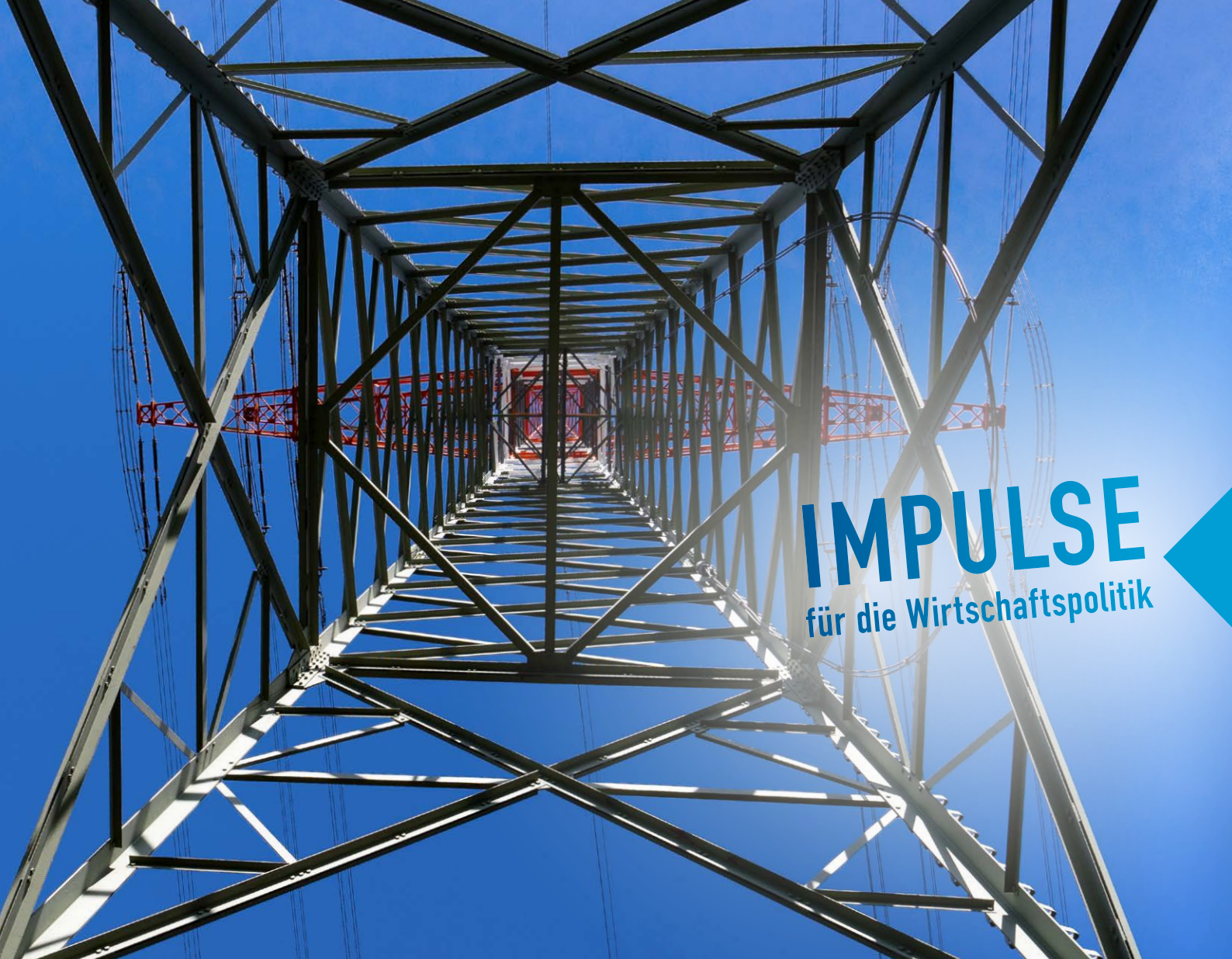




IMPULSE
für die Wirtschaftspolitik

Dezentrale Energieversorgung versus Netzausbau

ifo-Studie im Auftrag der IHK für München und Oberbayern



München und
Oberbayern

ifo INSTITUT

Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung
an der Universität München e.V.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
1 Zielsetzung der Studie	6
2 Darstellung der bestehenden Versorgungssituation in Bayern	8
3 Entwicklungspfade der Stromversorgung in Bayern bis 2025	11
3.1 Rahmenbedingungen	11
3.2 Zukünftiger Bedarf und erforderlicher Kapazitätsausbau in Bayern	12
3.2.1 Die Kapazitätslücke.....	12
3.2.2 Zusätzlicher Bedarf neuer Stromanwendungen und Kohleausstieg.....	14
4 Handlungsoptionen für die Stromversorgung in Bayern nach 2025.....	18
4.1 Ausbaupotenziale bei Gaskraftwerken und erneuerbaren Energien	18
4.2 Netzausbau im Rahmen des Europäischen Strom-Binnenmarktes.....	21
5 Auswirkungen eines Verzichts auf die HGÜ-Leitungen	23
5.1 Vorgehensweise	23
5.2 Wirtschaftlichkeit	27
5.3 Umweltverträglichkeit	28
6 Politische Handlungsempfehlungen	29
6.1 Rahmenbedingungen	29
6.2 Energiepolitische Optionen der bayerischen Staatsregierung.....	30
6.2.1 Verbesserung der energiepolitischen Rahmenbedingungen	30
6.2.2 Förderung der dezentralen Energieversorgung	31
6.2.3 Flankierende Maßnahmen	32
Literaturverzeichnis	33
Anhang	34

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Das energiepolitische Zieldreieck	7
Abbildung 2: Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Bayern	8
Abbildung 3: Bruttostromerzeugung in Bayern 1990	9
Abbildung 4: Bruttostromerzeugung in Bayern 2017	10
Abbildung 5: Entwicklung des Kapazitätsmix der deutschen Stromerzeugung	24
Abbildung 6: Entwicklung der gesicherten Leistung in Deutschland	25
Abbildung 7: Entwicklung der gesicherten Leistung in Süd- und Norddeutschland	26
Abbildung 8: Entwicklung der Großhandelspreise im Autarkie- und Referenzszenario	28

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Installierte Kraftwerkskapazitäten (fossil) in Bayern 2025	13
Tabelle 2: Erneuerbare Energien in Bayern für 2013 und 2025	13

Zusammenfassung

Ziel dieser Studie ist es, einen fachlich-fundierte Beitrag zum energiepolitischen Diskurs aus Sicht der bayerischen Wirtschaft zu liefern und faktenbasiert die drängenden Fragen der zukünftigen Energieversorgung in Bayern zu analysieren. Dabei stellt sich die Frage, wie die Stromversorgung Bayerns nach der Stilllegung der beiden letzten in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke zu bewerkstelligen ist, wenn sich der Netzausbau weiter verzögert oder ganz darauf verzichtet würde. Gegenüber der Bruttostromerzeugung des Jahres 2017 von rund 85 TWh könnte der Strombedarf in Bayern aufgrund von Bevölkerungswachstum und neuen Stromanwendungen wie Elektromobilität oder Wärmepumpen bis zum Jahr 2025 auf über 110 TWh steigen. Bis zum Jahr 2025 baut sich in der Energieversorgung Bayerns eine Kapazitätslücke von rund 4,5 Gigawatt Leistung auf. Dieser Mehrbedarf kann zunächst durch Stromimporte, den Ausbau der dezentralen Stromerzeugung und netzstabilisierende Maßnahmen gedeckt werden, was allerdings hohe laufende Kosten verursacht.

Mit der Perspektive bis zum Jahr 2050 ergeben sich weitere Aspekte: Bis dahin soll die Stromerzeugung gemäß der europäischen und deutschen Klimapolitik weitgehend dekarbonisiert sein und dies bei einem gleichzeitig steigenden Strombedarf. Wegen des dafür erforderlichen Ausbaus der erneuerbaren Energien sind die beiden in Bayern endenden HGÜ-Leitungen mit jeweils 2 GW Kapazität von besonderer Bedeutung, um den Wind- und Solarstrom zwischen Nord- und Süddeutschland transportieren zu können und den Stromhandel in der deutschen Gebotszone auch zukünftig zu ermöglichen. Bei einer weiteren Verzögerung oder einem Verzicht auf den Netzausbau müsste die bis 2025 entstehende Kapazitätslücke dauerhaft durch Stromimporte sowie verstärkte dezentrale Stromversorgung geschlossen werden. Um Gaskraftwerke rentabel betreiben zu können wäre allerdings ein deutlich höherer CO₂-Preis erforderlich. Bestehende Biogasanlagen könnten durch eine bessere Flexibilisierung zur gesicherten Stromversorgung beitragen. Solarstrom und Windenergie wären nur bei einem erheblichen Zubau von Stromspeichern ausbaufähig. Dennoch könnte das energiepolitische Ziel der Versorgungssicherheit für Bayern gewährleistet bleiben. Dies hätte jedoch seinen Preis: Es würden erhöhte Kosten für Redispatch und weitere Maßnahmen zur Netzstabilisierung entstehen. Ein Verzicht auf den Netzausbau würde zu einem erhöhten politischen Druck in Richtung der Einführung von zwei Preiszonen in Deutschland führen, die erhöhte Investitionen in die bayerische Energieversorgung erfordern würden. Die gesicherte Leistung müsste in Süddeutschland bis zum Jahr 2050 um ein Drittel erhöht werden, während sie in Norddeutschland sogar um ein Viertel verringert werden könnte. Im Ergebnis würden die Strompreise in Süddeutschland stärker steigen als im Norden.

Die energiepolitischen Handlungsoptionen der bayerischen Staatsregierung liegen in der Beschleunigung von Genehmigungsverfahren, der Abschaffung der 10H-Regel für Windkraftanlagen, der Verbesserung der Rahmenbedingungen für Biogasanlagen, Photovoltaik und Kraft-Wärme-Kopplung sowie verstärkter Forschungsförderung für neue Speichertechnologien.

1 Zielsetzung der Studie

Bis Ende 2018 war in der bayerischen Politik die Überzeugung vorherrschend, dass die Hochspannungsgleichstromübertragungs(HGÜ)-Leitungen SuedLink und SuedOstLink für Bayern unverzichtbar sind, um die Versorgungssicherheit nach Abschalten der letzten Kernkraftwerke zu gewährleisten, Windstrom aus Nord- und - Ostdeutschland zu importieren und den Stromhandel in der deutschen Gebotszone auch zukünftig zu ermöglichen.¹ Auf dem Energiegipfel Bayern im Dezember 2018 wurde der Netzausbau jedoch seitens der Politik in Frage gestellt und die These aufgestellt, dass sich die bayerische Energiepolitik in den kommenden Jahren darauf konzentrieren könne, erneuerbare Energien stärker auszubauen, die Stromnetzarchitektur intelligent zu gestalten, Speicher voranzubringen und Energieeinsparpotenziale stärker zu nutzen. Zudem solle sich Bayern auf nationaler Ebene für ein Anreizsystem einsetzen, damit der Zubau von Gaskraftwerken im Süden rentabel gestaltet werden kann.²

Ziel der Studie ist es, einen fachlich-fundierte Beitrag zu dem energiepolitischen Diskurs aus Sicht der bayerischen Wirtschaft zu liefern und faktenbasiert die drängenden Fragen der zukünftigen Energieversorgung in Bayern zu analysieren. Die methodische Vorgehensweise konzentriert sich aufgrund einer kurzen Bearbeitungszeit auf Literaturanalysen vorhandener Studien und Untersuchungen sowie auf Auswertung von Statistiken und Energieverbrauchsprognosen sowie Expertengespräche.³ Ergänzend wurde das ifo Strommarktmodell EU-REGEN eingesetzt, um die Auswirkungen eines Verzichts auf einen weiteren Netzausbau auf die Strompreise zu ermitteln. Als Zeithorizont orientiert sich die Studie zunächst an der mittleren Frist, d. h. konkret bis 2025, da bis dahin die Stilllegung aller Kernkraftwerke in Bayern erfolgt ist (2022) und die Weichen für die Deckung der zu erwartenden Kapazitätslücke gestellt sein müssen. Dennoch fließen längerfristige energiepolitische Zielsetzungen in die Überlegungen mit ein und werden auch in den Modellrechnungen berücksichtigt.

Grundsätzlich würde sich eine Unterscheidung zwischen einem Szenario „Stromnetz und Stromerzeugung wie zunächst geplant“ und einem Szenario „Dezentrale Stromerzeugung in Bayern mit Gas und erneuerbaren Energien - ohne Ausbau des Übertragungsnetzes“ anbieten. Allerdings zeichnete sich während der Bearbeitung der Studie bereits ab, dass die HGÜ-Leitungen SuedLink und SuedOstLink ohnehin nicht mehr vor 2025 realisierbar sind.⁴ Daher ist zum einen zu analysieren, wie die Stromversorgung Bayerns nach der Stilllegung der beiden letzten Kernkraftwerke im zweiten Szenario bis 2025 zu bewerkstelligen ist und zum anderen, ob nach 2025 ein Verzicht auf den Netzausbau möglich und sinnvoll ist. Das bedeutet, dass bis zum Jahr 2025 ein Szenario ohne Netzausbau ohnehin die faktische Ausgangslage darstellt, woraufhin für die Entwicklung zwischen 2025 und 2050 zwischen einem Referenzszenario mit dem ursprünglich geplanten Netzausbau und einem

¹ <https://www.energie-innovativ.de/energiedialog/taskforce-netzausbau/notwendigkeit-der-hgue-leitungen/>

² <https://www.stmwi.bayern.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/pm/198-2018/>

³ Eine Liste der interviewten Experten befindet sich im Anhang.

⁴ Dr. Almut Kirchner (Prognose) (2018): Wo stehen wir bei der Energiewende – eine Bestandsaufnahme; Präsentation beim Energiegipfel Bayern, München 13. Dezember 2018.

Autarkieszenario ohne weiteren Netzausbau, dafür aber höherer dezentraler Stromerzeugung mit Erdgas und erneuerbaren Energien zu unterscheiden ist.

Abbildung 1: Das energiepolitische Zieldreieck

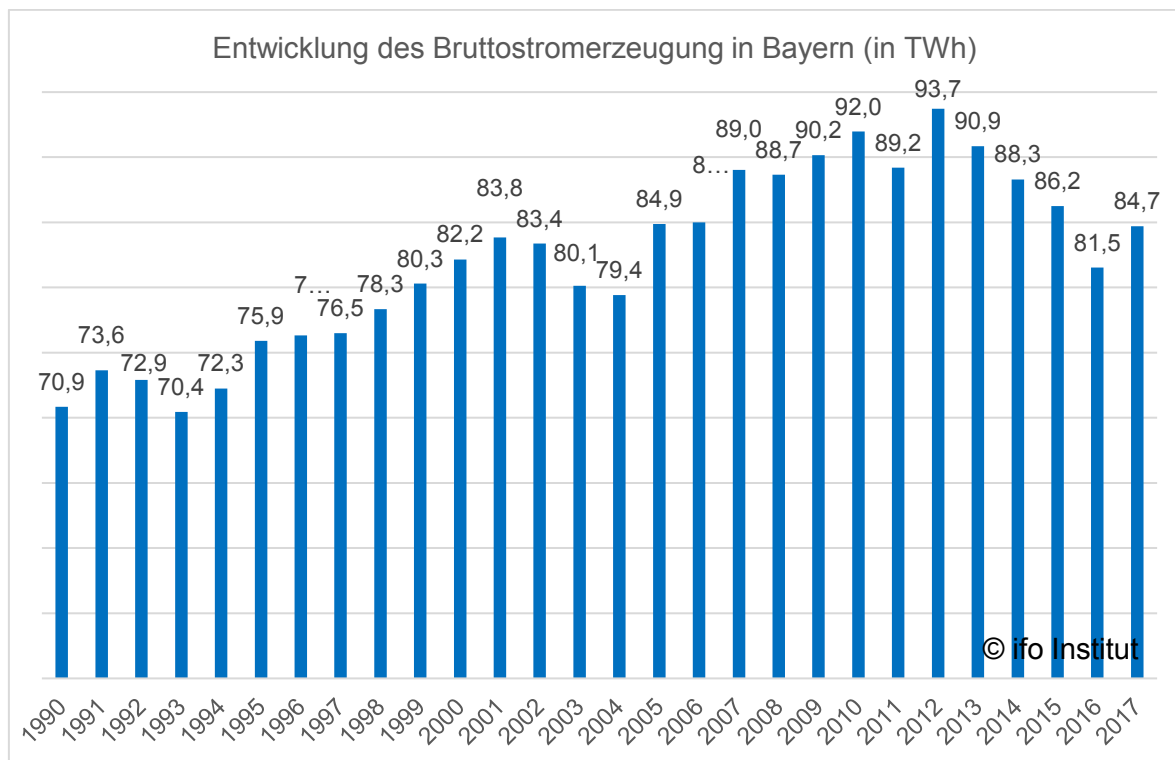


Entscheidend für die Bewertung der verschiedenen Szenarien ist, dass die Versorgungssicherheit der bayerischen Betriebe auf gleichbleibend hohem Niveau zu jeder Zeit gewährleistet sein muss. Die Bewertungskriterien orientieren sich damit am klassischen energiepolitischen Zieldreieck, das die Umweltverträglichkeit, die Versorgungssicherheit sowie die Wirtschaftlichkeit in Gestalt wettbewerbsfähiger Energiepreise umfasst (Abb. 1). Damit stellt sich die Frage, welche Instrumente dem Freistaat Bayern in der Energiepolitik zur Verfügung stehen, um mittelfristig die dezentrale Energieversorgung auf Basis von erneuerbaren Energien und Gaskraftwerken so weit voranzutreiben, dass die zu erwartende Kapazitätslücke geschlossen werden kann und ob die Versorgungssicherheit ohne den Ausbau von HGÜ-Leitungen für den Stromtransport aus Nord- und Ostdeutschland gewährleistet bleibt und welche Ausgleichsenergiekapazitäten dabei erforderlich werden.

2 Darstellung der bestehenden Versorgungssituation in Bayern

Die Bruttostromerzeugung in Bayern stieg von 70,9 TWh in 1990 mit Schwankungen bis 2012 auf einen Höchstwert von 93,7 TWh. Danach sank sie bis 2016 wieder auf 81,5 TWh, um im letzten Erhebungsjahr 2017 nochmals auf 84,7 TWh anzusteigen (Abb. 2).

Abbildung 2



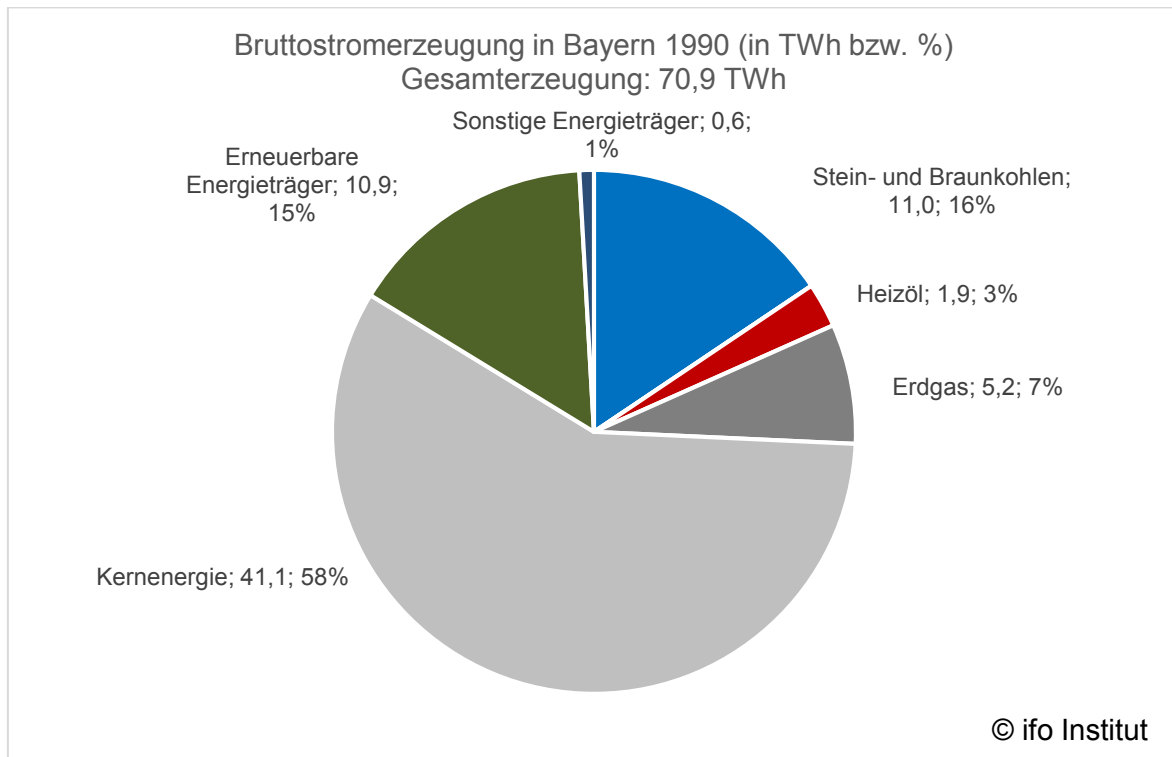
Quelle: Bayerisches Landesamt für Statistik, 2018.

Dabei änderte sich die Zusammensetzung der Energieträger erheblich: Während 1990 noch 58% des Stroms durch Kernenergie, 16% durch Stein- und Braunkohlekraftwerke, 15% durch Erneuerbare Energien und 7% durch Gaskraftwerke erzeugt wurden (Abb. 3), kamen im Jahr 2017 44% der Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, 37% aus Kernenergie, 13% aus Gas- und 5% aus Steinkohlekraftwerken. Braunkohle wurde überhaupt nicht mehr eingesetzt (Abb. 4). Unter den Erneuerbaren Energien trugen im Jahr 2017 Wasserkraft- und Photovoltaik-Anlagen 33% beziehungsweise 30% zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei, Biomasseanlagen rund ein Viertel und Windkraftanlagen 8%. In Deutschland dominierte die Erzeugung aus Windenergie mit 50% (42% im Vorjahr), gefolgt von Biomasse (21%) und Photovoltaik (19%). Der Anteil der Wasserkraft an der EE-Stromerzeugung sank auf 9%.¹

¹ Vgl. vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (2019): 7. Monitoring der Energiewende, München, S. 58.

Darstellung der bestehenden Versorgungssituation in Bayern

Abbildung 3



Quelle: Bayerisches Landesamt für Statistik, 2018.

Die installierte Kapazität von Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien wurde in Bayern zwischen 2008 und 2017 von 6 GW auf mehr als 19 GW ausgebaut und somit mehr als verdreifacht. Zu diesem Anstieg trug die Photovoltaik mehr als 70% bei.¹

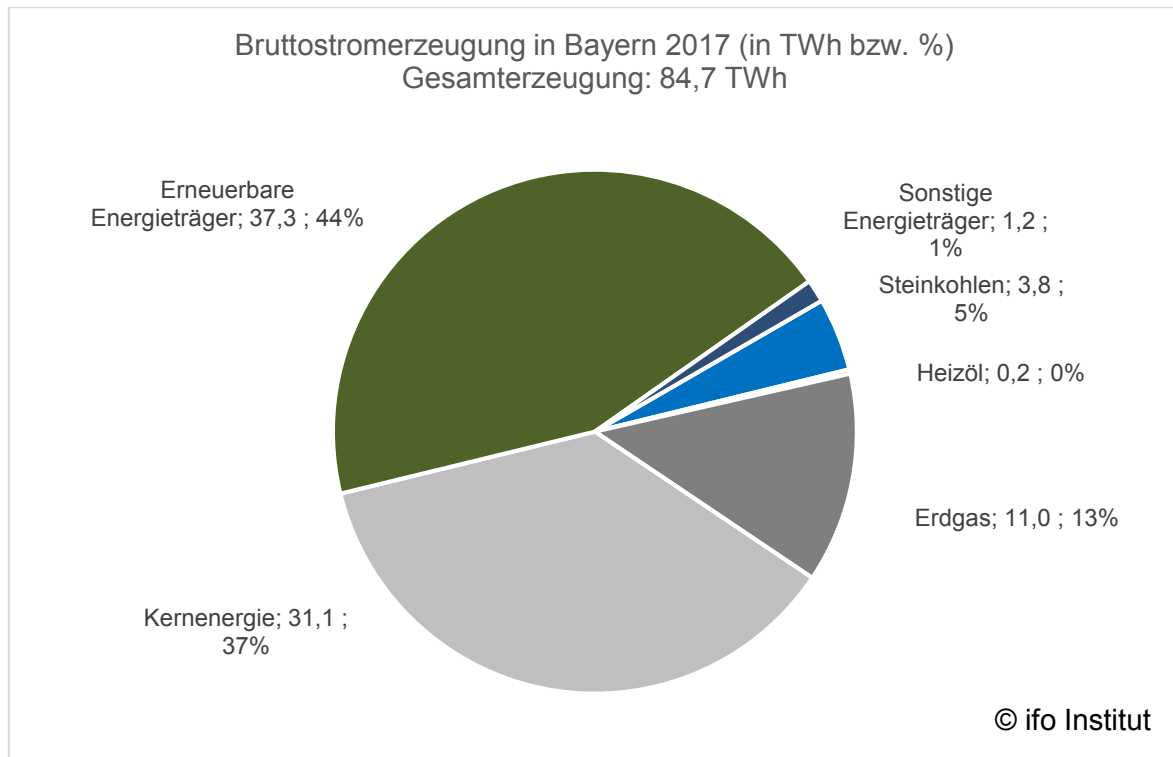
Die Versorgungssicherheit ist in Bayern nach wie vor gewährleistet. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung je Kunden lag nach Angaben des Verbandes der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft (VBEW) in Bayern im Jahr 2014 bei 10,3 Minuten im Vergleich zu 12,8 Minuten in Deutschland (2016) und damit deutlich unter den entsprechenden Werten anderer europäischer Länder.² Laut Professor Hamacher gibt es heute nicht mehr Netzausfälle als früher. Die Übertragungsnetzbetreiber haben gemeinsam mit der Bundesnetzagentur die Verantwortung für die Versorgungsinfrastruktur übernommen, sie sind per Gesetz verpflichtet, eine gesicherte Versorgung Deutschlands und Bayerns zu gewährleisten, u. a. durch die Ausschreibung von „Besonderen netztechnischen Betriebsmitteln“ (Detlef Fischer, VBEW).

¹ Vgl. vbw (2019), a.a.O., S. 23.

² <https://www.vbew.de/vbew/zahlen-und-fakten/stromwirtschaft/>

Darstellung der bestehenden Versorgungssituation in Bayern

Abbildung 4



Quelle: Bayerisches Landesamt für Statistik, 2018.

Die Strompreise für Industriekunden in Deutschland stiegen zwischen 2008 und 2014 deutlich an, was ausschließlich auf höhere Abgaben beziehungsweise Umlagen zurückzuführen ist. Je nach Abnehmerklasse blieben die Preise danach auf konstant hohem Niveau oder sanken bis 2017. Wegen einer sinkenden EEG-Umlage lag der Industriestrompreis der Abnehmerklasse zwischen 20.000 MWh/a bis 70.000 MWh/a im Jahr 2017 trotz steigender Börsenpreisen um gut 6% niedriger als 2016 und nur noch 1% über dem Wert von 2010. In niedrigeren Abnehmerklassen blieb der Preis konstant, in höheren stieg er sogar deutlich an. Innerhalb der Industriestrompreise der EU-28-Staaten lag Deutschland im Jahr 2017 in der Stromabnehmerklasse von 20.000 bis 70.000 MWh pro Jahr mit rund 9,5 Cent/kWh auf Rang 22 und verbesserte sich damit um zwei Ränge gegenüber dem Vorjahr. Am günstigsten war der Industriestrompreis in Luxemburg mit knapp 4 Cent/kWh.¹ Bei den mittleren Verbrauchern mit einem Jahresverbrauch zwischen 500 MWh und 2.000 MWh hatte Deutschland im zweiten Halbjahr 2017 unter den EU-Mitgliedstaaten mit ca. 15 Cent/kWh die höchsten Strompreise für Nichthaushaltskunden² zu verzeichnen gegenüber einem gewichteten Durchschnittspreis in der EU-28 von ca. 11 Cent/kWh (2016).

¹ Vgl. vbw (2019), a.a.O., S. 37 ff.

² [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Strompreise_f%C3%BCr_Nichthaushaltskunden,_zweites_Halbjahr_2017_\(in_EUR_je_kWh\)_FP18-DE.png](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Strompreise_f%C3%BCr_Nichthaushaltskunden,_zweites_Halbjahr_2017_(in_EUR_je_kWh)_FP18-DE.png)

3 Entwicklungspfade der Stromversorgung in Bayern bis 2025

3.1 Rahmenbedingungen

Maßgeblich für die zukünftigen Entwicklungspfade der Stromversorgung in Bayern bis 2025 sind die Ziele des Bayerischen Energieprogramms vom 20.10.2015. Diese beziehen sich im Einzelnen auf folgende Größen:

Energieverbrauch

- Senkung des Primärenergieverbrauchs bis 2025 um 10% gegenüber 2010
- Reduzierung des Stromverbrauchsanstiegs auf ein Minimum

Energieeffizienz

- Erhöhung der Primärenergieproduktivität bis 2025 um mindestens 25% gegenüber 2010

Erneuerbare Energien

- Deckung von 20% des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien bis 2025
- 70% der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2025¹

Energiebedingte CO₂-Emissionen

- Reduzierung der energiebedingten Kohlendioxid(CO₂)-Emissionen von 6,3 Tonnen pro Einwohner in 2017 auf 5,5 Tonnen pro Einwohner bis 2025 (2,0 CO₂-äq t/EW Treibhausgase bis 2050)

Dabei setzt Bayern auf einen ausgewogenen Mix unterschiedlicher Maßnahmen und auf stabile und belastbare Strukturen eingebettet in der Drei-Säulen-Strategie: „Effiziente Verwendung von Energie“, „Nachhaltige Stromerzeugung“ und „Notwendiger Stromtransport“. Es ist der Anspruch Bayerns, dass sich jede dieser Säulen an den Kriterien von Sicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit messen lässt.² Im Koalitionsvertrag für die Legislaturperiode 2018-2023 haben CSU und Freie Wähler vereinbart, so viel Energie wie möglich in Bayern zu produzieren. Ziel ist danach eine möglichst dezentrale und nachhaltige Energieversorgung, um neue Chancen für die Wertschöpfung vor Ort zu erschließen. Die Energieversorgung muss dabei sicher und bezahlbar sein, weil Versorgungssicherheit und stabile Strompreise wesentliche Voraussetzungen für die Attraktivität und Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Bayern, für Wohlstand und für Arbeitsplätze in Bayern sind.

¹ Mit einem Anteil von 44% in 2017 befand sich Bayern auf dem erforderlichen Pfad, vgl. vbw (2019). a.a.O., S. 57

² <https://www.stmw.bayern.de/energie-rohstoffe/energiepolitik/>

3.2 Zukünftiger Bedarf und erforderlicher Kapazitätsausbau in Bayern

3.2.1 Die Kapazitätslücke

Mit der Stilllegung der beiden letzten in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke Gundremmingen C im Jahr 2021 und Isar 2 im Jahr 2022 entfallen weitere Kraftwerkskapazitäten in Höhe von annähernd 2,7 GW Leistung.¹ Nach Einschätzung des Bayernwerks führt die bevorstehende Umsetzung des Kernenergieausstiegs zu einer sich verschärfenden Debatte um die Versorgungssicherheit in Bayern. Allerdings sei nach Einschätzung der zuständigen Institutionen, wie etwa der Bundesnetzagentur, auch nach Abschaltung des letzten Kernkraftwerks Isar 2 keine Gefährdung der Versorgungssicherheit zu erwarten. Es stehen genügend Instrumente zur Sicherung der Stromversorgung zur Verfügung. Auch in Bayern sind große Gaskraftwerkskapazitäten installiert, die derzeit kaum gebraucht werden. Insofern geht das Bayernwerk davon aus, dass diese Faktoren die Versorgungsqualität im Verteilnetz nicht beeinträchtigen werden. Allenfalls könnte der Redispatch-Bedarf steigen und es könnte lokal zu Überbelastungen kommen, die auszugleichen Aufgabe auch des Bayernwerks ist. VBEW-Geschäftsführer Detlef Fischer erwartet für die nächsten Jahre wieder moderat ansteigende Stromverbräuche in Bayern. Grund dafür sind der Bevölkerungszuwachs, eine voraussichtlich positive konjunkturelle Entwicklung sowie das weitere Vordringen der Elektrizität in die Verbrauchssektoren Mobilität über Elektroautos und in die Wärmebereitstellung über Wärmepumpen. Seitens der Stadtwerke Augsburg sieht man die Steigerungen des Strombedarfs – wobei man die Verbesserungen in der Energieeffizienz gegenrechnen muss – in erster Linie durch eine steigende Einwohnerzahl, durch die Verbreitung der Elektromobilität und den Einsatz von Wärmepumpen. Smart-Home-Anwendungen führen im Vergleich dazu nur zu geringen Steigerungen (Dr. Samweber, Stadtwerke Augsburg SWA).

Aufgrund der Beschlüsse der Bundesregierung und der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, bei der zum Stand des Jahres 2016 keine Stilllegungen von Kapazitäten angezeigt sind, geht Professor Hamacher von den in Tabelle 1 dargestellten fossilen Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2025 aus:

¹ Vgl. Hamacher, Thomas et al (2016): Gesicherte Stromversorgung in Bayern, Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme, Technische Universität München, S. 8.

Entwicklungspfade der Stromversorgung in Bayern bis 2025

Tabelle 1: Installierte Kraftwerkskapazitäten (fossil) in Bayern 2025

Kraftwerkskapazität [MW]	
Steinkohle	843
Braunkohle	0
Erdgas	4.129
Erdgas (KWK)	1.667
Heizöl	58
Abfall	214
Gesamt	6.911

Quellen: Bundesnetzagentur 2015a, 2015b, zitiert nach Hamacher et al. 2016, S. 9.

Bei den Erneuerbaren Energien ist nach dem Stand des Bayerischen Energieprogramms lediglich ein geringer Zubau von weiteren Kapazitäten anzunehmen, der zu den in Tabelle 2 dargestellten Strommengen führen wird.

Tabelle 2: Erneuerbare Energien in Bayern für 2013 und 2025

	Erzeugung 2013 [TWh]	Erzeugung 2025 [TWh]
Wasserkraft	13,1	13,5
Photovoltaik	9,0	13,0
Biomasse	7,8	8,1
Windkraft	1,3	2,7
Geothermie	0,3	0,5
Gesamt	31,6	37,8

Quellen: Bundesnetzagentur 2015a, 2015b, zitiert nach Hamacher et al. 2016, S. 10.

Um einschätzen zu können, ob die zu erwartenden Kapazitäten für eine sichere Stromversorgung ausreichend sind, muss man sie der Jahreshöchstlast gegenüberstellen, die für Bayern allerdings statistisch nicht erfasst wird. Das Leipziger Institut für Energie (IE Leipzig) schätzte für 2010 eine Jahreshöchstlast in Bayern von 12,7 GW. Dabei wurde unterstellt, dass das Verhältnis von Stromverbrauch und Höchstlast in Bayern und Deutschland gleich sei. Im Rahmen des vbw Monitorings der Energiewende wird für die Zukunft davon ausgegangen, dass die Höchstlast in Bayern bis 2023 konstant bleibt. Dieser Annahme liegt das Ziel aus dem Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung zugrunde, den Anstieg des Stromverbrauchs bis 2025 auf ein Minimum zu reduzieren.¹ Dieser Jahreshöchstlast stehen im Jahr 2025 laut Tabelle 1 erwartete fossile Kraftwerkskapazitäten von 6,9 GW

¹ Vgl. vbw (2109), a.a.O., S. 18.

Entwicklungspfade der Stromversorgung in Bayern bis 2025

gegenüber sowie rd. 1 GW Leistung aus derzeit ca. 2.500 Biogasanlagen.¹ Die Ausbauleistung der Wasserkraftwerke in Bayern liegt bei 2,4 GW², hängt aber vom entsprechenden Zufluss ab und wird nur wenige Monate im Jahr tatsächlich erreicht. Photovoltaik und Windenergie stellen keine gesicherte Leistung bereit und Geothermie wird auch im Jahr 2025 nur einen marginalen Beitrag leisten können. Damit tut sich rein rechnerisch gegenüber der vom IE geschätzten Jahreshöchstlast eine Kapazitätslücke von rund 4,5 GW auf.³ Bei Zugrundelegung von 8.000 Volllaststunden entspricht dies einem zusätzlichen Bedarf von rund 35 TWh Stromerzeugung. Daher sind die HGÜ-Leitungen SuedLink und SuedOstLink für die bayerische Stromversorgung von besonderer Bedeutung. Zwischen März und Juni des Jahres 2017 fanden Antragskonferenzen der Bundesfachplanung für die beiden Leitungsprojekte statt. Damit hat der vorletzte von insgesamt fünf Planungsschritten begonnen, die vor Beginn der Bautätigkeiten durchgeführt werden.⁴ Die ursprünglich nach Netzentwicklungsplan 2013 bereits für 2018 bzw. 2022 geplanten HGÜ-Leitungen Wilster - Grafenrheinfeld (SuedLink) und Wolmirstedt - Isar (SuedOstLink)⁵ werden jeweils eine Kapazität von 2 GW haben. Beide Vorhaben sollen nach einer Neubewertung vorrangig als Erdkabel ausgeführt werden, wodurch Verzögerungen sowie Mehrkosten gegenüber der ursprünglichen Planung entstehen. Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber sollten die Leitungen nach Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) spätestens 2025 in Betrieb gehen, zur Zeit der Erstellung dieser Studie erscheint das Jahr 2025 allerdings der frühestmögliche Zeitpunkt für die Inbetriebnahme der beiden HGÜ-Leitungen zu sein.

3.2.2 Zusätzlicher Bedarf neuer Stromanwendungen und Kohleausstieg

Neue Stromanwendungen: Zusätzlich zu der beschriebenen Prognose ist auch die Entwicklung und Verbreitung von neuen Stromanwendungen, die zu einem weiteren Anstieg des Strombedarfs führen würden, nicht unrealistisch. Ein Treiber in diesem Bereich ist die Substitution von fossilen Brennstoffen durch Strom, beispielsweise im Verkehrssektor durch die Nutzung von Elektrofahrzeugen oder im Wärmesektor durch die Nutzung von Wärmepumpen. Verglichen mit alternativen Wärmeerzeugern zeichnen sich letztere eindeutig durch einen effizienteren Einsatz von Primärenergie aus. Allerdings steigt durch eine verbreitete Nutzung von Wärmepumpen auch der Bedarf an Strom. Laut Raimund Kamm, Landesvorsitzender LEE Bayern, bietet die E-Mobilität bei einem gesteuerten Laden wegen der hohen Standzeiten der Pkw große Potenziale. An den Tageszeiten, in denen Spitzen-Photovoltaikstrom erzeugt wird steht viel Zeit zum Laden zur Verfügung, das gilt auch für Wärmepumpen. Professor Mauch ist derselben Meinung: Akkus von Elektroautos wären die Speichermedien der Zukunft. Man kann sie tagsüber laden, wenn die Autos parken und abends wenn der häusliche Stromverbrauch steigt, entladen bis zu einer Reichweite von 100 km, das würde im Alltagsgebrauch ausreichen.

¹ Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) Biogasbetreiberdatenbank Bayern (BBD): Biogas in Zahlen - Bayern zum 31.12.2017, online verfügbar unter: <https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/031607/>

² https://www.energieatlas.bayern.de/thema_wasser/daten.html

³ Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt der 7. vbw Report zum Monitoring der Energiewende, vgl. vbw (2019), a.a.O., S. 18, Abb. 4 „Gesicherte Leistung und Höchstlast in Bayern 2011-2026“.

⁴ Ebenda, S. 31.

⁵ Vgl. Bayerischer Industrie- und Handelskammertag BIHK, Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft VBEW (2013), Energienetze in Bayern - Handlungsbedarf bis 2022, S. 47.

Entwicklungspfade der Stromversorgung in Bayern bis 2025

Unter Abwägung der verschiedenen Einflussfaktoren wird bei Hamacher (2016) ein lediglich moderater Anstieg des Strombedarfs auf 95 TWh für das Jahr 2025 angenommen; unter Berücksichtigung von Wirtschaftswachstum und Bevölkerungszunahme sind auch Werte über 110 TWh nicht unrealistisch. Dies gilt insbesondere, wenn zusätzliche Stromanwendungen wie Elektromobilität oder der Einsatz von Wärmepumpen großflächige Verbreitung finden.¹

Der zusätzliche Strombedarf durch neue Stromanwendungen wie Elektromobilität oder Wärmepumpen kann durch überschlagsmäßige Rechnungen abgeschätzt werden. So substituiert 1 kWh im Elektroauto rund 0,3 l Diesel (laut VBEW 0,33 l im Sommer, 0,28 Liter im Winter²; der Durchschnittswert von 0,3 wird auch für Benzin verwendet, unter der Annahme, dass deren höherer Verbrauch und niedrigerer Heizwert sich in etwa ausgleichen). Bei rund 8 Mio. Pkw in Bayern im Jahr 2019³, einem Durchschnittsverbrauch von rund 7,5 l/100 km und einer durchschnittlichen Jahresfahrleistung von 13.500 km⁴ ergibt sich ein Bedarf von 27 TWh für die Vollelektrifizierung der bayerischen Pkw-Flotte. (Deutschlandweit ergibt sich ein Stromverbrauch von 155 TWh bei einem Bestand von 46,5 Millionen Pkw). Beim derzeitigen Ziel der Nationalen Plattform Elektromobilität von 1 Mio. Elektroautos bis 2022 müssten noch 857.000 Elektroautos und Plug-in-Hybride auf die Straße gebracht werden (davon rund 145.000 in Bayern). Wenn es nur reine Elektroautos wären, entstünde ein Strombedarf von 2,9 TWh, für Bayern von 0,5 TWh. Beim bayerischen Ziel von einem 70%-Anteil an Elektroautos bis 2030⁵ allerdings müssten bis 2030 in Bayern 5,6 Mio. Elektroautos auf die Straße kommen (das bedeutet gegenüber dem 2022er Ziel ein Zuwachs von über 50% pro Jahr) mit einem Strombedarf von 18,7 TWh. Wenn alle rund 2 Millionen Einfamilienhäuser in Bayern mit Wärmepumpen geheizt würden, resultierte bei Zugrundelegung einer typischen Wärmepumpe mit einer Heizleistung von 9 kW, einer Jahresarbeitszahl von 3,8 und 2.100 Heizstunden⁶ ein Stromverbrauch von 5 MWh pro Einfamilienhaus bzw. landesweit in Höhe von 10 TWh. Zusammen mit dem Strombedarf für einen 70%-Anteil an Elektroautos würde der gesamte Stromverbrauch bis 2030 damit schon einen Wert von annähernd 115 TWh erreichen. Der zusätzliche Strombedarf für neue Anwendungen in Bayern läge damit um im Jahr 2030 rund 30 TWh über der Bruttostromerzeugung des Jahres 2017. Bei der Beurteilung dieser Größenordnung ist nach einem Hinweis des Bayernwerks auch zu berücksichtigen, dass Deutschland bereits heute einen hohen Stromexport-Überschuss aufweist, der 2017 bei etwa 53 TWh lag. Ein Teil des Mehrbedarfs könnte daher durch eine Verringerung der Stromexporte abgedeckt werden.

¹ Vgl. Hamacher et al. (2016), a.a.O., S. 50.

² <https://www.vbew.de/vbew/zahlen-und-fakten/energiewirtschaft>

³ Nach Bayerischem Landesamt für Statistik, <https://www.statistik.bayern.de/>

⁴ Nach Kraftfahrtbundesamt, <https://www.kba.de/DE/Statistik>

⁵ https://www.focus.de/auto/elektroauto/landtag-soeders-ziel-70-prozent-e-autos-bei-neuzulassungen_id_10052369.html

⁶ <https://www.wegatech.de/ratgeber/waermepumpe/kosten-und-wirtschaftlichkeit/stromverbrauch/>

Entwicklungspfade der Stromversorgung in Bayern bis 2025

Zudem ist fraglich, ob die oben unterstellten Ausbauziele für Elektroautos und Wärmepumpen tatsächlich realisiert werden. Nach Einschätzung von Detlef Fischer (VBEW) wird es zum verstärkten Einsatz von elektrisch betriebenen Wärmepumpen kommen, was andererseits ein Nachteil für die Erdgaswirtschaft wäre. Auch wenn Ölheizungen in modernisierten Bestandsgebäuden ersetzt werden, sind mit Strom betriebene Wärmepumpen gekoppelt mit Solarthermie häufig die erste Wahl. Für Wärmepumpen ist nach Fischer ein zusätzlicher Verbrauch von 1 bis 2 TWh anzunehmen. Nach Schätzungen der Verteilnetzbetreiber würden bis 2030 30% der Pkw elektrisch fahren, inkl. Plug-in-Hybride. Das würde bedeuten, dass zum derzeitigen Stromverbrauch in Bayern 6 TWh hinzukämen. D. h. in der Summe aus beiden Anwendungen geht die Tendenz allein aus diesen Entwicklungen zu 90 TWh Stromverbrauch in 2030. Als Fazit aus den verschiedenen Ansätzen und Schätzungen mit ihren Unwägbarkeiten kann man für das Jahr 2025 für Bayern einen Strombedarf in der Größenordnung von 100 TWh erwarten.

Kohleausstieg: Das Bundeskabinett hat am 6. Juni 2018 die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSB) eingesetzt, zu deren Aufgaben u. a. die Erstellung eines Plans zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung gehört. Die entsprechenden Empfehlungen dieser Kommission beinhalten eine Beendigung der Kohleverstromung bis zum Jahr 2038. Dabei werden Abbaupfade für Steinkohle und Braunkohle beschrieben, die bei Steinkohle von bundesweit 22,7 GW Leistung in 2017 über 15 GW in 2022 und 8 GW in 2030 schließlich bei 0 GW in 2038 enden und für Braunkohle ausgehend von 19,9 GW in 2017 über 15 GW in 2022 und 9 GW in 2030 bis 0 GW in 2038 führen.¹

Nach Angaben von Detlef Fischer (VBEW) gibt es in Bayern noch fünf Standorte von Steinkohlekraftwerken (Braunkohle wird in Bayern nicht mehr verstromt), die für etwa 4,5% der bayerischen Stromerzeugung stehen und damit im Grunde keine signifikante Rolle mehr spielen. Auf Bayern hat der Kohleausstieg daher keine unmittelbaren Auswirkungen (allenfalls mittelbar über bundesweite Strompreissteigerungen). Nach TenneT wird der Ausstieg aus der Kohleverstromung durch einen beschleunigten Ausbau der Windenergie an Land substituiert. In der Folge hätte eine zu 100% kohlestromfreie Stromversorgung Deutschlands kaum Effekte auf den gesamten Transportbedarf.² Der Netzentwicklungsplan³ deckt dieses Szenario ab, wobei das Szenario B2030 am realistischsten ist und keine Auswirkungen auf den bisher gesetzlich festgelegten Netzausbaubedarf hat (TenneT). Seitens des Bayernwerks geht man davon aus, dass der Kohleausstieg kurzfristig bereits in den Szenarien der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt wurde, langfristig jedoch die Herausforderung entsteht, Zugriff auf gesicherte Kapazitäten zu organisieren. Nach Einschätzung von Professor Mauch werden bei einem Kohleausstieg die vorhandenen Gaskraftwerke als Ersatz zum Einsatz kommen. Wenn Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke ersetzt werden sollen, müsste sich nach Meinung von TenneT allerdings das CO₂-Regime ändern, damit die Gaskraftwerke rentabel betrieben werden können. Erdgas-BHKWs könnten auch etwas

¹ Vgl. Tilman Schwencke, KWSB (2019): Präsentation beim BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft vom 05.02.2019: Der Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ – Ergebnisse, Bewertung und Umsetzung.

² TenneT-Präsentation „Stresstest für die Netzausbauplanung“, o. D.

³ Vgl. Rippel, Kerstin Maria (50Hertz Transmission GmbH), Thomas Wiede (Amprion GmbH), Mario Meinecke (TenneT TSO GmbH), Regina König (TransnetBW GmbH): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf, Stand 15. April 2019.

Entwicklungspfade der Stromversorgung in Bayern bis 2025

zur dezentralen Flexibilität beitragen, für ihre stärkere Verbreitung müsste aber auch der Regulierungsrahmen geändert werden.

4 Handlungsoptionen für die Stromversorgung in Bayern nach 2025

4.1 Ausbaupotenziale bei Gaskraftwerken und erneuerbaren Energien

Bei einer weiteren Verzögerung oder einem Verzicht auf die beiden HGÜ-Leitungen bräuchte es rein rechnerisch, um die zu erwartende Kapazitätslücke von 4,5 GW zu schließen, eine der folgenden Maßnahmen bzw. Kombinationen daraus:¹

- Zusätzliche **GuD-Kraftwerke**, deren Anzahl von der jeweiligen Leistung abhängig wäre. Laut vbw sind Stand 2018 fünf Erdgas-Kraftwerke mit 2,4 GW in Planung sowie 300 MW Pumpspeicher-Kraftwerke,² womit bereits 60% der Kapazitätslücke abgedeckt wären. Uniper erhielt vom Netzbetreiber TenneT TSO GmbH den Zuschlag für die Errichtung eines 300 MW Gaskraftwerkes in Irsching, das ab 2022 als Netzstabilitätsanlage betrieben wird. Das bereits genehmigte Projekt eines Gaskraftwerkes in Haiming (850 MW) wurde nach dem Rückzug der OMV gestoppt. Drei weitere Gaskraftwerksprojekte befinden sich in oder vor der Planung. Für die Umsetzung bestehen sowohl zeitliche Probleme wegen der Dauer der Genehmigungsfristen als auch das Problem unzureichender Wirtschaftlichkeit bei den derzeitigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Nach Einschätzung von Detlef Fischer (VBEW) können Gaskraftwerke rein technisch bei Bedarf sehr schnell gebaut werden, z.B. hat Siemens in Ägypten innerhalb von 28 Monaten eine Kapazität von 14,4 GW errichtet. Die Bauzeit für einen einzelnen GuD-Block mit 1.200 Megawatt Leistung liegt normalerweise bei rund 30 Monaten.³ Seitens des Bayernwerks wird darauf hingewiesen, dass es einen Unterschied macht, ob man Gaskraftwerke wegen der gesicherten Leistung benötigt, oder um große Strommengen zu erzeugen. Im letzteren Fall entstünde langfristig ein Konflikt mit dem Ziel der Dekarbonisierung, falls in den Kraftwerken weiterhin fossiles Erdgas eingesetzt wird. Ein Betrieb mit „grünem Gas“ wäre dagegen auch mit den Klimaschutzziele kompatibel. Im ersten Fall könnte es für nur geringe Betriebszeiten von beispielsweise 100 Stunden pro Jahr sinnvoller sein, z.B. dezentral an strategischen Punkten im Netz offene Gasturbinen einzusetzen, da deren im Vergleich zu anderen Technologien geringerer Wirkungsgrad dann nicht von Bedeutung wäre. Eine Möglichkeit, auf die auch Professor Mauch hinweist, v.a. vor dem Hintergrund, dass GuD-Kraftwerke mit geringen Laufzeiten bei einer hohen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien möglicherweise nicht rentabel wären.

¹ Die folgenden Ausführungen stützen sich mehrheitlich auf Experteninterviews, die vom ifo Institut mit Vertretern aus der Energiewirtschaft und der energiewirtschaftlichen Forschung geführt wurden. Eine Liste der Interviewpartner befindet sich im Anhang.

² Vgl. vbw (2019), a.a.O., S. 20

³ <https://www.siemens.com/press/de/feature/2015/corporate/2015-06-egypt.php>

Handlungsoptionen für die Stromversorgung in Bayern nach 2025

- Die Kapazitätslücke könnte theoretisch auch durch **dezentrale Gas-BHKWs** geschlossen werden, je nach Größe (10 kw bzw. 5 kw Leistung) würden dazu 450.000 – 1 Mio. Klein-BHKW (d.h. ein BHKW in jedem 6. bayerischen Haushalt) benötigt. Nach Einschätzung von Detlef Fischer (VBEW) könnten mit Erdgas-BHKWs und Brennwertheiztechnik Hunderttausende von Öl-Heizkesseln in Bayern ersetzt werden. Dafür neue große Erdgasleitungen zu verlegen, wäre in Deutschland kein allzu großes Problem, denn die Erdgasleitungen würden von den Bürgern besser akzeptiert als Stromleitungen. Nach Einschätzung des Bayernwerks könnte man Kraftwerksleistung in der Größenordnung von mehreren Gigawatt teilweise durch eine Vielzahl von BHKWs ersetzen, unter der Voraussetzung, dass eine ausreichende Erdgasinfrastruktur vorhanden ist. Allerdings ist der Strom bei den BHKWs – unter heutigen Betriebsbedingungen – meist nur ein Nebenprodukt, da die BHKWs bisher vor allem wärmegeführt gesteuert wurden und es für das Hauptprodukt, die erzeugte Wärme, in den Sommermonaten weniger Bedarf gibt. Anders verhält es sich bei KWK-Anlagen, die in industrielle Prozesse eingebunden sind, und entsprechend höhere Volllaststunden aufweisen.
- Wollte man die Kapazitätslücke von 4,5 GW durch zusätzliche **Biogasanlagen** schließen, für die derzeit allerdings eher ein Rückbau als ein Zuwachs erwartet wird, müsste man zusätzlich zu den im Jahr 2017 vorhandenen ca. 2.500 Biogasanlagen mit rd. 1,1 GW Leistung¹ nochmals das Vierfache, also rund 10.000 Anlagen zubauen. Laut Detlef Fischer (VBEW) bestehen hier erhebliche Akzeptanzprobleme wegen der Monokulturen auf den Äckern, der Teller vor Tank-Diskussion, z.T. auch wegen sicherheitstechnischer Probleme. Die Stromerzeugung aus Biogas ist mittlerweile die teuerste Form der Stromerzeugung, und hier ist auch keine Kostenreduktion zu erwarten. Die EEG-Förderung der Biogasanlagen hat zu einem Überbietungswettbewerb bei den Pachten für den Maisanbau geführt, in dessen Gefolge die Bodenpreise kräftig gestiegen sind. Aus diesen Gründen macht auch aus Sicht von Dr. Samweber (SWA) ein Ausbau der Biogasanlagen über die bestehenden Kapazitäten hinaus keinen Sinn. Wichtiger wäre es, die Anlagen zu flexibilisieren. Für das Bayernwerk haben Biogasanlagen den Vorteil, dass sie gesicherte Leistung bieten und den Strom oft nicht in das Niederspannungsnetz, sondern in das Mittelspannungsnetz einspeisen, womit sie der Verteilnetzbetreiber leichter aufnehmen kann. Allerdings sind sie, sobald die Förderung nach dem EEG wegfällt, wegen der hohen Brennstoffkosten im Markt nicht mehr wettbewerbsfähig. Dabei bietet Biomasse ein hohes Speicherpotenzial. Biogas kann in das Gasnetz eingespeichert werden oder erreicht in Kraft-Wärme-Kopplung hohe Energieausbeuten von teilweise bis zu 80% (Professor Mauch). LEE-Landesvorsitzender Raimund Kamm sieht bei der Biomasse eigentlich keine Zubau-möglichkeiten mehr. Allerdings kann es sinnvoll sein, die Motorenleistungen der Biogasanlagen zu erhöhen, um bedarfsgerecht zeitweise mit höherer Leistung Biomasse, speziell Biogas, zu verstromen. Die Frage ist, ob solche Flexibilitäts-möglichkeiten der Biogasnutzung honoriert werden. Bioenergie könnte zukünftig vermehrt für Prozesswärme und -dampf eingesetzt werden statt Erdgas. Der erzeugte Strom wäre dann nur noch ein „Abfallprodukt“.

¹ Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) Biogasbetreiberdatenbank Bayern (BBD): Biogas in Zahlen - Bayern zum 31.12.2017, online verfügbar unter: <https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/031607/>

Handlungsoptionen für die Stromversorgung in Bayern nach 2025

- **Solar- und Windenergie** könnten zukünftig nur in Abhängigkeit von zusätzlichen Speichertechnologien in großem Umfang zugebaut werden, da sie keine gesicherte Leistung bieten. Insbesondere bei Windenergie bestehen deutliche Akzeptanzprobleme und die in Bayern bestehende 10H-Regel schränkt den Ausbau erheblich ein. Daher müssen zukünftig viele Speicher- bzw. Flexibilitätsoptionen genutzt werden. Es reicht dabei nicht aus, sich nur auf Pumpspeicher zu verlassen (Dr. Samweber, SWA). Die Windenergie kann nach Meinung von Professor Hamacher auf maximal 5 GW ausgebaut werden. Es besteht zwar das Hindernis der 10H-Regel, die aber politisch nicht mehr unumstritten ist. Der im Rahmen seiner Studie von 2016 angenommene zusätzliche Zubau gegenüber bisherigen Zielen für das Jahr 2025 würde bei Photovoltaik etwa 750.000 Dachanlagen bzw. 10.000 Freiflächenanlagen, bei Wind ungefähr 1.700 und bei Biomasse ca. 110 Anlagen mit durchschnittlicher Leistung bedeuten. Wenn man das gesamte Dachflächenpotenzial und zusätzlich auch weitere Freiflächenanlagen nutzte, sieht man bei der Landesvertretung Bayern des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V. (LEE Bayern) allein in Bayern 80 GW Leistung für machbar.¹ Mit Windenergie könnten gut 10 GW in Bayern erreicht werden, 2% der Fläche in Bayern ist überplanbar (was nicht bedeutet bebaubar.) Windräder müssen untereinander zur Vermeidung zu starken Windschattens in der Hauptwindrichtung einen Abstand vom drei- bis vierfachen der Gesamthöhe haben, also ca. 800 m. Die Windkraftanlagen sind heute viel leistungsfähiger, bis 2025 könnten an normalen Standorten mit 4- bis 5-MW-Anlagen jährlich 10 – 12 GWh Windstrom erzeugt werden. Langfristig wäre in der Summe von Solar- und Windstrom eine Stromerzeugung von 100 TWh in Bayern möglich. Das erfordert neben dem Ausbau von Photovoltaik und Windenergie auch Demand Side Management (Lastmanagement) und geeignete Speicher. Da im Jahr 2019 aber noch nicht klar ist, welche Speicher in zehn Jahren ökologisch und ökonomisch sinnvoll sind, gibt es hierzu keine belastbare Prognose. Der Bau von Pumpspeicherkraftwerken mit seinen Genehmigungsfristen und Akzeptanzproblemen hängt vom politischen Willen ab (Raimund Kamm, LEE Bayern).
- Bei der **Wasserkraft** wird von den Befürwortern ein Ausbau von bis zu 10% der bisherigen Stromerzeugung als möglich erachtet, also von rund 12 TWh noch auf 13 – 14 TWh. Große Flüsse sind bereits für die Wasserkraft weitgehend ausgebaut, bei Klein-Wasserkraftwerken bleibt nach Durchgängigkeitsmaßnahmen häufig zu wenig Wasser für die Turbinen übrig, um den Betrieb wirtschaftlich zu gestalten (Detlef Fischer, VBEW). Außerdem ist der Ausbau wegen der Bestimmungen der FFH-Richtlinie bzw. wegen der Wasserschutzrichtlinie nur begrenzt möglich (Professor Mauch). Allenfalls können nur noch kleine Anlagen gebaut werden (Dr. Samweber, SWA). Auch nach Einschätzung von Raimund Kamm (LEE Bayern) ist Wasserkraft nicht nennenswert ausbaubar. Auch wenn die Wasserkraft derzeit eine wichtige Säule der erneuerbaren Energieerzeugung in Bayern ist, wurde bei Hamacher (2016) angenommen, dass die noch vorhandenen Potentiale im Rahmen des bereits geplanten Ausbaus genutzt werden und diese nicht noch weiter gesteigert werden können.²

¹ Nach der Faustformel: 3kW/Einwohner Dach- und Fassadenflächen-PV = insgesamt 39 GW. Dazu kommen 40 GW Freiflächen-PV, ergibt in der Summe rund 80 GW.

² Vgl. Hamacher (2016), a.a.O., S. 51 f.

- Schließlich wären natürlich auch die unterschiedlichsten Kombinationen zwischen den verschiedenen Maßnahmen vorstellbar, z.B. ein Zubau von nur wenigen GuD-Kraftwerken sowie eine Anzahl von Gas-BHKWs im unteren sechsstelligen Bereich bei einer weitgehenden Flexibilisierung der vorhandenen Biogasanlagen, einem geringfügigen Ausbau der Wasserkraft und zusätzlichen Photovoltaik- und Windkraftanlagen mit entsprechenden Speichern. Bei Zubau ausreichender dezentraler Kapazitäten könnte man nach Einschätzung von Dr. Samweber (SWA) Bayern dezentral versorgen, wobei die Kosten in der Regel umso geringer ausfallen, je größer die Kraftwerke sind. Erneuerbare Energien sind an geeigneten Standorten günstiger, d.h. insbesondere Windenergie an windreichen Standorten im Norden¹ und Photovoltaik im Süden. Bei einem hohen Anteil von erneuerbaren Energien werden aber auch große Speicher benötigt, mit der Kapazität eines Vielfachen der aktuell vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke und auch eines Vielfachen der zukünftig in Bayern möglichen Pumpspeicherkraftwerke.

4.2 Netzausbau im Rahmen des Europäischen Strom-Binnenmarktes

Im Hinblick auf die Einbindung in das europäische Stromnetz besitzen die bayerischen Stromleitungen eine Schlüsselrolle. Mit ca. 4,4 GW Übertragungskapazität in die Tschechische Republik und 2,7 GW nach Österreich entfällt auf Bayern etwas mehr als ein Drittel der deutschen Übertragungskapazität ins Ausland.² Nach Tschechien und Österreich stellt Bayern im Stromnetz einen Knotenpunkt dar und nach Stilllegung der Kernkraftwerke wird Bayern zum Netto-Stromimporteur. Nach Einschätzung von Professor Hamacher sind dazu die HGÜ-Leitungen notwendig, woran auch zwei bis drei zusätzliche Gaskraftwerke nichts ändern würden. Bei Stromimporten kann es nach Einschätzung von TenneT zu Netzengpässen im süddeutschen Stromnetz kommen, was kostensteigernd wirken würde. Die Rolle der Verteilnetzbetreiber wird aus der Sicht von TenneT dabei wichtiger werden. Wenn man die Übertragungskapazitäten nach Tschechien und Österreich ausschöpfen wollte, müssten die innerdeutschen Leitungen verstärkt werden, da der Strom immer zur Lastsenke fließt. Allerdings ist es nach Meinung von TenneT sehr unwahrscheinlich, dass die tschechischen Netzbetreiber die Stabilisierung des deutschen Stromnetzes übernehmen würden. Zur Versorgungssicherheit in Bayern trägt auch die Thüringer Strombrücke mit einer Kapazität von 4 GW bei, die seit 2017 in Betrieb ist und nach Aussagen des Übertragungsnetzbetreibers TenneT durch die Vermeidung von Redispatch-Maßnahmen einen zwei- bis dreistelligen Millionenbetrag einsparen wird. Beim Übertragungsnetzbetreiber TenneT fielen im Jahr 2018 Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement in Höhe von 1,1 Mrd. € an und die Tendenz ist steigend. Die HGÜ-Leitungen sowie den Ostbayernring und die Grenzkuppelstellen nach Österreich bis 2030 auszubauen, ist nach Aussagen des Übertragungsnetzbetreibers TenneT gesetzlich vorgeschrieben. Ab 2030 will TenneT den darüber hinaus

¹ Laut TenneT werden bei Windkraft offshore ca. 4.000 Vollaststunden erreicht, bei Windkraft onshore in Bayern dagegen nur in etwa 2.200 Vollaststunden.

² Vgl. Bayerischer Industrie- und Handelskammertag BIHK, Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft VBEW (2013), a.a.O., S. 19.

Handlungsoptionen für die Stromversorgung in Bayern nach 2025

notwendigen Netzausbaubedarf möglichst durch Innovationen und Digitalisierung minimieren.

VBEW-Geschäftsführer Detlef Fischer ist der Meinung, dass man die HGÜ-Trassen unbedingt bauen sollte, da die Perspektive der Energiewende das Jahr 2050 ist, und bis dahin wegen der von Deutschland zugesagten Reduzierung von Treibhausgasen eine weitestgehend klimaneutrale Stromversorgung erforderlich ist. Mit dem Kohleausstieg bis 2038 ist eine weitere Vernetzung mit den nördlichen Bundesländern (wegen der Windenergie im Norden und der Photovoltaik im Süden) sinnvoll sowie auch mit nordeuropäischen Ländern. So sind aus Norwegen bereits zwei Seekabel in Bau bzw. in Planung für den Transport von Strom aus Wasserkraft. Für Detlef Fischer bedeutet der Europäische Binnenmarkt, dass Deutschland auch beim Strom ein Stück weit Transitland ist. Daher ist ein vernünftig ausgebauten Übertragungsnetz notwendig, da wegen des europäischen Strommarktes ein höherer Stromtransport durch Bayern erforderlich ist, als rein theoretisch allein für die Versorgung von Bayern erforderlich wäre.

Der Netzausbau bietet eine einfache Möglichkeit die Windenergie onshore und offshore im Norden nutzen zu können. Professor Hamacher schätzt das Ausbaupotenzial in Deutschland für offshore Wind auf bis zu 100 TWh ein. Diese Strommenge kann nicht allein in Norddeutschland genutzt werden. Das Ausbaupotenzial ist auch bei der Photovoltaik hoch. Eine Mischung zwischen Windenergie und Photovoltaik ist sinnvoll, da sich beide bei unterschiedlichen Wetterlagen und Jahreszeiten ergänzen. Eine intelligente Integration muss daher dazukommen. Professor Hamacher betont allerdings, dass bis zu einem Braunkohleausstieg auch Strom aus Braunkohlekraftwerken über die Fernleitungen nach Bayern kommen kann, da dieser günstig ist und Gas aus dem Markt drückt (Professor Hamacher).

Auch seitens der LEE Bayern befürwortet man mehrheitlich den Bau von HGÜ-Leitungen. Wenn man Bayern als elektrische Insel betreiben wollte, würde das aufwändig und viel zu teuer werden (LEE-Landesvorsitzender Raimund Kamm). Gerade die natur- und wetterabhängigen Quellen müssen großräumig verteilt (und vernetzt!) werden, um regionale Wetterunterschiede zu nutzen. Auch sei es eine Frage der Gerechtigkeit und Akzeptanz, einzelne Regionen nicht mit Biogas-, PV-Freiland- und Windkraftanlagen zu überlasten.

5 Auswirkungen eines Verzichts auf die HGÜ-Leitungen¹

5.1 Vorgehensweise

Die Bewertung eines Verzichts auf SüdLink und SüdOstLink sollte an Hand des energiepolitischen Zieldreiecks erfolgen, das die Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit der Stromversorgung sowie deren Wirtschaftlichkeit bzw. wettbewerbsfähige Energiepreise einfordert. Um die entsprechenden Entwicklungen abschätzen zu können, wurden mit dem europäischen Strommarktmodell EU-REGEN des ifo Instituts zwei Szenarien berechnet: Ein Referenzszenario, in dem ein bis zum Jahr 2050 optimaler Netzausbau erfolgt. In diesem Szenario bleibt es bei einem einheitlichen Strompreis für Nord- und Süddeutschland. Im Autarkieszenario, bei dem kein weiterer Netzausbau zwischen Nord- und Süddeutschland mehr erfolgt, steigt die Anzahl der notwendigen netzseitigen Markteingriffe weiter an. Es ist entsprechend mit einem erhöhten politischen Druck zu rechnen, zwei Preiszonen in Deutschland einzuführen. In beiden Szenarien wird der Kapazitäts- und Erzeugungsmix durch das 80%-Reduktionsziel für Treibhausgase in der gesamten Europäischen Union getrieben.

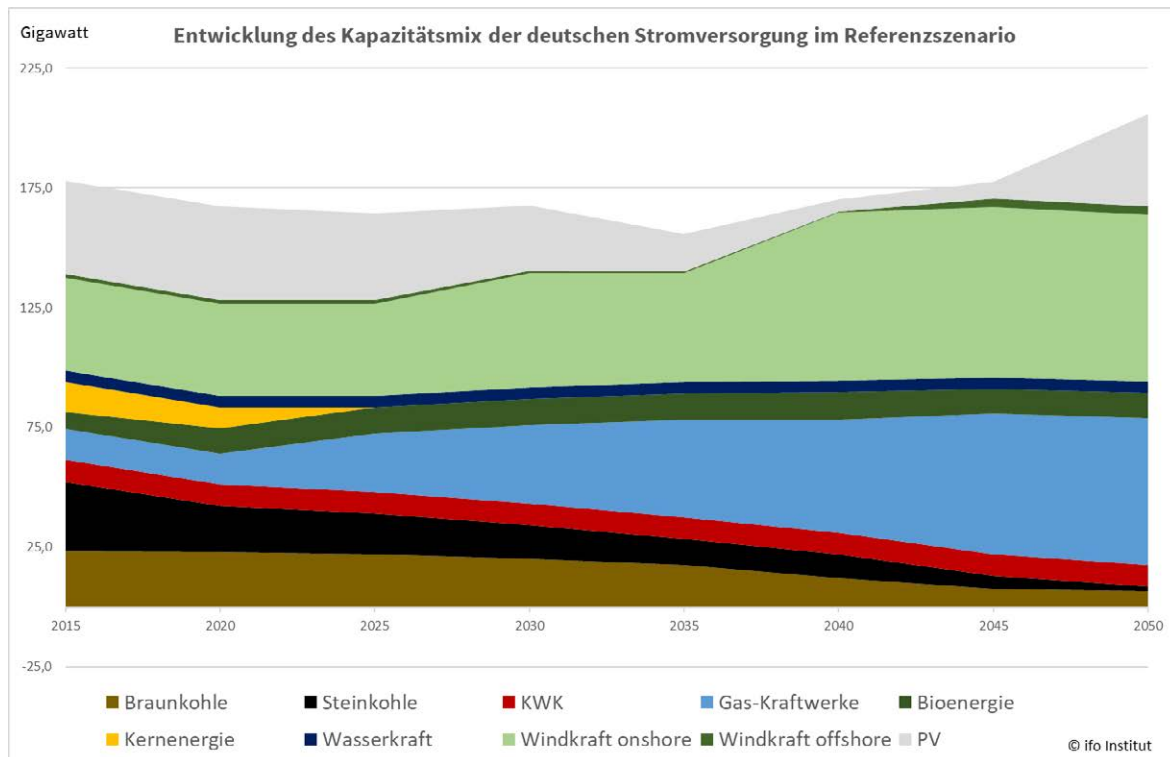
In Abbildung 5 wird die Entwicklung des Kapazitätsmix der deutschen Stromerzeugung für den Referenzfall dargestellt. Ausgehend von einer Gesamtleistung in Höhe von 178 GW im Jahr 2015 geht die bereitgestellte Leistung zunächst bis zum Jahr 2040 auf 170 GW zurück und steigt danach bis 2050 auf 208 GW an. Der anfängliche Rückgang beruht auf dem Auslaufen der Kernenergie und der Braun- und Steinkohlekraftwerke. Ab 2030 verliert auch die Photovoltaik wegen der wegfallenden EEG-Förderung Anteile, dafür gewinnt die wettbewerbsfähige Windkraft.

Im Autarkieszenario erhöht sich die Gesamtkapazität nur geringfügig um 5 GW auf insgesamt 213 GW Leistung. Der Kapazitätsausbau zwischen 2015 bis 2050 beträgt deutschlandweit 19,7% gegenüber 17,0% im Referenzszenario. Dieser Kapazitätsausbau muss bei einer Trennung der Netze allerdings vorwiegend in Süddeutschland erbracht werden: Dort wird die Leistung von 62,1 GW in 2015 um 54,7% auf 96,1 GW in 2050 erhöht, in Norddeutschland dagegen nur um 0,7% von 115,8 auf 116,6 GW.

¹ Unter Mitarbeit von Christoph Weissbart, ifo Institut.

Auswirkungen eines Verzichts auf die HGÜ-Leitungen

Abbildung 5

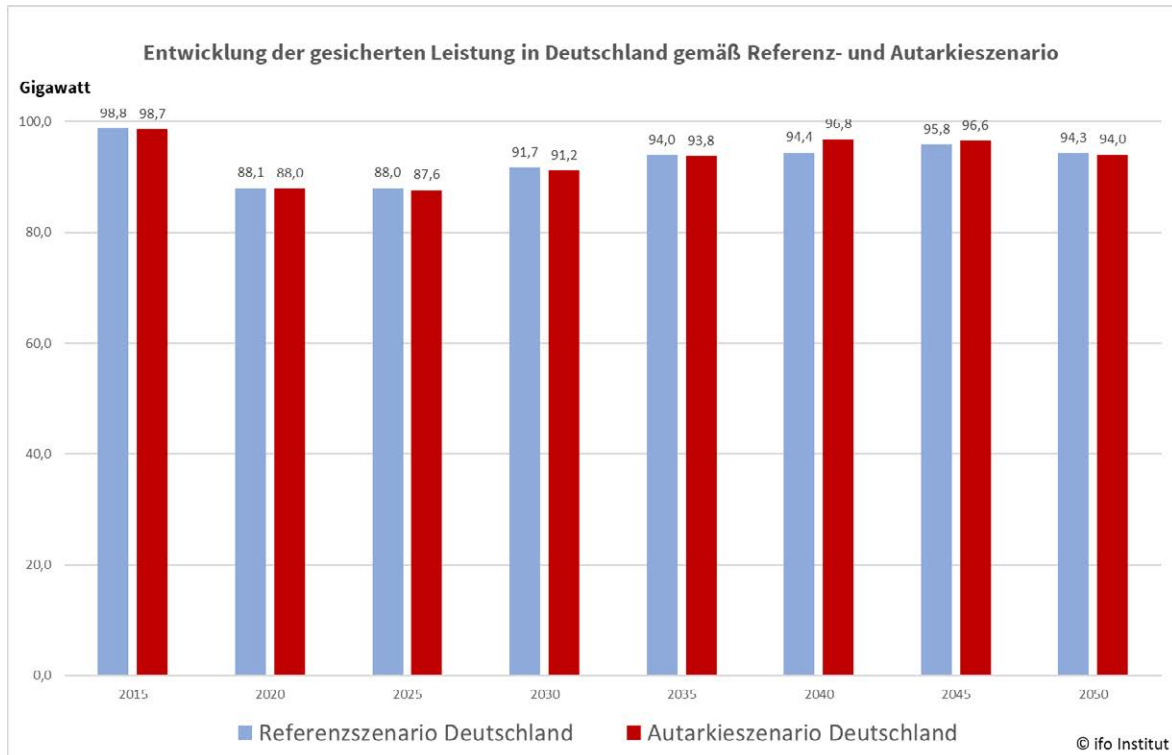


Quelle: Berechnungen des ifo Instituts mit dem EU-REGEN-Modell.

Die Versorgungssicherheit wird allerdings nicht durch die Gesamtleistung, sondern nur durch die gesicherte Leistung gewährleistet. Das ist die gesamte Leistung abzüglich von Windenergie und Solarstrom, da letztere fluktuieren und nicht jederzeit zur Verfügung stehen. Die Entwicklung der gesicherten Leistung in Deutschland im Referenz- wie auch im Autarkieszenario wird in Abbildung 6 dargestellt.

Dabei ist von 2015 bis 2020 in beiden Szenarien zunächst ein Rückgang von annähernd 99 GW auf rund 88 GW festzustellen. In den folgenden 5-Jahres-Schritten steigt die gesicherte Leistung im Referenzszenario zunächst etwas stärker als im Autarkieszenario, in 2040 und 2045 dreht sich die Entwicklung dann um. Im Jahr 2050 liegt die gesicherte Leistung jeweils bei etwa 94 GW. Allerdings ergeben sich deutliche regionale Unterschiede, wie an Abbildung 7 zu erkennen ist: So muss die gesicherte Leistung in Süddeutschland von 33 GW auf 46 GW um über ein Drittel erhöht werden, wogegen sie in Norddeutschland von 65,5 GW auf 48 GW um mehr als ein Viertel reduziert werden kann.

Abbildung 6



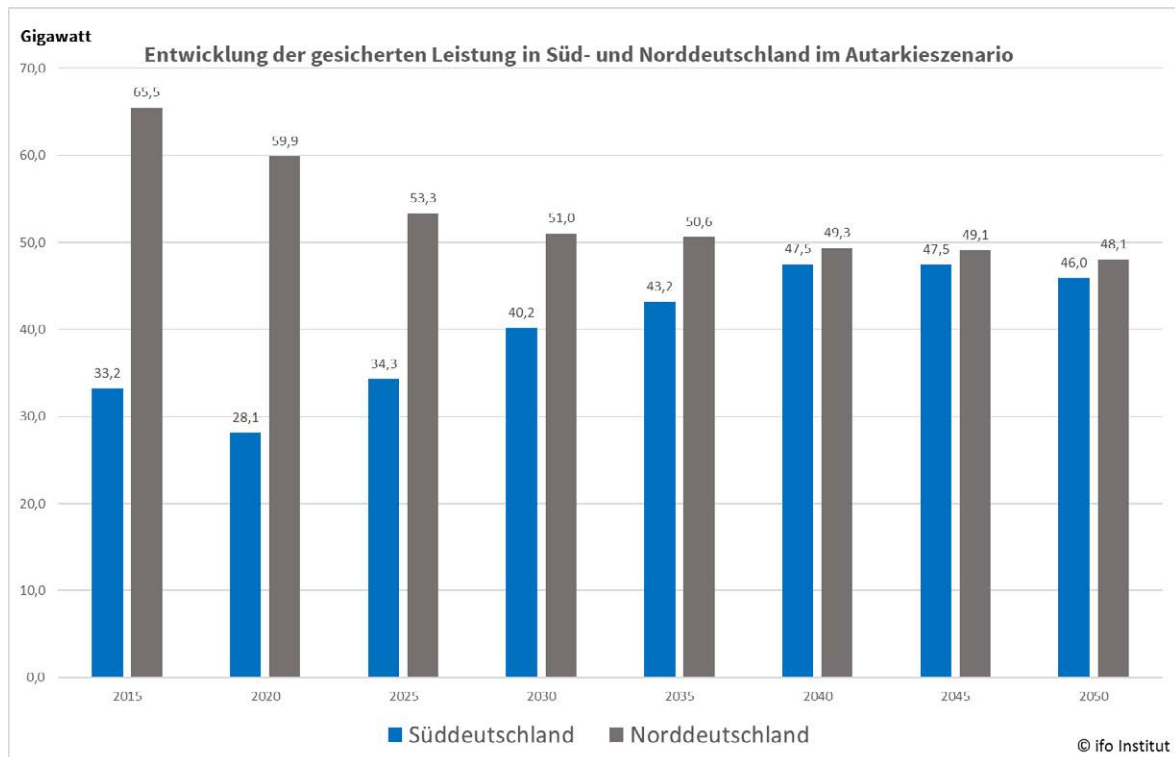
Quelle: Berechnungen des ifo Instituts mit dem EU-REGEN-Modell.

Entscheidend für die Versorgungssicherheit ist, ob die Jahreshöchstlast durch die gesicherte Leistung abgedeckt wird. Seitens des Bayernwerks weist man darauf hin, dass die Jahreshöchstlast im öffentlichen Stromnetz von Deutschland schon seit mehr als 20 Jahren ungefähr 80 Gigawatt beträgt. Es gab in der Vergangenheit nur einen Zuwachs bei der elektrischen Arbeit, aber nicht bei der elektrischen Leistung. Zudem sind im Strommarktgesetz 2016 unter anderem folgende Maßnahmen vorgesehen, die eine sichere Stromversorgung gewährleisten sollen:

- Die Übertragungsnetzbetreiber können auch weiterhin mit Zustimmung der Bundesnetzagentur von den Betreibern zur Abschaltung angemeldete Kraftwerke als Netzreserve unter Vertrag nehmen und im Bedarfsfall zur Netzstabilisierung Strom erzeugen lassen.

Auswirkungen eines Verzichts auf die HGÜ-Leitungen

Abbildung 7



Quelle: Berechnungen des ifo Instituts mit dem EU-REGEN-Modell.

- Ab dem Winterhalbjahr 2019/2020 soll schrittweise eine Kapazitätsreserve außerhalb des Strommarktes in Höhe von 2 GW zur Sicherung der Stromversorgung gebildet werden.
- Darüber hinaus haben die Netzbetreiber geprüft, ob zur Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bis zu 2 GW neue Erzeugungsanlagen (Netzstabilitätsanlagen) in der Nähe von Netzengpässen errichtet werden müssen. Konkret handelt es sich dabei um Gaskraftwerke in Süddeutschland, die im Bedarfsfall ab 2021/2022 verfügbar sein müssen. Diese Anlagen dürfen nicht am „normalen“ Strommarkt teilnehmen und bekommen ihre Kosten von den Übertragungsnetzbetreibern erstattet, die sie auf die Stromkunden umlegen. Angesichts dieser Maßnahmen ist davon auszugehen, dass in Bayern die Stromversorgung aktuell gesichert ist, allerdings wird die Spitzenlast zunehmend von Reservekraftwerken gedeckt.¹

¹ Vgl. vbw (2019). a.a.O., S. 17.

5.2 Wirtschaftlichkeit

Hinsichtlich des energiepolitischen Ziels der Wirtschaftlichkeit bzw. wettbewerbsfähiger Energiepreise wurden die Großhandelspreise für das Autarkieszenario berechnet. Dabei stellt sich heraus, dass die Strompreise im Großhandel im Autarkieszenario im Zeitverlauf durchgängig für Süddeutschland höher liegen als für Norddeutschland (Abb. 8). Im Jahr 2025 liegt die Preisdifferenz zwischen Süddeutschland und Norddeutschland noch bei 2 €/MWh, und steigt bis zum Jahr 2050 auf 5 €/MWh bzw. 5,7%.¹ Eine ähnliche Größenordnung folgt aus einer Studie, die Prognos gemeinsam mit der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg 2016 im Auftrag von N-Energie durchgeführt hat. Danach erfordert eine Reduktion des HGÜ-Netzausbaus u. a. höhere Strompreise in Süddeutschland, nach vorsichtiger Schätzung ca. 5 - 10 €/MWh. Eine derartige Strompreisdifferenz kann durchaus schon wettbewerbsrelevant sein.

Zugleich wird mehr Redispatch benötigt und es wird eine stärkere Nutzung von Energiemanagement und Flexibilität erforderlich.²³ Es könnte sein, dass bei einer Aufteilung der deutschen Strompreiszone in mehrere Gebiete auch weitere Strompreiskomponenten, wie bisher einheitliche Umlagen für das EEG oder die Netzentgelten, zur Diskussion gestellt werden. Dies zu betrachten war jedoch nicht Gegenstand der Modellrechnungen und wäre ggf. in weiteren Studien zu untersuchen.

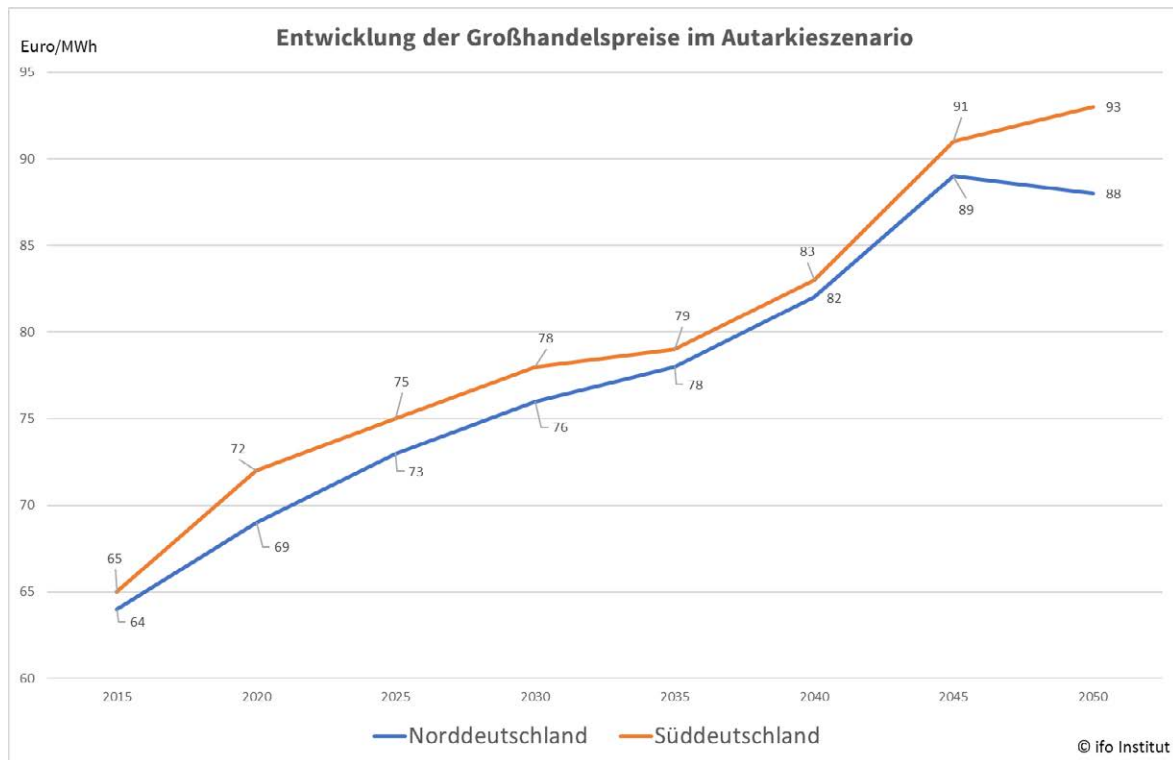
¹ Am Ende des Modellhorizonts erfordert das Klimaziel verstärkte CO₂-Vermeidungsmaßnahmen. Dabei wird in Norddeutschland CO₂ vor allem durch den Zubau von Windkraftanlagen vermieden, in Süddeutschland dagegen vor allem durch den Zubau von Photovoltaikanlagen, wobei die marginalen Vermeidungskosten der Photovoltaik höher sind als die der Windkraft. Daher fallen erst gegen 2050 die Großhandelspreise zwischen den beiden Preiszonen so deutlich auseinander.

² Dr. Almut Kirchner (Prognos) (2018), a.a.O.

³ Nach einschlägigen Schätzungen werden allein über den Zeitraum von 2024 bis 2030 durch den Ausbau der beiden HGÜ-Leitungen mindestens 2 Mrd. € Kosten für Engpassmanagement gespart bei Investitionsausgaben von etwa 2 - 3 Mrd. €. Vgl. Katrin Schaber und Florian Bieberbach (2015) Redispatch und dezentrale Erzeugung: Alternativen zum Netzausbau? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 65. Jg., Heft 7, S. 18-23.

Auswirkungen eines Verzichts auf die HGÜ-Leitungen

Abbildung 8



Quelle: Berechnungen des ifo Instituts mit dem EU-REGEN-Modell.

5.3 Umweltverträglichkeit

Die Auswirkungen eines Verzichts auf die HGÜ-Stromleitungen auf die CO₂-Emissionen sind im Vergleich zum geplanten Netzausbau als relativ gering einzuschätzen, da in beiden Fällen die nationalen Reduktionsziele für die Treibhausgasemissionen einzuhalten sind. Im Wesentlichen könnten sich nur bezüglich des Reduktionspfades Abweichungen ergeben, soweit innerdeutsche Stromflüsse durch Stromimporte aus dem Ausland substituiert werden, da diese ggf. aus Kohlekraftwerken stammen könnten. Auch kann es im Szenario einer dezentralen Stromversorgung vorübergehend Unterschiede machen, ob stärker auf Gaskraftwerke und Gas-BHKWs oder stärker auf Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gesetzt wird, da Erdgas nicht kohlenstofffrei ist. In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass bei einem Verzicht auf den Netzausbau mehr Redispatch benötigt wird und damit implizit die CO₂-Emissionen leicht gegenüber der alternativen Variante mit Netzausbau steigen.¹

Die Analyse von Auswirkungen auf andere Umweltbereiche als den Klimaschutz, z. B. durch Flächenverbrauch oder höheren Energiepflanzenbedarf waren nicht Gegenstand dieser Studie.

¹ Dr. Almut Kirchner (Prognos) (2018), a.a.O.

6 Politische Handlungsempfehlungen

6.1 Rahmenbedingungen

Für die Herleitung politischer Handlungsempfehlungen sind folgende Kernergebnisse der bisherigen Untersuchungsschritte zu berücksichtigen:

- Bei einer weiteren Verzögerung oder einem Verzicht auf den Netzausbau würde der politische Druck in Richtung der Einführung von zwei Preiszonen steigen, mit entsprechenden Folgen für die Strompreise in Süddeutschland. Bei den Großhandelspreisen würde die Differenz zu Norddeutschland bis zum Jahr 2050 nach den Modellrechnungen auf eine Größenordnung von 5€/MWh bzw. 5,7% steigen. Eine Aufteilung der deutschen Strompreiszone in mehrere Gebiete könnte zudem auch bei weiteren Strompreiskomponenten zu Veränderungen führen.
- Die in Bayern sich bis 2025 aufbauende Kapazitätslücke könnte technisch gesehen auch dauerhaft durch Stromimporte sowie durch die Erhöhung der Gaskraftwerkskapazitäten und den Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen geschlossen werden. Die Versorgungssicherheit bleibt in Bayern auch nach dem Abschalten der letzten Kernkraftwerke gewährleistet. Allerdings müsste bei einem Verzicht auf einen weiteren Netzausbau die gesicherte Leistung in Süddeutschland bis zum Jahr 2050 um ein Drittel erhöht werden, im Norden könnte sie dagegen um ein Viertel verringert werden.
- Um die Gaskraftwerke rentabel betreiben zu können müsste das CO₂-Regime so verändert werden, dass sich ein deutlich höherer CO₂-Preis einstellt. Für den Ausbau von Erdgas-BHKWs wäre gleichzeitig der Ausbau der Erdgasinfrastruktur erforderlich.
- Für Biogasanlagen ist kein wesentlicher Zubau zu erwarten, sie könnten aber durch eine höhere Flexibilisierung zur gesicherten Stromversorgung beitragen. Solarstrom und Windenergie sind ausbaufähig, aber nur bei gleichzeitigem erheblichem Zubau von Speichern. Bei der Wasserkraft verbleiben nur geringfügige Ausbaumöglichkeiten.
- Die HGÜ-Leitungen sind mit der Perspektive bis zum Jahr 2050 von erheblicher Bedeutung, um deutschlandweit eine weitgehend klimaneutrale Stromversorgung zu erreichen. Dabei sind die HGÜ-Leitungen nicht nur für die Stromversorgung Süddeutschlands relevant, sondern auch für den zunehmenden Austausch von Wind- und Solarstrom zwischen Nord- und Süddeutschland.

6.2 Energiepolitische Optionen der bayerischen Staatsregierung

Wie bereits anfangs dargestellt, ist das Szenario ohne Netzausbau bis zum Jahr 2025 ohnehin die faktische Ausgangslage. Für den Zeitraum zwischen 2025 und 2050 ist zwischen zwei Fällen zu unterscheiden: Zum einen, ob die bayerische Staatsregierung die Zielsetzung des ursprünglich geplanten Netzausbaus weiterverfolgen will oder zum anderen, ob sie verstärkt auf eine dezentrale Stromerzeugung mit Erdgas und erneuerbaren Energien ohne weiteren Netzausbau setzt. Im Folgenden werden nicht die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen beider Optionen betrachtet, sondern lediglich die jeweiligen Handlungsoptionen dargestellt, die dem Freistaat zur Verfügung stehen.

Im erstgenannten Fall wäre der Handlungsbedarf für die Staatsregierung relativ gering. Der Netzausbau erfolgt gemäß den Vorgaben des Netzentwicklungsplans und die Übertragungsnetzbetreiber haben die gesetzliche Verpflichtung, die gesicherte Versorgung zu gewährleisten und Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität zu ergreifen. Die Verteilnetze, deren Bedeutung mit dem Ausbau erneuerbarer Energien steigen wird, liegen laut TenneT allerdings im Verantwortungsbereich der Bundesländer. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Ausgleichs-Kapazitäten ohne die HGÜ-Leitungen größer sein müssten als mit ihnen, und es gleichzeitig keinen Sinn machen würde, die vorhandenen Kapazitäten in Norddeutschland nicht zu nutzen.

Soweit anderenfalls der verstärkte Ausbau der dezentralen Energieversorgung ohne zusätzliche HGÜ-Leitungen angestrebt wird, bieten sich dem Freistaat Bayern die folgenden Ansatzpunkte:

6.2.1 Verbesserung der energiepolitischen Rahmenbedingungen

Einführung eines CO₂-Preises

Grundsätzlich würde die Einführung eines spürbaren CO₂-Preises die Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhöhen und ihren Ausbau erheblich beschleunigen. Die Ausgestaltung des europäischen Emissionshandels bzw. Einführung einer CO₂-Steuer liegt allerdings nicht in der Gesetzgebungskompetenz der Landesregierungen. Jedoch bestehen in dieser Frage Einflussmöglichkeiten auf die Energiepolitik des Bundes.

Beschleunigung der Genehmigungsverfahren

Die Bundesländer haben nach Einschätzung des Übertragungsnetzbetreibers TenneT Handlungsmöglichkeiten, indem sie die Genehmigungsverfahren beschleunigen. Dies sollte auch durch eine bessere personelle Ausstattung der zuständigen Genehmigungsbehörden für die Abwicklung der Genehmigungsverfahren unterstützt werden. Ergänzend wäre auch eine Standardisierung der Genehmigungsverfahren hilfreich, z.B. durch Verwendung von Blaupausen, die bei vergleichbaren Genehmigungsverfahren wiederverwendet werden können und wodurch die Verfahren beschleunigt würden.

6.2.2 Förderung der dezentralen Energieversorgung

Windenergie

Eindeutige Handlungsmöglichkeiten bestehen bei energiepolitischen Vorgaben auf der Landesebene. Dies gilt besonders für die 10H-Regel für Windräder, wegen der der Ausbau der Windenergie in Bayern faktisch zum Erliegen gekommen ist. Daher sollte nach Ansicht von Raimund Kamm (LEE Bayern) bei der Windenergie die baurechtliche Entprivilegierung durch 10H rückgängig gemacht werden und im Bayerischen Winderlass der Sinn einiger Artenschutz-bestimmungen belegt werden. Wichtig wäre auch eine Übergangsregelung für den bayerischen Winderlass, die das Bayerische Umweltministerium erlassen müsste. Denn heute ist in manchen Fällen unklar, ob Anlagen nach dem alten Winderlass von 2011 oder nach dem neuen Winderlass von 2016 zu beurteilen sind. Dies führt dazu, dass mit Klagen der Stillstand von bereits in Betrieb genommenen Anlagen bewirkt werden könnte. Dies schreckt wiederum Investoren davon ab, neue Anlagen zu planen. Hinzu kommt, dass wegen solcher Klagen genehmigte Anlagen nicht gebaut wurden und bei neuen Ausschreibungen veraltet und damit nicht mehr wettbewerbsfähig sind. Bei den daher erforderlichen Umplanungen wird dann die 10H-Regel wirksam, weswegen praktisch keine neuen Windkraftinvestitionen in Bayern mehr in Angriff genommen werden (Raimund Kamm, LEE Bayern). Auch nach Ansicht von Professor Mauch sollte die bayerische 10H-Regel für den Abstand von Windkraftanlagen von der Wohnbesiedlung abgeschafft oder zumindest auf 5H reduziert werden.

Bürgerenergie-Projekte

Durch Bürgerbeteiligung könnte die Akzeptanz für Windräder verbessert werden, wenn die Anwohner eine Chance bekommen, daran mitzuverdienen. LEE-Landesvorsitzender Raimund Kamm präferiert hier das Zwiebelschalenprinzip: Erst werden Einwohnern aus der Gemeinde Beteiligungen angeboten, wenn danach das Investitionsvolumen noch nicht ausgeschöpft ist, in einem weiteren Radius, dann noch in einem weiteren Radius. Mit solch einer Lösung hätte man nicht mehr die Akzeptanzprobleme wie beim Bau von Windrädern durch anonyme Investoren.

Photovoltaik

Raimund Kamm (LEE Bayern) fordert mehr politische Unterstützung des Freistaats für die Photovoltaik in Bayern, da ein großer Teil der nutzbaren Dächer (und künftig auch Fassaden) noch nicht für die solare Stromerzeugung ausgerüstet ist. Z. B. ein Landesprogramm „Sauberer Strom preiswert vom Dach“ bedürfte hauptsächlich politischer Führung und Unterstützung und nur geringer finanzielle Anreize. Es wäre für Handel und Gewerbe interessant z.B. auf den Dächern von Supermärkten Photovoltaik-Anlagen zu errichten und den Strom für die Kühlung und Beleuchtung sowie zukünftig auch für das Aufladen von Elektroautos der Kunden zu verwenden. Wenn eine Bepreisung von CO₂-Emissionen hinzukäme und das staatliche Abgaben- und Umlagesystem reformiert würde, könnten solche Anlagen sehr rentabel sein.

Politische Handlungsempfehlungen

Stromspeicher

Ein Ausbau der Windenergie erfordert auf lange Sicht zusätzliche Stromspeicher in erheblichem Umfang. Daher ist es erforderlich, Standorte für weitere Pumpspeicher-Kraftwerke zu prüfen und die Sanierung von außer Betrieb genommenen Anlagen wie dem Pumpspeicherkraftwerk Happurg voranzutreiben¹. Da diese Speicher aber nicht ausreichen werden, um den zusätzlichen Wind- und Sonnenstrom aufnehmen zu können, sollten Pilotprojekte für neue Speichertechnologien wie Heimspeicher oder Batterien für Elektroautos verstärkt gefördert werden.

Bioenergie

Biogasanlagen würden in der Zukunft eine sinnvolle Ergänzung darstellen, wenn sie – in Kombination mit einem Gasspeicher – flexibel eingesetzt werden können. Dazu wäre ein Vergütungskonzept erforderlich, das die Steuerbarkeit von Biogasanlagen ermöglicht. Wenn die Kapazität einzelner Anlagen mit einem zusätzlichen Aggregat z. B. um 25% erhöht würde, und die Anlage z. B. mindestens vier Stunden am Tag mit der höheren Leistung Strom erzeugen würde, könnte die Förderung nach Einschätzung des Bayernwerks weiterhin erfolgen, ohne dass Mitnahmeeffekte zu befürchten wären. Auch seitens der Stadtwerke Augsburg ist man der Meinung, dass der Bund oder die Länder die Rahmenbedingungen für flexible Biogasanlagen, die nach 20 Jahren Betriebszeit aus der Förderung durch das EEG herausfallen, so verändern sollte, dass diese weiterhin wirtschaftlich betrieben werden können (Dr. Samweber, SWA).

Kraft-Wärme-Kopplung

Wo noch Potenziale für Fernwärme vorhanden sind, könnte man Kraft-Wärme-Kopplung und große regenerative Wärmeerzeuger durch einen Anschluss- und Benutzungszwang an die Fernwärmenetze voranbringen. Diesen Anschluss- und Benutzungszwang könnten die Kommunen bei Neubau oder Renovierung von Wohnungen festlegen, was allerdings ein starker Eingriff in die Souveränität der Bürger wäre. Besser geeignet wären Anreize, um insbesondere eine Nachverdichtung in bestehenden Fernwärmegebieten unterstützen (Dr. Samweber, SWA).

6.2.3 Flankierende Maßnahmen

Die Energiewende bietet große Chancen zu zeigen, dass man das Energiesystem umbauen kann, aber es mangelt nach Meinung von Professor Hamacher an der Bereitschaft in Politik und Gesellschaft dies auch umzusetzen. Wichtig wären daher nach Ansicht von Dr. Samweber (SWA) zum einen Akzeptanzkampagnen auf Bundes- oder EU-Ebene, zum anderen wäre es grundsätzlich erforderlich, den Investoren langfristige Sicherheit zu bieten, d.h. die Regulierungen nicht immer wieder zu ändern. Daneben wäre die verstärkte Vernetzung von Forschungseinrichtungen, Produzenten und Erstanwendern hilfreich. Ein Beispiel ist die Bayerische EnergieEffizienz-Netzwerk-Initiative des Wirtschaftsministeriums², die nach Meinung von Professor Mauch noch verstärkt werden sollte.

¹ Beginn der Sanierungsarbeiten frühestens 2019, Wiederinbetriebnahme im Idealfall für 2021 zu erwarten.
Vgl. <https://n-land.de/lokales/happurg/oberbecken-sanierung-erst-2019>

² <https://been-i.de/>

Literaturverzeichnis

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) Biogasbetreiberdatenbank Bayern (BBD): Biogas in Zahlen – Bayern zum 31.12.2017, online verfügbar unter: <https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/031607/>

Bayerischer Industrie- und Handelskammertag BIHK, Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft VBEW (2013), Energienetze in Bayern - Handlungsbedarf bis 2022, München.

Bayerisches Landesamt für Statistik (Hrsg.) (2015): Bruttostromerzeugung in Bayern insgesamt nach Energieträgern.

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie (2015): Bayerisches Energieprogramm für eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung, Stand: Oktober 2015 / redaktionelle Revision 2018.

Bundesnetzagentur (Hrsg.) (2015a): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Stand: 25.09.2015. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2015.xlsx.

Bundesnetzagentur (Hrsg.) (2015b): Veröffentlichung Zu- und Rückbau - Stand: 25.09.2015. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Veroeff_ZuUndRueckbau_2015.xlsx.

Hamacher, Thomas; Tobias Hartmann; Kais Siala; Matthias Huber, Philipp Kuhn, Laura Stolle (2016): Gesicherte Stromversorgung in Bayern, Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme, Technische Universität München.

Kirchner, Almut (Prognos) (2018): Wo stehen wir bei der Energiewende – eine Bestandsaufnahme; Präsentation beim Energiegipfel Bayern, München 13. Dezember 2018.

Rippel, Kerstin Maria (50Hertz Transmission GmbH), Thomas Wiede (Amprion GmbH), Mario Meinecke (TenneT TSO GmbH), Regina König (TransnetBW GmbH) (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf, Stand 15. April 2019.

Schaber, Katrin; Florian Bieberbach (2015) Redispatch und dezentrale Erzeugung: Alternativen zum Netzausbau? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 65. Jg., Heft 7, S. 18-23.

Schwencke, Tilman, KWSB (2019): Präsentation beim BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft vom 05.02.2019: Der Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Struktur-wandel und Beschäftigung“ – Ergebnisse, Bewertung und Umsetzung.

TenneT-Präsentation „Stresstest für die Netzausbauplanung“, o. D. vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (2019): 7. Monitoring der Energiewende, München.

Anhang

Anhang

Verzeichnis der Expertengespräche

Organisation	Interviewpartner
Bayernwerk AG	Dr. Andreas Kießling Leiter Politik, Verbändearbeit und Qualitätssicherung
Bayernwerk Netz GmbH	Wolfgang Hildebrand Experte Regulierung und Sonderaufgaben
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München	Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Mauch Geschäftsführer
Landesvertretung Bayern des Bundes- verbandes Erneuerbare Energie e.V. (LEE Bayern)	Raimund Kamm Landesvorsitzender
Stadtwerke Augsburg Holding GmbH	Dr. Florian Samweber, Leiter Stabstelle für Innovation
Technische Universität München	Prof. Dr. Thomas Hamacher Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme
TenneT TSO GmbH	Dr. Andreas Schieder Senior Policy Advisor, Public Affairs
Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. – VBEW	Detlef Fischer Geschäftsführer



München und
Oberbayern

Impressum

Verleger und Herausgeber:

IHK für München und Oberbayern

Dr. Eberhard Sasse

Dr. Manfred Göbl

Max-Joseph-Straße 2, 80333 München

☎ 089 5116-0

@ info@muenchen.ihk.de

🌐 muenchen-ihk.de

Ansprechpartner:

Dr. Norbert Ammann, Referatsleiter Umwelt, Energie, Rohstoffe

☎ +49 89 5116-1392 @ ammann@muenchen.ihk.de

Björn Athmer, Referent Energie- und Rohstoffversorgung

☎ +49 89 5116-1548 @ athmer@muenchen.ihk.de

Verfasser:

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: Fotolia © Erika Wehde

Druck:

Oberländer GmbH & Co. KG, München

Stand: Juli 2019

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.