



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

- Kurzfassung -

**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:

F. Borggrefe, T. Pregger, H. C. Gils, K.-K. Cao, M. Deissenroth (DLR)
S. Bothor, M. Blesl, U. Fahl, M. Steurer, M. Wiesmeth (IER)

17. September 2014

Ziele und Vorgehensweise

Die energiewirtschaftliche Landschaft vollzieht derzeit einen fundamentalen Paradigmenwechsel. Erneuerbare Energien sind mittlerweile mit einem Bruttostromerzeugungsanteil von über 28,5% (1. Halbjahr 2014) 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, europaweiter konventioneller Überkapazitäten 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.

Aufgrund des sich vor diesem Hintergrund sowie der Außerbetriebnahme von Kern- wie auch sonstigen konventionellen Kraftwerken, die ihre technische Lebensdauer erreicht haben, abzeichnenden Rückgangs konventioneller gesicherter Kraftwerksleistung wird für die kommenden Jahre von einer Leistungsunterdeckung zunächst in Süddeutschland ausgegangen, die sich jedoch auch auf nationaler Ebene bemerkbar machen wird. Infolge der energiepolitischen Relevanz dieses Sachverhalts hat sich das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg die mögliche Entwicklung der Kraftwerksleistung im Zeithorizont bis 2025 im Rahmen der vorliegenden Kurzstudie untersuchen lassen.

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. Versorgungssicherheit wird dabei definiert als die Möglichkeit, eine auftretende Nachfrage zu jedem beliebigen Zeitpunkt zu decken.¹ 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 wird nicht berücksichtigt.

Die Kurzstudie verfolgt ausdrücklich nicht das Ziel, Aussagen über die Notwendigkeit und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen zu treffen, sondern soll identifizieren, ob und in welchem Zeitfenster es unter der skizzierten Entwicklung und den bestehenden Kraftwerken in den kommenden Jahren zu Engpässen bei der Versorgungssicherheit kommen kann. 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-Modell der Übertragungsnetzbetreiber (u.a. Dena II-Netzstudie) als bestehend aus Bayern, Baden-Württemberg, Saarland, Süd-Hessen und südliches Rheinland-Pfalz definiert.

¹ 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 des RestKV verpflichtet.

Da der Strommarkt zunehmend europäisch vernetzt ist, erfolgt in einem weiteren Analyse-schritt die Berücksichtigung der Kraftwerkskapazitäten der relevanten europäischen Nachbarländer und ihre mögliche 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 Energiesystemmodell die zeitlich und regional hoch aufgelöste Simulation von zukünftigen Versorgungssituationen, um Ausgleichs- und netzseitige Effekte mit einzubeziehen.

Beiden Ansätzen liegen zwei Szenarien zu Grunde, mit denen ein „optimistischer“ und ein „pessimistischer“ Basisfall abgeleitet werden, um eine realistische und damit belastbare Bandbreite einer möglichen Entwicklung zu repräsentieren. Die Annahmen hierzu sind in **Abbildung 1** dargestellt. Der optimistische Fall beschreibt eine erfolgreiche Umsetzung aktueller Planungen hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Netze; im pessimistischen Szenario kommt es dabei zu Verzögerungen.

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. Auch bei den Kraftwerken kommt es nur zu einem langsamen Zubau.
Abbildung des Szenarios:	Abbildung der Szenarios:
<ul style="list-style-type: none"> • Netzausbau wie geplant (Korridore A, C, D) • Sinkende Nachfrage (um jährlich 1,25%) • Sterbelinie der Kraftwerke anhand historischer Lebensdauern (einschl. im Bau befindlicher Anlagen) • Keine Berücksichtigung geplanter konv. Kraftwerke 	<ul style="list-style-type: none"> • Deutscher Netzausbau verzögert sich (nur Korridor A) • Nachfrage konstant • Sterbelinie der Kraftwerke mit um 3 Jahre reduzierter Betriebsdauer (einschl. im Bau befindlicher Anlagen) • Keine Berücksichtigung geplanter konv. 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"> • Bedarf an positiver Regelleistung 5 GW • Lastmanagementpotenzial steigt (D: 2,2 GW_{el}) 	<ul style="list-style-type: none"> • 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 	<ul style="list-style-type: none"> • Übereinstimmungen grün

Abbildung 1: Überblick über die zwei unterschiedenen Basisszenarien mit optimistischen und pessimistischen Entwicklungen

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 verfolgt (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 Kraftwerksportfolio 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 (Entwurf Stand April 2014). Auf europäischer Ebene orientiert sich die Entwicklung der erneuerbaren Energien am Referenzszenario ‚Trends to 2050‘ der Europäischen Kommission.

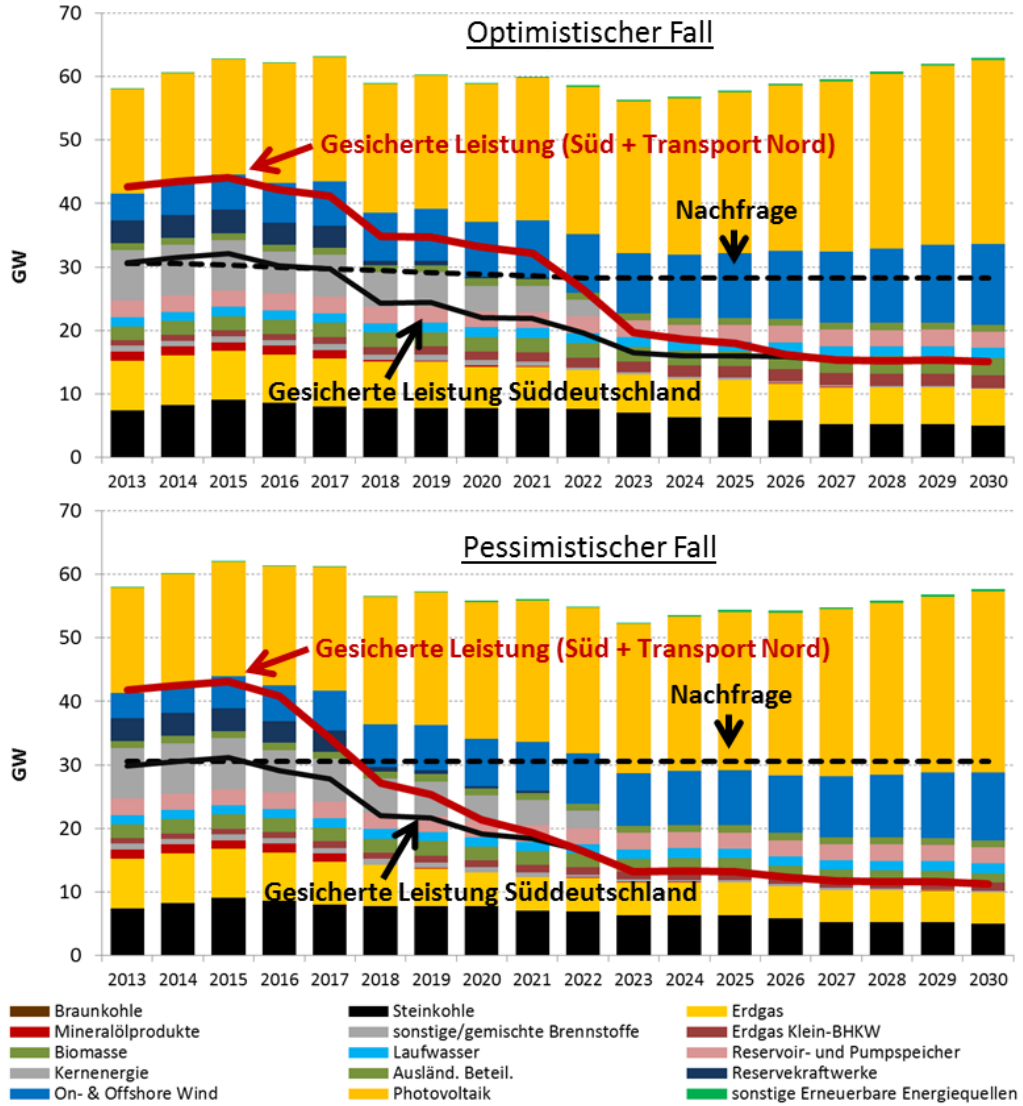
Ausgehend vom aktuellen Kraftwerksbestand, den im Bau befindlichen Kraftwerkszubauten und der Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste werden Sterbelinien für konventionelle Kraftwerke und Ausbaupfade für erneuerbare Energien ermittelt. In der Studie explizit nicht berücksichtigt sind mögliche zukünftige 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 Netzreserven² bei der Ermittlung der gesicherten Leistung der Technologien berücksichtigt.

² Im Rahmen dieser Betrachtung werden die bereits von den Übertragungsnetzbetreibern vertraglich gesicherten Kapazitäten im Rahmen der RestKV berücksichtigt. Zukünftige Bedarfsprüfungen für die Jahre ab 2018 werden nicht berücksichtigt.

2 Ergebnis der statischen Leistungsbilanz

Ergebnisse für Süddeutschland



	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
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
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

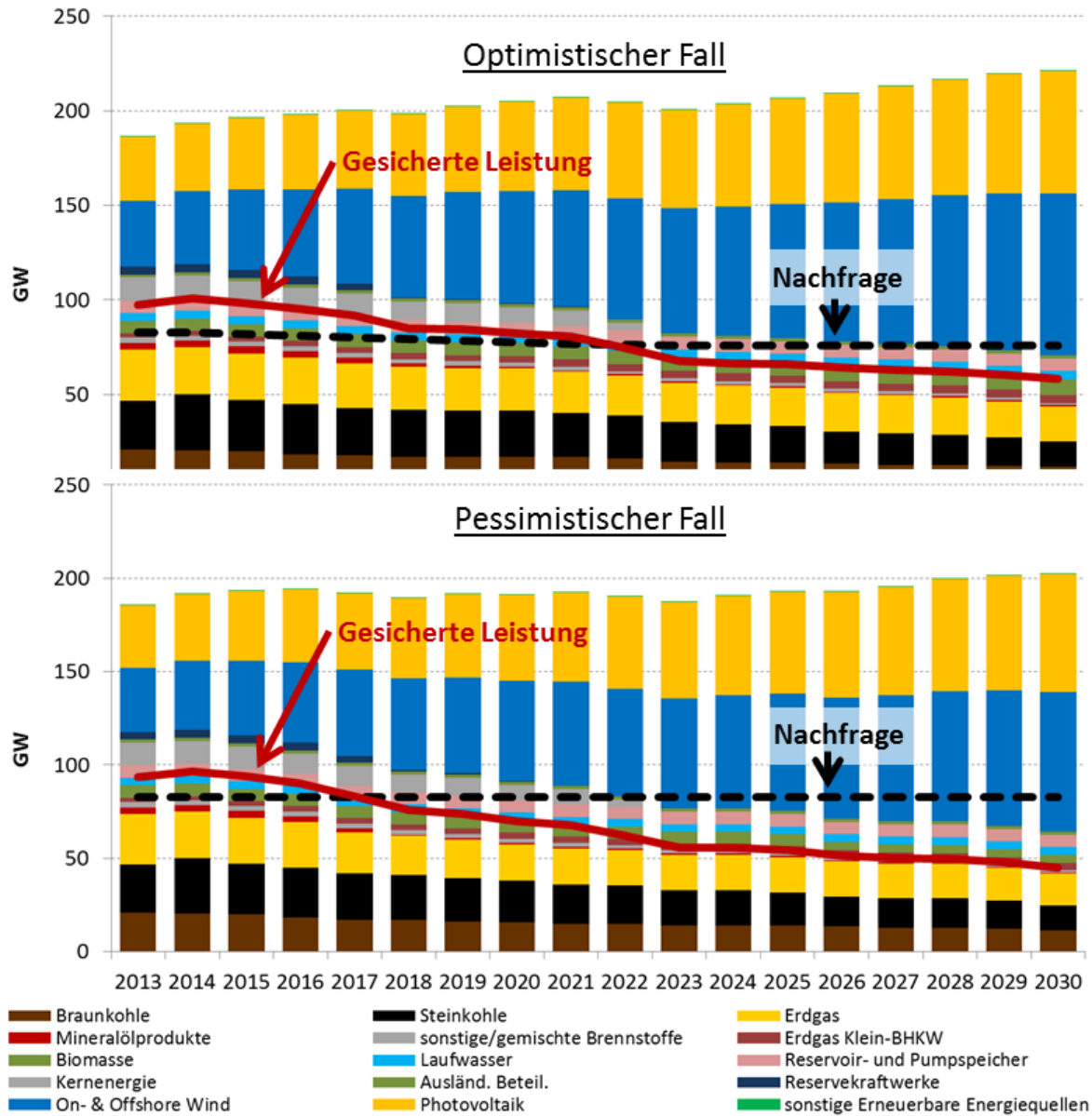
Abbildung 2: Ergebnisse der statischen Leistungsbilanzen für Süddeutschland in GW

Abbildung 2 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. Die gesicherte Leistung (schwarze Linie in **Abbildung 2**) 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 Import 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.**

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 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.

Ergebnisse für Gesamtdeutschland



	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: Ergebnisse der statischen Leistungsbilanzen für Gesamtdeutschland in GW

Während in Süddeutschland die gesicherte Leistung ab 2017 markant sinkt, verläuft sie in Deutschland insgesamt deutlich flacher (rote Linie, **Abbildung 3**). 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 gesamtdieser Ebene nicht eindeutig und bedarf einer kritischen Betrachtung.** 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 Schweden, Norwegen und Italien).

Ergebnisse für Deutschland und Nachbarländer

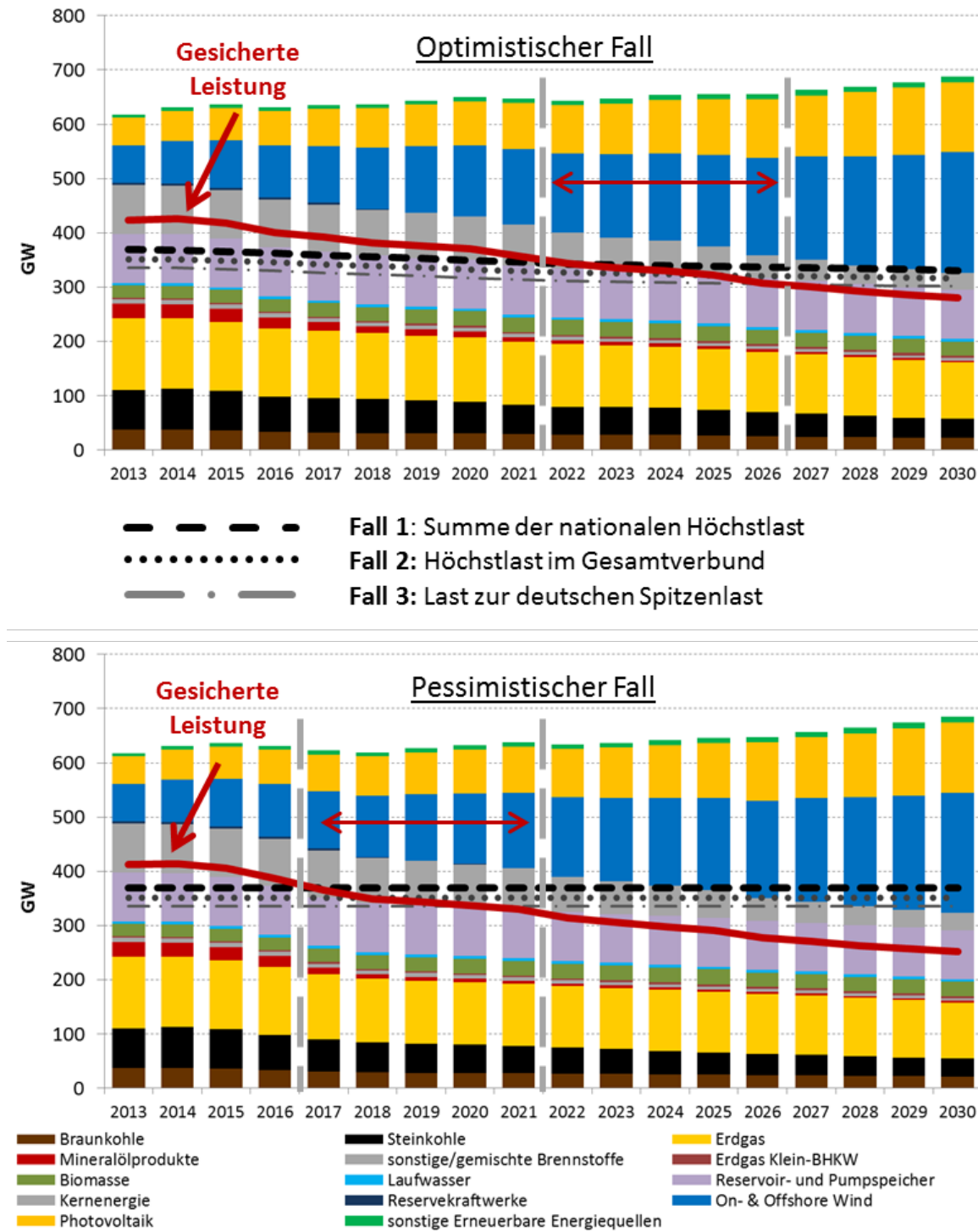


Abbildung 4: Ergebnisse der statischen Leistungsbilanzen für Deutschland und seine Nachbarländer, zzgl. Norwegen, Schweden und Italien

Diese europäische Betrachtung (**Abbildung 4**) hilft damit bei der **Einordnung der deutschen Ergebnisse in ein europäisches Gesamtbild**. Es wird dabei aus Komplexitätsgrün-

den von einer europäischen „Kupferplatte“ ausgegangen, was bedeutet, dass Netzrestriktionen weder zwischen noch innerhalb der Länder berücksichtigt sind. Konträr zu dieser Modellbetrachtung könnten etwaige Übertragungsempässe in der Realität tendenziell zu einem früheren Auftreten einer Bilanzlücke beitragen.

Die Ergebnisse zeigen, dass es in der Leistungsbilanz der europäischen Länder im pessimistischen Fall zwischen 2017 und 2021 erstmals zu negativen Werten kommt.

Auch hier ist einerseits die Annahme des Nachfragerückgangs entscheidend. Andererseits spielt auch die Definition der europäischen Spitzenlast eine wichtige Rolle. Zentrale Frage an dieser Stelle ist, inwieweit im europäischen Kontext von einem gleichzeitigen Auftreten der Spitzenlaststunden in den einzelnen Ländern ausgegangen werden kann. Aus diesem Grund werden drei mögliche „Höchstlastfälle“ für die betrachteten 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 Spitzenlast vorherrschte)
2. Fall: *Höchstlast = Höchstlast im Gesamtverbund*
Die Spitzenlaststunde wird als Summe der nationalen Lastgänge interpretiert (Lastjahr 2011).
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.

Als Ergebnis dieser Sensitivitätsbetrachtung ergeben sich die in **Tabelle 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 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 Kritische Diskussion des Ansatzes

Die statische Leistungsbilanz ist ein erstes Analyseinstrument, das insbesondere durch die anschauliche Darstellung hilft, die Versorgungssituation für Süddeutschland und die zukünftige Entwicklung einzugrenzen. Aufgrund folgender Punkte handelt es sich um einen vereinfachten, konservativen 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 und pauschale Berücksichtigung der Verfügbarkeit der fluktuierenden erneuerbaren Energien, die im Einzelfall auch höher sein 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 bleiben annahmegemäß unberücksichtigt.

Fazit der statischen Analyse

- Die isolierte Betrachtung **Süddeutschlands** in Abbildung 2 zeigt unter den getroffenen Annahmen das Auftreten eines Leistungsdefizits zwischen 2016 (pessimistischer Fall) und 2018 (optimistischer Fall). Aufgrund der Netzreserve ist die Situation allerdings mindestens bis 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.**
- Diese süddeutsche Entwicklung ist eng mit der **nationalen Betrachtung für Deutschland** wie in Abbildung 3 skizziert verknüpft. Da selbst der norddeutsche Leistungsüberschuss ab 2018 (pessimistischer Fall) bzw. 2022 (optimistischer Fall) nicht mehr ausreicht, um das süddeutsche Leistungsdefizit zu decken, **könnte es somit selbst für Gesamtdeutschland ab dem Jahr 2018 in Deutschland 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 (positive Auswirkung). Darüber hinaus sind eventuelle Importbedarfe der Nachbarländer zur jeweiligen Spitzenlaststunde nicht abgebildet (negative Auswirkung).
- Die **europäische Betrachtung für Deutschland**, seiner direkten Nachbarn sowie Norwegen, Schweden und Italien – siehe Abbildung 4 – 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.

Methodik der modellgestützten Untersuchung

Den wesentlichen Defiziten der statischen Leistungsbilanz kann mit einer zeitlich und räumlich hoch 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 eingesetzt. In das Modell gehen einerseits der Strombedarf und andererseits die verfügbaren Erzeugungs-, Übertragungs- und Speicherkapazitäten in regionaler Auflösung ein.³ Der im Netzentwicklungsplan und im Ten Year Network Development Plan vorgesehene Leitungszubau bis zum Jahr 2025 wird ebenfalls in die Analyse mit einbezogen.

³ 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.

4 Ergebnisse der modellgestützten Untersuchung

Die Ergebnisse der Simulationen liegen in Form erzeugter Strommengen nach Kraftwerkstyp, übertragener Strommengen zwischen den Regionen, der Vollbenutzungsstunden installierter Kraftwerksleistungen sowie etwaiger Leistungslücken vor.

Abbildungen 5 bis 6 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. Bis zum Jahr 2017 besteht innerhalb Deutschlands noch eine Netzreserve in Höhe von 3,45 GW, die in den Folgejahren annahmegemäß 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.⁴

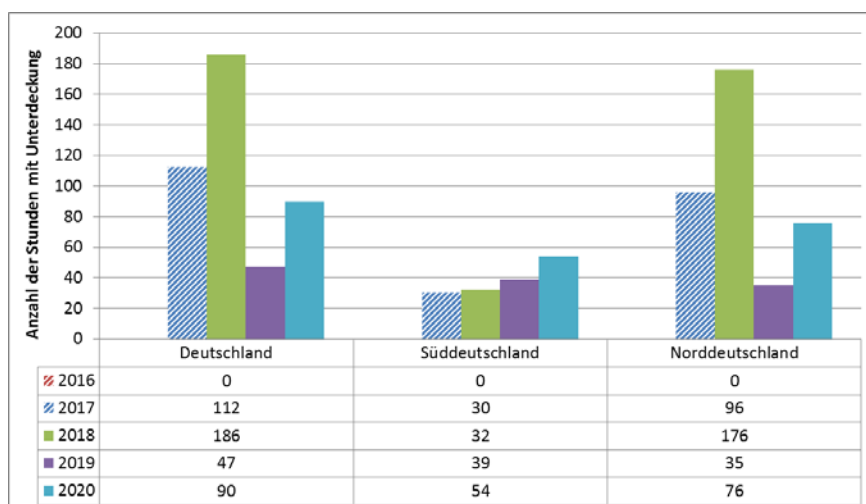


Abbildung 5: Anzahl der Stunden mit Unterdeckung in Deutschland und den Regionen Nord- und Süddeutschland im pessimistischen Szenario, Jahre 2016 bis 2020

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) die potentielle Leistungsunterdeckung in 176 Stunden im Jahr 2018 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.

Im pessimistischen Szenario zeigt sich der große Einfluss des europäischen Stromverbunds, der nicht nur positive Auswirkungen in Form zusätzlicher Flexibilität bedeutet. Entsprechend der Mechanismen des Strommarkts können innerdeutsche Kapazitäten für die Lastdeckung

⁴ In der Kurzstudie erfolgte keine Simulation unter Berücksichtigung der Netzreserve und keine Berücksichtigung 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.

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 7**).

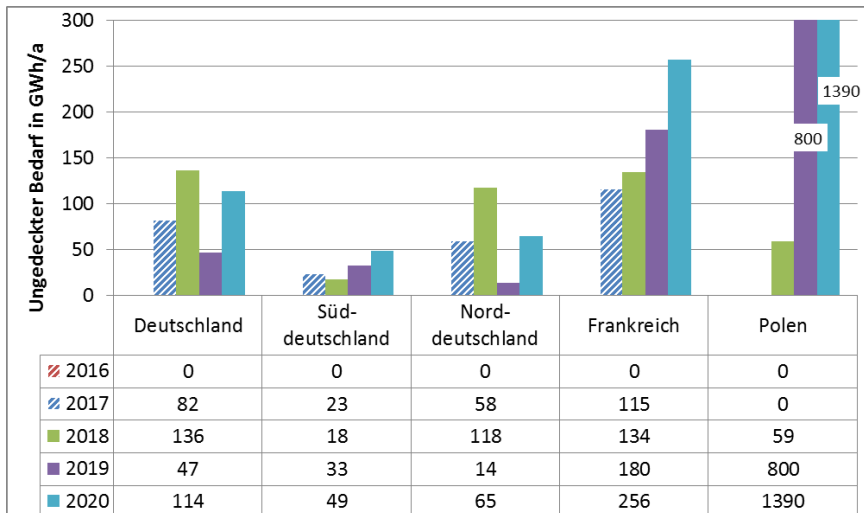


Abbildung 6: Zeitliche Entwicklung des Auftretens ungedeckten Strombedarfs in Regionen des Untersuchungsgebiets im pessimistischen Szenario, Jahre 2016 bis 2020

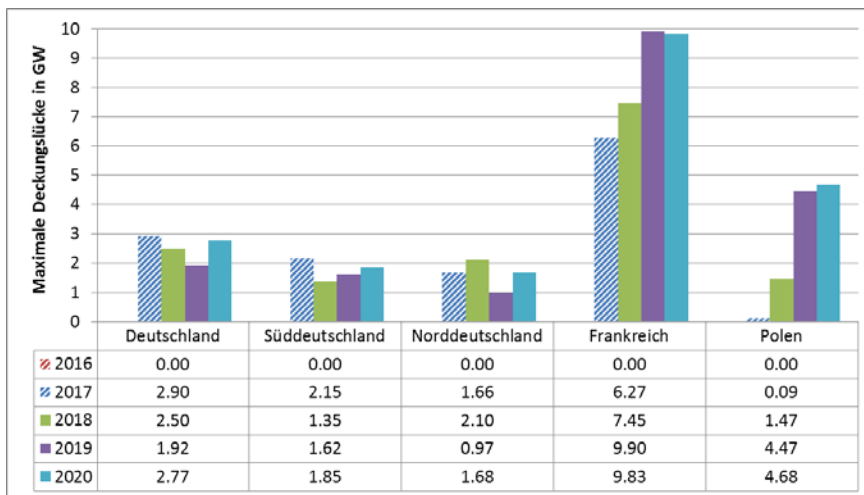


Abbildung 7: Zeitliche Entwicklung der maximalen jährlichen Deckungslücke in Regionen des Untersuchungsgebiets im pessimistischen Szenario, Jahre 2016 bis 2020

In **Abbildungen 8 bis 10** 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 erste nennenswerte Versorgungslücken in Deutschland erst ab 2022 auf. Die Modellergebnisse zeigen dabei Engpässe primär in Norddeutschland.

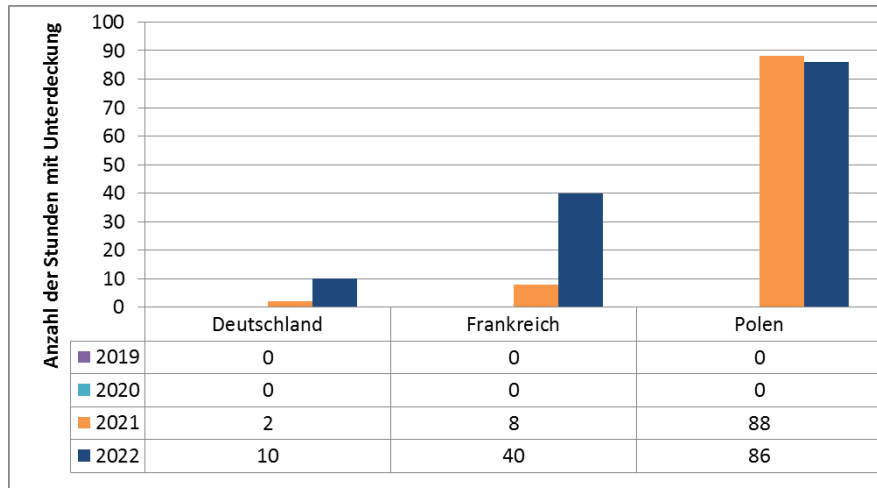


Abbildung 8: Anzahl der Stunden mit Unterdeckung in Deutschland und den Ländern des Untersuchungsgebiets im optimistischen Szenario, Jahre 2019 bis 2022

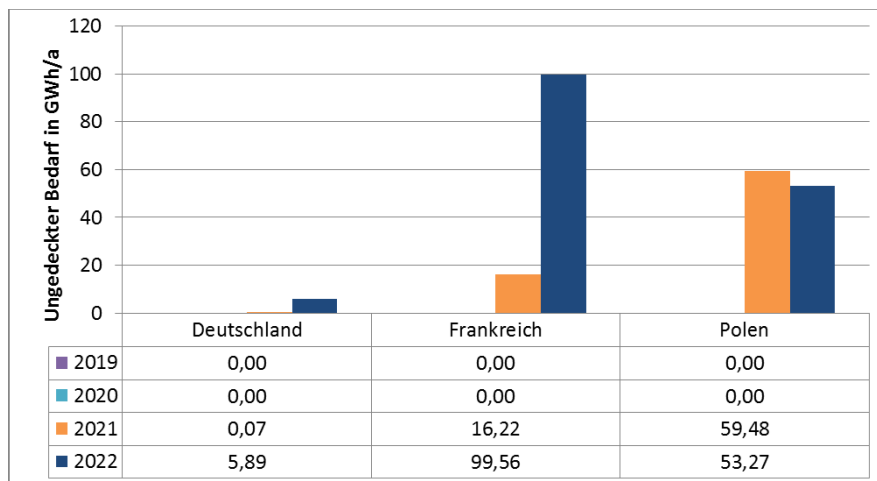


Abbildung 9: Zeitliche Entwicklung des Auftretens ungedeckten Strombedarfs in Ländern des Untersuchungsgebiets im optimistischen Szenario, Jahre 2019 bis 2022

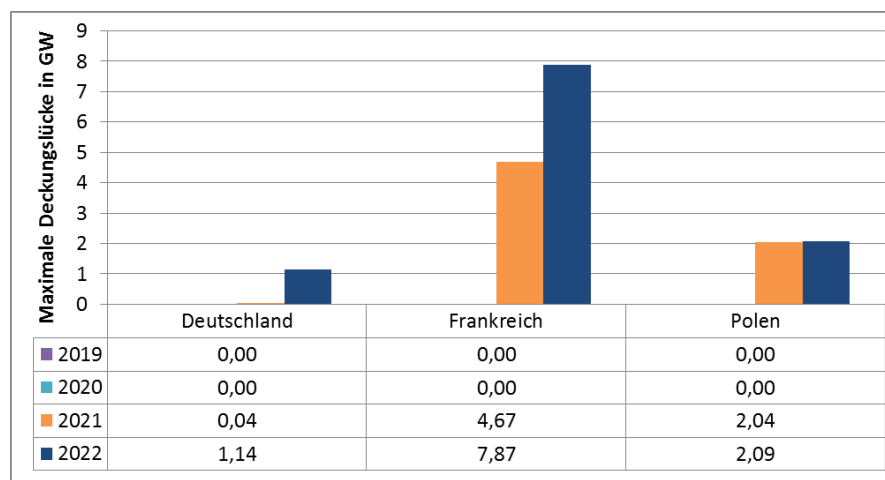


Abbildung 10: Zeitliche Entwicklung der maximalen jährlichen Deckungslücke in Ländern des Untersuchungsgebiets im optimistischen Szenario, Jahre 2019 bis 2022

Der zusätzliche Leistungsbedarf liegt bei rund 2 GW und steigt in den Folgejahren an. Aufgrund der gut ausgebauten Übertragungsleistung sind die Ergebnisse jedoch als gesamtdeutsche Deckungslücke zu verstehen, die sowohl durch eine Leistungsbereitstellung in Nord- als auch Süddeutschland behoben werden kann. Die Ergebnisse der modellgestützten Analyse zeigen auch, dass der bereits stattfindende Kapazitätszubau in Süddeutschland im pessimistischen Fall nicht ausreicht, um die dort erwartete Spitzenlast autark zu decken. So werden die Residuallastspitzen zu einem großen Teil durch Importe aus Norddeutschland und dem benachbarten Ausland gedeckt.

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 Frankreich und Polen, verstärken die Situation in Deutschland.
- Die Entwicklung im **pessimistischen Fall** zeigt, dass Netzausbau durchaus zu einer Reduktion der Versorgungslücke führen kann. Darüber hinaus sind jedoch weitere Lastausgleichsoptionen notwendig, um Versorgungssicherheit in Süddeutschland zu gewährleisten.
- Für **Gesamtdeutschland** zeigt die modellgestützte Untersuchung, dass selbst im **optimistischen Fall** im Jahr 2021 Deckungslücken auftreten könnten, die nicht durch inhereuropäischen Stromaustausch gedeckt werden können. Diese erreichen im Jahr 2022 mit etwa 1 GW erstmals in signifikantem Ausmaße. 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 beiden Richtungen einen Einfluss auf den Zeitpunkt einer tatsächlich auftretenden Versorgungslücke haben.
- 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.