

Betrachtungen zum Klimaschutz und zur Versorgungssicherheit der Bayerischen Stromversorgung im Jahr 2035

Freiburg
30.11.2020

Gutachten im Auftrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen
im bayerischen Landtag

Autoren

Dr. Matthias Koch
(m.koch@oeko.de)

Sebastian Palacios
(s.palacios@oeko.de)

Christof Timpe
(c.timpe@oeko.de)

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
1. Einleitung und Zielstellung	6
2. Abschätzung der Stromerzeugung in Bayern für das Jahr 2035	9
2.1. Vorgehensweise	9
2.2. Aktualisierung des Szenariorahmens für Bayern im Jahr 2035	10
2.2.1. Stromnachfrage	11
2.2.1.1. Jährliche Nettostromnachfrage	11
2.2.1.2. Jahreshöchstlast der Nettostromnachfrage	11
2.2.2. Erneuerbare Energien	12
2.2.3. Konventioneller Kraftwerkspark	12
2.2.4. Speicher	14
2.2.5. Ergebnisindikatoren	14
2.2.6. Szenariorahmen 2035 für Bayern im Überblick	15
2.3. Methodik und Ergebnisse der Modellierung für das Referenzszenario	18
2.3.1. Methodik zur Bestimmung der Einsatzprofile für die Stromerzeugung in Bayern	18
2.3.2. Ergebnisse für das Referenzszenario	20
2.4. Möglichkeiten zur Deckung der regionalen Erzeugungsdefizite	23
2.4.1. Möglichkeit 1: Einsatz von zusätzlichen Erdgaskondensationskraftwerken (+2 GW)	23
2.4.2. Möglichkeit 2: Zusätzlicher Ausbau der Windenergie um 3 GW	24
2.4.3. Möglichkeit 3: Zusätzlicher Ausbau von 3 GW Windenergie und 2 GW Erdgaskondensationskraftwerken	25
2.4.4. Möglichkeit 4: Zusätzlicher Ausbau von 6 GW Windenergie und 20 GW PV sowie Verzicht auf Kondensationskraftwerke	26
3. Zusammenfassende Betrachtung mit dem Fokus auf Klimaschutz und Versorgungssicherheit	28

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Bruttostromerzeugung nach Energieträger in Deutschland im Zeitraum 2005 bis 2019 mit Ausblick auf 2035 und 2050	7
Abbildung 1-2:	Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Bayern im Zeitraum 2005 bis 2019	8
Abbildung 2-1:	Installierte Leistung nach Energieträger in Bayern für das Jahr 2019 und die betrachteten Szenarien für das Jahr 2035	15
Abbildung 2-2:	Energieträgermix der Stromerzeugung und verbleibende Erzeugungsdefizite und Erzeugungsüberschüsse im Referenzszenario	21
Abbildung 2-3:	Energieträgermix der Stromerzeugung und verbleibende Erzeugungsdefizite und Erzeugungsüberschüsse in Woche 19 im Referenzszenario	22
Abbildung 2-4:	Energieträgermix der Stromerzeugung und verbleibende Erzeugungsdefizite und Erzeugungsüberschüsse in Woche 3 im Referenzszenario	23
Abbildung 2-5:	Energieträgermix der Stromerzeugung und verbleibende Erzeugungsdefizite und Erzeugungsüberschüsse für Möglichkeit 124	
Abbildung 2-6:	Energieträgermix der Stromerzeugung und verbleibende Erzeugungsdefizite und Erzeugungsüberschüsse für Möglichkeit 225	
Abbildung 2-7:	Energieträgermix der Stromerzeugung und verbleibende Erzeugungsdefizite und Erzeugungsüberschüsse für Möglichkeit 326	
Abbildung 2-8:	Stromerzeugung und verbleibendes Erzeugungsdefizit bei einem zusätzlichen Ausbau von 6 GW Windenergie und 20 GW PV in Bayern (Möglichkeit 4)	27
Abbildung 3-1:	Verbleibende Residuallast im Referenzszenario und für Möglichkeit 4	29
Abbildung 3-2:	Jahresdauerlinie der verbleibenden Residuallast in den betrachteten Szenarien für das Jahr 2035	30
Abbildung 3-3:	Jahresdauerlinie der verbleibenden Residuallast bis zur Stunde 2000	32
Abbildung 3-4:	Szenarienvergleich hinsichtlich Bruttostromerzeugung im Jahr 2019 und den betrachteten Szenarien für das Jahr 2035	33
Abbildung 3-5:	Vergleich der energiebedingten CO ₂ -Emissionen zur Strom- und Wärmeerzeugung im Umwandlungssektor im Jahr 2018 und in den betrachteten Szenarien für das Jahr 2035	34

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Annahmen für den Szenariorahmen 2035 für Bayern	17
Tabelle 3-1:	Ergebnisindikatoren im Überblick	28

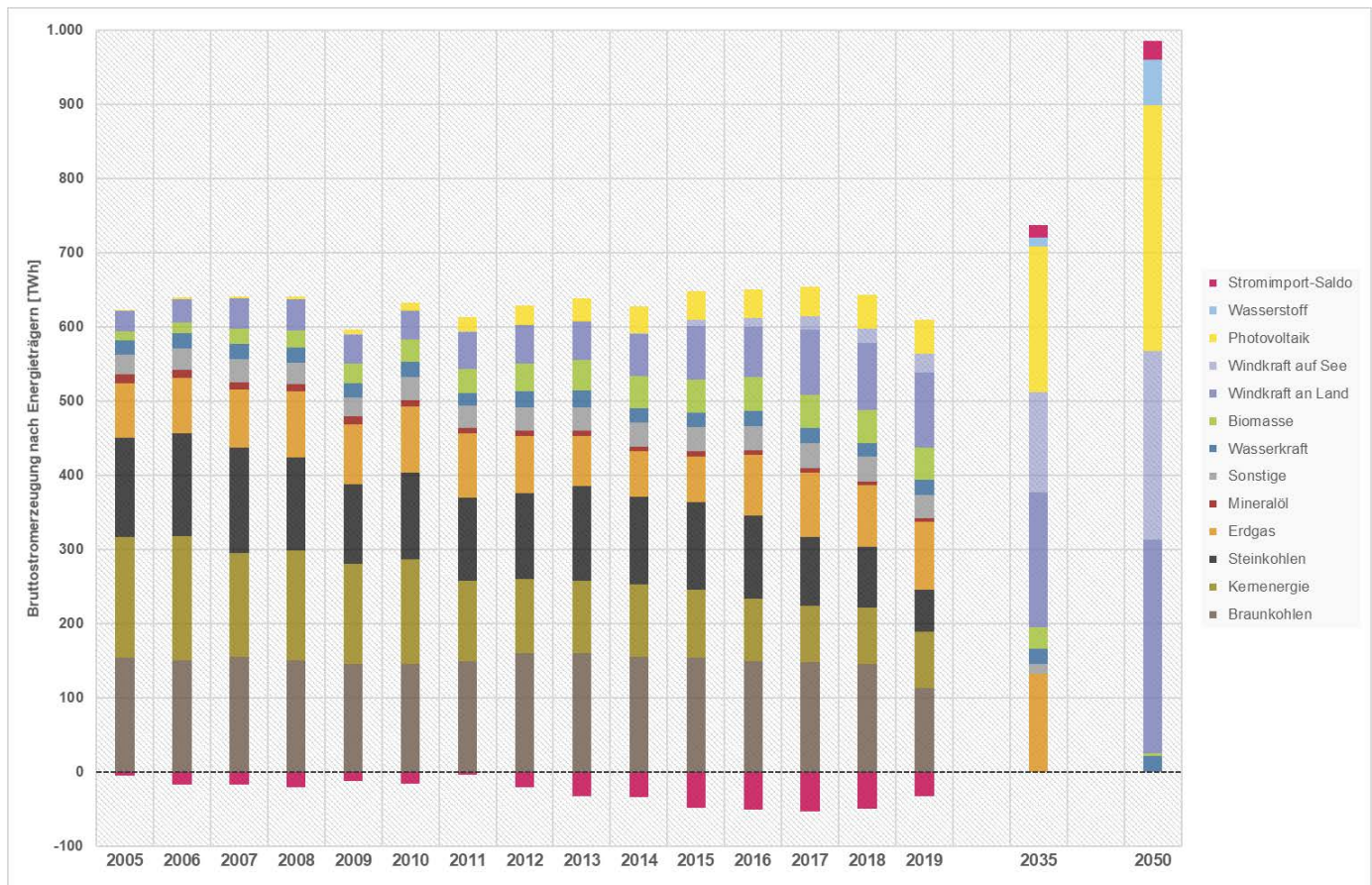
1. Einleitung und Zielstellung

Um die Erderwärmung auf einen Temperaturanstieg von höchstens 1,5 °C bis 2°C zu begrenzen, ist es erforderlich, dass der Ausstoß an Treibhausgasen weltweit schnell und drastisch reduziert wird. Deutschland und die Europäische Union haben sich in diesem Kontext das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 Treibhausgasneutralität zu erreichen. Ein wesentlicher Bestandteil auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität ist die Dekarbonisierung der Stromerzeugung und damit der Ausstieg aus der Nutzung von fossilen Brennstoffen sowie dem Ausbau der Wind- und PV-Stromerzeugung. Strom aus erneuerbaren Energien stellt für viele Sektoren die Grundlage für Klimaschutz dar, wie zum Beispiel Wärmepumpen im Gebäudesektor, Elektromobilität im Verkehrssektor oder grüner Wasserstoff für die Industrie.

Die Auswirkungen der Energiewende werden im deutschen Stromsektor bereits heute an verschiedenen Punkten deutlich (Abbildung 1-1):

- **Wechsel der Energieträger:** Der Einsatz von fossilen Brennstoffen geht zurück und der Einsatz von Wind und PV nimmt stark zu (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020). Im späteren Verlauf der Energiewende wird auch grüner Wasserstoff zur Stromerzeugung eingesetzt, wie die Studie „Klimaneutrales Deutschland“ exemplarisch zeigt (Prognos AG et al. 2020).
- **Rückgang der CO₂-Emissionen:** Als Folge des Energieträgerwechsels gehen auch die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung zurück. Lagen sie im Jahr 2005 noch bei 333 Millionen Tonnen CO₂, so sind sie für die Jahre 2018 (269 Millionen Tonnen CO₂) und 2019 (219 Millionen Tonnen CO₂) deutlich gefallen. Entsprechend ging der spezifische Emissionsfaktor der Stromerzeugung in Deutschland von 610 g/kWh im Jahr 2005 auf rund 470 g/kWh im Jahr 2018 bzw. rund 400 g/kWh im Jahr 2019 zurück (Icha 2020, S. 9).
- **Nettoimportsaldo:** Aufgrund steigender CO₂-Preise und aufgrund des Ausstiegs aus der Kohleverstromung wird der hohe Nettostromexport, wie er mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien eingesetzt hat, in den nächsten Jahren wieder zurückgehen. Erste Effekte in diese Richtung sind bereits in den Jahren 2018 und 2019 erkennbar. In Szenarien für zukünftige Jahre ergibt sich häufig ein Nettostromimport für Deutschland. Exemplarisch dafür zeigen wir Ergebnisse aus der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ (Prognos AG et al. 2020).
- **Zunahme der Stromerzeugung:** Aufgrund der steigenden Stromnachfrage aus den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie wird die Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 deutlich zunehmen, auch wenn gleichzeitig in den klassischen Stromverbrauchssektoren durch Effizienzmaßnahmen die Stromnachfrage zurückgeht.

Abbildung 1-1: Bruttostromerzeugung nach Energieträger in Deutschland im Zeitraum 2005 bis 2019 mit Ausblick auf 2035 und 2050



Quelle: eigene Darstellung, Datenquelle für den Zeitraum 2005 bis 2019: BMWi Energiedaten 2020 (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020), Datenquelle für die Jahre 2035 und 2050: Studie Klimaneutrales Deutschland (Prognos AG et al. 2020)

Die Energiewende im deutschen Stromsystem führt in den einzelnen Bundesländern und Regionen zu unterschiedlichen Schwerpunkten. Auf der einen Seite können sich Bundesländer und Regionen mit hohen Erzeugungspotenzialen für Wind- und PV-Strom zu Stromerzeugungsregionen entwickeln. Für Windstrom sind dies insbesondere die nördlichen Bundesländer Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern. Auf der anderen Seite gibt es Bundesländer und Regionen mit einer vergleichsweise hohen Stromnachfrage, wie sie aus einer hohen Industriedichte oder Einwohnerdichte (z.B. Großstädte oder Metropolregionen) resultiert. Diese Lastzentren verfügen meistens nicht über ausreichend Erzeugungspotenziale für Wind- und PV-Strom und sind deshalb auf Stromimporte angewiesen.

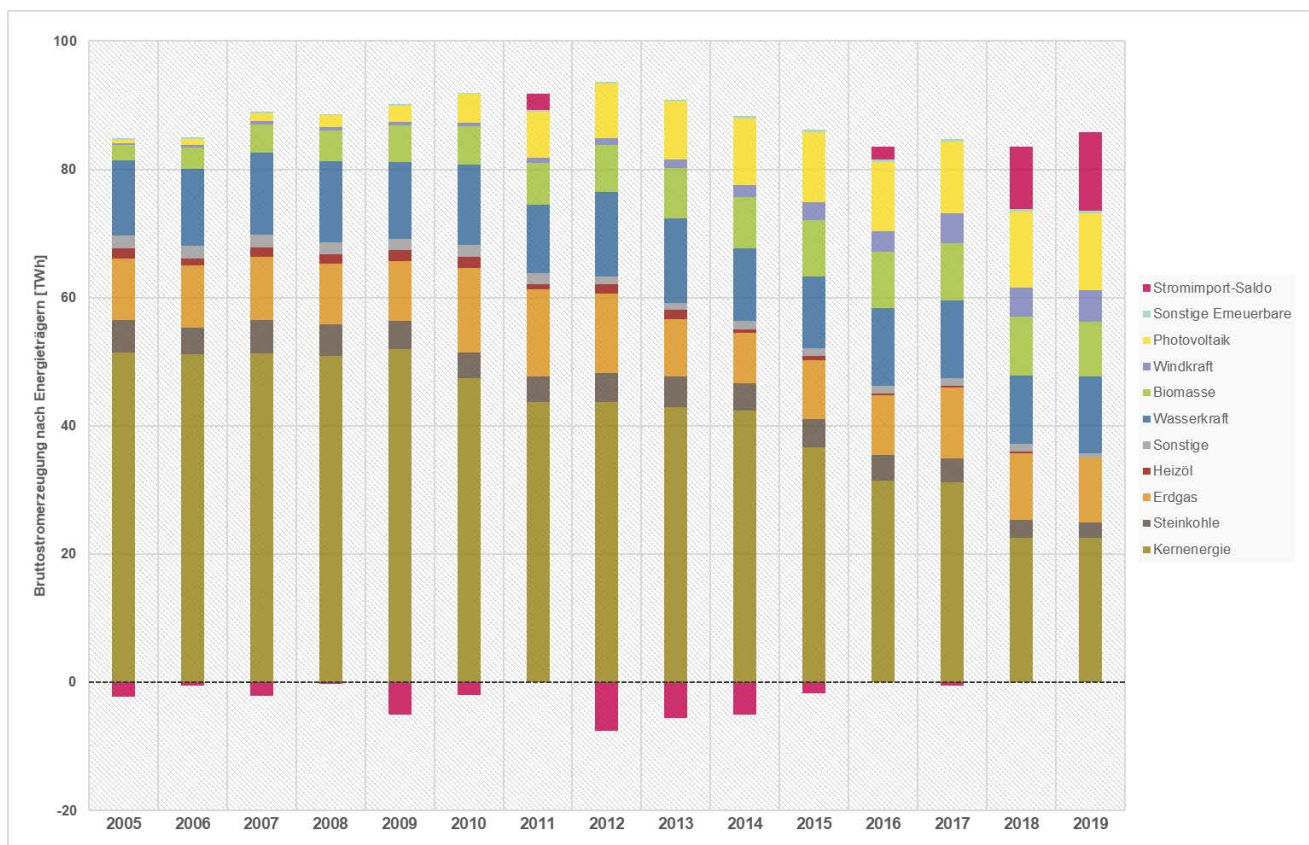
Fallen Stromerzeugung und Stromnachfrage räumlich auseinander, muss der Strom über die bestehende Netzinfrastruktur von den Erzeugungsregionen zu den Nachfrageregionen übertragen werden. Den dazwischen liegenden Bundesländern oder Regionen kommt dabei die Rolle als Transitregion zu. Diese Rollenverteilung zeigt sich nicht nur innerhalb Deutschlands, sondern auch im europäischen Stromsystem auf Ebene der einzelnen Länder¹.

¹ Weitere Informationen zu den Rollen der einzelnen Länder bei der Umsetzung der Energiewende in Europa sowie Ergebnisse einer modellgestützten europäischen Szenarienanalyse für den Zeitraum 2030 bis 2050 finden sich in der wissenschaftlichen Studie „Modellbasierte Szenarienuntersuchung der Entwicklungen im deutschen Stromsystem unter Berücksichtigung des europäischen Kontexts bis 2050“ (Koch et al. 2019).

In Bayern war die Stromerzeugung bislang stark von der Kernenergie geprägt (Abbildung 1-2). Ihr Anteil am Bruttostromverbrauch ist von 62 % im Jahr 2005 auf 27 % im Jahr 2018 deutlich zurück gegangen². Im gleichen Zeitraum ist der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 18 % im Jahr 2005 auf 44 % im Jahr 2018 angestiegen. Die Bruttostromerzeugung aus Photovoltaik belief sich dabei auf 12 TWh, gefolgt von Wasserkraft mit 11 TWh, Biomasse mit 9 TWh und Windenergie mit 5 TWh (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie 2020a).

Die energiebedingten CO₂-Emissionen der Strom- und Wärmerzeugung im Umwandlungssektor³ in Bayern betragen im Jahr 2018 rund 9,6 Millionen Tonnen. Davon entfielen rund 5 Millionen Tonnen CO₂ auf Erdgas, 2,9 Millionen Tonnen CO₂ auf Steinkohle und 1,7 Millionen Tonnen CO₂ auf Abfälle (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie 2020a).

Abbildung 1-2: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Bayern im Zeitraum 2005 bis 2019



Quelle: eigene Darstellung, Datenquelle für den Zeitraum 2005 bis 2018: Statistische Daten vom Bayerischen Landesamt für Statistik, Datentabelle zu Stromerzeugung und -verbrauch⁴, Berechnungsstand Juli 2020, Datenquelle für das Jahr 2019: (Leipziger Institut für Energie GmbH 2020)

² Die letzten beiden Kernkraftwerksblöcke „Gundremmingen C“ sowie „Isar 2“ werden Ende 2021 bzw. Ende 2022 abgeschaltet.

³ Öffentliche Wärmekraftwerke, Industriewärmekraftwerke, Heizwerke und sonstige Energieerzeuger

⁴ https://www.statistik.bayern.de/statistik/bauen_wohnen/energie/index.html

Bayern weist im Vergleich zum Bundesdurchschnitt folgende Besonderheiten auf (Bezugsjahr 2019):

- **Erneuerbare Energien:** Der EE-Anteil an der Bruttostromnachfrage liegt insgesamt (noch) knapp über dem Bundesdurchschnitt (44 % in Bayern vs. 41 % in Deutschland), was insbesondere an den Energieträgern PV, Wasserkraft und Biomasse liegt. Bei Wind onshore ist der EE-Anteil jedoch deutlich unter dem Bundesdurchschnitt (6 % in Bayern vs. 18 % in Deutschland) und bei Wind offshore ist er naturgemäß Null.
- **Konventionelle Kraftwerke:** Der Anteil der Kernenergie an der Bruttostromnachfrage ist doppelt so hoch als im Bundesdurchschnitt (26 % in Bayern vs. 13 % in Deutschland), bei Erdgaskraftwerken liegt der Anteil knapp unter dem Bundesdurchschnitt (12 % in Bayern vs. 16 % in Deutschland), bei Steinkohlekraftwerken liegt der Anteil deutlich unter dem Bundesdurchschnitt (3 % in Bayern vs. 10 % in Deutschland) und bei Braunkohle ist er naturgemäß Null.
- **Nettoimportsaldo:** Während Deutschland (noch) Nettostromexporteur ist, entwickelt sich Bayern zum Nettostromimporteur.

Vor diesem Hintergrund untersuchen wir in dieser Studie, wie sich die Stromerzeugung in Bayern im Jahr 2035 unter bestimmten Annahmen ergeben könnte. Ausgehend von einem definierten Szenariorahmen werden die regionale Stromerzeugung und der Energieträgermix in Bayern sowie das noch verbleibende regionale Erzeugungsdefizit bestimmt. Darauf aufbauend werden verschiedene Möglichkeiten untersucht, wie das regionale Erzeugungsdefizit mit zusätzlichen Stromerzeugungskapazitäten in Bayern reduziert werden könnte. Deren Auswirkungen auf Klimaschutz und Versorgungssicherheit werden mit Hilfe geeigneter Kennzahlen sowie einer Betrachtung der resultierenden Residuallastkurven analysiert.

2. Abschätzung der Stromerzeugung in Bayern für das Jahr 2035

2.1. Vorgehensweise

Um die Stromerzeugung in Bayern für das Jahr 2035 abzuschätzen, sind wir folgendermaßen vorgegangen:

- **Definition des Szenariorahmens:** Zunächst haben wir den Szenariorahmen für Bayern aus der Studie „Neue Gaskraftwerke in Bayern, Energiewirtschaftliche Bedeutung und Finanzierungsmöglichkeiten“ aktualisiert (Christof Timpe, Matthias Koch, Sebastian Palacios 2019). Zentrale Einflussparameter sind dabei auf der einen Seite die zu deckende Stromnachfrage und auf der anderen Seite die in Bayern verfügbaren Stromerzeugungskapazitäten für Wind, PV, Wasserkraft, Biomasse, Müllkraftwerke und Erdgaskraftwerke. Das Vorgehen dazu ist in Kapitel 2.2 beschrieben. Die Szenariorahmen für die verwendeten Inputdaten zeigt Tabelle 2-1.
- **Modellierung des „Referenzszenarios“:** Danach haben wir die Stromerzeugungsprofile in Bayern bestimmt, die sich zunächst einmal größtenteils unabhängig vom deutschen und europäischen Strommarkt ergeben. Dies sind die Angebotsprofile der fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind, PV und Laufwasserkraft, die Speicherprofile von PV-Batteriespeichersystemen zur Eigenverbrauchsdeckung, die wärmegeführte Stromerzeugung von KWK-Anlagen und die Stromerzeugung aus weiteren so genannten must-run Anlagen (Müllheizkraftwerke und sonstige Brennstoffe) (vgl. Kapitel 2.3.1). Ergänzend dazu haben wir mit Fokus

auf Bayern die Stromerzeugungsprofile für Pumpspeicherkraftwerke, Biogasanlagen und Erdgaskondensationskraftwerke gebildet, ohne dabei jedoch eine europäische Strommarktsimulation durchzuführen. Zentrale Ergebnisindikatoren sind der Energieträgermix der Stromerzeugung in Bayern sowie das verbleibende Erzeugungsdefizit und die resultierenden Erzeugungsüberschüsse (vgl. Kapitel 2.3.2).

- **Modellierung der „Möglichkeiten 1 bis 4“:** Für das verbleibende Erzeugungsdefizit aus dem Referenzszenario werden darüber hinaus verschiedene Möglichkeiten beschrieben, wie durch zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten in Bayern das regionale Erzeugungsdefizit reduziert werden könnte:
 - Die erste Möglichkeit setzt zunächst ausschließlich auf den Einsatz von zusätzlichen Erdgaskondensationskraftwerken zur Stromerzeugung in Höhe von +2 GW (fossiler und CO₂-intensiver Pfad).
 - Die zweite Möglichkeit erhöht die installierte Leistung von Windkraftanlagen in Bayern zusätzlich um +3 GW (erneuerbarer Pfad).
 - Die dritte Möglichkeit kombiniert die Möglichkeiten zwei und eins, indem sie die installierte Leistung von Windkraftanlagen in Bayern zusätzlich um +3 GW erhöht und danach zusätzliche Erdgaskondensationskraftwerke in Höhe von +2 GW zur Stromerzeugung einsetzt (erneuerbarer und fossiler Pfad).
 - Die vierte Möglichkeit untersucht einen sehr starken Ausbau erneuerbarer Energien in Bayern bei einem gleichzeitigen Verzicht auf Erdgaskondensationskraftwerke. Für diesen Fall unterstellen wir einen zusätzlichen PV-Ausbau von +20 GW und einem zusätzlichen Ausbau der Windenergie von +6 GW (stark erneuerbarer Pfad).

2.2. Aktualisierung des Szenariorahmens für Bayern im Jahr 2035

Der Szenariorahmen basiert im Wesentlichen auf den nachfolgend aufgeführten Literaturquellen aus dem Netzentwicklungsplan Strom. Der Netzentwicklungsplan Strom berücksichtigt dabei sowohl den aktuellen gesetzlichen Rahmen, wie er beispielsweise durch das Bundes-Klimaschutzgesetz oder das Kohleausstiegsgesetz vorgegeben wird, als auch die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien, zur Reduktion der Treibhausgasemissionen oder zur Senkung des Primärenergieverbrauchs.

- Der genehmigte Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021) von Juni 2020 und die dazugehörige Kraftwerksliste⁵ (BNetzA 2020). Diese Literaturquelle beinhaltet das aktuelle Zahlengerüst für die NEP Szenarien in Deutschland.
- Der erste Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021) von Januar 2020 (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2020). Hier finden sich insbesondere Angaben zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien, die in dieser Ausführlichkeit in dem Dokument zum genehmigten Szenariorahmen nicht ausgewiesen sind.
- Der zweite Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) von April 2019 und dessen Genehmigung durch die Bundesnetzagentur von Dezember 2019 (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2019) (Bundesnetzagentur

⁵ https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Kraftwerksliste.pdf

(BNetzA) 2019). Hier finden sich insbesondere bundeslandspezifische Angaben zur Stromnachfrage und zur Stromerzeugung als Ergebnis einer europäischen Marktsimulation.

- Die aktuelle Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur⁶ (Stand 01.04.2020).

Beim Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021) wurde überwiegend auf das Szenario B 2035 zurückgegriffen.

2.2.1. Stromnachfrage

Eine wichtige Ausgangsgröße ist die zu deckende Stromnachfrage in Bayern. Diese setzt sich aus der Stromnachfrage der einzelnen Verbraucher sowie darüber hinaus anfallenden Verlusten zusammen. Wesentliche Inputparameter für die Bildung des Stromnachfrageprofils sind die Jahressumme und die Jahreshöchstlast.

2.2.1.1. Jährliche Nettostromnachfrage

Die jährliche Nettostromnachfrage in Bayern im Jahr 2035 wird mit Hilfe der jährlichen Nettostromnachfrage in Deutschland und einem regionalen Verteilschlüssel für Bayern bestimmt. Die Nettostromnachfrage im Szenario B 2035 des genehmigten Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021) beträgt dabei 621,5 TWh. Gemäß der Definition der Nettostromnachfrage im Netzentwicklungsplan beinhaltet dieser Wert bereits die Netzverluste auf der Verteilnetzebene in Höhe von 17,6 TWh (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2020, S. 54).

Als regionaler Verteilschlüssel für Bayern werden 15,7 % verwendet. Dieser Verteilschlüssel ergibt sich sowohl aus dem Verhältnis des jährlichen Stromverbrauchs von Bayern und Deutschland im Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2019, S. 107–111) als auch hinsichtlich der heutigen Einwohnerverteilung in Deutschland (Bayern⁷: 13,1 Millionen, Deutschland⁸: 83,2 Millionen). Mit diesem Verteilschlüssel resultiert für das Jahr 2035 eine jährliche Nettostromnachfrage in Bayern in Höhe von **97,6 TWh**. Im Vergleich zum Jahr 2016 mit einer Nettostromnachfrage von 80,3 TWh⁹ bedeutet das eine Zunahme um rund 17 TWh bzw. knapp 18 % (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2020, S. 54).

2.2.1.2. Jahreshöchstlast der Nettostromnachfrage

Im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021) wird noch keine Aussage über die Höhe der Jahreshöchstlast getroffen. Es wird jedoch ein Anstieg aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung und Sektorenkopplung erwartet. Gleichwohl sind die Übertragungsnetzbetreiber angehalten, für die Stromverbrauchssimulation „alle zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen jenseits des Marktverhaltens im Sinne einer minimalen Jahreshöchstlast zu nutzen“ (BNetzA 2020, S. 61-62). Darüber hinaus gehen wir davon aus, dass Elektrolyseure für Power-to-Gas Anwendungen überwiegend in Norddeutschland errichtet werden und die Jahreshöchstlast in Bayern von dieser Technologie nur in geringem Umfang beeinflusst wird.

Aus diesen Gründen schreiben wir den Mittelwert in Höhe von **15,8 GW** aus den für Bayern ausgewiesenen Werten in den Szenarien B 2030 und C 2030 im zweiten Entwurf des

⁶ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/elektrizitaetundgas-node.html>

⁷ Fortschreibung des Bevölkerungsstandes auf <https://www.statistikdaten.bayern.de/genesis/online>

⁸ https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsstand/_inhalt.html

⁹ Nettostromverbrauch in Bayern im Jahr 2016: 77,5 TWh, anteilige Netzverluste im Verteilnetz: 2,8 TWh

Netzentwicklungsplans Strom (Version 2019) als Jahreshöchstlast bis zum Jahr 2035 fort (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2019, S. 55-56).

Das resultierende Profil der Stromnachfrage schwankt zwischen 6,9 GW und 15,8 GW und liegt im Jahresdurchschnitt bei 11,1 GW. Es zeigt einen typischen Tages- und Wochenverlauf sowie einen höheren Strombedarf in den Winterwochen im Vergleich zu den Sommerwochen. Dies ist auf die zunehmende Elektrifizierung der Wärmeezeugung in Gebäuden mittels Wärmepumpen zurückzuführen.

2.2.2. Erneuerbare Energien

Der Ausbau der erneuerbaren Energien betrifft im Wesentlichen den Zubau von Photovoltaikanlagen. Die installierte Leistung von PV-Anlagen steigt von 12,5 GW Ende 2018 (Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) 2020a) auf **31,1 GW** im Szenario B 2035 an (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2020) (S. 74). In Summe entspricht diesen einem jährlichen Zubau von 1.100 MW. Unter der Annahme von 1.000 Volllaststunden resultiert eine Stromerzeugung aus PV in Höhe von 31,1 TWh.

Darüber hinaus wird angenommen, dass für 12 % der installierten PV-Leistung ein Batteriespeicher zur Verfügung steht (unter den Annahmen, dass 60 % der PV-Leistung als PV-Dachanlage installiert ist und dass 20 % der PV-Dachanlagen einen Batteriespeicher haben). Der Batteriespeicher wird so betrieben, dass der Eigenverbrauch des Gebäudes möglichst mit eigenem PV-Strom gedeckt wird.

Für den Ausbau der Windenergie wird nur eine geringfügige Zunahme von 2,5 GW Ende 2018 (Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) 2020b) auf **3,2 GW** im Jahr 2035 unterstellt. Dieser Wert entspricht der Annahme im NEP Szenario C 2035 (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2020) (S. 68). Im Ergebnis der Raumordnungsabfrage im Netzentwicklungsplan Strom 2021 – 2035 wird für Bayern ein Ausbauziel in Höhe von 3,4 GW bereits für das Jahr 2025 ausgewiesen (BNetzA 2020) (S. 109). Im weiteren Verlauf dieser Analyse werden deshalb auch höhere Leistungen bei Wind onshore betrachtet. Bei unterstellten 1.850 Volllaststunden ergibt sich für eine installierte Leistung von 3,2 GW eine Stromerzeugung aus Windenergie in Höhe von 5,9 TWh.

Die installierte elektrische Leistung von Lauf- und Speicherwasserkraftwerken stagniert bei **2,4 GW** (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2020) (S. 75). Für das Jahr 2035 werden aufgrund von zunehmender Trockenheit als Folge der Erderwärmung nur noch 4.000 Volllaststunden für Lauf- und Speicherwasserkraftwerke unterstellt. Damit ergibt sich eine Stromerzeugung aus Lauf- und Speicherwasser von 9,6 TWh.

Als installierte Leistung von Biomasseanlagen in Bayern werden gemäß dem NEP Szenario B 2035 **1,4 GW** unterstellt (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2020) (S. 75). Diese Anlagen sind aufgrund einer höheren Dimensionierung der BHKW-Leistung und eines Biogasspeichers mit einer gewissen Flexibilität ausgestattet. Sie weisen, anders als heute, im NEP Szenario B 2035 nur noch 3.800 Volllaststunden auf (BNetzA 2020, S. 53). Damit können die Biomasseanlagen in Bayern im Jahr 2035 rund 5,3 TWh Strom flexibel erzeugen.

In Summe ergibt sich für Bayern im Jahr 2035 eine EE-Stromerzeugung in Höhe von 51,9 TWh.

2.2.3. Konventioneller Kraftwerkspark

Der konventionelle Kraftwerkspark setzt sich im Jahr 2035 in Bayern im Wesentlichen nur noch aus Erdgaskraftwerken, davon ein Großteil in Kraft-Wärme-Kopplung, und Müllheizkraftwerken zusammen. Der genehmigte Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021)

weist in der dazugehörigen Kraftwerksliste¹⁰ (BNetzA 2020) Erdgaskraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung von 5,8 GW aus. Die installierte Leistung von Erdgaskraftwerken, die zum Stichtag 06.02.2020 in Betrieb waren, betrug laut dieser Kraftwerksliste nur rund 4 GW.

Der deutliche Anstieg der Leistung von Erdgaskraftwerken bis zum Jahr 2035 geht auf folgende im Netzentwicklungsplan Strom getroffenen Annahmen zurück:

- Für Erdgas-KWK-Anlagen wird im Netzentwicklungsplan Strom eine unbegrenzte Lebensdauer unterstellt. Jedes der heute im Betrieb befindlichen Erdgas-KWK-Kraftwerke in Bayern (insgesamt 2,5 GW) wird somit auch im Jahr 2035 betrieben. Altanlagen werden bei Bedarf durch eine neue Anlage mit vergleichbarer Leistung ersetzt.
- Für Erdgas-BHKW wird im Netzentwicklungsplan Strom unterstellt, dass sich deren Leistung von 2020 bis 2035 mehr als verdoppelt (in Deutschland von 3,6 GW im Jahr 2020 auf 7,6 GW im Szenario B 2035, regionalisiert auf Bayern entspricht das 560 MW im Jahr 2020 und 1,2 GW im NEP Szenario B 2035).
- Alle drei in Planung befindlichen Erdgaskondensationskraftwerke in der Region „Bayerisch Schwaben“ gehen in Betrieb: das Kraftwerk in Gundelfingen mit 300 MW elektrischer Leistung wird als Netzbetriebsmittel eingesetzt, das Kraftwerk in Leipheim mit einer elektrischen Leistung von 638 MW sowie das Kraftwerk in Gundremmingen mit 300 MW elektrischer Leistung werden normal im Strommarkt eingesetzt.

Diese Annahmen haben wir folgendermaßen weiterentwickelt:

Erdgas-KWK-Kraftwerke

- Für die heute im Betrieb befindlichen Erdgas-KWK-Anlagen wird unterstellt, dass sich deren Einsatz bis zum Jahr 2035 altersbedingt und aus Klimaschutzgründen halbieren wird. Wir unterstellen dafür 50 % der installierten elektrischen Leistung (d.h. 1,25 GW) und 5.000 Volllaststunden. Dies führt zu einer Stromerzeugung von 6 TWh¹¹.
- Für die Erdgas-KWK-Ersatzkraftwerke, die die stillgelegten Kraftwerkskapazitäten für Steinkohle ersetzen werden, übernehmen wir die Angaben aus dem NEP Szenario B 2035 (rund 260 MW). Das Ersatzkraftwerk hat demnach jeweils etwa 50 % der ursprünglichen Kapazität des Steinkohleblocks. Ergänzend dazu gehen wir davon aus, dass für das Steinkohlekraftwerk München Nord 2 bis zum Jahr 2035 eine Erdgas-KWK-Ersatzanlage mit 200 MW in Betrieb gehen wird. In Summe ergeben sich knapp 0,5 GW Erdgas-KWK-Ersatzkraftwerke. Bei ebenfalls 5.000 Volllaststunden resultiert daraus eine Stromerzeugung von 2,5 TWh.
- Bei den Erdgas-BHKW gehen wir davon aus, dass es zu keinem Nettozubau kommen wird. Wir nehmen an, dass sich der im Rahmen der gesetzlichen KWK-Förderung stattfindende Zubau an kleinen KWK-Anlagen in den nächsten zehn Jahren und die Außerbetriebnahme von älteren Erdgas-BHKW bis zum Jahr 2035 ausgleichen werden.
- Die Annahmen zu Erdgas-KWK-Kraftwerken sind im Referenzszenario und in den Möglichkeiten 1 bis 4 identisch.

¹⁰ https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Kraftwerksliste.pdf

¹¹ Zu einer vergleichbaren Stromerzeugung kommt man auch bei gleichbleibender Leistung und halbierten Volllaststunden.

Erdgaskondensationskraftwerke

- Das Gemeinschaftskraftwerk Irsching mit den Blöcken 4 und 5 ist als Bestandskraftwerk im Referenzszenario und in den Möglichkeiten 1 bis 3 mit einer installierten elektrischen Leistung von 1,4 GW in Betrieb.
- Für die Region „Bayerisch Schwaben“ treffen wir die Annahme, dass im Referenzszenario und in den Möglichkeiten 1 bis 3 das geplante Kraftwerk in Leipheim mit seinen zwei Kraftwerksblöcken für den Strommarkt in Betrieb sein wird (638 MW).
- In den Möglichkeiten 2 und 3 kommen zudem zusätzlich noch +2 GW Erdgaskondensationskraftwerke hinzu. Eines dieser Kraftwerke könnte dann das geplante Kraftwerk in Gundremmingen mit einer elektrischen Leistung von 300 MW sein.

Im Ergebnis führen diese Anpassungen dazu, dass im Referenzszenario rund 3,8 GW Erdgaskraftwerke in Betrieb sein werden, davon 1,8 GW als Erdgas-KWK-Anlagen und 2,0 GW als Erdgaskondensationskraftwerke. Rund 0,3 GW gehen auf Abfälle und sonstige Energieträger zurück. Die Stromerzeugung aus Erdgas-KWK-Anlagen beträgt insgesamt 8,5 TWh und die Stromerzeugung aus Must-run-Kraftwerken (Abfälle und sonstige Energieträger) liegt bei 2 TWh.

2.2.4. Speicher

Der genehmigte Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021) weist in der dazugehörigen Kraftwerksliste¹² (BNetzA 2020) in Betrieb befindliche Pumpspeicherkraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung von 543 MW aus. Darüber hinaus werden noch die beiden in Planung befindlichen Pumpspeicherkraftwerke „Riedl (300 MW)“ und „Einöden (150 MW)“ genannt. In den Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom 2035 (Version 2021) werden diese jedoch nicht berücksichtigt.

Wir gehen für diese Untersuchung davon aus, dass das Pumpspeicherkraftwerk Riedl im Jahr 2035 in Betrieb sein wird, da es in der aktuellen PCI-Liste¹³ der Europäischen Union als Vorhaben von gemeinsamem Interesse für den Aufbau einer transeuropäischen Energieinfrastruktur enthalten ist (Maßnahme 2.30). Damit erhöht sich die Leistung der Pumpspeicherkraftwerke in Bayern auf rund **850 MW**. Als Speicherkapazität werden 5,1 GWh unterstellt, was einer kontinuierlichen Be- oder Entladeleistung von sechs Stunden entspricht.

Neben den Pumpspeicherkraftwerken werden auch PV-Batteriespeichersysteme mit einer Be- und Entladeleistung von **3,7 GW** und einer Speicherkapazität von 3,7 GWh verwendet (vgl. auch Kapitel 2.2.2).

2.2.5. Ergebnisindikatoren

Für den Vergleich der Szenarien werden die nachfolgenden Ergebnisindikatoren gebildet:

- das verbleibende Erzeugungsdefizit als Jahressumme
- der relative Anteil des jährlichen Erzeugungsdefizits im Verhältnis zur Stromnachfrage
- die maximale noch zu deckende Last in einer Stunde (ohne zusätzliche Erzeugungskapazitäten oder Flexibilitätsoptionen entspricht dies dem benötigten Stromimport)

¹² https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Kraftwerksliste.pdf

¹³ <https://www.netzausbau.de/wissenswertes/pci/de.html>

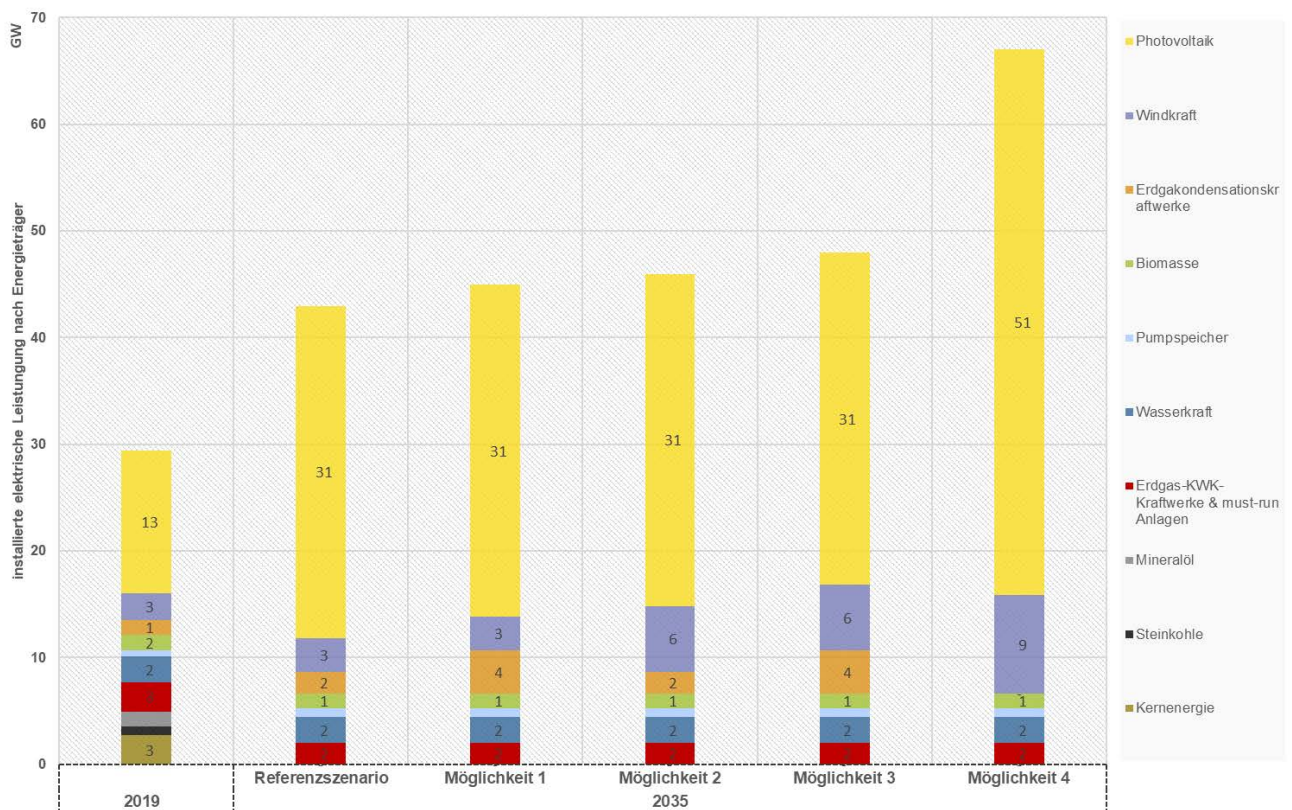
- die verbleibenden EE-Überschüsse als Jahressumme
- der relative Anteil der jährlichen EE-Überschüsse im Verhältnis zum fluktuierenden EE-Stromangebot
- der maximale EE-Überschuss in einer Stunde
- die bilanziellen Nettostromimporte
- der Stromimport-Saldo (inkl. einer Kappung der EE-Überschüsse ab einem EE-Überschuss von 15 GW)
- die energiebedingten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung

2.2.6. Szenariorahmen 2035 für Bayern im Überblick

Abbildung 2-1 zeigt die installierte Leistung nach Energieträgern in Bayern für das Jahr 2019 und die betrachteten Szenarien für das Jahr 2035. Hier wird noch einmal deutlich, dass sich die installierte elektrische Leistung von Erdgas-KWK- und must-run-Anlagen, Laufwasserkraftwerken, Pumpspeicherkraftwerken und Biomasseanlagen in allen betrachteten Szenarien für das Jahr 2035 nicht ändert.

Die Unterschiede im Kraftwerkspark betreffen Erdgaskondensationskraftwerke, Windenergie und PV. Die installierte elektrische Leistung des Kraftwerksparks wird dabei von PV und Windenergie dominiert.

Abbildung 2-1: Installierte Leistung nach Energieträger in Bayern für das Jahr 2019 und die betrachteten Szenarien für das Jahr 2035



Quelle: eigene Darstellung, Datenquelle für das Jahr 2019: (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie 2020b) sowie Kraftwerksliste zum genehmigten NEP Szenariorahmen 2021 - 2035

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Annahmen für die betrachteten Szenarien in Bayern im Jahr 2035. In der Spalte „Referenzszenario“ sind die Annahmen hinterlegt, wie sie für die Berechnung im ersten Modellierungsschritt verwendet wurden. Die vorgenommenen Ergänzungen für die Möglichkeiten 1 bis 4 zur Reduzierung des regionalen Erzeugungsdefizits in Bayern sind in der Spalte „Ergänzungen“ aufgeführt.

Tabelle 2-1: Annahmen für den Szenariorahmen 2035 für Bayern

	Referenzszenario	Ergänzungen
Nettostromverbrauch	97,6 TWh	
Spitzenlast der Nachfrage	15,8 GW	
Konventioneller Kraftwerkspark	4,1 GW	
Erdgas	3,8 GW	
Davon Weiterbetrieb bestehender KWK-Kraftwerke	0,7 GW	
Davon BHKW	0,6 GW	
Davon KWK-Ersatzkraftwerke	0,5 GW ¹⁴	
Davon Kondensationskraftwerke	2,0 GW ¹⁵	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Möglichkeit 1 & 3:</i> +2,0 GW Neubau • <i>Möglichkeit 4:</i> Keine (-2,0 GW)
Sonstige Brennstoffe	0,3 GW	
EE-Kraftwerke	31,9 GW	+3 GW - +26 GW
Windenergie	3,2 GW ¹⁶	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Möglichkeit 2 & 3:</i> +3,0 GW Wind • <i>Möglichkeit 4:</i> +6,0 GW Wind
Photovoltaik	31,1 GW ¹⁷	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Möglichkeit 4:</i> +20,0 GW
Biomasse	1,4 GW ¹⁸	
Wasserkraft	2,4 GW ¹⁹	
Speicher	4,5 GW	+2,4 GW
Pumpspeicher	0,85 GW ²⁰ Pump- & Turbinenleistung 5,1 GWh Speicherkapazität	
PV-Batteriespeicher	3,7 GW Ein- und Auspeicherleistung ²¹ 3,7 GWh Speicherkapazität	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Möglichkeit 4:</i> +2,4 GW Speicherleistung bzw. +2,4 GWh Speicherkapazität

Quelle: Öko-Institut e. V.

¹⁴ Im Wesentlichen Kraftwerk Zolling (236) und Kraftwerk München Nord (200 MW)

¹⁵ Kraftwerk Irsching 4 (560 MW), Kraftwerk Irsching 5 (840 MW) und Kraftwerk Leipheim (640 MW)

¹⁶ Szenario C 2035 aus 50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2020, S. 68.

¹⁷ Szenario B 2035 aus 50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2020, S. 74.

¹⁸ Szenario B 2035 aus 50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2020, S. 75.

¹⁹ Szenario B 2035 aus 50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2020, S. 75.

²⁰ PSW Riedl, PSW Langeprozelten, PSW Happurg, Kraftwerksgruppe Pfreimd und PSW Leitzach 1 und 2

²¹ Angaben für Szenario B 2035 aus 50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2020, S. 53: 60% PV-Aufdachanlagen, davon 20% mit einem Batteriespeicher, Verhältnis PV-Leistung zu Speicherkapazität = 1 : 1

2.3. Methodik und Ergebnisse der Modellierung für das Referenzszenario

Bayern entwickelt sich bis zum Jahr 2035 zu einem Bundesland mit einem relativ hohen Stromimportbedarf. Unter den im Szenariorahmen getroffenen Annahmen bleibt ein Importanteil zur Deckung der Stromnachfrage von knapp 40 %. Die folgenden Abschnitte zeigen, wie die Modellierung des Referenzszenarios zu diesem und weiteren Ergebnissen führt.

2.3.1. Methodik zur Bestimmung der Einsatzprofile für die Stromerzeugung in Bayern

Um die Stromnachfrage in Bayern zu decken, werden zunächst die Angebotsprofile der fluktuierenden erneuerbaren Energien, die Einsatzprofile für PV-Batteriespeichersysteme zur Eigenverbrauchsoptimierung und die Stromerzeugung aus Erdgas-KWK-Anlagen und Müllheizkraftwerke (must-run Stromerzeugung) bestimmt.

Danach werden die Einsatzprofile von Pumpspeicherkraftwerken, flexiblen Biomasseanlagen und Erdgaskondensationskraftwerken ermittelt. Diese ergeben sich üblicherweise im Rahmen der Lastdeckung auf dem deutschen und europäischen Strommarkt. Die Grundlage dafür bilden die Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke und die verfügbaren Kuppelkapazitäten für den Stromaustausch im europäischen Netzverbund.

Da wir im Rahmen dieser Studie keine eigenständige europäische Strommarktmodellierung durchführen, orientieren wir uns hinsichtlich der resultierenden Volllaststunden an den Ergebnissen der europäischen Strommarktmodellierung aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019).

Fluktuierende EE-Profile

Die EE-Profile von PV, Wind onshore und Laufwasser ergeben sich, indem die normierten Einspeiseprofile in Deutschland aus dem Jahr 2016 auf die angenommenen Volllaststunden für Bayern skaliert und anschließend mit der installierten Leistung aus dem Szenariorahmen multipliziert werden.

PV-Batteriespeichersysteme zur Eigenverbrauchsoptimierung

Das optimale Einsatzprofil für PV-Batteriespeichersysteme ergibt sich dabei aus der Zielgröße, den Stromverbrauch eines Haushalts möglichst stark mit dem eigenen PV-Angebot zu decken. Für das Optimierungsproblem zur Maximierung des Eigenverbrauchs wurden folgende Annahmen getroffen:

- PV-Leistung und PV-Stromangebot: 3,7 GW bzw. 3.700 GWh
- Stromnachfrage: 3.700 GWh (Standardlastprofil)
- Batterie:
 - 3,7 GW Be- und Entladeleistung
 - 3,7 GWh Speicherkapazität
 - 90 % Wirkungsgrad

Im Ergebnis kann sich der Haushalt mit dem PV-Batteriespeichersystem zu 89 % selbst mit PV-Strom versorgen, lediglich 11 % des Strombedarfs müssen über das Stromnetz gedeckt werden. Die Speicherverluste belaufen sich auf rund 180 GWh.

Stromerzeugung aus Erdgas-KWK-Anlagen und Müllheizkraftwerken

Das wärmegeführte Einsatzprofil für Erdgas-KWK-Anlagen basiert auf einem normierten Wärmenachfrageprofil mit einem typischen saisonalen Verlauf und 5.000 Volllaststunden. Für die 1,7 GW Erdgas-KWK-Anlagen aus dem Szenariorahmen ergibt sich somit eine jährliche Stromerzeugung von 8,5 TWh. Aus den bayerischen Energiedaten lässt sich ein spezifischer CO₂-Emissionsfaktor für Erdgas-KWK-Anlagen von rund 500 g/kWh KWK-Strom ableiten (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie 2020a). Damit ergeben sich jährliche **CO₂-Emissionen von 4,2 Millionen Tonnen**.

Für Müllheizkraftwerke und alle Anlagen mit sonstigen Energieträgern werden in Anlehnung an den NEP Strom 2030 (Version 2019) eine kontinuierliche Betriebsweise bei 7.200 Volllaststunden unterstellt. In Kombination mit der installierten Leistung von 275 MW aus dem Szenariorahmen führt dies zu einer jährlichen Stromerzeugung von 2 TWh. Für diese Anlagen aus der Kategorie Abfälle und sonstige Energieträger werden die energiebedingten CO₂-Emissionen aus dem Jahr 2018 in Höhe von **1,7 Millionen Tonnen** fortgeschrieben (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie 2020a).

In Summe ergibt sich eine Stromerzeugung aus KWK von 10,5 TWh, welche mit energiebedingten **CO₂-Emissionen in Höhe von 5,9 Millionen Tonnen** verbunden ist.

Einsatzprofil für Pumpspeicherkraftwerke

Im Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) werden für Pumpspeicherkraftwerke Volllaststunden in Höhe von 830 bis 970 h ausgewiesen. In Anlehnung an die Ergebnisse der Strommarktmodellierung im NEP Strom 2030 gehen wir in dieser Analyse von 950 Volllaststunden für Pumpspeicherkraftwerke aus.

Für die bayerischen Pumpspeicherkraftwerke unterstellen wir zudem ein vereinfachtes Tagesprofil mit jeweils zwei Stunden Stromerzeugung (Speicherentladung) in den Morgen- und Abendstunden (d.h. von 5 Uhr bis 7 Uhr und von 18 Uhr bis 20 Uhr) sowie vier Stunden Pumpstromverbrauch (Speicherbeladung) zur Mittagszeit (d.h. von 11 Uhr bis 15 Uhr). Die Pumpspeicherkraftwerke ergänzen somit das Profil der PV-Stromerzeugung und verlagern einen Teil der PV-Stromüberschüsse von der Mittagszeit in die Morgen- und Abendstunden. Die Speicherkapazität beträgt das Sechsfache der Pump- und Turbinenleistung und es wird ein Wirkungsgrad von 75 % unterstellt. Im Ergebnis führt dies zu einer Stromerzeugung von 0,8 TWh und einen Pumpstromverbrauch von 1,1 TWh im betrachteten Zieljahr 2035.

Einsatzprofil für flexible Biomasseanlagen

Auf der Grundlage der nun verbleibenden Residuallast²² wurde das Einsatzprofil für flexible Biomasseanlagen mit Hilfe eines Optimierungsmodells bestimmt. Das kontinuierlich anfallende Biogas kann für maximal zwölf Stunden gespeichert werden, bevor es im BHKW verstromt werden muss. Das BHKW ist um den Faktor 2,3 größer dimensioniert, als es für eine konstante Stromerzeugung nötig wäre (dies entspricht 3.800 Volllaststunden). Unter diesen Bedingungen kann die Biomasseanlage als Tagesspeicher eingesetzt werden. Das Biogas BHKW wird dabei möglichst in denjenigen Stunden eingesetzt, in denen die noch zu deckende Residuallast am höchsten ist. Dadurch kommt es zu einem Intervallbetrieb des BHKW, wobei das BHKW bei ausreichendem Biogasangebot mit seiner vollen Leistung betrieben werden.

²² Stromnachfrage minus EE-Profil minus KWK- und must-run-Stromerzeugung zuzüglich Einsatzprofile von Pumpe und Turbine der Pumpspeicherkraftwerke

Einsatzprofil für Erdgaskondensationskraftwerke

Im Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) werden als Ergebnis der europäischen Strommarktmodellierung für Erdgaskondensationskraftwerke Volllaststunden in Höhe von 1.600 h bis 2.600 h ausgewiesen. In Anlehnung daran unterstellen in dieser Analyse 2.000 Volllaststunden für diese Anlagen.

Basierend auf der Residuallast, die nun auch das Einsatzprofile der Biogas-BHKW beinhaltet, werden abschließend 2 GW Erdkondensationsgaskraftwerke²³ in den Stunden mit der höchsten verbleibenden Residuallast eingesetzt. Unter der Vorgabe von 2.000 Volllaststunden erzeugen diese Erdgaskraftwerke dann 4 TWh Strom und stoßen bei einem unterstellten elektrischen Wirkungsgrad von 60 % dabei **1,3 Mio. Tonnen CO₂** aus.

2.3.2. Ergebnisse für das Referenzszenario

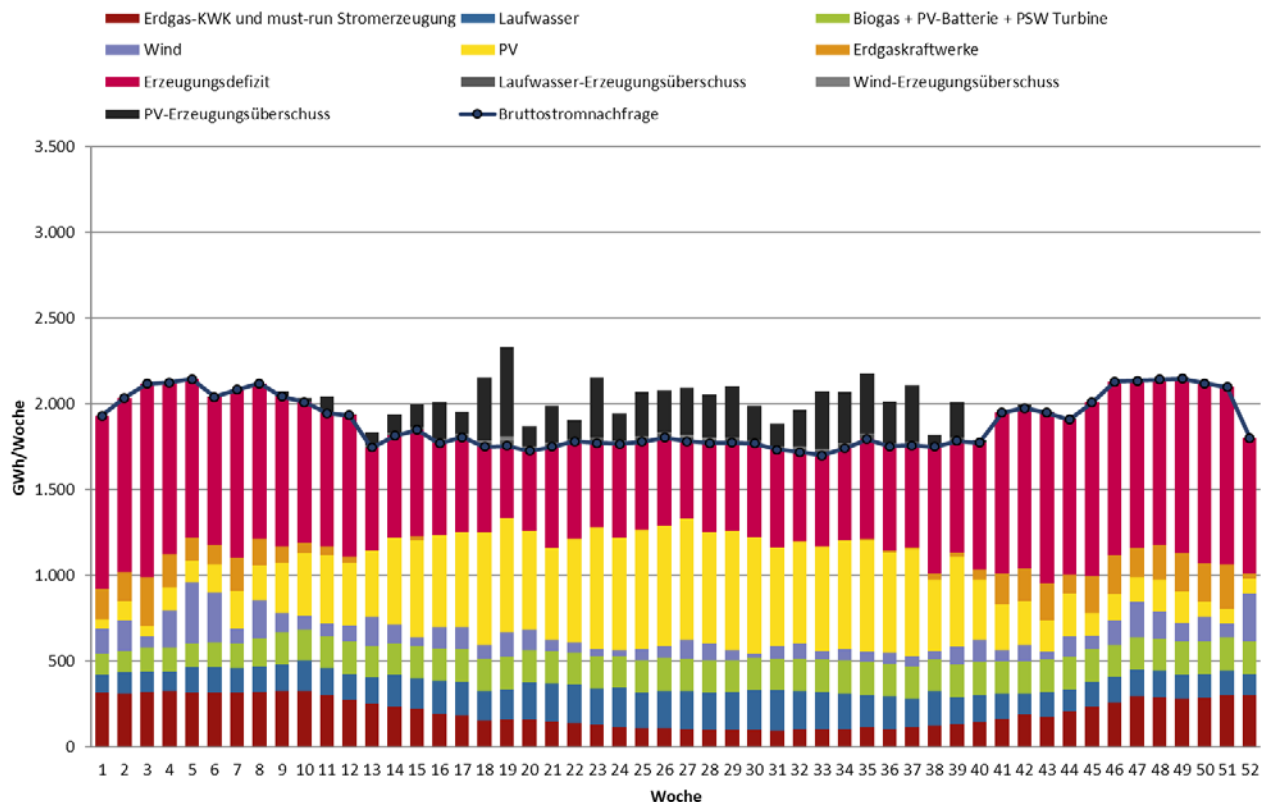
Den resultierenden Energieträgermix der Stromerzeugung und die verbleibenden Erzeugungsdefizite und Erzeugungsüberschüsse für das Referenzszenario zeigt Abbildung 2-2 in wöchentlicher Auflösung. Die Stromerzeugung aus Erdgas-KWK-Anlagen, Müllheizkraftwerken, Wind- und PV-Anlagen, Laufwasserkraftwerken, Biogasanlagen, PV-Batterien, Pumpspeichern und Erdgaskondensationskraftwerken, welche zur Deckung der bayerischen Stromnachfrage genutzt werden kann, beläuft sich auf rund 59 TWh. Dies entspricht einem „Selbstversorgungsgrad“ von 61 %. Die restlichen 39 % der bayerischen Stromnachfrage (rund 39 TWh) müssen aus anderen Regionen Deutschlands und den europäischen Nachbarländern importiert werden (obere rote Balken in Abbildung 2-2). Auf der anderen Seite verbleiben rund 7 TWh EE-Überschüsse, die in andere Regionen exportiert werden können (schwarze Balken in Abbildung 2-2).

Erzeugungsüberschüsse treten überwiegend im Sommerhalbjahr auf, wenn die nicht steuerbare Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken und erneuerbaren Energieanlagen die Stromnachfrage überschreitet. Die EE-Überschüsse sind dabei von der PV-Stromerzeugung geprägt und treten überwiegend im Sommerhalbjahr auf.

Die Erdgaskondensationskraftwerke werden in den Herbst- und Winterwochen eingesetzt, in denen einerseits die Stromnachfrage höher und andererseits das PV-Stromangebot geringer als in den Frühlings- und Sommerwochen ist. In der Folge ist in den Herbst- und Winterwochen das regionale Stromdefizit am größten, was als Einsatzkriterium für die Erdgaskondensationskraftwerke gilt.

²³ Kraftwerk Irsching 4 (560 MW), Kraftwerk Irsching 5 (840 MW) und Kraftwerk Leipheim (640 MW)

Abbildung 2-2: Energieträgermix der Stromerzeugung und verbleibende Erzeugungsdefizite und Erzeugungsüberschüsse im Referenzszenario



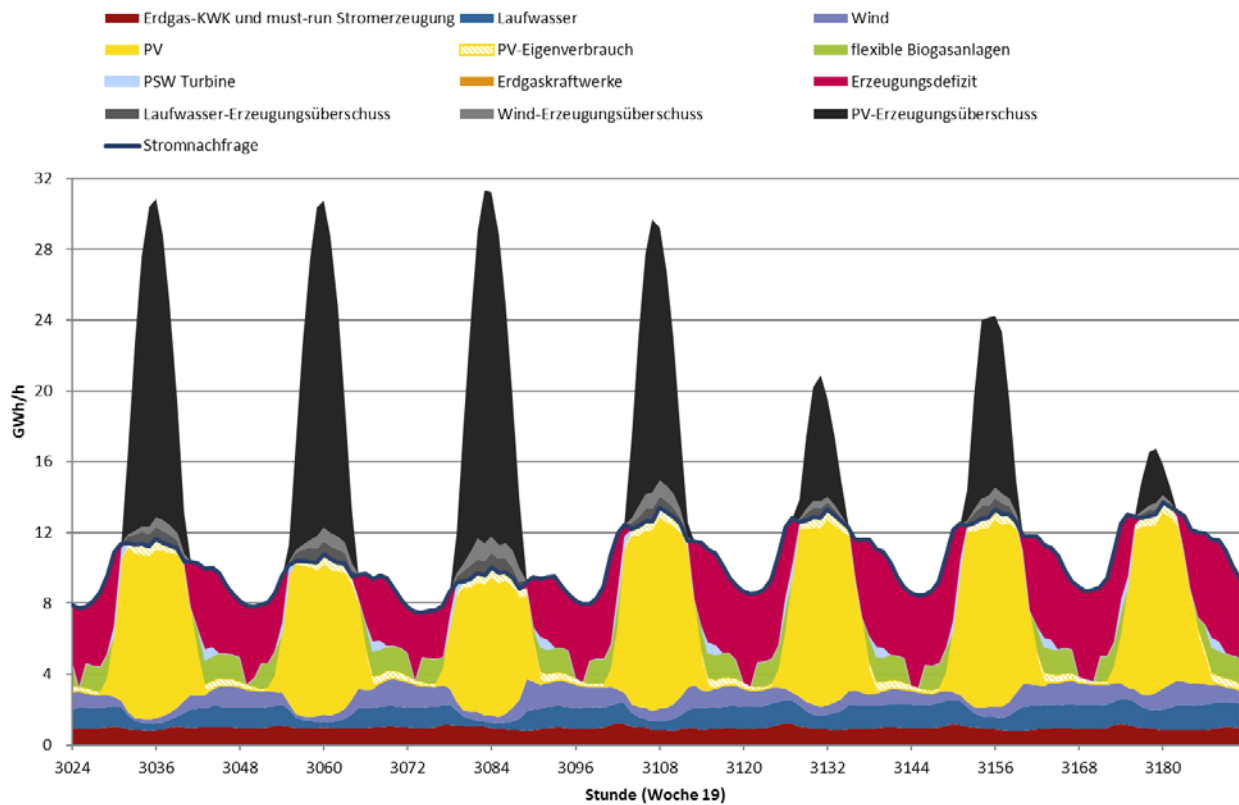
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnungen)

Darüber hinaus fällt auf, dass in den Frühlings- und Sommerwochen sowohl Erzeugungsdefizite als auch Stromüberschüsse ausgewiesen sind. Dies liegt an der wöchentlichen Auflösung der Abbildung, da sowohl Erzeugungsüberschüsse in einzelnen Stunden innerhalb einer Woche als auch Erzeugungsdefizite in anderen Stunden derselben Woche in die Darstellung einfließen.

Dieser Zusammenhang wird in Abbildung 2-3 bei einer Betrachtung der Stromerzeugung in stündlicher Auflösung deutlich. Die Grafik zeigt die Stromnachfrage und -erzeugung differenziert nach Energieträger und Technologien in der Woche 19 des Referenzszenarios. Diese Woche wurde ausgewählt, da sie eine der Wochen ist, in denen sehr hohe Stromüberschüsse vorkommen. Hier übersteigt die Stromerzeugung die Stromnachfrage in den Mittagsstunden an jedem Tag.

Trotzdem ist in den Morgen- und Abendstunden immer auch ein Stromdefizit vorhanden. Flexible Biogasanlagen und Pumpspeicherkraftwerke erzeugen zwar in diesen Tageszeiten Strom, dieser reicht jedoch nicht aus, um die Stromdefizite zu decken. Aufgrund der geringen Speicherkapazität der PV-Batterien von einer Stunde und ihrem Anteil von 12 % an der gesamten PV-Leistung können diese das PV-Stromangebot nur in geringem Umfang in die Abend- und Nachtstunden verlagern.

Abbildung 2-3: Energieträgermix der Stromerzeugung und verbleibende Erzeugungsdefizite und Erzeugungsüberschüsse in Woche 19 im Referenzszenario



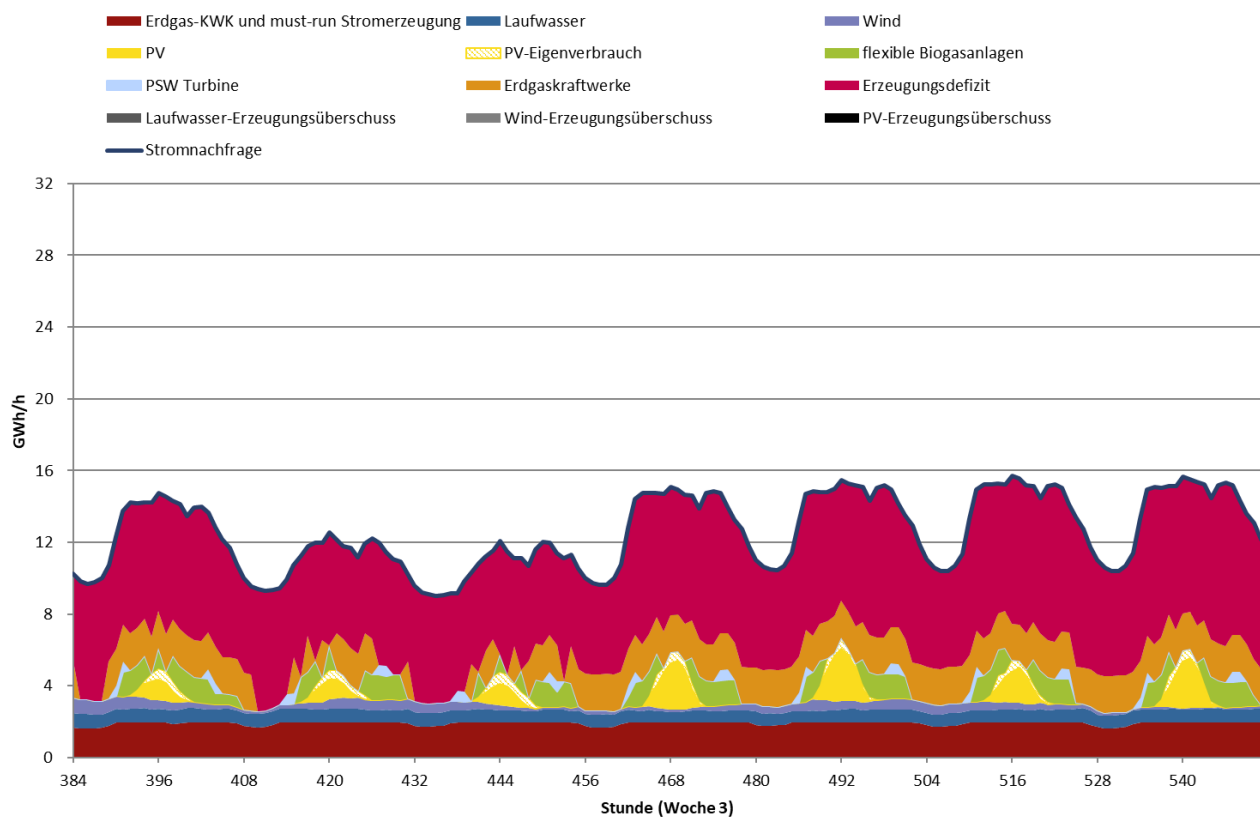
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnungen)

Im Sommer ist das Stromdefizit deutlich geringer als im Winter. Abbildung 2-4 stellt eine Winterwoche exemplarisch vor. Die Woche Nr. 3 weist eine hohe Stromnachfrage und auch ein hohes Stromdefizit auf. Im Vergleich zum Sommer spielt im Winter der Einsatz der Erdgaskondensationskraftwerke eine wichtige Rolle bei der Stromerzeugung. Aufgrund ihrer begrenzten Volllaststundenanzahl werden sie nicht durchgängig, sondern nur in den Stunden mit dem größten Stromdefizit eingesetzt.

Darüber hinaus wird wieder die Rolle der flexiblen Biogasanlagen erkennbar: sie werden vorzugsweise ergänzend zur PV-Stromerzeugung in den Morgen- und Abendstunden eingesetzt, wenn die PV-Stromerzeugung fehlt und die Stromnachfrage hoch ist. Gleiches gilt für die Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken.

Ebenfalls zu erkennen ist der Anteil des PV-Eigenverbrauchs. Dieser kappt die PV-Spitze und verbreitert die nutzbare PV-Stromerzeugung in die Abend- und Nachtstunden.

Abbildung 2-4: Energieträgermix der Stromerzeugung und verbleibende Erzeugungsdefizite und Erzeugungsüberschüsse in Woche 3 im Referenzszenario



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnungen)

2.4. Möglichkeiten zur Deckung der regionalen Erzeugungsdefizite

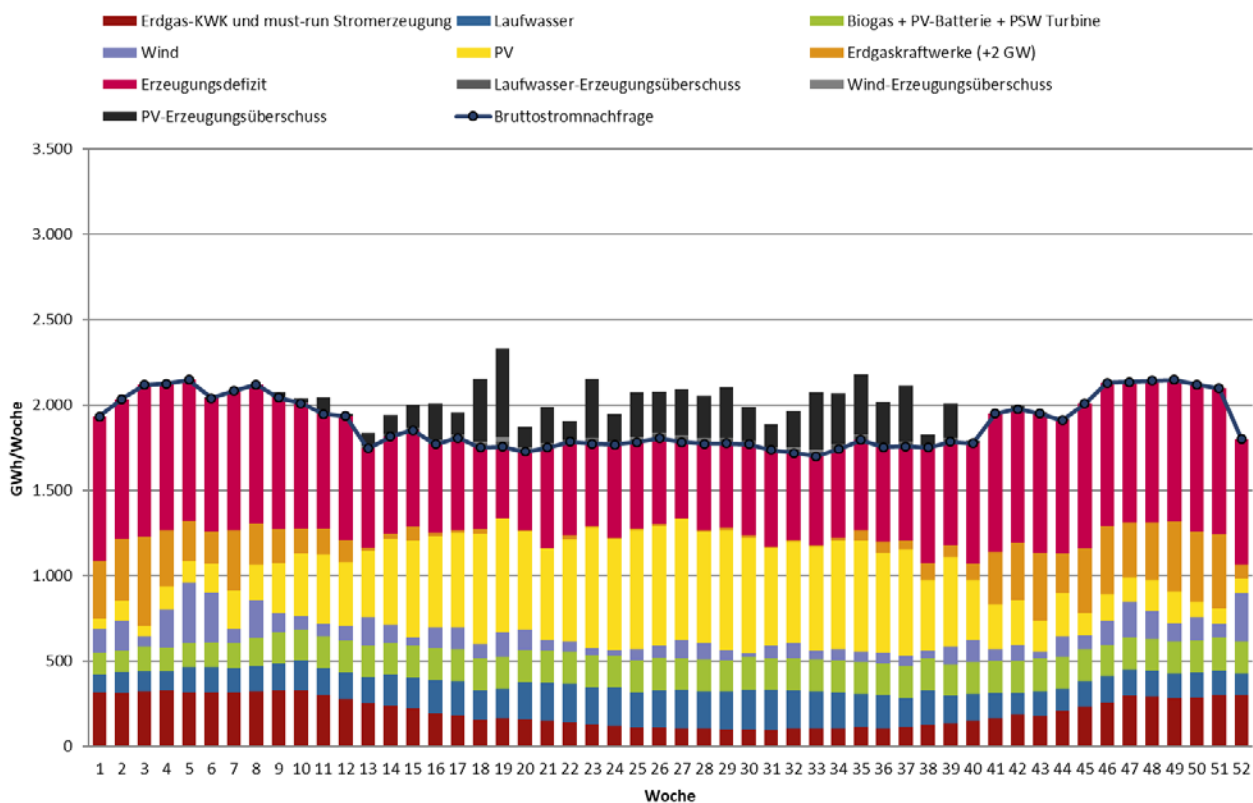
In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen der in Abschnitt 2.1 dargestellten Möglichkeiten zur Senkung der Erzeugungsdefizite in Bayern dargestellt.

2.4.1. Möglichkeit 1: Einsatz von zusätzlichen Erdgaskondensationskraftwerken (+2 GW)

In der ersten Möglichkeit wird angenommen, dass zusätzliche Erdgaskondensationskraftwerke mit einer Leistung von 2 GW und 2.000 Volllaststunden betrieben werden, um das regionale Erzeugungsdefizit in Bayern zu verringern. Insgesamt kommen dann 4 GW Erdgaskondensationskraftwerke zum Einsatz und die Stromerzeugung dieser Kraftwerke beträgt 8 TWh. Die Ergebnisse für dieses Szenario sind in Abbildung 2-5 dargestellt.

Im Vergleich zum Referenzszenario geht das jährliche Erzeugungsdefizit von 39 TWh auf 35 TWh zurück. Eine Verdoppelung der Leistung der Erdgaskondensationskraftwerke senkt den Importanteil am Bruttostromverbrauch um 4 %-Punkte auf dann 35 %. Die energiebedingten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung erhöhen sich um weitere 1,3 Millionen Tonnen.

Abbildung 2-5: Energieträgermix der Stromerzeugung und verbleibende Erzeugungsdefizite und Erzeugungsüberschüsse für Möglichkeit 1



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnungen)

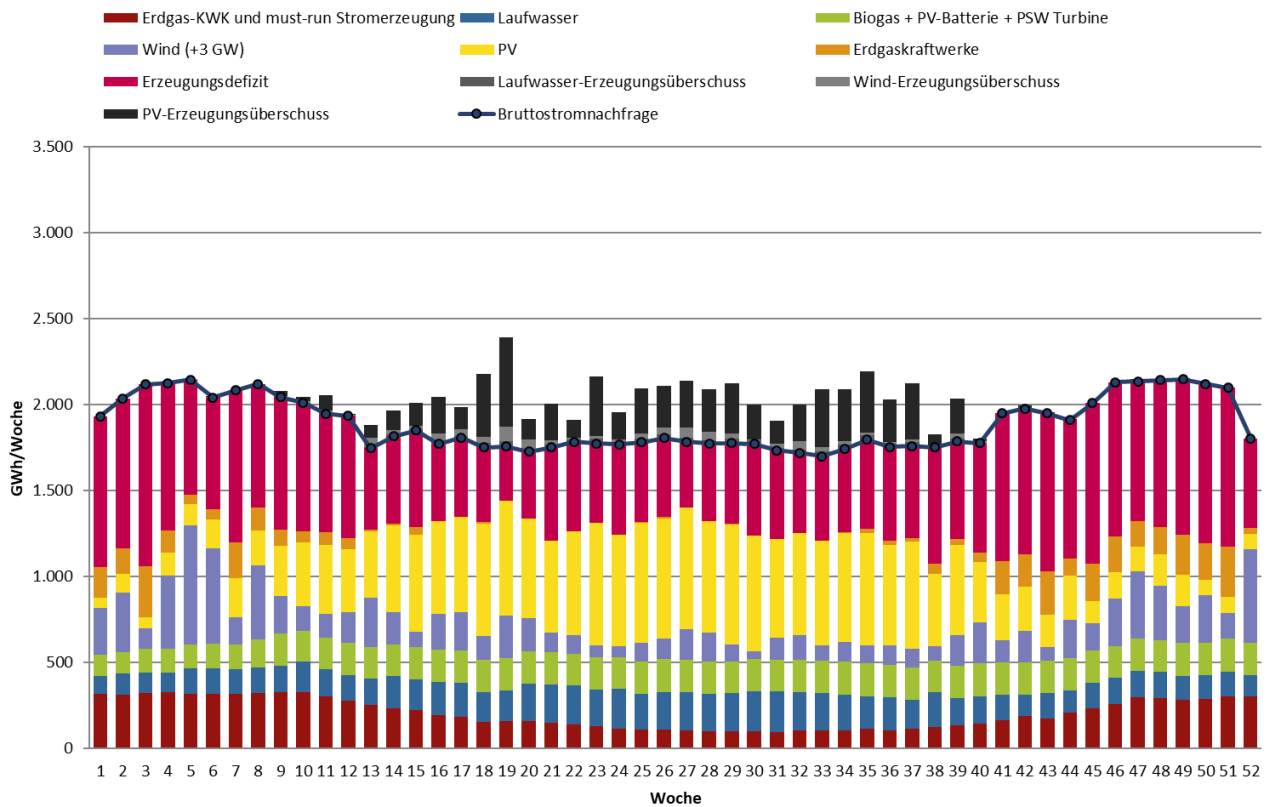
2.4.2. Möglichkeit 2: Zusätzlicher Ausbau der Windenergie um 3 GW

Im Gegensatz zu Möglichkeit 1 wird nun die Windenergie in Bayern um zusätzliche 3 GW ausgebaut. Dies entspricht einer Verdopplung der installierten Leistung im Referenzszenario. Die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen erhöht sich dadurch um 5,5 TWh auf dann 11,5 TWh.

In der Folge geht das relative Erzeugungsdefizit, wie auch bei Möglichkeit 1, um 4 %-Punkte auf dann 35 % der Stromnachfrage zurück. Dies entspricht einem Importstrombedarf von 35 TWh. Gleichzeitig steigen die Erzeugungsüberschüsse aus erneuerbaren Energien um 0,7 TWh auf dann knapp 8 TWh an.

Dies zeigt, dass eine Verdopplung der Leistung der Windkraftwerke den Importanteil ebenfalls um 4 %-Punkte senkt, aber im Vergleich zu Möglichkeit 1 zusätzliche CO₂-Emissionen vermeidet. In windstarken Wochen, wie zum Beispiel in Woche 5, ist der Einsatz der Erdgaskondensationskraftwerke geringer als in windschwachen Wochen, wie zum Beispiel in Woche 51.

Abbildung 2-6: Energieträgermix der Stromerzeugung und verbleibende Erzeugungsdefizite und Erzeugungsüberschüsse für Möglichkeit 2

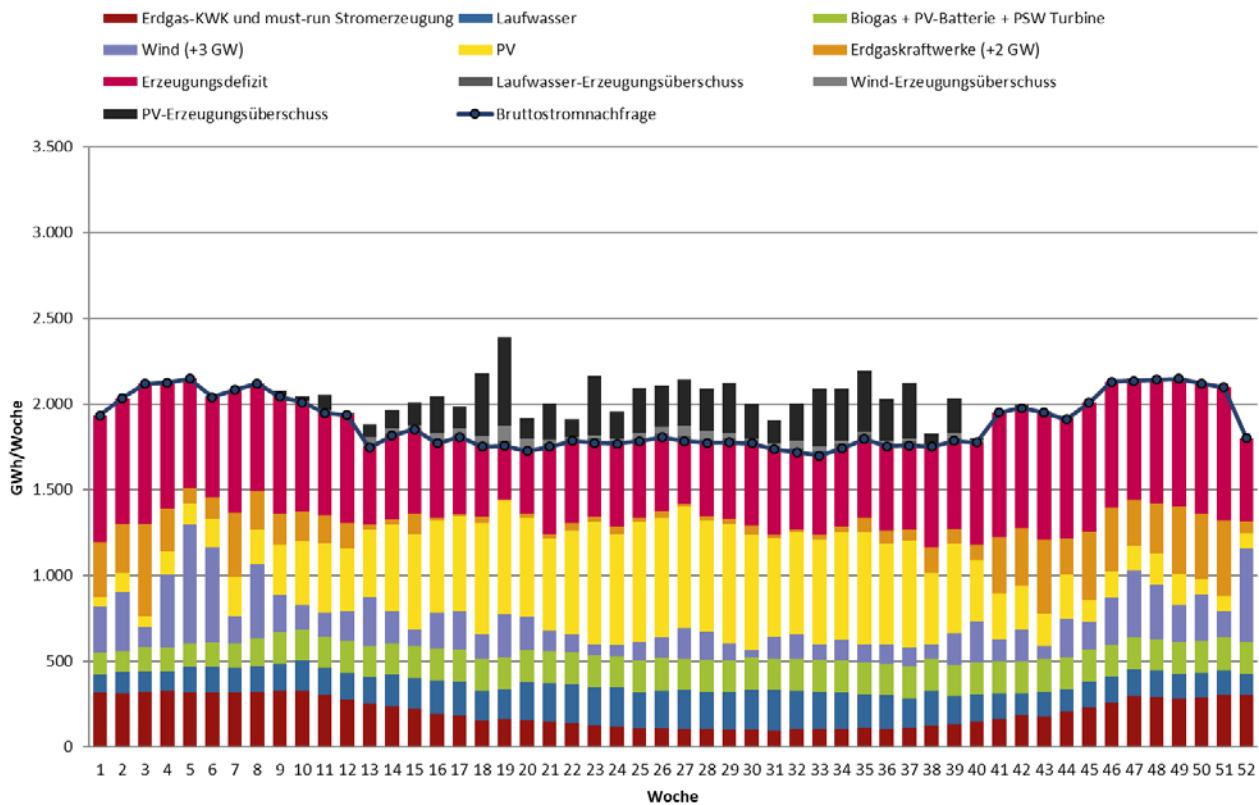


Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnungen)

2.4.3. Möglichkeit 3: Zusätzlicher Ausbau von 3 GW Windenergie und 2 GW Erdgaskondensationskraftwerken

Möglichkeit 3 stellt eine Kombination aus den Möglichkeiten 1 und 2 dar. In Summe kommen gegenüber dem Referenzszenario 9,5 TWh an zusätzlicher Stromerzeugung hinzu. Dadurch geht das relative Erzeugungsdefizit um 9 Prozentpunkte auf dann 30 % zurück. Dies entspricht einem Importstrombedarf von 30 TWh. Gleichzeitig steigen die Erzeugungsüberschüsse aus erneuerbaren Energien um 0,7 TWh auf dann knapp 8 TWh an. Die energiebedingten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung erhöhen sich um 1,3 Millionen Tonnen.

Abbildung 2-7: Energieträgermix der Stromerzeugung und verbleibende Erzeugungsdefizite und Erzeugungsüberschüsse für Möglichkeit 3



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnungen)

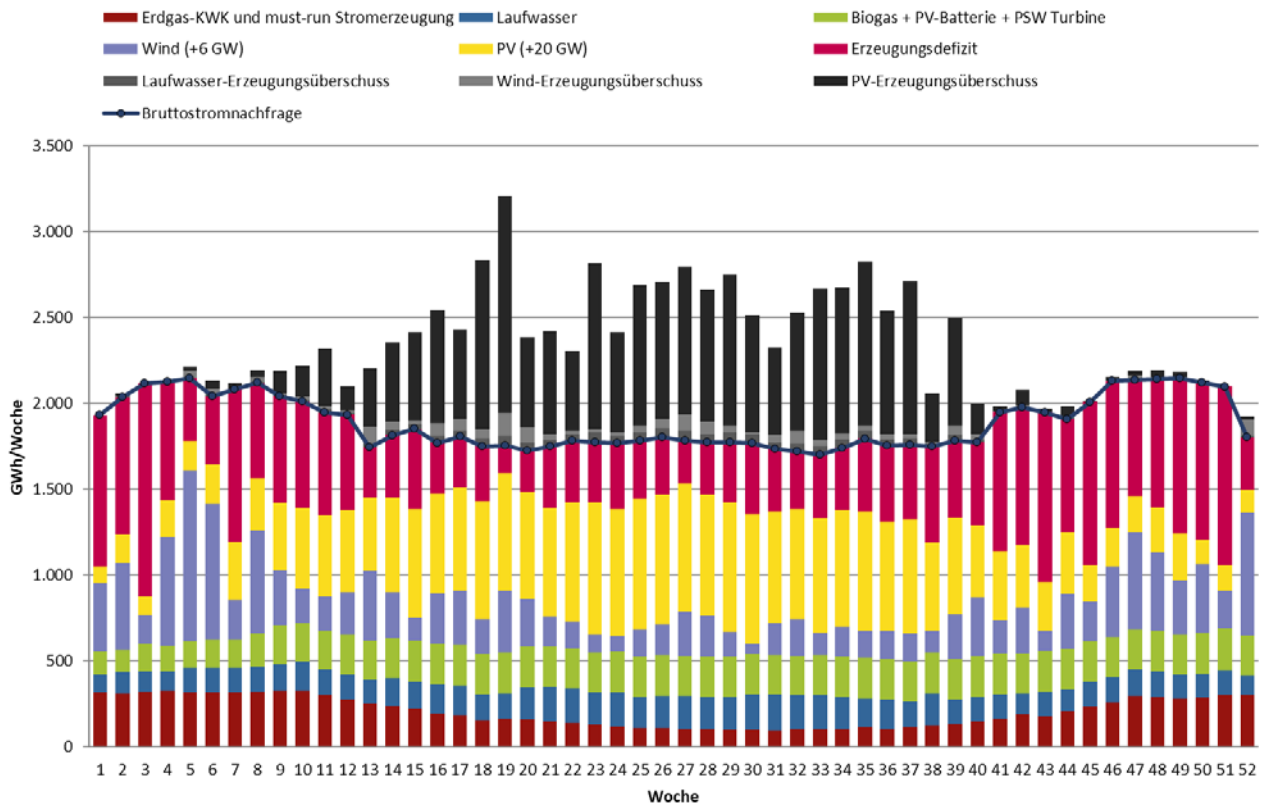
2.4.4. Möglichkeit 4: Zusätzlicher Ausbau von 6 GW Windenergie und 20 GW PV sowie Verzicht auf Kondensationskraftwerke

In Möglichkeit 4 wird einerseits auf den Einsatz von Erdgaskondensationskraftwerken komplett verzichtet und andererseits werden Wind- und PV-Anlagen in größerem Umfang zugebaut. In Summe kommen gegenüber dem Referenzszenario 31 TWh an zusätzlicher Stromerzeugung hinzu, wobei 6 TWh auf den Zubau der Windenergie und 20 TWh auf den PV-Zubau zurückzuführen sind. Damit steigt die EE-Stromerzeugung in Bayern auf 83 TWh an und zusammen mit der Stromerzeugung aus Erdgas-KWK-Anlagen und Müllheizkraftwerken führt dies zu einer in der Jahressumme annähernd ausgeglichenen Strombilanz.

Auch bei den zusätzlichen PV-Anlagen sind 12 % der Anlagen mit einem Batteriespeicher zur Eigenverbrauchsdeckung ausgestattet (vgl. Abschnitt 2.2.4). Darüber hinaus wird die Einsatzoptimierung für die flexiblen Biogasanlagen für Möglichkeit 4 neu angewendet (vgl. Abschnitt 2.3.1).

In Summe geht das relative Erzeugungsdefizit um 10 %-Punkte auf dann 29 % der Stromnachfrage zurück. Dies entspricht einem Importstrombedarf von 29 TWh. Darüber hinaus steigen die jährlichen EE-Überschüsse stark von 7 TWh im Referenzszenario auf 24 TWh in Möglichkeit 4 an.

Abbildung 2-8: Stromerzeugung und verbleibendes Erzeugungsdefizit bei einem zusätzlichen Ausbau von 6 GW Windenergie und 20 GW PV in Bayern (Möglichkeit 4)



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnungen)

3. Zusammenfassende Betrachtung mit dem Fokus auf Klimaschutz und Versorgungssicherheit

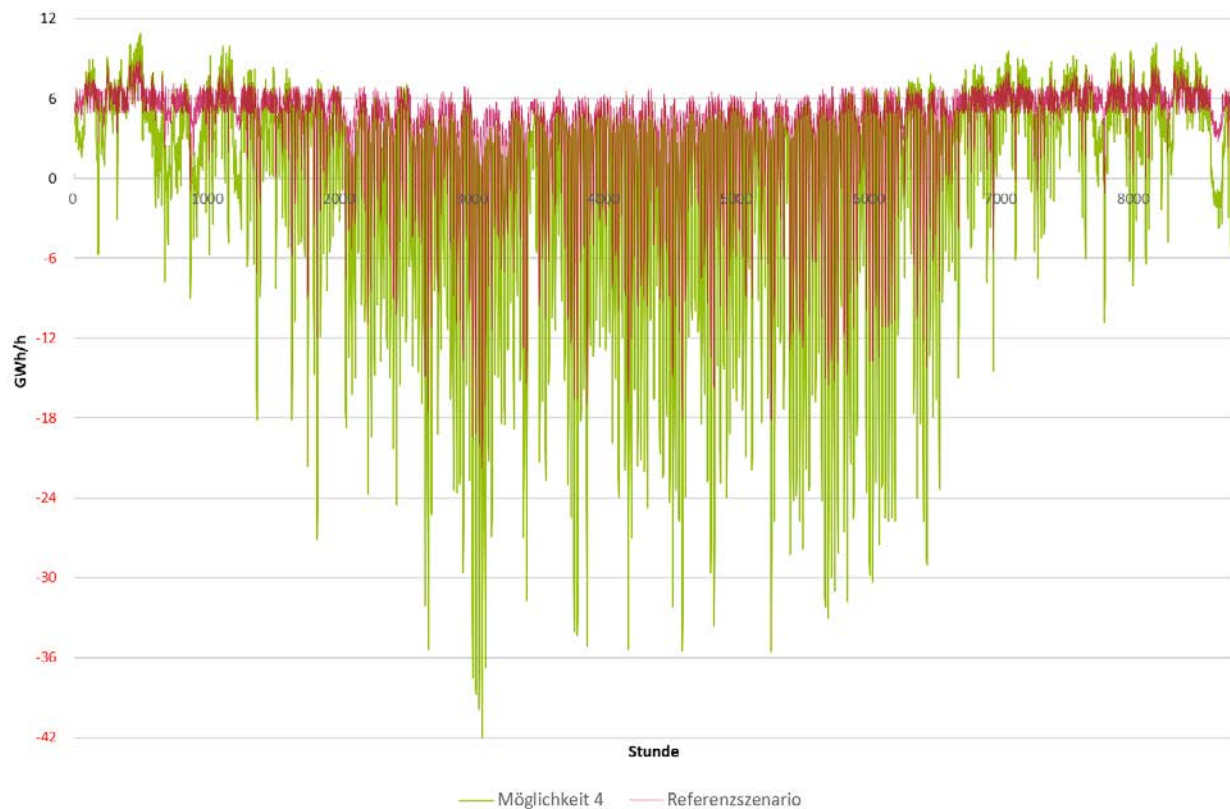
Die Ergebnisindikatoren der fünf betrachteten Szenarien sind in Tabelle 3-1 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 3-1: Ergebnisindikatoren im Überblick

	Referenz-szenario	Möglich-keit 1	Möglich-keit 2	Möglich-keit 3	Möglich-keit 4
Jährliches Erzeugungsdefizit (Importstrombedarf)	39 TWh	35 TWh	34 TWh	30 TWh	28 TWh
Relatives Erzeugungsdefizit (bezogen auf die Stromnachfrage)	39 %	35 %	35 %	30 %	29 %
Maximales Erzeugungsdefizit	9 GW	7 GW	9 GW	7 GW	11 GW
Jährlicher EE-Überschuss	7 TWh	7 TWh	8 TWh	8 TWh	24 TWh
Relativer EE-Überschuss (bezogen auf das fluktuierende EE-Stromangebot)	16,5 %	16,5 %	16,0 %	16,0 %	32,7 %
Maximaler EE-Überschuss	22 GW	22 GW	23 GW	23 GW	42 GW
EE-Kappung (ab 15 GW)	1 TWh	1 TWh	1 TWh	1 TWh	14 TWh
Nettostromimporte (bilanziell und ohne EE-Kappung)	31 TWh	27 TWh	26 TWh	22 TWh	4 TWh
Nettostromimporte (inkl. EE-Kappung)	32 TWh	28 TWh	27 TWh	23 TWh	18 TWh
CO₂-Emissionen	7,2 Mio. t	8,5 Mio. t	7,2 Mio. t	8,5 Mio. t	5,9 Mio. t
Davon Erdgas-KWK und sonstige Brennstoffe	5,9 Mio. t	5,9 Mio. t	5,9 Mio. t	5,9 Mio. t	5,9 Mio. t
Davon Erdgaskondensationskraftwerke	1,3 Mio. t	2,6 Mio. t	1,3 Mio. t	2,6 Mio. t	-

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnungen)

Es wird deutlich, dass Bayern in allen betrachteten Szenarien ein beträchtliches Erzeugungsdefizit aufweist, welches zwischen 28 TWh und 39 TWh liegt. Gleichzeitig weist Bayern auch in allen betrachteten Szenarien erhebliche EE-Überschüsse auf, die insbesondere aus der hohen PV-Stromerzeugung im Sommer resultieren. Dies zeigt die verbleibende Residuallast im Referenzszenario mit einer installierten PV-Leistung von 31 GW sowie für Möglichkeit 4 mit einer installierten PV-Leistung von 51 GW (Abbildung 3-1).

Abbildung 3-1: Verbleibende Residuallast im Referenzszenario und für Möglichkeit 4


Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnungen)

Insbesondere das maximale Erzeugungsdefizit ist für die Betrachtung der Versorgungssicherheit relevant. Das Stromnetz muss so ausgelegt sein, dass es für jeden Netznutzungsfall und unter Berücksichtigung von weiteren Sicherheitskriterien die benötigte Leistung in Bayern übertragen kann. Neben den Leitungskapazitäten im Drehstromnetz liegen in Bayern auch zwei Verknüpfungspunkte der geplanten und von der Bundesnetzagentur bestätigten HGÜ Korridore (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2019):

- HGÜ Korridor DC 4 „Wilster/West – Bergrheinfeld/West (Teil des „SuedLink“)“ mit einer Leitungskapazität von 2 GW
- HGÜ Korridor DC 5 „Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)“ mit einer Leitungskapazität von 2 GW (1. Ausbaustufe) bis 4 GW (2. Ausbaustufe)

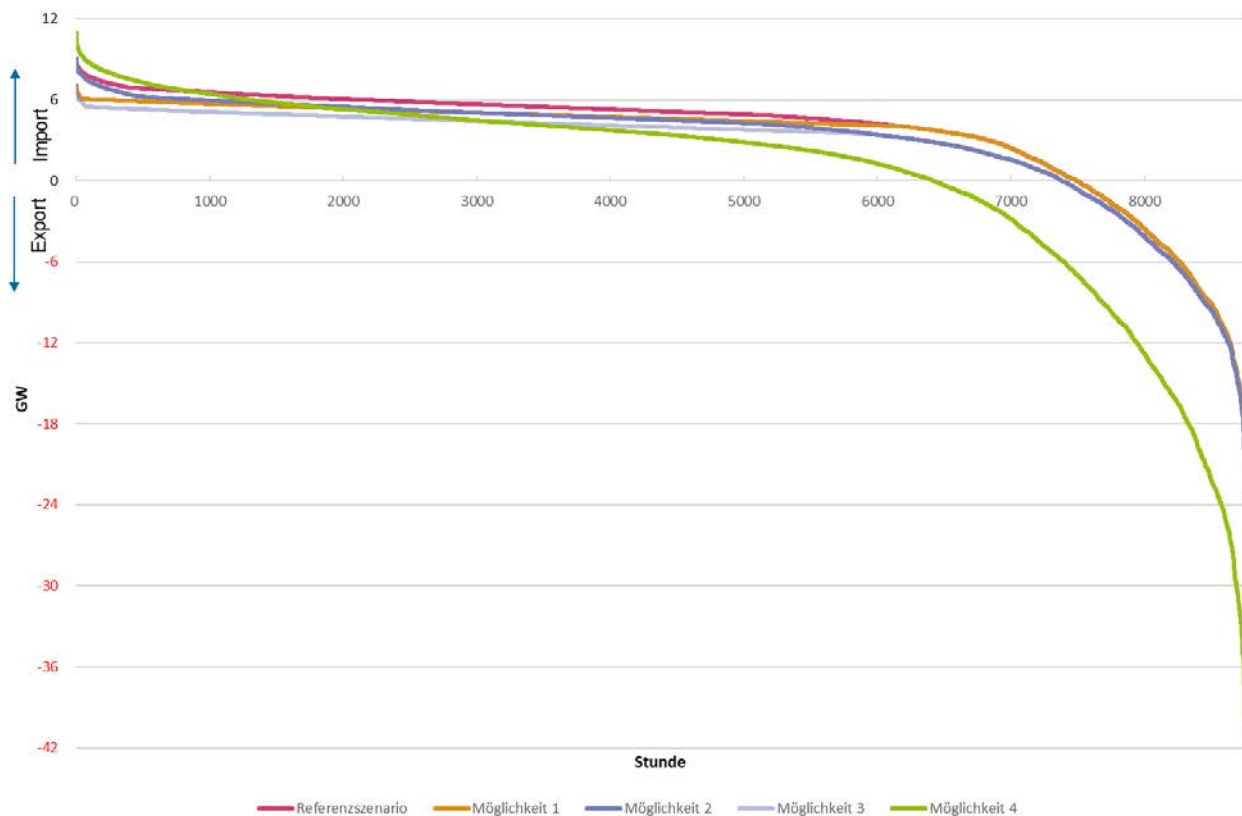
Darüber hinaus sind im Netzentwicklungsplan der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (TYNDP) für 2020 die nachfolgenden Austauschkapazitäten Bayerns mit den europäischen Nachbarländern für das Jahr 2030 ausgewiesen (European Network of Transmission System Operators

for Electricity (ENTSO-E) und European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) 2019):

- Österreich: 5 GW (Reference Grid“) – 7 GW („Expanded Grid“)
- Tschechien²⁴: 1 GW („Reference Grid“) – 1,25 GW („Expanding Grid“)

In Abbildung 3-2 sind die verbleibenden Residuallasten als Jahresdauerlinie dargestellt. Dafür wurden diejenigen Stunden des Jahres ganz links angeordnet, die das höchste Erzeugungsdefizit aufweisen. Alle weiteren Stunden wurden in der Reihenfolge der abfallenden Residuallast angeordnet. Sobald die Residuallast negativ wird, bestehen keine Erzeugungsdefizite mehr, sondern Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien. Das Ergebnis dieser Anordnung wird als Jahresdauerlinie der Residuallast bezeichnet und vermittelt einen Eindruck davon, über wie viele Stunden des Jahres hinweg Übertragungskapazitäten im Stromnetz genutzt oder weitere Optionen zur Deckung der Stromnachfrage oder zur Nutzung von EE-Überschüssen eingesetzt werden müssen.

Abbildung 3-2: Jahresdauerlinie der verbleibenden Residuallast in den betrachteten Szenarien für das Jahr 2035



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnungen)

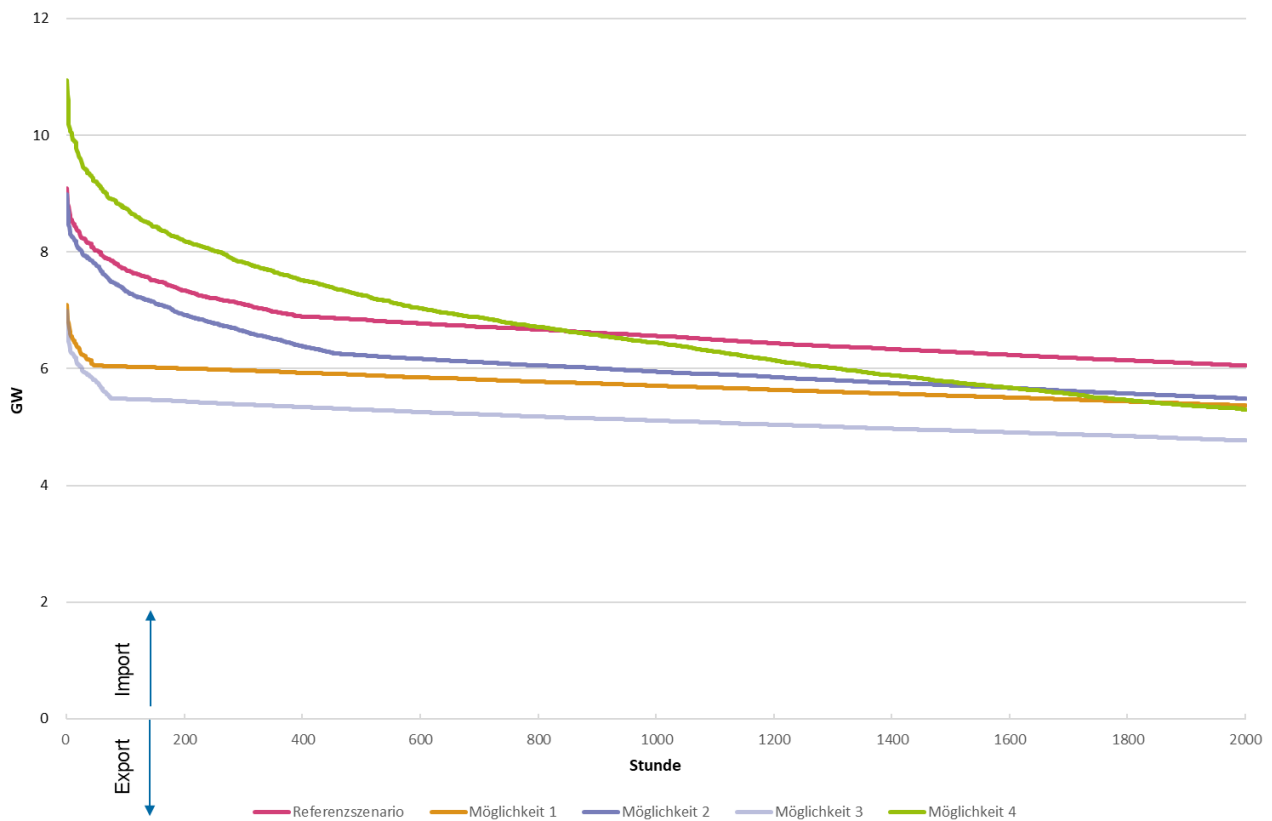
²⁴ Die Austauschkapazitäten zwischen Deutschland und Tschechien sind mit 2 GW („Reference Grid“) – 2,5 GW („Expanding Grid“) angegeben. 50 % dieser Austauschkapazität wurde Bayern zugeordnet und 50 % Sachsen.

Dabei wird deutlich, dass über einen Zeitraum von 5.000 bis 6.000 Stunden des Jahres weitere Erzeugungskapazitäten in Bayern in Höhe von 5 bis 6 GW ausgelastet werden könnten. Aus Klimaschutzgründen kommt der Betrieb von Erdgaskraftwerken in diesem Umfang allerdings nicht in Betracht. Auch die Verwendung von grünem Wasserstoff als Brennstoff zur Rückverstromung ist für diese langen Zeiträume ungeeignet, da grüner Wasserstoff vorzugsweise in den Sektoren eingesetzt werden sollte, die keine anderen Optionen zur Dekarbonisierung haben. Dies sind insbesondere die Stahl- und Chemieindustrie, aber auch der Luft- und Seeverkehr und schwere Nutzfahrzeuge. Erst im späteren Verlauf der Transformation des Energiesystems (nach 2035) werden größere Mengen grüner Wasserstoff zur Rückverstromung benötigt, wenn Strom aus erneuerbaren Energien nicht in ausreichendem Maße verfügbar ist („Dunkelflaute“) (Prognos AG et al. 2020).

Stattdessen sollte emissionsfreier erneuerbarer Strom, insbesondere aus Windenergie, für die Deckung des verbleibenden Erzeugungsdefizits aus anderen Teilen Deutschlands und aus den europäischen Nachbarländern importiert werden. Dies macht auch aus ökonomischen Gründen Sinn, denn die Preise an der Strombörse werden bei hohen EE-Einspeisungen deutlich unter den Grenzkosten von Erdgaskraftwerken liegen.

Das Erzeugungsdefizit in Bayern im Referenzszenario und seine Wechselwirkungen mit dem Einsatz von zusätzlichen Erdgaskondensationskraftwerken bzw. zusätzlichem Windausbau lässt sich mit Abbildung 3-3 veranschaulichen. In Abbildung 3-3 ist der linke, obere Teil von Abbildung 3-2 vergrößert dargestellt. Es wird deutlich, dass das maximale Erzeugungsdefizit mit zusätzlichem Windausbau nicht nennenswert reduziert werden kann (Vergleich von Möglichkeit 2 und Referenzszenario bzw. Möglichkeit 3 und Möglichkeit 1), da es immer einige Stunden des Jahres geben wird, in denen regional erzeugte Windkraft nur minimal zur Stromerzeugung beitragen kann. Zusätzliche Erdgaskondensationskraftwerke in Höhe von 2 GW senken erwartungsgemäß in den ersten Stunden der Jahresdauerlinie das Erzeugungsdefizit um diesen Betrag ab (Vergleich von Möglichkeit 1 und Referenzszenario bzw. Möglichkeit 2 und Möglichkeit 3). Entsprechend erhöht der Wegfall von 2 GW Erdgaskondensationskraftwerken in Möglichkeit 4 das maximale Erzeugungsdefizit um knapp 2 GW.

Abbildung 3-3: Jahresdauerlinie der verbleibenden Residuallast bis zur Stunde 2000



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnungen)

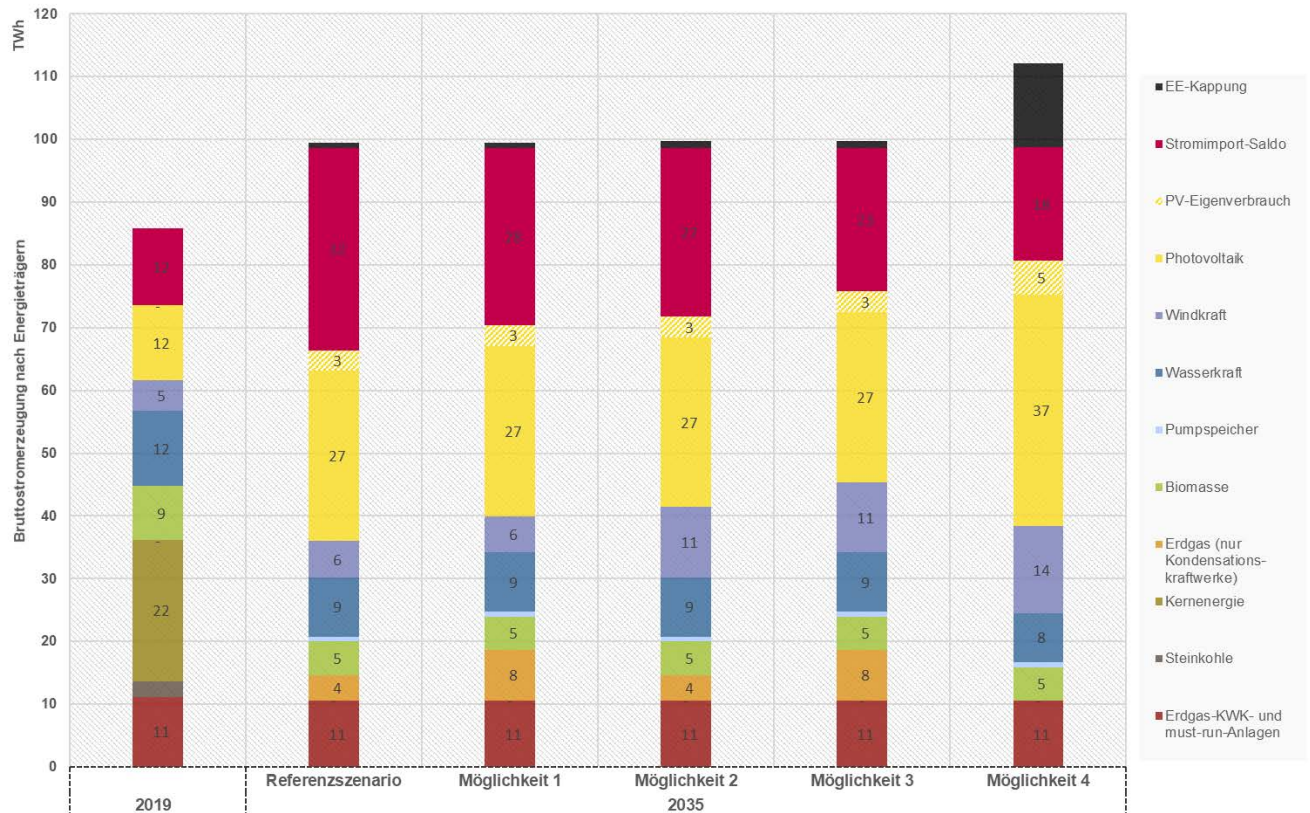
In der umgekehrten Betrachtung kann Bayern einen Großteil seiner PV-Überschüsse exportieren, zum Beispiel nach Österreich und Tschechien, aber auch in die windreichen Bundesländer in Deutschland. Dieser PV-Strom ist für Regionen mit einem anderen erneuerbaren Energieträgermix wichtig, da sich die Erzeugungsprofile von PV- und Windstrom im Jahresverlauf ergänzen. Darüber hinaus könnten zusätzliche **Speicher**, wie zum Beispiel weitere PV-Batteriespeichersysteme oder auch die Erweiterung bestehender Pumpspeicherkraftwerke, und **Flexibilitätsoptionen**, wie beispielsweise Lastmanagement (z.B. „smart charging“ von Elektrofahrzeugen) oder elektrische Heizsysteme in Ergänzung zu anderen Wärmequellen²⁵, die regionalen EE-Überschüsse in Bayern weiter nutzbar machen. Extreme PV-Spitzen müssen jedoch aus wirtschaftlichen Gründen abgeregelt werden.

In einem abschließenden Szenarienvergleich zur Bruttostromerzeugung zeigt sich noch einmal, dass Bayern in allen Szenarien für das Jahr 2035 auf Stromimporte angewiesen ist (Abbildung 3-4). Für die Bestimmung des Stromimport-Saldos haben wir eine Kappung der EE-Überschüsse ab einem EE-Überschuss von 15 GW unterstellt (vgl. auch Abbildung 3-2 und Tabelle 3-1.). Während die Kappung der EE-Überschüsse im Referenzszenario und in den Möglichkeiten 1 bis 3 nur rund 1 TWh beträgt, steigt sie in Möglichkeit 4 stark an (14 TWh).

²⁵ Aufgrund der EE-Überschüsse im Sommer können Power-to-Heat Anwendungen für die Bereitstellung von Raumwärme nur wenig EE-Überschüsse aufnehmen. Von daher kommen insbesondere Systeme zur Erzeugung von Warmwasser und Prozesswärme in Betracht.

Diese verdeutlicht, dass ab einem bestimmten PV-Ausbaugrad ein weiterer PV-Zubau nur mit einem parallel stattfindenden Zubau an Speichern und Flexibilitätsoptionen sinnvoll ist, da sich sonst in erster Linie die PV-Überschüsse erhöhen.

Abbildung 3-4: Szenarienvergleich hinsichtlich Bruttostromerzeugung im Jahr 2019 und den betrachteten Szenarien für das Jahr 2035



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnungen), Datenquelle für das Jahr 2019: (Leipziger Institut für Energie GmbH 2020)

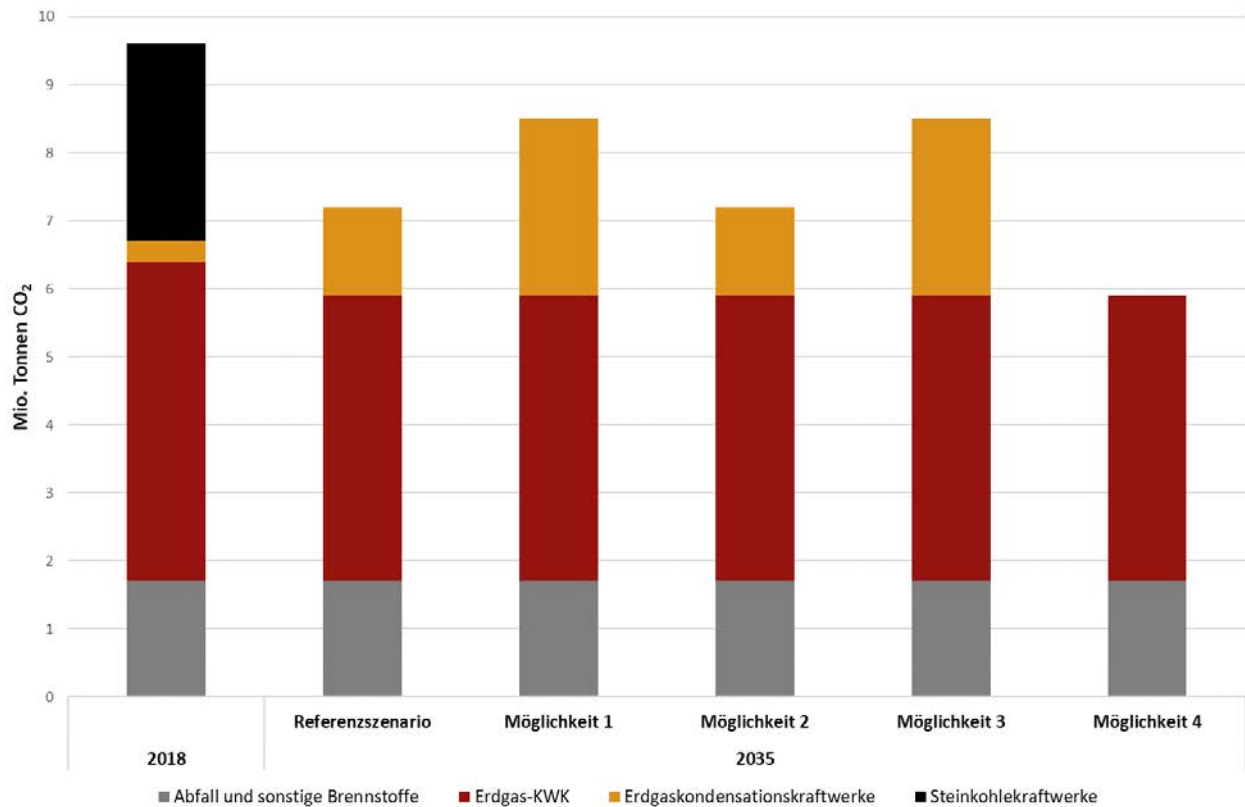
Die sich unter Berücksichtigung der EE-Kappung ergebenden Nettostromimporte liegen im Referenzszenario bei 32 TWh und sind damit mit den Nettostromimporten Italiens im Jahr 2016 in Höhe von 37 TWh (Koch et al. 2019, S. 30) oder den Nettostromimporten von Belgien in den Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom (Version 2019) von 32 TWh bis 36 TWh vergleichbar (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2019, S. 99 - 101). Durch den Einsatz von zusätzlichen 2 GW Erdgaskondensationskraftwerken kann das Stromimport-Saldo zwar in Möglichkeit 1 um 4 TWh reduziert werden, im Gegenzug erhöhen sich jedoch auch die CO₂-Emissionen um 1,3 Millionen Tonnen.

Der Vergleich der energiebedingten CO₂-Emissionen zur Strom- und Wärmeerzeugung im Umwandlungssektor im Jahr 2018 und in den betrachteten Szenarien für das Jahr 2035 zeigt Abbildung 3-5. Dabei wird deutlich, dass die CO₂-Emissionen im Umwandlungssektor bis 2035 nur in geringem Umfang zurückgehen werden. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass in Bayern nur wenig Kohlekraftwerke in Betrieb sind und Bayern deshalb seine CO₂-Bilanz durch den bundesweiten Kohleausstieg nur in geringem Maße senken kann.

Zudem wird klar, dass im Jahr 2035 die CO₂-Emissionen im Umwandlungssektor überwiegend auf den Energieträger Erdgas zurückzuführen sind. Um die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung

stärker zu senken, muss deshalb mittelfristig auch ein Ausstieg aus der Erdgasverstromung in Bayern eingeleitet werden.

Abbildung 3-5: Vergleich der energiebedingten CO₂-Emissionen zur Strom- und Wärmeerzeugung im Umwandlungssektor im Jahr 2018 und in den betrachteten Szenarien für das Jahr 2035



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnungen), Datenquelle für das Jahr 2018: (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie 2020a)

Bayern ist somit sowohl aus Klimaschutzgründen als auch hinsichtlich der Versorgungssicherheit auf eine stabile und ausreichend dimensionierte Netzinfrastruktur angewiesen, um einerseits genügend CO₂-freien EE-Strom importieren als auch um möglichst viele Überschüsse aus der PV-Stromerzeugung exportieren zu können.

4. Literaturverzeichnis

50 Hertz Transmission (50 Hertz); Amprion; TenneT; TransnetBW (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, zuletzt geprüft am 16.04.2019.

50 Hertz Transmission (50 Hertz); Amprion; TenneT; TransnetBW (2020): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Unter Mitarbeit von Tim Drees, Thomas Wiede, Mario Meinecke und Regina König, zuletzt geprüft am 03.02.2020.

Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) (2020a): Installierte Leistung Photovoltaik - Solar - BY - Daten und Fakten zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in einzelnen Bundesländern - Föderal Erneuerbar. Online verfügbar unter https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/BY/kategorie/solar/auswahl/183-installierte_leistung, zuletzt aktualisiert am 02.10.2020, zuletzt geprüft am 02.10.2020.

Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) (2020b): Installierte Leistung Windenergie onshore - Wind - BY - Daten und Fakten zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in einzelnen Bundesländern - Föderal Erneuerbar. Online verfügbar unter https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/BY/kategorie/wind/auswahl/180-installierte_leistung/#goto_180, zuletzt aktualisiert am 02.10.2020, zuletzt geprüft am 02.10.2020.

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (Hg.) (2020a): Energiedaten. Bayern. - kompakt -, zuletzt geprüft am 18.11.2020.

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (Hg.) (2020b): Monitoringbericht zum Umbau der Energieversorgung Bayerns, zuletzt geprüft am 27.11.2020.

BNetzA (2020): Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020): Zahlen und Fakten. Energiedaten. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.xlsx?__blob=publicationFile&v=121.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (Hg.) (2019): Bedarfsermittlung 2019-2030. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Bonn, zuletzt geprüft am 07.08.2020.

Christof Timpe, Matthias Koch, Sebastian Palacios (2019): Neue Gaskraftwerke in Bayern - Energiewirtschaftliche Bedeutung und Finanzierungsmöglichkeiten. Gutachten im Auftrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen im bayerischen Landtag. Hg. v. Öko-Institut e.V. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/neue-gaskraftwerke-in-bayern>, zuletzt geprüft am 15.09.2020.

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E); European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) (Hg.) (2019): TYNDP 2020 Scenario Data. Brussels. Online verfügbar unter <https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/download-data/>, zuletzt geprüft am 20.11.2019.

Icha, Petra (2020): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid- Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2019. Unter Mitarbeit von Gunter Kuhs. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-01_climate-change_13-2020_strommix_2020_fin.pdf.

Koch, Matthias; Ritter, David; Heinemann, Christoph; Haller, Markus; Bauknecht, Dierk; Rausch, Lothar; Olbrich, Sarah (2019): Modellbasierte Szenarienuntersuchung der Entwicklungen im

deutschen Stromsystem unter Berücksichtigung des europäischen Kontexts bis 2050. Inhaltlicher Endbericht (FKZ: 03ET4031 A und B), zuletzt geprüft am 26.02.2020.

Leipziger Institut für Energie GmbH (Hg.) (2020): Energiedaten.Bayern – Schätzbilanz. Daten bis zum Jahr 2019. im Auftrag des Bayerisches Staatsministeriums für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie. Leipzig, zuletzt geprüft am 25.11.2020.

Prognos AG; Öko-Institut e.V.; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (Hg.) (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, zuletzt geprüft am 18.11.2020.