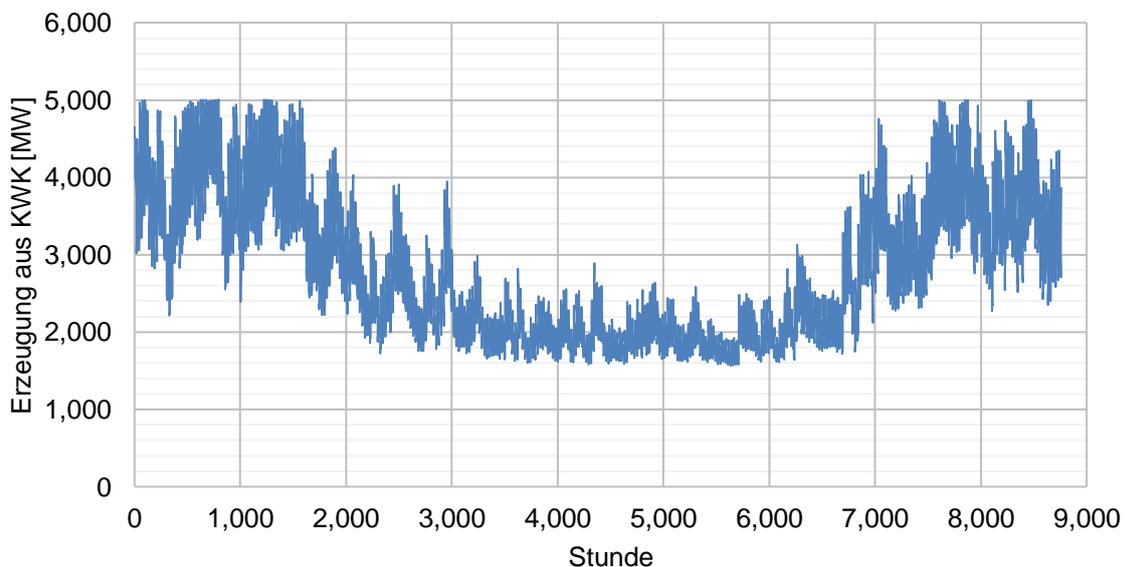


Abbildung 5: Erzeugungsprofil der Kraft-Wärme-Kopplung in Bayern
Quellen: Eigene Berechnungen nach (Kuhn 2012)

Die KWK-Anlagen im Industriesektor werden im Rahmen dieser Studie stromgeführt abgebildet. Aus Systemsicht entspricht diese Fahrweise einem nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten orientierten Kraftwerkseinsatz im Zusammenspiel mit anderen Erzeugern im Stromsystem. Daher ist keine Zeitreihenverteilung notwendig.

3.3.2 Netze

Die Modellierung beinhaltet die Abbildung des europäischen Verbundnetzes auf Höchstspannungsebene. Innerhalb der Gebiete konzentriert sich alles auf einen Knoten und es werden somit keine Leitungen angenommen. Die Verbindungen zwischen den Gebieten werden zu jeweils einer Leitung je Nachbar zusammengefasst.

Innerhalb eines Landes orientieren sich die Werte für die Übertragungskapazitäten zwischen zwei Gebieten an den thermischen Belastbarkeiten der jeweiligen grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen. Für Deutschland wurde hierbei auf Daten des Bundesbedarfsplanungsgesetzes (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz 2013) zum großen Teil zurückgegriffen. Nicht eingepflegte Leitungsvorhaben befinden sich entweder innerhalb einer NUTS-2 Region und sind somit bereits über die Knotendarstellung des Gebietes abgedeckt oder haben eine geringe und damit vernachlässigbare installierte Kapazität. Verbindungen zwischen Staaten werden auf Basis der ENTSO-E „net transmission capacities“ ermittelt (entso-e 2018, 2019). Dort werden Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen zwischen den europäischen Ländern für die einzelnen Jahre ausgewiesen.

Die methodische Abbildung im Modell erfolgt mit Hilfe eines Gleichstrom-Lastfluss Verfahrens (van den Bergh et al. 2014). Die zu Grunde liegenden Vereinfachungen des Gleichstrom-Modells sind Verlustfreiheit sowie eine konstante Spannung über das gesamte Netzwerk. Damit entfallen die nichtlinearen Terme der Lastflussgleichungen und die Berechnung kann im Rahmen einer linearen Programmierung erfolgen. Im Modell erfolgt die Abbildung mit dem sogenannten PTDF-Verfahren, so dass als Eingangsgröße für jede aggregierte Leitung eine Reaktanz benötigt wird. Eine detaillierte Beschreibung des Verfahrens ist in van der Bergh et al. (van den Bergh et al. 2014) zu finden.

3.3.3 Speicher

Das Modell bildet neben Kraftwerken und der Netzinfrastruktur auch große Pumpspeicherkraftwerke ab. Da die Produktionsplanung nur für 36 Stunden im Voraus erfolgt, können im Rahmen der Modellierung keine saisonalen Speicherkapazitäten berücksichtigt werden. Die Pumpspeicherkraftwerke werden mit der Pump- / Turbinenleistung als Variablen modelliert. Es wird dabei angenommen, dass die Speicherkapazität jeweils sechs Stunden der maximalen Turbinenleistung entspricht und die Pumpleistung gleich der Turbinenleistung ist. Unter diesen Randbedingungen werden die Speicher im Rahmen der Kostenminimierung eingesetzt.

4 Betrachtete Szenarien

Nachfolgend werden die betrachteten Szenarien vorgestellt. Ziel der gewählten Szenarien ist es, mögliche Effekte der aktuell diskutierten politischen Optionen und Debatten zu beleuchten.

Im Rahmen dieser Studie wird ein Erneuerbare Energien- („EE“) Szenario, ein Gaskraftwerke- („Gas“) Szenario und ein Kraft-Wärme-Kopplungs- („KWK“) Szenario untersucht. Der Einfluss des Zeitpunkts der Inbetriebnahme der geplanten Hochspannungsübertragungsleitungen „SuedLink“ und „SuedOstLink“ wird für jedes Szenario ermittelt. Außerdem soll eine weitere Verzögerung im Ausbau analysiert werden, weshalb die Jahre 2025 und 2030 jeweils mit und ohne Nord-Süd-Verbindungen betrachtet werden. Erst im Jahr 2040 werden die HGÜ-Leitungen in allen Fällen als verfügbar angesehen.

Von den vier geplanten Nord-Süd-Verbindungen in Deutschland enden zwei in Bayern. Der „Sued-Link“ verbindet Wilster in Schleswig-Holstein mit Bergheimfeld West in Unterfranken, wo sich momentan noch das Kernkraftwerk „Grafenrheinfeld“ befindet. Der „SuedOstLink“ verbindet den Kernkraftwerksstandort „Isar 2“ in Niederbayern mit Wolmirstedt in Sachsen-Anhalt. Alle diese geplanten Verbindungen werden mit einer Übertragungskapazität von 2 GW angenommen. Nachfolgende Abbildungen zeigen die Leitungsvorhaben der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur 2019).

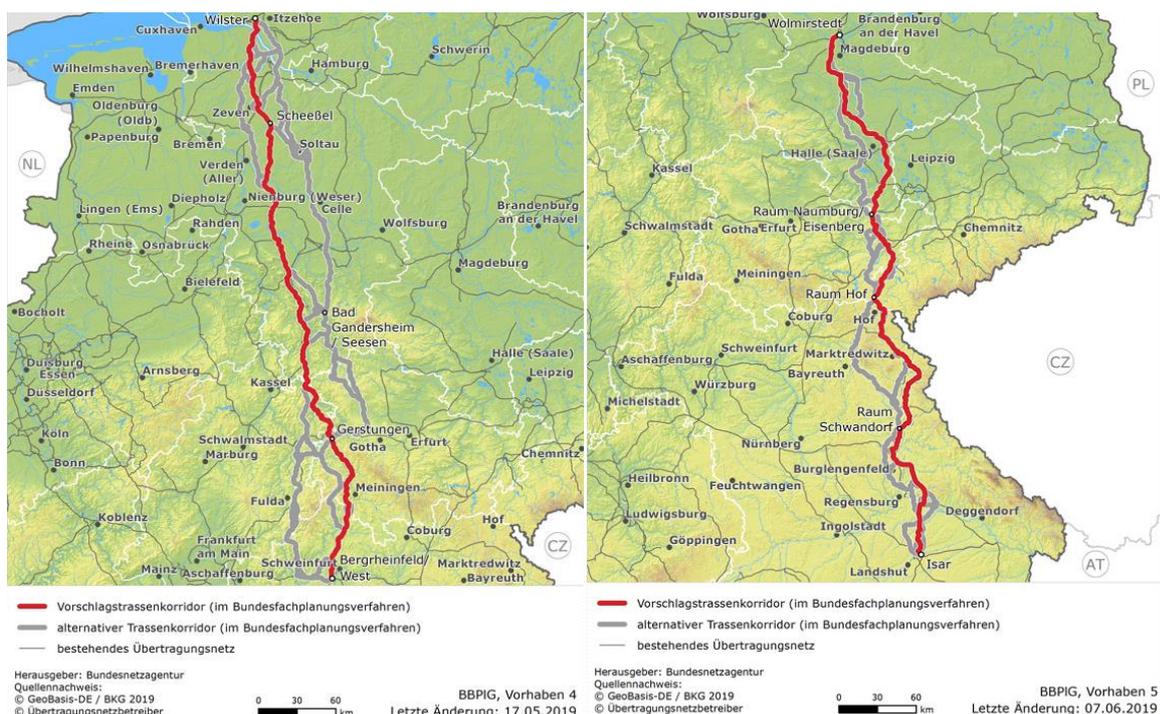


Abbildung 6: Geplante Leitungsvorhaben (Nord-Süd-Verbindungen) in Bayern

Des Weiteren wird, wie bereits erwähnt, der Ausstieg aus der Kohlekraft in den Szenarien abgebildet. Dieser verringert die verfügbare installierte Leistung an Kraftwerkskapazität in Deutschland um knapp 20 GW.

Betrachtete Szenarien

Ergänzend dazu wurde untersucht, in wie weit sich eine größere europäische Vernetzung auf die Integration der erneuerbaren Energien auswirkt. Hierfür wurde für die Verbindungen zwischen den europäischen Ländern nun angenommen, dass die thermischen Grenzen der bereits existierenden Leitungen die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität bestimmen. Diese Berechnung wurde für alle „EE“-Szenarien durchgeführt, da der Einsatz von erneuerbaren Energien durch eine bessere Netzinfrastruktur vereinfacht wird. Die Ergebnisse geben einen möglichen Ausblick in ein stärker vernetztes Europa.

Nachfolgende Tabelle zeigt eine Zusammenstellung der betrachteten Szenarien:

Tabelle 2: Betrachtete Szenarien

Szenarien		HGÜ-Verbindungen in Betrieb	2025	2030	2040
					Kohleausstieg
EE		nein	x	x	--
		ja	x	x	x
	Starke Vernetzung Europa	nein	x	x	--
		ja	x	x	x
Gas		nein	x	x	--
		ja	x	x	x
KWK		nein	x	x	--
		ja	x	x	x

x: Szenario wird untersucht; --: Keine Untersuchung

4.1 Erneuerbare Energien

Im „EE“-Szenario wird ein verstärkter Ausbau an erneuerbaren Energien in Bayern abgebildet. Angenommene Ausbauziele sind dem Abschlussbericht des Energiedialogs des bayerischen Staatsministeriums entnommen (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie 2019). Abbildung 7 stellt die Zielvorschläge des Energiedialogs für die Erzeugung aus den verschiedenen erneuerbaren Quellen dar.

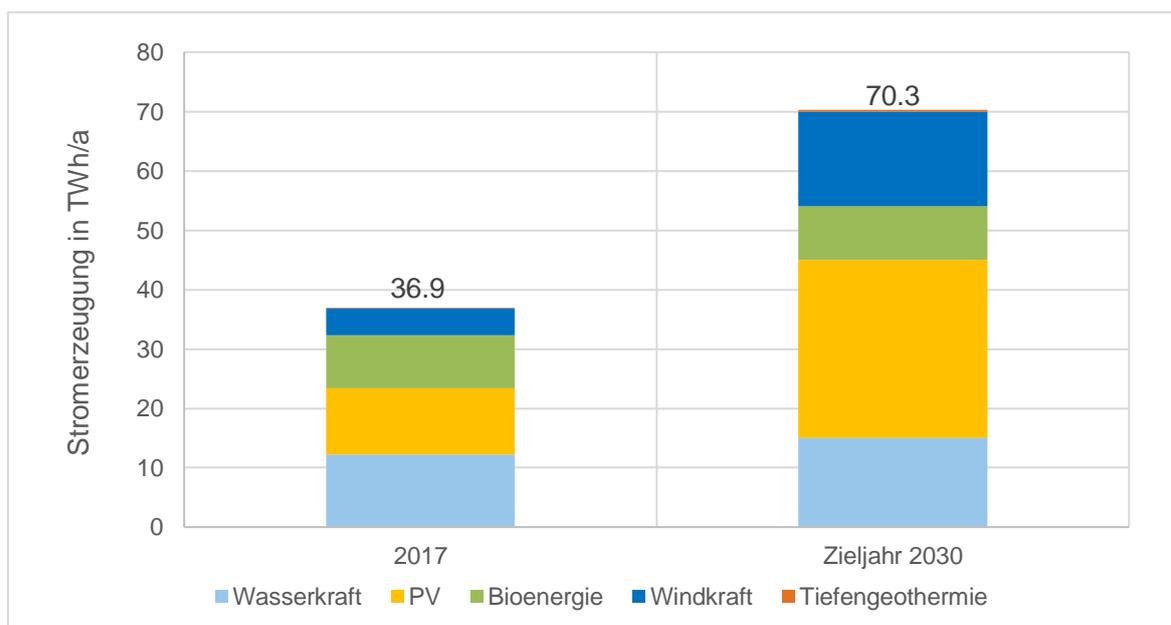


Abbildung 7: Entwicklung des Ausbaus an EE in Bayern für das „EE“-Szenario

Für den Ausbau in den Jahren 2025 und 2040 wurde linear inter- respektive extrapoliert. Für die Berechnung der entsprechenden installierten Leistung in allen Zieljahren wurden technologiespezifische Volllaststunden aus dem Jahr 2017 angenommen.

Ziel dieses Szenarios ist es, die möglichen Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus an erneuerbaren Energien in Bayern aufzuzeigen. Dazu soll zum einen der Einfluss auf die beiden Nord-Süd-Verbindungen untersucht werden, zum anderen sollen die anfallenden Emissionen und resultierende Strompreise im Vergleich zu den anderen Szenarien analysiert werden. Das Szenario „EE“ zeigt auf, in wie weit eine hohe installierte Leistung an erneuerbaren Energien in Bayern in das existierende Stromnetz integriert werden kann. Um den Einfluss einer fortschreitenden Vernetzung Europas zu verdeutlichen, wird für dieses Szenario als Variante zusätzlich untersucht, wie sich eine erhöhte Übertragungskapazität zwischen den europäischen Ländern auf die Integration der erneuerbaren Energien auswirkt. Hierfür wurden die thermischen Grenzleistungen der existierenden Leitungen als Wert für die zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten angenommen.

4.2 Gaskraftwerke

Das Szenario der Gaskraftwerke geht von einem zusätzlichen Ausbau an Gaskraftwerken aus. Diese Gaskraftwerke sollen die stillgelegte Kapazität aus dem Ausstieg aus der Kernkraft in 2022 und dem Ausstieg aus der Kohle in 2038 kompensieren. In Summe fehlen dadurch in Bayern nach der Abschaltung dieser Kraftwerke in Bayern etwa 3,5 GW. Ein Argument für die Installation dieser steuerbaren Leistung liegt darin, dass durch die ständige Verfügbarkeit der Bedarf an Elektrizität zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden kann und folglich als Backup für die unstete Produktion aus Wind und PV dienen könnte. Eines ihrer Nachteile ist jedoch, dass es sich bei Gaskraftwerken um Verbrennungskraftwerke handelt, die auf fossilen Energieträgern basieren und somit Emissionen ausstoßen. Um bereits bestehende Infrastruktur zu nutzen, wird ein Zubau an den ehemaligen Standorten der Kernkraftwerke angenommen. Hierbei werden jeweils die Hälfte der 3,5 GW an installierter Leistung am Standort „Isar 2“ sowie am Standort „Gundremmingen“ verteilt. Im Gegensatz zum „EE“-Szenario wird in diesem Szenario keine Entwicklung des Zubaus angenommen, sondern eine sofortige Verfügbarkeit der 3,5 GW ab 2025. Dieses Szenario zeigt den Einfluss einer zentralen Energieversorgung auf, besonders unter Berücksichtigung des Ausstiegs aus der Kern- bzw. Kohlekraft und der damit fehlenden steuerbaren Leistung. Nachfolgende Abbildung zeigt die zusätzlich installierte Leistung an Gaskraftwerken in den Regierungsbezirken.

Tabelle 3: Installierte Leistung an Gaskraftwerken in Bayern für das „Gas“-Szenario

Regierungsbezirk	Kapazität in GW
Niederbayern (Isar 2)	1.75
Schwaben (Gundremmingen C)	1.75

4.3 Kraft-Wärme-Kopplung im Industrie- und GHD-Sektor

Im Rahmen dieser Studie wird der Einfluss von KWK-Anlagen für den Industrie- und GHD-Sektor untersucht. Diese Anlagen sind – verglichen mit Klein-KWK-Anlagen im Haushaltsbereich – durch eine deutlich günstigere Kostenstruktur gekennzeichnet und könnten vor allem im Bereich der industriellen Eigenerzeugung in vielen Fällen eine wirtschaftliche Option darstellen.

Betrachtete Szenarien

Dem „Gas“-Szenario folgend wird im „KWK“-Szenario ebenso ein Ausbau von 3,5 GW angenommen. Auch hier wird eine Umsetzung des Ausbaus der gesamten Kapazität von 3,5 GW bis zum Jahr 2025 vorausgesetzt. Geographisch verteilt wurde dieser Ausbau aufgrund der Zulassungszahlen von KWK-Anlagen in 2017. Hierbei wird angenommen, dass es sich bei Anlagen zwischen 50 kW und 1 MW um GHD-Anlagen handelt und bei Anlagen über 1 MW um Industrieanlagen. Dies führt zu einem Verhältnis von 17 % GHD-Anlagen und 83 % Industrieanlagen. Die Verteilung innerhalb Bayerns wird für den Industriesektor nach Anteilen der Bruttowertschöpfung im Jahr 2017 vorgenommen. Für den GHD-Sektor wird die installierte Leistung der Anlagen gemäß den Beschäftigtenzahlen im GHD-Bereich in den Regierungsbezirken verteilt. Daraus ergibt sich folgende Verteilung der KWK-Anlagen:

Tabelle 4: Installierte Leistung an KWK-Anlagen in Bayern für das „KWK“-Szenario

Region	Installierte Leistung im Industrie-Sektor in MW	Installierte Leistung im GHD-Sektor in MW
Oberbayern	1488.8	259.0
Niederbayern	221.6	46.1
Oberfranken	158.8	43.7
Mittelfranken	285.6	88.6
Unterfranken	208.6	54.2
Schwaben	311.7	74.7
Oberpfalz	212.6	46.0
Bayern	2887.8	612.2

Die Annahmen zur Fahrweise unterscheiden sich bei Industrieanlagen und GHD-Anlagen. Die KWK-Anlagen in der Industrie werden stromgeführt modelliert, diejenigen aus dem GHD-Sektor wärmegeführt. Für die Wärmenachfrage wurden die Zeitreihen synthetisch mit einem Simulationsmodell erzeugt. Stromgeführt bezeichnet eine Fahrweise der KWK-Anlagen, die sich ausschließlich an den Gegebenheiten im Stromsystem orientiert und die Wärme als Koppelprodukt betrachtet, welches allerdings genutzt werden kann. Aus Sicht des Industrieunternehmens kann nun eine stromgeführte Fahrweise zu unterschiedlichen Situationen führen. Sind die variablen Stromerzeugungskosten des Unternehmens geringer als der Marktpreis wird die Anlage laufen und zunächst den Strombedarf des Unternehmens decken. Ist noch zusätzliche Erzeugungskapazität vorhanden, kann die Anlage den Rest am Strommarkt verkaufen und Erlöse generieren. Ist der Preis am Strommarkt jedoch günstiger als die Kosten für die Eigenerzeugung, wird das Unternehmen die Anlage ausschalten und den Strom stattdessen aus dem Netz beziehen. Aus Sicht des Modells verhalten sich die Industrie-KWK-Anlagen demzufolge wie zusätzlich verfügbare Kraftwerke, die im Rahmen der kostenoptimalen Einsatzplanung disponiert werden können. Die wärmegeführten Anlagen folgen hingegen der Wärmenachfrage des GHD-Sektors. Hier fällt Strom als Koppelprodukt nur zu Zeiten an, in denen es auch eine Wärmenachfrage in diesem Sektor gibt. Ziel dieses Szenarios ist es, die Nutzung der KWK-Anlagen als flexible Kraftwerke zu analysieren. Neben der Kostenstruktur unterscheiden sich die Anlagen im Vergleich zum „Gas“-Szenario auch in der dezentralen gleichmäßigeren Verteilung über Bayern.

5 Ergebnisse und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der einzelnen Modellrechnungen dargestellt und diskutiert. Die Studie zeigt eine Auswahl an Ergebnissen, aus denen aus bayerischer Perspektive wichtige Aussagen abgeleitet werden können.

5.1 Einsatzstruktur der Erzeugungsanlagen

Zunächst werden die Erzeugungsstrukturen und deren Unterschiede zwischen den Szenarien in den einzelnen Zieljahren beschrieben. Wie bereits erläutert wird in den Szenarien „Gas“- und „KWK“ bereits im Jahr 2025 von einem abgeschlossenen Zubau ausgegangen. Im „EE“-Szenario werden über die Jahre hinweg die erneuerbaren Erzeugungsanlagen sukzessive ausgebaut. Im Jahr 2025 ist der Kernenergieausstieg in Deutschland vollständig abgeschlossen, im Jahr 2040 wird auch aus Stein- und Braunkohle in Deutschland kein Strom mehr erzeugt.

5.1.1 Bayern

Zunächst wird die gesamte jährliche Erzeugung in Bayern in den einzelnen Szenarien betrachtet. Abbildung 8 bis Abbildung 10 zeigen den Verlauf der Erzeugung in Bayern für jedes Szenario zwischen 2025 und 2040 jeweils aufgelöst nach verwendetem Energieträger.

Generell nimmt die Erzeugung im Laufe der Jahre zu, was auf den Ausbau der Kapazitäten in Bayern zurückzuführen ist. Einzig im „Gas“-Szenario im Jahr 2030 lässt sich dies nicht beobachten. Hier geht die Erzeugung im Vergleich zum Jahr 2025 zurück, bevor sie 2040 wieder ansteigt. Gaskraftwerke sind Kraftwerke mit vergleichsweise hohen variablen Kosten, wodurch deren Erzeugung bei Verfügbarkeit günstigerer Optionen ersetzt wird. Die verfügbare konventionelle Leistung außerhalb Bayerns mit niedrigeren variablen Kosten, zum Beispiel aus Kohlekraftwerken, verdrängt somit die Erzeugung aus Gaskraftwerken in Bayern.

Im „KWK“-Szenario tritt dies in etwas geringerem Umfang auf, da für diese Kraftwerke die Erträge aus der zusätzlichen Wärmeproduktion auf den Gaspreis angerechnet wurden und so die variablen Kosten geringer ausfallen. Ihr Einsatz ist somit aus Systemperspektive kostengünstiger als der Betrieb reiner Gaskraftwerke. Daher verdrängen die günstigeren Erzeugungsoptionen außerhalb Bayerns zunächst Gaskraftwerke in anderen Regionen. In 2040 lässt sich dieser Effekt ebenso beobachten. Auch hier ist die Erzeugung im „Gas“-Szenario geringer als im „KWK“-Szenario. Da zeitgleich jedoch die Verfügbarkeit günstigerer Erzeugungsoptionen durch den Kohleausstieg in Deutschland und den steigenden Preis für CO₂-Zertifikate abnimmt, steigt die Erzeugung aus Erdgas im „Gas“-Szenario im Vergleich zu 2025 und 2030 wieder an.

Eine höhere Vernetzung erlaubt eine bessere Auslastung von Anlagen mit günstigen Erzeugungskosten, da deren Produktion in höherem Umfang oder über weitere Strecken verteilt werden kann. Nach Umsetzung des Netzausbaus beeinflusst die nun verfügbare Erzeugung der Off- und Onshore Windkraftanlagen im Norden Deutschlands die Erzeugung in Bayern. Die beiden Nord-Süd-Verbindungen führen zu einer Reduktion an Erzeugung in Bayern (je nach Szenario bis zu 5 TWh).

Im Jahre 2040 führt die gestiegene installierte Kapazität an erneuerbaren Energien zu einer höheren Stromerzeugung im Vergleich zu den Szenarien „Gas“ und „KWK“. In den letzten beiden Szenarien muss deshalb ein höherer Anteil des bayerischen Strombedarfs importiert werden.

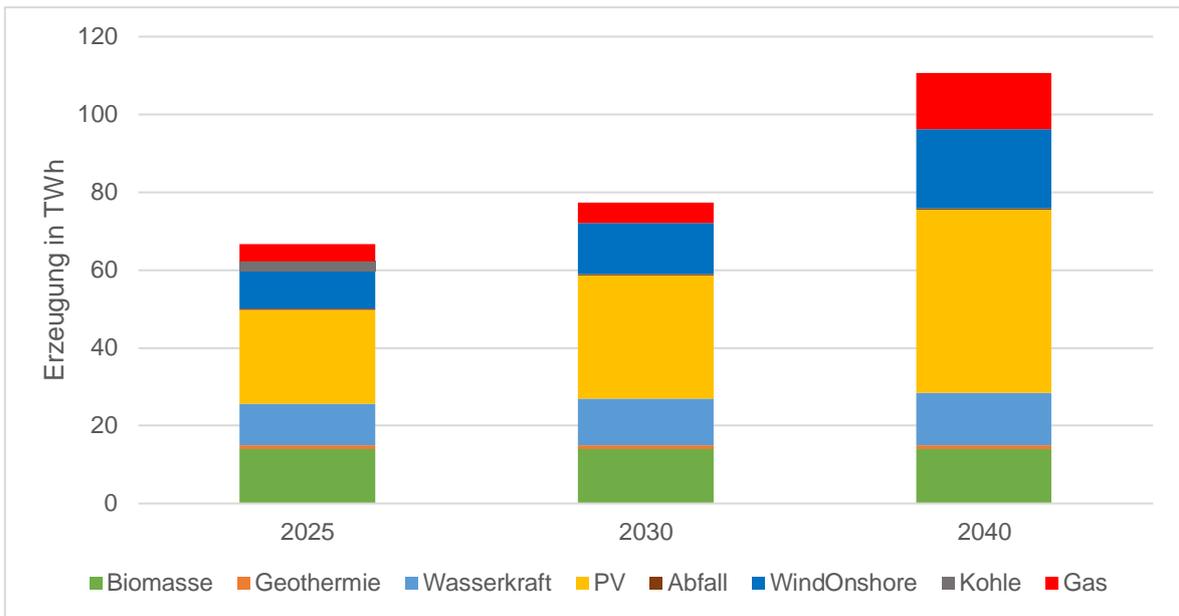


Abbildung 8: „EE“-Szenario: Erzeugungsstruktur in Bayern nach Jahren

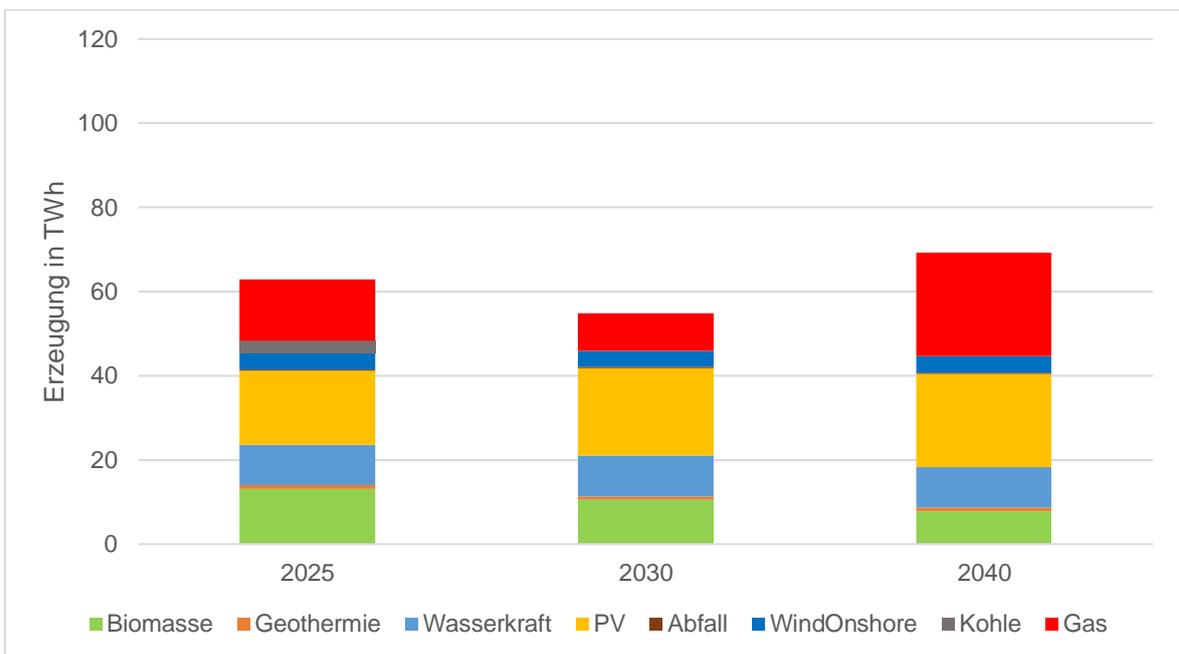


Abbildung 9: „Gas“-Szenario: Erzeugungsstruktur in Bayern nach Jahren

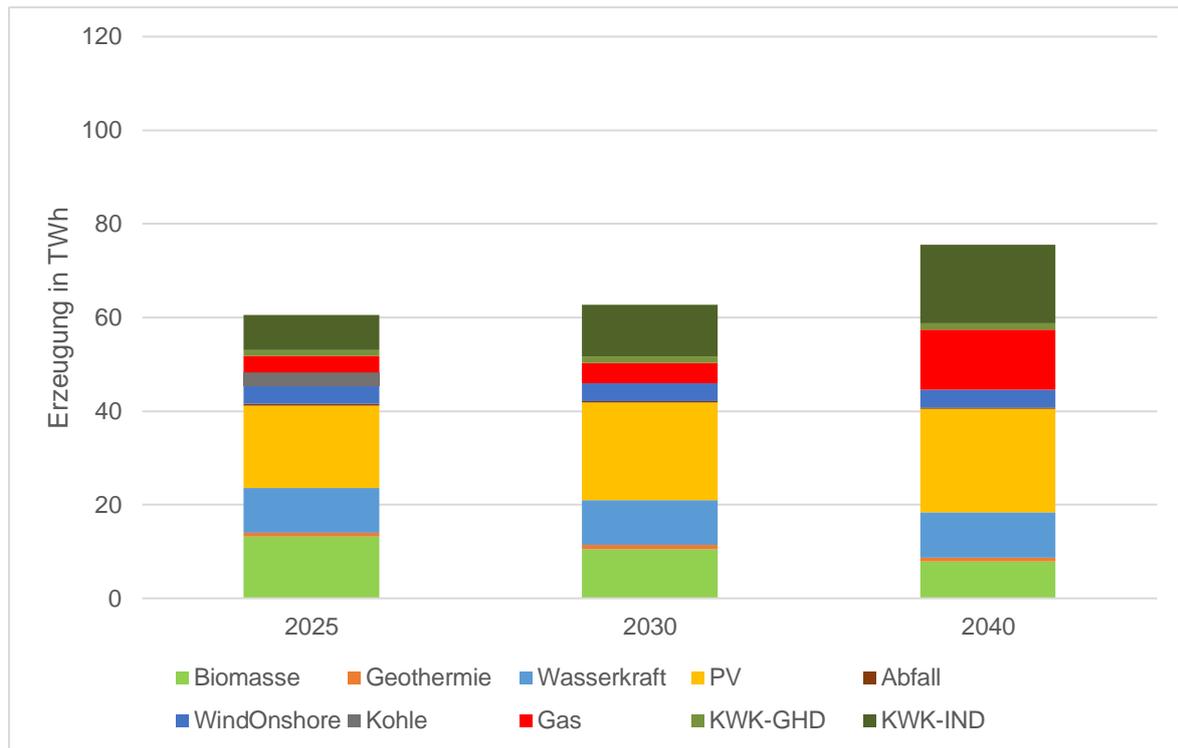


Abbildung 10: „KWK“-Szenario: Erzeugungsstruktur in Bayern nach Jahren

Werden die Anteile am Stromverbrauch in Bayern lediglich als Jahressummen betrachtet, ist aus Abbildung 11 ersichtlich, dass einzig im „EE“-Szenario der Strombedarf Bayerns bilanziell allein aus bayerischer Erzeugung gedeckt werden kann. Davon kommen 92 % aus erneuerbaren Quellen, 14 % werden mit konventionellen Kraftwerken erzeugt, woraus ein Exportüberschuss von 6 % resultiert. Im „Gas“-Szenario hingegen wird in Summe ein Drittel des Stromverbrauchs importiert, im „KWK“-Szenario über ein Viertel. Es handelt sich hierbei allerdings nur um Bilanzen über ein Jahr, die saisonalen Unterschiede werden später genauer beleuchtet. Tatsächlich wird auch im „EE“-Szenario Strom importiert, im Gegenzug aber auch, zu anderen Zeitpunkten, exportiert. Wie in Kapitel 2.2 beschrieben, wird im „KWK-Szenario“ ein Teil der KWK-Anlagen wärmegeführt und ein Teil stromgeführt abgebildet. Den wärmegeführten Anteil stellen sogenannte Must-Run Kraftwerke dar, da diese abhängig vom Wärmebedarf proportional Strom bereitstellen. Ihre Fahrweise orientiert sich nicht an den Gegebenheiten am Strommarkt, also z. B. an der Verfügbarkeit von Wind- oder PV-Erzeugung. Außerdem führt der geringere Brennstoffpreis der KWK-Anlagen im Industriebereich zu einer höheren Ausnutzungsdauer und somit zu einem erhöhten Anteil an konventioneller Erzeugung im Vergleich zum „Gas“-Szenario.

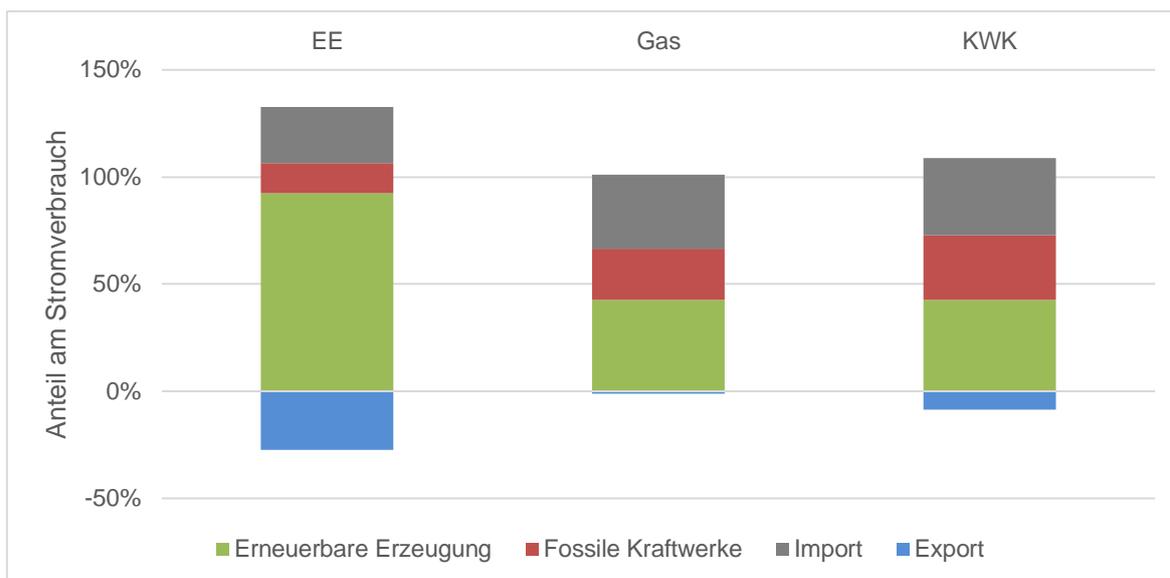


Abbildung 11: Erzeugung, Importe und Exporte im Verhältnis zum Stromverbrauch in Bayern nach Szenarien in 2040

Eine charakteristische Eigenschaft erneuerbarer Stromerzeugung aus Wind und PV ist die fluktuierende Verfügbarkeit. Neben den kurzfristigen Schwankungen, wie etwa das Tag-Nacht-Verhalten von PV, zeigt sich auch ein saisonal schwankendes Angebot. Im Vergleich zu konventionellen Energieträgern wie Gas oder Kohle ist es also nicht gegeben, dass die installierte Kapazität der Anlagen zu jeder Zeit zur Verfügung steht. Nachfolgende Abbildungen zeigen die monatlich aufgelösten Werte für Erzeugung und Bedarf in Bayern für die berechneten Szenarien in 2040, welche Rückschlüsse auf die Saisonalität der Erzeugung von PV- und Windenergieanlagen zulassen. Die PV-Erzeugung konzentriert sich deutlich auf die Sommermonate, wohingegen Strom aus Wind vor allem im Winter zur Verfügung steht. Hierbei ist anzumerken, dass sich der Peak an Windkraft im Dezember durch die hinterlegte Zeitreihe der Windverfügbarkeit erklärt. Das verwendete Wetterjahr beinhaltet außerordentlich hohe Windgeschwindigkeiten in diesem Monat.

Einzig im Falle eines hohen Ausbaus an erneuerbaren Energien („EE“-Szenario) übersteigt von April bis September die monatliche Erzeugung den Bedarf. In diesen Monaten könnte sich Bayern also bilanziell eigenständig versorgen, allerdings sind auch hier in vielen Stunden Stromimporte erforderlich. In Stunden mit sehr hoher Stromerzeugung, wird bedingt durch den hohen Zubau an PV-Anlagen in diesem Szenario exportiert. In den anderen Monaten in diesem Szenario und in allen Monaten in den anderen Szenarien überwiegen Importe. Allgemein zeigen die Werte lediglich Monatsbilanzen. In einzelnen Stunden, z. B. in der Nacht aufgrund des fehlenden Beitrags aus PV-Anlagen, kann für Bayern dennoch häufig ein Importbedarf bestehen. Im Gegenzug sind auch in Monaten, die in Summe nicht für die Deckung des Bedarfs ausreichen, Stunden mit vollständiger Lastdeckung durch Erzeugung in Bayern möglich.

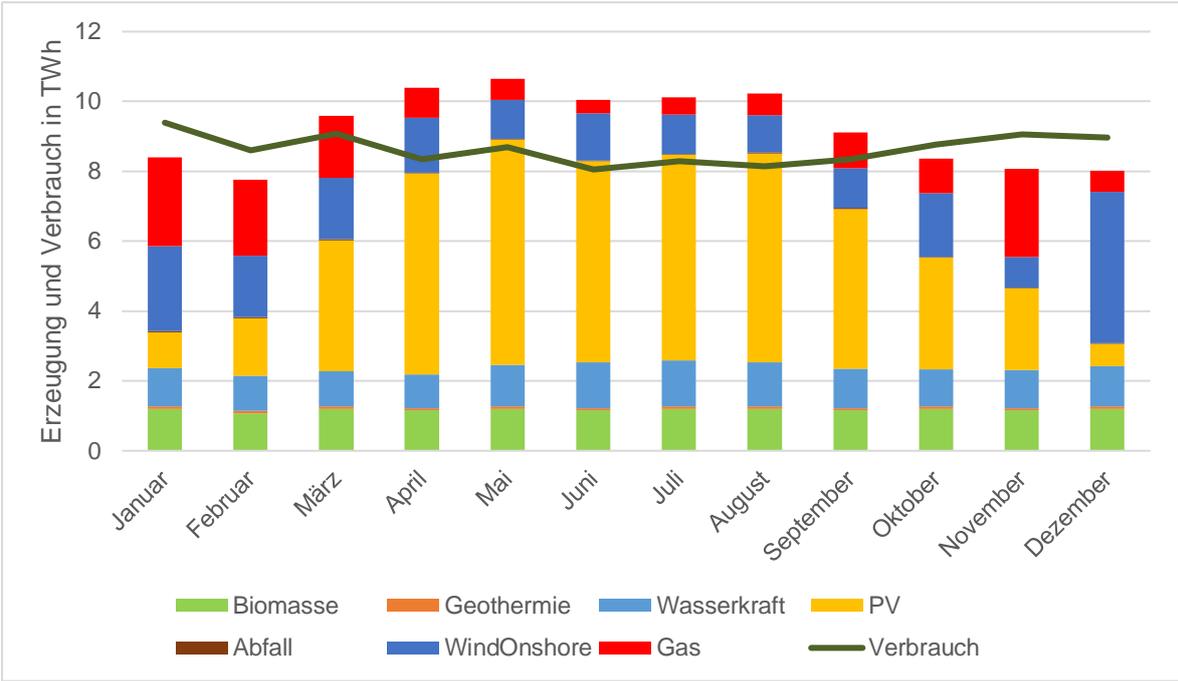


Abbildung 12: „EE“-Szenario: Erzeugung und Verbrauch in Bayern in 2040

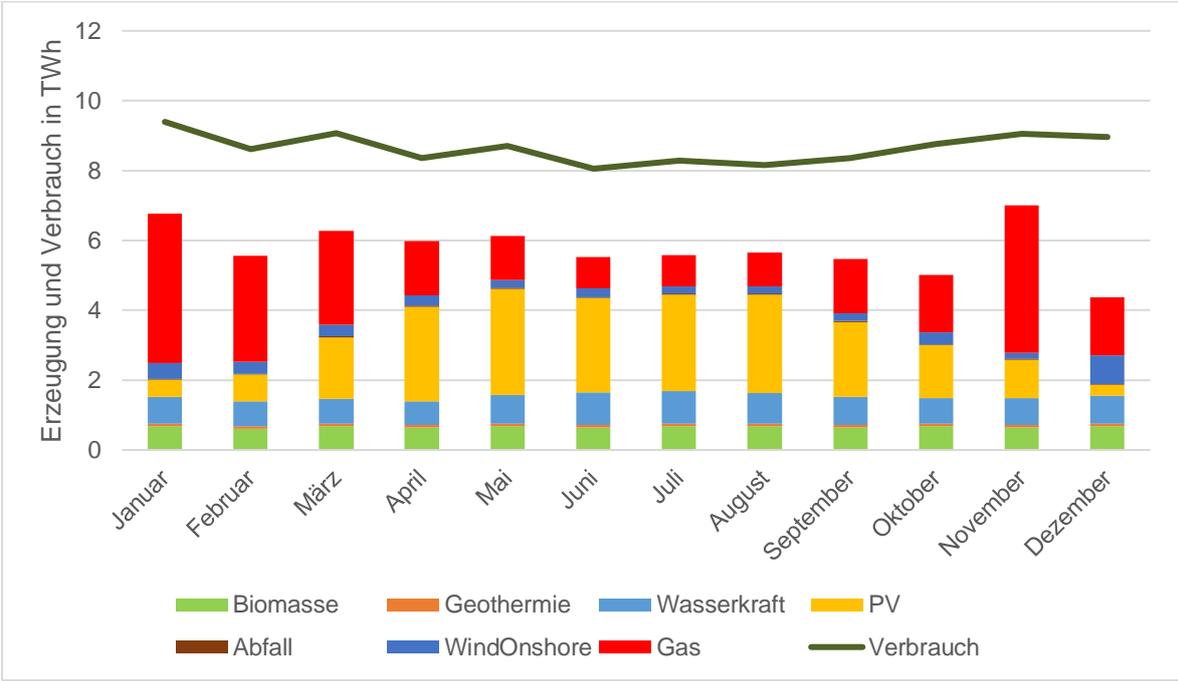


Abbildung 13: „Gas“-Szenario: Erzeugung und Verbrauch in Bayern in 2040

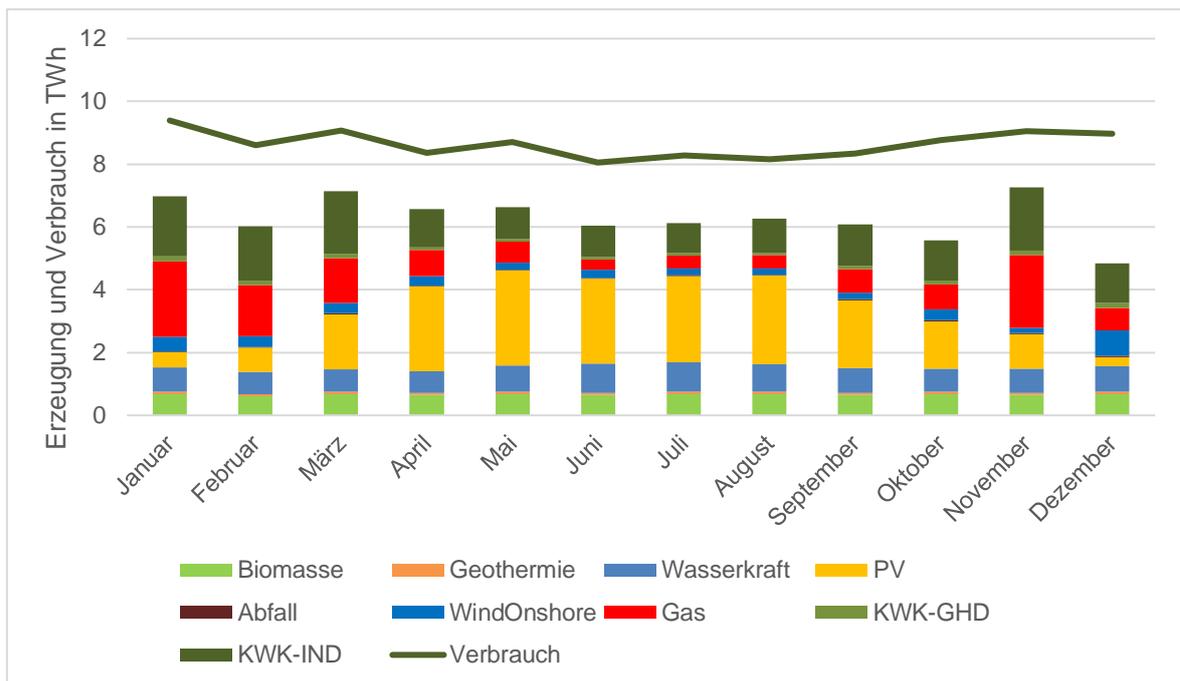


Abbildung 14: „KWK“-Szenario: Erzeugung und Verbrauch in Bayern in 2040

Um in den Szenarien die Nachfrage in den Stunden mit geringerer Erzeugung decken zu können, werden Importe benötigt. Dies ist besonders in Zeiten von geringer Sonneneinstrahlung und hohem Verbrauch (z.B. im Winter) der Fall. Dem gegenüber steht ein Überangebot an Elektrizität in Zeiten von hoher Verfügbarkeit aus erneuerbaren Quellen. Nachfolgende Abbildung zeigt die geordnete Dauerlinie der Transportströme nach und aus Bayern. Eine geordnete Dauerlinie sortiert die auftretenden Transportströme über die Landesgrenzen hinweg nach ihrer Größe. Daraus lässt sich ablesen, zu wie vielen Stunden im Jahr die Ströme positiv (Exporte) und zu wie vielen sie negativ (Importe) waren. Dargestellt ist das „Erneuerbaren“ Szenario im Jahr 2040. Es zeigt sich ein steiler Gradient der Kurve oberhalb der x-Achse. Das bedeutet, dass sobald es zu einem Überangebot kommt, ein hohes Maß an Elektrizität erzeugt wird, das exportiert werden muss. Dies deckt sich mit den Szenarien Ergebnissen, in denen eine hohe Erzeugung aus Photovoltaikanlagen ersichtlich wurde. Die Wahrscheinlichkeit einer gleichzeitigen Erzeugung von Anlagen in geographischer Nähe ist bei PV-Anlagen sehr hoch. Wenn der Bedarf in der Region zu dieser Zeit jedoch gering ist, muss der Überschuss an Elektrizität in Nachbarregionen exportiert werden. Die Importe folgen einer gemäßigteren Kurve. Außerdem zeigt sich, dass es häufiger zu Importen kommt als zu Exporten, obgleich das Integral über die Zeit geringer ist. Es wird also bilanziell mehr exportiert als importiert.

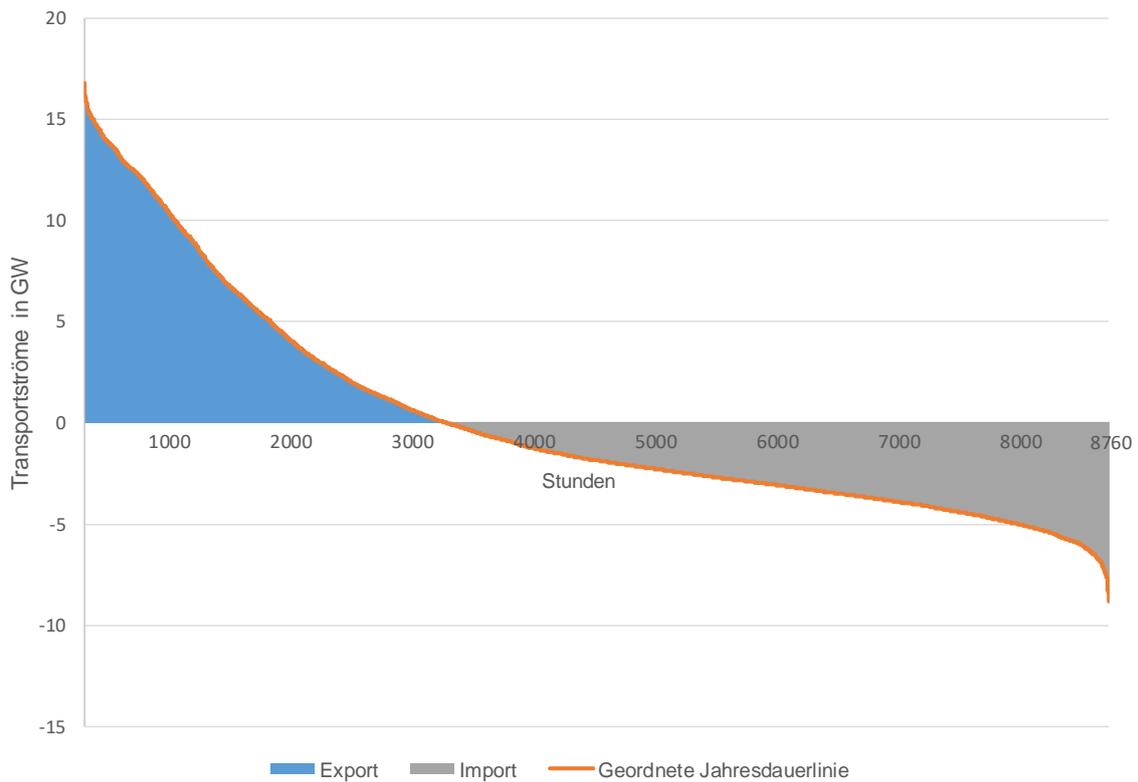


Abbildung 15: Geordnete Jahresdauerlinie der Transportströme in Bayern („EE“-Szenario im Jahr 2040)

5.1.2 Europa

Im folgenden Abschnitt werden die Auswirkungen der drei unterschiedlichen Ausbaustrategien für Bayern auf das europäische Energiesystem analysiert. Nachfolgende Abbildung 16 zeigt die Erzeugung in den europäischen Nachbarstaaten im Jahre 2040. Deutschland und Frankreich produzieren mit großem Abstand am meisten elektrische Energie, sind jedoch gleichzeitig auch die Länder mit der höchsten Nachfrage. Insgesamt unterscheiden sich die Ergebnisse der Szenarien in Bezug auf die Nachbarländer nur leicht. In den anderen Bundesländern finden geringe Veränderungen statt.

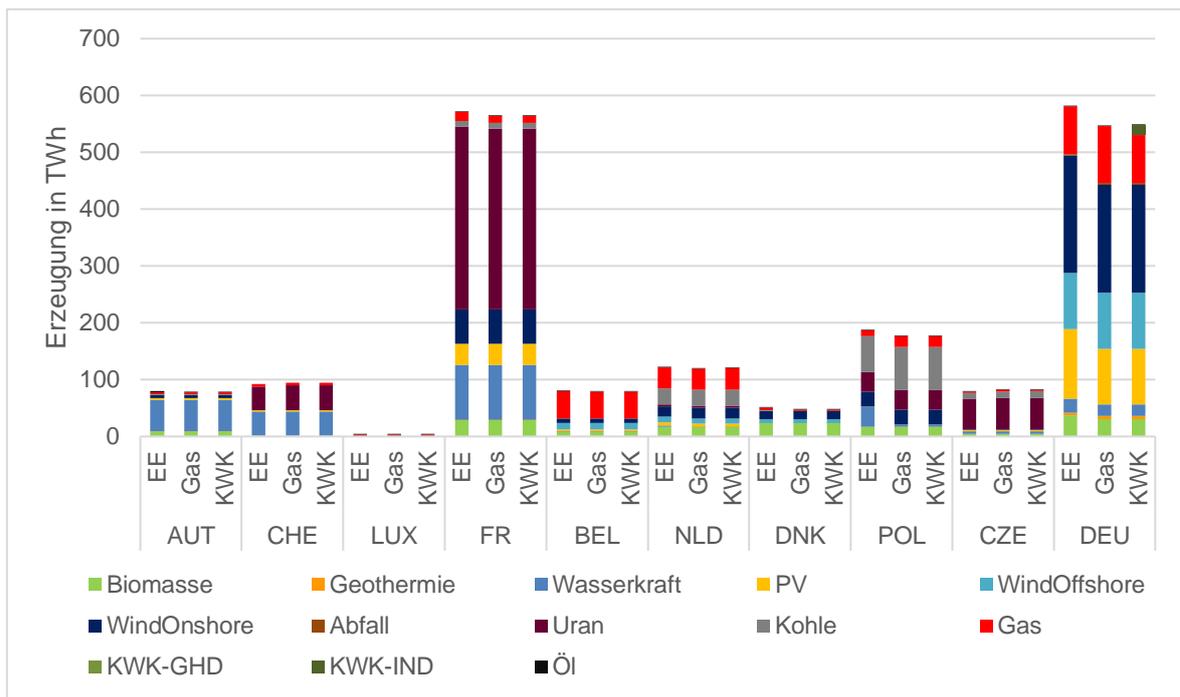


Abbildung 16: Erzeugung in europäischen Nachbarstaaten im Jahr 2040

Die Verfügbarkeit der Leitungen führt zu einer besseren Integration von erneuerbaren Energien. Der Einfluss der Verbindungsleitungen auf die Erzeugung in den europäischen Nachbarstaaten ist in Abbildung 17 dargestellt. Am größten ist der Einfluss in Deutschland, Polen und den Niederlanden. Die über die Leitungen transportierten Energiemengen führt in Summe zu einer Verminderung der Kohle- und Gasproduktion in Europa. Diese werden durch erneuerbare Energien ersetzt, welche somit nicht mehr abgeregelt werden müssen.

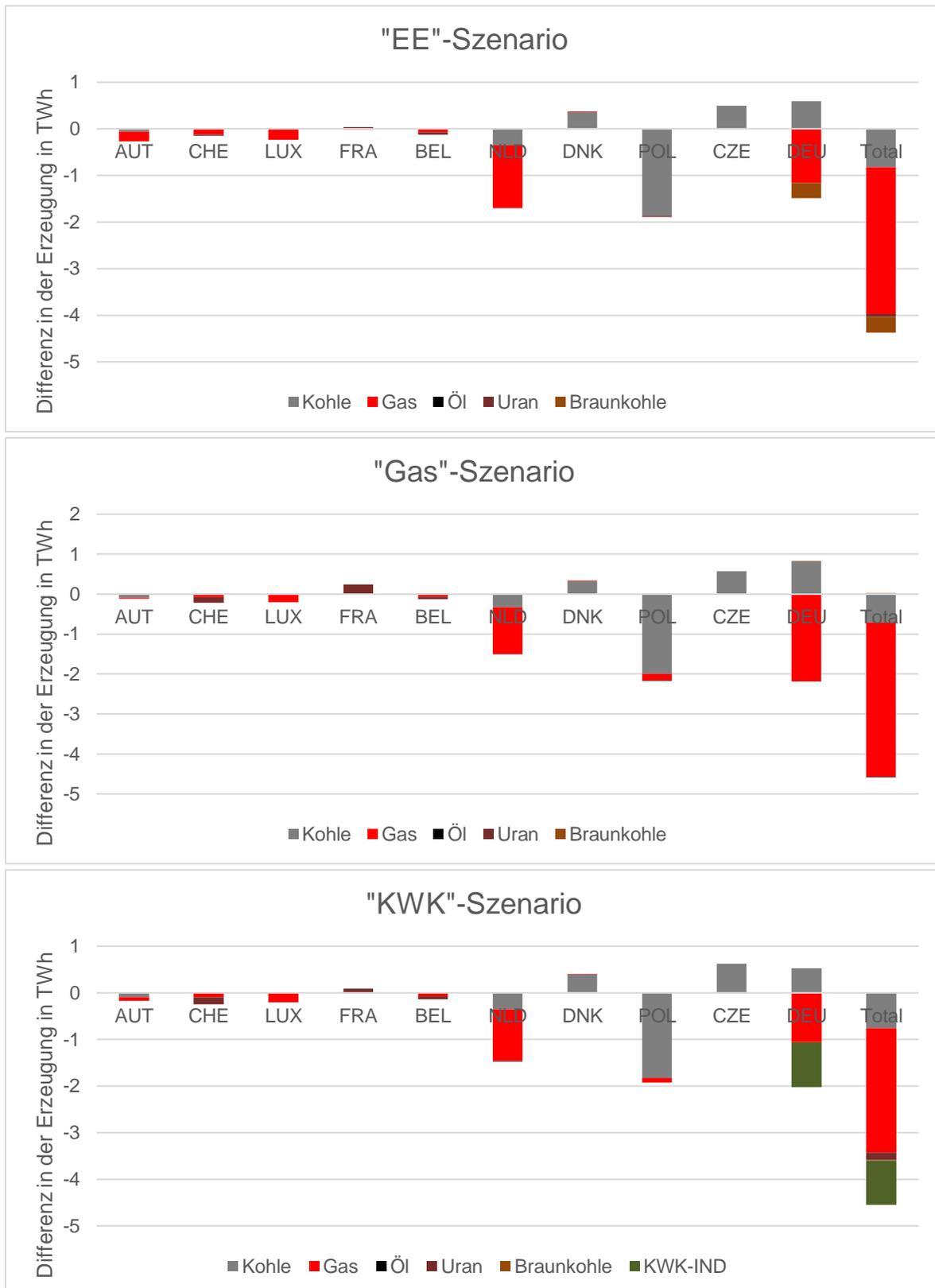


Abbildung 17: Einfluss der HGÜ-Leitungen auf die Erzeugung in europäischen Nachbarstaaten in 2025

Ergebnisse und Diskussion

Die Bilanzen für den grenzüberschreitenden Energiefluss zeigen für Deutschland vornehmlich einen Stromimport. Für das Jahr 2040 kommen diese gemäß Abbildung 18 hauptsächlich aus der Schweiz und Frankreich, wohingegen am meisten in die Niederlande exportiert wird. Im „EE“-Szenario sinken die Importe, im Gegenzug steigen die Exporte. Das „Gas“-Szenario zeigt gegenüber dem „KWK“-Szenario kaum Unterschiede.

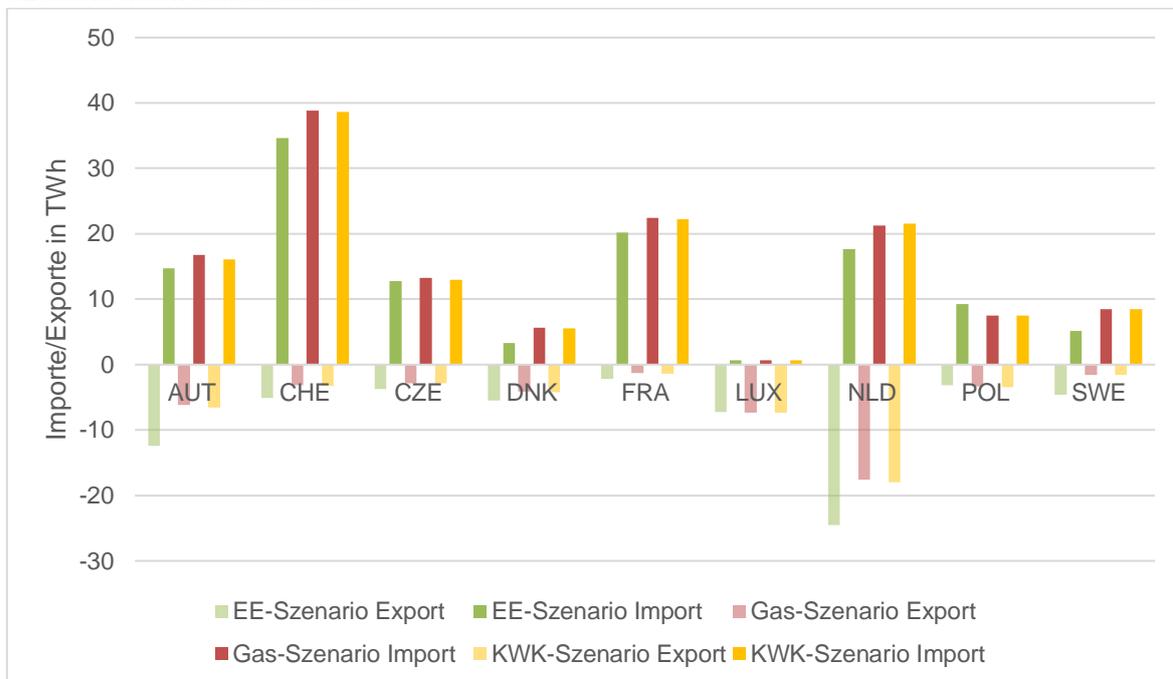


Abbildung 18: Import- / Exportländer Deutschlands in 2040

Abbildung 19 zeigt den Export und den Import für die einzelnen Nachbarländer. Frankreich exportiert dabei am meisten Strom nach Deutschland. Zudem ist Frankreich mit einer hohen installierten Leistung an Kernkraftwerken in der Lage, relativ flexibel Strom bedarfsgerecht bereitzustellen.

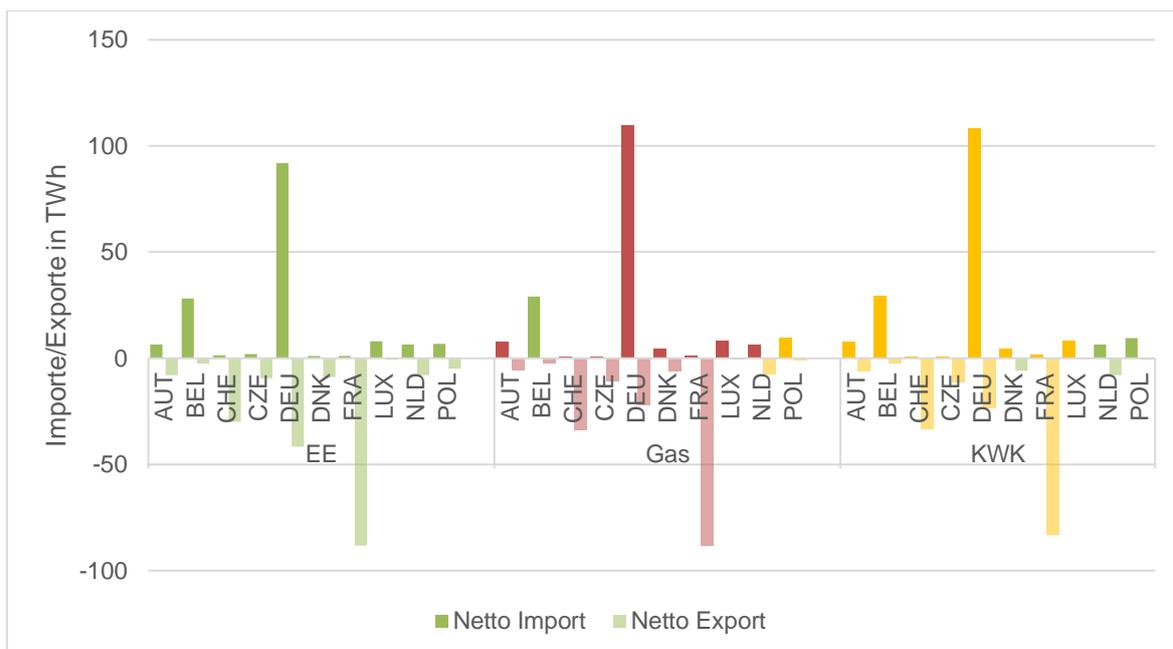


Abbildung 19: Netto Importe/Exporte der Nachbarstaaten in 2040

5.1.3 Einfluss erhöhter Grenzkuppelkapazität

Je größer die europäische Vernetzung, desto besser kann perspektivisch ein hoher Anteil an erneuerbaren Energien in das Stromsystem integriert werden und umso geringer sind dann die Emissionen im Energiesektor. Daher wurde für das bereits vorgestellte „EE“-Szenario untersucht, wie sich die Integration der Erneuerbaren und die damit einhergehenden Emissionen sowie Grenzkosten entwickeln, wenn für das europäische Stromsystem leistungsfähigere Verbindungen zwischen den Ländern unterstellt werden. Der Ausbau des grenzüberschreitenden Stromhandels ist ein wesentliches Ziel der europäischen Energiepolitik. Im Rahmen dieser Studie wurden vereinfachend die thermischen Grenzleistungen der Übertragungsleitungen als Kapazitätslimit für den Stromaustausch zwischen den Ländern angenommen, also die aus technischer Sicht maximal transportierbare Leistung. Gegenüber den bisher verwendeten Kuppelkapazitäten aus den ENTSO-E „net transmission capacities“ bedeutet dies für das nachfolgend ausgewählte Jahr 2025 eine Erhöhung der transportierbaren Leistung je nach betrachteter Kuppelstelle um den Faktor 1,5 bis 5.

Die Entwicklung der Grenzkosten für Deutschland und seine Nachbarstaaten ist in nachfolgender Abbildung für das Jahr 2025 dargestellt. Sie zeigt das „EE“-Szenario mit erhöhten Leitungskapazitäten an den Grenzkuppelstellen. Eine Angleichung der Preise ist deutlich erkennbar. Den Vergleich zu dem Szenario mit reduzierter Übertragungsleistung an den Ländergrenzen zeigt Abbildung 21. Hier ist die Differenz der Grenzkosten dargestellt. Es zeigt sich eine deutliche Reduktion der europäischen Grenzkosten, in Deutschland kann eine Reduktion von fast 9 €/MWh erreicht werden, was einer Reduktion von fast 20 % entspricht. Je mehr Übertragungskapazität vorhanden ist, desto mehr Freiheitsgrade stehen dem Optimierungsmodell zur Verfügung, um die kostengünstigste Bedarfsdeckung zu erreichen. So steigen zwar die Preise in Frankreich und Dänemark, für das Gesamtsystem bedeutet es jedoch eine starke Kostenreduktion. Deutschland als Nettoimporteur profitiert von diesem stark vernetzten System.

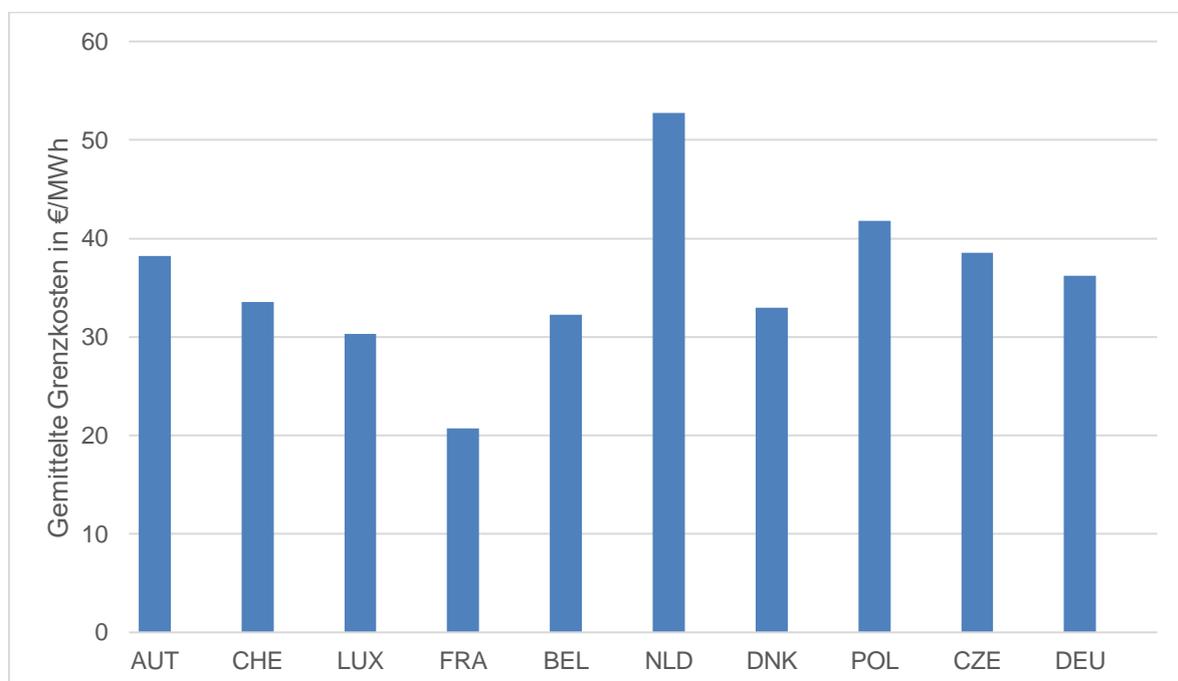


Abbildung 20: Gemittelte Grenzkosten in €/MWh im „EE“-Szenario in 2025

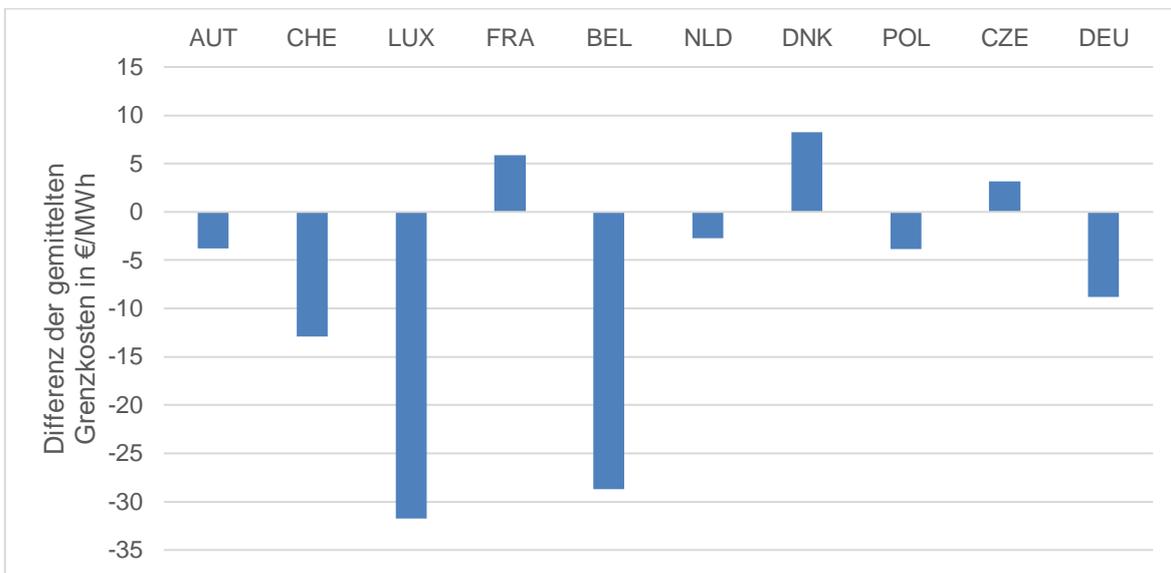


Abbildung 21: Differenz der Grenzkosten aufgrund erhöhter Übertragungskapazität im „EE“-Szenario in 2025

Die in Abbildung 22 dargestellte Differenz der spezifischen Emissionen bestätigt, dass eine hohe installierte Übertragungsleistung zu einer besseren Integration der Erneuerbaren führt. Sie hat einen Rückgang der spezifischen Emissionen in Deutschland um bis zu 0,07 t/MWh zur Folge.

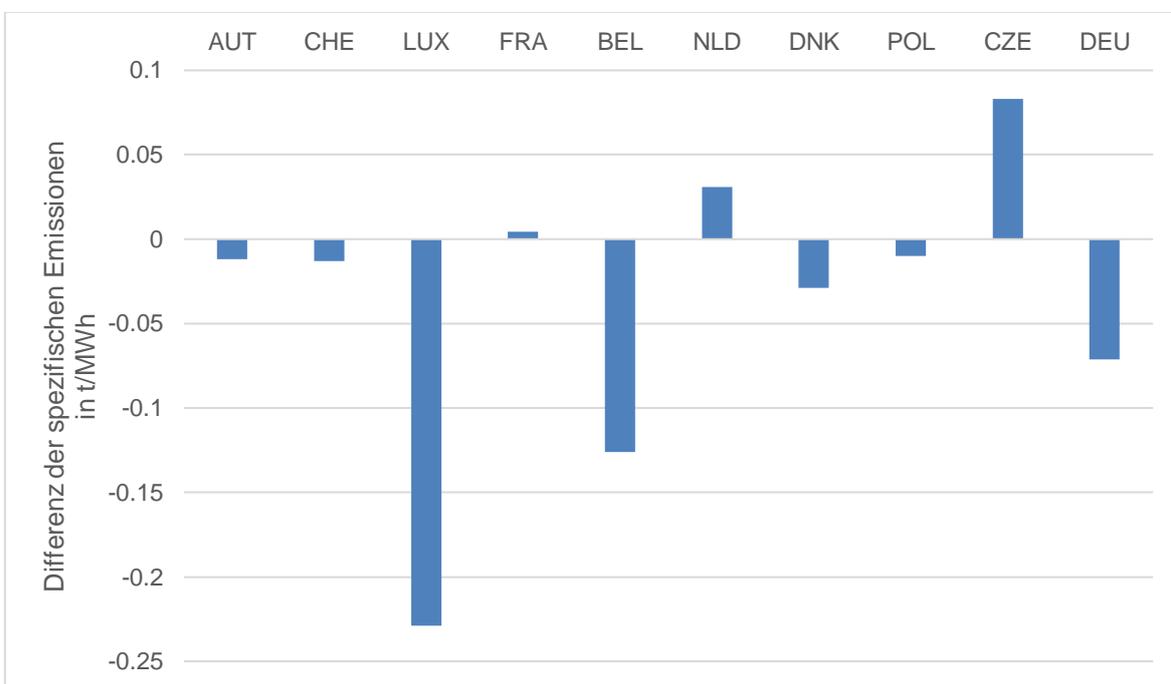


Abbildung 22: Differenz der spezifischen Emissionen aufgrund erhöhter Übertragungskapazität im „EE“-Szenario in 2025

Diese Ergebnisse zeigen, dass hohe Leitungskapazitäten günstigere Grenzkosten und spezifische Emissionen zur Folge haben. Sie können einen wertvollen Beitrag zu einer schnellen und gelungenen Energiewende liefern.

5.2 Investitions- und Betriebskosten

Im folgenden Kapitel werden einige Aspekte bezüglich Systemkosten und Strompreisen beleuchtet. Für die Untersuchung der Marktfähigkeit von Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung wird exemplarisch das Erlöspotential von PV-Anlagen in Bayern für die unterschiedlichen Szenarien untersucht und den entstehenden Kosten gegenübergestellt. Darüber hinaus werden die notwendigen Investitionsausgaben für die einzelnen Szenarien ermittelt.

5.2.1 Erträge aus Investitionen in Photovoltaikanlagen

In Abbildung 23 sind die durchschnittlichen spezifischen Erträge für PV-Anlagen gegenüber einer Anlage, die zu mittleren Grenzkosten anbietet, abgebildet. Die Darstellung ist wiederum auf die Szenarien mit verfügbaren Nord-Süd-Verbindungen beschränkt. In allen Szenarien liegt der durchschnittliche Ertrag unterhalb der mittleren Grenzkosten. Die PV-Anlagen produzieren tagsüber, was prinzipiell sehr gut mit der Nachfrage korreliert. Allerdings produzieren alle PV-Anlagen mehr oder weniger gleichzeitig, was aufgrund der hohen installierten Leistung schnell zu einem Überangebot an Stromerzeugung mit entsprechend niedrigen Strompreisen führt. Dieser Effekt beschreibt ein wesentliches Dilemma eines hohen Anteils an fluktuierenden erneuerbaren Energien am Strommarkt. Wenn die Bedingungen gut sind, können Anlagen viel produzieren, aber alle anderen Anlagen eben auch, was zu sinkenden Preisen führt. Die jeweils erzeugte Energiemenge wäre jetzt zwar hoch, allerdings reduziert der geringe Marktwert die Erlöse. Sind umgekehrt die Bedingungen schlecht, wären zwar die Strompreise attraktiv, aber die Anlagen produzieren keinen oder nur wenig Strom, was wiederum ebenfalls zu geringen Erlösen führt. Im Jahr 2040 steigen sowohl der Strompreis als auch die Erträge der PV-Anlagen im Vergleich zum Jahr 2025. Da der Kohleausstieg eine Reduktion an günstigerer konventioneller Leistung bedeutet, müssen in Zeiten von geringer erneuerbarer Erzeugung teurere Gaskraftwerke verwendet werden, was den Strompreis ansteigen lässt. Von dem höheren Preisniveau profitieren auch die PV-Anlagen. Zusätzlich sind höhere Brennstoff- und CO₂-Preise für eine Strompreissteigerung mitverantwortlich. Um den Wert der Erzeugung aus PV-Anlagen analysieren zu können wird nachfolgend der sogenannte „Market Value“-Faktor betrachtet (Hirth 2013).

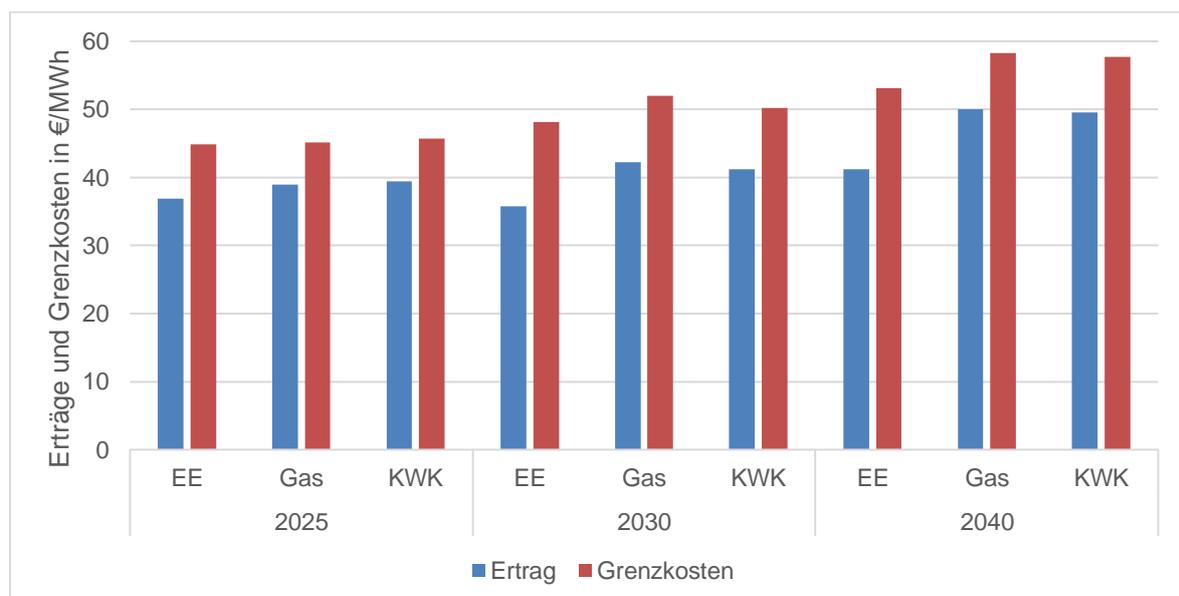


Abbildung 23: Erträge aus PV-Anlagen und Grenzkosten in Bayern

Abbildung 24 zeigt den „Market Value“-Faktor für PV-Anlagen für alle Szenarien in denen die Nord-Süd-Verbindungen verfügbar sind. Der „Market Value“-Faktor gibt das Verhältnis der Erlöse eines spezifischen Energieträgers durch die mittleren Erlöse aller Technologien aus Sicht eines Energieversorgers an. Ist der Wert über 1, liegen die spezifischen Erlöse über den mittleren Erlösen aller Technologien, ist der Wert unter 1, sind sie niedriger. Dies ist speziell für fluktuierende erneuerbare Energien wie Solar- oder Windenergie interessant, da sie einer gegebenen Erzeugungsstruktur folgen müssen, die unabhängig von der Situation im Stromsystem ist. Der „Market Value“-Faktor ist also ein Maß für den Wert der Erzeugung einer Technologie im Sinne ihrer Verfügbarkeit zu Zeiten hohen Verbrauchs, respektive hohen Strompreisen und ist ein Indikator für das Erlöspotential aus Systemsicht.

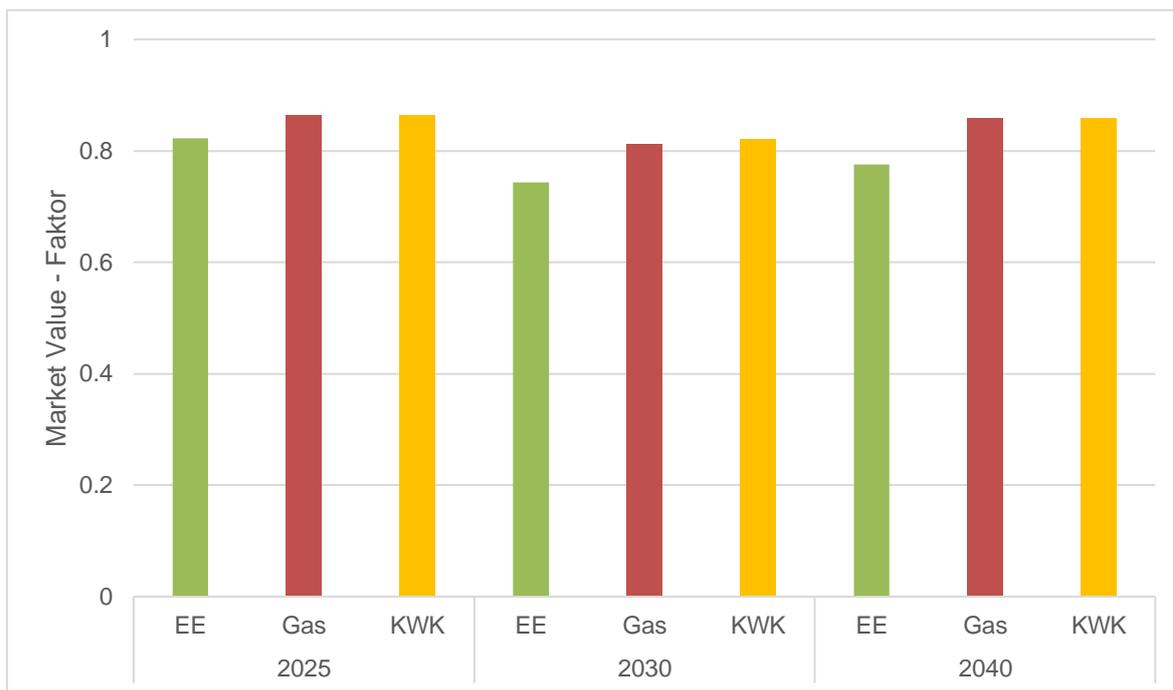


Abbildung 24: „Market Value“-Faktor für PV-Anlagen in Bayern

Generell ist der „Market Value“-Faktor im Jahr 2025 höher als in den darauffolgenden Jahren 2030 und 2040. In diesen Jahren ist eine weit höhere Leistung an PV-Anlagen installiert als in 2025, was das bereits beschriebene Dilemma deutlicher zum Vorschein bringt und sich in einem sinkenden Faktor ausdrückt. Zeitgleich nimmt die installierte konventionelle Leistung ab. Besonders deutlich wird dies im Jahr 2040, wenn alle Kern- und Kohlekraftwerke in Deutschland stillgelegt sind. Im Falle von nicht oder nur gering verfügbarer PV-Erzeugung (zum Beispiel in der Nacht oder im Winter) müssen Gaskraftwerke einspringen, die jedoch weit höhere Grenzkosten bzw. variable Kosten aufweisen als der Kraftwerkspark im Jahr 2025. Dadurch ergibt sich ein höherer durchschnittlicher Strompreis. Durch den gesunkenen Ertrag für PV-Anlagen und dem erhöhten durchschnittlichen Strompreis, ist der „Market Value“-Faktor somit geringer als in früheren Jahren. In 2040 ist der „Market Value“-Faktor im „EE“-Szenario am geringsten. Hier ist deutlich mehr Leistung an PV-Anlagen installiert als im „Gas“- oder „KWK“-Szenario. Demnach ist es in letzteren Szenarien wahrscheinlich, dass sie zeitgleich mit teureren Gaskraftwerken betrieben werden müssen, um den Bedarf in Bayern

decken zu können. Somit können sie in diesen Fällen auch höhere Erlöse generieren. Im „EE“-Szenario ist dies nicht der Fall, da die installierte Leistung der Photovoltaik so hoch ist, sodass keine zusätzlichen konventionellen Kraftwerke benötigt werden, um den Verbrauch zu decken.

Die Verbindungsleitungen führen in allen Szenarien zu einem Anstieg des „Market Value“-Faktors. Durch die höhere Vernetzung kann Strom aus bayerischen PV-Anlagen in Regionen mit geringerer erneuerbarer Leistung transportiert und dort genutzt werden. PV kann verstärkt exportiert werden und generiert dabei zusätzliche Erlöse. Die Transportoptionen ermöglichen aber auch den Import von günstigem Strom zu anderen Zeitpunkten. Dies führt zu einem geringeren durchschnittlichen Strompreis. Beide Effekte führen zu einem höheren relativen Marktwert der PV-Erzeugung. Dieser Effekt ist besonders in den früheren Szenarien zu beobachten, da hier der Anteil an erneuerbaren Energien in den an Bayern angrenzenden Gebieten noch gering ist und somit die Verdrängung von konventioneller Erzeugung in diesen Gebieten einen höheren Beitrag leisten kann.

Stellt man nun die Erträge der PV-Anlagen den Investitionen gegenüber, ergibt sich Abbildung 25. Die blauen Säulen zeigen die aus dem Modellergebnis abgeleiteten Erlöse einer PV-Anlage je MWh für die berechneten Jahre 2025, 2030 und 2040. Die roten Säulen stellen diesen Erlösen die auf ein Jahr umgelegten Investitionsausgaben für die PV-Anlage gegenüber. Für den Wert der Anlagenkosten wurde dabei eine Preisprognose für das Jahr 2030 verwendet und eine Lebensdauer von 25 Jahren unterstellt. Um Unsicherheiten in der zukünftigen marktwirtschaftlichen Lage zu berücksichtigen, wurde die Berechnung für Zinssätze von 2 %, 5 % und 8 % durchgeführt. Die Höhe der Kosten-Säule gibt also an, wie viel die Anlage pro MW installierter Leistung im Durchschnitt über die Lebensdauer hinweg pro Jahr Erlösen müsste, um die Investitionsausgaben einzunehmen.

Der gewählte Zinssatz bestimmt maßgeblich die Wirtschaftlichkeit der Investition in PV-Anlagen. Für einen mittleren Zinssatz von 5 % liegen die Erlöse aller Szenarien unterhalb der hier gewählten Vergleichskosten. Sie bewegen sich zwischen 60 und 80 % des Wertes. Insgesamt sind sie im Jahr 2040 im „Gas“- und „KWK“-Szenario am höchsten, was auf das hohe Strompreisniveau zurückzuführen ist. Im „EE“-Szenario sind sie am niedrigsten, da das Preisniveau hier grundsätzlich niedriger ist und die hohe installierte Kapazität an PV den Preis bei hoher Produktion drückt. Bei einem niedrigeren Zinssatz von 2 % können die jährlichen Erträge in den Szenarien „Gas“ und „KWK“ die Kapitalkosten decken. Bei einem höheren Zinssatz von 8 % wird die Spanne zwischen Ertrag und notwendigen Erlösen noch größer. Es wird eine Spanne zwischen 50 und 60 % des Betrages erreicht.

Nicht dargestellt sind die Szenarien, in denen die HGÜ-Leitungen noch nicht verfügbar sind. Der Einfluss dieser auf die Ergebnisse ist gering. Dennoch führen die Nord-Süd-Verbindungen in dieser Untersuchung durchwegs trotz des höheren „Market Value“-Faktors zu leicht geringeren Erlösen für die PV-Anlage. Hier stehen sich zwei gegenläufige Entwicklungen gegenüber. Zum einen bietet die Transportmöglichkeit zusätzliche Exportchancen und somit auch zusätzliche Erlöse. Andererseits erlauben die Leitungen auch den Import von günstigem Strom zu anderen Zeitpunkten, was den Strompreis allgemein senkt und somit auch die Erlössituation für die PV-Anlage verschlechtert. Welcher Effekt hier dominiert, hängt von der Höhe an installierter Leistung, den Brennstoffpreisen, den CO₂-Preisen und der Situation in den Nachbarländern ab. Bei steigender installierter PV-Leistung sollten die zusätzlichen Exportchancen dominieren, da diese ein Einbrechen der Preise bei hoher Produktion dämpfen. In den im Vergleich betrachteten Jahren 2025 und 2030 tritt dies jedoch noch nicht auf.

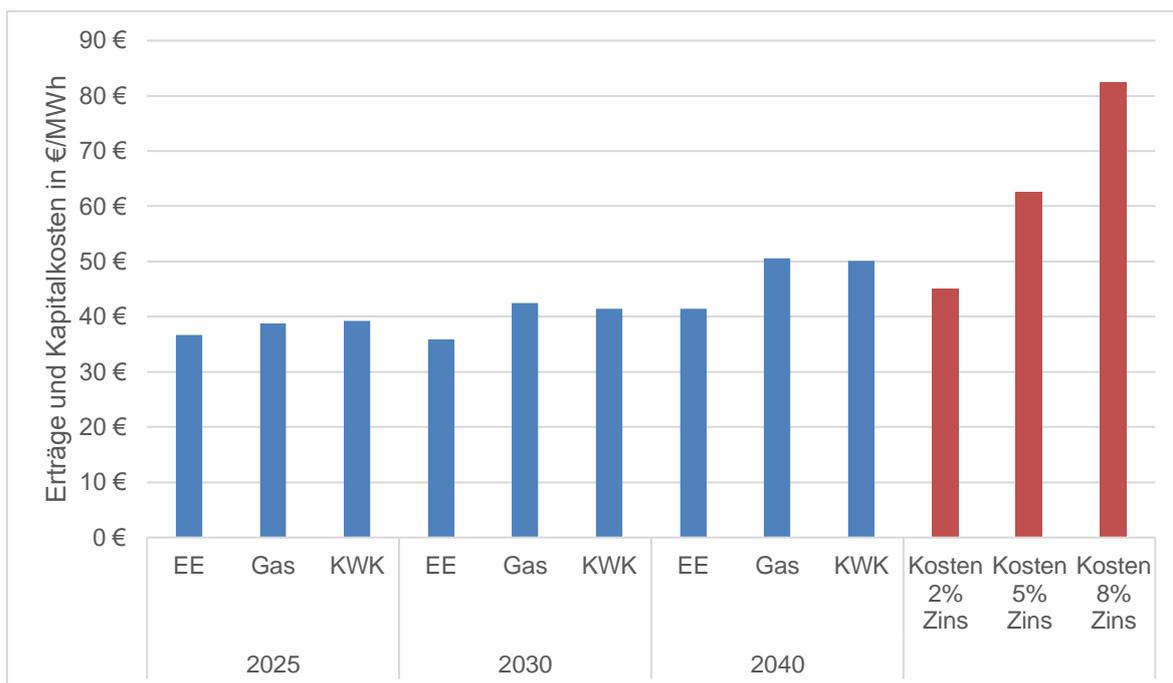


Abbildung 25: Jährliche Erträge (blau) und Kapitalkosten (rot) pro installierter Leistung an PV-Anlagen in €/MW

5.2.2 Vergleich der zusätzlichen Investitionsausgaben der Szenarien 2040

Für die jeweils zusätzlich in den drei betrachteten Szenarien „EE“, „Gas“ und „KWK“ in Bayern errichteten Erzeugungsanlagen fallen bis 2040 unterschiedliche Investitionsausgaben an. Im Szenario „EE“ wird ein sukzessiver linearer Ausbau dieser Anlagen bis zum Jahr 2040 angenommen. Daraus resultiert ein kontinuierlicher Investitionsbedarf bis zum Jahr 2040. Bei den beiden anderen Szenarien „Gas“ und „KWK“ wird von einem vollständigen linearen Ausbau der Anlagen bis zum Jahr 2025 ausgegangen. In allen drei betrachteten Jahren 2025, 2030 und 2040 stehen demzufolge die gesamte zugebaute Kapazität von 3,5 GW an Gaskraftwerken bzw. KWK-Anlagen zur Verfügung.

Der kostenseitige Einfluss der unterschiedlichen Zeitpunkte der Investitionen wird über einen angenommenen Zinssatz von 2% abgebildet. Die Annahmen zur Entwicklung der Investitionsausgaben für die einzelnen Technologien sind aus dem Szenariorahmen des World Energy Outlooks (International Energy Agency 2019) entnommen. Abbildung 26 zeigt den auf das Jahr 2019 bezogenen Investitionsbedarf für die einzelnen Szenarien. Das „EE“-Szenario erfordert mit Abstand den höchsten Investitionsbedarf, allerdings fallen in diesem Szenario für die Erzeugung keine weiteren variablen Kosten mehr an. Im „Gas“- und „KWK“-Szenario fallen für die Stromerzeugung noch zusätzlich Kosten für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate an. Diese Kosten hängen allerdings von der Einsatzplanung des Gesamtsystems ab und sind nur bedingt direkt auf Bayern zu beziehen.

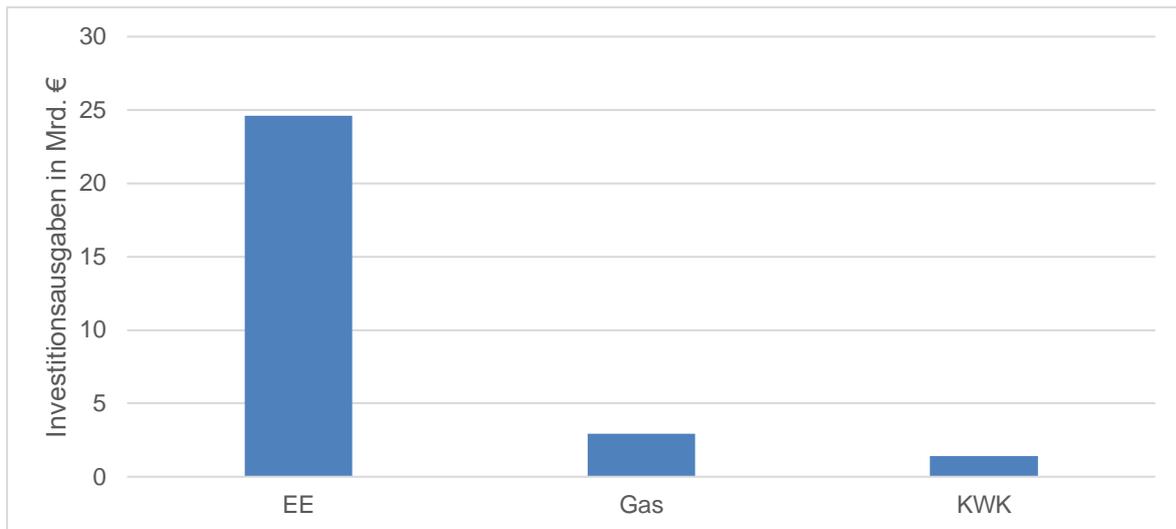


Abbildung 26: Investitionsausgaben der Szenarien (Barwert in €₂₀₁₉; angenom. Zinssatz 2%)

5.3 Auswirkungen auf die regionalen Grenzkosten

Das Energiesystemmodell liefert Grenzkosten der Stromerzeugung für jede einzelne Stunde des betrachteten Jahres in jeder abgebildeten Region. Die Grenzkosten beschreiben die Kosten, welche für die Erzeugung einer zusätzlichen Einheit an Strom anfallen würden. Sie beschreiben also im Grundsatz, wie knapp das Gut elektrische Energie zu diesem Zeitpunkt an diesem Ort aktuell ist. Für die Deckung der Nachfrage wird die Option mit den günstigsten Erzeugungskosten zuerst eingesetzt. Ist diese Option voll ausgelastet, wird auf die zweitgünstigste Möglichkeit zurückgegriffen. Diese Strategie wird über die sog. „Merit Order“ Kurve abgebildet. Sie gibt folglich die wirtschaftliche Einsatzreihenfolge der Kraftwerke an, wie sie nacheinander eingesetzt werden bis die aktuelle Nachfrage gedeckt ist. Die variablen Kosten des letzten noch eingesetzten Kraftwerks beschreiben demzufolge die Grenzkosten für das Gut Strom zu diesem Zeitpunkt. Allgemein liefern die Grenzkosten eine gute Näherung für am Strommarkt entstehende Großhandelsstrompreise. Die Studie unterteilt zur Untersuchung lokaler Effekte das betrachtete Gebiet in viele Modellregionen, die keine eigenen Marktgebiete mit eigenen Großhandelspreisen darstellen. In Bayern beispielsweise gibt es keinen eigenen Strompreis. Dennoch können aus den Grenzkosten der einzelnen Modellregionen Hinweise für das zukünftige Energiesystem abgeleitet werden.

In einem realen Marktgebiet (z. B. Deutschland) wird eine gemeinsame Merit-Order aller Kraftwerke im gesamten Gebiet gebildet. Netzrestriktionen werden in der Preisbildung nicht berücksichtigt und somit eine Zugriffsmöglichkeit auf alle Ressourcen innerhalb des Marktgebietes unterstellt. Anhand dieser Merit-Order entstehen dann Grenzkosten für das Marktgebiet. Ist die Annahme korrekt und somit der Zugriff möglich, sind zu diesem Zeitpunkt die Grenzkosten in allen beteiligten Modellregionen identisch und entsprechen den Grenzkosten des Marktgebietes. Treten jedoch Netzrestriktionen auf, sind die Werte in den einzelnen Modellregionen unterschiedlich. Ist in Modellregionen noch günstige Erzeugung (z. B. Wind) zur Verfügung und kann nicht transportiert werden, so liegen die Grenzkosten in diesem Gebiet tendenziell unter den Grenzkosten des Marktgebietes. Gleichzeitig fehlt diese Erzeugung dann in einem anderen Gebiet und muss durch teurere Erzeugung ersetzt werden, was dort wiederum zu steigenden Grenzkosten führt. Ausgehend von den in dieser Studie

ermittelten Grenzkosten für die Modellregionen liegen also die Grenzkosten eines realen Marktgebietes immer zwischen den minimalen und maximalen Werten der jeweils beteiligten Modellregionen. Treten unterschiedliche Grenzkosten in den Modellregionen auf, zeigen diese folglich zeitweilige Transportbeschränkungen, welche im aktuellen Marktdesign über das Instrument des Redispatch finanziell abgebildet und solidarisch über die Netznutzungsentgelte ausgeglichen werden. Die Ergebnisse geben somit einen Hinweis auf den zukünftigen Redispatchbedarf.

Abbildung 27 zeigt die mittleren Grenzkosten jeweils im Winter und im Sommerhalbjahr je Szenario in Bayern. Im Winter stellen sich höhere Grenzkosten ein, da die PV nur einen geringen Beitrag liefern kann und somit mehr und folglich auch teurere konventionelle Kraftwerke eingesetzt werden müssen. Der Anstieg der Grenzkosten im Laufe der Jahre ist auf den Kohleausstieg und die steigenden Brennstoff- und CO₂-Kosten zurückzuführen.

Zur Verfügbarkeit der HGÜ-Leitungen lässt sich sagen, dass sie insbesondere im Winter eine Reduktion der Grenzkosten unabhängig des Szenarios zur Folge hat, durch die bessere Integration der erneuerbaren Energien auf der einen Seite und die bessere Verbreitungsmöglichkeit günstigerer konventioneller Erzeugung auf der anderen. Im Gegensatz zur Photovoltaik steht Windenergie in Deutschland vermehrt im Winter zur Verfügung. Die Nord-Süd-Verbindungen ermöglichen die stärkere Nutzung des Windangebots im Süden Deutschlands, was sich preissenkend auswirkt.

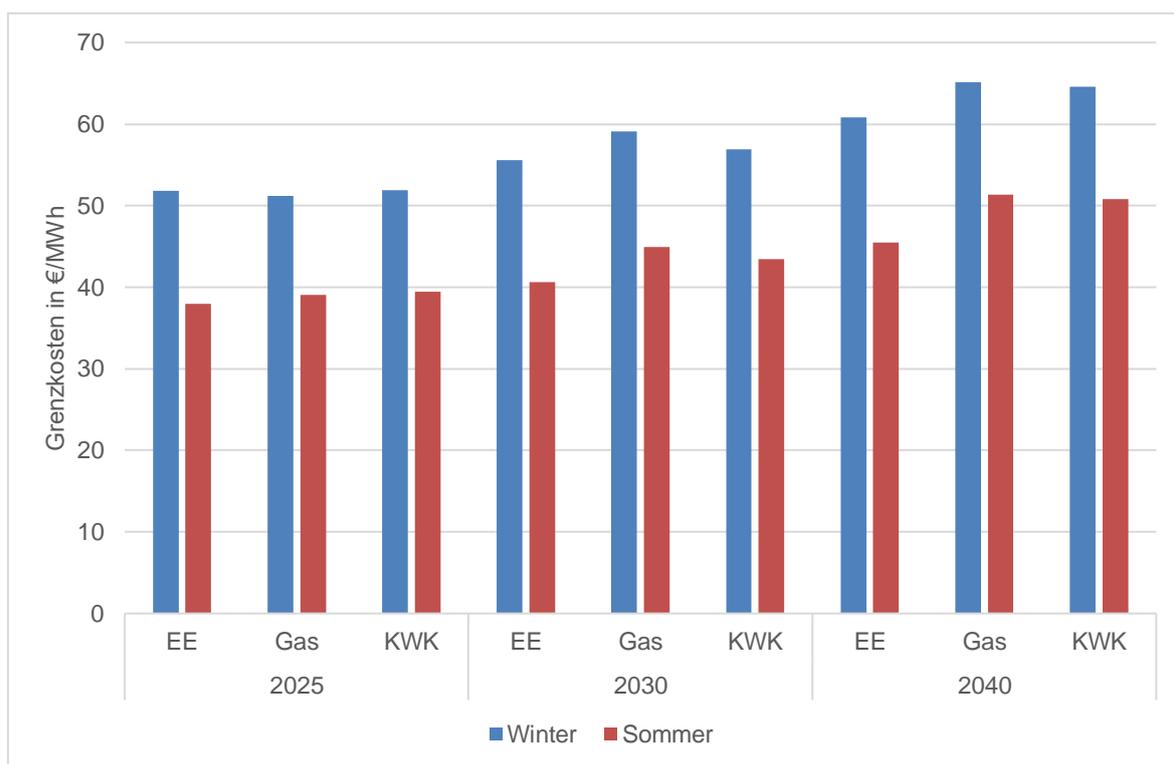


Abbildung 27: Mittlere Grenzkosten in Bayern nach Szenarien

Abbildung 28 vergleicht die Grenzkosten der Modellregion Bayern mit Deutschland jeweils für das Winter- und das Sommerhalbjahr. Dargestellt ist das Verhältnis der Grenzkosten in Bayern zu den gemittelten Grenzkosten aller Modellregionen in Deutschland. In 2025 liegen die Werte für Bayern im Sommer noch unterhalb des deutschen Mittels unabhängig des betrachteten Szenarios, in 2030 ist dies nur noch für das „EE“-Szenario der Fall. Im Winter liegen die Werte immer oberhalb des Mittels. Der Einfluss der Nord-Süd-Verbindungen zeigt sich besonders im Winterhalbjahr.

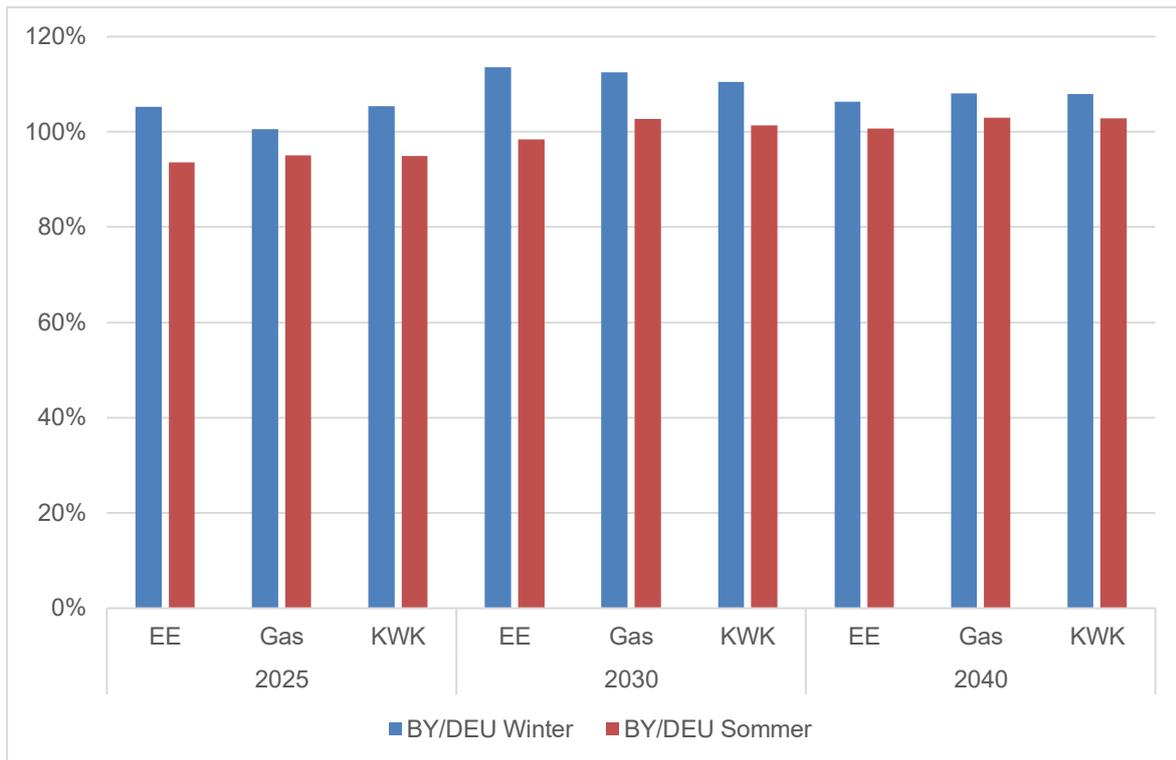


Abbildung 28: Verhältnis der Grenzkosten in Bayern im Vergleich zu restl. Deutschland

Nachfolgende Karte zeigt mittlere Grenzkosten der Gebiete in Deutschland sowie seinen Nachbarstaaten im „EE“-Szenario in 2025.

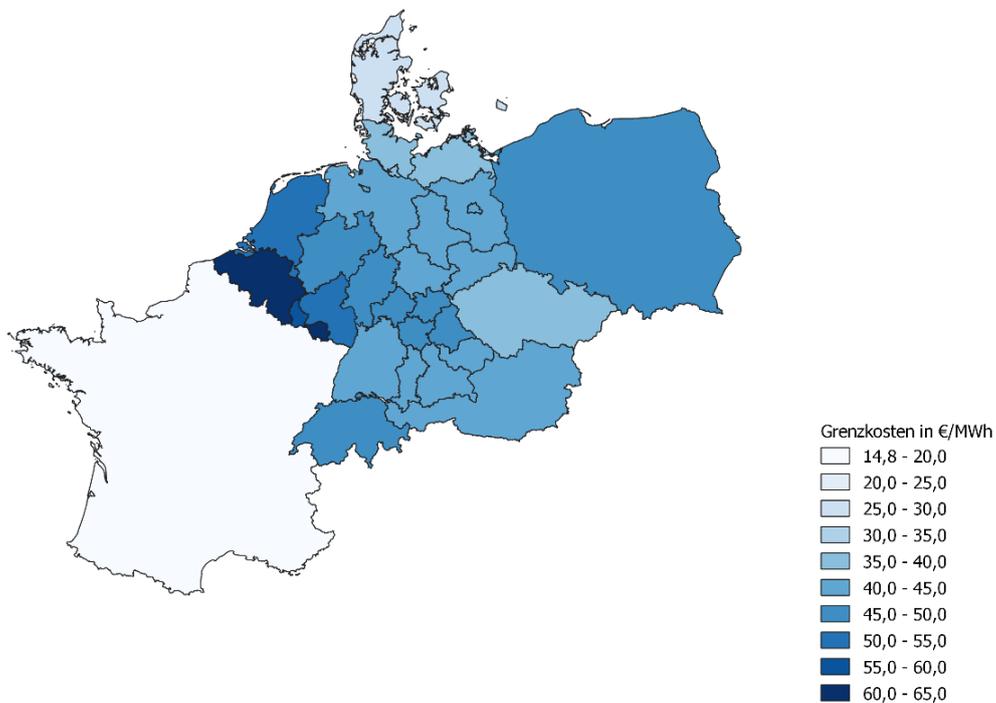


Abbildung 29: Gemittelte Grenzkosten in Nachbarstaaten in 2025 im „EE“-Szenario

Ergebnisse und Diskussion

Für die Nachbarstaaten ergibt sich eine heterogene Verteilung der Grenzkosten. Frankreichs hoher Anteil an Kernenergie und Dänemarks hoher Anteil an erneuerbaren Energien führen zu einem vergleichsweise geringen Preisniveau. Luxemburg und Belgien mit hohem Gasanteil im Erzeugungsportfolio markieren mit bis zu 65 €/MWh die höchsten Preise. Die untersuchten Szenarien für Bayern haben eine geringe Auswirkung auf die Preise in den deutschen Nachbarstaaten.

Im innerdeutschen Vergleich treten die Unterschiede hingegen deutlicher zutage. So zeigt Abbildung 30 die Grenzkosten in den Bundesländern bzw. Regierungsbezirken für das „EE“-Szenario jeweils mit und ohne Nord-Süd-Verbindungen. Die grundsätzliche Kostenstruktur in Deutschland folgt dabei dem Ausbau der erneuerbaren Energien. So profitiert der Norden Deutschlands von günstigen Erzeugungskosten aufgrund der installierten Leistung an Windkraftanlagen, wohingegen der Westen mit hoher konventioneller Leistung ebenso wie der Süden mit höheren Grenzkosten konfrontiert ist. Die Verbindungsleitungen führen besonders im Süden zu einer Vergleichmäßigung. Der Ausgleichseffekt ist plausibel, da durch die Transportmöglichkeiten eine bessere Verteilung von günstiger erzeugbarem Strom erfolgen kann.

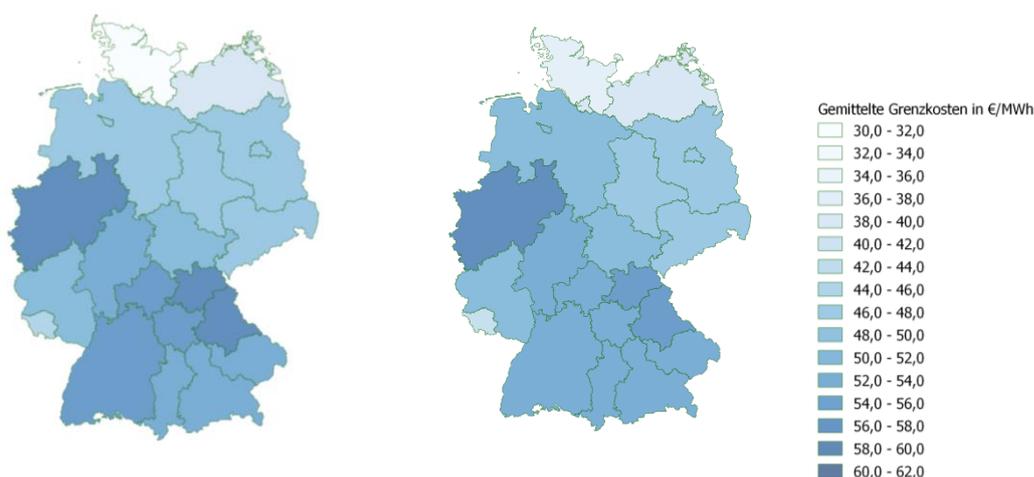


Abbildung 30: Gemittelte Grenzkosten in 2025; „EE“-Szenario ohne (links) und mit (rechts) HGÜ-Leitungen

Im Jahr 2040 (vergleiche Abbildung 31) steigen die Grenzkosten im Vergleich zu 2025. Durch den Ausstieg aus der Kohle stehen nun als konventionelle Erzeugung nur teurere Gaskraftwerke zur Verfügung, was die durchschnittlichen Preise anhebt. Im „EE“-Szenario führt die hohe installierte Leistung an erneuerbaren Kraftwerken zu einer Reduktion der Preise in Bayern verglichen mit dem „Gas“- und „KWK“-Szenario. Ebenso Nordrhein-Westfalen profitiert in diesem Szenario. Da weniger konventionelle Erzeugung in Bayern ersetzt werden muss, kann diese „frei“ gewordene Kapazität nun verwendet werden, um teurere Erzeugung im Norden zu ersetzen. Außerdem zeigt sich eine homogenere Preisstruktur im „EE“-Szenario im Vergleich zu den anderen beiden. Dadurch wird zum einen das Risiko von zwei Preiszonen verringert, zum anderen ist anzunehmen, dass in diesem Szenario weniger Redispatch Eingriffe vorgenommen werden müssen.

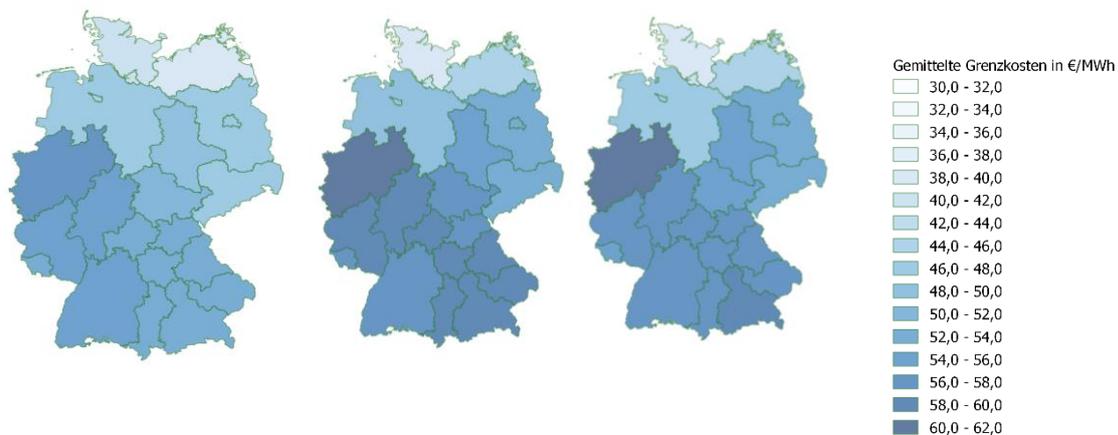


Abbildung 31: Gemittelte Grenzkosten in 2040; „EE“-Szenario (links), „Gas“-Szenario (Mitte), „KWK“-Szenario (rechts)

5.4 Versorgungssicherheit

Für den sicheren Netzbetrieb, also für die zuverlässige Stromversorgung, sind die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich. Sie nehmen die im Energiewirtschaftsgesetz festgelegten Aufgaben mit den entsprechenden Instrumenten wahr. Landesgrenzen stellen dabei in diesem Zusammenhang keine relevante Größe dar, wodurch Bayern als Untereinheit in der energiewirtschaftlichen Welt nicht existiert. Deshalb sind Aussagen zur Versorgungssicherheit nur schwer zu treffen und von vielen Entwicklungen außerhalb Bayerns abhängig.

In erster Näherung lässt sich die Versorgungssicherheit in Bayern über die Anzahl und der Art der Energieerzeugungsanlagen innerhalb Bayerns und der Leistungsfähigkeit der Verbindungen zu den Nachbarregionen beschreiben. Die Untersuchungen in dieser Studie fokussieren sich dabei auf den Teil der Versorgungssicherheit, dessen Beitrag von lokalen Erzeugern erbracht wird. Die Ergebnisse zeigen in erster Linie, wie die Szenarien bezüglich der Erzeugungsstruktur innerhalb Bayerns hinsichtlich der Versorgungssicherheit zu beurteilen sind.

5.4.1 Zuverlässigkeit einer Gruppe von Erzeugern

Die Versorgungssicherheit in einem Elektrizitätssystem ist durch das Zusammenspiel einer Vielzahl unterschiedlicher Erzeugertechnologien gekennzeichnet. Jede dieser Technologien besitzt eine gewisse Zuverlässigkeit, die angibt, mit welcher Wahrscheinlichkeit eine Anlage Leistung bereitstellen kann. Bei frei disponierbaren Erzeugern liegen hier in der Regel nur technische Einschränkungen wie Ausfälle oder Wartungszeiten vor, wohingegen bei fluktuierenden Erzeugern wie Wind und Photovoltaik die Zuverlässigkeit zusätzlich vom schwankenden Dargebot abhängt.

Bei einem Kollektiv von Anlagen mit einer Zuverlässigkeit von unter 100% je Einzelanlage ist folglich auch die Zuverlässigkeit der Summe aller Anlagen kleiner als 100%. Der gleichzeitige Ausfall aller Anlagen ist hingegen äußerst unwahrscheinlich. Im Umkehrschluss stellt demzufolge das Anlagenkollektiv mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit Leistung zur Verfügung. Für die Beschreibung dieser Eigenschaft von Erzeugungssystemen und deren Vergleichbarkeit kann als beschreibende Größe die „gesicherte Leistung“ verwendet werden. Die gesicherte Leistung ist die rechnerisch bestimmte Gesamtleistung eines Kollektivs von Erzeugern, welche mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit –

in diesem Zusammenhang auch Zuverlässigkeitsniveau genannt – mindestens bereitgestellt werden kann. Sie ist demzufolge nicht eine konkret mit einer Anlage verknüpfte Eigenschaft, sondern beschreibt immer nur das Kollektiv und ist eine Funktion des gewählten Zuverlässigkeitsniveaus (Kuhn 2012). Je höher das geforderte Zuverlässigkeitsniveau, desto geringer fällt die gesicherte Leistung des Erzeugerkollektivs aus.

5.4.2 Behandlung der verschiedenen Erzeugertechnologien

Die konventionellen Kraftwerke und große, stromgeführte KWK-Anlagen werden mit Hilfe eines zweistufigen Zustandsmodells beschrieben, welches die Zustände „in Betrieb“ oder „nicht verfügbar“ besitzt. Jedem Zustand wird eine gewisse Wahrscheinlichkeit zugeordnet. Im Betriebsfall wird vereinfachend von der Verfügbarkeit der Nennleistung ausgegangen.

Die Verfügbarkeit von Erzeugungsleistung aus Wind und PV wird mittels der Auswertung der statistischen Daten von 2000 bis 2014 monats-scharf bestimmt (Janker 2015). Diese Abbildung besitzt viele Zustände, welche die unterschiedliche Häufigkeit der bereitgestellten Leistung ausdrücken. Für die Abbildung der Saisonalität und der Abhängigkeit von der Tageszeit werden die statistischen Daten für bestimmte Zeitbereiche ausgewertet. Bei der Windenergie wird dabei von einer gleichbleibenden Wahrscheinlichkeitsverteilung in jeder Stunde innerhalb eines Monats ausgegangen, wohingegen bei der PV-Erzeugung die Verteilung von Monat und Tagesstunde abhängt.

Ebenfalls anhand monats-scharfer Wahrscheinlichkeiten werden die Wasserkraft und die wärmegeführte Klein-KWK im entsprechenden Szenario angenommen. Für die Biomasseerzeugung wird keine saisonale Abhängigkeit unterstellt.

5.4.3 Vergleich und Einordnung

Die Auslegung eines Erzeugerkollektivs erfolgt in der Regel aufgrund der zu erwartenden Höchstlast, welche die Anlagen mit einer geforderten Zuverlässigkeit decken sollen. Die gesicherte Leistung sollte folglich anhand der Maximallast bewertet werden. Für das notwendige Zuverlässigkeitsniveau gibt es keine verbindlichen Vorgaben. Aus der Zeit vor der Liberalisierung der Strommärkte lassen sich jedoch Richtwerte ableiten, welche über 99% liegen. Im Rahmen dieser Studie wird ein gefordertes Zuverlässigkeitsniveau von 99,5% angenommen (Roth 2008).

5.4.4 Gesicherte Leistung der Erzeugung - Ergebnisse

Die gesicherte Leistung der Erzeugung variiert im Rahmen dieser Studie aufgrund der gewählten Methodik im Jahres- und Tagesverlauf. Die unterschiedlichen zugrundeliegenden Annahmen in den Szenarien beeinflussen ebenfalls die in Bayern zur Verfügung stehende gesicherte Leistung.

Abbildung 32 zeigt die gesicherte Leistung des Erzeugungskollektivs in Bayern für Szenarien „EE“, „Gas“ und „KWK“ für das Jahr 2040 zur Mittagszeit. Die saisonalen Unterschiede sind dabei für das Szenario „EE“ am größten. Sie bewegen sich zwischen ca. 7.000 MW im Winter und ca. 15.000 MW im Sommer. Der saisonale Unterschied resultiert im Wesentlichen aus der Photovoltaik, welche im Sommer deutlich mehr zur gesicherten Leistung beiträgt als im Winter. Jahreszeitliche Schwankungen treten auch bei Wind und Wasserkraft auf, fallen jedoch in ihrer Ausprägung weniger stark ins Gewicht.

In den Szenarien „Gas“ und „KWK“ sind die Unterschiede zwischen Winter und Sommer weniger stark ausgeprägt. Zum einen leisten die Gaskraftwerke und KWK-Anlagen auch im Winter einen Beitrag zur gesicherten Leistung, zum anderen führt der geringere PV-Ausbau in diesen Szenarien zu geringeren Werten im Sommer. Die etwas besseren Werte im Winter im „KWK“-Szenario ist auf

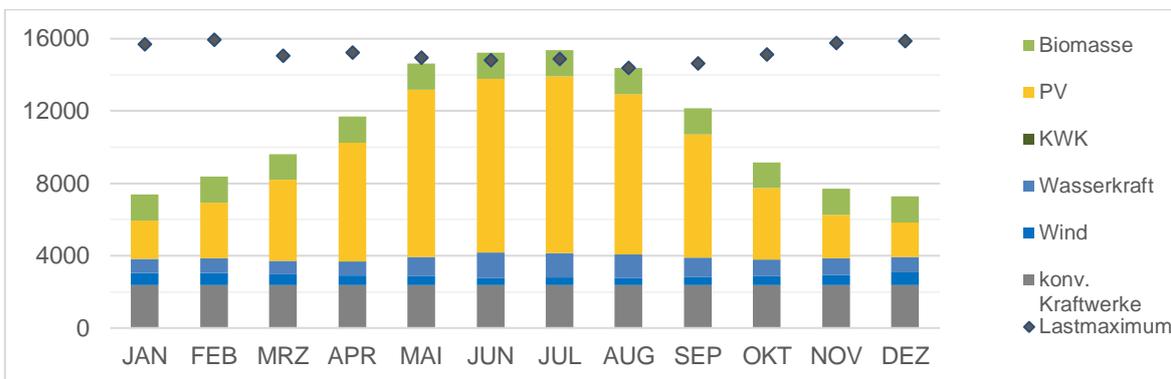
die höhere Zuverlässigkeit eines Kollektivs aus vielen einzelnen kleineren Erzeugungsanlagen gegenüber den zentralen Großkraftwerken im Gas-Szenario zurückzuführen.

Zum Vergleich ist in der Abbildung die Höchstlast der jeweiligen Stunde dargestellt. In nahezu allen betrachteten Monaten ist die gesicherte Leistung der Erzeugungsanlagen geringer als die auftretende Höchstlast. Lediglich in den Sommermonaten steht im „EE“-Szenario zur Mittagszeit innerhalb Bayerns ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung. Im Rahmen der Versorgungssicherheit besteht folglich in allen betrachteten Szenarien eine Abhängigkeit von den Nachbarn und den damit verbundenen Transportkapazitäten.

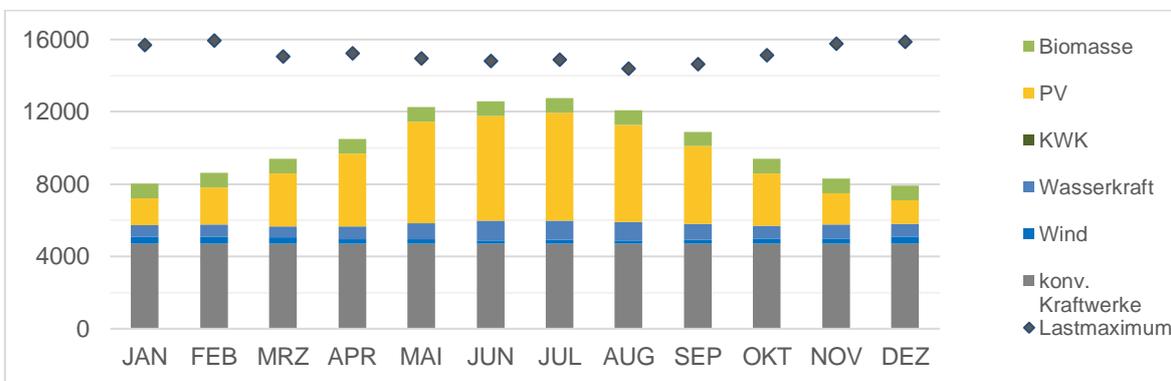
Zur Visualisierung der tageszeitlichen Abhängigkeit ist in Abbildung 33 bzw. Abbildung 34 der Verlauf der verfügbaren gesicherten Leistung in Bayern für die Monate Januar und Juli für die Szenarien „EE“, „Gas“ und „KWK“ für das Jahr 2040 dargestellt. Die saisonale und tageszeitliche Charakteristik der Photovoltaik führt zu einem signifikanten Beitrag im Sommer. Im Winter ist der Zugewinn an gesicherter Leistung erwartungsgemäß deutlich geringer. Die Verfügbarkeit der Photovoltaik korreliert mit dem Verlauf der Last, welche zur Tageszeit ebenfalls deutlich höher ausfällt. Zu der am Abend vor allem im Winter auftretenden Lastspitze kann die Photovoltaik allerdings keinen Beitrag leisten. In diesen Stunden tritt folglich das höchste Defizit an gesicherter Leistung auf.

Ergebnisse und Diskussion

Szenario „EE“ – 2040



Szenario „Gas“ – 2040



Szenario „KWK“ – 2040

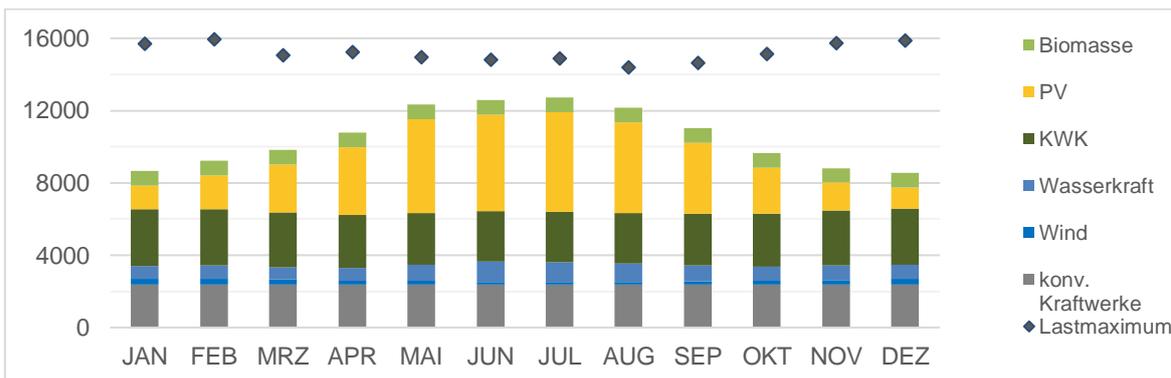
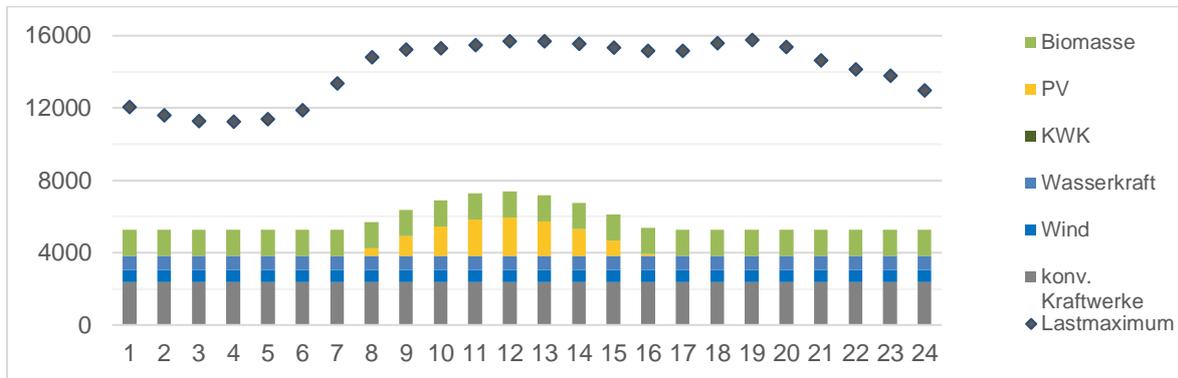
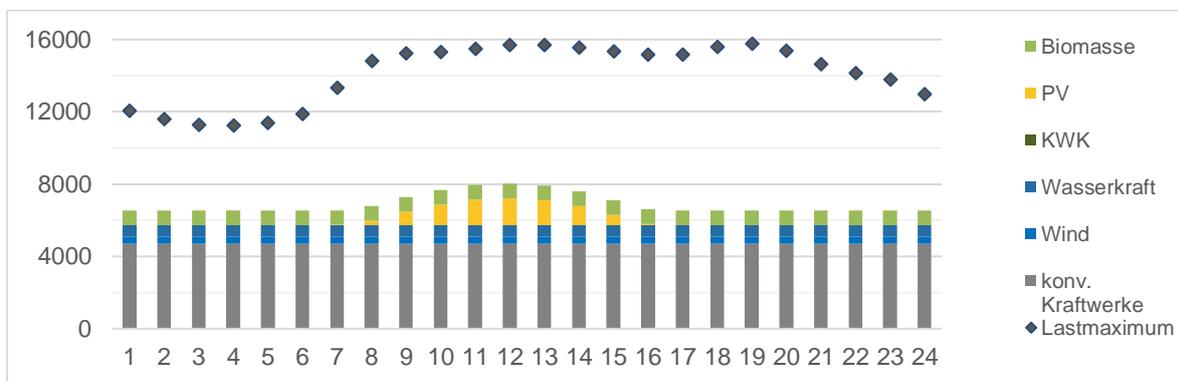


Abbildung 32: Gesicherte Leistung der Erzeugungsanlagen in Bayern für alle Szenarien
 Dargestellt ist jeweils die gesicherte Leistung der Energieerzeugungsanlagen in MW um 12 Uhr
 GMT in den Szenarien „EE“, „Gas“ und „KWK“ für das Jahr 2040 (von oben nach unten).

Szenario „EE“ – 2040



Szenario „Gas“ – 2040



Szenario „KWK“ – 2040

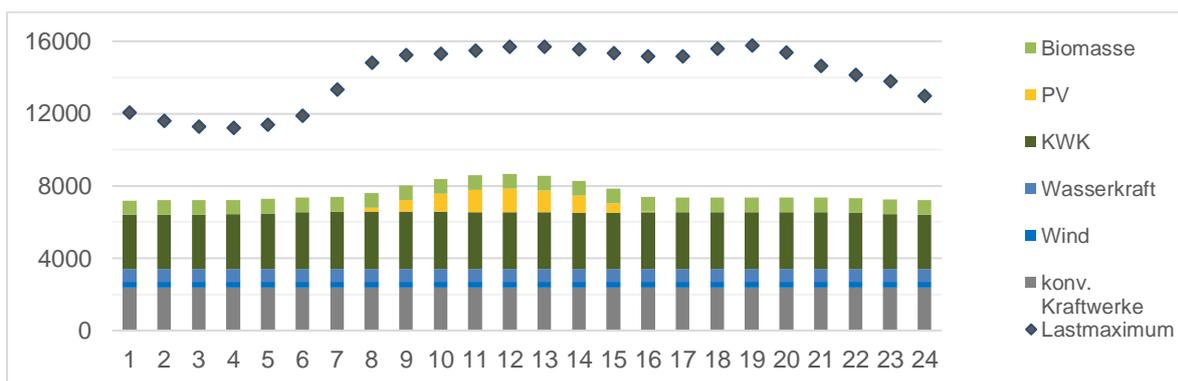
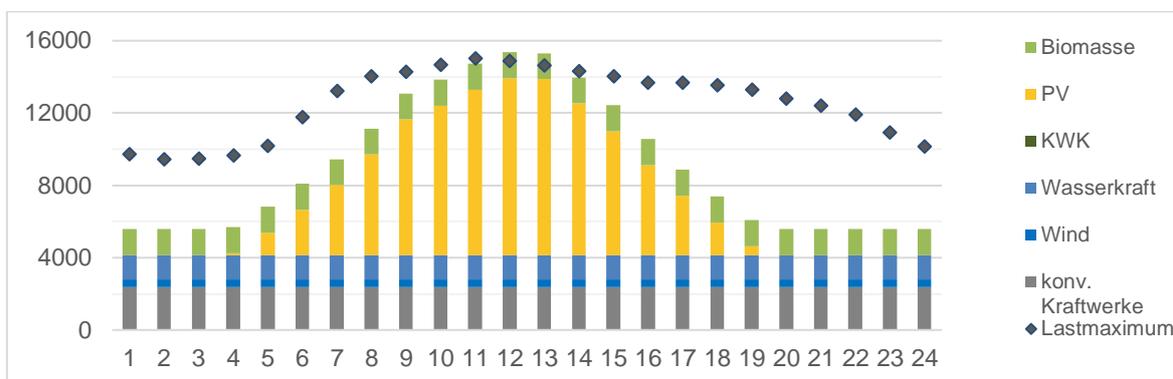


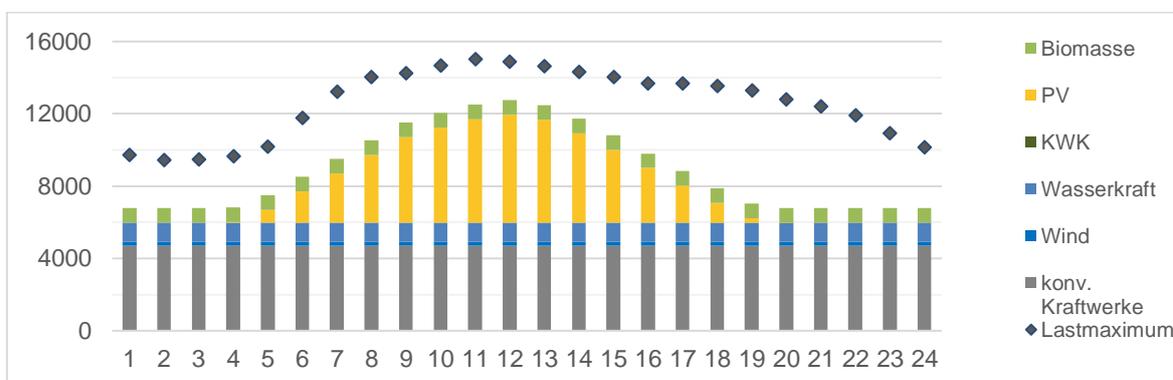
Abbildung 33: Gesicherte Leistung der Erzeugungsanlagen in Bayern für alle Szenarien
 Dargestellt ist jeweils die gesicherte Leistung der Energieerzeugungsanlagen in MW für den Monat Januar über den Tagesverlauf in den Szenarien „EE“, „Gas“ und „KWK“ für das Jahr 2040 (von oben nach unten).

Ergebnisse und Diskussion

Szenario „EE“ – 2040



Szenario „Gas“ – 2040



Szenario „KWK“ – 2040

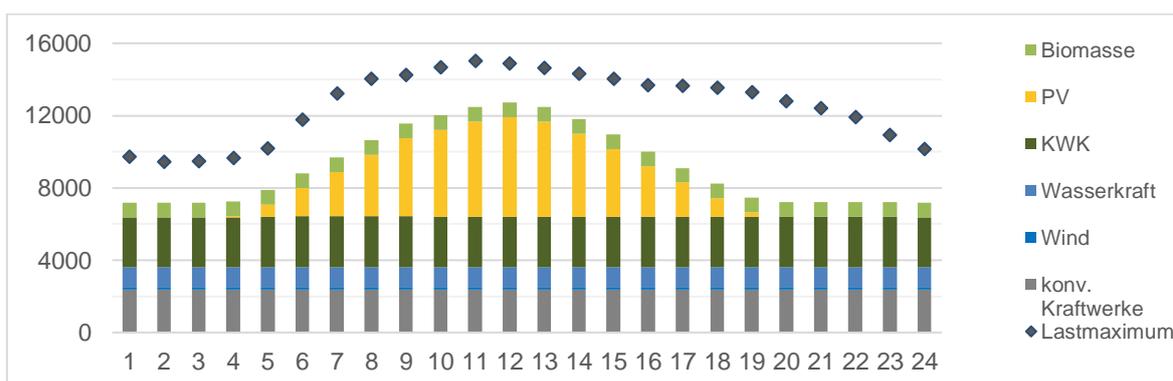


Abbildung 34: Gesicherte Leistung der Erzeugungsanlagen in Bayern (Sommer)
 Dargestellt ist jeweils die gesicherte Leistung der Energieerzeugungsanlagen für den Monat Juli in MW über den Tagesverlauf in den Szenarien „EE“, „Gas“ und „KWK“ für das Jahr 2040 (von oben nach unten).

5.4.5 Zugewinn an gesicherter Leistung durch Netze

Im Rahmen der Ergebnisse wurde ein grundsätzlicher Mangel an gesicherter Erzeugungsleistung in Bayern in allen betrachteten Jahren 2025, 3030 und 2040 deutlich – unabhängig vom jeweiligen Szenario. In allen Fällen sind deshalb Leitungsverbindungen zu den Nachbarn für die Versorgungszuverlässigkeit unverzichtbar. Die aktuell bestehenden Verbindungen besitzen eine thermische Grenzleistung für die Übertragung, welche in etwa der doppelten Jahreshöchstlast Bayerns entspricht. Der Beitrag der leistungsfähigen Anbindung zur Versorgungssicherheit ist erheblich, kann allerdings ohne weitergehende Untersuchung der möglichen Gleichzeitigkeit aufgrund von Restriktionen in anderen Netzbereichen und im Erzeugungsbereich nicht näher quantifiziert werden.

Die zusätzliche Anbindung über zwei HGÜ-Verbindungen mit zusammen 4 GW Übertragungsleistung wird auch zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit in Bayern beitragen. Aufgrund der Möglichkeit der HGÜ-Technologie, den Leistungsfluss von Punkt-zu-Punkt zu steuern, ist der Leistungsbeitrag zur gesicherten Leistung dieser Verbindungen im Vergleich zu herkömmlichen Drehstromleitungen als überproportional hoch einzustufen.

5.5 CO₂-Emissionen

Werden nun die resultierenden CO₂-Emissionen im Kontext der Szenarien betrachtet, ergibt sich folgendes Bild. Abbildung 36 zeigt die Entwicklung der mittleren spezifischen Emissionen für die Stromerzeugung in Deutschland von 2025 bis 2040, sowie den Vergleich zu den mittleren spezifischen Emissionen, die 2040 in Bayern anfallen. Spezifische Emissionen setzen die CO₂-Emissionen des eingesetzten Brennstoffs ins Verhältnis zu erzeugter Strommenge eines Jahres. Die spezifischen Emissionen nehmen im Laufe der Jahre ab. Durch die verminderte Leistung an konventioneller Erzeugung durch den Kohleausstieg und gleichzeitig steigender Erzeugung durch emissionsfreie erneuerbare Energieträger verursacht die Stromerzeugung weniger CO₂-Emissionen. So können durch den Ausbau der erneuerbaren Energien die spezifischen Emissionen um bis zu 70 % gegenüber 2025 gesenkt werden. Im Vergleich zu Bayern zeigt sich, dass die Emissionen im „EE“-Szenario unterhalb der mittleren Emissionen Deutschlands liegen. In Bayern sind im Verhältnis zu konventioneller Erzeugung mehr erneuerbare Kraftwerke installiert, welche in der Erzeugung keine Emissionen verursachen. In den Szenarien „Gas“ und „KWK“ ist dies genau umgekehrt. Hier nimmt zum einen die erzeugte Strommenge im Vergleich zum „EE“-Szenario ab, gleichzeitig ist benötigte Elektrizität aus konventionellen Gaskraftwerken bzw. gasbetriebenen KWK-Anlagen erzeugt worden. Dies führt im Vergleich zu den Werten für Deutschland zu höheren spezifischen Emissionen in Bayern. Die Emissionen der KWK-Anlagen wurden nach der finnischen Methode auf den Stromsektor allokiert (Mauch et al.). Dabei wurden als Referenztechnologien eine GUD-Anlage mit einem elektrischen Wirkungsgrad von $\text{Ref}_{\text{el}}=0,6$ und ein Gaskessel mit einem thermischen Wirkungsgrad von $\text{Ref}_{\text{th}}=0,98$ angenommen.

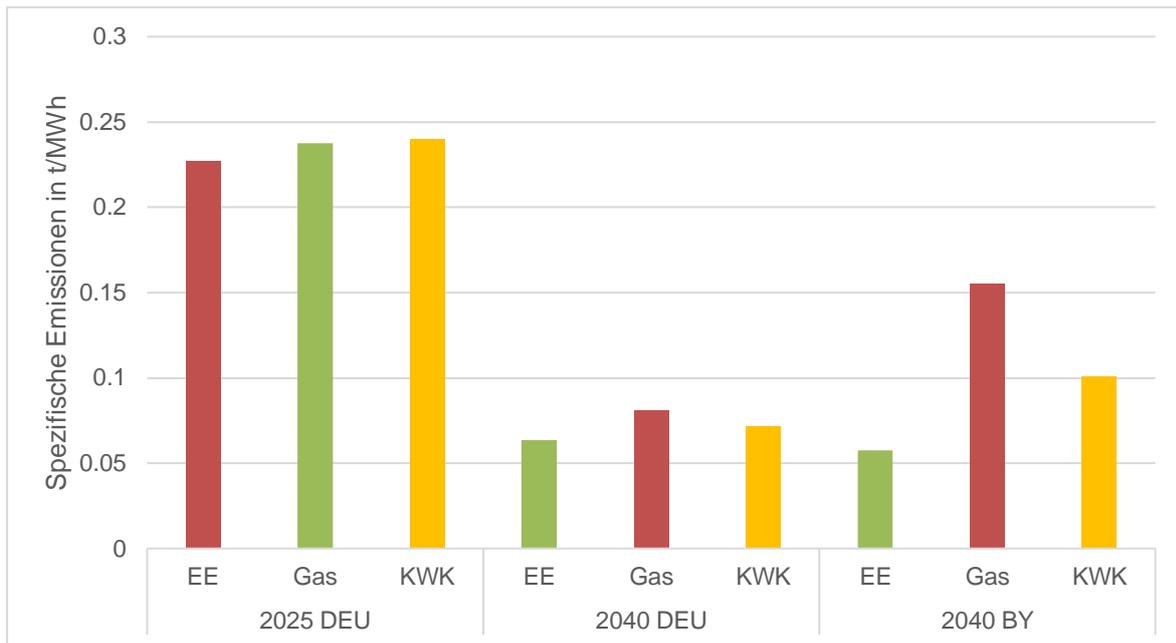


Abbildung 36: Spezifische Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland und Bayern

In Abbildung 37 werden spezifische Emissionen in den Nachbarstaaten Deutschlands für das Jahr 2040 dargestellt. Das „EE“-Szenario führt zu einer Reduktion der spezifischen Emissionen vor allem in Polen. In Dänemark und in Österreich kommt es zu einem Anstieg der spezifischen Emissionen.

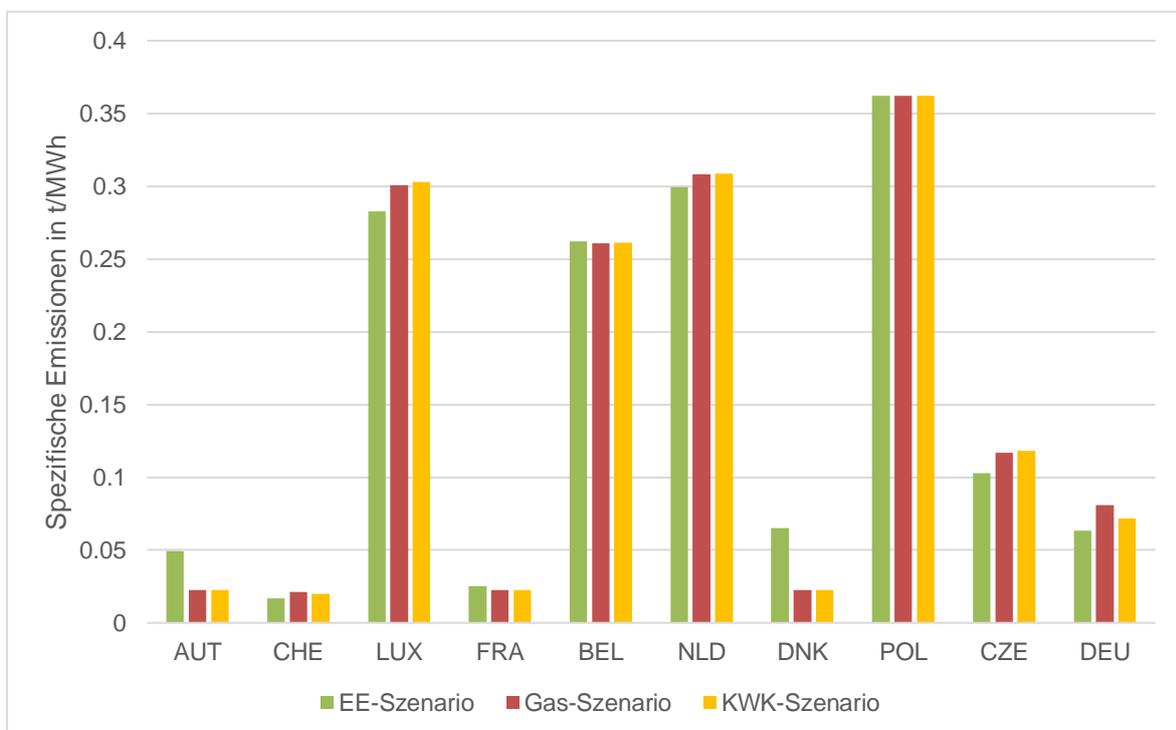


Abbildung 37: Spezifische Emissionen der Stromerzeugung in Europa in 2040

Absolute Emissionen in Bayern sind in Abbildung 38 dargestellt. Das „EE“-Szenario hat die geringsten Emissionen von knapp 6 Mt, was pro Kopf etwa 0,5 t pro Einwohner entspricht. Die Emissionen der KWK-Anlagen wurden mit Hilfe einer Allokationsmethode auf Strom- und Wärmeerzeugung aufgeteilt. Im Diagramm sind folglich aus Gründen der Vergleichbarkeit nur die stromseitigen Emissionen dargestellt. Die der Wärmeerzeugung zuzurechnenden Emissionen treten hier nicht in Erscheinung.

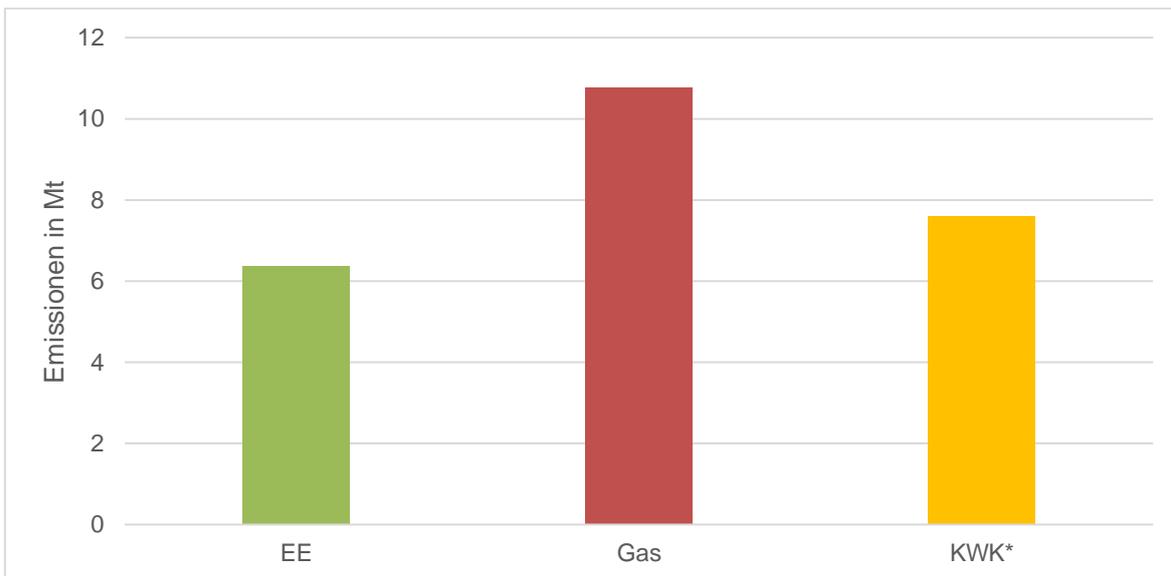


Abbildung 38: Absolute Emissionen der Stromerzeugung in Bayern in 2040; *Allokation der KWK-Emissionen mit Hilfe der finnischen Methode

6 Ausblick: Einfluss eines verzögerten Netzausbaus

Wie bereits in Kapitel 5.1.1 beschrieben, werden zu Zeiten hoher Nachfrage in den Stunden mit geringerer Erzeugung Importe benötigt. Für Bayern sind diese in der nachfolgenden Abbildung 39 dargestellt. Das Diagramm zeigt Transporte durch Bayern hindurch, Netto-Importe sowie Netto-Exporte in allen Szenarien.

Zunächst lässt sich allgemein feststellen, dass die Importe die Exporte in fast allen Szenarien weit übersteigen. Einzig im Jahr 2040 im „EE“-Szenario übersteigt der Export den Import. Grundsätzlich wird im Vergleich zu den anderen Szenarien in den „EE“-Szenarien mehr exportiert. Da erneuerbare Energien wie Wind und PV mit variablen Kosten von nahe 0 €/MWh produzieren können, werden sie vorzugsweise eingesetzt, auch um den Bedarf in anderen Bundesländern bzw. Nachbarstaaten zu decken. Im Jahr 2025 zeigen sich noch keine großen Unterschiede zwischen den Szenarien. Die installierte Leistung an erneuerbaren Energien ist in allen Szenarien noch in einer ähnlichen Größenordnung und die Ausnutzungsdauer der Gas- bzw. KWK-Anlagen noch gering. Die Unterschiede in den Ergebnissen zwischen den Szenarien sind daher klein. Dies ändert sich im Jahr 2030. Hier wird im „EE“-Szenario weniger importiert, dafür allerdings mehr exportiert als in den anderen beiden Szenarien. Dieser Trend setzt sich im Jahr 2040 fort. Im „KWK“-Szenario wird weniger importiert als im „Gas“-Szenario, aber ebenso viel exportiert. Die KWK-Anlagen erzielen aufgrund der Kopplung an die Wärme und die spezifisch günstigeren Brennstoffkosten eine bessere Auslastung. Zudem führt die dezentrale Verteilung der Anlagen über die Fläche zu einer lastnahen Erzeugung und somit zu geringerem Transportbedarf.

Innerhalb des „EE“-Szenarios werden die Importe mit den Jahren nur geringfügig kleiner, trotz höherer installierter Leistung. Durch die bereits angesprochene Saisonalität der fluktuierenden Erzeugung werden in Zeiten von nur geringem erneuerbaren Potential Importe aus Nachbarstaaten benötigt.

Im Jahr 2030 zeigt sich im „Gas“-Szenario ein Anstieg der Importe. Da in den anderen Bundesländern in diesem Jahr noch Kohlekraftwerke betrieben werden, verdrängen diese die teurere Erzeugungsoption aus Gas in Bayern.

In 2040 wird im „KWK“-Szenario doppelt so viel durch Bayern transportiert als in den anderen Szenarien. Der geringere Transportbedarf aufgrund der lastnahen Erzeugung reduziert die Netznutzung dieser Anlagen, womit die Netzkapazität für andere Zwecke zur Verfügung steht. Somit steht mehr Leitungskapazität zur Verfügung, um teurere Gaskraftwerke anderenorts zu verdrängen.

Nachfolgend soll der Einsatz der installierten HGÜ-Leitungen untersucht werden. Zunächst zeigt sich, dass der Einfluss der Nord-Süd-Verbindungen auf Transportströme für jedes untersuchte Szenario ähnlich ist, Importe steigen leicht, der Export verändert sich kaum. Da die HGÜ-Leitungen an Regionen mit Offshore- und Onshore-Windanlagen angeschlossen sind, besteht hier kein gesteigerter Bedarf zu importieren, da diese Regionen ohnehin günstigen erneuerbaren Strom zur Verfügung haben. Transporte durch Bayern hindurch steigen hingegen mit der Verfügbarkeit an Verbindungsleitungen. Somit legen die Ergebnisse eine Verwendung der Übertragungsleitungen für den Transport von günstigem Strom auch in umliegende Regionen durch Bayern hindurch nahe.

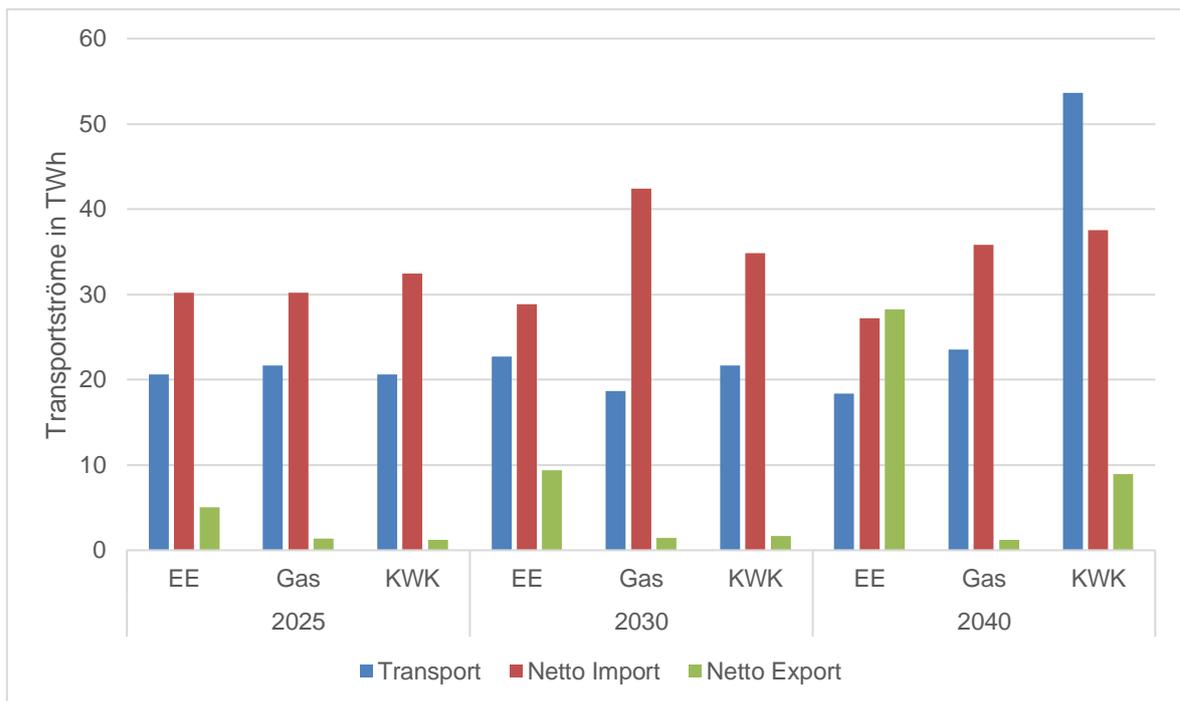


Abbildung 39: Transportströme in Bayern

Mit Blick auf die Auslastungen der Nord-Süd-Verbindungen nach Bayern zeigen die folgenden Abbildungen die monatlich aufgelösten Bruttoströme. „SuedLink“ wird vor allem für den Import benutzt, im Gegensatz dazu zeigt der „SuedOstLink“ saisonal abhängiges Import/Export-Verhalten. Der „SuedLink“ ist an die Regionen mit Offshore Windanlagen im Norden Deutschlands angeschlossen. Da diese sehr kostengünstig produzieren, werden diese vorrangig verwendet, um den Strombedarf zu decken. Außerdem ist das Ende der Verbindungsleitung in Unterfranken gut mit umliegenden Regionen vernetzt, wodurch der ankommende Strom auch in andere Bundesländer weiter verteilt werden kann. Der „SuedOstLink“ wird in den Wintermonaten vermehrt zum Import verwendet, in den Sommermonaten vorrangig für den Export. Generell zeigt sich für beide Leitungen eine hohe richtungsunabhängige Auslastung. So ergeben sich für das Jahr 2025 Auslastungen zwischen 7000 und 7800 Volllaststunden.

In 2040 wird auf beiden Nord-Süd-Verbindungen mehr exportiert als in 2025 und 2030. Dies liegt an der gestiegenen installierten Leistung an erneuerbaren Energien in Bayern (besonders im „EE“-Szenario) und der damit gestiegenen günstigeren Stromproduktion, die nun in anderen Regionen konventionelle Erzeugung verdrängt. Der Betrag der Auslastung steigt dadurch nochmal leicht an und liegt nunmehr zwischen 7500 und 7800 Volllaststunden.

Ausblick: Einfluss eines verzögerten Netzausbaus

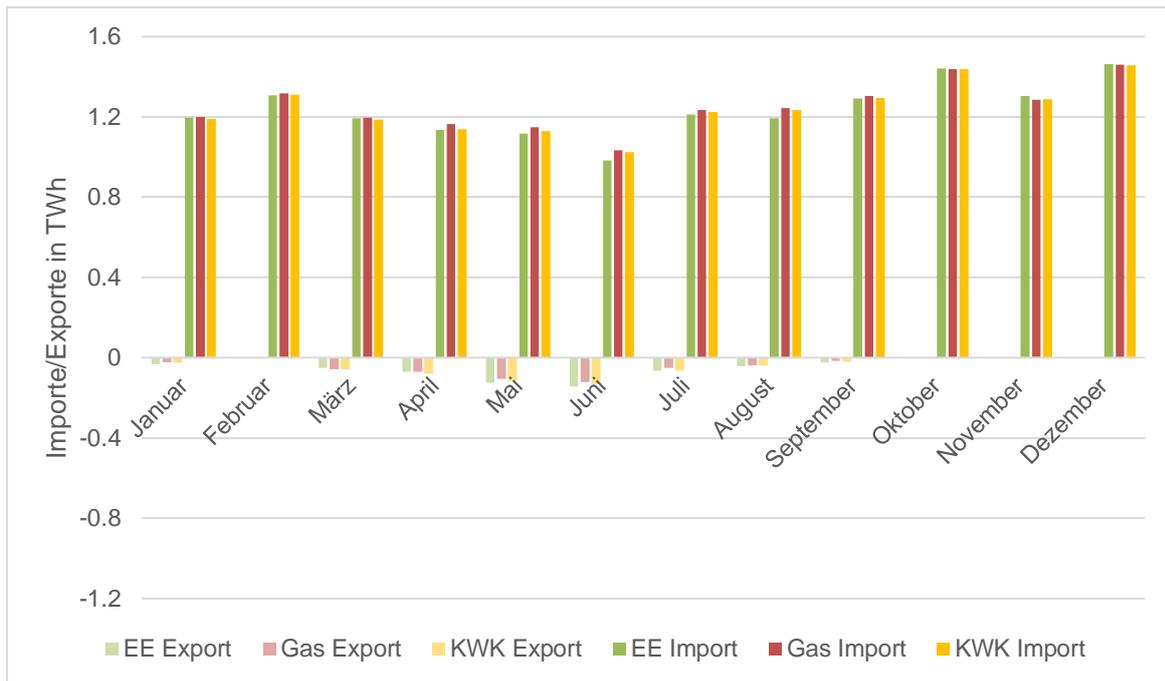


Abbildung 40: Auslastung „SuedLink“ in 2025

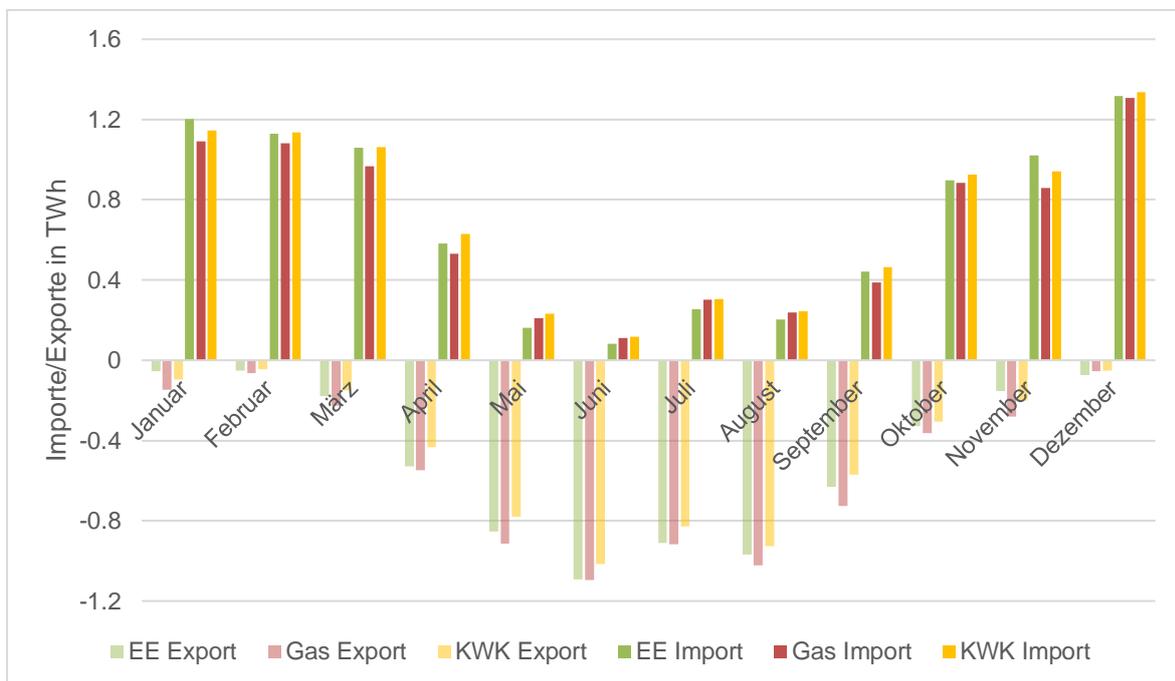


Abbildung 41: Auslastung „SuedOstLink“ in 2025

Ausblick: Einfluss eines verzögerten Netzausbaus

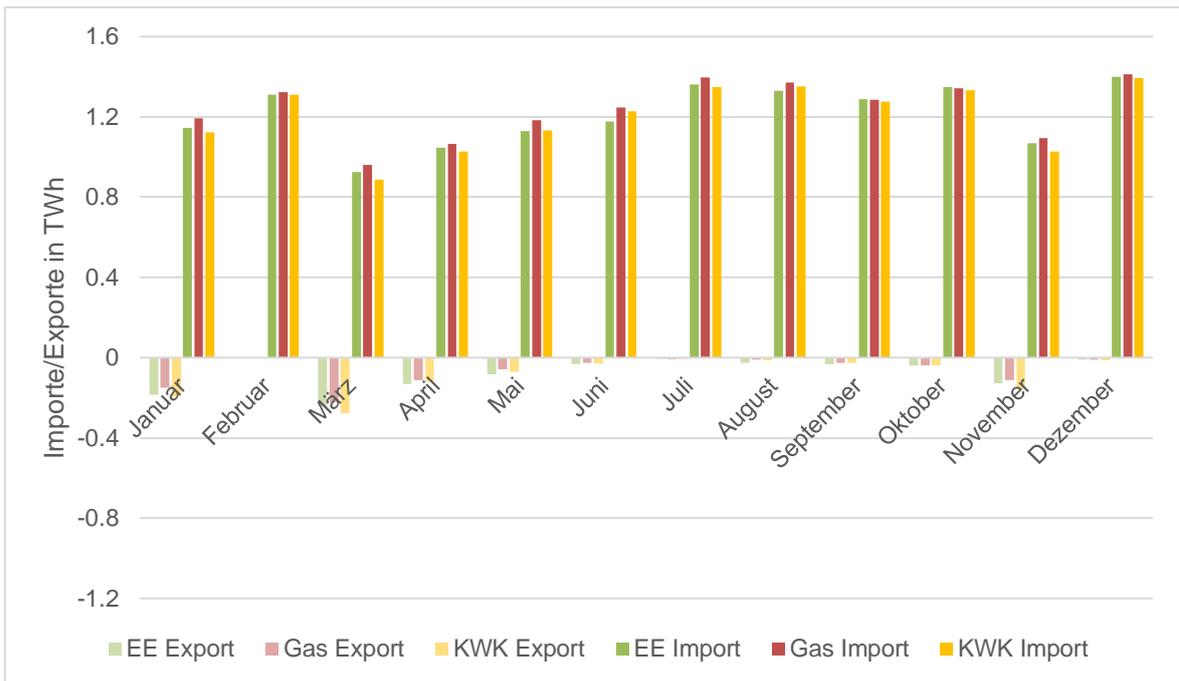


Abbildung 42: Auslastung „SuedLink“ in 2030

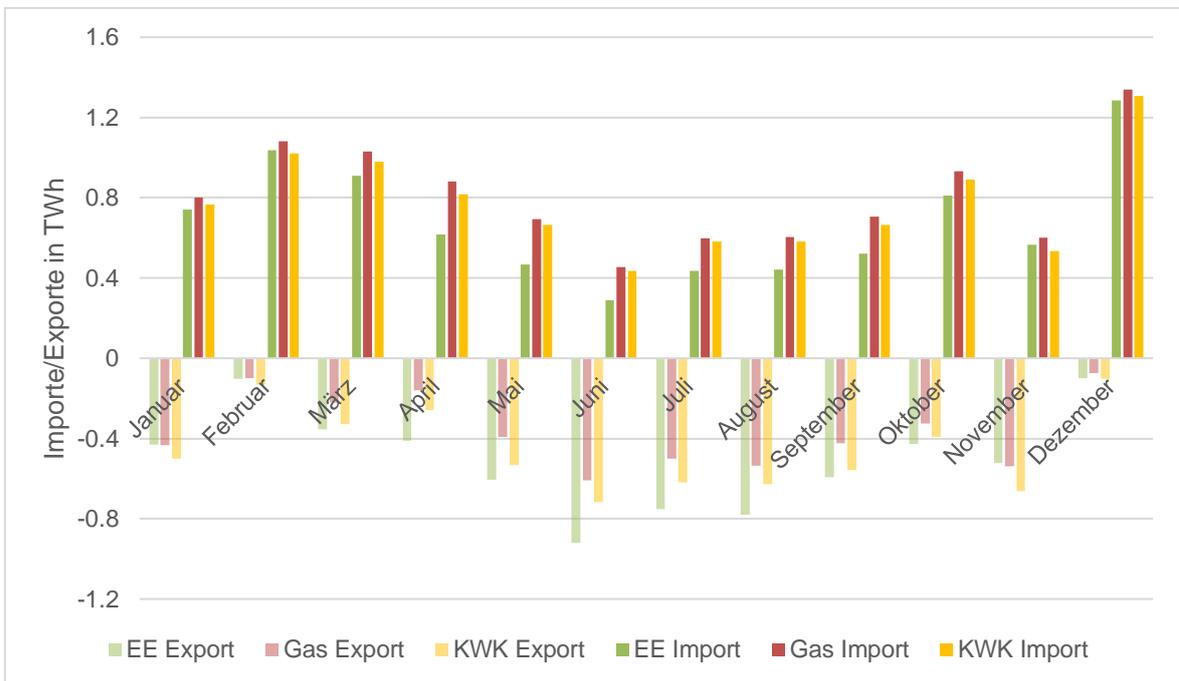


Abbildung 43: Auslastung „SuedOstLink“ in 2030

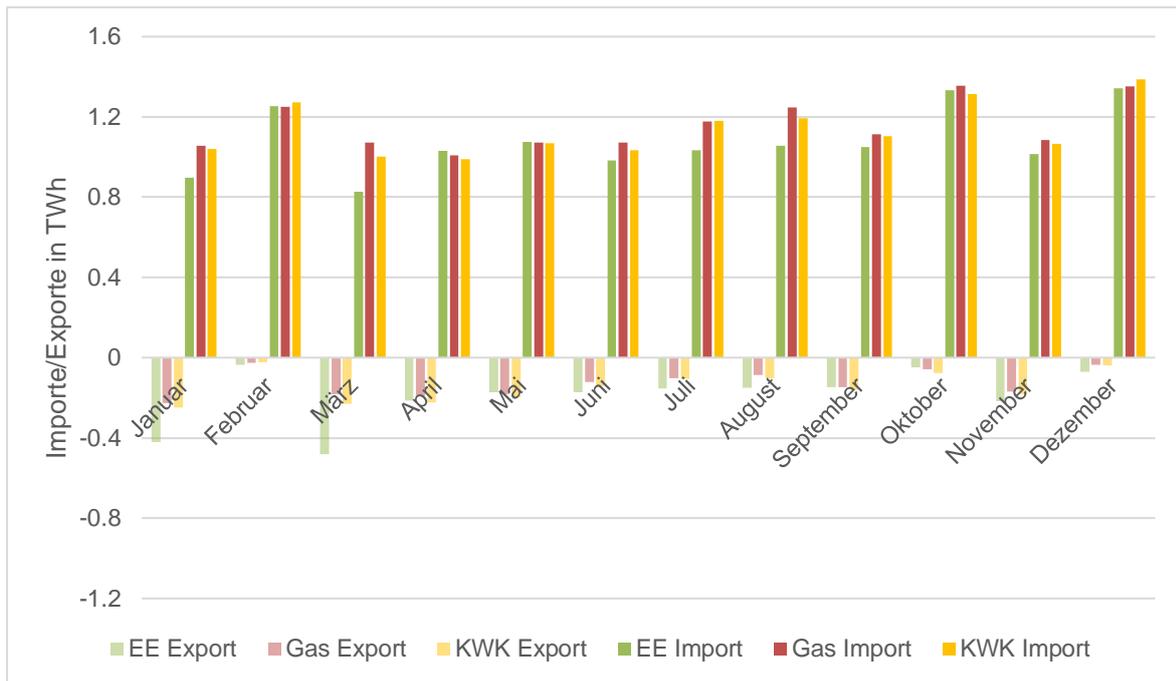


Abbildung 44: Auslastung „SuedLink“ in 2040

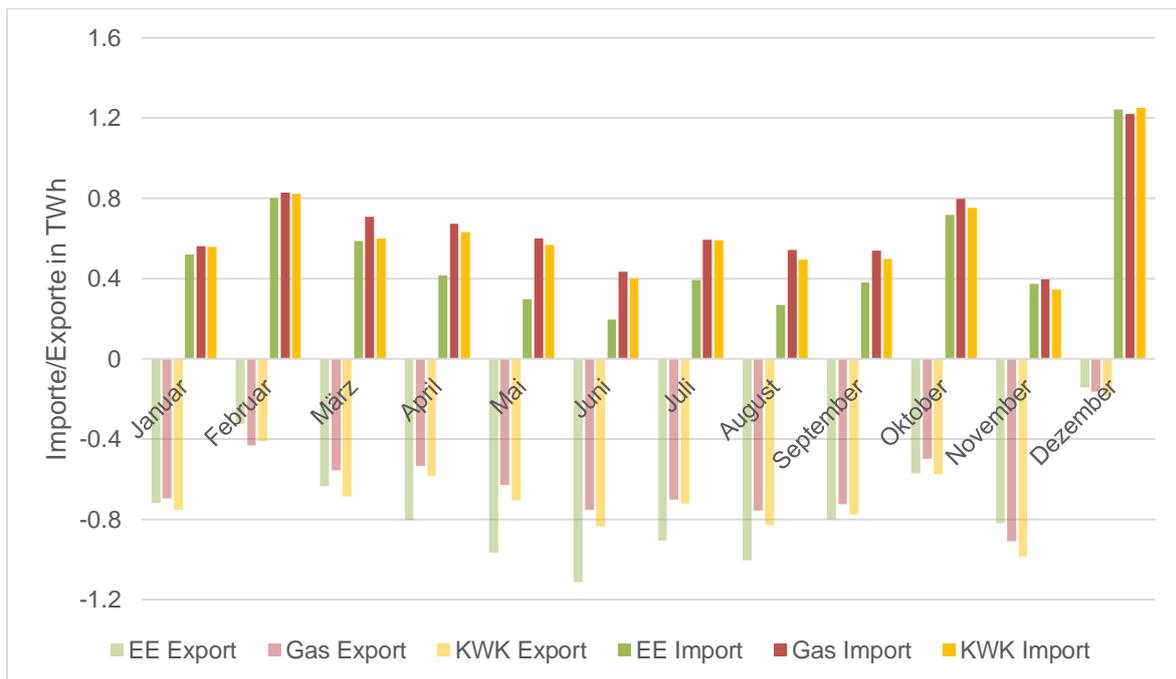


Abbildung 45: Auslastung „SuedOstLink“ in 2040

Die Verbindungen verbessern die Integration der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und reduzieren dadurch die konventionelle Erzeugung. Abbildung 46 zeigt für das „EE“-Szenario, dass dieser Rückgang vorrangig in Bayern zu verzeichnen ist. In manchen Bundesländern wie beispielsweise Hamburg führen die Verbindungsleitungen zu einem Anstieg der Erzeugung. Da das verwendete

Ausblick: Einfluss eines verzögerten Netzausbaus

Modell die Gesamtkosten optimiert, versucht es immer die günstigste verfügbare Option einzusetzen. Die zusätzlichen Leitungen erhöhen die Transportmöglichkeiten und somit die Chance, günstige Erzeugungskapazitäten zu nutzen und in andere Gebiete zu übertragen. Tendenziell führen demzufolge die Verbindungsleitungen zu einer besseren Auslastung oder Nutzung günstiger Erzeugungsoptionen. Dies zeigt sich in der Gesamtbilanz, sodass die gestiegene Erzeugung aus günstigeren Kohlekraftwerken dafür verwendet wurde, um Gaskraftwerke anderenorts zu ersetzen. Die Nettobilanz ist jedoch immer noch negativ. Das bedeutet, dass durch die Nutzung der zusätzlichen Transportoptionen insgesamt konventionelle Erzeugung verdrängt werden kann, da vorher nicht nutzbare Erzeugung aus erneuerbaren Energien integriert wird. In 2030 tritt dieser Effekt noch verstärkt auf (siehe Abbildung 47). Durch die verbesserte Übertragungskapazität müssen somit weniger Erneuerbare abgeregelt werden.

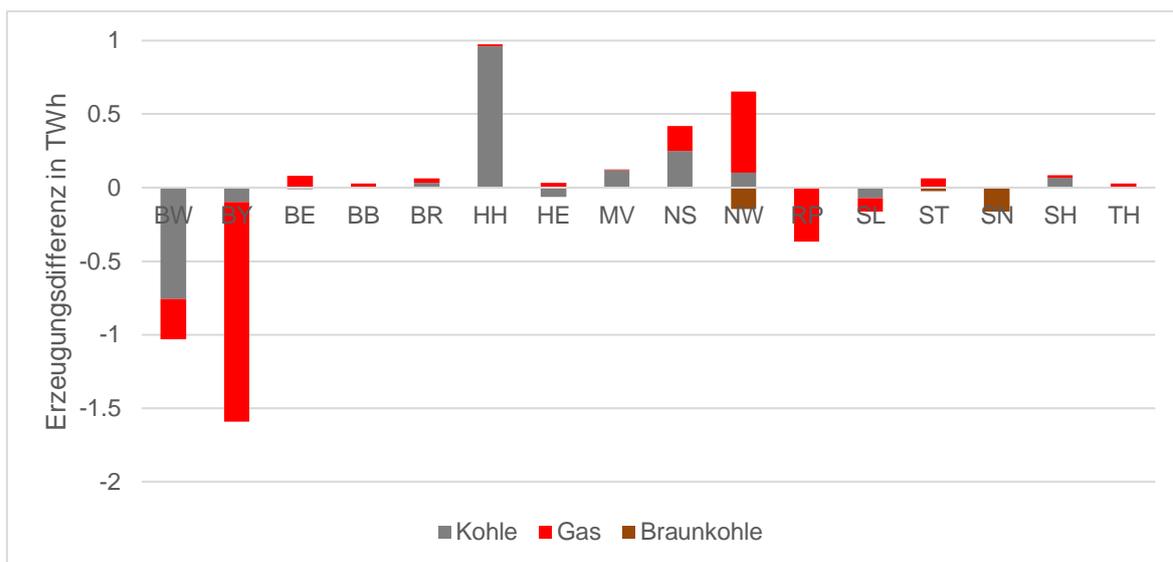


Abbildung 46: Einfluss der HGÜ-Leitungen auf die Erzeugung in den Bundesländern im „EE“-Szenario

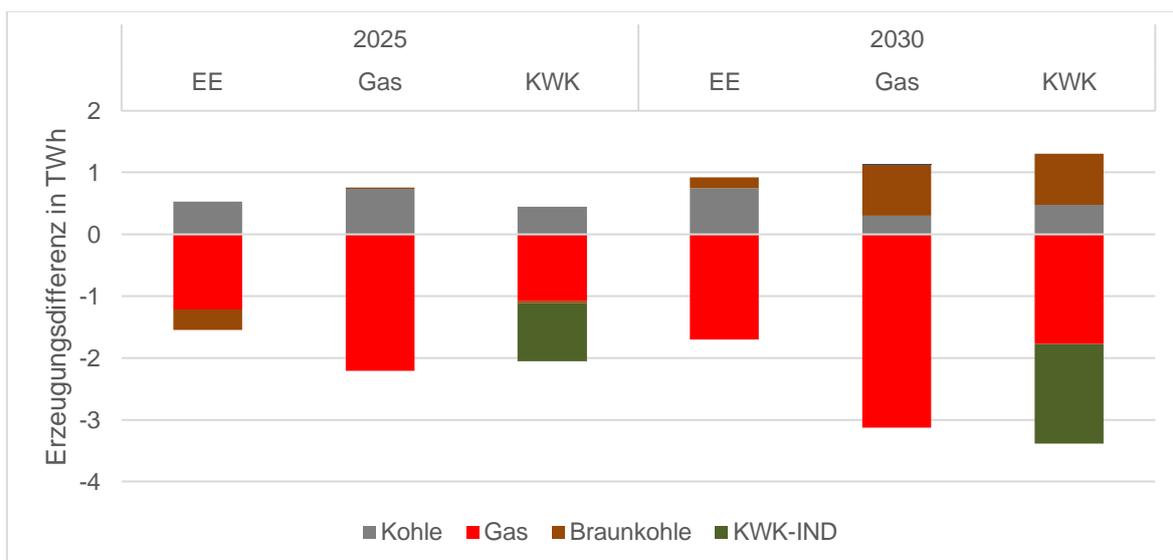


Abbildung 47: Einfluss der HGÜ-Leitungen auf die gesamte Erzeugung in Deutschland

Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030. Version 2019, 1. Entwurf. Online verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de.

Bayerisches Landesamt für Statistik (2015): Energiestatistiken.

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (2019): Energiegipfel Bayern 2018/2019. Ergebnisse der Arbeitsgruppen. Online verfügbar unter: www.energiegipfel.bayern.de.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019): Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. Abschlussbericht.

Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2013): Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz). BBPlG, 2019. Online verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/bbplg/BJNR254310013.html>.

Bundesnetzagentur (2019): Leitungsvorhaben. Online verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/bbplg/04/de.html?cms_vhTab=1.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (2018): Leitstudie - Integrierte Energiewende. Online verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf.

entso-e (2018): Midterm Adequacy Forecast 2018. European Network of Transmission System Operators for Electricity.

entso-e (2019): Net generating capacity. Power statistics. European Network of Transmission System Operators for Electricity.

Europäische Kommission (2016): EU Reference Scenario. Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050. Edited by Europäische Kommission. Online verfügbar unter: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/aed45f8e-63e3-47fb-9440-a0a14370f243/language-en/format-PDF/source-106883045>.

Hamacher, Thomas; Hartmann, Tobias; Siala, Kais; Huber, Matthias; Kuhn, Philipp; Stolle, Laura (2016): Gesicherte Stromversorgung in Bayern. Eine Studie im Auftrag des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie. Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme TUM.

Hirth, Lion (2013): The market value of variable renewables. In *Energy Economics* 38, S. 218–236. DOI: 10.1016/j.eneco.2013.02.004.

Huber, Matthias (2017): Flexibility in Power Systems - Requirements, Modeling, and Evaluation. Dissertation. Technische Universität München, München.

ifo Institut (2019): Dezentrale Energieversorgung versus Netzausbau. ifo-Studie im Auftrag der IHK für München und Oberbayern.

Literaturverzeichnis

International Energy Agency (2019): World Energy Outlook 2018. Online verfügbar unter: <https://www.iea.org/weo2018>.

Janker, Karl (2015): Aufbau und Bewertung einer für die Energiemodellierung verwendbaren Datenbasis an Zeitreihen erneuerbarer Erzeugung und sonstiger Daten. Dissertation. Technische Universität München, München.

Kuhn, Philipp (2012): Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung. Dissertation. Technische Universität München, München.

Kühne, Maximilian (2016): Drivers of energy storage demand in the German power system: an analysis of the influence of methodology and parameters on modelling results. Dissertation. Technische Universität München, München. Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme. Online verfügbar unter: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1280982/1280982.pdf>.

Mauch, Wolfgang; Corradini, Roger; Wiesemeyer, Karin; Schwentzek, Marco: Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 9, S. 12–14. Online verfügbar unter: https://www.ffe.de/download/wissen/334_Allokationsmethoden_CO2/ET_Allokationsmethoden_CO2.pdf.

Munich School of Engineering (2015): Energy Valley Bavaria. Online verfügbar unter: <http://www.evb.mse.tum.de>.

Netztransparenz - Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2017): Anlagenstammdaten. Online verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>.

Roth, Hans (2008): Modellentwicklung zur Kraftwerksoptimierung mit Hilfe von Evolutionsstrategien. Herausgeber: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität (IfE Schriftenreihe, 57). Herrsching: E&M Energie und Management.

Schweizer Bundesamt für Energie (2019): Schweizer Bundesamt für Energie. Online verfügbar unter: <https://www.eda.admin.ch/aboutswitzerland/en/home/wirtschaft/energie/energiepolitik.html>.

Siala, Kais; Stich, Jürgen (2016): Estimation of the PV potential in ASEAN with a high spatial and temporal resolution. In Renewable Energy 88, S. 445–456. DOI: 10.1016/j.renene.2015.11.061.

Silbernagl, Matthias; Huber, Matthias; Brandenburg, Rene (2016): Improving Accuracy and Efficiency of Start-Up Cost Formulations in MIP Unit Commitment by Modeling Power Plant Temperatures. In IEEE Trans. Power Syst. 31 (4), S. 2578–2586. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2450776.

Statistics Norway (2019): Electricity statistics. Online verfügbar unter: <https://www.ssb.no/en/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet>.

van den Bergh, Kenneth; Delarue, Erik; D'haeseleer, William (2014): DC power flow in unit. TME Working Paper - Energy and Environment. Online verfügbar unter: <http://www.mech.kuleuven.be/tme/research/>.

Impressum

Verleger und Herausgeber:

IHK für München und Oberbayern
Dr. Eberhard Sasse
Dr. Manfred Gößl
Max-Joseph-Straße 2, 80333 München
☎ 089 5116-0
✉ info@muenchen.ihk.de
🌐 muenchen-ihk.de

Ansprechpartner:

Dr. Norbert Ammann, Referatsleiter Umwelt, Energie, Rohstoffe
☎ 089 5116-1392 ✉ ammann@muenchen.ihk.de

Björn Athmer, Referent Energie- und Rohstoffversorgung
☎ 089 5116-1548 ✉ athmer@muenchen.ihk.de

Verfasser:

Technische Universität München
Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme
Lichtenbergstraße 4a
85748 Garching b. München
Julia Gawlick ☎ 089 289-52734 ✉ j.gawlick@tum.de
Dr. Philipp Kuhn ☎ 089 289-52742 ✉ pkuhn@tum.de
Prof. Dr. Thomas Hamacher ☎ 089 289-52741 ✉ thomas.hamacher@tum.de

ifo Institut – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München e. V.
ifo Zentrum für Energie, Klima und Ressourcen
Prof. Dr. Karen Pittel ☎ 089 9224-1384 ✉ pittel@ifo.de
Dr. Johann Wackerbauer ☎ 089 9224-1277 ✉ wackerbauer@ifo.de

Gestaltung Umschlag:

Ideenmühle, Eckental

Bildnachweis:

Titel: Adobe Stock © malp

Druck:

Oberländer GmbH & Co. KG, München

Hinweis zu ifo-Studien:

© Die Inhalte wurden vom ifo Institut erstellt und entsprechen nicht notwendigerweise den Positionierungen der IHK.
Alle Rechte liegen beim Herausgeber. Ein Nachdruck – auch auszugsweise – ist nur mit ausdrücklicher schriftlicher Genehmigung des Herausgebers gestattet.

Stand: März 2020

#GemeinsamFürsKlima Die IHK für München und Oberbayern engagiert sich dafür, Klimaschutz mit der Wirtschaft voranzubringen. Weitere Informationen unter: 🌐 [ihk-muenchen.de/klima](https://www.ihk-muenchen.de/klima)