

**Absehbare Auswirkungen einer vorzeitigen
Abschaltung von Gundremmingen C auf die
Stromversorgungssicherheit in Bayern**

Kurzstudie im Auftrag der
Fraktion der Grünen im bayerischen Landtag
Version 2.1

Berlin, 14 April 2016
(Datenstand: März 2016
Arepo Consult
Albrechtstr. 22
10117 Berlin
Telefon +49 30 220 124 46
woerlen@arepo-consult.com

Dr. Christine Wörlen
Sarah Rieseberg
Ramona Lorenz

Absehbare Auswirkungen einer vorzeitigen Abschaltung von Gundremmingen C auf die Stromversorgung in Bayern

Inhalt

Absehbare Auswirkungen einer vorzeitigen Abschaltung von Gundremmingen C auf die Stromversorgung in Bayern.....	4
Factsheet 1: Die Leistungsbilanz	6
1 Die Leistungsbilanz.....	6
1.1 Der maximale gleichzeitige Verbrauch.....	7
1.2 Abschaltbare Lasten	8
1.3 Ableitung der gesicherten, verfügbaren Kapazitäten	8
2 Alternative Konzepte zur Messung der Versorgungssicherheit.....	9
2.1 Kritik der nationalen Leistungsbilanz	9
2.2 Probabilistische Betrachtung der Zuverlässigkeit von Stromsystemen	10
3 Die nationale Leistungsbilanz 2015	11
Factsheet 2: Die Netzsicherheit in Süddeutschland.....	14
1 Belastungssituationen	16
1.1 Das Szenario Starkwind-Starklast.....	16
1.2 Das Szenario Dunkelflaute – Starklast.....	17
3 Die „Systemrelevanz“ von Kraftwerken	18
Factsheet 3: Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit.....	20
1 Änderung der Marktzone.....	20
2 Kurzfristige Möglichkeiten zur Verbesserung der Leistungsbilanz.....	20
3 Mittelfristige Möglichkeiten zur Verbesserung der Leistungsbilanz.....	21
Glossar.....	23
Quellen	24

Abkürzungsverzeichnis

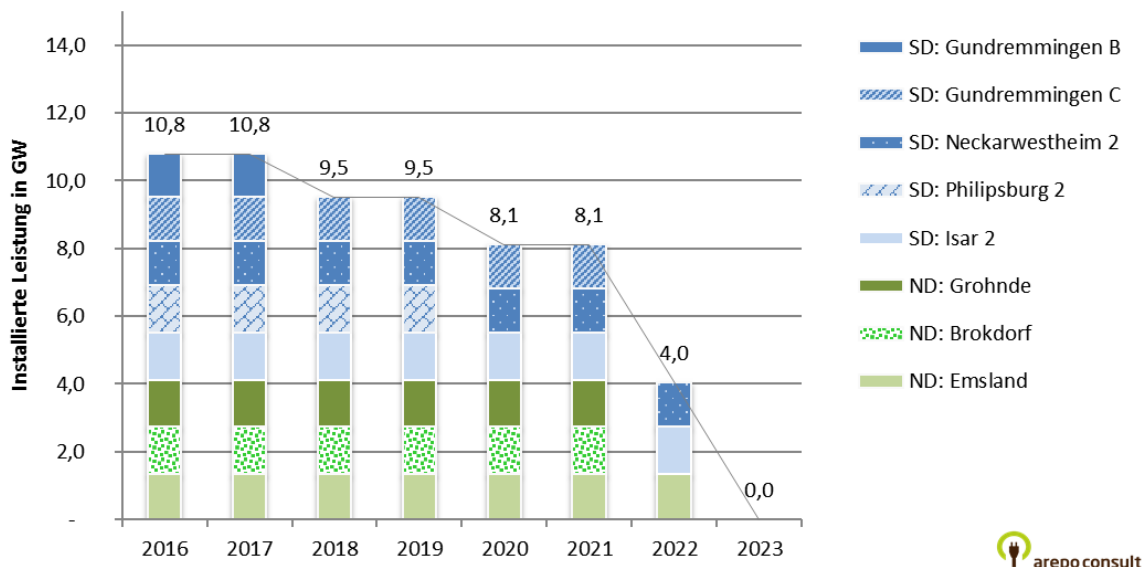
AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
ADAM	Adequacy Assessment Methodologies
AKW	Atomkraftwerk
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundeministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
(E)ENS	(Expected) Energy Not Served
EEU	Expected Energy Unserved
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX SPOT	European Power Exchange: europäische Strombörse für kurzfristigen Stromgroßhandel in Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz
EUE	Expected Unserved Energy
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LBP	Load Balancing Probability
LOLE	Loss of Load Expectation
LOLP	Loss of Load Probability
MW	Megawatt
PV	Photovoltaik
ResKV	Reservekraftwerksverordnung
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
TWh	Terawattstunden
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Absehbare Auswirkungen einer vorzeitigen Abschaltung von Gundremmingen C auf die Stromversorgung in Bayern

Mit der 13. Novelle des Atomgesetzes wurde ein Ausstiegsfahrplan für die verbleibenden neun Atomkraftwerke (AKW) in Deutschland in Kraft gesetzt. Zu Beginn des Jahres 2016 befanden sich noch acht AKW am Netz, was einer Leistung von 10,8 GW entspricht. Davon waren 6,7 GW in Süddeutschland (siehe Abbildung 1). Laut Vorgabe des Plans im Atomgesetz bis 2022 folgen als weitere Abschaltungen Gundremmingen B in 2017 und Philippsburg 2 in 2019. 2021 sollen also noch 8 GW atomarer Leistung am Netz sein und auch in 2022 werden nach diesem Plan noch 1/3 der heutigen AKW-Kapazität (4 GW) Strom produzieren, aber zum Jahresende abgeschaltet werden.

Diese geplanten Abschaltungen sind in alle Netzsicherheitsszenarien von Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur bereits miteinbezogen. Die vorliegende Kurzstudie versucht auf der Basis der öffentlich verfügbaren Quellen abzuschätzen, ob eine gemeinsame Abschaltung der beiden verbleibenden Blöcke des AKW Gundremmingen im Jahr 2017, also zusätzlich zur Abschaltung des Blockes B auch noch die des Blockes C mit 1.288 MW, unbeherrschbare Auswirkungen auf die Sicherheit der Stromversorgung haben würde. Dabei werden die heute (März 2016) verfügbaren Voraussagen zu Kraftwerksab- und -zuschaltungen sowie zur Inbetriebnahme von Netzbetriebsmitteln zugrunde gelegt.

Abbildung 1: Sterbelinie der Atomkraftwerke in Deutschland (Blautöne: Süddeutschland, Grüntöne: Norddeutschland) gemäß Maximallaufzeit des 13. Atomgesetzes



ND: Norddeutschland, SD: Süddeutschland

Quelle: Eigene Darstellung

Aufbauend auf der Kurzstudie von 2015 zur sofortigen Abschaltung aller AKWs (arepo, 2015) findet auch die vorliegende Kurzstudie nach dem Studium der öffentlich verfügbaren Quellen der Bundesnetzagentur, der Übertragungsnetzbetreiber, des Bundeswirtschaftsministeriums sowie wissenschaftlicher und technischer Beratungsinstitute keine entscheidenden technischen Argumente dafür, dass Gundremmingen C heute oder in 2019 für die Bereitstellung von Strommengen notwendig wäre. Eine reine Betrachtung der Leistungsbilanz ergibt zwar, dass aufgrund der relativ schlechteren Ausstattung mit Kraftwerkskapazitäten Süddeutschland schon heute – also mit AKW – bei weitem nicht ausreichende „gesicherte“ Erzeugungskapazitäten besitzt, um die eigene Spitzenlast zu decken. Aber die Übertragungskapazitäten im Höchstspannungsnetz für Strom aus Norddeutschland reichen heute

mit oder ohne AKW bereits aus, dieses Defizit rechnerisch abzudecken. Die möglicherweise auftretenden Probleme mit Blindleistungsbereitstellung und anderen Systemdienstleistungen können mit technischen Maßnahmen adressiert werden (vgl. arepo, 2014).

In der Tat werden jedoch durch die Abschaltung von Kraftwerken im Süden die Erzeugungsgradienten innerhalb Deutschlands verstärkt. Die aktuellen Kraftwerkszubauplanungen lassen nicht vermuten, dass im Süden Deutschlands nennenswerte (gesicherte) Kapazitäten bis 2019 hinzukommen würden, so dass sich der Erzeugungsgradient nicht entschärfen könnte (vgl. Factsheet 2). Allein im Bereich des Netzausbaus sind konkrete Verbesserungen geplant. Die entscheidende kurzfristige Entschärfung ist durch die vollständige Inbetriebnahme der sog. Thüringer Strombrücke („Südwestkuppelleitung“) bereits im Verlauf des Jahres 2016 zu erwarten.

Nach den Prognosen der Bundesnetzagentur wird sich also der Übertragungsnetzengpass in den nächsten Jahren verstärken. Die angespannte Übertragungssituation ist jedoch nicht nur den inländischen Stromverbrauchern geschuldet. Die aktuelle Marktverfassung des europäischen Binnenmarktes erfordert, dass die Übertragungsnetzbetreiber handelsbedingte - und das beinhaltet auch exportbedingte – Strommengen an den Verbrauchsort bzw. die Grenze liefern. Falls Engpässe in ihrem Übertragungsnetz dies nicht erlauben, werden Kraftwerke, die Strom auf der „verstopften“ Seite der Netzengpässe verkauft haben, gedrosselt und dafür Kraftwerke auf der Verbraucherseite des Netzengpasses genutzt („Redispatch“). Die Szenarien der Bundesnetzagentur und der Übertragungsnetzbetreiber ergeben für den Redispatch im Starkwind-Starklastfall im Winter 2015/2016 eine Abregelung von über 20 GW, der durch Kraftwerke am Markt in Deutschland zu 13,6 GW ausgeglichen werden kann. Der Rest muss durch eine Netzreserve von 7 – 8 GW gedeckt werden. Diese Situation wird sich bis 2019 (bei AKW-Stilllegungen gemäß AtomG) noch weiter verschärfen: neben 19,2 GW am Markt befindlicher Erzeugungsanlagen müssen 6,1 GW Reservekraftwerke im Rahmen des Redispatch hochgeregelt werden. Die ÜNB-Szenarien gehen davon aus, dass zukünftig die Strommärkte Deutschlands und Österreichs getrennt werden, so dass nur noch 1,6 GW Reservekraftwerke ausreichen würden. Eine vorzeitige Abschaltung von Gundremmingen C würde daher den Reservekraftwerksbedarf maximal um die Kapazität des Blocks, also um 1,3 GW auf 7,4 GW bzw. bei Abtrennung des österreichischen Markts auf 2,9 GW erhöhen.

Auch wenn zu erwarten ist, dass sich die Reservekapazitäten und möglicherweise auch die Marktordnung bis dahin noch etwas verändern, ist dies keine Situation, mit der die ÜNBs nicht umgehen könnten, sondern bereits heute alltäglich üblich. Die Situation ohne Gundremmingen C wäre also nicht a priori „nicht beherrschbar“. Zudem bieten sich einige mögliche Maßnahmen, die die Stromsicherheit erhöhen können, auch wenn der AKW- Ausstieg leicht beschleunigt wird. Die schlagkräftigste Maßnahme zur Beschränkung des Reservekraftwerksbedarfs wäre die Änderung der Marktordnung, und zwar entweder die Einrichtung von zwei innerdeutschen Marktzone (Norddeutschland und Süddeutschland/Österreich) oder die Einrichtung einer separaten Marktzone für Österreich. Letzteres würde für Deutschland einen Reservekraftwerksbedarf auf heutigem Niveau erforderlich machen. Andere mögliche und angeratene Maßnahmen sind die Planung und Inbetriebnahme von (klimafreundlichen und nachhaltigen) Kraftwerkskapazitäten und ggf. Speichern insbesondere in Süddeutschland, die Flexibilisierung von Biogas- und Biomassekraftwerken und die Mobilisierung von verschiebbaren Lasten. Aktive Energiewendepolitik in Bayern würde die Abhängigkeit von Stromimporten und den Verzicht auf nicht-nachhaltige Energieoptionen (inkl. überdimensionierten Netzausbau) deutlich erleichtern.

Factsheet 1: Die Leistungsbilanz

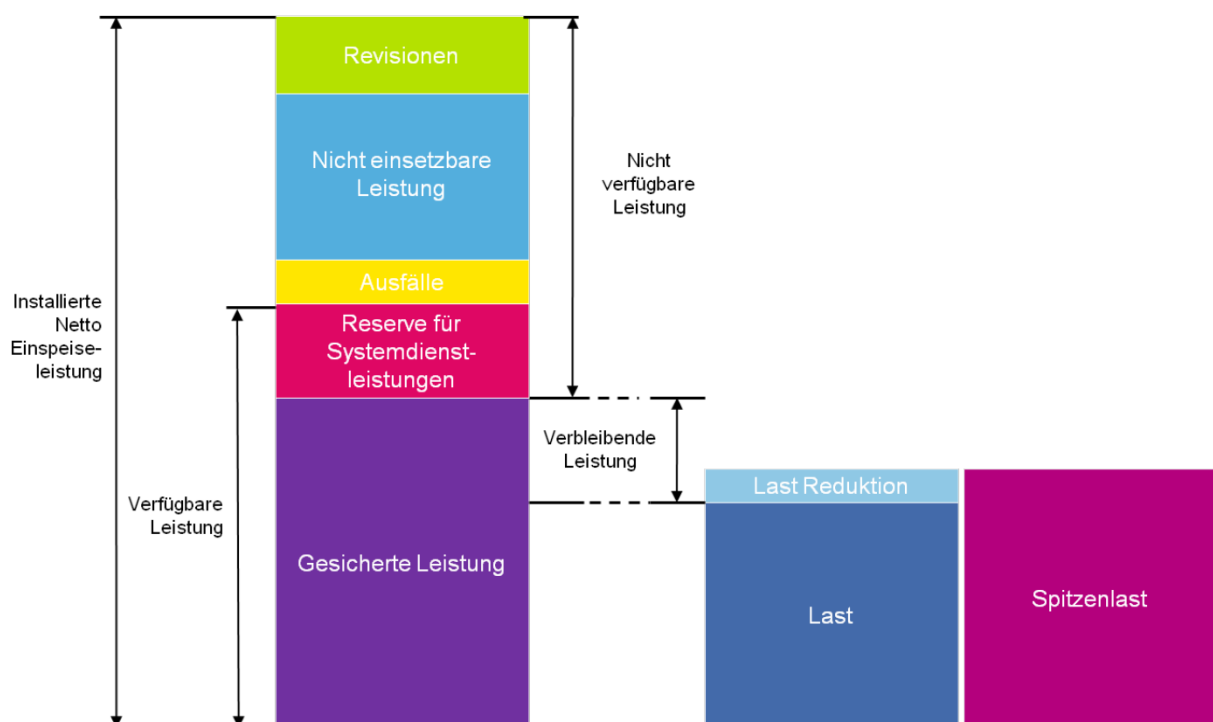
Für die Frage, ob ein sofortiger Atomausstieg die Versorgungssicherheit gefährdet, kann man auf das Konzept der Leistungsbilanz zurückgreifen. Im Folgenden wird diese Methode zunächst dargestellt und diskutiert, bevor mithilfe des Konzeptes untersucht wird, ob die gesicherten Kraftwerkskapazitäten ausreichen, um die Versorgung in Deutschland in 2017 auch ohne Gundremmingen B und C sicherzustellen.

1 Die Leistungsbilanz

Die traditionelle Standardbetrachtungsweise zur Beurteilung der Versorgungssicherheit ist die **nationale Leistungsbilanz**. Sie vergleicht die in einer politisch-administrativen Einheit (z.B. der Bundesrepublik Deutschland) verfügbare Leistung mit dem höchsten gleichzeitigen Stromverbrauch in derselben politisch-administrativen Einheit (der sogenannten Jahreshöchstlast abzüglich Lastreduktionspotenzialen). Nach § 12 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ermitteln die ÜNB jährlich am 30. September eine aktualisierte Leistungsbilanz (z.B. ÜNB, 2014).

Ist die installierte Kapazität höher als die Last nach Abzug verfügbarer abschaltbarer Lasten, gilt die Versorgung als gesichert. Die Leistungsbilanz trifft dabei möglichst pessimistische, also für die Netzsicherheit kritische Annahmen, indem sie eine kritische Verbrauchssituation mit einer konservativen Schätzung für die Kraftwerksverfügbarkeit in den Mittelpunkt der Betrachtung stellt (ÜNB, 2013).

Abbildung 2: Systematik der Leistungsbilanz



Quelle: ÜNB (2014)

Die Übertragungsnetzbetreiber (2012, 2013, 2014, 2016) berichteten stets von positiven Leistungsbilanzen. Für 2016 und 2017 wird ein Leistungsbilanzüberschuss in Höhe von 7,2 GW bzw.

5,4 GW¹ Kraftwerksleistung über der Last angegeben (ÜNB, 2016), der selbst zum Zeitpunkt der allerhöchsten Last im Jahr rechnerisch zur Sicherung der Versorgung nicht benötigt würde. Im Gegensatz zu vorangegangenen Jahren ist der Leistungsbilanzüberschuss allerdings nicht länger oberhalb der verbliebenen AKW-Leistung von 10,8 GW.

Die Betrachtungsweise der Leistungsbilanz basiert auf einer Vielzahl von Annahmen und einer Betrachtung eines fiktiven Extremfalls, bei dem die Leitungen nach außen gekappt sind. Die Unsicherheiten und Abschläge auf Seiten der Lasten und der Erzeugung werden im Weiteren einzeln diskutiert.

1.1 Der maximale gleichzeitige Verbrauch

Die Übertragungsnetzbetreiber setzen im Rahmen der Ermittlung der Leistungsbilanz für die deutsche Jahreshöchstlast-Viertelstunde² in 2017 wie in den vorangegangenen Jahren einen Wert von 81,8 GW zzgl. 0,6 GW angeschlossene Last im Ausland an (ÜNB, 2016).³

Für die Ermittlung der deutschlandweiten Jahreshöchstlast wurden ursprünglich die Höchstlasten aus jeder Regelzone aufaddiert. Die Regelzonenhöchstlast findet aber in fast jedem Netzbereich an einem anderen Tag statt. Dadurch wird bereits deutlich, wie wichtig die geographische Bezugsgröße ist: Je größer eine Region, desto mehr Ausgleich gibt es zwischen den Jahreshöchstlasten.⁴ So war der Zeitpunkt der gesamtdeutschen Jahreshöchstlast in 2013 bspw. am 05.12.2013, während die Regelzonenhöchstlast in der Transmissions-Zone von 50Hertz am 04.11.2013 auftrat (ÜNB, 2014). Die gleichzeitige Jahreshöchstlast aller vier Versorgungsgebiete ist daher geringer als die Summe der jeweiligen Höchstlasten der Versorgungsgebiete.

Zwar ist die Höchstlast klar definiert als der maximale zeitgleiche Verbrauch aller Stromverbraucher in Deutschland. Die Messtechnik ist in Deutschland aber in zumindest einem wesentlichen Verbraucherbereich (Haushalte) nicht so weit entwickelt, dass man den Verbrauch zu diesem Zeitpunkt tatsächlich messen könnte. Viele Verbraucher verfügen nur über Zähler, die die gesamte dem Netz entnommene elektrische Arbeit messen (BNetzA, 2014). Daher wird in der Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber auf die **Stromerzeugung als Näherung für den Stromverbrauch** zurückgegriffen, was nach Bilanzierung mit Im- und Export eine Schätzung für den Verbrauch ergibt. Auch für die Erzeugung handelt es sich hingegen um eine Näherung, denn die Erzeugung vieler dezentraler Anlagen (bspw. Blockheizkraftwerke (BHKWs) und Photovoltaik (PV) -Anlagen) wird nicht in viertelstündlicher Auflösung erfasst. Die vier Übertragungsnetzbetreiber erfassen lediglich zwischen 97 % bis 99 % der Erzeugung. Daher ist der Leistungsbilanzbericht eine Näherung (BNetzA, 2014) und die eigentliche Jahreshöchstlast ist nicht bekannt. Als Behelf wird der im Rückblick geschätzte Wert der „Jahreshöchstlast“ des jeweiligen Jahres dann mit der historischen Höchstlast seit der erstmaligen Veröffentlichung des Leistungsbilanzberichtes verglichen. Im Vorausblick auf die Zukunft stehen diese beiden Werte als Orientierungspunkt nebeneinander.

¹ Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung von Kraftwerken im Ausland, die einer deutschen Regelzone zuzuordnen sind.

² Die Netzlast ergibt sich als Summe der in den vier Regelzonen verfügbaren Last-Zeitreihen (inkl. Netzverluste), und liegt damit in einer viertelstündigen Auflösung vor.

³ Die Erfassung und Berechnung der Höchstlast erfolgt in verschiedenen Analysen mit unterschiedlichen Methoden, im Rahmen der Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs wird bspw. im Dunkelflaute-Szenario eine Last von 86 GW zzgl. Netzverlusten von 1 GW angenommen (BNetzA, 2015), der Netzentwicklungsplan 2015 geht hingegen von einer Jahreshöchstlast von 84 GW aus (BNetzA, 2014).

⁴ r2b stellt für die Region Deutschland, Nachbarländer und Italien in 2014 einen Ausgleichseffekt der Jahreshöchstlast von 11 GW fest (r2b, 2014).

1.2 Abschaltbare Lasten

Für die Berechnung der Leistungsbilanz werden von der historischen höchsten gleichzeitigen Erzeugung dann die angemeldeten abschaltbaren Lasten⁵ abgezogen, da diese zum Zeitpunkt der Höchstlast abgeschaltet werden sollen. Damit gehen bereits heute Überlegungen zur Flexibilisierung der Last in die Ermittlung des Leistungsbilanzüberschusses ein. Bisher betragen die verfügbaren abschaltbaren Lasten 1,0 GW⁶ (ÜNB, 2016). Gemäß der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) können die Übertragungsnetzbetreiber zukünftig eine Gesamtablastleistung von bis zu 3 GW ausschreiben.

Von den abschaltbaren Lasten befinden sich 700 MW in der Regelzone von Amprion. Im Übertragungsgebiet von Tennet waren 50 MW Last abschaltbar und im Übertragungsnetzgebiet von 50hertz 200 MW. Transnet BW hat keine abschaltbaren Lasten kontrahiert (Abbildung 3). Von 2016 bis 2018 gehen die ÜNB in der Leistungsbilanz von 1,0 GW verfügbare abschaltbare Lasten aus und schöpfen die in der Verordnung zulässigen 3 GW damit nicht aus.⁷

Abbildung 3: Präqualifizierte Leistung für abschaltbare Lasten in den Regelzonen der vier Übertragungsnetzbetreiber in 2016-2018 (in MW)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ÜNB (2016)

1.3 Ableitung der gesicherten, verfügbaren Kapazitäten

Auf der Seite der Kapazitäten wird bei der Erstellung der Leistungsbilanz von den ÜNB mit großzügigen Abschlägen gerechnet. Diese beruhen auf konservativen Annahmen zur Verfügbarkeit von Kraftwerken.

⁵ Die ÜNB schließen im Rahmen der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) vom 28.12.2012 mit Großverbrauchern bspw. mit Industriekunden Verträge über die Absenkung ihres Stromverbrauchs ab.

⁶ Siehe unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungAbLa>

⁷ Dieser Wert wurde bei allen folgenden Berechnungen durchgängig verwendet.

Für konventionelle Kraftwerke⁸ werden von der installierten Leistung pauschale Korrekturen für Revisionen und Ausfälle abgezogen. Ausfälle durch technische Probleme werden einbezogen, dabei wird zwischen geplanten, ungeplanten, zeitlich verschiebbaren und nicht verschiebbaren Ausfällen unterschieden.

Die gesicherte Leistung für Erneuerbare resultiert aus dem Kriterium, dass eine Einspeisung zu mindestens 99 % der Zeit erfolgen muss. Dafür werden von den ÜNB historische Jahresdauerkurven als Datengrundlage genutzt und auf die installierte Leistung der einzelnen Regelzonen bezogen. Auf dieser Basis beziehen die ÜNB nur 1 % der installierten Kapazität von Wind und 0 % der PV auf der Erzeugungsseite der Leistungsbilanz ein (ÜNB, 2014). Mit der gleichen Logik werden nur 65 % der Biomassekapazitäten in die Bilanz einbezogen. Auch bei Laufwasserkraftwerken sind nur 25 % der Kapazität mehr als 99 % der Zeit dabei, Strom zu produzieren.⁹ Andere AutorInnen kommen für die Verfügbarkeiten durchaus auf andere Schätzungen. So geht bspw. die dena (2010) bei der gesicherten Leistung von Kraftwerken auf der Basis regenerativer Energiequellen und Pumpspeicher von 88 % für Biomasse, 90 % für Pumpspeicher, 40 % für Laufwasserkraftwerke und 5-10 % für Windenergie aus. Das Aufsummieren der Ausfallraten der einzelnen Technologien unterstellt also ein Extremszenario, in dem alle EE-Technologien gleichzeitig nicht verfügbar sind, in dem also Dunkelheit für PV, eine Flaute bei der Windenergie, leere Biogasanlagen und niedrige Wasserstände gleichzeitig auftreten.

2 Alternative Konzepte zur Messung der Versorgungssicherheit

2.1 Kritik der nationalen Leistungsbilanz

Die im Energiewirtschaftsgesetz verankerte Methodik der nationalen Leistungsbilanz zur Feststellung der Versorgungssicherheit gerät zunehmend unter Kritik.

Die nationale Leistungsbilanz nach EnWG überschätzt gegenüber einer länderübergreifenden Betrachtung die vorzuhaltenden gesicherten Kraftwerkskapazitäten aus drei Gründen (Consentec & r2b, 2015):

1. Aufgrund von geographischen Ausgleichseffekten ist die tatsächliche Minimaleinspeisung der erneuerbaren Energien höher als von der Leistungsbilanz berücksichtigt. Damit müssten eigentlich nicht so viele konventionelle Kraftwerke vorgehalten werden.
2. Die zeitgleiche Höchstlast wird ebenfalls von geographischen Ausgleichseffekten erniedrigt. Die nationale Leistungsbilanz ignoriert, dass dies auch über Staatsgrenzen hinweg funktioniert, bei Betrachtung von mehreren Ländern reduziert sich die zeitgleiche kollektive Höchstlast.¹⁰
3. Wenn die Vernetzung mit den Nachbarländern berücksichtigt wird, verringert sich durch die höhere Anzahl von Kraftwerken auch die Gleichzeitigkeit von Kraftwerksausfällen und diese statistischen Ausgleichseffekte führen ebenfalls dazu, dass weniger Kapazität insgesamt vorgehalten werden müsste.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2015) formuliert dementsprechend auch:

⁸ Dies berücksichtigt alle installierten Kapazitäten ≥ 10 MW inklusive Eigenerzeugungsanlagen und 4,0 GW Kraftwerken im Ausland, die in die deutsche Regelzone einspeisen (ÜNB, 2014). Im Gegensatz zur Betrachtung „Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs“ (BNetzA, 2015) berücksichtigt die Leistungsbilanz auch die Netzreserve in Deutschland.

⁹ Nicht einsetzbare Leistung ist prinzipiell auch für fossile Kraftwerke von Bedeutung, bspw. bei Primärträgerenergiemangel wie etwa Gasknappheit, die Rate nicht einsetzbarer fossiler Leistung wird allerdings mit 0 % angesetzt (ÜNB, 2014).

¹⁰ R2b stellt für die Region Deutschland, Nachbarländer und Italien in 2014 einen Ausgleichseffekt der Jahreshöchstlast von 11 GW fest (r2b, 2014).

„Die Auffassung, Versorgungssicherheit wäre nur dann ausreichend gewährleistet, wenn bei einer nationalen Betrachtung zu jedem Zeitpunkt ausreichend konventionelle Kraftwerksleistung zur Deckung einer von Preissignalen des Großhandelsmarktes vollständig abgekoppelten Nachfrage zur Verfügung stehe, entspricht weder den heutigen und erst recht nicht den zukünftigen Realitäten.“

Das Stromnetz in ganz Europa von Portugal bis Russland wird in wichtigen Aspekten gemeinsam technisch gesteuert. In den moderneren Ansätzen zur Abschätzung der Versorgungssicherheit werden daher nicht mehr administrative Einheiten sondern der europäische Kontext betrachtet. Mit zunehmend transnational verknüpften Märkten (u.a. durch Marktkopplung¹¹) wird Strom für Deutschland auch aus dem Ausland bezogen, auch wenn Deutschland insgesamt einer der größten Stromexporteure Europas ist. Die Stromaustauschkapazitäten betragen aktuell ca. 18 GW für Importe und 17 GW für Exporte (ENTSO-E, 2014b) und werden bis 2025 voraussichtlich auf 28 respektive 26 GW ausgebaut. Erste Szenarienuntersuchungen zeigen, dass die Vernetzung mit den Nachbarländern über Grenzkuppelleitungen tatsächlich für den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast zum Ausgleich von Kapazitätsengpässen beiträgt. Solche Szenarienuntersuchungen werden beispielsweise von ENTSO-E (2014), dem Pentalateralen Energieforum (TSOs, 2015) oder zuletzt im Auftrag des BMWi von Consentec & r2b (2015) durchgeführt.

Die ENTSO-E Szenarien betrachten Deutschland bspw. als Teil des Länderblocks Dänemark-Deutschland-Tschechische Republik-Schweiz (ENTSO-E, 2014: 86). Zwar entsteht in Szenario B¹² in 2025 ein Importbedarf von 10,3 GW für den (aus Sicht der Leistungsbilanz defizitären) Länderblock, dieser kann aber von genügend Kapazitäten außerhalb dieser Gruppe gedeckt werden. Zu Versorgungsempässen für Deutschland kommt es unter den Annahmen der ENTSO-E nicht.

2.2 Probabilistische Betrachtung der Zuverlässigkeit von Stromsystemen

Um der zunehmenden Verknüpfung der europäischen Stromsysteme Rechnung zu tragen, entwickelt sich aktuell eine neue, europäische Betrachtung der Versorgungssicherheit. ENTSO-E hat inzwischen darauf mit der Task Force Adequacy Assessment Methodologies (ADAM) reagiert und schlägt die Nutzung der Indikatoren Loss of Load Expectation (LOLE) und Expected Energy Not Served (EENS) vor, um den probabilistischen Charakter von Versorgungssicherheit umfassend zu reflektieren. Auch das Pentalaterale Forum (TSOs, 2015) bietet Bausteine, Versorgungssicherheit neu und länderübergreifend zu betrachten. Eine Reihe von Indikatoren stehen hierbei zur Auswahl (siehe Tabelle 1). Im Folgenden sollen zwei Nutzungen dieser Indikatoren kurz vorgestellt werden.

¹¹ Die Grenzkuppelstellen zwischen den Märkten werden bei Marktkopplung durch implizite Auktionen vergeben, bei denen Marktteilnehmer nicht direkt grenzüberschreitende Kapazitäten zugeteilt bekommen, sondern indem sie Gebote für Strom auf ihrer Börse abgeben (EPEX SPOT, 2015).

¹² Das Szenario B („best estimate“) basiert auf den den Netzbetreibern am wahrscheinlichsten erscheinenden Prognosen (ENTSO-E, 2014) und beinhaltet die Ausstiegspfade des Atomgesetzes.

Tabelle 1: Beispielhafte Indikatoren für Versorgungssicherheit

Bezeichnung	Abkürzung	Untersuchungsgegenstand	Einheit
Traditionelle Betrachtungen der Versorgungssicherheit			
System Average Interruption Duration Index	<i>SAIDI</i>	Durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechung eines Kunden	Minuten/Jahr
System Average Interruption Frequency Index	<i>SAIFI</i>	Durchschnittliche Häufigkeit der Versorgungsunterbrechung eines Kunden	Anzahl/Jahr
Leistungsbilanz		Vergleich von gesicherten, verfügbaren Erzeugungskapazitäten mit der Jahreshöchstlast abzüglich Lastreduktionen	Gigawatt
Aktuell diskutierte Indikatoren zur Messung der Versorgungssicherheit			
(Expected) Energy Not Served	<i>EENS/ENS</i>	Volumen der nicht bedienbaren Last	Gigawattstunden/Jahr
Expected Energy Unserved	<i>EEU</i>		
Expected Unserved Energy	<i>EUE</i>		
Loss of Load Expectation	<i>LOLE</i>	Anzahl an Stunden, in denen die Last nicht bedient werden kann	Stunden/Jahr
Loss of Load Probability	<i>LOLP</i>	Wahrscheinlichkeit, dass die Last die Erzeugungskapazitäten übersteigt	%
Load Balancing Probability	<i>LBP</i>	Wahrscheinlichkeit, dass die Last vollständig gedeckt werden kann	%

Quelle: BNetzA (2013), TSOs (2015), Consentec & r2b (2015)

In moderneren probabilistischen Methoden wird die Wahrscheinlichkeit für die Gleichzeitigkeit des Ausfalls mehrere Netzkomponenten oder Kraftwerke mit stochastischen Formeln berücksichtigt.

Aus den zitierten Gründen ist die nationale Leistungsbilanz in einem vernetzten System nicht mehr zeitgemäß. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie arbeitet bereits an einer Neudefinition der Versorgungssicherheit. Erste Berechnungen dazu liegen in Form von Berechnungen des LOLE und der LBP für Deutschland vor. Andere EU-Länder sind bereits zu neuen Konzepten übergegangen und wenden z.B. LOLE als Indikator der Versorgungssicherheit an. Der Grund für diesen Übergang liegt darin, dass anerkannt wird, dass die Leistungsbilanz wichtige Eigenschaften des heutigen Stromsystems, z.B. den hohen Anteil erneuerbarer und dezentraler Erzeugung, Lastflexibilisierung und internationale Vernetztheit, nicht angemessen berücksichtigen kann.

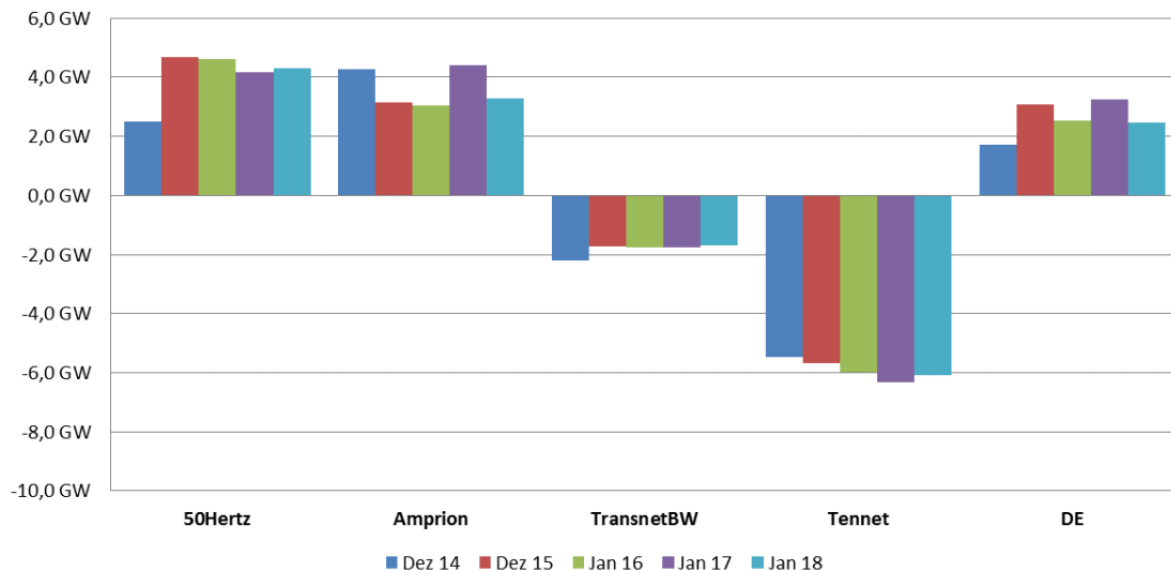
Im Vergleich zwischen den Indikatoren zeigen die neuartigen, probabilistischen Parameter regelmäßig höhere Versorgungssicherheit an, als dies nach der reinen Leistungsbilanzbetrachtung zu erwarten wäre. Das Umdenken auf neue Indikatoren erscheint auf den ersten Blick zwar komplizierter als die Leistungsbilanz, da die Szenarienberechnungen stark intransparent sind, tatsächlich sind Szenarien aber der einzig gangbare Weg für eine wetterabhängige, regional engvermaschte Stromversorgung.

3 Die nationale Leistungsbilanz 2015

In der nationalen Leistungsbilanz 2015 (ÜNB, 2016) gehen die ÜNB daher anders vor. Einerseits werden nicht mehr Nennleistungen sondern die (realistischeren) Netto-Engpassleistungen verwendet. Für Großkraftwerke wird der tatsächlich geplante Revisionsfahrplan verwendet. Die wichtigste Änderung ist jedoch die Berechnung der Ausfälle mit dem Verfahren der rekursiven Faltung: Statt die Kraftwerkskapazitäts- und -verfügungsannahmen der einzelnen ÜNB zu übernehmen und

aufzuaddieren, verwenden sie ein Verfahren, das die Gleichzeitigkeit der Ausfälle und ihre Wahrscheinlichkeit aller Kraftwerke in der gemeinsamen Regelzone mitberücksichtigt. Dadurch entsteht ein Ausgleichseffekt, der die mit 95%iger Wahrscheinlichkeit 2,7 GW mehr gesicherte Leistung zur Verfügung stellt. Dieser entsteht dadurch, dass die Ausgleichsmöglichkeiten zwischen den Regelzonen im mathematischen Verfahren der rekursiven Faltung berücksichtigt werden. Es zeigt, welche relativ grobe und konservative Abschätzung die traditionelle Leistungsbilanz war.

Abbildung 4: Verbleibende Leistung mit Reservekraftwerken in D



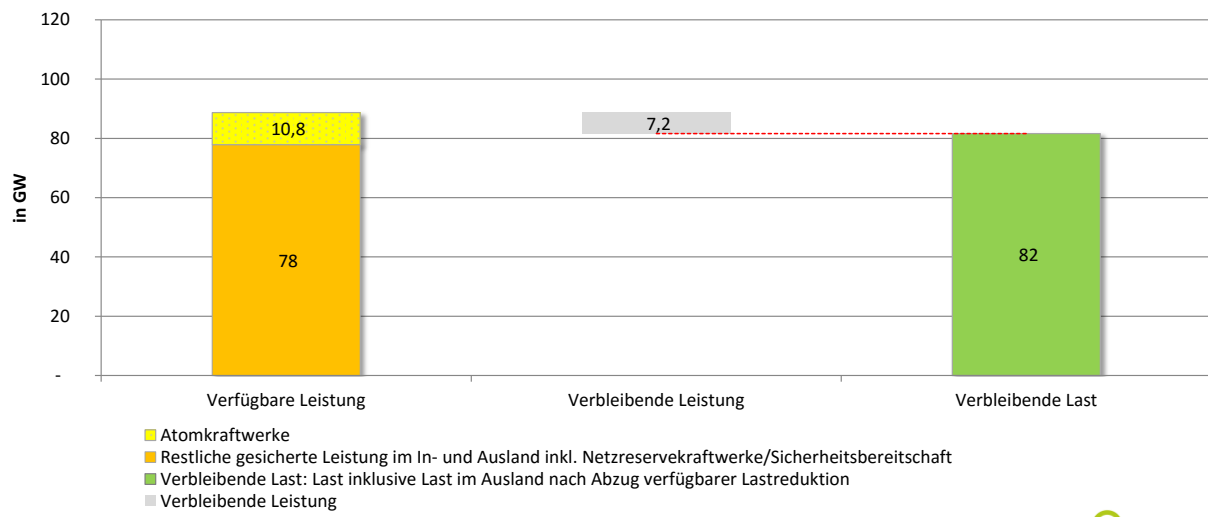
Quelle: ÜNB (2016)

Der Bericht zur Statistik 2014 (ÜNB, 2016) weist aus, dass die Jahreshöchstlast am 3. Dezember 2014 um 17:45 eintrat, und zwar mit einer Gesamtlast von 79,1 GW. Ihr stand eine gesicherte Leistung inkl. Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft von 88,3 GW gegenüber, zzgl. 1 GW Lastreduktionspotential. Damit konstatieren die Netzbetreiber eine verbleibende gesicherte Leistung (also nicht genutzte Leistung) von 10,2 GW für 2014. Das ist zwar niedriger als im Jahr vorher (aufgrund niedrigerer Windeinspeisung) aber immer noch deutlich positiv.

Wie Abbildung 4 darstellt, wird sich an der gesamtdeutschen Situation bis 2018 nichts Wesentliches verändern. Gundremmingen C ist an das Netz von Amprion angeschlossen, im Alt-Gebiet der Lechwerke. Der Regelzonenüberschuss der Regelzone von Amprion wäre nach einer Reduktion um 1,3 GW immer noch deutlich im Plus und auch der bundesweite Überschuss hätte noch eine sichere positive Bilanz. Jedoch wird aus der Grafik auch klar, dass die beiden anderen süddeutschen Netzbetreiber, Tennet und TransNet EnBW eine deutlich negative Bilanz haben. Da der größte Teil des Amprion-Überschusses in Nordrhein-Westfalen entsteht, lässt sich aus dieser Abbildung auf die Versorgungssicherheit in Süddeutschland nicht zurückschließen – ganz abgesehen davon, dass ein einfaches Abziehen der 1,3 GW des Kraftwerks Gundremmingen C auch nicht der Methodik der rekursiven Faltung entspräche. Ohne aufwändige Berechnungen kann diese Leistungsbilanz nicht mehr einfach in Nord- und Süddeutschland aufgesplittet werden.

In der Leistungsbilanz von September 2015 (ÜNB, 2016) belief sich der Leistungsbilanzüberschuss 2016 unter den oben beschriebenen Annahmen auf 7,2 GW und für 2017 auf 5,4 GW. Darin enthalten sind 10,8 GW AKW-Kapazitäten.¹³ Bilanziell könnte also auf Gundremmingen B und C (2,6 GW) verzichtet werden, zumindest bei nationaler Betrachtung von Deutschland als Netzinsel mit vollständiger Übertragbarkeit von Strom (sog. „Kupferplattenideal“) und ohne nähere Betrachtung der Netzstabilität.

¹³ Brokdorf, Emsland, Grohnde, Gundremmingen B, Gundremmingen C, Isar 2, Neckarwestheim 2 und Philippsburg 2.



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis ÜNB (ÜNB, 2016)

Factsheet 2: Die Netzsicherheit in Süddeutschland

Bei nationaler und bilanzieller Interpretation der Leistungsbilanz (ÜNB, 2016) wäre ein sofortiges Abschalten der Reaktoren Gundremmingen B und C ohne erzeugungsseitige Einschränkung der Versorgungssicherheit möglich. Sowohl die klassische Leistungsbilanz als auch die in ÜNB (2016) angewandte modernere Formen der probabilistischen Untersuchung attestieren Deutschland ein konstant hohes Versorgungsniveau bis in das Untersuchungsjahr 2025. Diese Abschätzungen gehen jedoch für die Betrachtung innerhalb Deutschlands vom Ideal der sogenannten Kupferplatte aus. Dies impliziert, dass Strom, der in Deutschland ins Netz eingespeist wird, an jeder beliebigen anderen Stelle genutzt werden kann, das Stromnetz also keine Einschränkung für die Versorgungssicherheit darstellen kann. Diese Kupferplatte wird aber durch das deutsche Übertragungsnetz aktuell nicht gewährleistet. Wie bereits in arepo (2014) diskutiert, ist das Erzeugungungleichgewicht kombiniert mit den Transportengpässen zwischen Nord- und Süddeutschland¹⁴ der Hauptanlass für die steuernden Eingriffe der Netzbetreiber zum Zwecke der Netzsicherheit.

Die neue Methodologie der Leistungsbilanzerstellung erlaubt es nicht ohne weiteres, die regionale Leistungsbilanz auch nur für einen Teil Deutschlands zu erstellen, da sie Portfolioeffekte besser berücksichtigt. Diese führen zu einer gegenüber der einfachen Aufaddition von Nennleistungen erhöhten verfügbaren Leistung (deutschlandweit um 2,7 GW). Die einfachere Herangehensweise ist daher das konservativere Vorgehen, und soll im Weiteren genutzt werden.

Es besteht in Deutschland ein Kapazitätsgradient: im Norden befindet sich sehr viel mehr gesicherte Kapazität als im Süden. Für den Winter 2016/2017 prognostizierte die BNetzA (Stand: 2015), dass sich im Norden 69 GW der 96 GW befänden.¹⁵ Damit befinden sich 27 GW südlich des Netzengpasses.¹⁶ Die 27 GW beinhalten 6,7 GW atomarer Leistung.¹⁷ Seit 2015 hat sich der konventionelle Kraftwerkspark im Süden durch neue Abschaltungsmeldungen lediglich geringfügig verändert. Wietere geplante Abschaltungen werden von den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur im Rahmen der Systemrelevanzklärung verboten werden. Nennenswerte Neubauaktivitäten sind nicht feststellbar. Daher wird sich die Erzeugungssituation nicht wesentlich verändern.

Die Jahreshöchstlast in Süddeutschland beträgt 32 GW, zzgl. Netzverlusten sind es ca. 33 GW. Daher ist bereits heute die Versorgungssicherheit in Süddeutschland von der Übertragungskapazität aus Norddeutschland abhängig.

Bei einer Betrachtung als „Stromnetzinsel“ verfügt Süddeutschland daher bereits seit einigen Jahren nicht mehr über genügend am Markt befindliche Erzeugungskapazitäten, um sich auch zum Zeitpunkt der angenommenen Jahreshöchstlast „autark“ versorgen zu können. Abbildung 6 stellt die Einschätzung der Bundesnetzagentur zur Kapazitätsentwicklung durch Zubauten und Stilllegungen in Süddeutschland. Nennenswerte Zubauten sind demnach nicht geplant bzw. der BNetzA bekannt.

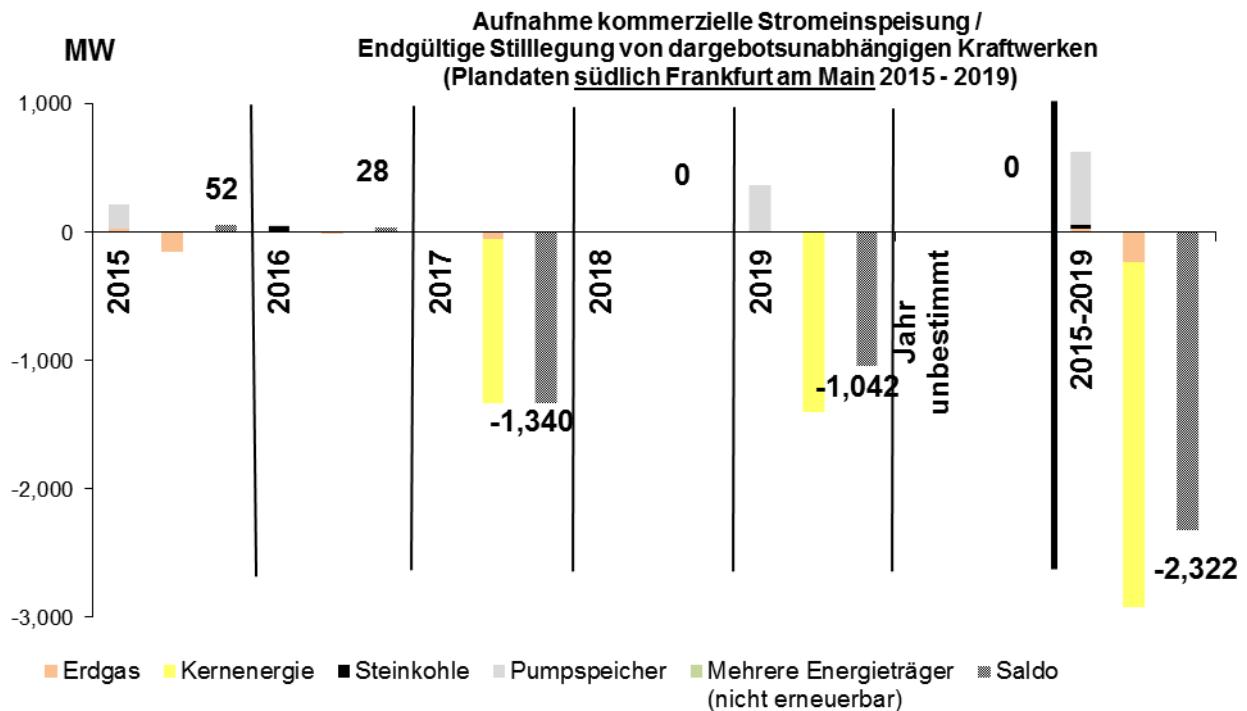
¹⁴ Die regionale Unterscheidung in Nord- und Süddeutschland verläuft basierend auf der Definition der ÜNB (BNetzA, 2015) entlang Breite 50,4°.

¹⁵ Die konventionellen Kapazitäten umfassen hier fossile und atomare Kapazitäten sowie Abfall, Mineralöl, Pumpspeicher und sonstige Erzeugungseinheiten.

¹⁶ Zur Einordnung dieser Angaben: Diese sind nicht direkt mit den Angaben der Leistungsbilanz der ÜNB vergleichbar, da hier die Netzreserve erst anschließend berücksichtigt wird (Abbildung 7).

¹⁷ Isar 2, Neckarwestheim 2, Gundremmingen B, Gundremmingen C und Philippsburg 2.

Abbildung 6 Darstellung der Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Abbau von Stromerzeugungskapazitäten in Süddeutschland



Quelle: BNetzA (2015f)

Der Netzengpass verläuft nach Einschätzung der Bundesnetzagentur entlang des 50,4°-Breitengrades. Das Übertragungsnetz ermöglicht zwar einen sicheren Transport von ca. 13 GW über diesen Engpass von Nord- nach Süddeutschland hinweg (50Hertz, 2015), tatsächlich überschreiten aber die handelsbedingten Stromflüsse durch Einkäufe in Norddeutschland fast täglich die Netzkapazitäten. Strom aus Süddeutschland ist im Durchschnitt teurer, da in Norddeutschland mehr Braunkohle- wie auch mehr Windstrom verfügbar ist. Bereits heute existiert regelmäßig ein noch größerer Stromfluss von Norddeutschland nach Süddeutschland als die 13 GW, z.B. auch als Ringfluss über die östlichen Nachbarstaaten.

Wenn marktinduzierte Stromflüsse diese Schwelle überschreiten (z.B. durch Käufe aus Süddeutschland, Österreich oder Italien), muss der Netzbetreiber in die Kraftwerkssteuerung eingreifen. Kraftwerke nördlich des Übertragungsengpasses werden dann angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln, während Kraftwerke südlich des Engpasses Strom produzieren sollen, auch wenn sie ihre Stromerzeugung nicht am Markt platzieren konnten, also teurer als der Zuschlagspreis am Markt waren. Diesen Prozess nennt man „Redispatch“.

Dies führt dazu, dass verschiedene Situationen betrachtet werden müssen:

1. Die Situation, in der kein Wind weht und keine Sonne scheint, aber trotzdem viele Stromverbraucher Strom aus dem Netz beziehen wollen. Diese Situation wird als Starklast-Schwachwind-Szenario oder Dunkelflaute bezeichnet. In dieser Situation kann die Leistungsbilanz Auskunft über die Systemstabilität bieten.
2. Die Situation, in der sehr viel Wind weht und viele Verbraucher Strom beziehen. Sie wird als Starklast-Starkwind-Szenario bezeichnet. In dieser Situation werden viele Verbraucher, auch aus Südeuropa, in Norddeutschland Strom einkaufen, da die hohe Windeinspeisung für niedrige Börsenstrompreise sorgt. Dieses Szenario ist aktuell dimensionierend für den Netzausbau und die Reservekraftwerksvorhaltung.
3. Auch Situationen mit schwacher Nachfrage werden in der Zukunft eine zunehmende Rolle spielen. In diesen Situationen werden z.B. negative Strompreise verzeichnet, da große Kraftwerke in

diesen Nachfragedellen nicht vollständig abregeln. Dieses Verhalten ist teilweise von wirtschaftlichen Entscheidungsparametern geprägt, teilweise aber auch von technischen Anforderungen, wenn diese Kraftwerke gebraucht werden, um Blindleistung und andere Systemdienstleistungen bereitzustellen. Hohes Windaufkommen verschärft die Problematik. Schwachlast-Situationen sind also eher eine Situation des Überschussmanagement, insbesondere in der Überschussregion Norddeutschlands und es ist schwer vorstellbar, wie ein Überschuss an Nutzleistung durch eine Abschaltung eines Kraftwerks erschwert werden könnte. Blindleistung lässt sich ggf. auch durch andere technische Lösungen bereitstellen.

1 Belastungssituationen

1.1 Das Szenario Starkwind-Starklast

Maßgeblich für die Dimensionierung des Stromsystems und insbesondere der Netzreserve ist allerdings nicht das Dunkelflaute-Szenario, sondern das Szenario Starkwind-Starklast. In dieser Situation werden angetrieben von billigen Börsenstrompreisen große (billige) Strommengen in Norddeutschland kontrahiert, die dann vom ÜNB nach Süden transportiert werden müssen. In diesen Situationen wird durch diese Marktprozesse in sehr großem Umfang Redispatch notwendig.

Zu seiner Sicherstellung wird auf Kosten aller Netznutzer in Deutschland eine Netzreserve kontrahiert. Beim Redispatch versuchen die ÜNB zunächst, laufende Kraftwerke voll auszulasten bzw. Strom aus Kraftwerken „am Markt“ im Süden einzukaufen, um die Abregelung der Kraftwerke im Norden auszugleichen. Nur falls dies nicht ausreicht, werden die Kraftwerke der Netzreserve aktiviert.

Die Summe der seit 2012 im Rahmen der Netzreserve nach und nach in Süddeutschland, Österreich, der Schweiz und Italien kontrahierten Kraftwerke beläuft sich mittlerweile auf 5,6 GW. Im Winter 2015/2016 sollte mit 6,7 bis 7,8 GW die höchste jemals akquirierte Netzreserve unter Vertrag genommen werden (BNetzA, 2015). Die Schwankungsbreite war davon abhängig, an welchem Ort die Reservekraftwerke stehen, die unter Vertrag genommen werden können, und von der Fertigstellung der Thüringer Strombrücke. Für den Winter 2016/2017 stellte die BNetzA einen Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve in Höhe von 6,7 GW fest, „wenn ein Teil des Reservebedarfs in Polen kontrahiert werden kann, wohingegen dieser 8,2 GW beträgt, wenn er in Italien und Österreich kontrahiert wird, wobei diese Ergebnisse auf der Annahme beruhen, dass bestimmte Teilabschnitte der sog. Südwestkuppelleitung (EnLAG Projekt Nr. 4 und Nr. 10) nicht bis zum Jahr 2016/2017 fertiggestellt sind.“

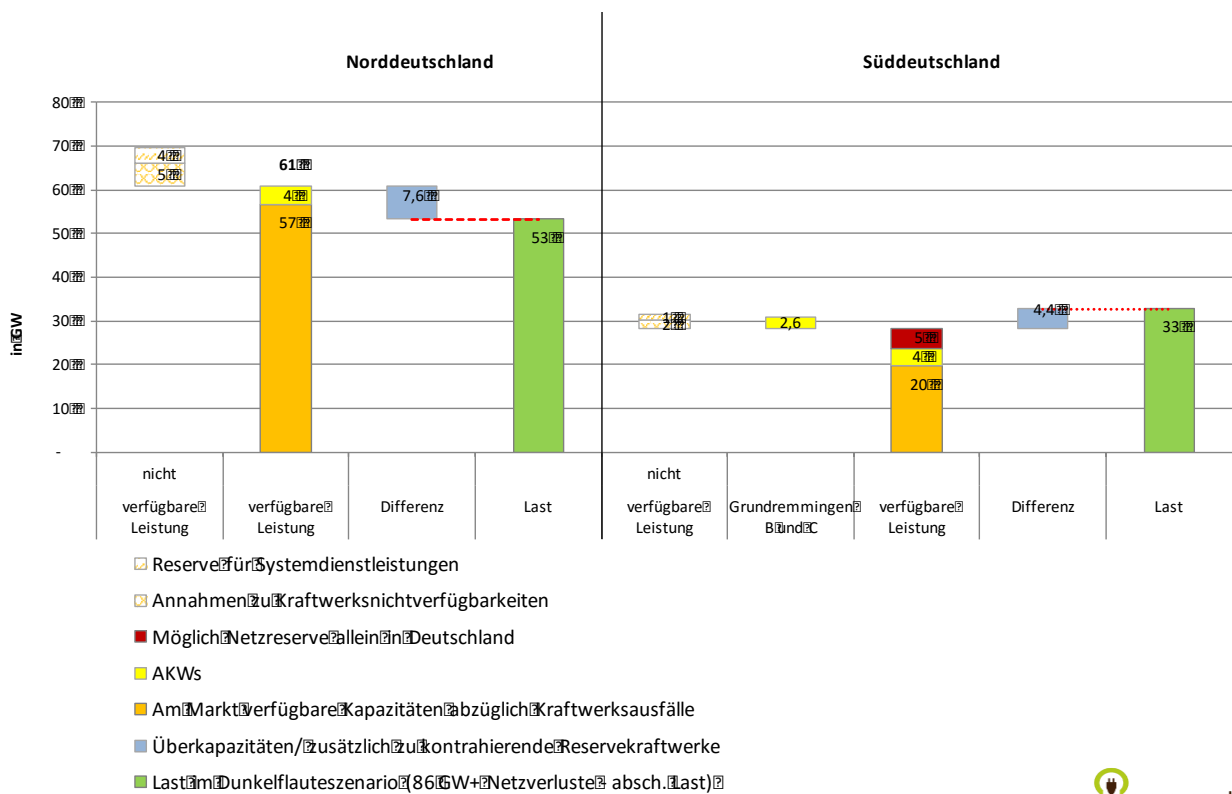
Wie einfach dieser Bedarf zu reduzieren wäre, zeigt die Abschätzung für das Jahr 2019/2020, in der diagnostiziert wird, dass „ein Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve in Höhe von 1,6 GW besteht, wenn bis dahin ein Engpassmanagementverfahren an der deutsch-österreichischen Grenze eingeführt würde. Der Bedarf würde hingegen 6,1 GW betragen, wenn Exporte nach Österreich weiterhin unbegrenzt möglich bleiben. Dieser Bedarf kann im südlichen Ausland kontrahiert werden, da sich die Situation an der deutsch-polnischen Grenze durch die Installation der Querregeltransformatoren zu diesem Zeitpunkt merklich entspannt haben wird.“

Durch die aktuellen Änderungen im EnWG könnten die Übertragungsnetzbetreiber bald über zwei verschiedene Arten von Reserven, die möglicherweise in Süddeutschland stehen können, verfügen: Die Netzreserve, die für die Netzstabilität sorgen soll, und die Kapazitätsreserve, die „Leistungsbilanzdefizite infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten“ ausgleichen soll. Beide bestehen aus Anlagen, die nicht (mehr) am Strommarkt teilnehmen. Um die Netzreserve möglichst klein zu halten, sollen Anlagen aus der Kapazitätsreserve, die in geeigneten Netzgebieten (heute also südlich von 50,4° n.Br.) liegen, auch Aufgaben der Netzreserve übernehmen. Trotzdem sieht das neue EnWG voraus, dass die Netzreserve bis 2022 auch den Neubau von 2 GW Kraftwerken erforderlich machen könnte.

1.2 Das Szenario Dunkelflaute – Starklast

Abbildung 7 stellt die Entwicklung der verfügbaren Kapazitäten auf Basis des Dunkelflaute-Szenarios der BNetzA (2015) nach einer angenommenen Abschaltung von Gundremmingen B+C, aber für den Winter 2016/2017 dar. Die Annahmen zur Last belaufen sich im Dunkelflaute-Szenario auf eine angenommene Jahreshöchstlast von 86 GW, davon 54 GW in Norddeutschland und 32 GW in Süddeutschland (ÜNB, 2015). Zu dieser Höchstlast wurden anteilig 1 GW Netzverluste im Höchstspannungsnetz addiert (BNetzA, 2015) und verfügbare abschaltbare Lasten in Höhe von 1 GW im Norden abgezogen. Für Süddeutschland wurden keine abschaltbaren Lasten berücksichtigt (vgl. auch Abbildung 3). Damit stehen im Dunkelflaute-Szenario 2016/2017 im Norden 8 GW mehr Leistung zur Verfügung als zur Deckung der Last dort notwendig wären. Im Süden fehlen – ohne Gundremmingen, aber inklusive der Reservekraftwerke in Deutschland ca. 4,4 GW an Kapazitäten, um die Last zu decken. Diese 4,4 GW können aber ohne weiteres über die bestehenden Übertragungsnetze aus dem Norden zur Verfügung gestellt werden, falls eine rein nationale Stromversorgung als anzustreben gilt.

Abbildung 7: Installierte Kapazitäten in Nord- und Süddeutschland jeweils im Szenario Dunkelflaute 2016/2017 ohne Gundremmingen B+C



Quelle: Eigene Darstellung

Diese Betrachtung ist allerdings nur eine Darstellung von physikalischen Möglichkeiten: Auch im Dunkelflaute-Starklast-Fall werden zunächst marktgetrieben die kostengünstigsten Anbieter ihren Strom verkaufen und produzieren, also Braunkohlekraftwerke und AKW. Das bedeutet, dass auch im Dunkelflaute-Fall der Strom v.a. in Norddeutschland produziert wird, die Nord-Süd-Leitungen soweit möglich ausgelastet werden, und Redispatch im notwendigen Umfang vom Netzbetreiber gesteuert wird.

Textbox 1: Netzreserveberechnung für das Szenario Dunkelflaute-Starklast

Für die Berechnung der Netzreserve (BNetzA, 2015) werden verschiedene Szenarien für die Erzeugung und den Verbrauch berechnet. Das Betrachtungsszenario Dunkelflaute-Starklast bezeichnet ein fiktives

Szenario, in dem aufgrund der angenommenen Wetterlage weder Wind-Offshore, noch Wind-Onshore noch Photovoltaik Strom produzieren. Gleichzeitig führt eine Kälteperiode zu maximalem Stromverbrauch (Höchstlast) nicht nur in Deutschland, sondern in ganz Europa. In einer solchen Situation würde die Stromversorgung Deutschlands hauptsächlich auf fossilen Kraftwerken basieren, unterstützt durch regelbare erneuerbare Energien. Das Dunkelflaute-Szenario kam in der Vergangenheit zu dem Schluss, dass in Deutschland prinzipiell zwar genügend Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung stehen. Da die Kraftwerke aber ungünstig in Norddeutschland liegen, kann der Strom im theoretischen Ernstfall aus Norddeutschland nicht in den Süden transportiert werden, also nach Süddeutschland, nach Österreich und nach außerhalb des Marktgebietes. Um alle getätigten Einkäufe am Strommarkt befriedigen zu können, wird seit 2011 eine sogenannte Netzreserve unter Vertrag genommen. Dies sind Kraftwerke südlich des Übertragungsnetzengpasses, die soweit sie in Deutschland stehen nicht mehr am Strommarkt Strom verkaufen dürfen, sondern unter Vertrag bei den Netzbetreibern stehen.

2 Einsatz der Reservekraftwerke in 2015

Während im ersten Halbjahr 2015 mit mehr als 5 TWh Rekordstrommengen im Rahmen des Redispatch zwischen Kraftwerken hin und her geschoben wurden, wurden die Reservekraftwerke nur am 16.3.2015 und zwischen dem 31.3. und 2.4.2015 aktiviert. Insgesamt entstanden durch die Vorhaltung und die Aktivierung Kosten von 266 Millionen Euro (alles BNetzA, 2016). In beiden Fällen war dies der Wettersituation geschuldet. Nach den vorliegenden Angaben wurde in beiden Fällen keine Nutzleistung eingespeist, d.h. kein Strom aus diesen Kraftwerken gekauft, hierzu läuft allerdings noch eine Anfrage bei der BNetzA. Ob Blindleistung eingespeist wurde, geht aus der Informationslage bisher nicht hervor.

3 Die „Systemrelevanz“ von Kraftwerken

Aufgrund der bestehenden Überkapazitäten am Strommarkt ergeben sich niedrige Laufzeiten vieler Kraftwerke insbesondere (aber nicht nur) im Süden Deutschlands. Dies zusammen mit den niedrigen Strompreisen führt zu einer wirtschaftlich schwierigen Lage vieler Kraftwerksbetreiber, die dann nach den Gesetzen des Marktes zu einer Schließung der Kraftwerke führt. Um Versorgungsengpässe abzuwenden, müssen Kraftwerke eine geplante – vorläufige oder endgültige – Stilllegung „sobald wie möglich, mindestens jedoch 12 Monate vorher“ beim ÜNB und der BNetzA anzeigen. Der ÜNB prüft dann sofort, ob das Kraftwerk „systemrelevant“ ist, nach dem folgenden Grundsatz: „Eine Anlage ist systemrelevant, wenn ihre Stilllegung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde und diese Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann.“ Dies wird durch den Übertragungsnetzbetreiber auf der Basis der Systemanalysen ermittelt, und von der BNetzA bestätigt. Die Systemrelevanz wird zunächst für 2 Jahre erklärt, und wenn der Weiterbetrieb technisch und rechtlich möglich ist, muss die Anlage solange betriebsbereit gehalten werden. Mit wenigen Ausnahmen werden Kraftwerke in Süddeutschland regelmäßig bei Stilllegungsanzeigen für systemrelevant erklärt.

Box 2: Antwort der BNetzA am 18.3.2016 auf die Frage, wie lange die Systemrelevanz verordnet werden kann:

„Sämtliche zur vorläufigen oder endgültigen Stilllegung angezeigten systemrelevanten Anlagen sind von der Teilnahme am Energiemarkt ausgeschlossen, § 7 Abs. 1 ResKV. Dabei gilt für zur vorläufigen Stilllegung angezeigte systemrelevante Anlagen: Sie können nach 5 Jahren wieder am Energiemarkt eingesetzt werden, ihre Betreiber müssen dann aber die investiven Vorteile, die sie in Rahmen der Auslagerstattung erlangt haben, an den ÜNB zurückerstatten, § 13 Abs. 1b Satz 2 und Satz 3 i.V.m.

§ 11 Abs.4 ResKV. Für zur endgültigen Stilllegung angezeigte systemrelevante Anlagen gilt zunächst regelmäßig ein Stilllegungsverbot von 24 Monaten; allerdings kann die Ausweisung vor Ablauf der 24 Monate erneut von der BNetzA genehmigt und so für bis zu weitere 24 Monate verlängert werden. Diese "Verlängerungen" können solange fortgesetzt werden, bis die Anlagen nicht mehr systemrelevant sind, was insbesondere dann der Fall ist, wenn der innerdeutsche Netzausbau verwirklicht worden ist.

Kurzum: Solange der Netzausbau noch nicht so weit verwirklicht ist, dass die in Norddeutschland geerntete Windenergie engpass-ungehindert in die laststarken Regionen Süddeutschlands fließen kann, werden voraussichtlich die betreffenden süddeutschen Anlagen weiterhin als systemrelevant eingestuft werden, da sie in kritischen Netznutzungssituationen für Redispatch-Einsätze benötigt werden.“

Prinzipiell treffen die Vorgaben des neuen §13b EnWG zur Stilllegung von Anlagen auch auf AKW zu. Wenn der Betreiber sie von sich aus stilllegen wollen würde, müsste er auch im Falle eines AKW die Stilllegung „möglichst frühzeitig, mindestens aber zwölf Monate vorher“ beim ÜNB und der BNetzA anzeigen, und dieser würde es auf Systemrelevanz prüfen. Da die Systemrelevanzprüfung eigentlich von Netzsicherheitsaspekten ausgeht, müsste nach der bisher angewandten Logik der Netzbetreiber dann erwartet werden, dass ein solches AKW als systemrelevant eingestuft werden würde. Dies war im AKW Grafenrheinfeld nicht der Fall. Dieses wurde nicht als systemrelevant eingestuft, da die Reservekraftwerksbedarfsanalyse für den systemdimensionierenden Winter 2015/2016 Grafenrheinfeld bereits nicht mehr einbezogen hatte. Beim Kraftwerk Gundremmingen C wird jedoch nach AtomG die Abschaltung erst für 2021 erwartet, so dass es in den bisher berechneten Szenarien noch mit einbezogen wird. Daher würden in diesem Fall die Netzbetreiber während des Jahres zwischen Stilllegungsanzeige und Stilllegung eine erneute Prüfung durchführen, und es höchstwahrscheinlich für systemrelevant erklären. Unter diesem Aspekt ist für die AKW in Süddeutschland eine kürzere Betriebsdauer als im AtomG vorgesehen auf der aktuellen Rechtslage nur für Zeiträume von weniger als einem Jahr, bzw. nicht für eine Wintersaison wahrscheinlich.

Factsheet 3: Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit

Neben dem Netzausbau und der Marktteilung bestehen auch andere mögliche Maßnahmen, die kurz- und mittelfristig die Versorgungssicherheit erhöhen und zum Redispatch herangezogen werden können. Viele davon sind regulatorischer Art, manche können aber auch Investitionen bedingen, z.B. in Netzsteuerung, oder bedürfen der Kompensation.

1 Änderung der Marktzone

Deutschland und Österreich bilden zurzeit eine einheitliche Marktzone. Der Netzausbau sowie die Netzreserve sind darauf ausgelegt, dass in dieser Zone Strom frei handelbar und übertragbar ist. Im Rahmen der Reservekraftwerksbestimmung der BNetzA und der ÜNB gehen die Autoren bereits davon aus, dass eine Marktteilung bzw. Engpassbewirtschaftung zwischen Deutschland und Österreich eingeführt wird. Das bedeutet, dass Strommengentransaktionen die Übertragungskapazitäten mitberücksichtigen müssen, und eine Netto-Transferkapazität von 5700 MW dann nicht mehr überschritten werden darf. Dies würde die Ringflüsse über Polen verhindern, und die Netzreservenotwendigkeit reduzieren. Eine solche Markttrennung wurde im September 2015 auch von der europäischen Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) empfohlen (BNetzA, 2015c). Auf Druck Österreichs ist die Empfehlung der ACER jedoch bislang abgelehnt worden (Die Presse, 2016).

Eine andere Änderung, die ähnliche Effekte hätte, wäre innerhalb von Deutschland die Netto-Transferkapazität entlang von 50.4° n.Br. als limitierend anzuerkennen und ähnliche Maßnahmen für diesen Transfer einzuführen. Dies würde de facto zu einer innerdeutschen Marktteilung und zwei Preiszonen führen, aber viele andere Aspekte vereinfachen. Unter anderem würde es auch zu gewissen Anreizen zum Kraftwerksneubau in Süddeutschland führen. Eine Pressemitteilung der EEX zu einer Studie der Strombörsen EEX und EEX Spot warnt vor dieser Marktteilung, die „die Gesamtkosten des Stromerzeugungssystems um bis zu 100 Millionen Euro pro Jahr steigen lassen“ würden.¹⁸

2 Kurzfristige Möglichkeiten zur Verbesserung der Leistungsbilanz

Wichtig wäre zunächst, die bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen in Süddeutschland aktiver zu nutzen. Eine wichtige Möglichkeit bietet hier die Verordnung zu abschaltbaren Lasten, die erlaubt, Industrieanlagen zu freiwilligen **Lastreduktionen** unter Vertrag zu nehmen. Diese bekommen eine Entschädigung dafür, dass sie sich bereit erklären, im Notfall und nach Vorwarnung geplant ihren Stromverbrauch in Engpasszeiten zu reduzieren. Das Potenzial beläuft sich nach r2b (2014) in ganz Deutschland auf ca. 5,4 GW allein im Produzierenden Gewerbe, die innerhalb der technischen Preisobergrenze des „intraday“-Marktes nutzbar und bis 2020 erschließbar sind. Davon werden bisher gerade einmal 1,1 GW in die Versorgungssicherung einbezogen (Stand Mai 2015), obwohl im Rahmen der AbLaV für die beteiligten Unternehmen Kompensationen für 3 GW vorgesehen wären. Momentan scheint der Schwerpunkt der kontrahierten abschaltbaren Lasten in Nordrhein-Westfalen zu liegen. Lastmanagementpotenziale bestehen jedoch auch in Süddeutschland in beträchtlichem Umfang – und hier würden sie deutlich stärker zur Systemstabilisierung beitragen. Auf der anderen Seite ist es sehr schwierig, genau zu beziffern, in welcher Höhe die abschaltbaren Lasten zur Systemsicherheit beitragen können. Eine Studie der Agora Energiewende (FFE & Fraunhofer ISI, 2013) stellte zum Beispiel für Bayern und Baden-Württemberg ein Potenzial von 1 GW an Lasten fest, die für die Dauer von einer Stunde verschiebbar sind. Dazu gehören Anwendungen in der energieintensiven Industrie, aber auch schaltbare Anwendungen wie elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen. Manche dieser Lasten kommen zwar nicht für die Reduktion der Spitzenlast in Frage, da sie in Spitzenlast-Zeiten nicht

¹⁸ siehe: <https://www.eex.com/de/about/newsroom/news-detail/studie--aufteilung-des-deutschen-strommarkts-laesst-stromkosten-um-100-millionen-euro-jaehrlich-steigen/84960>

unbedingt am Netz sind. Für andere Maßnahmen zur Erhöhung der Systemsicherheit, z.B. dem Redispatch, können sie jedoch zur Verfügung stehen.

Netzersatzanlagen, die bisher zur Notstromversorgung bei (lokalen) Versorgungsunterbrechungen genutzt werden, kommen in vielen unterschiedlichen Anwendungsbereichen zum Einsatz (BMWi, 2014). Diese Netzersatzanlagen können, neben ihrem bisherigen Verwendungszweck, auch am Regelleistungsmarkt sowie zur Deckung von Lastspitzen am Strommarkt eingesetzt werden. Dies steht nicht in Konkurrenz zur eigentlichen Bestimmung der Anlagen. Teilweise werden Netzersatzanlagen schon heute zur Reduktion individueller Netzentgelte eingesetzt oder über einen Dienstleister „gepoolt“ und zur Vermarktung auf Regelleistungsmärkten eingesetzt. R2b ermittelte ein kurzfristig verfügbares Potenzial in Höhe von 3 GW und ein bis 2020 verfügbares Potenzial von 4,5 GW (r2b, 2014).

Die Verfügbarkeit der verschiedenen Optionen ist stark abhängig von der politischen Ausgestaltung, bspw. der Möglichkeit zur Nutzung von Lastmanagement und der Koordinierung mit den Nachbarländern. Weder die gesamte Grenzkuppelleistung noch das gesamte Lastreduktionspotenzial sind zwangsläufig zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast voll erschließbar, weil in Höchstlastfenstern viele Lasten bereits abgeschaltet sind und in europäischen Nachbarländern zeitgleich die Nachfrage auch hoch ist.

3 Mittelfristige Möglichkeiten zur Verbesserung der Leistungsbilanz

Bereits die aktuelle Änderung im EnWG sieht den möglichen Bau von ca. 2 GW zusätzlicher Reservekraftwerke vor. Diese Vorgabe lässt sich natürlich relativ einfach erhöhen um das AKW zu ersetzen. Interessanter und energiewendekonformer sollten jedoch auch dezentrale und erneuerbare Zubaumöglichkeiten und Flexibilisierungsoptionen geprüft werden.

Weitere mittelfristige Möglichkeiten sind der Ausbau dezentraler **KWK-Anlagen**, um zukünftig mehr fossile gesicherte Leistung vorzuhalten. Die Versorgungssituation erhöhen auch wärmegeführte KWK-Anlagen, denn die Jahreshöchstlast tritt erfahrungsgemäß im Winter auf.

Von den 2 GW installierter Biomasseanlagen in Baden-Württemberg und Bayern gehen nach der Methodik der Leistungsbilanz (siehe oben) lediglich 65 %, d.h. 1,5 GW, in die Berechnung der gesicherten Leistung ein. Die technische Flexibilität von **Biomasse, Klär-, und Deponiegasanlagen** hängt von individuellen Faktoren ab, u. a. davon, ob die Anlagen wärmegeführt laufen, über einen Wärmespeicher verfügen und ob zeitlich genügend Brennstoff bereitsteht, ob also z.B. ein Gasspeicher besteht. Ca. 70 % des EEG-Biomassestroms reagiert auf Marktpreissignale, weil sich die Anlagen in der Direktvermarktung befinden (IE, 2014: 49), hierfür wurde im Rahmen des EEG 2012 in § 33i die Flexibilitätsprämie¹⁹ eingeführt. Nach den Regelungen des EEG 2014 müssen alle neuen größeren Anlagen²⁰ verpflichtend in die Direktvermarktung. Da auch ein Gasspeicher allerdings nur eine begrenzte zeitliche Verlagerung der Erzeugung erlaubt und die Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse ohnehin stark begrenzt ist, wird z. B. diskutiert, ob nicht auch die Co-Feuerung mit Erdgas in Biomasseanlagen zum Einsatz der Anlagen für die Versorgungssicherheit sinnvoll wäre (Stiftung Umweltenergierecht, 2014). Prinzipiell sind Biogas- und Biomasseanlagen also in der Lage, regelbare Kapazitäten in Süddeutschland zu ersetzen. Gegenwärtig deckelt das EEG, das bisher den Ausbau maßgeblich unterstützt hat, den Brutto-Zubau von Biomasseanlagen²¹ auf 100 MW/Jahr (§ 28 EEG 2014), ohne Berücksichtigung der geographischen Lage in Bezug auf den Netzengpass. Eine Änderung dieser Anreizstruktur wäre unter den Aspekten des Kapazitätsdefizites erwägenswert.

¹⁹ Die Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen beträgt 130 Euro pro Kilowatt flexibel bereitgestellter zusätzlich installierter Leistung und Jahr (§ 54 EEG 2014).

²⁰ Die verpflichtende Direktvermarktung gilt bis Ende 2015 für Anlagen > 500 Kilowatt und ab 2016 für Anlagen > 100 Kilowatt (§ 37 EEG 2014).

²¹ Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie.

Speichertechnologien erleben aktuell eine enorme technische Weiterentwicklung. In vielen Ländern (z.B. Japan und USA) werden Speicher insbesondere zur Überbrückung von Netzengpässen eingesetzt (sind jedoch deutlich teurer als der Netzausbau). Der gepoolte Einsatz auch von Kleinstspeichern ist daher prinzipiell vorstellbar. Der Einsatz von Speichertechnologien in relevantem Ausmaß ist allerdings vor 2020 nicht zu erwarten. Ob die später vorhandenen Potenziale dann tatsächlich vom Markt erschlossen werden und marktorientiert speichern und einspeisen, ist darüber hinaus unklar.

Viele der noch zu entwickelnden Maßnahmen zielen darauf ab, die Flexibilität von Stromerzeugung und -verbrauch zu erhöhen. Eine wichtige Ausgangsbasis für diese Flexibilisierung ist die bessere informationstechnische Durchdringung des „Strom-Geschehens“ – dazu gehören neben informationsrechtlich anspruchsvollen Themen wie der Echtzeiterfassung von Stromverbräuchen auch eher unproblematische Aspekte wie die Ansteuerung von Erzeugungsanlagen (die z.B. in Spanien schon deutlich weiter entwickelt ist), bessere und breiter verfügbare Prognoseinstrumente für das Aufkommen von Wind- und Solarstrom und Anreize für Verbraucher, sich an der Flexibilisierung zu beteiligen.

Eine andere Art der Flexibilisierung macht eine regulatorische und in der Folge auch technische und managementtechnische Änderung notwendig: Aktuell wird die Netzregelung vollständig von den Übertragungsnetzbetreibern auf der höchsten Netzebene betrieben. Dies schafft zwar technische Effizienzen – nur wenige Institutionen und Mitarbeiter sind mit dieser verantwortungsvollen Aufgabe betraut – aber grenzt auf der anderen Seite viele Akteure auf niedrigeren Netzebenen aus. In der Energiewende gibt es eine Umkehr des früheren Trends zur Zentralisierung der Beteiligung am Energiesystem – vielleicht waren noch nie so viele Akteure als Energieerzeuger und -händler am Markt beteiligt wie heute. Die zunehmende Digitalisierung und Miniaturisierung eröffnet vermutlich neue Gelegenheiten, z.B. im Zusammenhang mit „Smart Systems“, auch kleinere Lasten und Erzeuger an der Systemstabilisierung teilhaben zu lassen. Dazu bedarf es nicht nur der Investition in die Digitalisierung, sondern auch einiger Veränderungen in der Regulierung z.B. der Verteilnetzbetreiber. Da diese Veränderungen schwer beschrieben werden können, kann im Moment jedoch auch keine Angabe zu ihrem quantitativen Potenzial gemacht werden.

Glossar

Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten

Die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) ist eine Rechtsverordnung, die Übertragungsnetzbetreiber zur Durchführung von Ausschreibungen im Sinne § 13 Absatz 4a Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes und zur Annahme eingegangener Angebote zum Erwerb von Abschaltleistung aus abschaltbaren Lasten bis zu einer Gesamtabchaltleistung von 3 GW befähigt (AbLaV § 1, Dezember 2012).

Grenzkuppelleitungen / -stellen

Die Grenzkuppelleitungen verbinden grenzüberschreitend eine Regelzone mit einer anderen Regelzone. Über Lastflussrechnungen kann bestimmt werden, welche physikalische Übertragungsleistung zwischen verschiedenen Ländern besteht.

Leistungsbilanz

Die Leistungsbilanz stellt eine Betrachtung der Einspeise- und Lastsituation in einem Energieversorgungssystem zu dem Zeitpunkt dar, an dem die Reserven der Einspeisungen ihren geringsten und die zu deckende Last ihren höchsten Wert annehmen (ÜNB, 2013).

Redispatch

Unter Redispatch sind Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken zu verstehen, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen. Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, so werden Kraftwerke diesseits des Engpasses angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln, während Anlagen jenseits des Engpasses ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt (BNetzA, 2015b).

Netzreserve

Sind gesicherte, marktbasierende Kraftwerkskapazitäten innerhalb Deutschlands zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen nicht in ausreichendem Maße vorhanden, so beschafft der Netzbetreiber zur Sicherstellung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems eine Netzreserve.

Regelleistungsmarkt

Seit 2001 beschaffen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber ihren Bedarf an Primär- und Sekundärregelleistung sowie die Minutenreserve an einer Börse, um die Bereitstellung von Kapazitäten zur Herstellung des Gleichgewichts zwischen Stromerzeugung und -abnahme in der Regelzone ständig zu gewährleisten (Amprion, 2015).

Reservekraftwerksverordnung

Die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) ist eine Rechtsverordnung, welche das Verfahren zur Beschaffung der Netzreserve sowie den Umgang mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung regelt.

Quellen

- [50hertz, 2015]: Schucht, B., Giegerich, U. (2015) Das Jahr 2014 – wir legen den Grundstein für die Energiewende 2.0! - Untersucher Preiszonenzuschnitt für das Jahr 2023. Bilanzpressekonferenz 50Hertz Berlin.
http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Medien/Pressemitteilungen/Praesentation_Bilanz-PK_50Hertz_20150309%20.pdf (Besucht im Mai 2015).
- [Amprion, 2015]: Amprion (2015) Beschaffung von Regelleistung und –energie in Deutschland.
<http://www.amprion.net/systemdienstleistungen-regelenergie> (Besucht im Mai 2015).
- [arepo, 2014]: arepo consult (2014) Abschaltung des AKW Grafenrheinfeld und Versorgungssicherheit in Bayern im Auftrag von .ausgestrahlt e.V.
http://www.arepoconsult.com/fileadmin/user_upload/pdf/Arepo_Consult_i.A._von_.ausgestrahlt_e.V._Februar_2014_Versorgungssicherheit_in_Bayern_rev.pdf (Besucht im Mai 2015).
- [arepo, 2015]: arepo consult (2015) Atomausstieg 2015 – Gehen ohne Atomkraftwerke die Lichter aus? im Auftrag von .ausgestrahlt e.V. <http://www.arepoconsult.com/index.php?id=91>.
- [BMW, 2014]: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014) Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Stand: Juli 2014.
- [BMW, 2015]: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015) Antworten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie auf die Fragen der CDU/CSU-Fraktion im Deutschen Bundestag vom 27. März 2015 zu den energiepolitischen Vorschlägen des BMW vom März 2015. Berlin, den 13.04.2015.
- [BMW, 2015b]: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015) Gesetzentwurf der Bundesregierung Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz).
- [BNetzA, 2013]: Bundesnetzagentur (2013) Versorgungsqualität SAIDI-Wert 2006-2013, Stand: 01.09.2013.
http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualitaet/Versorgungsqualitaet-node.html (Besucht im Mai 2015).
- [BNetzA, 2014]: Bundesnetzagentur (2014) Genehmigung Netzentwicklungsplan 2015 Szenariorahmen 2025. z.: 6.00.03.05/14-12-19/.
[/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4](http://www.bundesnetzagentur.de/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4) (Besucht im Mai 2015).
- [BNetzA, 2015]: Bundesnetzagentur (2015) Bericht Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_1516_1617_1920.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Besucht im Mai 2015).
- [BNetzA, 2015b]: Bundesnetzagentur (2015) Redispatch.
http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html (Besucht im Mai 2015).
- [BNetzA, 2015c]: The Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) recommends capacity allocation at the German-Austrian. date of issue 2015.09.23.
[borderhttp://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2015/150923-PressRelease.html](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2015/150923-PressRelease.html)

- [BNetzA, 2016]: Bundesnetzagentur (2016) Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Erstes und zweites Quartal 2015. Stand 7. Dezember 2015, Aktualisierung aufgrund nachgemeldeter Daten 14. März 2016.
- [BPB, 2013]: Bundeszentrale für politische Bildung (2013) Ausbau des Stromnetzes - Notwendigkeit der Energiewende. Grafik: Regelzonen deutscher Übertragungsnetzbetreiber. Lizenz: Creative Commons cc by-nc-nd/3.0/de/.
<http://www.bpb.de/politik/wirtschaft/energiepolitik/148524/ausbau-des-stromnetzes>. (Besucht im Mai 2015).
- [Consentec & r2b, 2015]: Consentec, r2b (2015) Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung. Im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- [dena, 2010]: Deutsche Energie-Agentur GmbH (2010) Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020.
- [DiePresse.com, 2016]: Strom: Gemeinsame Preiszone mit Deutschland bleibt – vorerst. 25.01.2016. http://diepresse.com/home/wirtschaft/economist/4911826/Strom_Gemeinsame-Preiszone-mit-Deutschland-bleibt-vorerst
- [ENTSO-E, 2014]: European Network of Transmission System Operators for Electricity (2014) Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014 -2030.
- [ENTSO-E, 2014b]: European Network of Transmission System Operators for Electricity (2014) Scenario Outlook and Adequacy Forecasts 2014-2030 Data Set.
<https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx> (Besucht im Mai 2015).
- [EPEX SPOT, 2015]: European Power Exchange (2015b) Marktkopplung.
http://www.epexspot.com/de/Marktkopplung/ein_wesentlicher_schritt_zur_marktintegration. (Besucht im Mai 2015).
- [FfE & Fraunhofer ISI, 2013]: Fraunhofer ISI, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (2013) Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Im Auftrag der Agora Energiewende. In Kooperation mit dem Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg und dem Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit.
- [IE, 2014]: Leipziger Institut für Energie GmbH (2014) Mittelfristprognose zur EEG-Stromeinspeisung bis 2019. Auftraggeber: TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH. https://www.netztransparenz.de/de/file/IE_2014-10-28_EEG-Mittelfristprognose-Internet.pdf
- [r2b, 2014]: r2b (2014) Endbericht Leitstudie Strommarkt, Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/endbericht-leitstudie-strommarkt-funktionsfaehigkeit-eom-und-impact-analyse-kapazitaetsmechanismen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Besucht im Mai 2015).
- [Stiftung Umweltenergierecht, 2014]: Müller, T., Antoni, O. (Stiftung Umweltenergierecht) (2014) Lockerung des Ausschließlichkeitsprinzips nach § 19 Abs. 1 E-EEG 2014 zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Diskussionspapier # 3. Im Rahmen des BMWi-Vorhabens: „Konsistentes Recht der energetischen Biomassenutzung“ (KonReeB) FKZ: 03MAP255.
- [TSOs, 2015]: Transmission System Operators (2015) Pentilateral Energy Forum Support Group 2 - Generation Adequacy Assessment.

- [ÜNB, 2012]: Übertragungsnetzbetreiber (2012) Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach ENWG § 12 Abs. 4 und 5. September 2012.
- [ÜNB, 2013]: Übertragungsnetzbetreiber (2013) Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach ENWG § 12 Abs. 4 und 5. September 2013.
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/leistungsbilanzbericht-2013.pdf>. (Besucht im Mai 2015).
- [ÜNB, 2014]: Übertragungsnetzbetreiber (2014) Bericht zur Leistungsbilanz 2014 nach § 12 Abs. 4 und 5 EnWG, Stand 30.09.2014.
- [ÜNB, 2015]: Übertragungsnetzbetreiber (2015) Ergebnisdokumentation Systemanalysen der deutschen ÜNB gemäß ResKV.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Systemanalyser_UeNB_1516_1617_1920.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Besucht im Mai 2015).
- [ÜNB, 2016]: Übertragungsnetzbetreiber (2016) Bericht zur Leistungsbilanz 2015 nach § 12 Abs. 4 und 5 EnWG, Stand 30.09.2015 aktualisiert im Februar 2016 hinsichtlich der zwischenzeitlichen Entwicklungen zum Strommarktgesetz bezüglich Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft sowie zur Verordnung zu abschaltbaren Lasten.