

Atomausstieg 2015 - Gehen ohne Atomkraftwerke die Lichter aus?

Kurzstudie im Auftrag von
.ausgestrahlt

Berlin, 22. Juni 2015
Arepo Consult
Zimmerstraße 11
D-10969 Berlin
Telefon +49 30 809 206 81
woerlen@arepo-consult.com

Sarah Rieseberg,
Dr. Christine Wörlen,
Ramona Lorenz

Atomausstieg 2015

Gehen ohne Atomkraftwerke die Lichter aus?

Inhalt

Abkürzungsverzeichnis	3
Atomausstieg 2015 - Gehen ohne Atomkraft die Lichter aus?	4
1 Factsheet 1: Die Leistungsbilanz	10
2 Factsheet 2: Alternative Konzepte zur Messung der Versorgungssicherheit	14
3 Factsheet 3: Die nationale Leistungsbilanz bei einem sofortigen Atomausstieg in 2015	19
4 Factsheet 4: Verfügbare Kraftwerkskapazitäten in Süddeutschland	20
5 Factsheet 5: Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit	26
6 Glossar	30
7 Quellen	31

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
ADAM	Adequacy Assessment Methodologies
AKW	Atomkraftwerk
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundeministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
(E)ENS	(Expected) Energy Not Served
EEU	Expected Energy Unserved
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EEX	European Energy Exchange AG
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
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
MWh	Megawattstunden
PV	Photovoltaik
ResKV	Reservekraftwerksverordnung
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
TWh	Terrawattstunden
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Atomausstieg 2015 - Gehen ohne Atomkraft die Lichter aus?

Mit der 13. Novelle des Atomgesetzes wurde ein Ausstiegsfahrplan für die verbleibenden neun Atomkraftwerke in Deutschland in Kraft gesetzt. Zu Beginn des Jahres 2015 befanden sich noch 12,1 GW atomare Erzeugungskapazitäten am Netz, davon 8 GW in Süddeutschland (siehe Abbildung 1). Am 27. Juni 2015 wird das Atomkraftwerk (AKW) Grafenrheinfeld mit 1,3 GW abgeschaltet – ein halbes Jahr früher als gesetzlich vorgeschrieben. Die restlichen acht Atommeiler sollen laut Vorgabe des Plans im Atomgesetz bis 2022 folgen. Bis 2021 sollen 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 im selben Jahr abgeschaltet werden.

Schon weit im Vorfeld der Abschaltung des AKW Grafenrheinfeld wurde die Befürchtung geäußert, der Atommeiler sei für die Versorgungssicherheit notwendig. Arepo (2014) fasste die damalige Sichtweise der Bundesnetzagentur dahingehend zusammen, dass die Versorgungssicherheit nicht durch eine Abschaltung von Grafenrheinfeld beeinträchtigt wird. Um die Frage nach technischen Spielräumen bei der beschleunigten Abschaltung von Atomkraftwerken weiter auszuloten geht die vorliegende Kurzstudie auf der Basis des heutigen Kraftwerksparks der Frage nach, ob die AKW für die Versorgungssicherheit in Deutschland nötig sind oder ob nicht auch ein sofortiges Abschalten aller AKW in 2015 ohne Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit möglich wäre.

Die Kurzstudie findet nach dem Studium der öffentlich verfügbaren Quellen – der Bundesnetzagentur, der Übertragungsnetzbetreiber, des Bundeswirtschaftsministeriums sowie wissenschaftlicher und technischer Beratungsinstitute – keine entscheidenden technischen Argumente dafür, dass die Atomkraftwerke heute für die Strombereitstellung notwendig sind. Zwar besitzt Süddeutschland schon heute – also mit AKW – nicht ausreichend Erzeugungskapazitäten, 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 einerseits mit technischen Maßnahmen adressiert werden (vgl. arepo, 2014) und werden andererseits auch erleichtert, wenn man akzeptiert, dass auch Stromimport nach Süddeutschland aus anderen, näher liegenden Ländern geschehen wird, denn Strom folgt nicht den administrativen Grenzen, sondern den Netzengpässen. Allerdings macht die aktuelle Marktverfassung des europäischen Binnenmarktes deutlich höhere Stromflüsse und Reservekapazitäten¹ zum Redispatch² notwendig, die den Blick auf die technische Lage verstellen. Für eine Abschaltung aller AKW in Deutschland wäre vermutlich eine Änderung der Marktordnung, insbesondere eine Marktteilung, sinnvoll bzw. notwendig. Auch andere Maßnahmen können die Versorgungssicherheit im Falle einer schnellen AKW-Abschaltung unterstützen, greifen aber tendenziell eher über Zeiträume von mehreren Jahren.

Die Leistungsbilanz

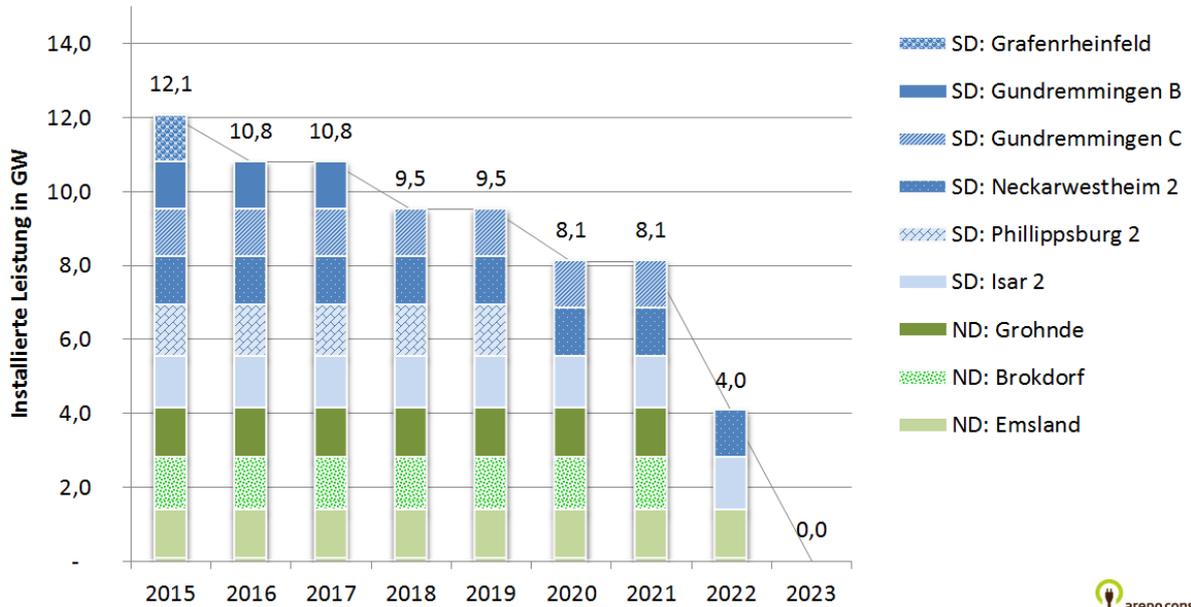
Seit 2012 wird die Versorgungssicherheit in Deutschland mit Hilfe der so genannten Leistungsbilanz beurteilt. Dabei werden pessimistische Szenarien für den höchstmöglichen Stromverbrauch (geschätzt) und mit der verfügbaren Leistung verglichen. Die Grundvorstellung dabei ist: Sind mehr Kraftwerke am Netz als zur Deckung des maximalen gleichzeitigen Stromverbrauchs benötigt werden, gilt die Versorgung als gesichert. Die der Leistungsbilanz zugrunde liegenden Abschätzungen werden bewusst

¹ Reservekapazitäten werden nach der Reservekraftwerksverordnung ermittelt.

² Unter Redispatch sind Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken zu verstehen. 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 (BNetzA, 2015b).

sehr konservativ getroffen, damit Handlungsbedarfe frühzeitig erkannt werden können. Eine genauere Betrachtung der Leistungsbilanzmethode und ihrer Annahmen liefert Factsheet 1.

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



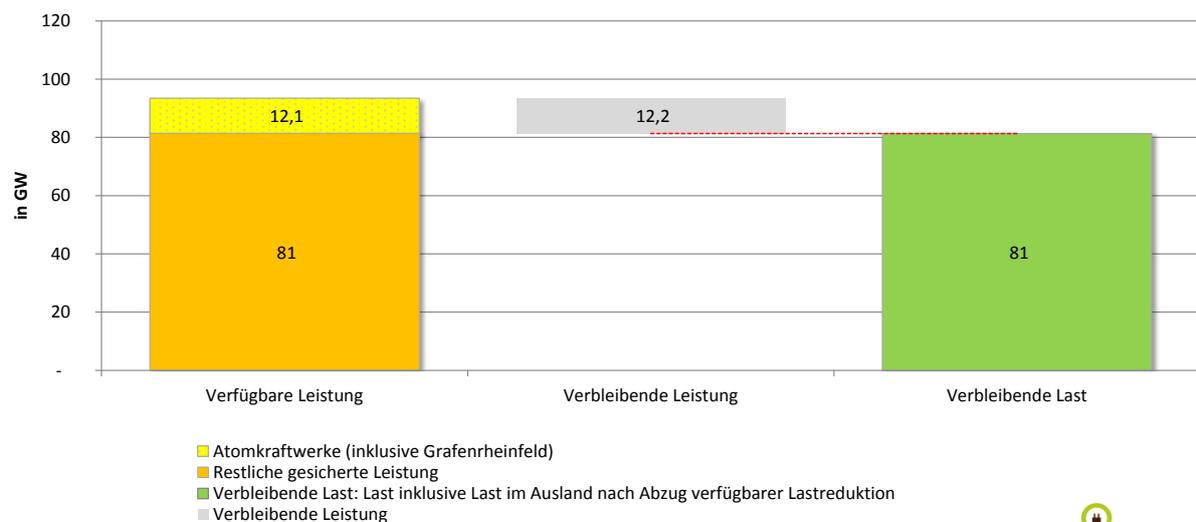
ND: Norddeutschland, SD: Süddeutschland

Quelle: Eigene Darstellung

Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen die Leistungsbilanz jährlich seit 2012. Jede Leistungsbilanz seitdem wies deutliche Leistungsbilanzüberschüsse auf, also Kraftwerke, die auch bei der höchsten Last nicht für die Versorgungssicherheit benötigt werden. Für 2015 beträgt der Überschuss nach der aktuellsten Berechnung aus dem Herbst 2014 12,2 GW (Abbildung 2). Das heißt, auch falls die Spitzenlast, wie für den Worst Case erwartet, eintritt und ohne einen nennenswerten Beitrag der erneuerbaren Energien (EE), steht rein rechnerisch 12,2 GW einsatzbereite und regelbare Kraftwerkskapazität bereit, wird aber für die nationale Versorgung im Szenario nicht genutzt.³ Da die atomaren Kapazitäten (inklusive Grafenrheinfeld) 12,1 GW betragen, bedeutet dies, dass rein rechnerisch und auf nationaler Ebene betrachtet – ohne Berücksichtigung von Fragen der Netzstabilität – sofort auf alle atomaren Kapazitäten verzichtet werden könnte und die Leistungsbilanz dennoch weiterhin positiv ausfiele (Abbildung 2).

³ Die Leistungsbilanz berücksichtigt bei den konventionellen Kraftwerkskapazitäten allerdings nur Anlagen ≥ 10 MW, inklusive der nationalen Netzreserve und Kraftwerken, die an die deutsche Regelzone angeschlossen sind. Nähere Ausführungen siehe Factsheet 1.

Abbildung 2: Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber 2014



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis ÜNB (2014)

Ein Ausstieg in 2015 würde vermutlich zu einem leichten Anstieg der Börsenstrompreise führen (vgl. Factsheet 3). Das könnte die wirtschaftlich schwierige Situation anderer Kraftwerke, die aktuell von Stilllegung bedroht sind, verbessern. Bei geeigneter Steuerung könnte dies moderne Erdgaskraftwerke mit relativ niedrigen Emissionen am Netz halten. Ein sofortiger Atomausstieg kann also aufgrund seiner wirtschaftlichen Auswirkungen am Strommarkt auch für die Energiewende vorteilhaft sein.

Wie aussagekräftig ist die Leistungsbilanz?

Die Leistungsbilanz ist stark abhängig von den bei ihrer Berechnung getroffenen Annahmen. Zum Beispiel fassen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber alle Kraftwerke in ihrem Einzugsbereich unter ihre Leistungsbilanz. Dann fällt die Leistungsbilanz mit über 12 GW stark positiv aus. Auf europäischer Ebene arbeiten sie aber in der Gruppe ENTSO-E mit einer Abgrenzung anhand administrativer Grenzen und verwenden andere Jahreshöchstlasten und Kapazitätsangaben – unter diesen Annahmen weist die deutsche Leistungsbilanz schon heute „nur“ noch 5,6 GW Überkapazitäten auf (ENTSO-E, 2014). Wie im weiteren Verlauf gezeigt wird, fällt die regionale Leistungsbilanz für Süddeutschland negativ aus, die für Gesamtdeutschland zeigt jedoch deutliche Überkapazitäten. Diese extreme Sensitivität der Leistungsbilanz auf Annahmen und Abgrenzungen, die keinen Bezug zur physikalischen Systemstabilität haben, stellt die Aussagekraft und weitere Nutzung der Leistungsbilanz als Indikator grundsätzlich in Frage.

Tatsächlich wird die Kritik am Konzept der Leistungsbilanz in der Fachwelt auch aus anderen Gründen ständig lauter. Insbesondere aufgrund ihrer statischen Natur wird zunehmend anerkannt, dass die Leistungsbilanz nicht als Konzept für die Bewertung der Versorgungssicherheit unter den heutigen technischen und marktlichen Bedingungen geeignet ist. Das heutige Stromsystem ist dafür zu dynamisch und flexibel und mit ganz Europa vernetzt. Deshalb werden zunehmend neue Indikatoren für die Messung der Versorgungssicherheit genutzt (siehe Ausführungen in Factsheet 2) (z.B. Transmission System Operators (TSOs) des Pentilateralen Energieforums (TSOs, 2015) und Consentec & r2b, 2015). In den Berechnungen von Consentec & r2b (2015) für Deutschland in 2025, also in einer Situation ohne AKW und mit hoher Durchdringung von erneuerbaren Energien, deutet sich ein gleichbleibend hohes Versorgungsniveau an. Auch andere Szenarioberechnungen weisen auf ein gleichbleibend hohes Versorgungsniveau nach dem Atomausstieg, trotz negativer Leistungsbilanz, hin (ENTSO-E, 2014). Ein mögliches Leistungsbilanzdefizit aufgrund eines Ausstiegs aus der Atomenergie oder durch ein Abschalten von Braunkohlekraftwerken geht also nicht zwangsläufig mit der Bedrohung der Versorgungssicherheit einher.

Das Nord-Süd-Gefälle

Bei der Bewertung der Versorgungssicherheit muss allerdings berücksichtigt werden, dass es in Deutschland ein deutliches Nord-Süd-Gefälle gibt (Factsheet 4 führt diese Problematik ausführlich aus). Zwischen Nord- und Süddeutschland besteht ein Übertragungskapazitätsengpass. Die Bundesnetzagentur definiert die Regionen etwa entlang des 50,4°-Breitengrades (BNetzA, 2015). Die Leitungskapazitäten von Nord nach Süd werden auf mindestens 12 GW geschätzt (50 Hertz, 2015). Nach der Fertigstellung der Thüringer Strombrücke wird die Kapazität nochmals steigen. Im Rahmen der Marktsimulation zur Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs (basierend auf dem Szenario Dunkelflaute⁴) wird angenommen, dass die Erneuerbaren mit 3,1 GW in Nord- und 4,0 GW in Süddeutschland einspeisen (ÜNB, 2015). Abzüglich der erwarteten Kraftwerksausfälle und der Reserve für Systemdienstleistungen sind in dem gewählten Szenario inklusive der AKW 64 GW im Norden und 27 GW im Süden verfügbar (BNetzA, 2015). Im Süden steht jedoch den 27 GW am Markt befindlicher Kapazitäten⁵ eine Jahreshöchstlast inklusive Netzverlusten von 33 GW gegenüber. Bereits heute kann sich also Süddeutschland rechnerisch zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast, falls sie gleichzeitig mit einer dunklen Flaute eintritt, nicht „autark“ versorgen, sondern muss auf „Stromimporte“ (z.B. aus Norddeutschland oder Österreich) zurückgreifen. Diese Situation zeigt, dass die Verwendung der Leistungsbilanz ein äußerst pessimistisches Bild der Versorgungssicherheit zeichnet.

Bei einem sofortigen Abschalten der verbleibenden AKW in 2015 und ohne weitere Veränderungen vergrößert sich dieses Leistungsbilanzdefizit in Süddeutschland von 6 GW auf 11 GW (Abbildung 3). Diese 11 GW könnten aber durch Reservekraftwerke⁶ oder aus Norddeutschland zur Verfügung gestellt werden. In 2015 stehen bereits 3,2 GW Reservekraftwerke in Süddeutschland zur Verfügung. In der Vergangenheit wurden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern zudem zu unterschiedlichen Zeiten 2,4 GW Kapazität bei Anbietern in Österreich, der Schweiz und Italien unter Vertrag genommen, um Redispatchmaßnahmen durchzuführen.⁷ Es stehen damit insgesamt technisch genügend Kapazitäten in Norddeutschland und Österreich zur Verfügung, um ein Defizit von 11 GW durch Netzstabilisierungsmaßnahmen auszugleichen. Bevor die Netzbetreiber hier eingreifen, können aber auch noch andere Kraftwerke im Rahmen des europäischen Binnenmarktes Strom als Stromimporte zur Verfügung stellen. Falls die physischen Stromflüsse zum Knappheitszeitpunkt richtig gesteuert werden, ggf. unter zu Hilfenahme der bestehenden Netzreserve, wird die Versorgung Süddeutschlands also auch bei einem sofortigen Atomausstieg sichergestellt werden können.

⁴ Das Szenario beschreibt eine Situation ohne Wind- und Solarenergieeinspeisung, aber mit hoher Last, siehe hierzu die Ausführungen in Factsheet 4.

⁵ Nach der Methodik der „Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs“ berücksichtigt dies nicht die Netzreserve, da diese nicht am Markt agiert. Die oben verwendete Berechnung der Leistungsbilanz beinhaltet jedoch die deutsche Netzreserve, siehe hierzu Factsheet 1 und 4.

⁶ Seit 2011 analysiert die Bundesnetzagentur (BNetzA) jährlich den Bedarf an Reservekraftwerken, die von den Übertragungsnetzbetreibern innerhalb wie außerhalb Deutschlands kontrahiert werden, dabei werden innerhalb Deutschlands nur solche Kraftwerke kontrahiert, die von Stilllegung bedroht sind. Für den Winter 2015 sind 6,7 GW zu kontrahieren.

⁷ Diese Angabe ist die Summe der zu unterschiedlichen Zeitpunkten kontrahierten ausländischen Kraftwerke (vgl. BNetzA, 2013, 2014 und 2015).

Abbildung 3: Leistungsbilanz für Nord- und Süddeutschland ohne AKW



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des Dunkelflaute-Szenarios 2015/2016“ der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2015)

Kraftwerksreserve und Redispatch

Diese rein bilanzielle Betrachtung zeigt jedoch nicht das ganze Bild. Insbesondere kann die Strommarktordnung dazu führen, dass ein höherer Bedarf an Übertragungskapazität als die oben dargestellten 11 GW besteht. Strom aus dem Norden ist im Durchschnitt billiger als der in Süddeutschland und Österreich⁸ produzierte, u.a. aufgrund hoher Wind- und Braunkohlestromanteile. Im Rahmen der Marktregeln müssen die Übertragungsnetzbetreiber sicherstellen, dass der bei Kraftwerken im Norden eingekaufte Strom nach Süddeutschland, Österreich aber auch noch Südeuropa exportiert werden kann, und zwar über die Netzengpässe innerhalb Deutschlands hinweg. Im Gegensatz zu Kuppelstellen an den Marktgrenzen, z.B. nach Frankreich oder Polen, werden diese innerdeutschen Netzengpässe nicht am Strommarkt berücksichtigt. Sie müssen nach der geltenden Rechtslage dadurch überbrückt werden, dass die Übertragungsnetzbetreiber in die Kraftwerksfahrpläne so eingreifen, dass Kraftwerke im Norden, die Strom verkauft haben nicht produzieren, und dafür zusätzliche Kraftwerke südlich des Netzengpasses eingesetzt werden. Dieser Prozess des so genannten „Redispatch“ wird heute täglich genutzt um Netzengpässe auszugleichen. Somit wird die die Größe der o.g. Netzreserve aktuell

⁸ Deutschland und Österreich bilden einen gemeinsamen Strommarkt.

nicht von Versorgungssicherheitsüberlegungen, sondern von der Marktordnung bestimmt. Bei einem sofortigen wie auch einem schrittweisen Atomausstieg verschärfen sich Erzeugungsgradient und Redispatch-Problematik. Die notwendige Netzreserve und dementsprechende Kosten, die auf die Netzentgelte umgelegt werden, wachsen – bei unveränderten Marktregeln – an.

Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit

Der Netzausbau reduziert zwar die Übertragungseingänge, aber auch nach der Fertigstellung von in der Realisierung befindlichen Projekten wie der Thüringer Strombrücke ist eine Redispatchreserve im Winter 2019/20 von 6 GW notwendig (BNetzA, 2015). Unter bestimmten Umständen kann eine Änderung der Marktgebiete vorgenommen werden (vgl. ACER, 2011), z.B. die Teilung in einen norddeutschen und einen süddeutschen Markt.⁹ Eine Marktteilung von Deutschland und Österreich wurde von der Bundesnetzagentur bereits in zwei Berichten zur Netzreserve als Szenariovariante vorgestellt (BNetzA, 2013 und 2015). Dies führt in den Szenarioberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) dazu, dass sich der (gesamte) Reservebedarf für den Winter 2019/2020 von 6,1 auf 1,6 GW reduzieren würde. Bei einem sofortigen Atomausstieg müsste eine Marktteilung ggf. früher durchgeführt werden, um die Netzreserve „für Marktzwecke“ möglichst klein zu halten und für die Sicherung der Versorgungssicherheit¹⁰ bereitzuhalten.

Jenseits von Netzausbau, Marktteilung und Absicherung durch eine Netzreserve bestehen weitere Möglichkeiten, die zur Erhöhung der Versorgungssicherheit bzw. zum Redispatch in Süddeutschland herangezogen werden können (siehe hierzu die Ausführungen in Factsheet 5). Dazu gehört es, weitere Lastmanagementpotenziale zu aktivieren. R2b (2014) schätzt das bis 2020 erschließbare nationale Potenzial auf ca. 4 GW. Außerdem erscheint bis 2020 ein nationales Potenzial von 4,5 GW an Notstromaggregaten zur Sicherung der Versorgung aktivierbar. Auch andere nachhaltige Maßnahmen zur Reduktion der Spitzenlast (z.B. Energieeffizienz) sind sinnvoll und möglich. Eine weitere Flexibilisierung der Biogasanlagen hin zu einer strombedarfsgeführten Fahrweise sowie der Ausbau dezentraler Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK) und langfristig der Ausbau von Speichern und deren gezielte Nutzung zur Deckung der Spitzenlast erhöhen ebenfalls die Versorgungssicherheit. Diese Maßnahmen sind zusätzlich zur bereits genutzten Netzreserve, dem Netzausbau und einer über nationale Grenzen hinweg integrierten Betrachtungsweise der Versorgungssicherheit mit Nutzung von Importen zur Spitzenlastdeckung zu sehen.

⁹ Ausführungen zur Aufteilung des deutschen Strommarktes finden sich u.a. hier: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW, 2015), 50Hertz (2015), Frontier Economics (2014), Consentec (2015b), Consentec & Frontier Economics (2011).

¹⁰ Eine Netzreserve für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit wird oft als strategische Reserve bezeichnet.

1 Factsheet 1: Die Leistungsbilanz

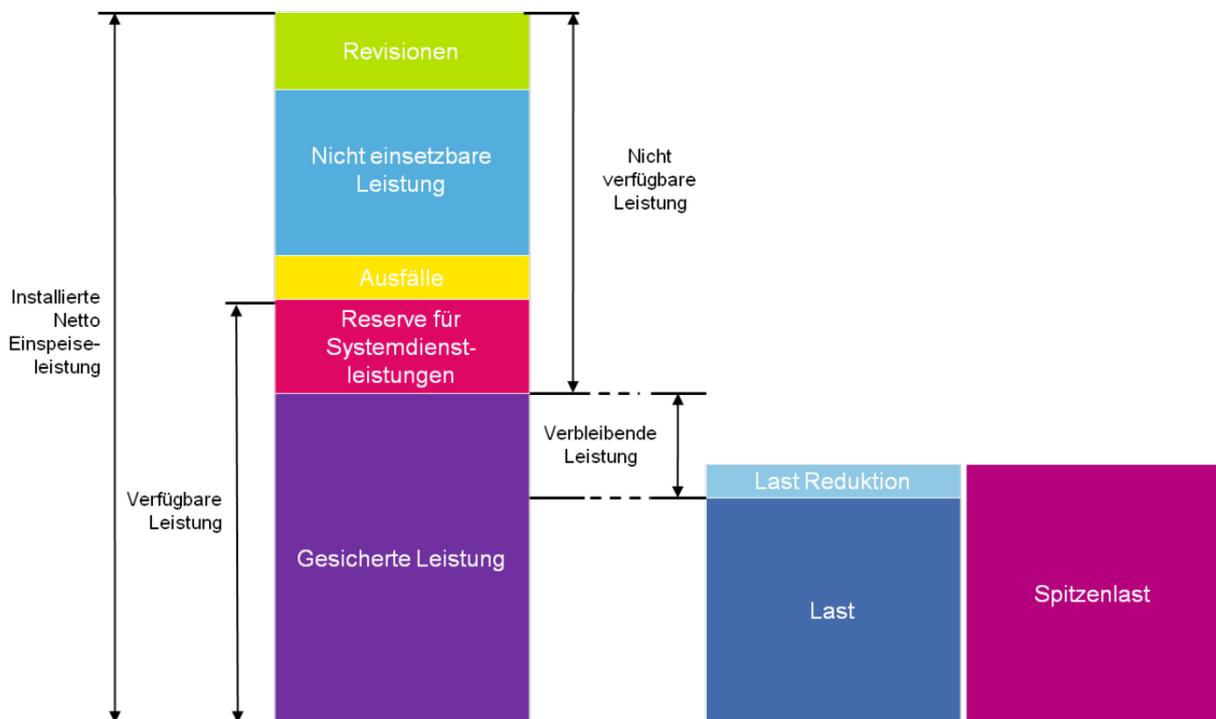
Für die Frage, ob ein sofortiger Atomausstieg die Versorgungssicherheit gefährdet, kann man auf das Konzept der Leistungsbilanz zurückgreifen. Im Folgenden wird diese Methode zunächst dargestellt und diskutiert, bevor in Factsheet 3 mithilfe des Konzeptes untersucht wird, ob die gesicherten Kraftwerkskapazitäten ausreichen, um die Versorgung in Deutschland in 2015 auch ohne Atomkraftwerke sicherzustellen.

1.1 Die nationale 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 4: Systematik der Leistungsbilanz



Quelle: ÜNB (2014)

Die Übertragungsnetzbetreiber (2012, 2013, 2014) berichteten stets von positiven Leistungsbilanzen. Für 2015 wird hier ein Leistungsbilanzüberschuss in Höhe von 12,2 GW¹¹ Kraftwerksleistung über der Last angegeben (ÜNB, 2014), der selbst zum Zeitpunkt der allerhöchsten Last im Jahr rechnerisch zur Sicherung der Versorgung nicht benötigt würde. Das ist mehr als die installierte AKW-Leistung in Deutschland.

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.

1.2 Die Jahreshöchstlast

Die Übertragungsnetzbetreiber setzen im Rahmen der Ermittlung der Leistungsbilanz für die deutsche Jahreshöchstlast-Viertelstunde¹² in 2015 einen Wert von 81,8 GW zzgl. 0,6 GW angeschlossene Last im Ausland an (ÜNB, 2014).¹³

Die Regelzonenhöchstlast findet 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.¹⁴ So war der Zeitpunkt der gesamtdeutschen Jahreshöchstlast in 2013 bspw. am 05.12.2013, während die Regelzonenhöchstlast in der Transmissionszone 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, 2014b). 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, 2014b) 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.

¹¹ Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung von Kraftwerken im Ausland, die einer deutschen Regelzone zuzuordnen sind.

¹² Die Netzlast ergibt sich als Summe der in den vier Regelzonen verfügbaren Last-Zeitreihen (inkl. Netzverluste), und liegt damit in einer viertelstündigen Auflösung vor.

¹³ Die Erfassung und Berechnung der Höchstlast ist je nach Verwendung unterschiedlich, 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, 2014b).

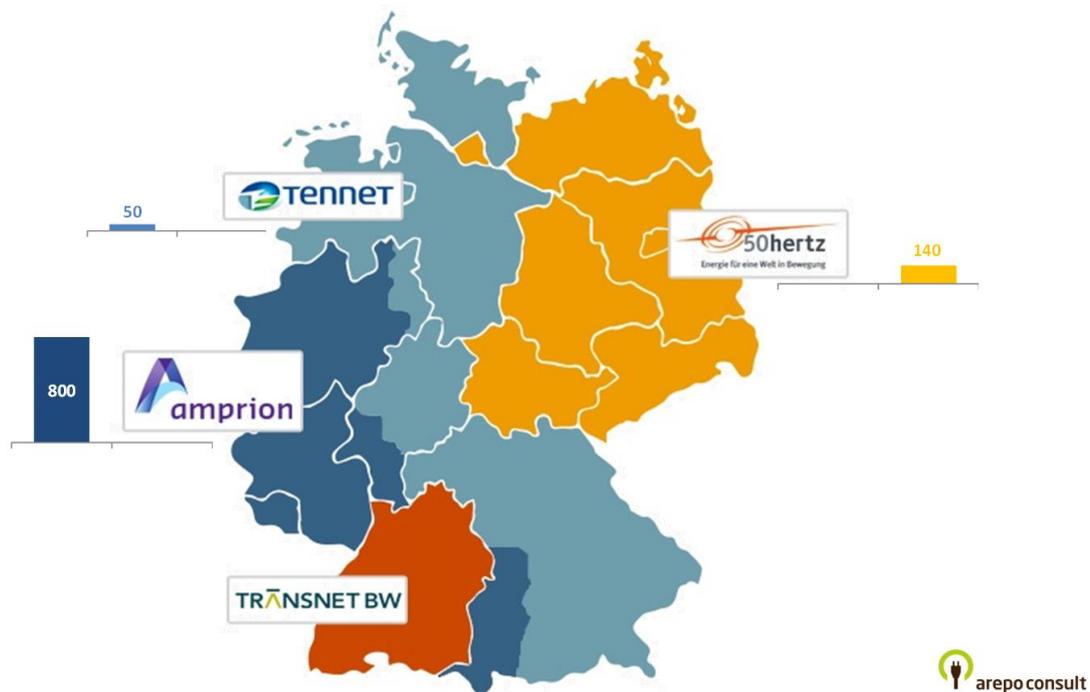
¹⁴ Siehe oben: R2b stellt für die Region Deutschland, Nachbarländer und Italien in 2014 einen Ausgleichseffekt der Jahreshöchstlast von 11 GW fest (r2b, 2014).

1.2.1 Abschaltbare Lasten

Für die Berechnung der Leistungsbilanz werden von der historischen höchsten gleichzeitigen Erzeugung dann die angemeldeten abschaltbaren Lasten¹⁵ 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 1,1 GW¹⁶ (ÜNB, 2014). Gemäß der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) werden die Übertragungsnetzbetreiber zukünftig eine Gesamtabschaltleistung von 3 GW ausschreiben.

Von den abschaltbaren Lasten befanden sich Ende 2013 590 MW in der Regelzone von Amprion – mit einer erwarteten Steigerung für 2014 auf 800 MW (ÜNB, 2014). Im einschlägigen Übertragungsgebiet von Tennet waren nur 50 MW Last abschaltbar und im Übertragungsnetzgebiet von EnBW, das das Gebiet Baden-Württembergs abdeckt, gab es 2014 noch keine abschaltbaren Lasten (Abbildung 5). Für 2015 gehen die ÜNB in der Leistungsbilanz 2014 von 1,1 GW aus.¹⁷

Abbildung 5: Präqualifizierte Leistung für abschaltbare Lasten in den Regelzonen der vier Übertragungsnetzbetreiber in 2014 (in MW)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ÜNB (2014) und BPB (2013)

1.2.2 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.

¹⁵ 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.

¹⁶ Siehe unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungAbLa>

¹⁷ Dieser Wert wurde bei allen folgenden Berechnungen durchgängig verwendet.

Für konventionelle Kraftwerke¹⁸ werden von der installierten Leistung Revisionen und Ausfälle abgezogen. Ausfälle durch technische Probleme werden auf Basis statistischer Daten 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.¹⁹ 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.

1.3 Fazit: Bewertung der nationalen Leistungsbilanz als Mittel zur Abschätzung der Versorgungssicherheit

Bei der Berechnung der Leistungsbilanz wird ein Worst-Case-Szenario konstruiert, das statistisch extrem unwahrscheinlich ist. Für die Erneuerbaren wird ein Szenario kreiert, das für jede Einzeltechnologie nur die Verfügbarkeit, die historisch zu 99 % der Zeit gegeben war, unterstellt. Das Ausfallszenario der fossilen Kapazitäten und die Summe der 99%-Verfügbarkeit der Erneuerbaren werden in der Leistungsbilanz mit der Jahreshöchstlast in Deutschland zeitlich zusammengelegt.

Hinzu kommt, dass in dieser Betrachtung die Zuständigkeit der deutschen ÜNB wie eine physikalische Netzgrenze eingesetzt wird. Eine fiktive Inselform wird betrachtet, in der kein Austausch mit den Nachbarländern berücksichtigt wird. Das entspricht nicht den Realitäten im Stromnetz oder am Strommarkt. Insgesamt führt die Berechnung der Leistungsbilanz zu einer „sicherheitsbewusst“ pessimistischen Einschätzung der Situation. Bei der Entscheidung über Kapazitätsmechanismen oder die Größe einer strategischen Reserve führen solche Annahmen tendenziell zum Aufbau bzw. zum Erhalt von Überkapazitäten mit entsprechenden Kosten.

¹⁸ 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.

¹⁹ 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).

2 Factsheet 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 Minmaleinspeisung 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 Staatengrenzen hinweg funktioniert, bei Betrachtung von mehreren Ländern reduziert sich die zeitgleiche kollektive Höchstlast.²⁰
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:

„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 Marktkopplung²¹) 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.

²⁰ R2b stellt für die Region Deutschland, Nachbarländer und Italien in 2014 einen Ausgleichseffekt der Jahreshöchstlast von 11 GW fest (r2b, 2014).

²¹ Die Grenzkuppelleitungen 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).

Die ENTSO-E Szenarien betrachten Deutschland bspw. als Teil des Länderblocks Dänemark-Deutschland-Tschechische Republik-Schweiz (ENTSO-E, 2014: 86). Zwar entsteht in Szenario B²² 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 Versorgungsengpässen 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 Pentilaterale 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.

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)

²²Das Szenario B („best-estimate“) basiert auf den den Netzbetreibern am wahrscheinlichsten erscheinenden Prognosen (ENTSO-E, 2014) und beinhaltet die Ausstiegspfade des Atomgesetzes.

2.2.1 Loss of Load Expectation und Expected Energy Not Served

Das Pentilaterale Forum (TSOs, 2015)²³ nutzt zur Prognostizierung der Versorgungssicherheit die Lastüberhangswahrscheinlichkeit bzw. Loss of Load Expectation. LOLE basiert auf einem probabilistischen Ansatz und gibt die Stunden pro Jahr an, in denen die Last die Erzeugungskapazitäten übersteigt. Dabei handelt es sich lediglich um ein statistisch konstruiertes Szenariojahr.

Manche europäische Länder nutzen LOLE bereits als Indikator der Versorgungssicherheit und haben eine gesetzliche Festlegung getroffen, bspw. um die Größe ihrer strategischen Reserve zu bestimmen (Tabelle 2).

Tabelle 2: Verbindliche Versorgungssicherheitsstandards in verschiedenen europäischen Ländern

Land	LOLE
Frankreich	3 h/a
Großbritannien	3 h/a
Belgien	3 h/a
Niederlande	4 h/a
Irland	8 h/a

Quelle: CEER (2014)

Der Nachteil des LOLE-Indikators ist, dass er zwar die Häufigkeit und Länge des Ausfalls (in Stunden) angibt, nicht aber die Schwere des Ausfalls, also wie viel Leistung vom Ausfall betroffen ist. Der Indikator Energy not Served (ENS) bzw. die Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit drückt die Schwere des Stromausfalls aus, gemessen am Stromverbrauch in GWh, der in einem Jahr möglicherweise aufgrund von Kapazitätsengpässen nicht gedeckt werden könnte. Um die Vergleichbarkeit zwischen Ländern herzustellen, kann der Indikator als Anteil des Jahresverbrauchs (in GWh) wiedergegeben werden.

Die Szenarien der europäischen Netzbetreiber ergeben für Deutschland sowohl für den Winter 2015/2016 als auch für 2020/21 einen LOLE-Wert von 0 (Tabelle 3). Da sich für Deutschland in den Berechnungen eine LOLE von 0 ergibt, liegt die EENS ebenfalls bei 0 GWh; alle Stromnachfrage kann bedient werden.

Tabelle 3: Resultate der Versorgungssicherheitsanalyse für Loss of Load Expectation [LOLE] und Energy not Served [ENS] (in GWh) für Deutschland für 2015/16 und 2020/21

LOLE in 2015-2016		LOLE in 2020-2021		ENS in 2015-2016		ENS in 2020-2021	
In GWh							
Ø Ergebnisse	P 95*	Ø Ergebnisse	P 95*	Ø Ergebnisse	P 95*	Ø Ergebnisse	P 95*
0	0	0	0	0	0	0	0

*P 95: Der 95-Prozent-Bereich bezeichnet Werte oberhalb 95 % der Ergebnisse, konkret die 11 höchsten LOLE/ENS-Werte der 220 TSOs-Simulationsergebnisse.

Quelle: TSOs (2015)

Um die verbleibende Sicherheitsmarge darzustellen, ist es zudem möglich, in den Szenarien die „verbleibende Leistung zum Zeitpunkt der Höchstlast“, also die Überschusskapazität nachdem die Höchstlast gedeckt wurde, zu erfassen. Für Deutschland beträgt die Überschusskapazität in den

²³ An der Erstellung des Berichts (TSOs, 2015) waren Amprion, Tennet D, Tennet NL, APG, CREOS, RTE, Swissgrid und Elia beteiligt.

Szenarien des Pentalateralen Forums (TSOs, 2015) z.B. in 70 % der simulierten Fälle über 6 GW für das Jahr 2015/16 und 4 GW für das Jahr 2020/21.

Im Betrachtungsjahr 2020/21 wären allerdings noch 8 GW nuklearer Kraftwerkskapazitäten am Netz. Der vollständige Atomausstieg wird von diesen Szenarien also leider nicht erfasst. Die Berechnungen des Pentalateralen Forums zeigen jedoch, dass sich eine regionale Betrachtungsweise der Versorgungssicherheit bereits entwickelt hat und dass die ersten Berechnungen nicht auf Risiken für die Versorgungssicherheit hindeuten, obwohl der Anteil gesicherter Kapazitäten geringer und der Anteil fluktuierender Erneuerbarer höher wird. Von diesen Ergebnissen lässt sich ableiten, dass erst recht 2015 mit einem höheren Anteil fossiler Kapazitäten die Versorgung ohne Atomkraftwerke als sicher einzuschätzen ist.

2.2.2 Lastausgleichswahrscheinlichkeit

Es liegen auch erste Szenarienberechnungen für den Zeitraum nach 2022 (kompletter Atomausstieg nach Atomgesetz) vor. Consentec & r2b (2015) haben im Auftrag des BMWi die Lastausgleichswahrscheinlichkeit bzw. die Load Balancing Probability (LBP) berechnet. LBP beschreibt, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Last unter Berücksichtigung der verfügbaren Erzeugung und nutzbarer Lastmanagementpotenziale ohne weitere Maßnahmen vollständig gedeckt werden kann (Consentec & r2b, 2015). Im internationalen Raum wird sehr häufig auch die Loss of Load Probability (LOLP) angegeben, also die Wahrscheinlichkeit, dass die Last *nicht* gedeckt werden kann.

Die Berechnungen der Lastausgleichswahrscheinlichkeit für Deutschland von Consentec & r2b (2015) für die Stichjahre 2015, 2020 und 2025 kommen zum Ergebnis, dass ein Lastausgleich in 100 % der Fälle möglich ist (Tabelle 4). Die probabilistischen Berechnungen basieren auf einer stochastischen, grenzüberschreitenden und zeitgekoppelten Simulation. Es wurden historische Wetterjahre und entsprechende Einspeisungen erneuerbarer Energien mit einer Vielzahl möglicher Stromverbrauchs- und Kraftwerksausfallvarianten zu 999 Last-/Erzeugungsszenarien kombiniert. Der Entwicklung des Kraftwerksparks liegen die „best-guess“-Prognosen (Szenarien B) von ENTSO-E (2014) zu Grunde, bei denen in 2015 noch 12 GW Atomkraftwerke, 2020 8 GW und 2025 0 GW am Netz sind. Bei Betrachtung von Deutschland in einer Gruppe mit benachbarten Ländern wurde in nahezu allen Fällen für alle Länder ein Lastausgleich realisiert.

Tabelle 4: Lastausgleichswahrscheinlichkeit in drei Stichjahren je Land bei einer länderübergreifenden Betrachtung nach Consentec & r2b (2015)

Land	Stichjahr 2015	Stichjahr 2020	Stichjahr 2025
Österreich	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %
Belgien	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %	99,99999 %
Schweiz	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %
Tschechische Republik	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %
Deutschland	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %
Dänemark	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %
Frankreich	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %	99,99994 %
Italien	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %
Luxemburg	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %
Niederlande	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %
Norwegen	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %
Polen	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %
Schweden	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %	Nahezu 100 %

Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis von Consentec & r2b (2015)

Die Ergebnisse der Berechnungen von Consentec & r2b (2015) sind für die Fragestellung der vorliegenden Studie, ob ein sofortiger Atomausstieg möglich wäre, insoweit aufschlussreich, als für das Jahr 2025 ein Szenario ohne deutsche Atomkraftwerke vorliegt. Dieses Szenario kann zwar auf die Situation in 2015 nicht direkt übertragen werden, da die in diesem Szenario in 2025 installierte EE-Leistung mit 137 GW um über 50 % höher liegt als in 2015 und die fossilen Kapazitäten um 15 % reduziert sind. Es wird aber deutlich, dass sich aus einer negativen Leistungsbilanz nicht zwangsläufig eine Bedrohung der Versorgungssicherheit ergibt und die Versorgung sich trotz Atomausstieg und einem sehr hohen EE-Anteil sicherstellen lässt.

2.3 Fazit: Ablösung der Leistungsbilanz

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.

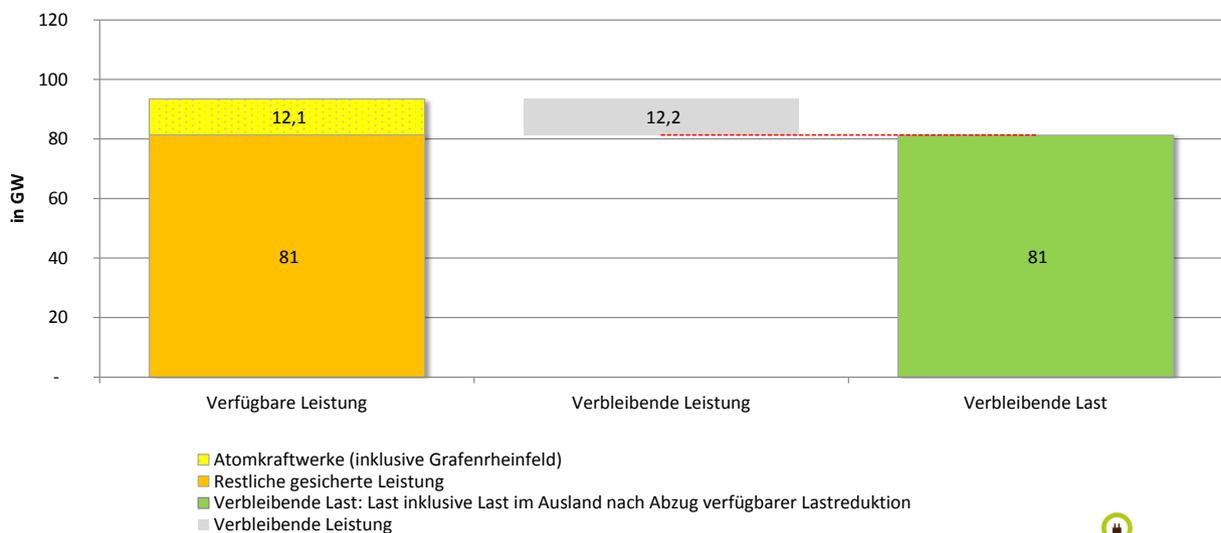
Den bisherigen Szenarioberechnungen (TSOs, 2015, Consentec & r2b, 2015) unterliegen die Vorgaben des Atomgesetzes zum Atomausstieg. Für die Zeit nach 2022 wird in den Szenarien ein gleichbleibend hohes Niveau an Versorgungssicherheit nachgewiesen. Im Vergleich zwischen den Indikatoren zeigen die neuartigen, 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 Factsheet 3: Die nationale Leistungsbilanz bei einem sofortigen Atomausstieg in 2015

Die Leistungsbilanz, wie sie in Factsheet 1 in ihrer Funktionsweise dargestellt wurde, ist das im EnWG vorgeschriebene Mittel, um Versorgungssicherheit zu beschreiben. Auf dieser Basis soll im Folgenden geprüft werden, ob ein Atomausstieg im Jahr 2015 möglich wäre.

In der Bilanz von September 2014 belief sich der für 2015 prognostizierte Leistungsbilanzüberschuss unter den oben beschriebenen Annahmen auf 12,2 GW (ÜNB, 2014).²⁴ Darin enthalten sind alle 12,1 GW AKW-Kapazitäten (Abbildung 6) inklusive Grafenrheinfeld. Bilanziell könnte also auf alle AKW verzichtet werden, zumindest bei nationaler Betrachtung von Deutschland als Netzinsel mit vollständiger Übertragbarkeit von Strom (sog. „Kupferplattenideal“) und ohne nähere Betrachtung der Netzstabilität. Ein sofortiges Abschalten aller Atomkraftwerke in 2015 würde nämlich immer noch zu einer positiven Leistungsbilanz von 0,1 GW²⁵ führen. Unter den Annahmen der Leistungsbilanz wäre damit die Stromerzeugung selbst bei einem extrem unwahrscheinlichen Worst-Case-Szenario zu jedem Zeitpunkt gesichert.

Abbildung 6: Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber 2014



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis ÜNB (ÜNB, 2014)

Als weiterer Nebeneffekt würde das sofortige Abschalten der Atomkraftwerke zu einer Erhöhung der derzeit extrem niedrigen Börsenstrompreise führen und damit das Ausscheiden von fossilen Kapazitäten wie etwa Gaskraftwerken aus wirtschaftlichen Gründen verzögern. Die Szenarien von Energy Brainpool (2015) zum Teilausstieg aus der Kohleerzeugung errechnen für den Abgang von 15 GW eine marktpreissteigernde Wirkung am Großhandelsmarkt von 9 Euro/MWh in 2015. Diese würde sich durch die damit einhergehende Reduktion der EEG-Umlage in einer Strompreissteigerung für Privatkunden von ca. 0,6 Ct/kWh auswirken (in 2015 lagen Strompreise für private Neukunden bei etwa 23 Ct/kWh). Da der Abgang atomarer Kapazitäten mit 12 GW etwas niedriger liegt, dürfte auch der Preiseffekt etwas niedriger liegen.

²⁴ Die verbleibende Leistung fällt damit niedriger aus als noch in der Leistungsbilanz 2013 mit 13,9 GW für 2015 angenommen (ÜNB, 2013).

²⁵ Durch die Abnahme der AKW-Kapazitäten sinkt auch die mögliche Ausfallmenge im Kraftwerkspark.

4 Factsheet 4: Verfügbare Kraftwerkskapazitäten in Süddeutschland

Bei nationaler und bilanzieller Betrachtung auf Basis der Leistungsbilanz (ÜNB, 2014) wäre auch ein sofortiger Ausstieg aus der Atomkraft ohne erzeugungsseitige Einschränkung der Versorgungssicherheit möglich. Sowohl die Betrachtung der Leistungsbilanz als auch modernere Formen der transnationalen probabilistischen Untersuchung attestieren Deutschland ein konstant hohes Versorgungsniveau bis in das Untersuchungsjahr 2025. Diese Abschätzungen gehen jedoch für die Betrachtung innerhalb eines Staates 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.

Diese Kupferplatte wird aber durch das deutsche Übertragungsnetz aktuell nicht gewährleistet. Wie bereits in arepo (2014) diskutiert, ist das Erzeugungsungleichgewicht kombiniert mit den Transportengpässen zwischen Nord- und Süddeutschland²⁶ der Hauptanlass für die steuernden Eingriffe der Netzbetreiber zum Zwecke der Netzsicherheit. Diese steuernden Eingriffe werden oft als Indiz dafür verwandt, dass der Netzausbau dringend vorangetrieben werden müsse und ohne ihn sowie ohne Atomkraft der Blackout in Süddeutschland drohe.

4.1 In 2015 verfügbare Kraftwerkskapazitäten in Süddeutschland

Bei einer Betrachtung als „Stromnetzinsel“ verfügt Süddeutschland bereits seit einigen Jahren nicht mehr über genügend am Markt befindliche Erzeugungskapazitäten, um sich auch zum Zeitpunkt der angenommenen Jahreshöchstlast „autark“ versorgen zu können.

Es besteht in Deutschland ein Kapazitätsgradient: 68 GW der 96 GW am Markt befindlichen konventionellen Stromerzeugungskapazitäten,²⁷ die in die Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs (BNetzA, 2015) eingehen, befinden sich nördlich dieses Engpasses, 28 GW südlich. 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. Zur Einordnung dieser Angaben: Diese sind nicht direkt mit den Angaben der Leistungsbilanz 2014 (ÜNB, 2015) vergleichbar, da hier die Netzreserve erst anschließend berücksichtigt wird. Im Gegensatz zur Leistungsbilanz 2014 ist darüber hinaus in den Reservekraftwerksberechnung für den Winter 2015/2016 AKW Grafenrheinfeld mit 1,3 GW nicht länger enthalten. Reserve- und Systemdienstleistungen wurden der Einfachheit halber konstant gehalten und prozentual auf die Kapazitäten in Nord- und Süddeutschland verteilt (Abbildung 7).

Zudem besteht zwischen Nord- und Südregion ein Netzengpass. Im Rahmen ihrer Untersuchungen zum Reservekraftwerksbedarf definiert die Bundesnetzagentur den Verlauf zwischen Nord- und Süddeutschland entlang des 50,4°-Breitengrades,²⁸ um den Engpassverlauf zu beschreiben. Das Übertragungsnetz ermöglicht zwar einen sicheren Transport von mehr als 12 GW von Nord- nach Süddeutschland (50Hertz, 2015), tatsächlich überschreiten aber die Stromeinkäufe in Norddeutschland fast täglich die Netzkapazitäten, denn die Kraftwerke in Süddeutschland sind tendenziell teurer, da in Norddeutschland mehr Braunkohle- wie auch mehr Windstrom verfügbar ist. Bereits heute existiert regelmäßig ein noch größerer Stromfluss von Norddeutschland nach Süddeutschland, teilweise z.B. auch als Ringfluss über die östlichen Nachbarstaaten. Dieser wird vom Strompreisgefälle und dem dadurch attraktiven Export nach Südeuropa verursacht – die norddeutschen Kraftwerke verkaufen Strom nicht

²⁶ Die regionale Unterscheidung in Nord- und Süddeutschland verläuft basierend auf der Definition der ÜNB (BNetzA, 2015) entlang der geographischen Breite 50,4°.

²⁷ Die konventionellen Kapazitäten umfassen hier fossile und atomare Kapazitäten sowie Abfall, Mineralöl, Pumpspeicher und sonstige Erzeugungseinheiten.

²⁸ Zur Orientierung: Dieser verläuft zwischen Frankfurt/Main und Gießen.

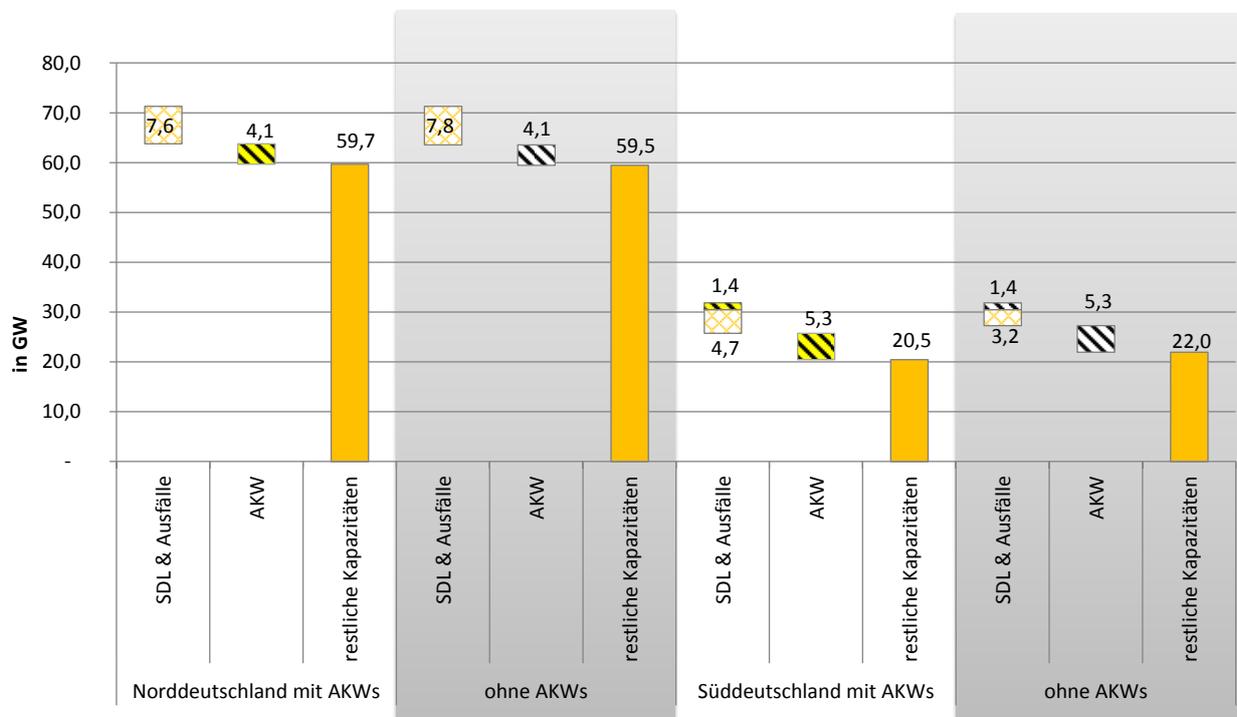
nur nach Süddeutschland, sondern auch nach Italien und Österreich. Dieser benutzt die gleichen Transportwege, was regelmäßig zur Überlastung der Stromnetzengpässe führt.

4.2 Verfügbare Kraftwerkskapazitäten in Süddeutschland bei sofortigem Atomausstieg

Würden in 2015 nicht nur das AKW Grafenrheinfeld, sondern auch die restlichen acht AKW bundesweit vom Netz gehen, fielen in Süddeutschland weitere 7 GW Kraftwerkskapazitäten weg.

Abbildung 7 stellt die Entwicklung der verfügbaren Kapazitäten auf Basis des Dunkelflaute-Szenarios der BNetzA (siehe Textbox 1) vor und nach einem sofortigen Atomausstieg dar. Die verfügbaren Kapazitäten reduzieren sich in Norddeutschland auf 59 GW und in Süddeutschland auf 22 GW (in Abbildung 7 jeweils grau hinterlegt).

Abbildung 7: Installierte Kapazitäten in Nord- und Süddeutschland jeweils im Szenario mit (in Weiß) und ohne AKW (alle ohne Grafenrheinfeld)



■ Systemdienstleistungen und Ausfälle*
 ■ Atomkraftwerk
 ■ AKW-Ausfälle
 ■ restliche Kapazitäten
 ■ abgeschaltete Atomkraftwerke

*Die Reserve für Systemdienstleistungen wurde konstant gehalten, aber prozentual zur Stromerzeugung verteilt, daher differiert sie zwischen den Szenarien.



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis des Szenarios Dunkelflaute 2015/2016 (BNetzA, 2015)

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 1,1 GW im Norden abgezogen. Für Süddeutschland wurden keine abschaltbaren Lasten berücksichtigt (vgl. auch Abbildung 5).

Textbox 1: Netzreserveberechnung mit dem Szenario Dunkelflaute-Starklast-Fall

Für die Berechnung der Netzreserve (BNetzA, 2015) werden verschiedene Szenarien für die Erzeugung und den Verbrauch berechnet. Das Betrachtungsszenario Dunkelflaute-Starklast-Fall 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. Maßgeblich für die Größe der Netzreserve ist allerdings nicht das Dunkelflaute-Szenario, sondern das Szenario Starkwind-Starklast, das aber für die hier betrachtete Frage der Versorgungssicherheit nicht zentral ist. Die Netzreserve belief sich in 2014/2015 auf 3,6 GW. Die Summe der seit 2012 im Rahmen der Netzreserve zu unterschiedlichen Zeitpunkten in Süddeutschland, Österreich, der Schweiz und Italien kontrahierten Kraftwerke, wie sie auch in Abbildung 8 dargestellt ist, belief sich auf 5,6 GW. Im Winter 2015/2016 soll mit 6,7 bis 7,8 GW die höchste jemals akquirierte Netzreserve unter Vertrag genommen werden.

Aus der Betrachtung der regionalen Leistungsbilanz ergibt sich, dass bei Abschaltung aller Atomkraftwerke in Norddeutschland selbst bei Höchstlast, Dunkelheit und Flaute in 2015 noch Kraftwerksüberkapazitäten von 6 GW am Netz wären. Süddeutschland hingegen müsste ohne AKW in dieser fiktiven (Ausnahme-)Situation rechnerisch 11 GW aus der Netzreserve, also außerhalb des Marktes, aus Norddeutschland oder aus dem Ausland beziehen. Der Bezug von 11 GW Leistung stellt dabei kein grundsätzliches Problem dar. Allein 6 GW der in diesem Szenario zur Deckung der angenommenen Lastspitze kurzzeitig fehlenden 11 GW könnten durch Kraftwerke gedeckt werden, die bereits in den vergangenen Jahren zu unterschiedlichen Zeitpunkten als Netzreserve unter Vertrag genommen wurden. Darüber hinaus stehen in Norddeutschland 6 GW Überkapazitäten bereit, die über die bereits bestehenden Stromleitungen nach Süddeutschland transportiert werden können (50Herz, 2015) – derlei Stromeinkauf in Norddeutschland und sein Transport nach Süddeutschland ist seit vielen Jahren alltägliche Realität. Selbst unter so ungünstigen Bedingungen, wie sie die BNetzA in ihrem Dunkelflaute-Szenario annimmt, stünde also auch ohne AKW sowohl in Nord- als auch in Süddeutschland genügend Erzeugungs- und Übertragungskapazität zur Verfügung.

Abbildung 8: Leistungsbilanz für Nord- und Süddeutschland ohne AKW



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des Szenarios „Dunkelflaute 2015/2016“ (BNetzA, 2015)

Abbildung 9 stellt die gesicherten Kapazitäten in Deutschland und den Nachbarländern Luxemburg, Österreich, Schweiz und Italien (auf Basis des Szenarios B von ENTSO-E, 2014) dar.²⁹ Bei der Berechnung sind alle AKW in Deutschland und in der Schweiz abgezogen worden. Um Doppelzählungen zu vermeiden, wurde die für Deutschland im Ausland kontrahierte Netzreserve von der dort verfügbaren Leistung abgezogen. Die Lastangaben folgen den Annahmen für zeitgleich in Deutschland und den Nachbarländern auftretende Lasten des Szenario Dunkelflaute und stellen in den Nachbarländern zwar hohe Lasten, aber nicht immer die Jahreshöchstlast dar (BNetzA, 2015). Abbildung 9 zeigt, dass auch in den Nachbarländern genügend Kapazitäten zur Verfügung stehen, um Süddeutschland im Zweifelsfall mit zu versorgen, dementsprechend besteht für die südlichen Industriezentren auch keine einseitige Abhängigkeit von Norddeutschland.

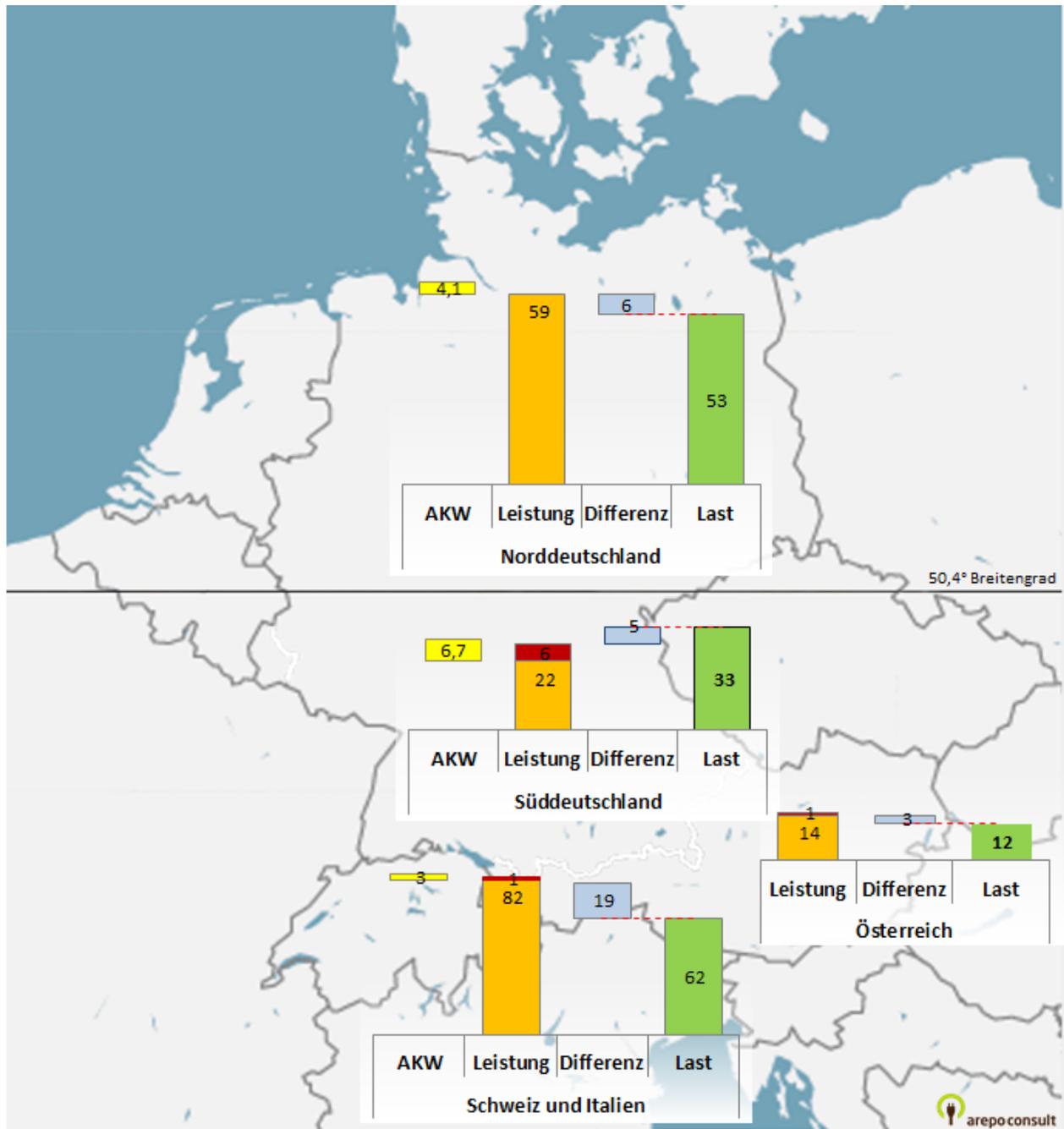
Obwohl das Verhältnis von gesicherten Kapazitäten zur Last allein nicht ausreichend ist, um die Versorgungssicherheit abschließend zu beurteilen – für eine umfassende Betrachtung müssten

²⁹ Kraftwerksausfälle und Systemdienstleistungsreserve wurden den ENTSO-E Daten entnommen. Kraftwerke in Luxemburg und Österreich, die ins deutsche Netz einspeisen, wurden abweichend von ENTSO-E der deutschen Kraftwerkskapazität zugerechnet.

zusätzlich netzsichernde und -stabilisierende Fähigkeiten des Kraftwerksparks wie Reserveleistung und Fähigkeit zum Netzwiederaufbau berücksichtigt werden – wird aus der vereinfachten, statischen Betrachtung bereits deutlich, dass selbst bei einem sofortigen Atomausstieg genügend Kapazitäten in der Gebotszone³⁰ Deutschland-Österreich zur Verfügung stehen, um die Versorgung Süddeutschlands auch zu Spitzenlastzeiten zu gewährleisten.

³⁰ Gebotszonen bezeichnen ein Netzgebiet, in dem die Teilnehmer am Energiemarkt ihre Gebote bspw. am Spotmarkt abgegeben können, sie müssen für ihre Käufe dabei keine Transportkapazitäten sichern.

Abbildung 9: Darstellung des Verhältnisses von Last und gesicherten Kapazitäten für 2015 in regionaler Perspektive – ohne AKW in Deutschland und der Schweiz



- Atomkraftwerke (ohne Grafenheinfeld)
- Am Markt verfügbare Kapazitäten abzüglich Kraftwerksausfällen und AKWs
- In der Vergangenheit für Deutschland kontrahierte Reserve
- Zeitgleiche Last im Szenario Dunkelflaute inklusive Netzverluste
- Differenz: Überkapazitäten/ Zusätzlich zu kontrahierende Reservekraftwerke

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BNetzA (2015) und ENTSO-E (2014)

5 Factsheet 5: 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.

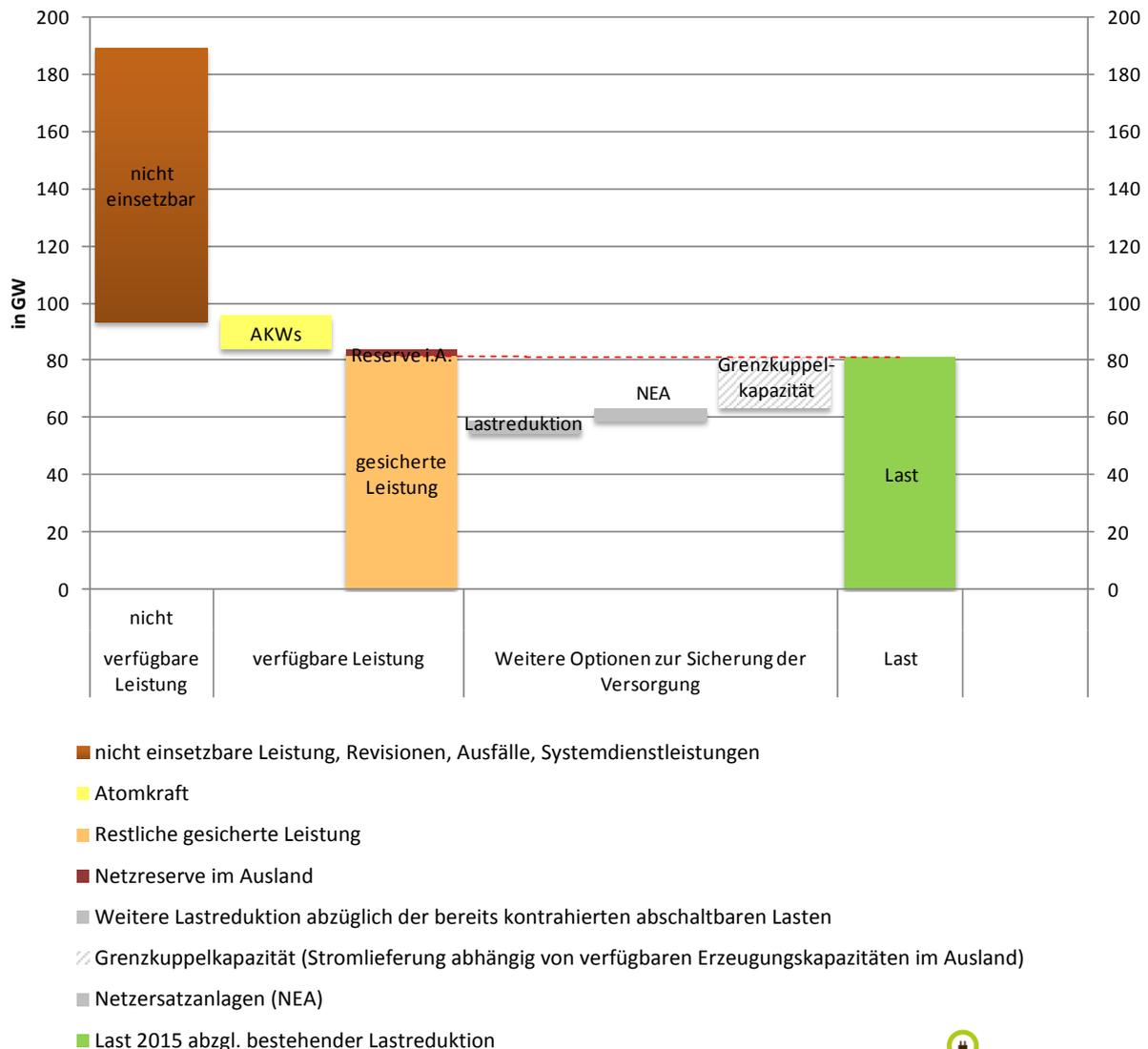
5.1 Kurzfristige Möglichkeiten zur Verbesserung der Leistungsbilanz

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 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 (BMW, 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.

Abbildung 10: Nationale Leistungsbilanz 2015 ohne Atomkraftwerke mit zusätzlichen Optionen zur Verbesserung der Leistungsbilanz



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten von ÜNB (2014), r2b (2014) und ENTSO-E (2014b)

Wie dargestellt, erlaubt der Leistungsbilanzüberschuss von 12,2 GW (ÜNB, 2014) zusammen mit den weiteren Optionen zur Sicherung der Versorgung wie der Kontrahierung ausländischer Netzreserven, marktbasierter Stromimporte, der verstärkten Nutzung von Lastmanagement und der Einbindung von Notstromaggregaten kurzfristig die Erhöhung der Versorgungssicherheit, selbst bei Reduktion des bestehenden Kraftwerksparks.

5.2 Mittelfristige Möglichkeiten zur Verbesserung der Leistungsbilanz

Weitere mittelfristige Möglichkeiten sind der Ausbau dezentraler **KWK-Anlagen**, um zukünftig mehr fossile gesicherte Leistung vorzuhalten. Ein Erreichen der KWK-2020-Ziele ist allerdings fraglich, da, um das 25 %-Ziel zu erreichen, die KWK-Stromerzeugung im Jahr 2020 gegenüber den Prognosen des Jahres 2014 von 98 auf 147 TWh gesteigert werden müsste (Prognos et al., 2014). 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-, Deponie- und Grubengasanlagen** 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 Flexibilitätsprämie³¹ eingeführt. Nach den Regelungen des EEG 2014 müssen alle neuen größeren Anlagen³² 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 Biomasseanlagen³³ 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.

Speichertechnologien erleben aktuell eine enorme technische Weiterentwicklung. 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.

³¹ Die Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen beträgt 130 Euro pro Kilowatt flexibel bereitgestellter zusätzlich installierter Leistung und Jahr (§ 54 EEG 2014).

³² Die verpflichtende Direktvermarktung gilt bis Ende 2015 für Anlagen > 500 Kilowatt und ab 2016 für Anlagen > 100 Kilowatt (§ 37 EEG 2014).

³³ Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie.

5.3 Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit: die lokale Hightech-Versorgung

Wie die Diskussion zeigt, besteht bereits heute in Süddeutschland – egal ob mit einem Atomausstieg in 2015 oder nach dem aktuellen Fahrplan – ein Defizit an Kraftwerkskapazitäten für eine lokal autonome Stromversorgung. Das Stromsystem wäre aktuell auch ohne Atomkraft beherrschbar. Zudem kann eine frühzeitige Umstellung auf neue Wege bei der Sicherung der Versorgung weitere Innovationsimpulse geben, um besser in ein System mit geringen Anteilen konventioneller Kapazitäten überzugehen. Die hier vorgeschlagenen Maßnahmen können dabei helfen, unnötigen Kapazitätsausbau im Netz wie im Energieerzeugungsbereich zu vermeiden und die Netzsicherheit zu erhöhen.

Wenn man die Maßnahmen in der Zusammenschau betrachtet, ergibt sich daraus die Möglichkeit, Süddeutschland zu einem Hightech-Standort für Energiesystemmanagement auszubauen. Neben Dänemark könnte damit international ein zweites Vorbild für ein Energiesystem der Zukunft in Mitteleuropa entstehen, verbunden mit den entsprechenden positiven Innovations- und Wirtschaftsimpulsen. Die Innovationskraft Bayerns, Baden-Württembergs und Hessens sowie die starke Verankerung der erneuerbaren Energien Sonne und Biomasse in der Region bieten hierfür optimale Voraussetzungen. Konform mit der ablehnenden Haltung gegenüber Großprojekten insbesondere Bayerns kann sich hier ein Energiewendeökosystem von unten entwickeln – wenn die regulatorischen, rechtlichen (z.B. informationsrechtlichen) und technischen Weichen entsprechend gestellt werden.

Auch ohne fortgeschrittene Digitalisierung sind jedoch Maßnahmen möglich, die einen wesentlichen Beitrag zu leisten vermögen, dazu gehören bereits flexible Lasten, Notstromaggregate und der internationale Stromaustausch. Mittelfristig können der Ausbau dezentraler KWK-Anlagen, eine den Bedarfen des Netzes angepasste Fahrweise von Biogasanlagen, z.B. durch die Ausstattung mit Biogasspeichern, sowie die langfristige Etablierung der Reservekraftwerke als strategische Reserve und die Nutzung von Speichertechnologien einen weiteren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Diese Elemente sind hilfreich, um sowohl den Übergang in ein EE-System als auch den Atomausstieg zu flankieren. Dabei sind diese Maßnahmen, wie in Abschnitt 2 dargestellt, keine Voraussetzung für die sofortige Abschaltung der Atomkraftwerke, sondern sinnvolle Ergänzungen.

6 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 Gesamtabschaltleistung 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.

7 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).
- [ACER, 2011]: Agency for the Cooperation of Energy Regulators (2011) Framework guidelines on capacity allocation and congestion management for electricity.
http://www.acer.europa.eu/Electricity/FG_and_network_codes/Electricity%20FG%20%20network%20codes/FG-2011-E-002.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).
- [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 BMWi vom März 2015. Berlin, den 13.04.2015.
- [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/Versorgungsqualit%C3%A4t/Versorgungsqualit%C3%A4t-node.html (Besucht im Mai 2015).
- [BNetzA, 2014]: Bundesnetzagentur (2014) Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/2015 sowie die Jahre 2016/2017.
- [BNetzA, 2014b]: 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 (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]: Bundesnetzagentur (2015) Liste der Kraftwerksstilllegungsanzeigen.
http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html

- [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).
- [CEER, 2014]: Council of European Energy Regulators (2014) Assessment of electricity generation adequacy in European countries
http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab3/C13-ESS-32-03_Generation%20Adequacy%20Assessment%20Elec_10-Dec-2013.pdf
- [Consentec & Frontier Economics, 2011]: Frontier Economics, Consentec (2011) Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts – ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung. Kurzfassung für die Bundesnetzagentur. Oktober 2011.
- [Consentec & r2b, 2015]: Consentec, r2b (2015) Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung. Im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- [Consentec, 2015b]: Consentec (2015) Economic efficiency analysis of introducing smaller bidding zones. Im Auftrag von European Energy Exchange AG und EPEX SPOT SE.
- [dena, 2010]: Deutsche Energie-Agentur GmbH (2010) Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020.
- [DIW, 2015]: DIW (2015) Energiewende und Strommarktdesign: Zwei Preiszonen für Deutschland sind keine Lösung. DIW Wochenbericht Nr. 9.2015.
- [Energy Brainpool, 2015]: Energy Brainpool (2015) Auswirkungen eines partiellen Kohleausstiegs. Im Auftrag von Greenpeace.
- [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.
- [Frontier Economics, 2014]: Frontier Economics (2014) If Germany was split into several bidding areas, would they go for a system price? ELFORSK – Market design seminar, Stockholm, 19 May 2014.
www.elforsk.se/Documents/Market%20Design/seminars/DAM/4_FrontierEconomics.pdf. (Besucht im Mai 2015).
- [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

- [Prognos et al., 2014]: Prognos AG, Fraunhofer IFAM, IREES, BHKW-Consult (2014) Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Im Auftrag des BMWi. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/potenzial-und-kosten-nutzen-analyse-zu-den-einsatzmoeglichkeiten-von-kraft-waerme-kopplung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Besucht im Juni 2015).
- [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 Biomassennutzung“ (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).