

Kurzstudie Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025

unter Berücksichtigung der
Situation in Deutschland und den
europäischen Nachbarstaaten



IER

März 2015

im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und
Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 - unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten

Langfassung

im Auftrag des

Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)

Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung

Wankelstraße 5, 70563 Stuttgart

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)

Universität Stuttgart

Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart

Autoren:

Frieder Borggrefe (DLR)

Thomas Pregger (DLR)

Hans Christian Gils (DLR)

Karl Kiên Cao (DLR)

Marc Deissenroth (DLR)

Sebastian Bothor (IER)

Markus Blesl (IER)

Ulrich Fahl (IER)

Martin Steurer (IER)

Michael Wiesmeth (IER)

5. März 2015

Zusammenfassung

Die Energiewende in Deutschland führte in den letzten Jahren zu deutlichen Veränderungen im Marktumfeld. Aufgrund der aktuell schwierigen wirtschaftlichen Situation für Marktakteure im Stromsektor entschieden sich Kraftwerksbetreiber zur Stilllegung einiger Anlagen. Vor dem Hintergrund des geplanten Ausstiegs aus der Kernenergie und einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien mit z.T. geringen Beiträgen zur gesicherten Erzeugungsleistung stellt sich die Frage, in welchem Maße die Versorgungssicherheit in Deutschland und insbesondere Süddeutschlands aus heutiger Sicht in den kommenden Jahren bis 2025 gewährleistet ist. Die vorliegende Kurzstudie untersucht in diesem Kontext, wann und in welchem Maße Deckungslücken in der Stromversorgung Süddeutschlands auftreten könnten und in welchem Umfang ggf. weitere Kraftwerksleistungen benötigt werden, um die Versorgungssicherheit in Spitzenlaststunden zu gewährleisten.

In der Studie werden, ausgehend von derzeitigen Marktbedingungen, dem geplanten Ausbau erneuerbarer Energien, sowie den bestehenden und den heute im Bau befindlichen Kraftwerken, szenariobasierte Analysen durchgeführt. Die Untersuchung findet in zwei Teilen statt. Der erste Teil der Studie untersucht die Versorgungssituation in Süd- und Gesamtdeutschland (sowie im europäischen Kontext) basierend auf statischen Leistungsbilanzen. Im zweiten Teil der Studie wird ein europäisches Stromsystemmodell verwendet und damit analysiert, in welchem Umfang die Außerbetriebnahme von Kraftwerkskapazitäten in den Jahren bis 2025 zu Einschränkungen bei der gesicherten Stromversorgung führen kann. In beiden Studienteilen erfolgen die Analysen anhand von zwei Szenarien mit einerseits optimistischen und andererseits pessimistischen Rahmenannahmen jeweils auf Basis einer regional und zeitlich aufgelösten Simulation und unter Berücksichtigung des europäischen Stromverbunds.

Die Untersuchungen zeigen, dass im pessimistischen Fall unter der Annahme vorzeitig wirtschaftlich begründeter Kraftwerksstilllegungen bereits im Jahr 2016 die bestehenden Kapazitäten in Süddeutschland nicht ausreichen könnten, um die Versorgungssicherheit jederzeit zu gewährleisten. Für den optimistischen Fall wird eine negative Leistungsbilanz im Süden frühestens für 2018 aufgezeigt. Gleichzeitig weisen die statischen Leistungsbilanzen darauf hin, dass Leistungsüberschüsse in Norddeutschland die Deckungslücke in Süddeutschland noch bis 2018 (pessimistischer Fall) bzw. bis 2022 (optimistischer Fall) schließen können. Eine Betrachtung Deutschlands und seiner Nachbarländer (einschließlich Italien, Norwegen und Schweden) zeigt bei pessimistischen Annahmen zwischen 2017 und 2021 erstmalig eine negative Leistungsbilanz. Im optimistischen Fall ist dies zwischen 2023 und 2027 zu erwarten.

Die durchgeführten dynamischen Simulationen berücksichtigen im Vergleich zu der statischen Leistungsbilanz den Effekt eines potentiellen Lastausgleichs zwischen den Regionen. Insgesamt werden die Ergebnisse der statischen Leistungsbilanz bestätigt: Unter pessimistischen Annahmen treten bereits 2017/2018 Leistungsdefizite in Süddeutschland auf. Unter optimistischen Annahmen ist bis einschließlich 2021 die Leistung ausreichend um in jeder Stunde die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten. Die Ergebnisse unterstreichen die Bedeutung des Stromverbunds: Ein zügiger Netzausbau kann potentielle Leistungsdefizite deutlich reduzieren. Die Studie untersucht explizit nicht welche Technologien und Mechanismen benötigt werden um die in der kommenden Dekade auftretenden Versorgungslücken zu schließen.

Executive Summary

During the past years, the transition of the German energy system has significantly changed the economic situation for numerous market participants. As a result of an increasingly difficult market environment, power plant operators have been deciding to decommission relevant shares of their generation capacities. In light of the simultaneous phase-out of nuclear power until 2022 and an increasing share of electricity supply from renewable energies, with low capacity credits, the study investigates the question, to what extent Germany and in particular southern Germany can ensure security of power supply in the years until 2025.

Future supply situations are analyzed based on different assumptions about the future power plant portfolio. The study only considers existing power plants and plants currently under construction as well as a potential scenario path for renewable energy expansion. The analysis explores security of supply from three points of view: Firstly, it investigates the situation in southern Germany; secondly it addresses security of supply from the national perspective.

Installed capacities of power plants are therefore determined based on a regional resolution by allocating all plants either to North or South Germany and by taking into account the capacities of intra-German transmission lines. A third analysis includes power plants from relevant neighbouring European countries and their possible role for the supply situation in Germany. Two methodological approaches are applied in order to answer the questions outlined above. First of all, the development of power plant capacities is examined based on a static analysis for peak load hours. In the second step dynamic simulations of future supply situations are performed based on a temporal and regional resolution, with the aim to incorporate effects in terms of load balancing options and possible negative effects from bottlenecks within the transmission grid. The application of both approaches is based on two scenarios – assuming an overall optimistic as well as a pessimistic development.

The analysis reveals that for a pessimistic scenario including an early decommissioning of power plants due to economic reasons, the remaining capacities might be insufficient to independently cover peak electricity demand in southern Germany as early as 2016. In an optimistic scenario, dependency on imports in peak load hours appears from the year 2018 onwards. The investigated national power balances indicate that power surpluses in northern Germany will be able to provide additional “secure” capacity in southern Germany and will help to close the supply gaps in the south all the way to the year 2022 in the optimistic scenario or to the year 2018 in the pessimistic scenario. An analysis of Germany and its neighbouring countries (incl. Norway, Sweden and Italy) shows in the pessimistic case between 2017 and 2021 a possible supply gap. In the optimistic case this supply gap can be expected between 2023 and 2027.

The results of the model-based simulations of electricity supply underline the importance of load balancing between different regions in Germany and Europe. Nonetheless, under pessimistic assumptions first critical supply situations in southern Germany already appear in the year 2017. On the contrary, in the optimistic scenario potential shortcomings in power supply occur neither in northern, nor in southern Germany until the year 2022. The study explicitly does not consider which type of technologies and instruments are most suitable to efficiently fill supply gaps in the future or whether or not capacity mechanisms are required to allow for sufficient investments.

Inhaltsverzeichnis

1	Ziele und Vorgehensweise	1
2	Szenarien und Annahmen	3
2.1	Untersuchte Szenarien	3
2.2	Modellannahmen.....	3
2.2.1	Installierte Leistung und unterstellte Lebensdauer.....	3
2.2.2	Verfügbarkeit der Versorgungsanlagen	4
2.2.3	Potenziale des Lastmanagements	5
2.2.4	Weitere Annahmen.....	7
2.3	Auswahl der Wetterjahre für die fluktuierende Erzeugung.....	9
3	Statische Leistungsbilanz	12
3.1	Methodik der statischen Leistungsbilanz	12
3.2	Ergebnis der statischen Leistungsbilanz	13
3.2.1	Gesicherte Leistung in Süddeutschland.....	13
3.2.2	Gesicherte Leistung in Gesamtdeutschland.....	15
3.2.3	Gesicherte Leistung in Deutschland und Nachbarländern.....	15
3.3	Kritische Diskussion des Ansatzes.....	19
3.4	Fazit der statischen Analyse.....	20
4	Simulation der Lastdeckung in der Zukunft.....	21
4.1	Methodik der modellgestützten Untersuchung.....	21
4.2	Ergebnisse der modellgestützten Untersuchung	21
4.2.1	Entwicklung der Strombilanz Süddeutschlands	22
4.2.2	Nutzung der innerdeutschen und internationalen Übertragungsnetzkapazitäten.....	23
4.2.3	Deckungslücken in der Stromversorgung.....	24
4.2.4	Versorgungssituation Süddeutschlands in Stunden residualer Spitzenlast.....	29
4.3	Kritische Diskussion des Ansatzes.....	30
4.4	Fazit der modellgestützten Untersuchung	32
5	Schlussbetrachtung	33
6	Literatur	36
A.	Datenanhang.....	39

1 Ziele und Vorgehensweise

Die Energiewirtschaft vollzieht derzeit einen fundamentalen Paradigmenwechsel. Erneuerbare Energien sind mit einem Bruttostromerzeugungsanteil von über 28,5%¹ mittlerweile zu einer tragenden Säule der Stromversorgung geworden und der Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Jahr 2022 ist gesetzlich verankert. Diese Entwicklung wird aufgrund niedriger Brennstoff- und CO₂-Preise, aktuell bestehender europaweiter konventioneller Überkapazitäten² und dem preissenkenden Effekt durch den Zubau erneuerbarer Energien von einem stetig abnehmenden Preisniveau im Stromhandel begleitet. In Konsequenz sind konventionelle Anlagen teilweise nicht mehr wirtschaftlich und werden bei der Bundesnetzagentur zur Stilllegung angemeldet.

Durch den sich dadurch abzeichnenden Rückgang gesicherter Kraftwerksleistung wird für die kommenden Jahre eine Leistungsunterdeckung zunächst in Süddeutschland erwartet, die sich jedoch auch auf nationaler Ebene bemerkbar machen könnte. Infolge der energiepolitischen Relevanz dieses Sachverhalts ließ das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg die mögliche Entwicklung der Kraftwerksleistung im Zeithorizont bis 2025 im Rahmen der vorliegenden Kurzstudie untersuchen.

Ziel der Studie ist aufzuzeigen, in welchem Maße die Versorgungssicherheit Deutschlands mit Fokus auf die süddeutsche Entwicklung aus heutiger Sicht auch in den kommenden Jahren gewährleistet ist und welche Deckungslücken durch zusätzliche Maßnahmen geschlossen werden müssen. Versorgungssicherheit wird in dieser Studie³ definiert als die Möglichkeit, eine auftretende Nachfrage zu jedem beliebigen Zeitpunkt zu decken⁴. In der Studie erfolgt die Analyse auf Basis einer stündlichen Betrachtung. Dabei werden ausgehend von dem existierenden Kraftwerkspark, den im Bau befindlichen Anlagen sowie unter Voraussetzung der derzeitigen Marktbedingungen szenariobasierte Analysen durchgeführt. Ein Zubau geplanter Kraftwerke über die im Bau befindlichen Anlagen hinaus wird nicht berücksichtigt. Die Kurzstudie verfolgt ausdrücklich nicht das Ziel, Aussagen über die Notwendigkeit und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen zu treffen.

Die Analyse erfolgt für drei Bilanzierungsgebiete. Neben der Betrachtung der Situation in Süddeutschland wird ebenso die Versorgungssicherheit in Deutschland insgesamt untersucht. Dazu werden, unterteilt in Süd- und Norddeutschland, die installierten Kapazitäten unter Berücksichtigung der innerdeutschen Übertragungsleitungen in regionaler Auflösung bestimmt. Entsprechend dem Ansatz der BNetzA wird „Süddeutschland“ in Anlehnung an das 18-Regionen-

¹ AG Energiebilanzen e.V. Pressedienst vom 1.8.2014. Bruttostromerzeugung 1. Halbjahr 2014

² Siehe auch Ergebnisse der Statischen Leistungsbilanz für Deutschland und Nachbarregionen (Abbildung 3.3)

³ Im Monitoring-Bericht 2011 wird der Begriff Versorgungssicherheit definiert als zuverlässige, dauerhafte und nachhaltige Bedarfsdeckung. Dabei wird der Begriff weiter gefasst und umfasst im Grundsatz sämtliche Stufen der Elektrizitätsversorgung. Diese Studie beschränkt sich hingegen auf 1. ausreichende Stromerzeugung, um die Last zu decken und 2. den Transport des Stroms. Die gesicherte Bereitstellung von Primärenergieträgern sowie Handel und Vertrieb werden nicht berücksichtigt.

⁴ Entsprechend des EnWG liegt die Verantwortung für die Aufrechterhaltung der Systemzuverlässigkeit bei den Übertragungsnetzbetreibern. Sie sind zur Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten und ggf. Kraftwerksneubau im Rahmen der ResKV verpflichtet.

Modell der Übertragungsnetzbetreiber (u.a. Dena II-Netzstudie) als bestehend aus Bayern, Baden-Württemberg, Saarland, Süd-Hessen und südliches Rheinland-Pfalz definiert. Damit orientiert sich die Festlegung des Betrachtungsraums sowohl an geographischen Grenzen als auch an der Struktur des Übertragungsnetzes (siehe Abbildung 1-1).

Da der Strommarkt zunehmend europäisch vernetzt ist, erfolgt neben der Betrachtung von 18 Regionen für Deutschland in einem weiteren Analyseschritt die Berücksichtigung der Kraftwerkskapazitäten der relevanten europäischen Nachbarländer und ihrer möglichen Rolle für die Versorgungssicherheit in Deutschland.

Zur Beantwortung der skizzierten Fragestellung werden in dieser Studie zwei Ansätze verfolgt. In einem ersten Schritt wird die Entwicklung der statischen Leistungsbilanzen untersucht. In einem zweiten Schritt erfolgt mit einem Stromsystemmodell die zeitlich und regional aufgelöste Simulation von zukünftigen Versorgungssituationen, um Ausgleichs- und netzseitige Effekte mit einzubeziehen.



Abbildung 1-1: Definition des Betrachtungsraumes Süddeutschland auf Basis des Regionen-Modells der Übertragungsnetzbetreiber in Anlehnung an bisherige Studien.

Die statische Leistungsbilanz stellt eine singuläre Betrachtung der installierten Leistung und einer ermittelten verfügbaren Leistung im Vergleich zur Spitzenlast dar. Ziel ist es, auf einfache Weise abzuleiten, in welchen Jahren eine Gewährleistung der Versorgungssicherheit kritisch werden könnte und wie sich getroffene Szenariannahmen auf die zukünftige gesicherte Leistung auswirken. Die statische Leistungsbilanz lehnt sich an die Bilanzierungen der Übertragungsnetzbetreiber an. Bestimmte Aspekte des Stromversorgungssystems wie die Einbettung in die europäischen Märkte oder die Lastflüsse im Übertragungsnetz sind hierbei nicht oder nur teilweise berücksichtigt.

Aus diesen Gründen wird der Ansatz der statischen Analyse um modellbasierte dynamische Simulationen des europäischen Stromversorgungssystems erweitert. Mit dynamischen Simulationen zukünftiger Versorgungssituationen in regionaler und zeitlicher Auflösung werden Erzeugung und Auslastung für Süd- und Norddeutschland und für europäische Nachbarländer unter-

sucht. Hierbei können Lastausgleichseffekte durch die innerdeutschen Übertragungsleitungen, die Kuppelleistungen zum Ausland sowie mögliche Flexibilitäten durch Maßnahmen des Last- und Einspeisemanagements berücksichtigt werden. Durch diesen Modellansatz lassen sich die Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, sowie der verbleibende, zeitlich und räumlich variierende Bedarf an Residuallastdeckung und damit der Bedarf an gesicherter Leistung im Vergleich zur statischen Analyse weitaus fundierter bewerten.

Beiden Ansätzen liegen im Folgenden zwei Szenarien zu Grunde, mit denen ein „optimistischer“ und ein „pessimistischer“ Fall abgeleitet werden, um eine Bandbreite möglicher Entwicklungen zu repräsentieren. Der optimistische Fall beschreibt eine erfolgreiche Umsetzung aktueller Planungen hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Übertragungsnetze. Im pessimistischen Szenario kommt es dabei zu Verzögerungen. Die getroffenen Szenarienannahmen werden im Folgenden dargestellt.

2 Szenarien und Annahmen

2.1 Untersuchte Szenarien

Für die Untersuchungen wurden zwei Szenarien definiert, die sich hinsichtlich wesentlicher Einflussgrößen in einen „optimistischen“ („günstigen“) und einen „pessimistischen“ („ungünstigen“) Fall unterscheiden lassen. Die Annahmen hierzu sind in Abbildung 2-1 dargestellt. Diese Szenarien wurden u. a. hinsichtlich der verwendeten meteorologischen Daten variiert. Zur Simulation des Versorgungsfalls im optimistischen Szenario wurden die Wetterdaten des Jahres 2006 verwendet, das ein eher mittleres meteorologisches Jahr im Hinblick auf die Stromerzeugung aus Sonne und Wind repräsentiert. Die meteorologischen Daten von 2010 wurden für das pessimistische Szenario herangezogen, um die Versorgungssituation unter eher ungünstigen Randbedingungen zu simulieren („Dunkelflaute“).

2.2 Modellannahmen

2.2.1 Installierte Leistung und unterstellte Lebensdauer

Da die Studie keine Prognose über die zukünftigen zur Verfügung stehenden Leistungen liefern soll, werden nur Kraftwerke berücksichtigt, die bereits heute als gesichert angesehen werden können. Daher werden neben Bestandsanlagen nur in Betrieb, in Bau bzw. im Probetrieb befindliche Kraftwerke berücksichtigt.

Zentraler Bestandteil bei der Betrachtung der gesicherten Leistung ist die Kapazitätsentwicklung der regelbaren dargebotsunabhängigen Kraftwerke. Diese ist abhängig vom Zeitpunkt, in dem sie installiert wurden, sowie einer veranschlagten Lebensdauer. Eine wesentliche Grundlage sind somit detaillierte Kraftwerksdaten hinsichtlich der Kategorien Technologie, Baujahr, Leistung

und Energieträger.⁵ Die Angabe der tatsächlichen Betriebsdauer fossilbefuerter Kraftwerke ist mit Unsicherheit verbunden, die sich sowohl aus technischen Aspekten als auch aus dem wirtschaftlichen Marktumfeld ergeben. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, werden mittlere Lebensdauern auf Basis historischer Kraftwerksdaten angesetzt. Dabei wird in der Analyse berücksichtigt, dass bereits heute Kraftwerke die mittlere Lebensdauer überschritten haben. Für diese Kraftwerke wird von einer leicht erhöhten Lebensdauer ebenfalls auf Basis historischer Werte ausgegangen.

Wird die abgeleitete technische Lebensdauer von einem Kraftwerk überschritten, wird seine Stilllegung angenommen. Zusätzlich erfolgt im pessimistischen Fall die Annahme einer verkürzten Lebensdauer der Kraftwerke mit entsprechenden Konsequenzen für die Entwicklung der gesicherten Leistung. Grund hierfür ist das aktuell wirtschaftlich schwierige Marktumfeld.

Basisszenario A optimistisch	Basisszenario B pessimistisch
Die Transformation des deutschen Energiesystems kann wie geplant umgesetzt werden. Investitionen in Netze, Kraftwerke und erneuerbare Energien werden nach Plan und ohne Verzögerungen realisiert.	Bei der Transformation des Energiesystems kommt es zu Verzögerungen. Vor allem der Netzausbau in Deutschland kann nicht wie geplant realisiert werden. Kraftwerke gehen aus wirtschaftlichen Gründen vorzeitig vom Netz.
Abbildung des Szenarios:	Abbildung der Szenarios:
<ul style="list-style-type: none"> • Netzausbau wie geplant (Korridore A, C, D) • Sterbelinie der Kraftwerke anhand historischer Lebensdauern • Berücksichtigung von Kraftwerken, die in Bau oder Probetrieb sind. Keine Berücksichtigung geplanter Kraftwerke. 	<ul style="list-style-type: none"> • Deutscher Netzausbau verzögert sich (nur Korridor A) • Sterbelinie der Kraftwerke mit um 3 Jahre reduzierter Betriebsdauer • Berücksichtigung von Kraftwerken, die in Bau oder Probetrieb sind. Keine Berücksichtigung geplanter Kraftwerke.
<ul style="list-style-type: none"> • Mittleres meteorologisches Jahr (2006) • EE-Ausbau entsprechend NEP 2015 Szenario B • Gesicherte Verfügbarkeit der EE hoch (u.a. Wind 6%) 	<ul style="list-style-type: none"> • Ungünstiges meteorologisches Jahr (2010) • EE-Ausbau entsprechend NEP 2015 Szenario A • Gesicherte Verfügbarkeit EE gering (u.a. Wind 1%)
<ul style="list-style-type: none"> • Sinkende Nachfrage (um jährlich 1,25%) • Bedarf an positiver Regelleistung 5 GW • Lastmanagementpotenzial steigt (D: 2,2 GW_{el}) 	<ul style="list-style-type: none"> • Nachfrage konstant • Bedarf an positiver Regelleistung 5,3 GW • Lastmanagementpotenzial wie heute (D: 1,2 GW_{el})
<ul style="list-style-type: none"> • Moderate CO₂-Preis-Entwicklung 	<ul style="list-style-type: none"> • Moderate CO₂-Preis-Entwicklung
<ul style="list-style-type: none"> • Unterschiede rot • Übereinstimmungen grün 	

Abbildung 2-1: Unterschiede und Gemeinsamkeiten bei den Szenarioannahmen im optimistischen Szenario A und pessimistischen Szenario B. .

2.2.2 Verfügbarkeit der Versorgungsanlagen

Neben den installierten Kapazitäten hat in Bezug auf die Versorgungssicherheit die Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen eine zentrale Bedeutung. In dieser Betrachtung unterscheiden sich der optimistische und der pessimistische Fall insbesondere bei der Betrachtung der Annahmen zur Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien (s. Abbildung 2-2). Bei den unterstellten Prämissen für den pessimistischen Fall orientiert sich die Studie an den zugrundeliegenden Annahmen in

⁵ Die in dieser Studie verwendeten Daten basieren auf der Kraftwerksdatenbank des IER. Diese umfasst u.a. die gängigen Kraftwerklisten der BNetzA, des UBA, des VGB und der Kraftwerksdatenbank von Platts.

den Leistungsbilanzen der Netzbetreiber (ÜNB, 2013: z.B. Windkraft 1 %). Jedoch zeigen verschiedene Studien auch unterschiedliche Werte für die Anteile der gesichert verfügbaren Leistung. Aus diesem Grund werden im optimistischen Fall höhere Verfügbarkeiten angenommen. Bei der Windkraft wird u.a. die DENA II-Netzstudie (Dena 2010) herangezogen, die zeigt, dass für Gesamtdeutschland durch die räumliche Ausdehnung und große Anzahl der Windkraftanlagen eine gesicherte verfügbare Leistung von 6% der gesamten installierten Leistung angenommen werden kann. Im süddeutschen Raum gehen wir, aufgrund der geringeren Fläche und vergleichsweise geringen Anzahl an Anlagen - und somit geringeren Ausgleichseffekten, von etwa 3 % aus. Bei Wind Offshore wird unter Berücksichtigung unterschiedlicher Studien von einer höheren Verfügbarkeit von 8 % ausgegangen, bei Biomasse von 88 % (pessimistisch: 65 %) und bei Laufwasser von 40 % (pessimistisch: 25 %). Bei Pumpspeichern wird generell eine Verfügbarkeit von 80 % angenommen. In der statischen Betrachtung wird für Photovoltaikanlagen eine gesicherte Leistung von 0% angenommen. Die Ergebnisse der Modellsimulation im zweiten Teil dieser Studie zeigen, dass die getroffenen Annahmen zur Photovoltaik die Realität gut widerspiegeln, da Spitzenlaststunden vornehmlich im Winter in den Abendstunden auftreten. Bei Wind liegt der modelltechnisch ermittelte Beitrag zwischen dem optimistischen und pessimistischen Fall.

Verfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen

Im <u>optimistischen Fall</u> :		Im <u>pessimistischen Fall</u> :	
• Braunkohle:	93,5 %	• Braunkohle:	93,5 %
• Steinkohle:	94,0 %	• Steinkohle:	94,0 %
• Kernkraft:	94,5 %	• Kernkraft:	94,5 %
• Erdgas:	97,7 %	• Erdgas:	97,7 %
• Erdgas-Klein-BHKW:	95,0 %	• Erdgas-Klein-BHKW:	95,0 %
(Annahme: stromgeführt)		(Annahme: stromgeführt)	
• Photovoltaik:	0,0 %	• Photovoltaik:	0,0 %
• Windkraft:		• Windkraft:	
– Onshore, Nord-Dtl.:	6,0 %	– Onshore, Nord-Dtl.:	1,0 %
– Onshore, Süd-Dtl.:	3,0 %	– Onshore, Süd-Dtl.:	1,0 %
– Offshore, Nord-Dtl.:	8,0 %	– Offshore, Nord-Dtl.:	1,0 %
• Biomasse:	88,0 %	• Biomasse:	65,0 %
• Pumpspeicher:	80,0 %	• Pumpspeicher:	80,0 %
• Laufwasser:	40,0 %	• Laufwasser:	25,0 %

Abbildung 2-2: Annahmen zu den Verfügbarkeiten für den optimistischen und den pessimistischen Fall

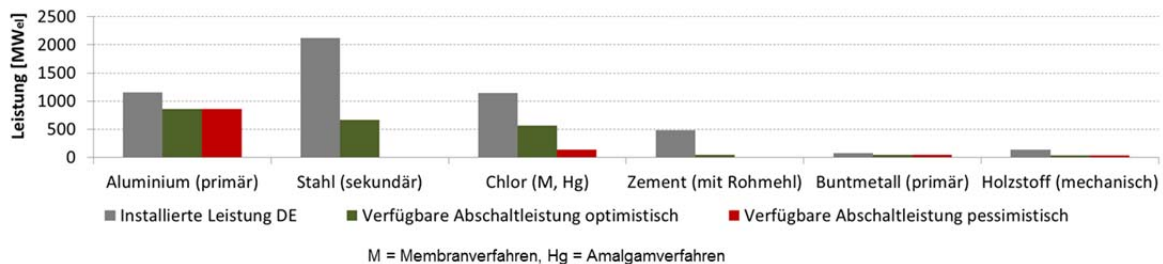
2.2.3 Potenziale des Lastmanagements

Die Senkung der Nachfragelast im Rahmen von Lastmanagementmaßnahmen kann in Situationen mit Leistungsunterdeckung einen relevanten Beitrag (Abbildung 2-3) zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität leisten. Wesentlich ist dabei, dass das Potenzial zur Lastreduktion gesichert auf Abruf zur Verfügung steht, z. B. über entsprechende vertragliche Übereinkünfte der beteiligten Parteien. Für die in dieser Kurzstudie beleuchteten kritischen Situationen mit Leistungsgeng-

pässen während (residualer) Spitzenlaststunden ist somit nicht das gesamte technische Potenzial für Lastmanagement von Interesse, das in verschiedenen Studien mit mindestens 9.000 MW_{el} über alle Verbrauchssektoren in Deutschland beziffert wird (dena 2010, FfE 2010, VDE 2012). Relevant ist hingegen nur der Teil des technischen Lastabschaltpotenzials, der in der kritischen Situation gesichert und mindestens über einen Zeitraum von einer Stunde zur Verfügung steht. Diese in den kommenden Jahren verfügbare gesicherte Abschaltleistung wird für die Szenarien wie folgt abgeschätzt:

Im pessimistischen Szenario – als untere Grenze der zu erwartenden Entwicklung im Bereich des Lastmanagements – wird von einer in den nächsten Jahren gesichert verfügbaren Abschaltleistung nur in Höhe der bereits heute von den Übertragungsnetzbetreibern kontrahierten Leistung ausgegangen. Diese setzt sich aus der kontrahierten positiven Regelleistung sowie der kontrahierten Abschaltleistung nach Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) zusammen.

Demand Side Management: Verfügbare Abschaltleistung bei Spitzenlast 2025



Szenario	Charakterisierung	Verfügbare Abschaltleistung bei Spitzenlast [MW _{el}]	
		Süddeutschland	Deutschland
Optimistisch	Gesamtes Abschaltpotenzial der stromintensiven Industrie (Berücksichtigung Leistungskredit)	280	2.230
Pessimistisch	Lediglich bereits heute von den ÜNB kontrahierte Abschaltleistung (Pos. Regelleistung, Lastabschaltverordnung)	76	1.230

Abbildung 2-3: Annahmen zur gesicherten Leistung durch Lastmanagement (Demand Side Management)

Im Bereich der Regelleistung (Sekundär- und Minutenreserve) sind zwar deutschlandweit über 1.000 MW_{el} an schaltbaren Lasten präqualifiziert, aufgrund der in den letzten Jahren rückläufigen Preise am Regelenergiemarkt beteiligen sich derzeit jedoch nur ca. 350 MW_{el} schaltbare Lasten an den Ausschreibungen der Übertragungsnetzbetreiber. Für Süddeutschland liegt dieser Wert bei ca. 76 MW_{el} (Agora 2013). Im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten waren im Juni 2014 deutschlandweit 1.149 MW_{el} an Abschaltleistung präqualifiziert. Über die monatlichen Ausschreibungen konnten im selben Monat 879 MW_{el} kontrahiert werden.⁶ In Süddeutschland befindet sich dabei keine Anlage, die im Rahmen der AbLaV präqualifiziert ist und Gebote

⁶ Die Werte wurden anhand von Analysen der Daten auf www.regelleistung.net ermittelt.

abgeben kann (BMWi 2014). In einer Krisensituation mit Leistungsunterdeckung stünden den Übertragungsnetzbetreibern demnach in Süddeutschland ca. 76 MW_{el} und in Gesamt-Deutschland ca. 1.230 MW_{el} (ca. 350 MW_{el} Regelleistung zzgl. 879 MW_{el} Leistung nach AbLaV, Überschneidungen herausgerechnet) an Abschaltleistung zur Verfügung. Im pessimistischen Szenario wird davon ausgegangen, dass das gesicherte Potenzial abschaltbarer Lasten in den kommenden Jahren auf diesem Niveau verbleibt.⁷

Im optimistischen Szenario wird im Vergleich zum pessimistischen Fall ein deutschlandweit um etwa 1.000 MW_{el} höheres gesichertes Lastabschaltpotenzial angesetzt. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass in den kommenden Jahren zusätzlich zu den heute bereits vertraglich gesicherten Anlagenkapazitäten, u.a. durch die Verkürzung der Verpflichtungsdauer und die Reduzierung der minimalen Leistungsbereitstellung je Kunde, weitere Potenziale erschlossen werden können. Diese wirtschaftlich zugänglichsten Potenziale werden insbesondere in der Elektrostahl-, Chlor- und Zementindustrie gesehen. In diesen Branchen sind Produktionsanlagen mit sehr hohem Strombezug vorhanden, die derzeit zwar nicht am Regelenenergiemarkt oder über die Verordnung zu abschaltbaren Lasten vermarktet werden, dies aber bei höherer Wirtschaftlichkeit mit hoher Eintrittswahrscheinlichkeit tun würden. Die entsprechenden Potenzialwerte wurden basierend auf Daten der Verbände (WV Stahl und VCI), aus Unternehmensangaben und wissenschaftlichen Studien berechnet (dena 2010, FfE 2010, VDE 2012, Agora 2013, Steuer et al. 2013). Das Lastabschaltpotenzial in der Primärherstellung von Aluminium, Zink und Kupfer sowie in der Holzstoffherstellung für die Papierproduktion in Deutschland wird nach Befragung des Verbandes WV Metall und der betroffenen Unternehmen als weitgehend erschlossen angesehen. Um eine robuste Abschätzung zu gewährleisten, wurde bewusst darüber hinaus kein Lastabschaltpotenzial aus weiteren Industriebranchen oder den Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistung hinzugerechnet. Auf diese Weise wird das Potenzial der gesichert zur Verfügung stehenden Abschaltleistung auf 280 MW_{el} in Süddeutschland und auf 2.230 MW_{el} in Gesamt-Deutschland im optimistischen Szenario beziffert. Die Studie geht konservativ von den heutigen Rahmenbedingungen für DSM aus. Insgesamt wird somit unterstellt, dass nur ein kleiner Teil der technischen DSM-Potentiale im Rahmen der AbLaV erschlossen werden. Durch verbesserten Marktzugang und eine bessere Vergütung könnten die wirtschaftlichen DSM-Potentiale signifikant erhöht werden.

2.2.4 Weitere Annahmen

Stromnachfrage und Spitzenlast

Im optimistischen Fall wird unterstellt, dass Effizienzmaßnahmen zu einer Reduktion der Stromnachfrage führen werden. In Europa kann die Nachfrage so jährlich um 1 % gesenkt werden. In Süddeutschland wird ausgehend von den Zielen des Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzepts (IEKK 2014) in Baden-Württemberg und ähnlichen Zielen in Bayern von einer Lastreduktion von jährlich 1,25 % ausgegangen. Im pessimistischen Fall wird für diese Untersuchung keinerlei Nachfragereduktion in Spitzenlaststunden angesetzt. Grund hierfür sind die Beobach-

⁷ Insgesamt stellen die Annahmen eine konservative Einschätzung der Lastmanagementpotentiale da. Grundlage für die Annahmen bilden die heutigen Anreiz- und Marktmechanismen.

tungen der Nachfrageentwicklung in Deutschland in den letzten Jahren: Ein klarer Trend zur Erhöhung der Energieeffizienz und Reduktion des Gesamtverbrauchs ist in den Jahreswerten, trotz der Vorgaben der EU, nur eingeschränkt zu erkennen.

Netzausbau

Beim Übertragungsnetzausbau innerhalb Deutschlands werden in dieser Untersuchung geplante Leistungsverstärkungen des Drehstrom-Netzes und den Zubau dreier geplanter HGÜ-Leitungen entsprechend dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) berücksichtigt.⁸ Im optimistischen Szenario wird der fristgerechte Zubau der drei von der Bundesnetzagentur genehmigten HGÜ-Leitungen (Korridore A, C und D, siehe Abbildung 2-4) ausgegangen. Im pessimistischen Szenario werden Verzögerungen beim Netzausbau unterstellt. Dabei wird von den drei geplanten HGÜ-Leitungen bis 2025 lediglich von einer Umsetzung des Korridors A ausgegangen. Der Netzausbau an den Kuppelstellen mit den deutschen Nachbarländern und zwischen den betrachteten Ländern dieser Studie ist in beiden Szenarien identisch und orientiert sich an den Maßnahmen im Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E (TYNDP 2014). Der europäische Netzentwicklungsplan sieht dabei einen signifikanten kontinuierlichen Netzausbau bis 2030 mit einem Investitionsvolumen von rund 150 Milliarden € vor.

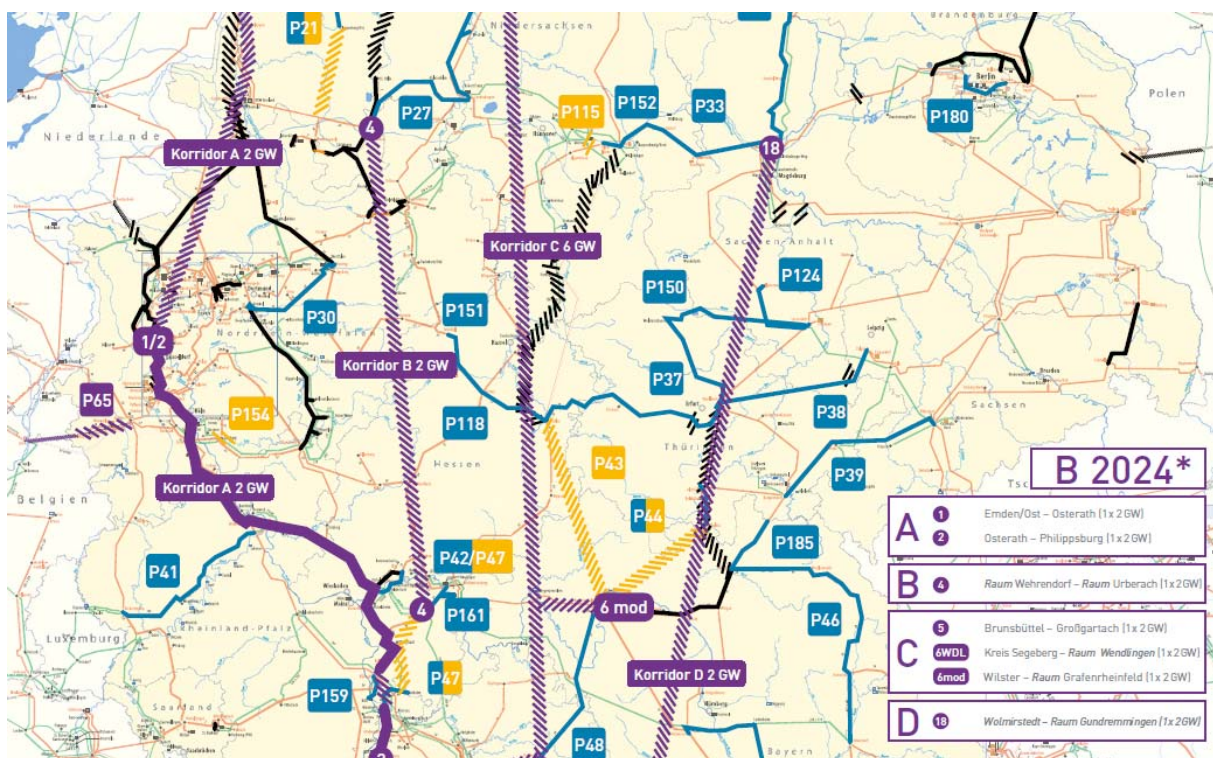


Abbildung 2-4: Darstellung der Gleichstromübertragungskorridore (Netzentwicklungsplan 2014 - Szenario B). In dieser Studie werden Korridore A, C und D berücksichtigt.

Insgesamt zeigt sich, dass in den kommenden Jahren deutliche Netzerweiterungen innerdeutsch und in Europa geplant sind. Dabei kommt der geplanten kurzfristigen Umsetzung eine große

⁸ Im Netzentwicklungsplan der von den Netzbetreibern mit entwickelt wird, wird von vier Trassen (Korridore A bis D) ausgegangen. Drei der Leitungen sind aktuell durch die Bundesnetzagentur genehmigt.

Bedeutung zu. Die Studie betrachtet daher auch Verzögerungen im Netzausbau und mögliche Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit.

Reservekraftwerksverordnung

In den kommenden Jahren bis einschließlich Ende 2017 prüft die Bundesnetzagentur, ob angezeigte Stilllegungen von Kraftwerksblöcken durchgeführt werden können oder ob Anlagen, die stillgelegt werden sollen, als Reservekraftwerke zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit vorgehalten werden müssen. In den Szenarien werden die bereits bekannten vertraglich gesicherten Leistungen im Rahmen der Netzreserve unterstellt, so dass bis zum Jahr 2017 eine Netzreserve von mindestens 3,45 GW vorgehalten wird. Da im aktuellen politischen Rahmen diese Reserve als Übergangsmaßnahme definiert ist, wird davon ausgegangen, dass nach 2017 die bestehende Reservekraftwerksverordnung keine Fortführung findet. Lediglich die bereits heute kontrahierten Reserven fließen in die Betrachtungen der Folgejahre nach 2017 mit ein. Für die in dieser Studie betrachteten Simulationsläufe bedeuten die Annahmen einen Einschnitt bei der gesicherten Leistung ab 2018. Eine Fortführung der Reservevorhaltung kann hingegen zu einer Verlängerung der Lebensdauern von Altkraftwerken führen.

Regelenergie

Die Modellierungen berücksichtigen eine Kapazitätsvorhaltung für positive Regelleistung, die nicht für die Lastdeckung, sondern zur Absicherung von Sekundär- und Minutenreserve zur Verfügung steht. Im optimistischen Szenario wird davon ausgegangen, dass der Regelleistungsbedarf gegenüber dem Jahr 2013 konstant bleibt. Somit wird unterstellt, dass höhere Unsicherheiten durch den Ausbau fluktuierender Erzeuger z. B. mit verbesserten Windprognosen kompensiert werden. Im pessimistischen Fall wird demgegenüber davon ausgegangen, dass es zu einer zunehmenden Prognoseungenauigkeit im Rahmen des Bilanzkreismanagements kommt, wodurch der positive Regelenergiebedarf steigt. Bis zum Jahr 2025 ergibt sich somit ein Bedarf an positiver Regelleistung von 5 GW im optimistischen Fall und 5,3 GW im pessimistischen Fall. Negative Regelleistung wird in dieser Studie nicht berücksichtigt, da von ausreichenden Kapazitäten ausgegangen wird.⁹

2.3 Auswahl der Wetterjahre für die fluktuierende Erzeugung

Für die fluktuierenden erneuerbaren Energien Photovoltaik und Wind werden bei den dynamischen Simulationen der Stromversorgung stündliche Einspeisezeitreihen verschiedener Wetterjahre zugrunde gelegt. Die hier verwendeten zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Wetterda-

⁹ Im Fokus der Studie sind insbesondere die residualen Spitzenlaststunden. In diesen Stunden sind ausreichend konventionelle Kraftwerke am Netz, um negative Regelenergie bereitzustellen. In Stunden mit hoher Windeinspeisung müssen hingegen Windkraftanlagen abgeregelt werden, um die Bereitstellung von negativer Regelenergie zu gewährleisten.

ten¹⁰ für die Jahre 2006 bis 2011 wurden für die Szenarienanalysen in die Zukunft extrapoliert (Abbildung 2-5). Für die untersuchten Jahre wurde so die stündliche EE-Einspeisung unter Berücksichtigung der installierten Leistungen und der erwarteten Verteilung innerhalb Deutschlands berechnet. Durch diese Normierung der Wetterdaten¹¹ mit installierten Mengen kann der Einfluss der Wetterwerte auf die erwartete Wind- und PV-Einspeisung untersucht werden.

Photovoltaik		2006	2007	2008	2009	2010	2011
Deutschland	Jährlicher Einspeisungsfaktor	10,1%	9,6%	9,4%	10,0%	9,1%	10,1%
	Relativ zum Mittelwert	103%	99%	97%	103%	94%	104%
Europa	Jährlicher Einspeisungsfaktor	14,2%	13,9%	13,8%	14,1%	13,3%	14,0%
	Relativ zum Mittelwert	102%	100%	99%	102%	96%	101%
Wind Onshore		2006	2007	2008	2009	2010	2011
Deutschland	Jährlicher Einspeisungsfaktor	24%	27,6%	25,1%	21,7%	21%	22,8%
	Relativ zum Mittelwert	102%	118%	107%	92%	89%	97%
Europa	Jährlicher Einspeisungsfaktor	20,2%	21,8%	21,1%	17,2%	17,3%	17,0%
	Relativ zum Mittelwert	107%	116%	112%	91%	92%	90%

Basisszenario

Dunkelflaute

Quellen: Kühnel (2013), eigene Analysen

Abbildung 2-5: Analyse der historischen Wetterjahre - Wetterdaten von 2006 repräsentieren ein durchschnittliches, Wetterdaten von 2010 ein eher schlechtes Wetterjahr

Im optimistischen Szenario wird das im Vergleich der Jahre 2006 bis 2011 durchschnittliche Solar- und Windjahr 2006 verwendet, im pessimistischen Fall das von einer sehr geringen EE-Stromerzeugung geprägte Jahr 2010 („Dunkelflaute“). Im Wetterjahr 2010 wiesen sowohl Wind als auch PV in Süddeutschland, Deutschland und Europa eine unterdurchschnittliche jährliche Einspeisung aus.

Abbildung 2-6 beschreibt die daraus resultierende Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik für die zwei Szenarien (Szenario 1 - „Optimistisch“ und Szenario 2 – „Pessimistisch“) und zusätzlich für zwei Vergleichsreihen im Jahr 2025. Anhand der Vergleichswerte können die Einflussgrößen der installierten Mengen (Optimistisch und Pessimistisch entsprechend der Szenarien des Netzentwicklungsplans) und des unterstellten Wetterjahres (2006 und 2010) auf die Szenarien dargestellt werden. Bei der Photovoltaik kann beobachtet werden, dass die installierten Mengen sich jeweils im optimistischen und pessimistischen Szenario für jedes Wetterjahr ähnlich verhalten. Unterschiede in den Szenarien ergeben sich hier primär durch die Auswahl des Wetterjahres. Bei Wind Onshore hingegen überwiegt der Einfluss der jeweils im optimistischen und pessimistischen Szenario unterstellten Zubauentwicklung (ca. 60%) im

¹⁰ Verschiedene Wettermodelle mit historischen Winddaten und Solareinstrahlungen auf stündlicher Basis und einer Karten-Auflösung von 5 x 5 km wurden verwendet, um die tatsächliche Einspeisung aus erneuerbaren Energien für die Jahre bis 2025 zu prognostizieren. (Beschrieben wird das Verfahren in Scholz 2012 und Stetter 2014)

¹¹ Siehe auch Kühnel 2013

Vergleich zum Einfluss der Wetterjahre (40%). Auf Deutschland bezogen ergeben sich zwischen den beiden Szenarien in der Jahressumme Unterschiede von 20 % bei der Solar- und 19 % bei der Windstromerzeugung.

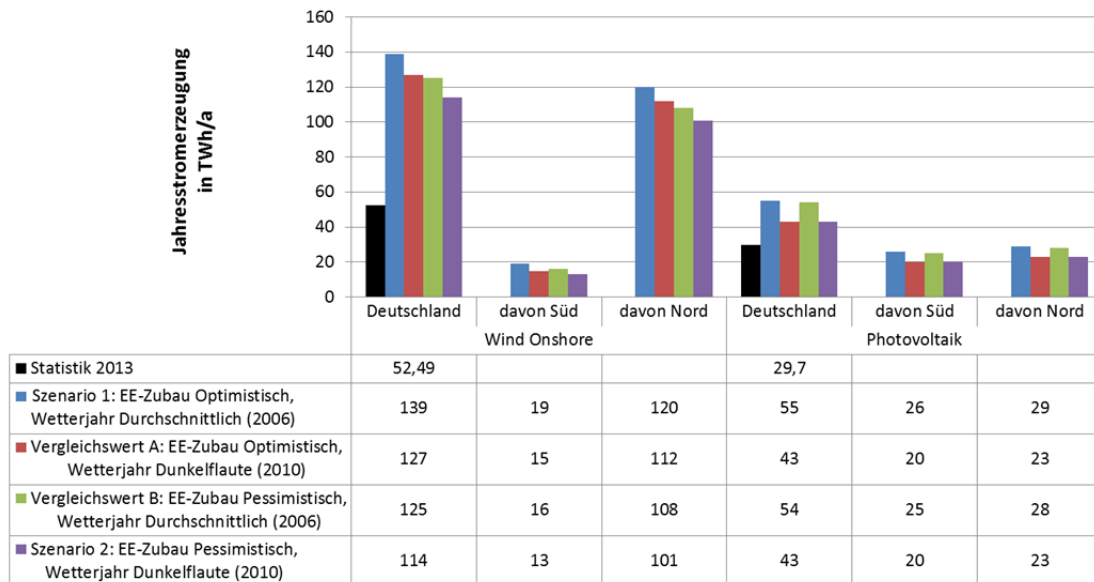


Abbildung 2-6: Prognostizierte EE-Stromerzeugung für 2025 ausgehend von historischen Wetterdaten (2006 und 2010)

Abbildung 2-7 zeigt beispielhaft für das Jahr 2025 den Beitrag der fluktuierenden Erzeugung zur Reduktion der Spitzenlast im Jahresverlauf in Nord- und Süddeutschland. Die Analyse basiert auf dem pessimistischen Szenario mit den installierten Leistungen der Erneuerbaren Energien des NEP 2015 (Szenario A) und dem pessimistischen Wetterjahr 2010. Aus den Annahmen zur zeitlichen Stromeinspeisung aus Wind, PV und Laufwasser, sowie der Annahmen zum Lastprofil ergibt sich die residuale Spitzenlast je Monat als Indikator für den Beitrag der fluktuierenden Technologien zur gesicherten Leistung.

Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass in den Sommermonaten die fluktuierenden Erneuerbaren die residuale Spitzenlast um 9 bis rund 19 GW absenken können. In den Wintermonaten hingegen, wenn die Lastspitzen in Deutschland am höchsten sind, ist der Einfluss der fluktuierenden Erzeugung aus Wind, PV und Laufwasser auf die Spitzenlast vergleichsweise klein. Gerade in Süddeutschland mit wenig Wind und einem vergleichsweise hohen Anteil an PV leisten die fluktuierenden Erneuerbaren nur einen sehr kleinen Beitrag zur Versorgungssicherheit: Die residualen Lastspitzen treten hier im Winter vermehrt in den Abendstunden zwischen 17 und 20 Uhr auf – zu Zeiten, in denen die PV-Einspeisung minimal ist. Insgesamt wird die deutliche Saisonalität der gesicherten Leistung zur Deckung der Spitzenlast aus Wind und insbesondere PV sichtbar. Die Analyse bestätigt letztlich jedoch die konservativen Annahmen aus dem ersten Teil der Studie, die nur eine geringe gesicherte Leistung der fluktuierenden Erneuerbaren unterstellt. Vergleicht man den Beitrag innerhalb Deutschlands, so ist zu beobachten, dass die gesicherte Leistung durch fluktuierende Erneuerbare im Norden durch den größeren Windanteil tendenziell höher ausfällt als in Süddeutschland.

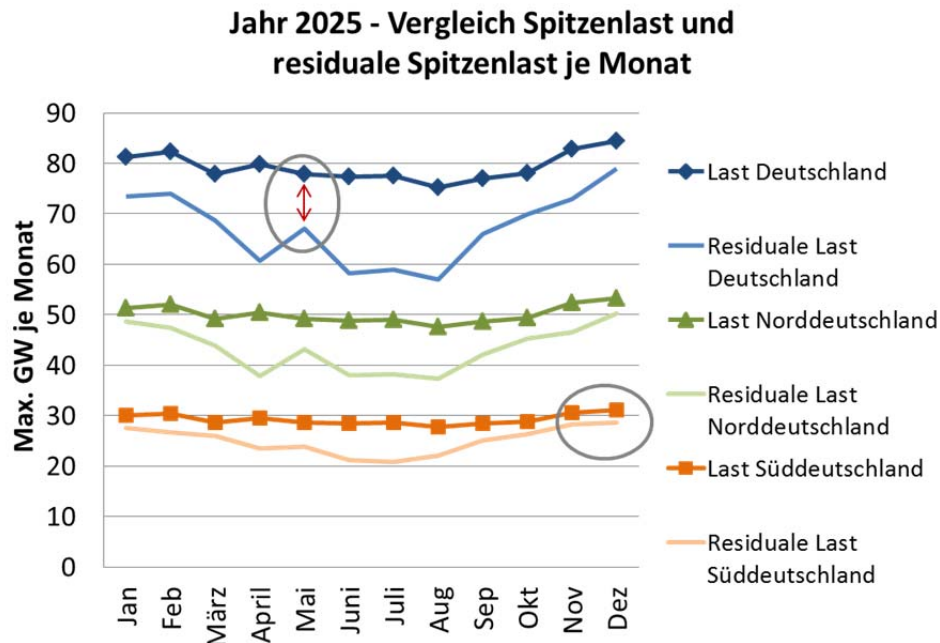


Abbildung 2-7: Indikator für die gesicherte Leistung fluktuierender EE: Residuale Höchstlast je Monat im Vergleich zur Last - exemplarisch für 2025 (pessimistisches Szenario)

3 Statische Leistungsbilanz

3.1 Methodik der statischen Leistungsbilanz

Die statische Leistungsbilanz stellt die aus den installierten Erzeugungsleistungen abgeleitete verfügbare gesicherte Leistung der erwarteten Spitzenlast gegenüber. In dieser Untersuchung wird dazu der Ansatz zur Berechnung der „gesicherten Leistung“ in Anlehnung an das Verfahren der Übertragungsnetzbetreiber verwendet (siehe Bericht der dt. ÜNB zur Leistungsbilanz 2013). Ziel der Analyse ist abzuleiten, ab welchen Jahren sich eine Gewährleistung der Versorgungssicherheit kritisch darstellt. Die in dieser Studie erarbeiteten statischen Leistungsbilanzen berücksichtigen die folgenden unterschiedlichen Technologien:

- Konventionelle Erzeugung (Gas, Kohlen, Kernenergie und Mineralölprodukte)
- KWK-Anlagen
- Erneuerbare Energien (Wind, PV, Biomasse, Wasserkraft)
- Pumpspeicher und Lastmanagement
- Anlagen zur Reserveleistungsvorhaltung

Das bestehende Kraftwerkportfolio wird auf Basis kommerzieller (für Europa) wie auch frei verfügbarer (für Deutschland) Datenbanken berücksichtigt. Die unterstellten Ausbaupfade erneuerbarer Energien in Deutschland basieren auf den Annahmen des Szenariorahmens für den

Netzentwicklungsplan 2015 (NEP 2015, Szenario A und B, Entwurf Stand April 2014). Auf europäischer Ebene orientiert sich die Entwicklung der erneuerbaren Energien am Referenzszenario ‚Trends to 2050‘ der Europäischen Kommission.

Ausgehend vom aktuellen Kraftwerksbestand, den im Bau befindlichen Kraftwerkszubauten und der Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste werden Sterbelinien für konventionelle Kraftwerke ermittelt. In der Studie explizit nicht berücksichtigt sind mögliche zukünftige Investitionen in konventionelle Kraftwerke. Um der Unsicherheit der tatsächlichen Lebensdauer von Anlagen bei der Ermittlung der Sterbelinie Rechnung zu tragen, werden im optimistischen Szenario mittlere Lebensdauern auf Basis historischer Kraftwerksaußerbetriebnahmen angesetzt. Kraftwerke, die diese Lebensdauern bereits überschritten haben, werden gesondert berücksichtigt. Im pessimistischen Fall erfolgt die Annahme einer verkürzten Lebensdauer der Kraftwerke, um einem wirtschaftlich schwierigen Marktumfeld zumindest ansatzweise Rechnung zu tragen. Des Weiteren werden eine Reihe von technischen Annahmen wie Arbeitsverfügbarkeit, Kraftwerksausfallraten und notwendige Netzreserven¹² bei der Ermittlung der gesicherten Leistung der Technologien berücksichtigt.

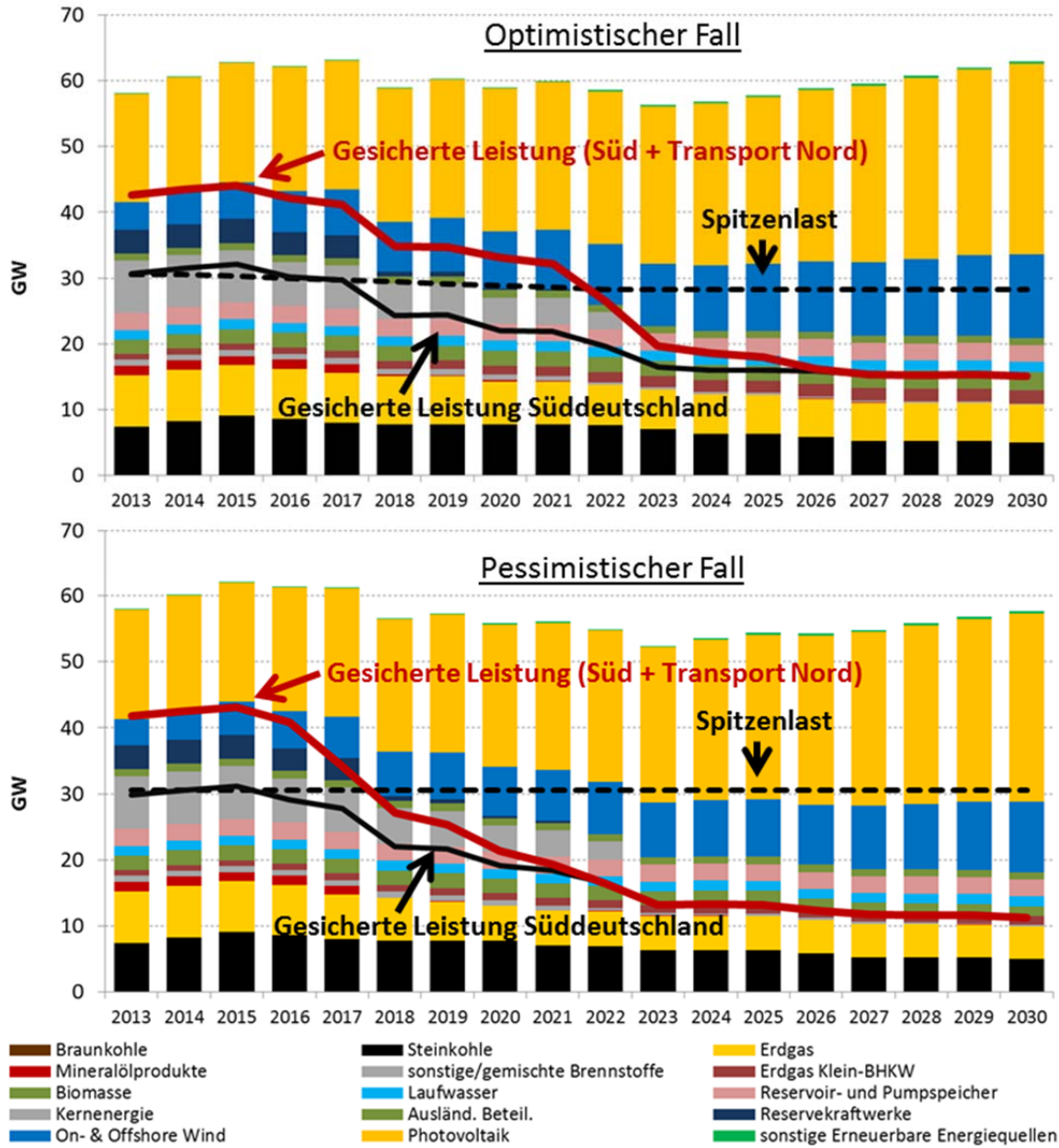
3.2 Ergebnis der statischen Leistungsbilanz

3.2.1 Gesicherte Leistung in Süddeutschland

Abbildung 3-1 zeigt die statische Leistungsbilanz für **Süddeutschland** für das optimistische und das pessimistische Szenario. In der Bilanz werden die installierten Kapazitäten sowie die resultierende gesicherte Leistung in Süddeutschland der erwarteten Spitzenlastnachfrage gegenübergestellt. Aus der Kapazitätsentwicklung und der erwarteten gesicherten Verfügbarkeit ergibt sich die gesicherte Leistung (schwarze Linie in Abbildung 3-1). Diese sinkt im Betrachtungszeitraum für den süddeutschen Raum deutlich von rund 30 GW im Jahr 2013 auf rund 10 GW (pessimistisches Szenario) bzw. ca. 13 GW (optimistisches Szenario) im Jahr 2030.

Gleichzeitig ist in den kommenden Jahren in Norddeutschland vorübergehend ein Überschuss an gesicherter Leistung zu erwarten. **Bei isolierter Betrachtung Süddeutschlands müsste zwischen 2016 und 2018 mit einem Engpass gerechnet werden.** Unterstellt man für Süddeutschland allerdings einen Bezug überschüssiger gesicherter Leistung aus Norddeutschland, der bestehende Übertragungsnetze berücksichtigt sowie von einer kompletten Verfügbarkeit dieser Kapazitäten ausgeht, kann die Deckungslücke noch wenige Jahre verschoben, jedoch nicht langfristig kompensiert werden. **Der umschriebene Ergebniskorridor würde in diesem Fall in Süd- wie auch Gesamtdeutschland zwischen 2018 (pessimistisch) und 2022 (optimistisch) in einer Deckungslücke bei der Versorgung zum Zeitpunkt der angenommenen Spitzenlast resultieren.**

¹² Im Rahmen dieser Betrachtung werden die bereits von den Übertragungsnetzbetreibern vertraglich gesicherten Kapazitäten im Rahmen der ResKV berücksichtigt.



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
OPTIMISTISCH																			
Höchstlast	30,6	30,6	30,3	30,0	29,7	29,4	29,1	28,9	28,6	28,3	28,3	28,3	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2
Ges. Leistung	42,6	43,5	44,2	42,2	40,5	34,2	33,7	31,6	30,6	24,9	18,2	17,0	16,4	15,1	14,5	14,5	14,6	14,3	
Bilanz	12,0	12,9	13,9	12,2	10,8	4,8	4,6	2,8	2,0	-3,4	-10,1	-11,2	-11,9	-13,2	-13,7	-13,7	-13,7	-13,9	
PESSIMISTISCH																			
Höchstlast	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6
Ges. Leistung	41,5	42,5	41,7	37,8	31,0	23,7	21,8	19,0	18,3	16,4	13,0	13,1	13,1	12,1	11,5	11,5	11,4	11,1	
Bilanz	10,9	11,9	11,1	7,2	0,4	-6,9	-8,8	-11,6	-12,3	-14,2	-17,6	-17,4	-17,5	-18,5	-19,0	-19,1	-19,2	-19,5	

Abbildung 3-1: Statischen Leistungsbilanzen für Süddeutschland in GW: Höchstlast, Gesicherte Leistung Süd + Nord (rote Linie), Bilanz

Fazit für Süddeutschland: Wenn auch in den ersten Jahren des Analysezeitraums die Leistungsbilanz für Süddeutschland noch ein positives Vorzeichen ausweist, so ist je nach Abweichung von den der Untersuchung zu Grunde liegenden Annahmen **der Zeitraum ab dem ersten Auftreten eines Kapazitätsdefizits im Jahr 2018 in Bezug auf eine autarke Energieversorgung insgesamt als kritisch einzustufen**. Neben den sich in Betrieb befindlichen Erzeugungsleistungen spielt hier insbesondere die bis Ende 2017 auf Basis vorhandener Informationen berücksichtigte vertragliche Sicherung der Netzreserve eine wichtige Rolle. Es lässt sich demnach festhalten, dass Süddeutschland im pessimistischen Szenario und unter Berücksichtigung möglicher Importe aus Norddeutschland bereits ab 2018 ein Defizit bei der gesicherten Leistung verzeichnen könnte.

3.2.2 Gesicherte Leistung in Gesamtdeutschland

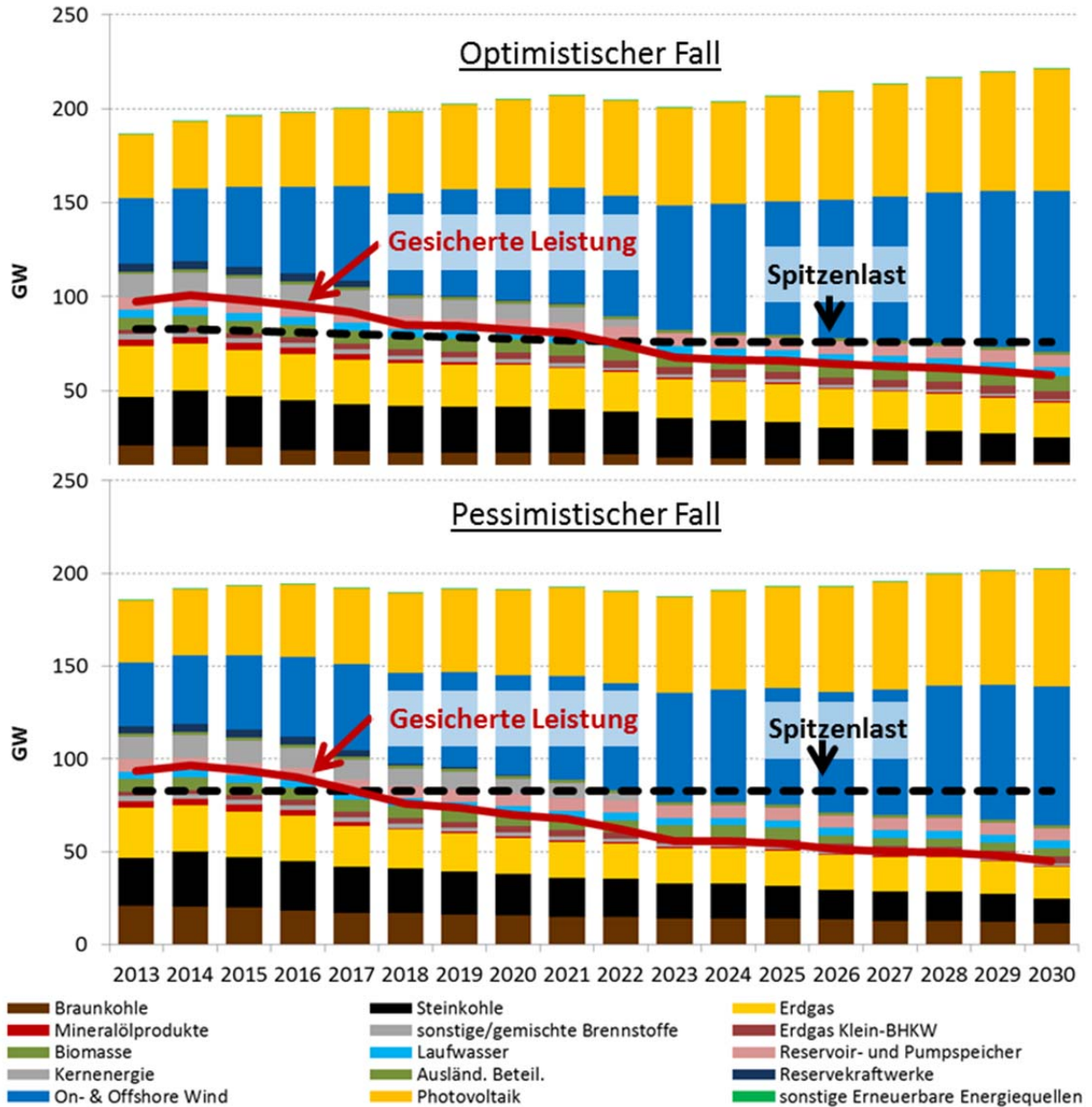
Während in Süddeutschland die gesicherte Leistung ab 2017 markant sinkt, verläuft sie in Deutschland insgesamt deutlich flacher (rote Linie, Abbildung 3-2). Insbesondere in den Jahren zwischen 2018 bis 2021 liegt die gesicherte Leistung im optimistischen Fall nahe an der Spitzennachfrage (+5 GW bis +2,3 GW). Ab 2022 kommt es dann zu einer Unterdeckung (-3,1 GW). Im pessimistischen Szenario kommt es bereits 2018 zu Engpässen bei der Bereitstellung gesicherter Leistung in Deutschland (-6,9 GW). Das Defizit wächst bis 2021 im Schnitt jährlich um 3,9 GW auf 15,1 GW an. In den zwei Folgejahren verstärkt sich das jährliche Leistungsdefizit um mehr als 5 GW pro Jahr.

Aufgrund der bestehenden Unsicherheit über die tatsächliche Entwicklung der Einflussfaktoren – wie im optimistischen Szenario z.B. über den anzunehmenden Nachfragerückgang und die prognostizierten Außerbetriebnahmezeitpunkte abgebildet – **ist aus heutiger Sicht die Entwicklung der inländischen Versorgungssicherheit ab 2018 auf gesamtdeutscher Ebene nicht eindeutig und bedarf einer kritischen Betrachtung**.

3.2.3 Gesicherte Leistung in Deutschland und Nachbarländern

Die Ergebnisse für Süd- und Gesamtdeutschland berücksichtigen explizit weder potentielle Importe aus dem Ausland noch Exportverpflichtungen. Um einen Indikator für die Einbindung des europäischen Auslands zu erhalten, erfolgt eine weitere Betrachtung der gesamten Leistungsbilanz Deutschlands und seiner direkten Nachbarländer (einschließlich der Länder Schweden, Norwegen und Italien).

Die europäische Betrachtung (Abbildung 3-3) hilft bei der **Einordnung der deutschen Ergebnisse in ein europäisches Gesamtbild**. Aus Komplexitätsgründen wird bei der statischen Analyse von einer europäischen „Kupferplatte“ ausgegangen, was bedeutet, dass Netzrestriktionen weder zwischen noch innerhalb der Länder berücksichtigt sind. Konträr zu dieser Modellbetrachtung könnten etwaige Übertragungseingänge in der Realität tendenziell zu einem früheren Auftreten einer Bilanzlücke beitragen.



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
OPTIMISTISCH																		
Höchstlast	82,7	82,6	81,8	80,9	80,1	79,3	78,5	77,7	76,9	76,1	76,0	75,9	75,9	75,9	75,9	75,9	75,9	75,9
Ges. Leistung	97,4	100,9	98,3	94,8	91,1	84,3	83,3	80,7	79,2	73,0	66,1	65,0	64,3	62,5	61,6	60,8	58,9	56,5
Bilanz	14,8	18,3	16,6	13,9	11,0	5,0	4,8	3,0	2,3	-3,1	-9,9	-10,9	-11,6	-13,4	-14,2	-15,1	-16,9	-19,4
PESSIMISTISCH																		
Höchstlast	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7
Ges. Leistung	93,6	96,7	93,7	89,9	83,0	75,8	73,9	69,7	67,5	62,2	55,7	55,6	54,5	51,2	50,0	49,8	47,7	44,8
Bilanz	10,9	14,0	11,1	7,2	0,4	-6,9	-8,8	-12,9	-15,1	-20,5	-26,9	-27,1	-28,2	-31,5	-32,7	-32,9	-35,0	-37,8

Abbildung 3-2: Statischen Leistungsbilanzen für Gesamtdeutschland: Höchstlast, Gesicherte Leistung in Deutschland, Bilanz

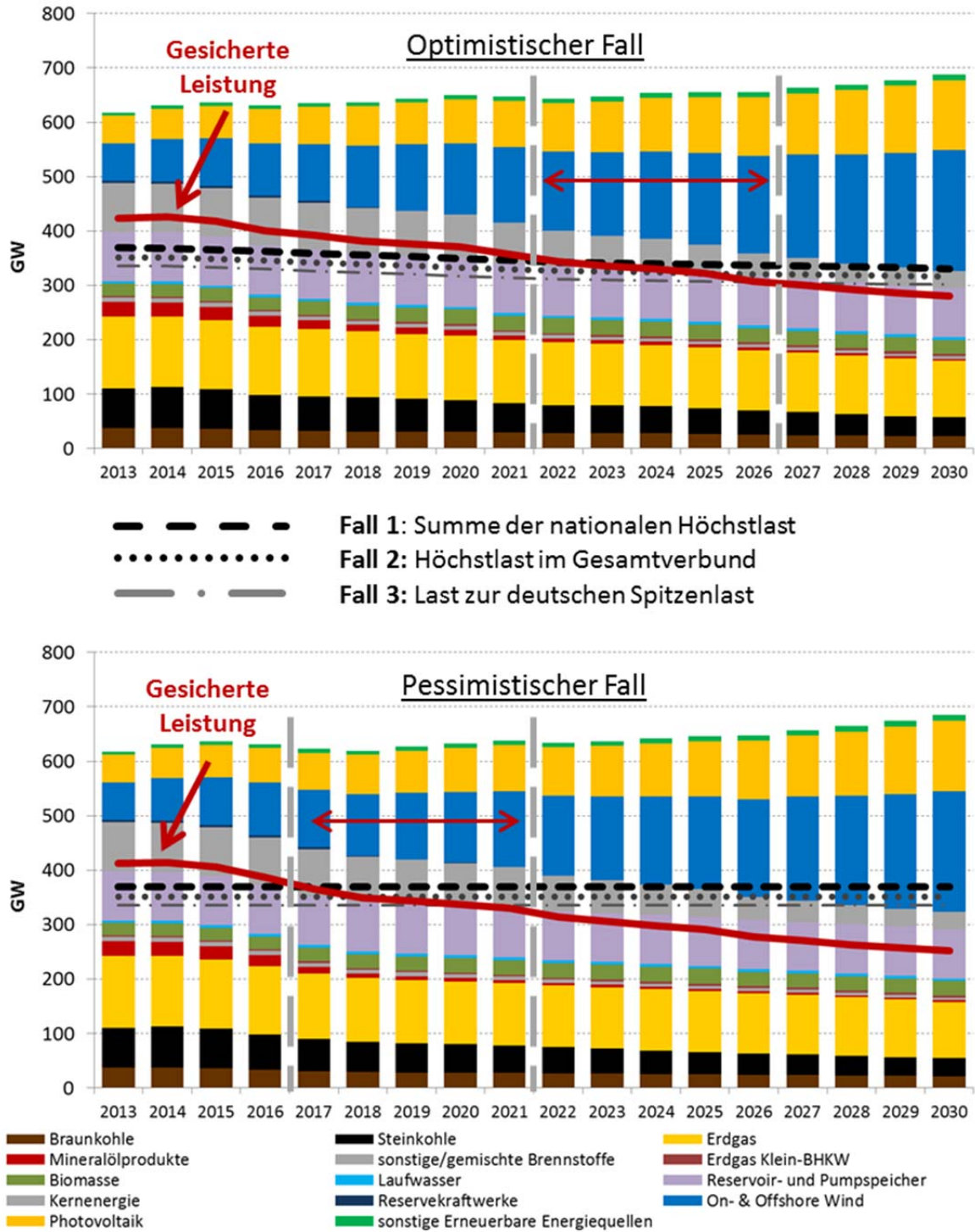


Abbildung 3-3: Ergebnisse der statischen Leistungsbilanzen für Deutschland und seine Nachbarländer, zzgl. Norwegen, Schweden und Italien

Aus diesem Grund werden drei mögliche „Höchstlastfälle“ für die europäischen Länder betrachtet:

1. Fall: *Höchstlast = Summe der nationalen Höchstlasten (ungeachtet des Zeitpunkts)*
Gleichzeitiges Eintreten der nationalen Spitzenlasten in allen europäischen Ländern. (Fall wie im Jahr 2012, bei dem hohe Gleichzeitigkeit der nationalen Spitzenlasten vorherrschte)
2. Fall: *Höchstlast = Höchstlast im Gesamtverbund*
Die Spitzenlaststunde wird als Summe der nationalen Lastgänge interpretiert (Lastjahr 2011). Dies entspricht eher einem typischen durchschnittlichen Jahr.
3. Fall: *Höchstlast = Summe der nationalen Lasten zum deutschen Höchstlastzeitpunkt*
Gesamtlast auf europäischer Ebene (hier Deutschland und direkte Nachbarländer sowie NO, SE und IT) zum Zeitpunkt der deutschen Spitzenlaststunde. (Dies stellt einen hypothetischen Fall dar, der das Spitzenlastniveau eher unterschätzt)

Als Ergebnis dieser Sensitivitätsbetrachtung ergeben sich die in Tabelle 3-1 dargestellten Jahre mit ersten auftretenden Leistungsdefiziten für das Untersuchungsgebiet bestehend aus Deutschland, seinen direkten Nachbarn sowie Norwegen, Schweden und Italien.

	Optimistischer Fall	Pessimistischer Fall
1. Höchstlastfall	2023	2017
	-4,7 GW	-3,6 GW
2. Höchstlastfall	2026	2018
	-13,0 GW	-2,9 GW
3. Höchstlastfall	2027	2021
	-4,9 GW	-6,6 GW

Tabelle 3-1: Ergebnisse der Höchstlast-Fallbetrachtungen für Deutschland und die europäischen Nachbarländer, zzgl. Norwegen, Schweden und Italien unter Annahme unterschiedlicher Höchstlastfälle: Zeitpunkte eines beginnenden Leistungsdefizits

3.3 Kritische Diskussion des Ansatzes

Die statische Leistungsbilanz ist ein probates Analyseinstrument, das insbesondere durch die anschauliche Darstellung hilft, die Versorgungssituation für Süddeutschland und die zukünftige Entwicklung einzugrenzen. Aufgrund folgender Punkte handelt es sich allerdings um einen vereinfachenden Ansatz:

- keine Berücksichtigung der Lastausgleichseffekte im europäischen Stromverbund, die jedoch, wie im Jahr 2012 zu beobachten war, sehr gering sein können (**tendenziell Überschätzung** des Defizits)
- bei Betrachtung der süddeutschen Leistungsbilanz werden innerdeutsche Übertragungskapazitäten nur vereinfacht berücksichtigt, tatsächliche Netzlastflüsse bleiben unberücksichtigt. Die mögliche Nord-Süd-Übertragungskapazität wird daher tendenziell überschätzt (**tendenziell Unterschätzung** des Defizits)
- Betrachtung einer einzigen Stunde als Referenzwert und pauschale Berücksichtigung der Verfügbarkeit der fluktuierenden erneuerbaren Energien, die im Einzelfall auch höher ausfallen kann (**tendenziell Überschätzung** des Defizits)
- Abschätzung der Kraftwerkssterbelinie anhand historischer Kraftwerksnutzungsdauern. Die explizite Berücksichtigung des Marktumfelds und ggf. daraus resultierender zusätzlicher Stilllegungen auf Basis wirtschaftlicher Entscheidungen erfolgt lediglich pauschalisiert in Form einer technologieunabhängigen Laufzeitverkürzung im pessimistischen Fall
- nur im Bau befindliche Kraftwerke werden als Neuanlagen berücksichtigt. Weitere angekündigte oder geplante Kraftwerksneubauten sowie mögliche Retrofit-Maßnahmen zur Verlängerung der Laufzeit bleiben annahmegemäß unberücksichtigt.

Insgesamt stellt der gewählte Ansatz eine eher konservative Abschätzung der Versorgungssituation dar. Insbesondere bei den verfügbaren Erzeugungskapazitäten und unter Berücksichtigung möglicher Importe aus dem Ausland kann in Süddeutschland das tatsächliche Leistungsdefizit tendenziell eher kleiner ausfallen.

Lediglich in Bezug auf die Netzrestriktionen ist das Bild zu optimistisch. Die statische Analyse offenbart bei der Berücksichtigung der Netzrestriktionen Schwächen: Zeigen die Ergebnisse Knappheiten aufgrund von Engpässen, so würden diese zwar auch unter Berücksichtigung tatsächlicher Netzflüsse auftreten. Im Umkehrfall sind jedoch im tatsächlichen Stromnetz schon früher Engpässe auf Leitungen zwischen den Regionen zu beobachten, die Auswirkungen auf die Versorgungssituation haben können.

3.4 Fazit der statischen Analyse

- Die isolierte Betrachtung **Süddeutschlands** (siehe Abbildung 3-1) weist unter den getroffenen Annahmen das Auftreten eines Leistungsdefizits zwischen 2016 (pessimistischer Fall) und 2018 (optimistischer Fall) aus. Aufgrund der Netzreserve ist die Situation allerdings mindestens bis zum Jahr 2018 beherrschbar. Es besteht über die Mechanismen der Reservekraftwerksverordnung hinaus ein gesicherter Leistungsüberschuss in Norddeutschland, der das Auftreten des süddeutschen Defizits um weitere Jahre hinauszögern kann. Für deren Übertragung stehen grundsätzlich ausreichende Leitungskapazitäten zur Verfügung. **Trotzdem muss, unter pessimistischen Annahmen, mit einer kritischen Versorgungslage ab dem Jahr 2018 in Süddeutschland gerechnet werden, bei optimistischen Annahmen ab 2022.**
- Diese süddeutsche Entwicklung ist eng mit der **nationalen Betrachtung** für **Deutschland**, wie in Abbildung 3-2 skizziert, verknüpft. Da selbst der norddeutsche Leistungsüberschuss ab 2018 (pessimistischer Fall) bzw. 2022 (optimistischer Fall) nicht mehr ausreicht, um das süddeutsche Leistungsdefizit aufzufangen, **könnte es somit selbst für Gesamtdeutschland ab dem Jahr 2018 zu Versorgungsengpässen kommen**, die entsprechender Maßnahmen bedürfen (z.B. gesicherter Import aus den Nachbarländern, Kaltreserve, Demand Side Management, Retrofit oder Neubau von Kraftwerken). Die statische Leistungsbilanz berücksichtigt jedoch Netzrestriktionen nur am Rande, weshalb eine Unterdeckung bei Spitzenlast auch zu einem früheren Zeitpunkt bereits eintreten könnte. Andererseits vernachlässigt die statische Betrachtung mögliche Ausgleichseffekte (tendenziell Überschätzung des Defizits). Darüber hinaus sind eventuelle Importbedarfe der Nachbarländer zur jeweiligen Spitzenlaststunde nicht abgebildet (tendenziell Unterschätzung des Defizits).
- Die **europäische Betrachtung** für Deutschland, seine direkten Nachbarn sowie Norwegen, Schweden und Italien (siehe Abbildung 3-3) zeigt bei pessimistischen Annahmen zwischen **2017 und 2021** erstmalig eine negative Leistungsbilanz. In der optimistischen Annahme ist dies zwischen **2023 und 2027** zu erwarten. Da in der europäischen Betrachtung keinerlei Netzrestriktionen berücksichtigt sind („Kupferplatte“), ist davon auszugehen, dass Engpässe in Leistungsbilanzen einzelner Länder aufgrund eines eingeschränkten Austauschs zwischen den Ländern tendenziell früher zu erwarten sind.
- Die statische Leistungsbilanz stellt zwar insgesamt einen robusten Ansatz dar, um die benötigte Leistung für die Versorgung in Spitzenlaststunden zu ermitteln. Bei der Berücksichtigung netzseitiger Effekte und von Ausgleichseffekten infolge zeitgleicher Verfügbarkeit von Leistung greift der statische Ansatz jedoch zu kurz, sodass eine tiefergehende Betrachtung im zweiten Teil dieser Studie erforderlich ist.

4 Simulation der Lastdeckung in der Zukunft

4.1 Methodik der modellgestützten Untersuchung

Den methodischen Defiziten der statischen Leistungsbilanz kann mit einer zeitlich und räumlich aufgelösten Simulation zukünftiger Versorgungssituationen begegnet werden.

Dieser im Folgenden eingesetzte Modellansatz erlaubt

- die Analyse des Leistungsaustauschs innerhalb Deutschlands und mit den Nachbarländern unter Berücksichtigung von Netzengpässen,
- die Kraftwerkseinsatzplanung zur Lastdeckung in einem zukünftigen Jahr,
- die Betrachtung (residualer) Spitzenlaststunden und eingesetzter Kraftwerkskapazitäten sowie
- die Abbildung der Einspeisung erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung unterschiedlicher meteorologischer Wetterdaten.

Hinsichtlich des letzten Punktes geht der optimistische Fall von dem durchschnittlichen meteorologischen Wetterjahr 2006 und einer dementsprechend mittleren Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien aus. Die Wetterdaten des Jahres 2010 wurden aufgrund einer vergleichsweise geringen Einspeisung erneuerbarer Energien für das pessimistische Szenario verwendet, um die Versorgungssituation unter ungünstigen Randbedingungen zu simulieren („Dunkelflaute“). Die beschriebene Vorgehensweise wird für die in der statischen Analyse als kritisch eingestuften Zeiträume in Deutschland und Europa durchgeführt, also für die Jahre 2016 bis 2020 (pessimistischer Fall) bzw. 2019 bis 2022 (optimistischer Fall). Für diese Jahre erfolgt eine weitergehende stündliche Untersuchung der in der statischen Leistungsbilanz grundsätzlich aufgezeigten Entwicklungen des Kraftwerksparks.

Für die Simulationen wird das Stromsystemmodell REMix des DLR eingesetzt¹³. In das Modell gehen einerseits der Strombedarf und andererseits die verfügbaren Erzeugungs-, Übertragungs- und Speicherkapazitäten in regionaler Auflösung ein.¹⁴ Der im Netzentwicklungsplan und im Ten Year Network Development Plan vorgesehene Leitungszubau bis zum Jahr 2025 wird ebenfalls in die Analyse mit einbezogen.

4.2 Ergebnisse der modellgestützten Untersuchung

Die Ergebnisse der Simulationen liegen in Form stündlich aufgelöster Werte der kraftwerkstyp-spezifischen Stromerzeugung, der Stromspeicherung, der Stromübertragung zwischen den Regionen, sowie etwaiger Leistungslücken vor. Auf dieser Grundlage lassen sich jährliche Strombilanzen und Vollbenutzungsstunden einzelner Systemkomponenten berechnen. Darüber

¹³ Siehe u.a. DLR 2014, Scholz 2012, Luca de Tena 2014 und Stetter 2014.

¹⁴ Das Modell bildet Deutschland als 18 Regionen-Modell in Anlehnung an das Vorgehen der Netzbetreiber ab. (siehe auch DENA II-Netzstudie 2010). Hinzu kommen die direkten Nachbarländer sowie Schweden, Norwegen und Italien.

hinaus kann die Versorgungssituation einzelner Zeitpunkte des Jahres im Detail analysiert werden.

4.2.1 Entwicklung der Strombilanz Süddeutschlands

Abbildung 4-1 zeigt den Strombedarf, sowie die gesamte und erneuerbare Stromerzeugung Süddeutschlands im Verlauf der betrachteten Szenariojahre. Der Rückgang der Kraftwerksleistung spiegelt sich in der Energiebilanz Süddeutschlands wieder, in der sich eine zunehmende Lücke zwischen Strombedarf und Erzeugung ergibt. Diese steigt im pessimistischen Szenario von 15 TWh im Jahr 2016 auf 55 TWh in 2024 an. Auffällig ist der starke Rückgang der Stromerzeugung ab dem Jahr 2022. Dieser resultiert aus dem Wegfallen des letzten Kernkraftwerkes in Süddeutschland. Die EE-Stromerzeugung in Süddeutschland steigt im pessimistischen Szenario nur langsam an, von 65 TWh im Jahr 2016 auf 71 TWh in 2024.

Trotz der im optimistischen Szenario höheren installierten Erzeugungsleistung und des geringeren Strombedarfs liegt der gesamte Nettoimport Süddeutschlands auf vergleichbarem Niveau wie im pessimistischen Fall. Die Strombilanz in Abbildung 4-1 zeigt, dass dieser, unterstützt durch den Bedarfsrückgang, zwischen den Jahren 2018 und 2021 von 16 TWh auf 13 TWh sinkt, um dann infolge des Abschaltens weiterer Kraftwerksleistung in 2024 auf 46 TWh anzusteigen. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien liegt sowohl in der Jahressumme, als auch im Zuwachs deutlich über dem pessimistischen Szenario und steigt von 80 TWh im Jahr 2019 auf 89 TWh in 2024.

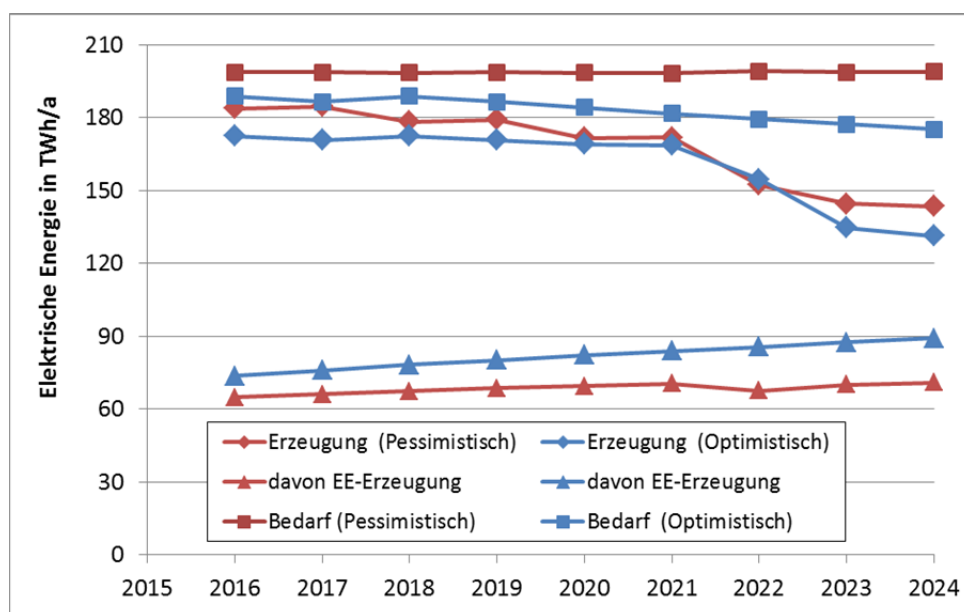


Abbildung 4-1: Entwicklung von Bedarf, sowie gesamter und erneuerbarer Stromerzeugung in Süddeutschland im pessimistischen und optimistischen Szenario der Jahre 2016 bis 2024

Die im pessimistischen Szenario in den Jahren 2023 und 2024 höhere Stromerzeugung in Süddeutschland ergibt sich aus den Annahmen zum Netzausbau. Da nur eine der drei geplanten Gleichstromleitungen in den Norden zur Verfügung steht, können deutlich geringere Mengen

günstigeren Windstroms importiert werden. Dies führt dazu, dass auch die teuersten Erzeugungsleistungen in Süddeutschland als Mittellastkraftwerke zum Einsatz kommen.

4.2.2 Nutzung der innerdeutschen und internationalen Übertragungsnetzkapazitäten

Abbildung 4-2 zeigt die Entwicklung der Jahressummen des Stromaustauschs zwischen Nord- und Süddeutschland für die Szenariojahre 2016 bis 2024 in beiden Szenarien. Es ergibt sich eine klare Dominanz der Nord-Süd-Flüsse, mit einer ansteigenden Tendenz in den späteren Szenariojahren.

Im pessimistischen Szenario wächst der Nettoimport Süddeutschlands aus dem Norden von 18 TWh in 2016 auf 58 TWh in 2024. Der starke Anstieg der Wechselstromübertragung nach Süddeutschland zwischen den Szenariojahren 2021 und 2022 ergibt sich aus dem Wegfallen von Kraftwerksleistung in Süddeutschland und wird begünstigt durch die Stärkung zweier Übertragungsleitungen im Westen bzw. Osten Deutschlands.

Im optimistischen Szenario fällt der Stromaustausch zwischen Nord- und Süddeutschland in den Jahren bis 2022 deutlich geringer aus als im pessimistischen Szenario. Erst mit der Bereitstellung der weiteren Gleichstromleitungen und dem Wegfall der verbleibenden Kernkraftwerke im Jahr 2023 ergibt sich ein sprunghafter Anstieg. Auch im optimistischen Fall bleibt der Exportüberschuss Norddeutschlands erhalten. Dieser liegt bei gut 19 TWh im Szenariojahr 2018 und steigt auf 28 TWh in 2022 und 47 TWh in 2024.

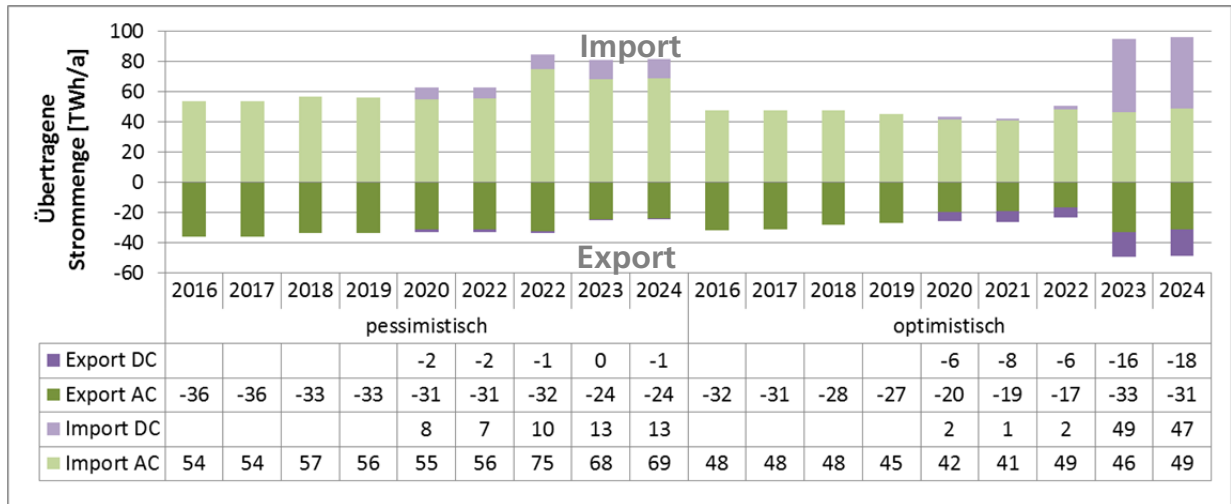


Abbildung 4-2: Entwicklung des jährlichen Stromimports und -exports Süddeutschlands über die innerdeutschen Leitungen nach Norddeutschland im pessimistischen und optimistischen Szenario der Jahre 2016 bis 2024

Auffällig ist, dass die ab dem Jahr 2020 zur Verfügung stehende Gleichstromleitung nach Nordrhein-Westfalen in beiden Szenarien bevorzugt für einen Export aus Süddeutschland genutzt wird. Dieser findet vor allem in den Sommermonaten statt. Der Unterschied zwischen dem Importüberschuss aus Norddeutschland und dem in Abbildung 4-2 gezeigten Gesamtimportsaldo Süddeutschlands ergibt sich aus der Weiterleitung in die südlichen Anrainerstaaten Frankreich, Schweiz und Österreich.

Die Jahresbilanzen des internationalen Stromaustauschs Deutschlands sind in Abbildung 4-3 für die beiden betrachteten Szenarien exemplarisch für das Jahr 2019 verglichen. Mit der Ausnahme der Niederlande, wo sich im optimistischen Fall ein Nettoexport und im pessimistischen Fall ein Nettoimport ergibt, liegen nur geringfügige Differenzen zwischen den Szenarien vor. Nettostromimporte nach Deutschland kommen zum überwiegenden Teil aus Frankreich, in geringem Maße aus der Schweiz, Nordeuropa, der Tschechischen Republik und im pessimistischen Szenario auch den Niederlanden. Dem stehen Exportüberschüsse nach Polen, Österreich, Luxemburg, Dänemark und im optimistischen Fall in die Niederlande gegenüber. In der Bilanz über alle Kuppelstellen ergeben sich Importüberschüsse von 11 TWh im optimistischen und 21 TWh im pessimistischen Fall.

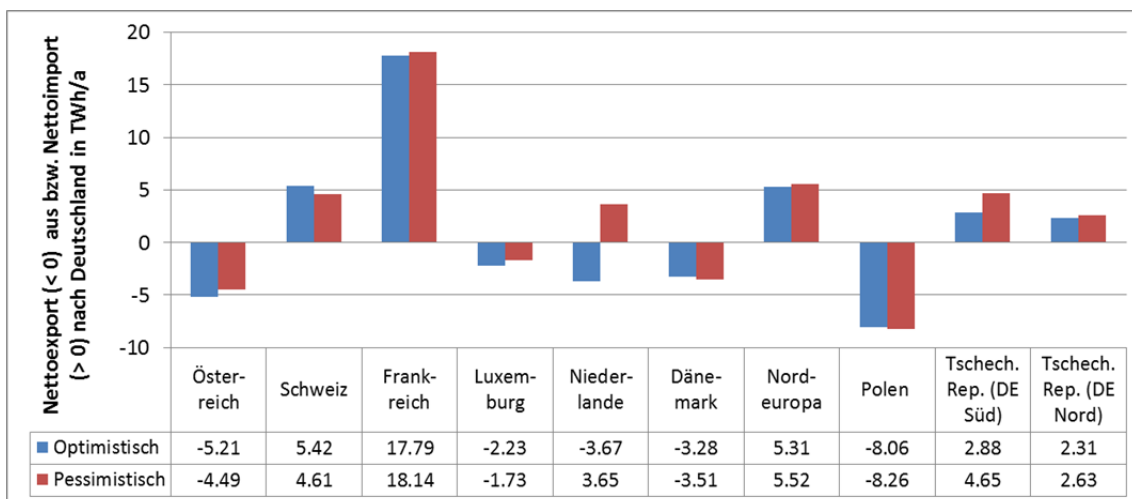


Abbildung 4-3: Jährlicher Nettoexport (<0) aus bzw. Nettoimport (>0) nach Deutschland, im Vergleich des optimistischen und pessimistischen Szenarios für das Jahr 2019

4.2.3 Deckungslücken in der Stromversorgung

Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5 zeigen die Entwicklung der Deckungslücken in Deutschland unter pessimistischen Annahmen zwischen den Jahren 2016 und 2020. In diesem Fall könnte es bereits im Jahr 2017 zu Versorgungsengpässen kommen. Diese treten über Deutschland hinaus auch in Frankreich und Polen auf. Wie bereits diskutiert, besteht bis zum Jahr 2017 innerhalb Deutschlands noch eine Netzreserve in Höhe von 3,45 GW, die in den Folgejahren annahmegermäÙ ausläuft. Sie kann, soweit der rechtliche Rahmen gegeben ist, das Leistungsdefizit in 2017

von maximal 2,9 GW ausgleichen (schraffierte Flächen). Unter Berücksichtigung der Netzreserve würde es erst 2018 zu einer Leistungslücke kommen.¹⁵

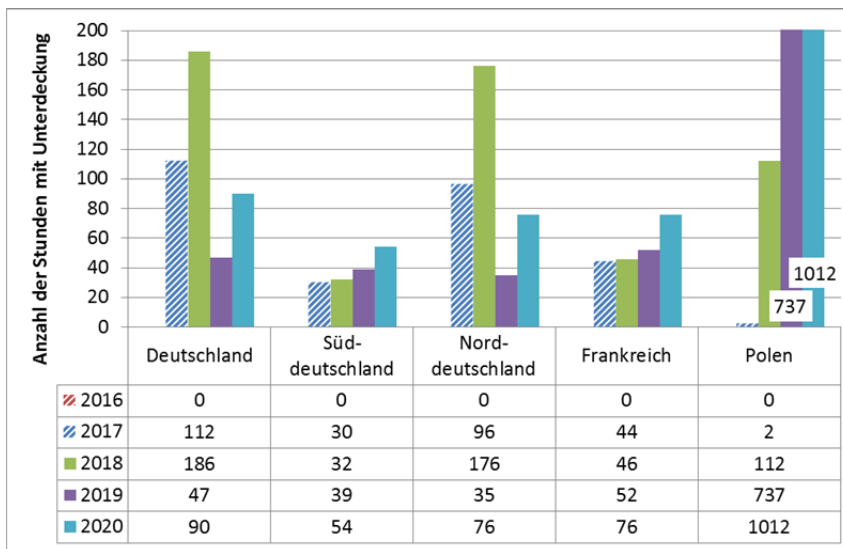


Abbildung 4-4: Anzahl der Stunden mit Unterdeckung in Regionen des Untersuchungsgebiets im pessimistischen Szenario, Jahre 2016 bis 2020

Während in Süddeutschland die Anzahl der Stunden mit potentieller Unterdeckung der Stromnachfrage im Betrachtungszeitraum (2018 bis 2020) von 32 auf 54 Stunden ansteigt, zeigt sich in Norddeutschland, dass insbesondere durch Netzzubau (innerdeutsche Übertragungsmengen und Kuppelstellen zum Ausland) der Wert des Jahres 2018 mit potentieller Leistungsunterdeckung in 176 Stunden in den Folgejahren reduziert und die Versorgungssicherheit somit erhöht werden kann. Die Betrachtung zeigt für Gesamtdeutschland, dass im Jahr 2020 in rund 90 Stunden eine Unterdeckung auftreten kann.

Insgesamt ist im pessimistischen Szenario in den Jahren 2017, 2018 und 2020 zu beobachten, dass die Versorgungssituation in Norddeutschland deutlich häufiger eingeschränkt ist als in Süddeutschland. Betrachtet man das Jahr 2018 im Detail, so treten die potentiellen Leistungsdefizite in Norddeutschland in dem untersuchten Szenario und Wetterjahr ausschließlich in den Monaten Januar, Februar, November und Dezember auf. In den 176 Stunden mit potentiellen Engpässen können unterschiedliche Arten von Engpassituationen beobachtet werden: Die Szenarien signalisieren in rund 70 % der Stunden potentielle Engpässe in den Lastschwerpunkten im (Nord-)Westen Deutschlands. In rund 40 % der Stunden können Knappheiten in Regionen in Nordostdeutschland beobachtet werden.

In Stunden, in denen es im Nordwesten zu Engpässen kommt, sind generell immer innerdeutsche Engpässe beim Stromtransport von Ost- nach Westdeutschland zu beobachten. Im Nordosten Deutschlands ist zeitgleich häufig genügend Kapazität vorhanden, um die eigene Nachfrage

¹⁵ In der Kurzstudie erfolgte keine Simulation unter Berücksichtigung einer Netzreserve und ähnlicher Mechanismen im Ausland (Frankreich und Polen). Aussagen zum Einfluss der Netzreserve unter Berücksichtigung des europäischen Kontexts bis 2017 werden daher nur anhand des ermittelten Leistungsdefizits und der verfügbaren Reserve abgeschätzt.

zu decken und weitere Leistung ins Ausland zu exportieren. Die Übertragungsleistungen von den westlichen Nachbarn sind überwiegend voll ausgelastet. Importe aus den Alpenregionen und aus Frankreich tragen in diesen Stunden zur Versorgungssicherheit in Süddeutschland bei. Die Übertragungsleistung aus den Alpenregionen wird in diesen Stunden häufig voll ausgelastet. In 30 % der Engpasssituationen in Nordwestdeutschland kommt es dabei auch zu Engpässen bei den Kuppelkapazitäten zwischen Frankreich und Süddeutschland. Durch eine Erhöhung der Kuppelkapazitäten über den TYND-Plan hinaus könnten Frankreich und die Alpenländer zusätzlich einen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Nordwestdeutschland leisten. In rund 70 % der Fälle sind zwar Übertragungsleistungen von Frankreich verfügbar, jedoch reichen die französischen Kapazitäten nicht aus, um in 2018 die Leitungsempässe zwischen Ost- und Westdeutschland auszugleichen.

Bei potentiellen Engpasssituationen in ostdeutschen Regionen ist anhand der Szenarien häufig zu beobachten, dass Kapazitätsengpässe in Polen die Situation in Deutschland verstärken. In diesen Stunden sind voraussichtlich Leistungsflüsse aus westlichen Nachbarländern an vielen Kuppelstellen an ihrer Übertragungsgrenze. Zudem machen sich potentielle Knappheiten bei der Übertragungsleistung zwischen Tschechien und Polen bemerkbar. Deutsche Kraftwerkskapazitäten werden – in den dargestellten Szenarien und unter Annahme eines vorzeitigen Rückbaus – auch eingesetzt, um osteuropäische Länder wie Polen abzusichern.

Im Jahr 2018 sind in den Szenarien in Süddeutschland 32 Stunden mit potentiellen Engpässen bei der Versorgungssicherheit zu beobachten. Diese sind entweder auf ein Leistungsdefizit oder auf potentielle Netzengpässe in Norddeutschland zurückzuführen. Insbesondere in Stunden, wenn in Norddeutschland kein Wind weht und die Übertragungskapazitäten aus der Alpenregion und den westlichen Nachbarländern vollkommen ausgelastet sind, können Engpasssituationen in Süddeutschland beobachtet werden.

Bei der Betrachtung der potentiellen Flüsse muss kritisch angemerkt werden, dass das Simulationsmodell nur eine grobe Näherung der Netzflüsse darstellen kann. Darüber hinaus zeigen die Simulationsergebnisse den starken Einfluss des unterstellten Wetterjahres auf die Ergebnisse. Wichtig ist darüber hinaus, zu berücksichtigen, dass das Simulationsmodell Energieautarkie nicht auf deutscher Ebene betrachtet. Einschränkungen der Übertragungsleistungen an Kuppelstellen durch den Netzbetreiber im Ernstfall zur Absicherung der eigenen Netz-Zone und der nationalen Leistung werden nicht explizit berücksichtigt. Die hier dargestellte Definition der „Versorgungsempässe“ ist somit weiter zu fassen: Sie können in der Realität sowohl tatsächliche Engpässe bei der Leistung oder Notmaßnahmen bei der Übertragungsleistung zu den europäischen Nachbarn umfassen.

Insgesamt zeigt sich im pessimistischen Szenario der große Einfluss des europäischen Stromverbands, der nicht nur positive Auswirkungen in Form zusätzlicher Flexibilität verfügbar macht. Entsprechend der Mechanismen des Strommarkts können innerdeutsche Kapazitäten für die Lastdeckung im Ausland gebunden werden und damit die Versorgungssituation in Deutschland verschärfen. So zeigen sich trotz ausreichend gesicherter Leistung in Norddeutschland entsprechend der statischen Leistungsbilanz schon frühere Deckungslücken in dieser Region (Abbildung 4-5 und Abbildung 4-6).

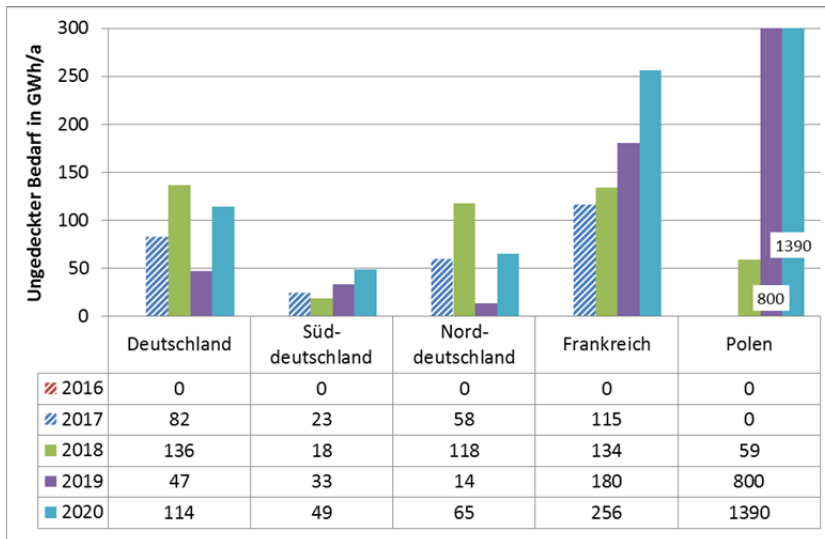


Abbildung 4-5: Zeitliche Entwicklung des Auftretens ungedeckten Strombedarfs in Regionen des Untersuchungsgebiets im pessimistischen Szenario, Jahre 2016 bis 2020

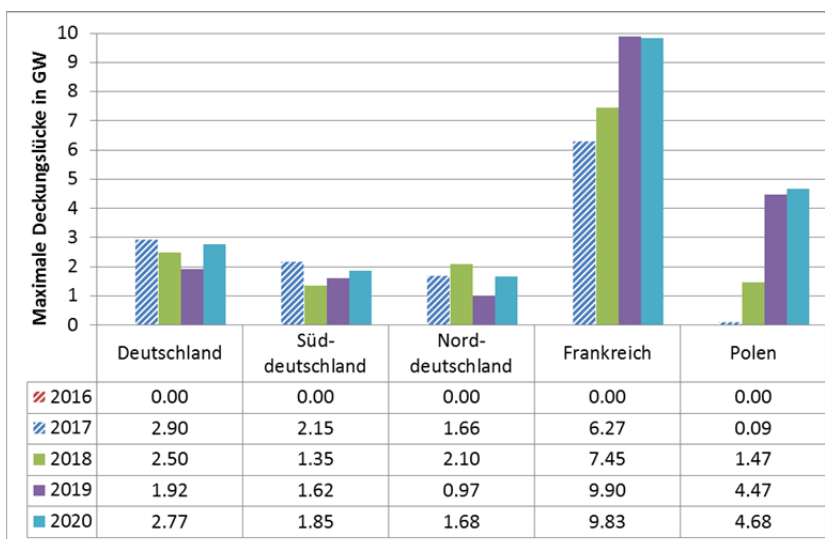


Abbildung 4-6: Zeitliche Entwicklung der maximalen jährlichen Deckungslücke in Regionen des Untersuchungsgebiets im pessimistischen Szenario, Jahre 2016 bis 2020

In Abbildung 4-7 bis Abbildung 4-9 ist die zeitliche Entwicklung von Deckungslücken für die Jahre 2019 bis 2022 unter optimistischen Annahmen dargestellt. Bei einer vollständigen Umsetzung des geplanten Netzausbaus und einer altersbedingten Stilllegung der Kraftwerke gestaltet sich die Entwicklung der Versorgung nach diesem Ansatz günstiger. Durch die höhere Einspeisung erneuerbarer Energien, den Bedarfsrückgang und die längere Kraftwerkslaufzeit treten Versorgungslücken in Deutschland erst ab 2022 auf.

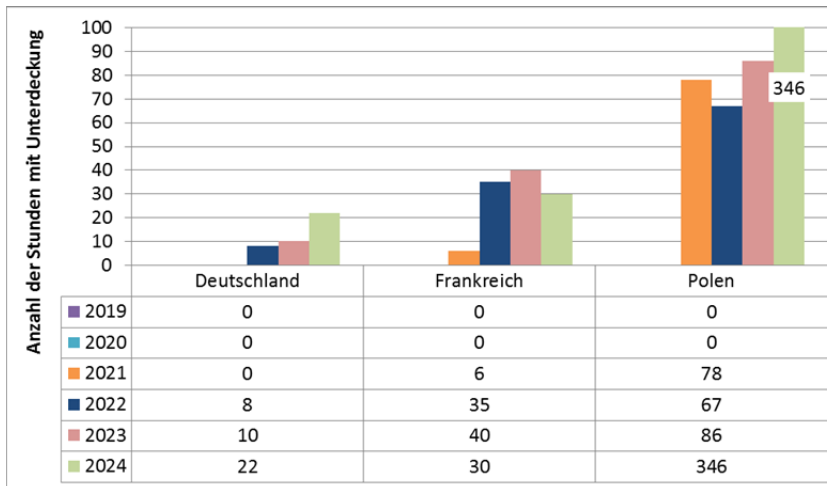


Abbildung 4-7: Anzahl der Stunden mit Unterdeckung in Deutschland und den Regionen Nord- und Süddeutschland im optimistischen Szenario, Jahre 2019 bis 2022

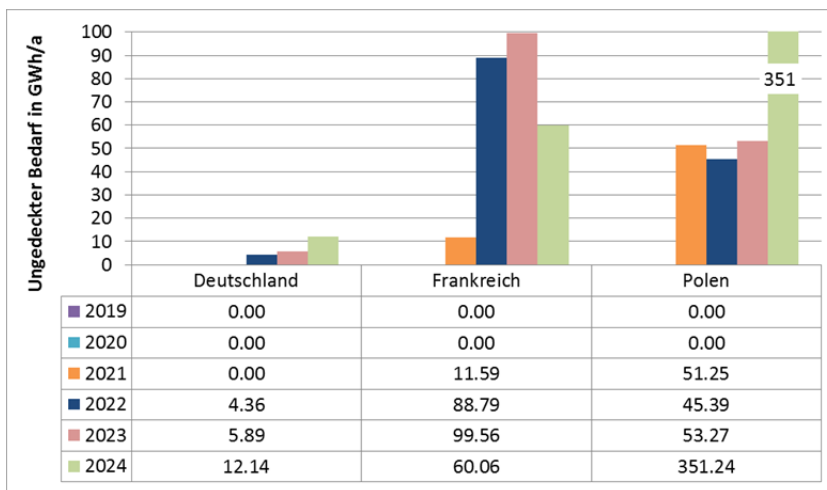


Abbildung 4-8: Zeitliche Entwicklung des Auftretens ungedeckten Strombedarfs in Regionen des Untersuchungsgebiets im optimistischen Szenario, Jahre 2019 bis 2022

Die Modellergebnisse zeigen dabei das Auftreten von Engpässen primär in Norddeutschland. In Frankreich und Polen kommt es unter den getroffenen Annahmen bereits ein Jahr früher und in deutlich höherem Ausmaß zu Versorgungslücken. Der zusätzliche Leistungsbedarf liegt bei rund 1 GW und steigt in den Folgejahren an. Aufgrund der guten Übertragungsleistung sind die Ergebnisse jedoch als gesamtdeutsche Deckungslücke zu verstehen, die sowohl durch eine Leistungsbereitstellung in Nord- als auch Süddeutschland behoben werden kann. Die in Polen und Frankreich auftretenden Deckungslücken fallen mit über 9 GW bzw. 2 GW in 2022 deutlich höher aus.

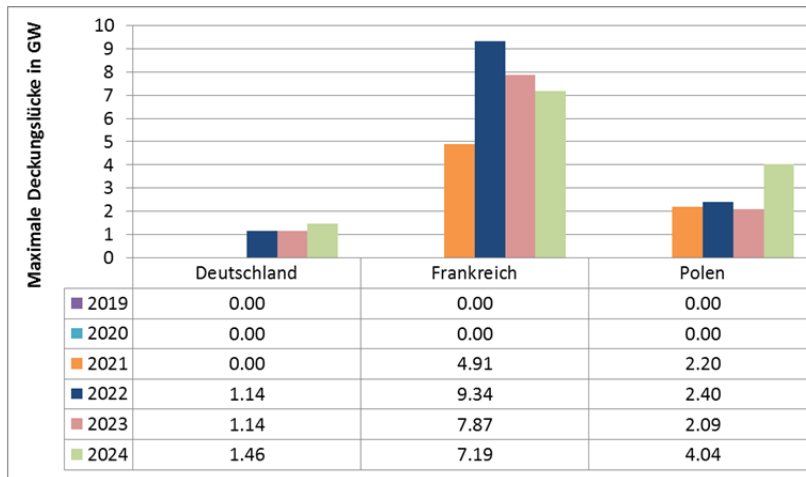


Abbildung 4-9: Zeitliche Entwicklung der maximalen jährlichen Deckungslücke in Regionen des Untersuchungsgebiets im optimistischen Szenario, Jahre 2019 bis 2022

4.2.4 Versorgungssituation Süddeutschlands in Stunden residualer Spitzenlast

Die Ergebnisse der modellgestützten Analyse zeigen, dass der bereits stattfindende Kapazitätszubau in Süddeutschland in *beiden* Szenarien für das Jahr 2019 nicht ausreicht, um die erwartete Spitzenlast autark zu decken. So werden die Residuallastspitzen zu einem wesentlichen Teil durch Importe aus Norddeutschland und dem benachbarten Ausland gedeckt.

Zum Vergleich der beiden Szenarien zeigt Abbildung 4-10 die Versorgungssituation Süddeutschlands exemplarisch in zwei ausgewählten Stunden des Jahres 2019, jeweils im optimistischen wie pessimistischen Fall. Die Stunden 596 (25. Januar 19-20 Uhr) und 764 (1. Februar 19-20 Uhr) zeichnen durch eine hohe Stromlast bei gleichzeitig in jeweils einem Szenario geringem Winddargebot aus. Stunde 596 stellt nur im pessimistischen Fall eine kritische Versorgungssituation dar. Trotz voller Auslastung aller Kraftwerke kommt es in dieser Stunde zu einer geringen Deckungslücke in Süddeutschland. Auffällig sind die in dieser Stunde vorliegenden Importe von knapp 7 GW. Diese kommen vor allem aus der Schweiz und Norddeutschland, in geringem Maße aber auch aus Österreich, Luxemburg und der Tschechischen Republik. In der gleichen Stunde kommt es im optimistischen Fall nicht zu einer Deckungslücke, vor allem aufgrund der höheren Windstromerzeugung. Dennoch werden fast 5 GW Leistung importiert, wobei zeitgleich etwa 400 MW für Frankreich und Norddeutschland zur Verfügung gestellt werden. In Stunde 764 liegt in beiden Szenarien ein Versorgungsengpass vor. Im optimistischen Fall kann durch die nahezu volle Auslastung der Kraftwerke und einen Nettoleistungsimport von 6 GW eine Unterdeckung vermieden werden. Ursprungs- und Zielländer der Importe und Exporte entsprechen jenen der Stunde 596 im pessimistischen Fall. Obwohl über 3 GW aus Windkraft und 4,5 GW aus Importen bereitgestellt werden, kommt es im pessimistischen Fall auch in Stunde 764 zu einem Leistungsdefizit von gut 400 MW. Die in dieser Stunde vorliegenden Exporte von knapp 2 GW gehen vollständig in das benachbarte Frankreich, und reduzieren die dort zeitgleich auftretende Deckungslücke.

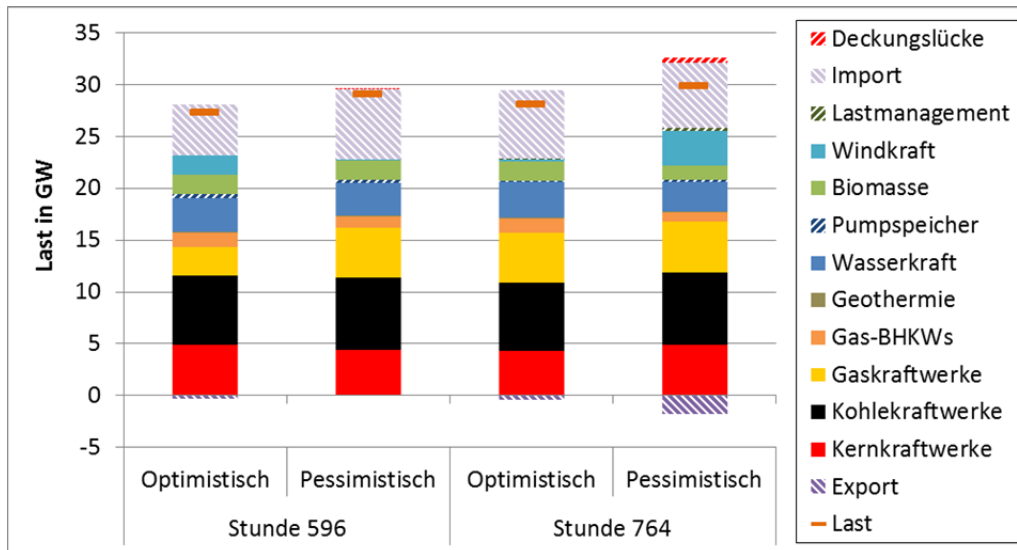


Abbildung 4-10: Versorgungssituation Süddeutschlands in den Stunden der residualen Spitzenlast im pessimistischen und optimistischen Fall. Im Vergleich dazu jeweils die Situation im anderen Szenario

4.3 Kritische Diskussion des Ansatzes

Im Rahmen des vorliegenden modellgestützten Ansatzes wurden für die Jahre 2015 bis 2025 stündliche Simulationsrechnungen durchgeführt, mit dem Ziel, kritische Stunden und entstehende Versorgungsengpässe zu identifizieren. Anhand des europäischen Stromsystemmodells REMix wurden die Jahre ermittelt, in denen die bestehenden konventionellen Kapazitäten nicht ausreichen, um die Versorgung in (residualen) Spitzenlaststunden zu gewährleisten. Das verwendete Modell ist seit vielen Jahren erprobt und in vielen Bereichen sehr detailliert. Jedoch basiert eine modellhafte Abbildung per se auf einer vereinfachten Abbildung des realen Systems. Um die Ergebnisse richtig einschätzen zu können, erfolgt an dieser Stelle eine kritische Diskussion des verwendeten Modells und der zugrundeliegenden Annahmen. Drei Punkte, die potentiell größeren Einfluss auf die Güte der Ergebnisse haben, stehen hier im Fokus: die verwendeten Wetterjahre, die Betrachtung der Netze und die im Modell verwendete Abbildung der Kraftwerke.

Die Simulationsrechnungen und die hier unterstellte Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien basieren auf der Analyse historischer Wetterdaten. In dieser Studie werden dabei nur zwei ausgewählte Wetterjahre für die Simulation verwendet (2006 und 2010), mit dem Ziel, ein durchschnittliches und ein schlechtes Wetterjahr zu vergleichen und die Sensitivität der Ergebnisse in Bezug auf die Wetterdaten abzuschätzen. Die Jahreserzeugung stellt bei der Auswahl einen ersten, wenn auch groben, Indikator für die Güte der Wetterjahre dar, sagt jedoch wenig über das gemeinsame Auftreten von Windflauten zu Spitzenlaststunden aus. Tatsächlich kann die minimale Einspeisung aus fluktuierender Erzeugung in Spitzenlaststunden von den untersuchten Wetterjahren abweichen. Der gewählte Ansatz unterschätzt somit tendenziell die benötigte gesicherte Leistung in den einzelnen Ländern. Ein weiterer Schritt zur Verbesserung der Analyse könnte eine detaillierte Auswertung historischer Wetterdaten sein. Hierfür müsste

über einen langen Zeitraum das gleichzeitige Auftreten von Dunkelflauten (Stunden mit Windflauten und minimaler PV-Einspeisung) untersucht werden, um im Anschluss historische Wetterextreme für die Analyse zu verwenden. Ein zweiter Ansatz wird aktuell durch die Netzbetreiber angewendet: Auf Basis von künstlichen Einspeisezeitreihen wird ein Auftreten sowohl von Spitzenlast als auch geringer Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer gleichzeitig in allen untersuchten europäischen Ländern unterstellt. Es handelt sich hierbei um eine sehr konservative Abschätzung, die nicht die Vorteile von Ausgleichseffekten zwischen den Ländern berücksichtigt.

Anfahrtsrestriktionen und technische Laständerungsgradienten werden in dem Simulationsmodell nur eingeschränkt berücksichtigt. Durch den größeren Anteil der fluktuierenden Erzeugung aus Wind, PV und Laufwasser ist in den Simulationsrechnungen bis 2025 zu beobachten, dass die flexiblen Erzeugungstechnologien bei den Erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken häufiger und schneller An- und Abfahrvorgänge durchführen müssen. Die Untersuchung der Frage, ob in der kommenden Dekade die starken Leistungsgradienten in Hochlaststunden durch den verfügbaren Kraftwerkspark abgefahren werden können, ist nicht Bestandteil der Untersuchung. Somit unterschätzt die Studie auch hier tendenziell das Auftreten von Engpässen bei der Versorgungssicherheit.

Die netzseitige Betrachtung erfolgt in der Studie vereinfacht anhand eines Knotenmodells. Für Deutschland werden hier jeweils 18 Regionen angenommen (siehe auch DENA 2010) darüber hinaus werden weitere Knoten für die untersuchten Nachbarländer berücksichtigt. Die Studie fokussiert bei der Untersuchung auf die generellen Ausgleichseffekte zwischen den Netzregionen anhand der verfügbaren Netzkapazitäten jeweils für AC- und DC-Leitungen. Betrachtet man die sich real ergebenden Netzflüsse so kann beobachtet werden, dass die tatsächlich möglichen Netzflüsse zwischen den Regionen kleiner sind als die Summe der verfügbaren Kapazitäten. Tendenziell werden die verfügbaren Übertragungsleistungen in dieser Studie überschätzt.

Bedingt durch die tatsächliche Netztopologie können Engpässe somit bereits zu einem **früheren Zeitpunkt** auftreten als in dieser Studie ausgewiesen wurden.

In der Studie werden primär die benötigten Leistungen im Day-ahead-Markt und im Regenergiemarkt berücksichtigt. Der Intraday-Handel ist nicht Bestandteil der Untersuchung. Um einen liquiden Markt zu gewährleisten, wird auch hier in Spitzenlaststunden genügend verfügbare Kraftwerksleistung benötigt. Tendenziell könnte es in Stunden mit hoher residualer Last zu Engpässen und entsprechenden Preissignalen und ggf. Marktversagen im Intraday-Markt kommen.

Insgesamt stellt das Vorgehen eine gute und tendenziell eher konservative Abschätzung (mit Ausnahme der Betrachtung von Netzengpässen) möglich auftretender Engpässe dar und ist ein sehr guter Indikator für den zukünftigen Bedarf an Kapazitäten zur Deckung der Spitzenlast. Ausgehend von den Ergebnissen dieser Studie ist im Folgenden zu prüfen, wie diese Kapazitäten gedeckt werden können und welche Rahmenbedingungen hierfür vorliegen müssen.

4.4 Fazit der modellgestützten Untersuchung

- Die Modellrechnungen bestätigen weitgehend das Ergebnis der statischen Leistungsbilanz. Im **pessimistischen Fall** könnte es in **Süddeutschland** trotz der berücksichtigten Übertragungskapazitäten bereits 2018 (ohne Berücksichtigung der Reservekraftwerksverordnung bereits 2017) zu Versorgungsengpässen kommen. Im gleichen Szenariojahr treten erstmals auch Deckungslücken in Norddeutschland auf. Deckungslücken im Ausland, insbesondere in Frankreich und Polen, können das Leistungsdefizit in Deutschland verstärken.
- Die Entwicklung im **pessimistischen Fall** zeigt, dass der Netzausbau durchaus zu einer Reduktion der Versorgungslücke führen kann. Darüber hinaus sind jedoch weitere Lastausgleichsoptionen (Kraftwerke, Speicher, DSM) notwendig, um Versorgungssicherheit in Süddeutschland zu gewährleisten.
- Für **Gesamtdeutschland** zeigt die modellgestützte Untersuchung, dass selbst im **optimistischen Fall** im Jahr 2022 Deckungslücken auftreten könnten, die nicht durch innereuropäischen Stromaustausch gedeckt werden. Bedingt durch die Annahmen zu den installierten Kraftwerken bzw. zur Sterbelinie, ergeben sich auch in diesem Fall in den Nachbarländern Frankreich und Polen Leistungsdefizite.
- Die modellbasierte Untersuchung der Versorgungssicherheit unterliegt einer Vielzahl von Vereinfachungen und Näherungen, die sich maßgeblich auf die Ergebnisse auswirken können. Dazu zählen vor allem die vereinfachte Abbildung der konventionellen Kraftwerke und der Übertragungsnetze. Durch die Verwendung ausgewählter, vergangener Wetter- und Strombedarfsjahre können die Modellrechnungen nur exemplarische Ergebnisse eines möglichen zukünftigen Systembetriebs ermitteln. Gerade die Auswirkung des Wetterjahres nimmt für steigende Anteile erneuerbarer Energien deutlich zu. Insbesondere die Güte zukünftiger Windjahre kann in beide Richtungen einen Einfluss auf den Zeitpunkt einer tatsächlich auftretenden Versorgungslücke ausüben.
- Trotz aller durch die Methodik bedingten Einschränkungen und Näherungen lässt sich aus den Modellergebnissen eine Tendenz hinsichtlich der Entwicklung der Versorgungssicherheit ablesen. Es zeigt sich, dass der Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien alleine nicht ausreicht, um die Versorgungssicherheit in der kommenden Dekade zu gewährleisten. Im pessimistischen Fall ab 2018 jedoch spätestens bis 2022 muss der Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten durch eine Ausweitung der Lastausgleichsoptionen begleitet werden. Dazu zählen neben Stromnetzen auch Lastmanagement, sowie regelbare erneuerbare oder konventionelle Kraftwerke und Speicher.

5 Schlussbetrachtung

Derzeit besteht in Gesamtdeutschland noch ein Überangebot an gesicherter Leistung, ein Umstand, der sich insbesondere durch die hohe Liquidität der Märkte und niedrige Strompreise ausdrückt. Es wird erwartet, dass in den kommenden Jahren nicht nur durch den Kernenergieausstieg, sondern auch durch die zunehmend schwierige Wettbewerbssituation im Strommarkt der Trend zu Kraftwerksstilllegungen anhält bzw. sich noch intensiviert und dies zu einer deutlichen Reduktion konventioneller Kraftwerkskapazitäten führen kann. Ohne den Zubau neuer Kraftwerke oder die Verlängerung des Betriebs bestehender Kraftwerksleistung wird die gesicherte Leistung in Süddeutschland – aber auch in Gesamtdeutschland – in absehbarer Zeit jedoch nicht mehr ausreichen, um autark die Spitzenlast zu decken.¹⁶ Süddeutschland wird zukünftig, wie es auch in der Vergangenheit bereits der Fall war, in Stunden hoher residualer Last von innerdeutschen und/oder europäischen Transfers abhängig sein. Das würde auch für Gesamtdeutschland gelten.

Ziel der Studie ist es zu ermitteln, welcher Kapazitätsbedarf in den kommenden Jahren benötigt wird, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Zwei Szenarien (pessimistisch und optimistisch) spannen in dieser Studie einen möglichen Rahmen der zukünftigen Entwicklung auf. Dabei wurden zwei Modellansätze, eine statische und eine räumlich und zeitlich hoch aufgelöste dynamische Analyse, verwendet, um die Szenarien zu untersuchen. Die zwei gewählten Modellansätze kommen in Bezug auf den Zeitpunkt potentieller Versorgungsengpässe zu ähnlichen Ergebnissen. Während im pessimistischen Szenario bereits 2017/2018 zusätzliche Kapazitäten benötigt werden, kann im optimistischen Szenario bis 2022 die Versorgungssicherheit in Süddeutschland unter Berücksichtigung von Transfers aus anderen Regionen (Norddeutschland und Nachbarländern) gewährleistet werden.

Die Ergebnisse der Studie zeigen darüber hinaus, dass für die Entwicklung der Versorgungssicherheit in Süddeutschland in den kommenden Jahren der zügigen Umsetzung des geplanten innerdeutschen Netzausbaus eine besondere Bedeutung zukommt.

Die zwei zugrundeliegenden Szenarien für die jährlichen Simulationsrechnungen geben einen ersten Hinweis auf den Einfluss der in jedem Jahr zu erwartenden Übertragungsleistung auf die Versorgungssicherheit. Die Ergebnisse zeigen, dass der geplante Netzausbau¹⁷ ausreicht, um Versorgungssicherheit in den kommenden Jahren bis 2022 zu gewährleisten, auch wenn Altkraftwerke entsprechend der angenommenen technischen Sterbelinie außer Betrieb gehen.

¹⁶ Vor dem Hintergrund des langfristigen Ziels eines Anteils von 80% erneuerbarer Energien, können mittelfristig Investitionen in Speicher, ein höherer Anteil flexibler erneuerbarer Technologien und andere Flexibilitätsoptionen (z.B. Demand Side Management) den Bedarf an konventioneller Erzeugungskapazität senken.

¹⁷ Entsprechend der Planungen im Netzentwicklungsplan 2014 und den vorläufigen Szenarien für den Netzentwicklungsplan 2015, bzw. der genehmigten Trassen der Bundesnetzagentur.

Verzögerungen beim Netzausbau (im pessimistischen Szenario) und resultierende Engpässe bei der Stromübertragung innerhalb Deutschlands verstärken die Probleme beim Lastausgleich zwischen Nord- und Süddeutschland. Sowohl in Nord- als auch Süddeutschland besteht in Spitzenlaststunden zusätzlicher Kapazitätsbedarf (jeweils rund 2 GW) zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Ab 2022 ist auch im optimistischen Fall ein Netzausbau alleine nicht ausreichend, da bis dahin auch in Norddeutschland die überschüssigen Erzeugungskapazitäten zurückgehen. Es besteht Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten bzw. der Verlängerung vorhandener.

Weiterer Forschungsbedarf

Die Kurzstudie stellt eine erste Analyse der Versorgungssituation aus Sicht der Stromversorgung in Süddeutschland dar. Die zwei ausgewählten Verfahren und erzielten Modellergebnisse ermöglichen eine erste Einschätzung, wann und in welchem Umfang zusätzliche Kapazitäten benötigt werden. Die Kurzstudie zeigt jedoch auch auf, dass noch weiterer Forschungsbedarf besteht:

- **Untersuchung der Netze**

Für eine detailliertere Analyse der Netzrestriktionen sind die Szenarien auf ein breiteres Fundament zu stellen. Dabei sollten insbesondere weitere Wetterjahre verglichen und verschiedene Ausbaupfade Erneuerbarer berücksichtigt werden, um auch einer nachhaltigen Netzentwicklung Rechnung zu tragen.

Weitergehende Arbeiten sollten adressieren, welche Übertragungsleistungen in Stunden mit geringer Stromeinspeisung aus Wind und Sonne in Europa zur Verfügung stehen und welche tatsächlichen Engpässe in residualen Spitzenlaststunden entstehen, insbesondere wenn es zu Verzögerungen beim geplanten Netzausbau kommt.

- **Verlängerung der technischen Lebensdauer oder Neuinvestitionen**

Als ein Ergebnis dieser Studie werden mögliche Kapazitätslücken ausgewiesen, die in den kommenden Jahren gedeckt werden müssen. Eine zentrale, an diese Studie anschließende Frage ist, wie diese Kapazitätslücke kosteneffizient geschlossen werden kann und welche Marktmechanismen implementiert werden müssen, um auch in den kommenden Jahren ausreichend Kapazitäten zu jeder Stunde im Jahr zu gewährleisten. Zudem stellt sich die Frage, ob die Deckungslücke durch eine Verlängerung der Laufzeiten der bestehenden konventionellen Kapazitäten geschlossen werden, oder ob in neue, effizientere Kraftwerke investiert werden sollte.¹⁸

¹⁸ Ein Neubau von Kraftwerken kann neben der Bereitstellung der benötigten Kapazität u.a. auch einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, stellt jedoch auch eine langfristige Festlegung auf eine bestimmte Technologie dar. Gleichzeitig stellt sich die Frage der Wirtschaftlichkeit: In welchem Umfang sind Investitionen in (effiziente) Technologien sinnvoll, wenn nur eine geringe Auslastung der Erzeugungskapazitäten realisiert werden kann.

6 Literatur

- Adamnek, F.; Rotering, N.; Sauer, D.; Sterner, M.; Wellßow, W.; Aundrup, T.; Glaunsinger, W.; Kleimaier, M.; Landinger, H.; Leuthold, M.; Lunz, B.; Moser, A.; Pluntke, H.; Pape, C. 2012. Energiespeicher für die Energiewende: Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, VDE-Studie. VDE-ETG, Frankfurt a.M.
- AGEB, 2014. Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern. <http://www.ag-energiebilanzen.de/> Stand 6.6.2014.
- AGEE-Stat, 2013. Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat).
- Agora, 2013. Klobasa M.; Angerer, G.; Lüllmann, A.; Schleich, J.; Buber, T.; Gruber, A.; Hünecke, M.; von Roon, Serafin: Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft, im Auftrag von Agora Energiewende, August 2013.
- Bayerisches Energiekonzept 2011 „Bayerisches Energiekonzept - Energie innovativ“ Von der Bayerischen Staatsregierung beschlossen am 24. Mai 2011
- BMU, 2012. Nitsch, J., Pregger, T., Naegler, T., Heide, D., Trieb, F., Scholz, Y., Nienhaus, K., Gerhardt, N., Sterner, M., Trost, T., von Oehsen, A., Schwinn, R., Pape, C., Hahn, H., Wickert, M., Wenzel, B. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).
- BNetzA, 2013. Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, (ResKV) Datum des Inkrafttretens: 6.7.2013
- Bothor, S.; Bubeck, S.; Eberl, T.; Fahl, U.; Gottschling, J.; Heyden, E.; Steurer, M.; Oertel, B.; Scharp, M.; Meyer, S. 2014. Evaluation ausgewählter Maßnahmen zur Energiewende, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Zusammenarbeit mit dem Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (IZT) Berlin, Juli 2014
- BMWi, 2013. Energiedaten - Zahlen und Fakten. Nationale und internationale Entwicklung. Fassung vom 20.08.2013. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- Dena, 2005. dena-Netzstudie I. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Deutsche Energieagentur (Dena).
- Dena, 2008. Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Deutsche Energieagentur (Dena).
- Dena, 2010. dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025. Deutsche Energieagentur (Dena).
- Dena, 2012. dena-Verteilnetzstudie. Ausbau - und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland 2030. Deutsche Energieagentur (Dena).
- DLR, 2010. Nitsch, J., Pregger, T., Scholz, Y., Naegler, T., Sterner, M., Gerhardt, N., Oehsen, A. von, Pape, C., Saint-Drenan, Y.-M., Wenzel, B., Leitstudie 2010 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).
- DLR, 2014. Scholz, Y. Gils; H. C. Pregger; T. Heide; D. Cebulla, F.; Cao, K. K.; Hess, D.; Borggrete F.: Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung. Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.
- EC, 2001a. Reference Document on Best Available Techniques in the Non Ferrous Metals Industries, Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC). European Commission, Brussels.
- EC, 2001b. Reference Document on Best Available Techniques in the Non Ferrous Metals Industries, Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC). European Commission, Brussels.
- EC, 2011. National Renewable Energy Action Plans [No. 09.08.2011]. European Commission, DG Energy.

- Energiekonzept, 2010. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. BMWi, BMU für die Bundesregierung; Berlin 28.9.2010.
- Energiezukunft BaWü, 2013. Blesl, M.; Fahl, U.; Wiesmeth, M.: Energiezukunft Baden-Württemberg – Wege zu einem klimaverträglichen Energiesystem, Zwischenbericht, Studie mit Förderung der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 2013
- ENTSO-E, 2012. 10-Year Network Development Plan 2012. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENSTO-E).
- EU, 2009. Verordnung (EG) Nr. 714/2009 vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003. Amtsblatt der Europäischen Union.
- EU-Commission, 2009. "EU energy trends to 2030- Update 2009," European Commission Directorate-General for Energy, Directorate-General Climate Action, Directorate-General Mobility and Transport, 2009.
- EU-Commission, 2010. "National renewable energy action plans" European Commission Directorate-General for Energy, Directorate-General Climate Action, Directorate-General Mobility and Transport, Stand 30.6. 2010
- EU-Commission, 2013. Capros, P. et al. "EU energy trends to 2050- Reference Scenario 2013" European Commission Directorate-General for Energy, Directorate-General Climate Action, Directorate-General Mobility and Transport, December 2013.
- Eurostat, 2011a. Eurostat European Statistics Database. Energy statistics - heating degree-days (nrg_esdgr), Heating degree-days by NUTS 2 regions - monthly data (nrg_esdgr_m).
- Eurostat, 2011b. Table sbs-sc-2d-dfdn02, Manufacturing subsections DF-DN and total manufacturing (NACE rev.1.1 D) broken down by employment size classes - Reference year 2002 and onwards, and table sbs-sc-2d-dade02, Manufacturing subsections DA-DE and total manufacturing (NACE Rev.1.1 D) broken down by employment size classes - Reference year 2002 and onwards. Stand 24.03.2011.
- Eurostat, 2012a. Table sbs-r-nuts03, Regional structural business statistics, SBS data by NUTS 2 regions (NUTS 2006) and NACE Rev. 1.1. Stand 27.06.2012.
- Eurostat, 2012b. Table nama-r-e3em95r2, Branch accounts - ESA95 Employment (in persons) by NUTS 3 regions (NACE Rev. 2). Stand 27.06.2012.
- Eurostat, 2012c. Introduction to the NUTS clas. Stand 12.07.2012.
- Eurostat, 2012d. Section nrg_10: Energy Statistics - Supply, transformation, consumption, dataset nrg_105a. Stand 16.11.2012.
- FFE, 2010. Serafin von Roon, Thomas Gobmaier: Demand Response in der Industrie – Status und Potenziale in Deutschland. Kurzbericht im Auftrag der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Dezember 2010.
- FFE, 2012. Beer, M.; Schmid, T; Bernhard, D; Vogler G: Flex: Flexible Betriebsweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Teilprojekt des Forschungsvorhabens „EnEff:Stadt – Chancen und Risiken von KWK im Rahmen des IEKP“ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. im Auftrag von Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Stadtwerke München, EWE AG, November 2012.
- Fichtner W.; W; Genoese M.; McKenna R.; Schäfer S.; Büchelmaier, A.; Ringler, P.; Cail, S und Ziegahn, F., 2012: Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg bis 2025 unter Berücksichtigung der Liefer- und Preissicherheit. Studie im Auftrag des Baden-Württembergischen Industrie- und Handelskammertags, Februar 2012.
- Gils, H.C., 2012. A GIS-based Assessment of the District Heating Potential in Europe, in: 12. Symposium Energieinnovation.
- Gils, H.C., 2014a. Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. Energy 67, 1-18.
- Gils, H.C., 2014b. Potential Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage. Dissertation, DLR, im Entwurf.
- Hess, D., 2013, Fernübertragung regelbarer Solarenergie von Nordafrika nach Mitteleuropa, Diplomarbeit Universität Stuttgart und Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).
- IEA, 2013. World Energy Outlook 2013. OECD Publishing.
- IEKK, 2014a. Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg, Landesregierung Baden-Württemberg, Beschlussfassung 15. Juli 2014.

- IEKK, 2014b. Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg, Landesregierung Baden-Württemberg, Vorläufiger Entwurf zur Verbändeanhörung. Stand 11. Dezember 2013
- Kühnel, S. 2013. Investigation of the variability of solar and wind electricity generation potentials in Europe and North Africa, Master Thesis, DLR Stuttgart, Universität Oldenburg, September 2013
- Luca de Tena, D., 2014. Large Scale Renewable Power Integration with Electric Vehicles. Dissertation DLR/Universität Stuttgart.
- NEP 2014, Netzentwicklungsplan Strom 2014 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, www.netzentwicklungsplan.de. Stand 16. April 2014,
- NEP, 2015. Szenarienrahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, www.netzentwicklungsplan.de April 2014
- PLATTS McGraw Hill Financial, 2013. World Electric Power Plants Database.
- Pregger, T., Luca de Tena, D., O'Sullivan, M., Roloff, N., Schmid, S., Propfe, B., Hülsebusch, D., Wille-Hausmann, B., Schwunk, S., Wittwer, C., Pollok, T., Krahl, S., Moormann, A., 2012. Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) - Institut für Technische Thermodynamik und Institut für Fahrzeugkonzepte, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), RWTH Aachen IfHT.
- Prognos, 2012: Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende, im Auftrag für Weltenergieerat -Deutschland e.V.
- Schlesinger, M., Lindenberger, D., Lutz, C., 2010. Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Prognos [u.a.].
- Schlomann, B., Dütschke, E., Gigli, M., Steinbach, J., Kellberger, H., Geiger, B., Linhardt, A., Gruber, E., Mai, M., Gerspacher, A., Schille, W., 2011. Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010. Karlsruhe, München, Nürnberg.
- Scholz, Y., 2010. Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), im Auftrag des SRU.
- Scholz, Y., 2012. Renewable energy based electricity supply at low costs: development of the REMix model and application for Europe. Dissertation Universität Stuttgart, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).
- Stetter, D., 2014. Enhancement of the REMix energy model – global renewable energy potentials optimized power plant siting and scenario validation. Dissertation Universität Stuttgart, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).
- Steurer, M.; Fahl, U.; Eberl, T.; Voß, A., 2013. Identifikation und Bewertung des intelligenten Lastmanagementpotenzials in der Industrie in Baden-Württemberg, Studie im Auftrag der EnBW Vertrieb GmbH Stuttgart, Mai 2013
- Steurer, M.; Sun, N.; Fahl, U.; Voß, A. 2014a: Lastverschiebung in der Industrie – Potenzial und Einfluss auf die Stromerzeugungskosten in Deutschland, Beitrag zum 13. Symposium Energieinnovation, vom 12. bis 14. Februar 2014 in Graz
- Trieb, F., Schillings, C., Pregger, T., O'Sullivan, M., 2012. Solar electricity imports from the Middle East and North Africa to Europe. Energy Policy 42, 341–353.
- TYNDP 2014: 10-Year Network Development Plan 2014, entso-e
- UM Saarland, 2011. "Neue Energie für den Zukunftsstandort Saarland - Masterplan für eine nachhaltige Energieversorgung im Saarland" herausgegeben durch Ministerium für Umwelt, Energie und Verkehr, Juli 2011
- ÜNB, 2013: Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5; 50 hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW.
- VDE, 2012. Demand Side Integration, Lastverschiebungspotenziale in Deutschland, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Juni 2012
- ZSW, DLR, Nitsch 2014. Vorschlag für ein Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung, im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Vorläufiger Stand 1. November 2014

A. Datenanhang

A1: Szenarien (1): Übersicht über die Annahmen

Kategorie	Best-Case	Worst-Case	Datenquellen
Konventionelle Erzeugung in Deutschland			
Sterbelinie	Betriebsdauern entsprechend historischer Durchschnitte.	Verkürzte Betriebsdauer (wirtschaftliches Ausscheiden)	IER-Kraftwerksdatenbank, Kraftwerkslisten: BNetzA, UBA, VGB, Platts
Zubau konventioneller Kraftwerke	Alle Ankündigungen	Nur die im Bau befindlichen und als sicher eingestuftes Kraftwerke	VGB-Kraftwerksliste
Erdgas-BHKW in Deutschland			
Installierte elektrische Leistung < 10 MW	BaWü gemäß IEKK (+690 MW in 2022) Andere BuLä gemäß NEP Szen. B	Energiezukunft BaWü (IER) Andere BuLä gemäß NEP Szen. B	IEKK 2014, NEP 2014, Energiezukunft BaWü 2013
Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland			
Biomasse	Länderziele gemäß IEKK und Länderszenarien BY, SL, verbleibende Länder gemäß NEP Szen. B	Zubaukorridor EEG 2014: 100 MW/a in Deutschland	IEKK 2013, IEKK 2014, NEP 2014, EEG 2014, Bayrisches Energiekonzept 2011, UM Saarland 2011, Energiezukunft BaWü 2013
EE-Ausbau	Länder-Ziele und Deutschland: NEP 2015 Szenario B	Zubaukorridor EEG 2014, jeweils 2500 MW/a für Wind und Photovoltaik	NEP 2015, EEG 2014, IEKK 2013

A1: Szenarien (2): Übersicht über die Annahmen

Kategorie	Best-Case	Worst-Case	Datenquellen
Revisionsunterbrechungen und Ausfälle			
Konventionelle Kraftwerke	1,5 GW, davon 750 MW in Süddeutschland	1,5 GW, davon 750 MW in Süddeutschland	ÜNB 2013
Ausfälle	2013: 4,3 GW 2016: 4,7 GW	2013: 4,3 GW 2016: 4,7 GW	ÜNB 2013
Gesicherte Leistung Nord-Deutschland und Importkapazitäten über innerdeutsches Netz			
Gesicherte Leistung in anderen Regionen Deutschlands	Gesicherte Leistung in Nord-Deutschland gemäß Best-Case	Gesicherte Leistung in Nord-Deutschland gemäß Worst-Case	Kraftwerksdaten s.o.
Installierte elektrische Leistung < 10 MW	Innerdeutscher Netzausbau wie geplant	Innerdeutscher Netzausbau verzögert	NEP 2015 (ÜNB 2013)
Externe Absicherung			
Kapazitätsvorhaltung	Reservekraftwerksverordnung, sowie Verträge zur Kaltreserve und Stilllegungsverbot für Kraftwerke sind in Sterbekurve berücksichtigt	Analog zu Best-Case	ÜNB 2013, BNetzA 2013
Beteiligungen EnBW und EON in Österreich	1,8 GW davon 0,7 GW gesichert, Bayern ebenfalls 0,6 und 0,4 GW	1,8 GW davon 0,7 GW gesichert, Bayern ebenfalls 0,6 und 0,4 GW	ÜNB 2013, Rückfragen ÜNB

A1: Szenarien (3): Übersicht über die Annahmen

Kategorie	Best-Case	Worst-Case	Datenquellen
Last			
Entwicklung der Spitzenlast	Rückgang um ~7% bis 2022 (IEKK) (Dtl. -6 GW)	Konstante Nachfrage	IEKK 2013, NEP 2015
Regelenergie			
Entwicklung der Regelenergie	Regelenergiebedarf bleibt nahezu konstant 5 GW	Regelenergiebedarf steigt auf 5,3 GW an	Siehe Abschnitt 2.2

A1: Szenarien (4): Mittlere Lebensdauer konventioneller Kraftwerke (optimistischer Fall)

	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas	Öl	Misch- brennstoffe
Mittelwert der Betriebsjahre aller Kraftwerke bei Außerbetriebnahme	39,7 Jahre	46,9 Jahre	34,5 Jahre	39,2 Jahre	37,3 Jahre
Anzahl aller betrachteten Kraftwerksblöcke	73	28	52	57	33
Mittelwert der Betriebsjahre der Kraftwerke bei Außerbetriebnahme, die die durchschnittliche Lebensdauer überschritten haben	43,3 Jahre	51,2 Jahre	40,7 Jahre	40,1 Jahre	40,4 Jahre
Anzahl der gesondert betrachteten Kraftwerksblöcke	52 (71 %)	15 (54 %)	37 (71 %)	42 (74 %)	24 (73 %)

Quellen: Platts, BNetzA, UBA, BDEW, eigene Recherchen

A2: Ergebnisse der Leistungsbilanzen (1): Süddeutschland - Optimistisches Szenario

Bilanz installierte und gesicherte Leistung [GW]	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
A Installierte Leistung aktiver Kraftwerke	53,4	55,9	58,1	57,7	58,3	56,8	57,8	56,9	57,8	56,8	54,5	54,9	55,9
1 Kernenergie	8,0	8,0	8,0	6,7	6,7	5,4	5,4	4,0	4,0	2,7	0,0	0,0	0,0
2 Fossile Brennstoffe	17,6	18,4	19,0	18,5	17,5	15,8	15,4	14,5	14,3	13,4	12,6	11,9	11,8
3 weitere KWK	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,1
4 Erneuerbare Energien ohne Biomasse	20,8	22,4	23,8	25,3	26,7	28,1	29,4	30,6	31,7	32,7	33,8	34,8	35,9
5 Wasser	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
6 sonstige Speicher	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
B Durchschnittlich verfügbare Leistung (ohne D)	30,0	30,8	31,5	29,9	29,0	26,3	26,1	24,0	24,0	22,0	18,9	18,3	18,3
1 Kernenergie	7,5	7,5	7,5	6,3	6,3	5,1	5,1	3,8	3,8	2,6	0,0	0,0	0,0
2 Fossile Brennstoffe	16,9	17,6	18,2	17,7	16,7	15,1	14,7	13,9	13,7	12,8	12,1	11,4	11,3
3 weitere KWK	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8
4 Erneuerbare Energien ohne Biomasse	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
5 Wasser	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
6 sonstige Speicher	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
C Summe nicht verfügbare Leistung (A-B)	23,5	25,1	26,5	27,9	29,3	30,5	31,8	32,9	33,9	34,8	35,6	36,6	37,6
D Sonstige nicht einsetzbare Leistung	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
1 eingemottete Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2 Revisionen	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
3 Ausfälle	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
E Summe nicht verfügbare Leistung (C+D)	25,6	27,3	28,8	30,2	31,6	32,8	34,1	35,2	36,2	37,1	37,9	38,9	39,9
F Summe verfügbare Leistung (inkl. D)	27,8	28,6	29,3	27,6	26,7	24,0	23,8	21,7	21,7	19,7	16,6	16,0	16,0
G Leistungsvorhaltung f. Systemdienstleistung	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
1 Regelenergie	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
H Gesamte gesichert verfügbare Leistung (zur Spitzenlast) (F-G)	25,9	26,7	27,4	25,7	24,8	22,1	21,9	19,8	19,8	17,8	14,7	14,1	14,1
I Absicherung durch Kapazitätsvorhaltung	4,8	4,8	4,9	4,7	4,7	2,0	2,0	1,6	1,6	1,3	1,3	1,4	1,4
1 Reservekraftwerke	3,6	3,6	3,6	3,4	3,4	0,7	0,7	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
2 Lastabschaltung	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
3 Leistung außerhalb Süddeutschland	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
J 2 Last	30,7	30,7	30,4	30,1	29,8	29,6	29,3	29,0	28,8	28,5	28,5	28,5	28,5
K 3 Bilanz	0,0	0,9	1,9	0,2	-0,3	-5,5	-5,5	-7,6	-7,4	-9,4	-12,5	-13,1	-13,1

A2: Ergebnisse der Leistungsbilanzen (2): Süddeutschland - Pessimistisches Szenario

Bilanz installierte und gesicherte Leistung [GW]		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
A	Installierte Leistung aktiver Kraftwerke	53,2	55,3	57,4	56,8	57,1	55,4	56,2	55,0	55,8	54,5	51,9	52,3	53,1
	1 Kernenergie	8,0	8,0	8,0	6,7	6,7	5,4	5,4	4,0	4,0	2,7	0,0	0,0	0,0
	2 Fossile Brennstoffe	17,6	18,4	19,0	18,5	17,5	15,8	15,4	14,5	14,3	13,4	12,6	11,9	11,8
	3 weitere KWK	3,0	3,0	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3	3,3	3,4	3,4	3,3	3,5	3,5
	4 Erneuerbare Energien ohne Biomasse	20,6	21,9	23,2	24,5	25,7	26,9	28,0	29,1	30,1	31,0	31,9	32,8	33,8
	5 Wasser	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	6 sonstige Speicher	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
B	Durchschnittlich verfügbare Leistung (ohne D)	29,1	29,9	30,6	28,8	28,0	25,2	24,8	22,7	22,6	20,4	17,2	16,6	16,6
	1 Kernenergie	7,5	7,5	7,5	6,3	6,3	5,1	5,1	3,8	3,8	2,6	0,0	0,0	0,0
	2 Fossile Brennstoffe	16,9	17,6	18,2	17,7	16,7	15,1	14,7	13,9	13,7	12,8	12,1	11,4	11,3
	3 weitere KWK	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,5	2,5	2,7	2,7
	4 Erneuerbare Energien ohne Biomasse	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	5 Wasser	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	6 sonstige Speicher	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
C	Summe nicht verfügbare Leistung (A-B)	24,1	25,5	26,8	28,0	29,2	30,2	31,4	32,3	33,2	34,0	34,8	35,7	36,6
D	Sonstige nicht einsetzbare Leistung	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
	1 eingemottete Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2 Revisionen	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	3 Ausfälle	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
E	Summe nicht verfügbare Leistung (C+D)	26,2	27,7	29,0	30,3	31,5	32,5	33,7	34,6	35,5	36,4	37,1	38,0	38,9
F	Summe verfügbare Leistung (inkl. D)	27,0	27,7	28,3	26,5	25,7	22,8	22,5	20,4	20,3	18,1	14,9	14,3	14,3
G	Leistungsvorhaltung f. Systemdienstleistung	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3
	1 Regelenergie	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3
H	Gesamte gesichert verfügbare Leistung (zur Spitzenlast) (F-G)	25,1	25,8	26,4	24,6	23,7	20,8	20,5	18,3	18,1	15,9	12,6	12,1	12,0
I	Absicherung durch Kapazitätsvorhaltung	4,8	4,8	4,8	4,6	4,6	1,9	1,9	1,5	1,5	1,2	1,2	1,2	1,2
	1 Reservekraftwerke	3,6	3,6	3,6	3,4	3,4	0,7	0,7	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
	2 Lastabschaltung	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	3 Leistung außerhalb Süddeutschland	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
J	2 Last	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
K	3 Bilanz	-0,8	-0,1	0,5	-1,5	-2,4	-8,0	-8,3	-10,9	-11,1	-13,6	-16,9	-17,4	-17,5

A2: Ergebnisse der Leistungsbilanzen (3): Optimistisches Szenario – Deutschland

Bilanz installierte und gesicherte Leistung [GW]	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
A Installierte Leistung aktiver Kraftwerke	180,5	187,4	190,2	192,2	194,5	195,3	199,1	201,3	203,6	201,2	197,7	200,4	203,5
1 Kernenergie	12,1	12,1	12,1	10,8	10,8	9,5	9,5	8,1	8,1	4,0	0,0	0,0	0,0
2 Fossile Brennstoffe	80,1	81,1	77,9	75,2	71,5	68,0	66,5	65,3	63,3	60,7	57,1	55,5	54,5
3 weitere KWK	8,8	9,0	9,2	9,5	9,6	9,9	10,1	10,3	10,5	10,8	10,9	11,2	11,2
4 Erneuerbare Energien ohne Biomasse	68,7	74,6	80,3	86,0	91,7	97,1	102,1	106,8	110,8	114,8	118,8	122,8	126,8
5 Wasser	4,1	4,1	4,1	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3	4,3	4,3
6 sonstige Speicher	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
B Durchschnittlich verfügbare Leistung (ohne D)	104,8	106,0	103,5	100,3	97,2	93,1	92,1	89,9	88,4	82,5	75,6	74,5	73,8
1 Kernenergie	11,4	11,4	11,4	10,2	10,2	9,0	9,0	7,7	7,7	3,8	0,0	0,0	0,0
2 Fossile Brennstoffe	76,4	77,2	74,2	71,6	68,1	64,8	63,3	62,1	60,2	57,7	54,3	52,8	51,9
3 weitere KWK	7,9	8,1	8,3	8,5	8,7	8,9	9,1	9,3	9,5	9,7	9,9	10,1	10,1
4 Erneuerbare Energien ohne Biomasse	2,2	2,4	2,7	2,9	3,2	3,4	3,6	3,8	4,0	4,2	4,4	4,6	4,7
5 Wasser	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
6 sonstige Speicher	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
C Summe nicht verfügbare Leistung (A-B)	75,6	81,4	86,7	92,0	97,3	102,3	107,0	111,5	115,2	118,7	122,1	125,9	129,7
D Sonstige nicht einsetzbare Leistung	8,3	6,1	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
1 eingemottete Kraftwerke	2,5	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2 Revisionen	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
3 Ausfälle	4,3	4,4	4,5	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
E Summe nicht verfügbare Leistung (C+D)	84,0	87,5	92,9	98,2	103,5	108,5	113,2	117,7	121,4	124,9	128,3	132,1	135,9
F Summe verfügbare Leistung (inkl. D)	96,5	100,0	97,4	94,1	91,0	86,9	85,9	83,7	82,2	76,3	69,4	68,3	67,6
G Leistungsvorhaltung f. Systemdienstleistung	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
1 Regelenergie	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
H Gesamte gesichert verfügbare Leistung (zur Spitzenlast) (F-G)	91,5	95,0	92,4	89,1	86,0	81,9	80,9	78,7	77,2	71,3	64,4	63,3	62,6
I Absicherung durch Kapazitätsvorhaltung	7,2	7,3	7,4	7,3	6,8	4,1	4,2	3,9	3,9	3,7	3,8	3,9	3,9
1 Reservekraftwerke	4,2	4,2	4,2	4,0	3,4	0,7	0,7	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
2 Lastabschaltung	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,2
3 Leistung außerhalb Süddeutschland	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
J 2 Last	84,0	84,0	83,2	82,5	81,7	81,0	80,2	79,5	78,8	78,1	78,1	78,1	78,1
K 3 Bilanz	14,8	18,3	16,6	13,9	11,0	5,0	4,8	3,0	2,3	-3,1	-9,9	-10,9	-11,6

A2: Ergebnisse der Leistungsbilanzen (4): Pessimistisches Szenario – Deutschland

Bilanz installierte und gesicherte Leistung [GW]	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
A Installierte Leistung aktiver Kraftwerke	179,6	185,5	187,4	188,5	189,9	189,9	192,7	194,1	195,6	192,5	188,3	190,2	192,8
1 Kernenergie	12,1	12,1	12,1	10,8	10,8	9,5	9,5	8,1	8,1	4,0	0,0	0,0	0,0
2 Fossile Brennstoffe	80,1	81,1	77,9	75,2	71,5	68,0	66,5	65,3	63,3	60,7	57,1	55,5	54,5
3 weitere KWK	8,9	8,9	9,1	9,3	9,5	9,7	9,8	9,8	9,8	9,9	9,9	9,9	10,0
4 Erneuerbare Energien ohne Biomasse	67,8	72,8	77,6	82,4	87,3	91,8	96,1	100,2	103,6	107,1	110,6	114,0	117,5
5 Wasser	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
6 sonstige Speicher	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
B Durchschnittlich verfügbare Leistung (ohne D)	100,9	101,8	99,1	95,5	92,2	87,9	86,5	84,0	82,1	76,0	68,8	67,4	66,5
1 Kernenergie	11,4	11,4	11,4	10,2	10,2	9,0	9,0	7,7	7,7	3,8	0,0	0,0	0,0
2 Fossile Brennstoffe	76,4	77,2	74,2	71,6	68,1	64,8	63,3	62,1	60,2	57,7	54,3	52,8	51,9
3 weitere KWK	6,5	6,5	6,7	6,9	7,1	7,2	7,3	7,3	7,4	7,4	7,5	7,5	7,6
4 Erneuerbare Energien ohne Biomasse	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
5 Wasser	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
6 sonstige Speicher	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
C Summe nicht verfügbare Leistung (A-B)	78,7	83,8	88,4	93,0	97,6	102,0	106,2	110,1	113,4	116,5	119,5	122,8	126,2
D Sonstige nicht einsetzbare Leistung	8,3	6,1	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
1 eingemottete Kraftwerke	2,5	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2 Revisionen	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
3 Ausfälle	4,3	4,4	4,5	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
E Summe nicht verfügbare Leistung (C+D)	87,0	89,8	94,5	99,2	103,8	108,2	112,4	116,3	119,6	122,7	125,7	129,0	132,4
F Summe verfügbare Leistung (inkl. D)	92,6	95,7	92,9	89,3	86,0	81,7	80,3	77,8	75,9	69,8	62,6	61,2	60,3
G Leistungsvorhaltung f. Systemdienstleistung	5,0	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9	6,0	6,0
1 Regelenergie	5,0	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9	6,0	6,0
H Gesamte gesichert verfügbare Leistung (zur Spitzenlast) (F-G)	87,6	90,7	87,8	84,1	80,7	76,3	74,8	72,2	70,3	64,0	56,7	55,2	54,3
I Absicherung durch Kapazitätsvorhaltung	7,2	7,2	7,2	7,0	6,5	3,7	3,7	3,3	3,3	3,0	3,0	3,0	3,0
1 Reservekraftwerke	4,2	4,2	4,2	4,0	3,4	0,7	0,7	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
2 Lastabschaltung	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
3 Leistung außerhalb Süddeutschland	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
J 2 Last	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0
K 3 Bilanz	10,9	14,0	11,1	7,2	3,2	-4,0	-5,4	-8,4	-10,4	-17,0	-24,3	-25,8	-26,6

A2: Ergebnisse der Leistungsbilanzen (5): Optimistisches Szenario – Deutschland und Nachbarländer

Bilanz installierte und gesicherte Leistung [GW]	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
A Installierte Leistung aktiver Kraftwerke	613,9	626,7	632,2	627,3	632,0	635,9	642,9	649,3	647,3	643,9	647,3	653,4	655,2
1 Kernenergie	89,9	89,9	89,3	87,1	86,3	84,2	82,6	79,3	75,9	65,6	59,8	56,4	51,5
2 Fossile Brennstoffe	278,1	276,6	268,5	251,3	242,5	234,3	229,1	225,2	213,9	208,3	205,0	202,0	196,4
3 weitere KWK	24,7	25,3	26,0	26,9	27,7	28,5	29,4	30,1	30,5	30,9	31,1	31,5	31,7
4 Erneuerbare Energien ohne Biomasse	126,1	139,8	153,3	166,8	180,4	193,7	206,7	219,5	231,7	243,9	256,1	268,3	280,3
5 Wasser	5,0	5,0	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,2	5,2	5,2
6 sonstige Speicher	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1
7 Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
B Durchschnittlich verfügbare Leistung (ohne D)	466,6	466,5	459,6	442,8	435,0	426,8	421,8	416,5	403,7	389,7	382,1	377,0	368,0
1 Kernenergie	84,9	84,9	84,4	82,3	81,6	79,6	78,0	74,9	71,7	62,0	56,5	53,3	48,7
2 Fossile Brennstoffe	267,1	265,6	257,9	241,5	233,0	225,0	220,1	216,4	205,6	200,2	197,1	194,1	188,9
3 weitere KWK	21,9	22,5	23,1	23,9	24,6	25,3	26,1	26,8	27,1	27,4	27,7	28,0	28,2
4 Erneuerbare Energien ohne Biomasse	9,6	10,4	11,2	12,0	12,9	13,7	14,5	15,3	16,1	16,9	17,7	18,5	19,1
5 Wasser	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
6 sonstige Speicher	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1
7 Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C Summe nicht verfügbare Leistung (A-B)	147,2	160,2	172,6	184,5	196,9	209,1	221,1	232,8	243,6	254,2	265,2	276,4	287,3
D Sonstige nicht einsetzbare Leistung	27,0	25,1	25,5	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1
1 eingemottete Kraftwerke	3,7	1,4	1,4	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
2 Revisionen	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
3 Ausfälle	17,3	17,7	18,1	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9
E Summe nicht verfügbare Leistung (C+D)	174,2	185,3	198,1	210,6	223,1	235,2	247,2	258,9	269,7	280,3	291,3	302,5	313,4
F Summe verfügbare Leistung (inkl. D)	439,6	441,4	434,2	416,7	408,9	400,6	395,7	390,4	377,6	363,5	356,0	350,9	341,8
G Leistungsvorhaltung f. Systemdienstleistung	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
1 Regelleistung	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
H Gesamte gesichert verfügbare Leistung (zur Spitzenlast) (F-G)	419,5	421,3	414,1	396,6	388,8	380,6	375,6	370,3	357,5	343,5	335,9	330,8	321,7
I Absicherung durch Kapazitätsvorhaltung	370,0	370,0	366,8	363,5	360,3	357,1	353,8	350,6	347,3	344,1	342,7	341,3	339,9
1 Reservekraftwerke	4,2	4,2	4,2	4,0	3,4	0,7	0,7	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
2 Lastabschaltung	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,2
J Lastfall 1	370,0	370,0	366,8	363,5	360,3	357,1	353,8	350,6	347,3	344,1	342,7	341,3	339,9
Lastfall 2	353,0	353,0	349,9	346,8	343,7	340,6	337,6	334,5	331,4	328,3	327,0	325,6	324,3
Lastfall 3	337,5	337,5	334,5	331,6	328,6	325,7	322,7	319,8	316,8	313,9	312,6	311,3	310,1
K Bilanz (Lastfall 1)	55,1	56,9	53,0	38,7	33,6	25,9	24,3	21,9	12,4	1,4	-4,7	-8,3	-16,0

A2: Ergebnisse der Leistungsbilanzen (6): Pessimistisches Szenario – Deutschland und Nachbarländer

Bilanz installierte und gesicherte Leistung [GW]		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
A	Installierte Leistung aktiver Kraftwerke	613,9	626,6	632,1	627,2	632,0	635,9	642,8	649,1	647,0	643,5	646,9	652,9	654,8
1	Kernenergie	89,9	89,9	89,3	87,1	86,3	84,2	82,6	79,3	75,9	65,6	59,8	56,4	51,5
2	Fossile Brennstoffe	278,1	276,6	268,5	251,3	242,5	234,3	229,1	225,2	213,9	208,3	205,0	202,0	196,4
3	weitere KWK	24,7	25,2	25,9	26,8	27,7	28,5	29,3	29,9	30,2	30,5	30,7	31,0	31,3
4	Erneuerbare Energien ohne Biomasse	126,1	139,8	153,3	166,8	180,4	193,7	206,7	219,5	231,7	243,9	256,1	268,3	280,3
5	Wasser	5,0	5,0	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,2	5,2	5,2
6	sonstige Speicher	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1
7	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
B	Durchschnittlich verfügbare Leistung (ohne D)	455,7	454,8	447,3	429,8	421,4	412,4	406,7	400,6	387,1	372,4	364,3	358,6	349,1
1	Kernenergie	84,9	84,9	84,4	82,3	81,6	79,6	78,0	74,9	71,7	62,0	56,5	53,3	48,7
2	Fossile Brennstoffe	267,1	265,6	257,9	241,5	233,0	225,0	220,1	216,4	205,6	200,2	197,1	194,1	188,9
3	weitere KWK	16,8	17,1	17,6	18,2	18,9	19,5	20,0	20,4	20,6	20,8	21,0	21,2	21,5
4	Erneuerbare Energien ohne Biomasse	4,6	4,8	5,1	5,4	5,7	5,9	6,2	6,5	6,8	7,1	7,4	7,6	7,8
5	Wasser	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
6	sonstige Speicher	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1
7	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C	Summe nicht verfügbare Leistung (A-B)	158,1	171,8	184,8	197,4	210,6	223,5	236,2	248,5	259,9	271,1	282,6	294,3	305,7
D	Sonstige nicht einsetzbare Leistung	27,0	25,1	25,5	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1
1	eingemottete Kraftwerke	3,7	1,4	1,4	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
2	Revisionen	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
3	Ausfälle	17,3	17,7	18,1	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9
E	Summe nicht verfügbare Leistung (C+D)	185,1	196,9	210,3	223,5	236,7	249,6	262,3	274,7	286,0	297,2	308,7	320,4	331,8
F	Summe verfügbare Leistung (inkl. D)	428,7	429,7	421,8	403,6	395,3	386,3	380,6	374,5	361,0	346,3	338,2	332,5	323,0
G	Leistungsvorhaltung f. Systemdienstleistung	20,1	20,1	20,5	20,8	21,2	21,6	22,0	22,4	22,8	23,2	23,7	24,1	24,1
1	Regelenergie	20,1	20,1	20,5	20,8	21,2	21,6	22,0	22,4	22,8	23,2	23,7	24,1	24,1
H	Gesamte gesichert verfügbare Leistung (zur Spitzenlast) (F-G)	408,6	409,6	401,4	382,8	374,0	364,7	358,5	352,0	338,1	323,1	314,5	308,4	298,9
I	Absicherung durch Kapazitätsvorhaltung	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0
1	Reservekraftwerke	4,2	4,2	4,2	4,0	3,4	0,7	0,7	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Lastabschaltung	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
J	Lastfall 1	370,0	370,0	366,8	363,5	360,3	357,1	353,8	350,6	347,3	344,1	342,7	341,3	339,9
	Lastfall 2	353,0	353,0	349,9	346,8	343,7	340,6	337,6	334,5	331,4	328,3	327,0	325,6	324,3
	Lastfall 3	337,5	337,5	334,5	331,6	328,6	325,7	322,7	319,8	316,8	313,9	312,6	311,3	310,1
K	Bilanz (Lastfall 1)	44,2	45,2	36,9	18,1	8,8	-3,3	-9,4	-16,3	-30,2	-45,6	-54,2	-60,3	-69,8