



Bericht der deutschen Übertragungs- netzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016

Stand 30.09.2016

Inhalt

1. Einleitung	3
2. Prinzip der Leistungsbilanz	5
2.1. Grundlagen	5
2.2. Definitionen und Datengrundlage.....	6
2.2.1. Betrachtungszeitpunkte.....	6
2.2.2. Installierte Netto-Engpassleistung	6
2.2.3. Revisionen.....	7
2.2.4. Ausfälle	7
2.2.5. Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt.....	9
2.2.6. Reserve für Systemdienstleistungen und gesicherte Leistung.....	12
2.2.7. Last.....	13
2.2.8. Verbleibende Leistung und Vergleich mit der Regelzonenhöchstlast.....	14
2.2.9. Berücksichtigung des benachbarten Auslandes.....	14
2.2.10. Kapazitätsreserve, Sicherheitsbereitschaft und Netzreserve.....	15
2.3. Grenzen der Betrachtung.....	16
3. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von 50Hertz Transmission.....	18
3.1. Methodik der Datenermittlung	18
3.2. Fazit.....	19
4. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von Amprion	20
4.1. Methodik der Datenermittlung	20
4.2. Fazit.....	22
5. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TransnetBW	24
5.1. Methodik der Datenermittlung	24
5.2. Fazit.....	25
6. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TenneT	27
6.1. Methodik der Datenermittlung	27
6.2. Fazit.....	28
7. Leistungsbilanz für das deutsche Energieversorgungssystem.....	29
7.1. Methodik der Datenermittlung	29
7.2. Fazit.....	29
A. Anhang.....	31
A.1. Datenblatt der Leistungsbilanz 50Hertz Transmission	31
A.2. Datenblatt der Leistungsbilanz Amprion	32
A.3. Datenblatt der Leistungsbilanz TransnetBW.....	33
A.4. Datenblatt der Leistungsbilanz TenneT	34
A.5. Datenblatt der Leistungsbilanz Gesamtdeutschland	35

1. Einleitung

Das gesamte elektrische Energieversorgungssystem setzt sich grundsätzlich aus drei Komponenten zusammen. Die erste Komponente sind die Einspeiser, welche die elektrische Leistung erzeugen. Die zweite sind die Verbraucher, welche die elektrische Leistung aufnehmen. Da die Leistung aber nicht immer genau dort produziert werden kann, wo sie benötigt wird, ist der Transport der Leistung über ein Übertragungs- und Verteilnetz notwendig. Dies ist die dritte Komponente.

Um dieses Gesamtsystem stabil aufrecht zu halten, ist eine Grundvoraussetzung, dass zu jeder Zeit die verfügbare Leistung der benötigten Leistung entspricht. Eine Möglichkeit, um dies zu bewerten, ist das Aufstellen einer Leistungsbilanz. Hierzu besteht schon seit einigen Jahren sowohl bei ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), als auch bei dessen Vorgängern eine etablierte Methodik der System Adequacy Bewertung.

Seit dem Jahr 2011 bis einschließlich 2015 ergab sich aus dem EnWG für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Aufgabe, eine Leistungsbilanz zu erstellen. Paragraph 12 Absatz 4 und 5 regelte diese Verantwortung:

„Betreiber von Erzeugungsanlagen, Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, Betreiber von Gasversorgungsnetzen, industrielle und gewerbliche Letztverbraucher und Lieferanten von Elektrizität sind verpflichtet, Betreibern von Übertragungsnetzen sowie vorgelagerten Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen auf Verlangen unverzüglich die Informationen einschließlich etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereitzustellen, die notwendig sind, damit die Übertragungsnetze sicher und zuverlässig betrieben, gewartet und ausgebaut werden können. Die Betreiber von Übertragungsnetzen sowie vorgelagerte Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben jeweils sicherzustellen, ihnen nach Satz 1 zur Kenntnis gelangte Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse ausschließlich so zu den dort genannten Zwecken zu nutzen, dass deren unbefugte Offenbarung ausgeschlossen ist. Die übermittelten Informationen sollen die Betreiber von Übertragungsnetzen insbesondere in die Lage versetzen, einen Bericht zu erstellen, der die Leistungsbilanz für ihren Verantwortungsbereich als Prognose und Statistik enthält. Die Regulierungsbehörde wird ermächtigt, nach § 29 Absatz 1 Festlegungen zu treffen zur Konkretisierung des Kreises der nach Satz 1 Verpflichteten, zum Inhalt und zur Methodik, zu Details der Datenweitergabe und zum Datenformat der Bereitstellung an den Betreiber von Übertragungsnetzen oder den vorgelagerten Betreiber von Verteilernetzen.“ (§ 12 Absatz 4 EnWG)

„Die Betreiber von Übertragungsnetzen haben den Bericht über die Leistungsbilanz nach Absatz 4 Satz 2 jeweils am 30. September eines Jahres an die Stelle zu übermitteln, die das Monitoring gemäß § 51 durchführt.“ (§ 12 Absatz 5 EnWG)

Hiernach waren die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich, einen Bericht zur Leistungsbilanz für ihren Verantwortungsbereich zu erstellen. Dieser Bericht musste jährlich zum 30.09. an das BMWi übermittelt werden.

Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) am 30. Juli 2016 ist die gesetzliche Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber zur Erstellung eines Berichtes über die Leistungsbilanz entfallen. Nach Paragraph 12 Absatz 5 des Strommarktgesetzes sind die ÜNB zukünftig verpflichtet, Informationen für die Zwecke des Monitorings an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zu übermitteln.

Da der Zeitpunkt, zu dem das Strommarktgesetz in Kraft tritt, Anfang 2016 noch nicht absehbar war, haben die ÜNB auch 2016 einen Bericht basierend auf der Methodik aus dem Vorjahr erstellt. Um die Ergebnisse allgemein zugänglich zu machen, haben sich die ÜNB entschlossen, den LBB 2016 zu veröffentlichen.

Da der Verantwortungsbereich der deutschen Übertragungsnetzbetreiber teilweise über das deutsche Staatsgebiet hinausgeht, werden die vorliegenden Informationen und Kennzahlen dahingehend angepasst, dass sie sich auf den „deutschen“ Anteil der jeweiligen Regelzone beziehen. Da sich insbesondere im Bereich Luxemburg und Österreich Teile der ausländischen Kraftwerkskapazität elektrisch nah am deutschen Netz befinden und in die deutschen Regelzonen einspeisen, werden diese zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten sowie ihnen entgegenstehende Lasten separat ausgewiesen.

Folgende unterschiedliche Betrachtungszeitpunkte sind dargestellt:

- Statistik (2015)
Der Betrachtungszeitpunkt für das Jahr 2015 ergibt sich aus der deutschlandweiten Jahreshöchstlast. Die deutschlandweite Jahreshöchstlast ist durch Aggregation der vorliegenden Lastzeitreihen der vier Regelzonen ermittelt worden.
- Prognose (2016)
Für die Prognose des Jahres 2016 ist der noch zu erwartende kritischste Zeitpunkt in Deutschland ausgewählt worden. Dieser liegt erwartungsgemäß in den Abendstunden eines Wochentages im Dezember. In Anlehnung an die bei ENTSO-E übliche Darstellung wird der 3. Mittwoch im Dezember um 19:00 Uhr betrachtet.
- Prognose (2017 – 2019)
Für die Prognose der Jahre 2017 – 2019 ist der zu erwartende kritischste Zeitpunkt in Deutschland ausgewählt worden. Dieser liegt erwartungsgemäß in den Abendstunden eines Wochentages im Januar. In Anlehnung an die bei ENTSO-E übliche Darstellung wird der 3. Mittwoch im Januar um 19:00 Uhr betrachtet.

2. Prinzip der Leistungsbilanz

2.1. Grundlagen

Die Leistungsbilanz stellt eine Betrachtung der Einspeise- und Lastsituation in einem Energieversorgungssystem zu einem bestimmten Zeitpunkt dar, an dem die Reserven der Einspeisungen ihren voraussichtlich geringsten und die zu deckende Last ihren voraussichtlich höchsten Wert annehmen. Dieser Zeitpunkt stellt für die Leistungsbilanz einen Extremwert dar. Somit kann unter Berücksichtigung der Unsicherheiten der Datenerhebung die voraussichtlich kritischste Situation bewertet werden.

Die Systematik ist schematisch in Abbildung 1 dargestellt. Betrachtet wird eine als gesichert anzunehmende Einspeisung. Diese entspricht der Leistung, die wirklich in das Netz eingespeist werden kann. Von der installierten Leistung sind verschiedene nicht verfügbare Anteile abzuziehen, um diese zu ermitteln.

Diese gesicherte Leistung wird dann der zu versorgenden Last gegenübergestellt. Die sich daraus ergebende Differenz (verbleibende elektrische Leistung als Ergebnis von gesicherter Leistung minus zu versorgende Last) erlaubt eine tendenzielle Bewertung des Systems. Ist der Wert positiv, steht ein entsprechender Puffer zur Versorgung zur Verfügung. Ist der Wert negativ, zeigt sich durch das Fehlen an verbleibender elektrischer Leistung eine gewisse Importabhängigkeit des untersuchten elektrischen Energiesystems für die betrachteten Situationen. Grundsätzlich sollte diese Methodik nur für tendenzielle Bewertungen verwendet werden. Die Ermittlung aller Daten hängt, insbesondere bei der Prognose, von sehr vielen Unsicherheiten ab. Außerdem sind Kennzahlen teilweise als Mittelwert aus Statistiken hergeleitet, sodass die Summe dieser Unsicherheiten eine entsprechende Ungenauigkeit hervorruft.

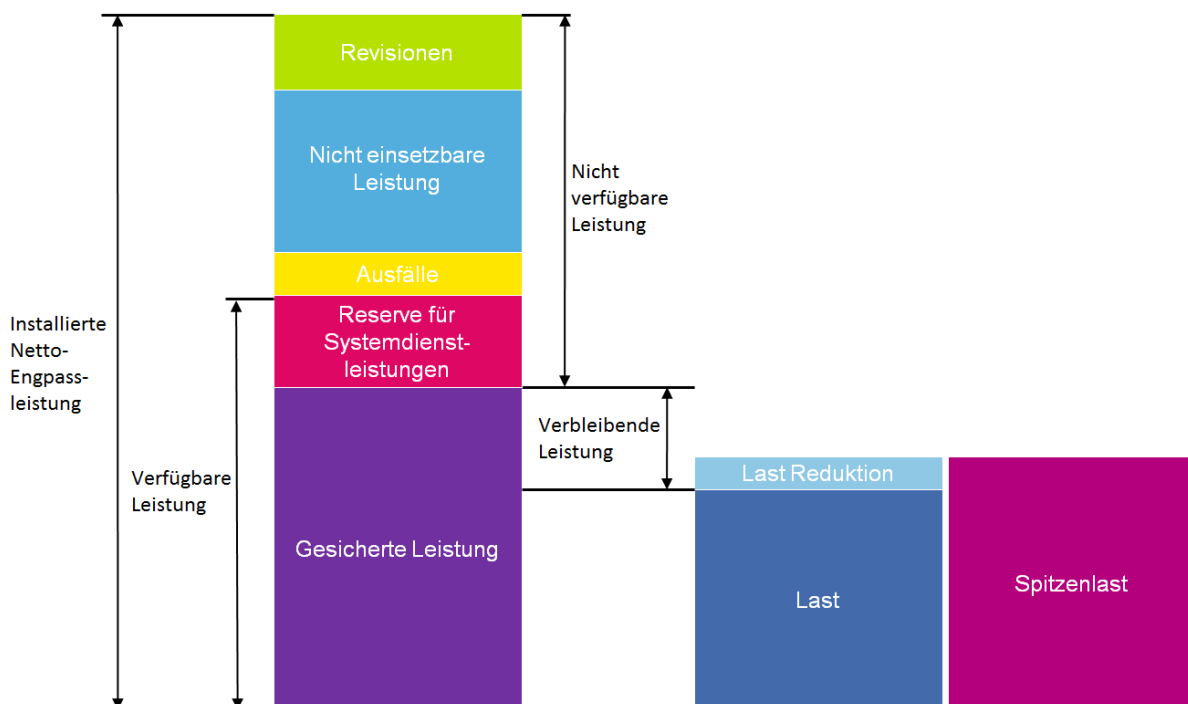


Abbildung 1: Systematik der Leistungsbilanz

2.2. Definitionen und Datengrundlage

Für die Erstellung der Leistungsbilanz des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems sind viele verschiedene Informationen notwendig. Um klar abzugrenzen, welche Aussagekraft die ermittelten Werte beinhalten und wo aktuell noch die Grenzen der Bewertbarkeit liegen, werden im Folgenden die verwendeten Begriffe, Informationen und Datenquellen genau definiert.

2.2.1. Betrachtungszeitpunkte

Entsprechend der mit dem BMWi abgestimmten Inhalte wird für die **Statistik** des Jahres **2015** die Situation zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in ganz Deutschland am 24.11.2015 um 17:30 Uhr untersucht (Spalte Jahreshöchstlast 2015). Hierzu wird zunächst der Maximalwert der zeitgleichen Summe der vier Regelzonenlasten ermittelt. Die zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung stehende Einspeiseleistung wird dieser Jahreshöchstlast gegenübergestellt. Zusätzlich ist die Differenz zur jeweiligen Regelzonenhöchstlast über die „Marge zur Höchstlast“ mit angegeben. Für die Daten zur verfügbaren Leistung wird soweit möglich auf die physikalischen Werte, wie z. B. die tatsächliche Windeinspeisung zu diesem Zeitpunkt, zurückgegriffen. Die übrigen Werte werden analog zu den bei der Prognose (s. u.) angewandten Verfahren ermittelt.

Zusätzlich wird die Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast **2015** auch noch einmal vollständig nach den Verfahrensweisen der unten beschriebenen Prognose, d. h. wie ein **Referenztag** betrachtet (Spalte Referenztag 2015). Dies ermöglicht im Rahmen der Genauigkeit der Daten den Vergleich der tatsächlich eingetretenen Situation mit den Ergebnissen des Prognoseverfahrens. Letztere beschreiben den kritischen Fall, der ebenfalls hätte eintreten können. Weiterhin ergibt sich auf diese Weise die Möglichkeit, das vergangene Jahr direkt mit den kommenden zu vergleichen, in dem man durchgängig die aus dem Prognoseverfahren erhaltenen Werte betrachtet.

Bei der Ermittlung der Werte für die **Prognose** wird zwischen dem Betrachtungszeitpunkt für das Jahr **2016** und für die Jahre 2017 – 2019 unterschieden. Für das Jahr 2016 bezieht sich die Prognose auf den 3. Mittwoch im Dezember um 19:00 Uhr, da der Referenztag im Januar bereits in der Vergangenheit liegt. Dieses Datum repräsentiert den erwartungsgemäßen Spitzenlastzeitpunkt zum Ende des Jahres.

Für die Betrachtung der Jahre **2017 – 2019** wird der bei ENTSO-E übliche 3. Mittwoch im Januar um 19:00 Uhr verwendet. Dieser Zeitpunkt repräsentiert erwartungsgemäß in etwa den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland.

2.2.2. Installierte Netto-Engpassleistung

Die **installierte Netto-Engpassleistung** beschreibt die Leistung einer Erzeugungseinheit, die von dieser dauerhaft an das Netz abgegeben werden kann. Sie wird begrenzt durch den leistungsschwächsten Anlagenteil, den Engpass. Die Bestimmung erfolgt per Messung. Die Netto-Engpassleistung kann sich nur langfristig verändern.

Berücksichtigt werden alle den Übertragungsnetzbetreibern bekannten Kraftwerke mit Standort im deutschen Teil ihrer Regelzonen, für die sowohl Anlagenstammdaten (Name, Standort, Anschlussnetzbetreiber, installierte Netto-Engpassleistung, Primärenergieträger usw.) als auch Einspeisedaten (siehe Ermittlung der Last) vorliegen. Für die Bestimmung der Anlagenstammdaten der Kraftwerke inklusive der Zuordnung zu den spezifischen Einspeisedaten wird derzeit neben internen Datensammlungen durch die 4 ÜNB (Kraftwerksliste auf Basis der BNetzA-Kraftwerksliste) auch eine i. d. R. jährliche Datenabfrage bei den Kraftwerks- und Verteilnetzbetreibern angewendet.

2.2.3. Revisionen

Die Kennzahl Revisionen spiegelt die durch (geplante) Revisionen nicht zur Verfügung stehenden Einspeiseleistungen wider. Dieser Wert basiert auf den Meldungen von Kraftwerkseinsatzplanungsdaten durch Betreiber von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von elektrischer Energie an die ÜNB, die so genannten KWEP-Daten gemäß BNetzA-Beschluss BK6-13-200 (nachfolgend KWEP genannt). Im Rahmen dieses Datenaustausches sind alle Betreiber von Anlagen mit Anschluss an die Spannungsebene 110 kV und höher sowie einer Netto-Nennleistung von größer oder gleich 10 MW verpflichtet, u. a. geplante Nichtverfügbarkeiten an die ÜNB zu melden. Für kleinere Kraftwerke, deren Nichtverfügbarkeiten nicht mittels KWEP erfasst werden, wurde eine Abschätzung auf Basis der Nichtverfügbarkeitswerte des VGB¹ vorgenommen.

2.2.4. Ausfälle

Die Kennzahl Ausfälle (exklusive und inklusive Reservekraftwerke) gibt den Erwartungswert der zum Zeitpunkt der Höchstlast nicht verfügbaren Kraftwerksleistung bzw. in der Rückschau die tatsächlich ausgefallene Leistung an.

In den vergangenen Leistungsbilanzberichten wurde die Ausfalleistung je Primärenergietyp durch Multiplikation der installierten Kraftwerksleistung mit der spezifischen mittleren Nichtverfügbarkeit und Summierung dieser Werte über alle Primärenergietypen ermittelt. Die Ermittlung der Ausfalleistung erfolgte für jeden Übertragungsnetzbetreiber einzeln und ergab sich für Deutschland durch Zusammenfassung der vier Einzelwerte je betrachtetem Zeitpunkt.

Die Verwendung mittlerer Nichtverfügbarkeiten führt zu einer im Mittel erwarteten Ausfalleistung, während Situationen mit höheren – kritischen – Nichtverfügbarkeiten außer Betracht bleiben. Wie auch im vergangenen Leistungsbilanzbericht 2015 kommt daher mit der **rekursiven Faltung** ein verfeinertes Verfahren zur Bestimmung der Ausfalleistung zum Einsatz.

Die Methode der rekursiven Faltung ermöglicht die Ermittlung einer Verteilungsfunktion. Anhand dieser kann die Eintrittswahrscheinlichkeit eines bestimmten Ereignisses errechnet werden.

Im Bereich der Leistungsbilanzierung basiert das Vorgehen darauf, dass den einzelnen Kraftwerksblöcken mit ihren Erzeugungsleistungen zwei mögliche Zustände zugeteilt werden: Verfügbar und nicht verfügbar. Der Zustand der Nichtverfügbarkeit tritt dabei mit einer Wahrscheinlichkeit von (p) ein. Der Zustand der Verfügbarkeit tritt mit der Gegenwahrscheinlichkeit ein, welche daher $(1-p)$ beträgt. Dabei sind die Eintrittswahrscheinlichkeiten abhängig vom Kraftwerkstyp sowie dem Alter und der Leistung des Blocks.

Die Eintrittswahrscheinlichkeiten der einzelnen Permutationen der verfügbaren Leistungen des Gesamtsystems werden absteigend geordnet und kumuliert. Hierdurch können die Wahrscheinlichkeiten bestimmt werden, bei der das Gesamtsystem eine bestimmte Mindestleistung sicherstellen kann. Anhand des im Folgenden beschriebenen, stark vereinfachten, Beispiels in Abbildung 2, soll die Methode der rekursiven Faltung erläutert werden.

Betrachtet wird ein fiktives Gesamtsystem bestehend aus drei Kraftwerksblöcken A, B und C mit jeweiligen Leistungen von 50, 100 und 200 MW. Jeder Kraftwerksblock hat dabei eine eigene Wahrscheinlichkeit für eine Nichtverfügbarkeit.

¹ [VGB e.V.](#)

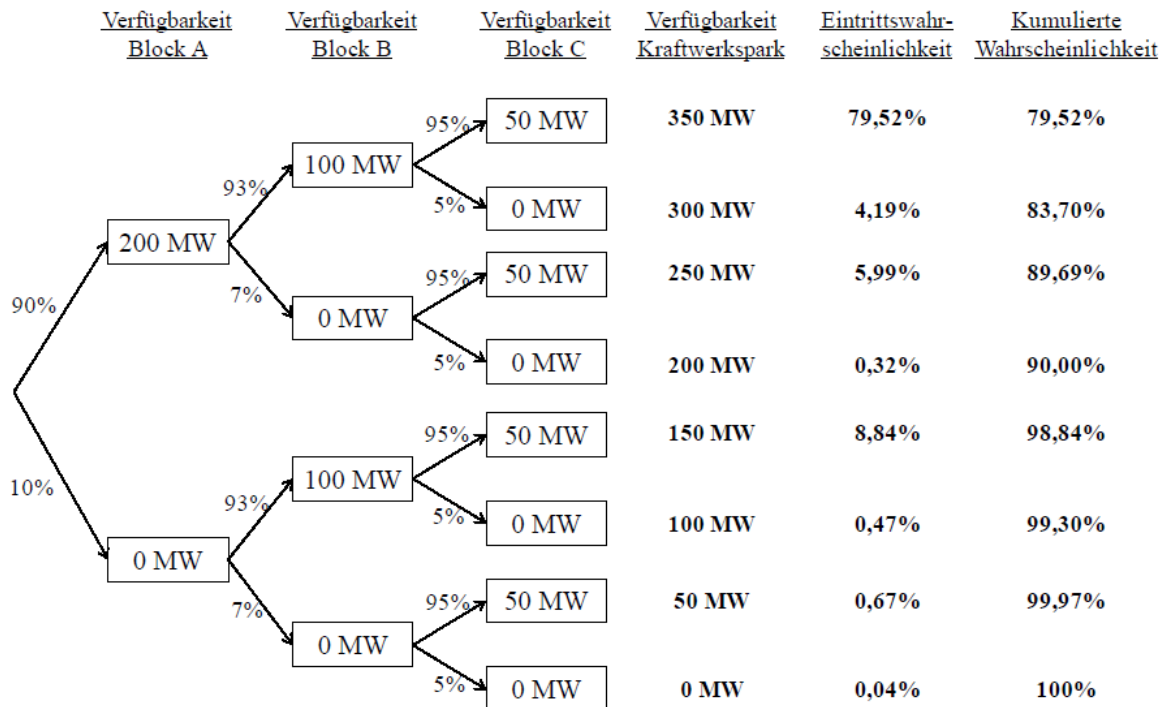


Abbildung 2: Vereinfachtes Schema zur Anwendung der rekursiven Faltung, Quelle: TU Berlin

Während mit den getroffenen Annahmen die Gesamtleistung aller Kraftwerke mit einer Wahrscheinlichkeit von 79,52 % verfügbar ist, beträgt die Wahrscheinlichkeit einer Leistungsbereitstellung von 50 MW in diesem Beispiel 99,97 %.

Zur Bestimmung der verfügbaren Kraftwerksleistung ist die Festlegung eines Sicherheitsniveaus (kumulierte Wahrscheinlichkeit) erforderlich. Das für das Verfahren der rekursiven Faltung anzuwendende Sicherheitsniveau wurde für den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast auf 95 % festgelegt. Mit diesem Ansatz ergibt sich exemplarisch für das gesamte Versorgungsjahr 2015 näherungsweise ein Sicherheitsniveau von 99,999 %.

Für die Berechnung der gesicherten Leistung wurde auf Statistiken zu Nichtverfügbarkeitsraten des VGB zurückgegriffen².

Die Entwicklung der gesicherten Leistungen konventioneller thermischer Kraftwerke in den Regelzonen und für Deutschland insgesamt zeigt Tabelle 1 für die betrachteten fünf Jahre.

Tabelle 1: Gesicherte Leistungen thermischer Kraftwerke inkl. Reservekraftwerke (Sicherheitsniveau 95 %)

Angaben in GW	2015	2016	2017	2018	2019
Grundgesamtheit inkl. Reserve-KW	83,9	85,8	86,7	84,6	84,1
Gesicherte Leistung der Regelzonen					
50Hertz	18,2	18,0	18,5	18,4	18,3
Amprion	32,5	34,3	34,4	32,9	32,8
TenneT	20,6	19,7	19,0	19,0	18,7
TransnetBW	8,8	9,7	9,8	9,5	9,5
Summe der gesicherten Leistungen	80,1	81,6	81,7	79,7	79,3
Gesicherte Leistung des Verbundnetzes	82,7	84,3	84,3	82,4	82,0
Portfolioeffekt	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7

² [VGB e.V.](#)

Es zeigt sich, dass die Summierung der für ein Sicherheitsniveau von 95 % ermittelten gesicherten Leistungen je Regelzone zu geringeren Werten führt, als die Ermittlung der gesicherten Leistung für Deutschland insgesamt. Der Portfolioeffekt beträgt zwischen 2,6 und 2,7 GW. Die nichtverfügbare Leistung der dezentralen KWK-Anlagen mit Netto-Nennleistungen < 10 MW wurde über eine pauschale Nichtverfügbarkeitsrate abgeschätzt.

2.2.5. Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt

Die **Rate der nicht einsetzbaren Leistung** beschreibt eine auf die installierte Leistung bezogene, nichtverfügbare Leistung. Es handelt sich hierbei nicht um die technische Nichtverfügbarkeit. Berücksichtigt wird eine Nichtverfügbarkeit aufgrund von fehlendem Primärenergieträger bei konventionellen Kraftwerken, fehlenden Genehmigungen, Fernwärmeauskoppelungen, Brennstoffen mit niedrigerem Heizwert, fehlender netztechnischer Anschlussleistung und wetterabhängige Nichtverfügbarkeiten bei den dargebotsabhängigen Einspeisungen.

Speziell bei dargebotsabhängiger Einspeisung aus erneuerbaren Energien ist es schwierig, eine Aussage über die nicht zur Verfügung stehende Leistung zu treffen. Eine allgemeine Vorgehensweise, die sich bei Windenergie, Photovoltaik, Laufwasser und Biomasse/Biogas anwenden lässt, beruht auf einer Auswertung historischer Einspeisungen, die auf die installierte Leistung bezogen werden.

Biomasse / Biogas

Für die Ermittlung der Leistungsbilanz gehen die ÜNB davon aus, dass die dargebotsabhängige Einspeiseleistung mindestens zu 99 % der Zeit verfügbar sein muss, um berücksichtigt zu werden. Dies führt dazu, dass nur ein Teil der installierten Kapazität in die Leistungsbilanz mit einbezogen werden darf.

Eine entsprechende Auswertung der zur Verfügung stehenden Einspeisedaten von Biomasse-Kraftwerken für die Jahre 2012-2015 ist in Abbildung 3 dargestellt.

Es zeigt sich, dass die eingespeiste Leistung für 1 % der Zeit im Mittel der Jahre 2012-2015 bei 65 % der installierten Leistung liegt. Daher setzen die Übertragungsnetzbetreiber eine **Nichtverfügbarkeit von 35 % an**.

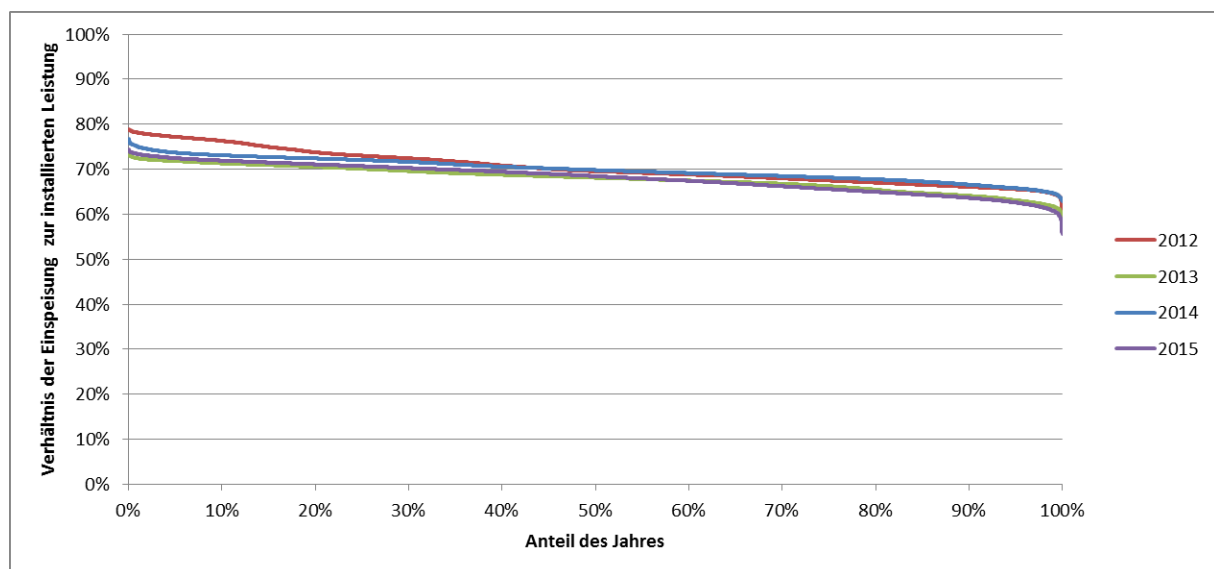


Abbildung 3: Geordnete relative Einspeisung aus Biomasseanlagen aus den Jahren 2012-2015

Windenergie – Onshore und Offshore

Die Einspeisung aus Windkraftanlagen ist sehr volatil und nur schwer prognostizierbar. Eine Auswertung der Einspeisung in den vier Regelzonen für 2015 und die einhüllenden Dauerlinien aus den Jahren 2010-2014 sind in Abbildung 4 dargestellt.

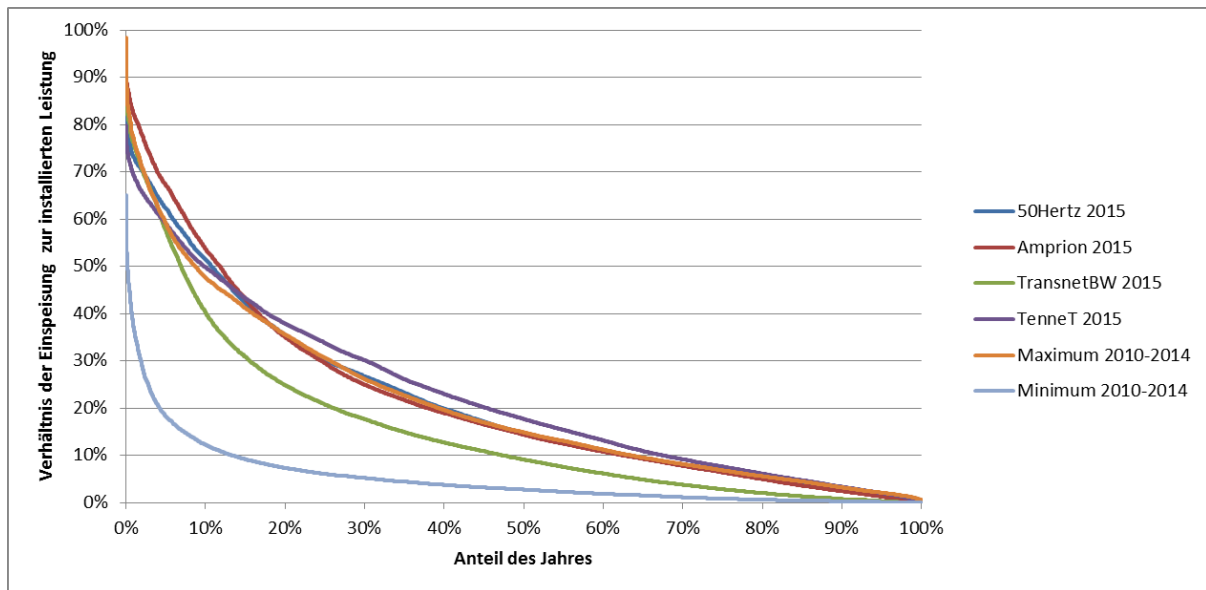


Abbildung 4: Geordnete relative Einspeisung aus Windkraftanlagen in den Jahren 2010-2015

Es zeigt sich, dass die eingespeiste Leistung für 1 % der Zeit unter 1 % der installierten Leistung liegt. In historischen Betrachtungen hat sich gezeigt, dass sich auch bei einer Beschränkung der Betrachtung auf die Wintermonate keine signifikanten Änderungen dieses Ergebnisses ergeben.

Eine alternative Analysemöglichkeit ergibt sich aus der Häufigkeitsverteilung der relativen Einspeisungen. In Abbildung 5 sind die entsprechenden Daten gezeigt. Die blauen Punkte zeigen die absolute Häufigkeit, mit der eine relative Einspeisung registriert wurde. Die grüne Linie dient der optischen Führung und ist nicht im Sinne einer Ausgleichsrechnung zu interpretieren. Die rote Kurve stellt das kumulierte Histogramm dar, das einer invertierten Dauerlinie entspricht. Auch aus dieser Darstellung ergibt sich offensichtlich, dass die eingespeiste Leistung für 1 % der Zeit unter 1 % der installierten Leistung liegt.

Daher setzen die Übertragungsnetzbetreiber für Wind eine **Nichtverfügbarkeit von 99 %** an.

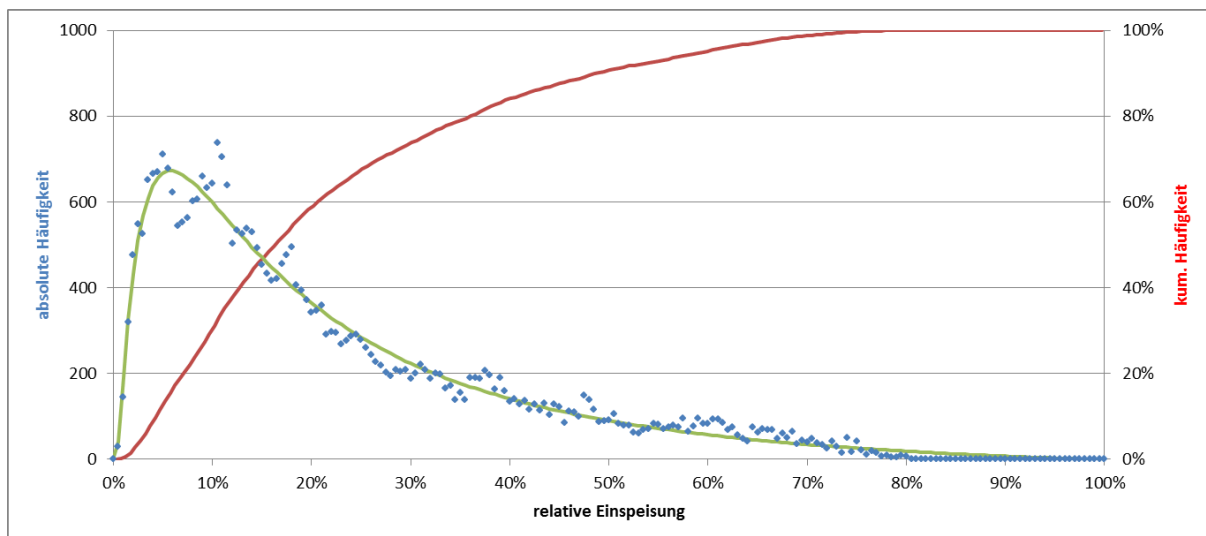


Abbildung 5: (Kumuliertes) Histogramm über die relativen Einspeiseleistungen 2015

Photovoltaik

Bei der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen ergibt sich aus den historischen Daten für Prognosezwecke unmittelbar ein Wert der **Nichtverfügbarkeit von 100 %**. Zum Referenzzeitpunkt – dritter Mittwoch im Januar/Dezember um 19:00 Uhr – ist es bereits dunkel, wodurch sich keinerlei Einspeisung aus Photovoltaikanlagen ergeben kann. Am 24.11.2015 ist die Einspeisung bereits um 17:15 Uhr auf 0 MW gesunken, vgl. Abbildung 6.

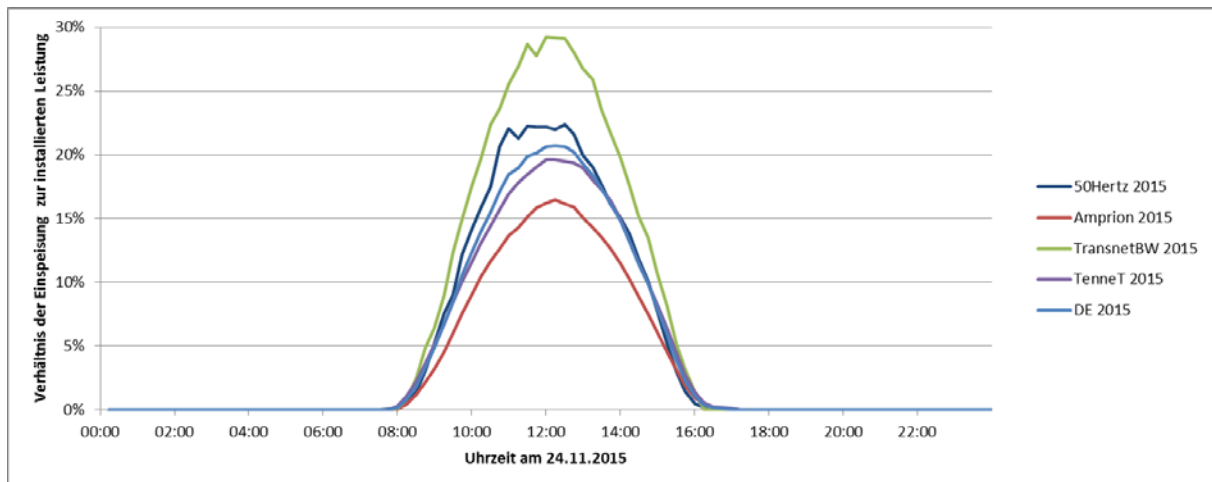


Abbildung 6: Relative PV-Einspeisung am 24.11.2015

Laufwasser

Die folgende Abbildung 7 zeigt die Dauerlinie für die Laufwassereinspeisung in 2014 und 2015. Eine Untersuchung der Dauerlinie für Laufwasser in den vier Regelzonen hat ergeben, dass die Einspeisung in 1 % der Zeit unter 25 % der installierten Leistung lag. Die bisher aus Jahresmittelwerten bestimmte **Nichtverfügbarkeit von 75 %** kann daher als angemessen betrachtet und weiterhin verwendet werden.

Der gestiegene Auslastungsgrad in 2015 gegenüber 2014 ist auf eine verbesserte Datenbasis zurückzuführen.

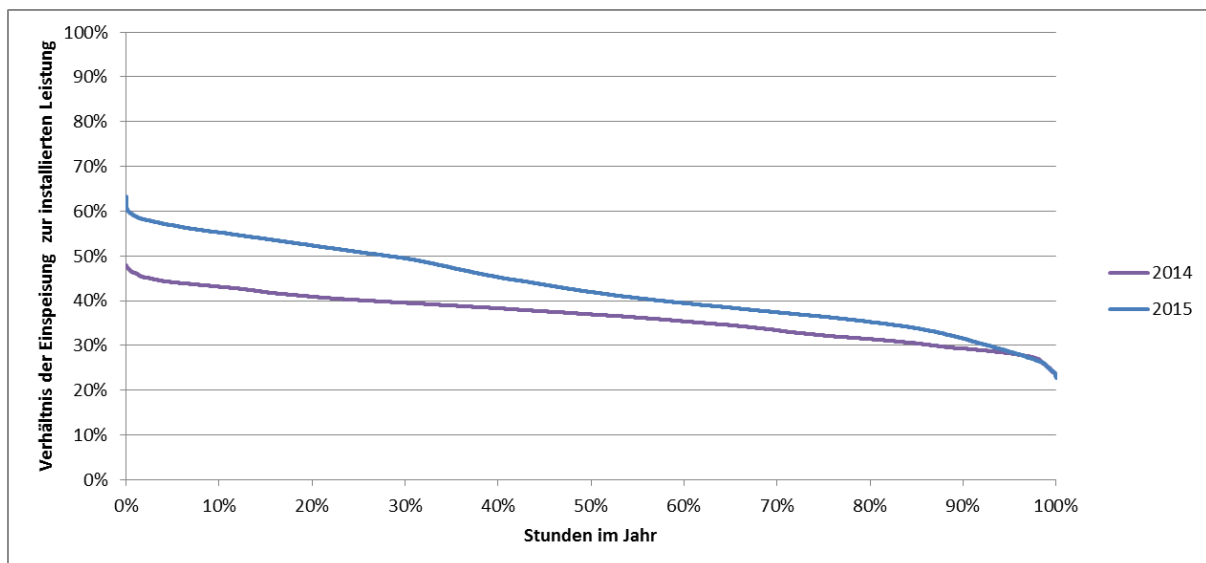


Abbildung 7: Geordnete relative Einspeisung der Laufwasseranlagen in den Jahren 2014-2015

Pumpspeicher

Für (Pump-)Speicher ist eine Beurteilung der Nichtverfügbarkeit schwierig. Hier kommen technische Restriktionen wie das Fassungsvermögen der Ober- und Unterbecken ebenso wie spezielle Vermarktungsstrategien zum Tragen. Dazu liegen den ÜNB derzeit keine allgemeingültigen Statistiken vor. Aufgrund von Veröffentlichungen einzelner Betreiber und auf

Basis von Erfahrungswerten halten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber eine **Nichtverfügbarkeit von 20 %** für angemessen.

Erdgas

Bei Untersuchungen der Leistungsbilanz geht man in Deutschland üblicherweise nicht davon aus, dass sich für Erzeugungseinheiten, die auf fossile Brennstoffe angewiesen sind, eine Nichtverfügbarkeit aufgrund von fehlenden Primärenergieträgern ergibt. Die Erfahrungen in Deutschland im Februar 2012 haben jedoch gezeigt, dass unterbrechbare Gasverträge zu einer zumindest teilweisen Nichtverfügbarkeit von Gaskraftwerken führen können und dass ein solches Ereignis in Kombination mit hoher Last und niedriger Windeinspeisung auftreten kann³. Ein solches Ereignis kann sich daher auf die Leistungsbilanz, wie in diesem Bericht untersucht, auswirken.

Andererseits wurden aufgrund von zwischenzeitlichen Anpassungen im EnWG zumindest systemrelevante Gaskraftwerke mittlerweile mit neuen Verträgen ausgestattet, die Gastransportprobleme ausschließen sollen. Damit ist allerdings nicht notwendigerweise das Problem fehlender Gasmengen behoben. Weiterhin stellen kleinere, nicht beim Übertragungsnetzbetreiber angeschlossene Gaskraftwerke hinsichtlich ihrer Versorgungsverträge eine Unbekannte dar. Die quantitative Auswirkung einer zukünftigen Gasknappheit auf die Leistungsbilanz lässt sich daher nicht prognostizieren.

Da darüber hinaus die Daten dieses bisher einmaligen Ereignisses im Jahr 2012 noch keine statistische Analyse erlauben, wird die Rate der nicht einsetzbaren Leistung im Tabellenteil unter Gas weiterhin bei 0 % belassen. Eine Gasknappheit kann aber aus den o. g. Gründen prinzipiell auftreten und zu einer Reduzierung der Verbleibenden Leistung (siehe Kapitel 2.2.8) führen.

Die **Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt** ist die Summe der Produkte der jeweiligen Rate der nicht einsetzbaren Leistung und der installierten Leistung. Zusätzlich können auch konkrete Werte hinzuaddiert werden. Diese ergeben sich z. B. aus stillgelegten Kraftwerken, die als konkrete Leistungszahl vorliegen und nicht prozentual vorgegeben werden.

Für die Statistik liegen die Daten zur dargebotsabhängigen Einspeisung von Wind, Photovoltaik, Laufwasser und Biomasse vor. Die nicht einsetzbare Leistung dieser Einspeisungen kann in diesem Fall also direkt angegeben werden.

2.2.6. Reserve für Systemdienstleistungen und gesicherte Leistung

Die **Reserve für Systemdienstleistungen** beschreibt einen Anteil der zur Verfügung stehenden Einspeiseleistung, der nicht zur direkten Versorgung der Nachfrage verwendet werden kann. Diese Reserve wird zur Erbringung von Primär- und Sekundärregelleistung sowie von Minutenreserveleistung vorgehalten. Die Primärregelleistung ist innerhalb ENTSO-E mit 3.000 MW für Zentral-Europa festgelegt und wird jährlich anhand der vorjährigen Nettostromerzeugung auf die einzelnen Regelblöcke bzw. Regelzonen aufgeteilt. Die Sekundär- und Minutenreserveleistung wird von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern nach einem einheitlichen, mit der Bundesnetzagentur abgestimmten Verfahren quartalsweise dimensioniert. Die jeweils positiven Anteile der Primär- und Sekundärregelleistung sowie der Minutenreserveleistung sind in dieser Reserve berücksichtigt. Da konkrete Werte nur für ei-

³ Vgl. auch Bundesnetzagentur-Bericht unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_1.pdf?blob=publicationFile&v=1

nen kurzen Prognosezeitraum vorliegen, werden für die Jahre 2018 und 2019 Abschätzungen auf Basis der vorherigen Dimensionierungen getroffen.

Die **Verfügbare Leistung** ergibt sich aus der installierten Netto-Engpassleistung abzüglich der Summe der nicht verfügbaren Leistungen (Ausfälle, Revisionen und nicht einsetzbare Leistung).

Die **Gesicherte Leistung** stellt die für die Versorgung der Last sicher zur Verfügung stehende Leistung dar. Sie ergibt sich aus der Differenz der verfügbaren Leistung abzüglich der Reserve für Systemdienstleistungen.

2.2.7. Last

Die **Last zum betrachteten Zeitpunkt** umfasst sowohl die Leistung aller an das öffentliche Versorgungsnetz (Übertragungsnetz und Verteilnetz) angeschlossenen Kunden als auch die in den Versorgungsnetzen entstehenden Verluste. Nicht enthalten sind der elektrische Eigenbedarf konventioneller Kraftwerke sowie die Pumpleistung der Pumpspeicherkraftwerke. Einspeisungen innerhalb von Industrienetzen, geschlossenen Verteilnetzen und dem Netz der Deutschen Bahn können mangels vorliegender Datenbasis nicht berücksichtigt werden und führen daher zu einem geringeren Abdeckungsgrad der Leistungsbilanz bezogen auf die gesamte bekannte installierte Leistung.

Insbesondere bei den Haushaltskunden wird die Nachfrage über Arbeitszähler gemessen, die eine Leistungsmessung nicht erlauben. Zusätzlich bestehen gerade im Niederspannungsnetz auch Einspeisungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen (z. B. Photovoltaik, Blockheizkraftwerke, usw.), sodass auch eine Leistungsmessung an übergeordneten Abspanntransformatoren lediglich die Messung des Saldos zwischen Last und Erzeugung im unterlagerten Netz erlaubt. Somit müssen zur Bestimmung der Last alternative Methoden herangezogen werden.

Da sich Erzeugung und Verbrauch stets ausgleichen müssen, kann die Last zum betrachteten Zeitpunkt auch anhand der Erzeugung ermittelt werden. Diese Erzeuger-Last repräsentiert die Summe aller Kraftwerkseinspeisungen inkl. des Saldos der Im- und Exporte und der Pumpleistung von Pumpspeicherkraftwerken. Da dieses Vorgehen je Regelzone unterschiedlich durchgeführt werden kann, wird das genaue Vorgehen in den entsprechenden Kapiteln erläutert.

Da die einzelnen Regelzonen teilweise auch Netzgebiete außerhalb Deutschlands beinhalten, sich die Leistungsbilanz aber lediglich auf den deutschen Anteil bezieht, werden die ausländischen Anteile entsprechend abgezogen.

Für die Referenztage wird dabei die maximale Jahreshöchstlast für Deutschland angesetzt, die seit Einführung dieses Berichtes beobachtet wurde.

Um die Belastungssituation des Netzes zu reduzieren, besteht teilweise die Möglichkeit, als Netzbetreiber verschiedene Lasten zu reduzieren. Dies ist mit den Kunden vertraglich geregelt. Die Höhe dieser abschaltbaren Lasten wird über die **Verfügbare Lastreduktion zum betrachteten Zeitpunkt** angegeben. Durch die "Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten" (AbLaV) vom 28.12.2012⁴ kommt diese Möglichkeit seit Mitte 2013 in Deutschland zum Tragen. Die Auswirkungen werden in den Kapiteln der beteiligten Übertragungsnetzbetreiber ausgeführt. Die Verordnung wurde in diesem Jahr novelliert und tritt zum 01.10.2016 in Kraft. Die sich damit ergebenden Änderungen werden voraussichtlich im ersten Quartal 2017 wirksam und umfassen unter anderem die Reduzierung der Ausschreibungsmenge von je 1500 MW auf 750 MW für sofort und schnell abschaltbare Lasten, eine wöchentliche anstatt einer monatlichen Ausschreibung, sowie die Verringerung der Mindestleistung je präqualifizierter technischer Einheit (PTE). Auf eine anhand dieser Neuerungen

⁴ <http://www.bmwi.de/DE/Service/gesetze.did=547238.html>

erstellte Prognose bezüglich der *Verfügbaren Lastreduktion* abweichend von der bisherigen Methodik wird im aktuellen Bericht verzichtet, sodass für den Referenztag 2015 (und alle weiteren Betrachtungszeitpunkte) der Mittelwert der letztjährigen Ausschreibungsergebnisse angesetzt wird.

Die zu deckende **Last** (*Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotential*) ergibt sich schließlich aus der Differenz zwischen der *Last zum betrachteten Zeitpunkt* und der *Verfügbaren Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt*.

2.2.8. Verbleibende Leistung und Vergleich mit der Regelzonenhöchstlast

Die **Verbleibende Leistung** ist der Wert, der als tendenzielles Bewertungskriterium der Leistungsbilanz verwendet werden kann. Ist dieser Wert positiv, ist tendenziell eher von einer Situation mit Sicherheitsreserven auszugehen. Ist der Wert negativ, zeigt dies eine tendenzielle Abhängigkeit von Importen.

Zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems besteht seit Juli 2013 die Möglichkeit der Kontrahierung von dem Markt nicht zur Verfügung stehenden Stromerzeugungsanlagen im Inland sowie von Kraftwerksleistung im Ausland durch die Übertragungsnetzbetreiber. Ferner wird die Höhe der in Sicherheitsbereitschaft befindlichen Kraftwerksleistung berücksichtigt. Aufgrund ihrer zunehmenden Relevanz wird die *Verbleibende Leistung* in- und exklusive der in Deutschland befindlichen Leistung der Netzreservekraftwerke und der Sicherheitsbereitschaft ausgewiesen. Weitere Erläuterungen dazu in Abschnitt 2.2.10.

Die Leistungsbilanz ist für den Zeitpunkt der Höchstlast in ganz Deutschland dargestellt. Da in der Realität der Zeitpunkt der deutschen Höchstlast nicht zwangsweise mit dem der jeweiligen Regelzonenhöchstlast übereinstimmt, wird in den Datenblättern der Übertragungsnetzbetreiber als statistische Zusatzinformation der **Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast** im vergangenen Jahr angegeben. Für die Referenzzeitpunkte wird die maximale Jahreshöchstlast von Deutschland angesetzt, die seit Einführung dieses Berichtes beobachtet wurde.

Die Differenz zwischen der Jahreshöchstlast der Regelzone und der Last der Regelzone zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland wird als **Marge zur Höchstlast** bezeichnet. Zu den Referenzzeitpunkten entspricht dies der Marge zwischen historischer Jahreshöchstlast der Regelzone und Regelzonenlast zum Zeitpunkt der historischen deutschen Jahreshöchstlast. Die Werte beziehen sich ausschließlich auf den deutschen Anteil der jeweiligen Regelzone.

2.2.9. Berücksichtigung des benachbarten Auslandes

Der Wert **Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland** beschreibt die Leistung von Einspeisungen, die einer deutschen Regelzone zuzuordnen sind, aber außerhalb von Deutschland stehen (z. B. direkte Einspeisung oder Anbindung über Istwertaufschaltungen).

Der Wert **Gesicherte Leistung im Ausland** berücksichtigt pauschale Annahmen für Ausfälle und Revisionen und weist den sicher verfügbaren Leistungsanteil aus.

Die kontrahierte Reserveleistung im Ausland wird auf dem jeweiligen ÜNB-Datenblatt des deutschen Vertragspartners in der Zeile **von DE im Ausland kontrahierte Reserveleistung**

dargestellt. Es handelt sich hierbei nicht um den festgestellten Bedarf an Reservekraftwerksleistung, sondern nur um die bereits kontrahierte Leistung⁵.

Die zuvor erwähnte Kraftwerkskapazität im Ausland ist an Netzbereiche angeschlossen, die auch eine **Entsprechende Last im Ausland** enthalten kann. Sollten die Kraftwerkskapazitäten im Ausland für die Versorgung der deutschen Last angesetzt werden, muss daher ggf. auch die in diesem Netzgebiet vorliegende Last in die Bilanz einbezogen werden.

Im Wert **Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland** sind schließlich die o. a. Erzeugungskapazitäten und evtl. Lasten im Ausland berücksichtigt.

2.2.10. Kapazitätsreserve, Sicherheitsbereitschaft und Netzreserve

Mit der Verabschiedung des *Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)* vom 26. Juli 2016 wird die sogenannte Kapazitätsreserve abschließend definiert und zusätzlich eine Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke eingeführt. Darüber hinaus wird weiterhin die Netzreserve existieren.

Die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG soll ab dem Winterhalbjahr 2018/2019 außerhalb der Strommärkte schrittweise für den Fall gebildet werden, dass Angebot und Nachfrage an den Märkten nicht ausgeglichen sind und es in Folge dessen zu Leistungsbilanzdefiziten im Elektrizitätsversorgungssystem kommen könnte. Zur Bildung der Kapazitätsreserve sollen die Übertragungsnetzbetreiber ab dem Jahr 2017 in regelmäßigen Abständen wettbewerbliche Ausschreibungsverfahren durchführen. Die vorzuhaltende Reserveleistung der Kapazitätsreserve soll nach Gesetz ab dem Winterhalbjahr 2018/2019 eine Höhe von 2 GW betragen. Aufgrund der erstmaligen Durchführung des Ausschreibungsprozesses im Jahr 2017 liegen den Übertragungsnetzbetreibern derzeit keine hinreichenden Informationen über die Kraftwerke vor, die letztendlich in die Kapazitätsreserve übergehen werden. Daher bleibt die Kapazitätsreserve im vorliegenden Leistungsbilanzbericht unberücksichtigt.

Ab dem Jahr 2016 wird in Deutschland zudem eine Sicherheitsbereitschaft nach § 13g EnWG eingeführt, die in Ausnahmesituationen zur Deckung der Nachfrage aktiviert werden kann. Zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele im Jahr 2020 werden in die Sicherheitsbereitschaft ausschließlich ältere Braunkohlekraftwerksblöcke eingehen. Der Übergang der Braunkohlekraftwerksblöcke in die Sicherheitsbereitschaft erfolgt ab Oktober 2016 schrittweise. Das Ziel ist der Aufbau einer Sicherheitsbereitschaft in Höhe von 2,7 GW kumulierter Kraftwerksnettoleistung im Jahr 2020. Die in die Sicherheitsbereitschaft überführten Braunkohlekraftwerksblöcke können nicht aktiv am Markt teilnehmen und werden nach 4 Jahren in der Sicherheitsbereitschaft endgültig stillgelegt. Eine Auflistung der Braunkohlekraftwerksblöcke, die in die Sicherheitsbereitschaft überführt werden, und deren Eintritts- sowie endgültiges Stilllegungsdatum ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Auflistung der Kraftwerksblöcke, die in die Sicherheitsbereitschaft überführt werden (Quelle: § 13g Abs. 1 Strommarktgesetz)

Name Kraftwerksblock	Nettonennleistung	Datum der Überführung	Stilllegungsdatum
Buschhaus Block D	352 MW	1.10.2016	30.9.2020

⁵ Die Berichte und Ergebnisse sind öffentlich einsehbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html

Frimmersdorf Block P	284 MW	1.10.2017	30.9.2021
Frimmersdorf Block Q	278 MW	1.10.2017	30.9.2021
Jänschwalde Block F	465 MW	1.10.2018	30.9.2022
Niederaußem Block E	295 MW	1.10.2018	30.9.2022
Niederaußem Block F	299 MW	1.10.2018	30.9.2022
Jänschwalde Block E	465 MW	1.10.2019	30.9.2023
Neurath Block C	292 MW	1.10.2019	30.9.2023
Gesamt	2.730 MW		

Die Netzreserve nach § 13d EnWG sowie nach Maßgabe der Netzreserveverordnung (vormals Reservekraftwerksverordnung) gewährleistet den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb bei systemseitigen Netzengpässen und wird zur Spannungshaltung und zur Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus vorgehalten. Die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur (BNetzA) bestimmen in jährlichen Systemanalysen den Bedarf an Reservekraftwerken für die Netzreservefunktion in den kommenden Jahren. Aus der letzten Systemanalyse, die im Jahr 2016 durchgeführt wurde, stammen die Zahlen der Netzreserve bis 2019 im diesjährigen Leistungsbilanzbericht. Berücksichtigt wurden dabei nur Reservekraftwerke im In- und Ausland, mit denen die vier Übertragungsnetzbetreiber zum Zeitpunkt der Erstellung des Leistungsbilanzberichtes 2016 bereits einen Vertrag zur Kontrahierung der Reserveleistung abgeschlossen haben.

2.3. Grenzen der Betrachtung

Die Untersuchung der Leistungsbilanz ist mit verschiedenen Unsicherheiten behaftet. Damit sind der Aussagekraft der Ergebnisse Grenzen gesetzt.

Dies liegt zunächst daran, dass den vier Übertragungsnetzbetreibern derzeit nicht sämtliche Einspeisedaten aus den unterlagerten Spannungsebenen vorliegen. Daher wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber 2012 erstmalig eine Abfrage von Anlagenstamm und -einspeisedaten für das Betrachtungsjahr 2011 bei den Verteilnetzbetreibern durchgeführt. 2013 wurde erneut eine Abfrage, in diesem Fall für das Betrachtungsjahr 2012, durchgeführt. Da den Übertragungsnetzbetreibern seit 2012 aufgrund der „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ (MaBiS) umfangreichere Einspeisedaten im Vergleich zu den Vorjahren vorliegen, wurde die Abfrage ab 2013 umorganisiert. Der Schwerpunkt liegt nun auf den Anlagenstammdaten und ihrer Referenzierung zu den entsprechenden MaBiS-Daten. Auf diese Weise konnte die Abfrage für die Verteilnetzbetreiber deutlich vereinfacht und der Gesamtaufwand reduziert werden.

Auf Basis der für 2015 vorliegenden Daten kann ein großer Teil, jedoch nicht die vollständige tatsächliche Erzeugung abgebildet werden. Das bedeutet, dass auch nur der dieser Erzeugung entsprechende Teil der installierten Kapazität in der Leistungsbilanz berücksichtigt werden kann. Daher kann die Last nur angenähert festgestellt werden. Es ergeben sich bei den vier Übertragungsnetzbetreibern Abdeckungsgrade der installierten Kapazität zwischen 98 und 99 % bei der Darstellung der Situation in den Regelzonen bzw. in Deutschland. In Zukunft kann diese Situation durch vollständigeren Datenlieferungen der Verteilnetzbetreiber und Kraftwerksbetreiber weiter verbessert werden.

Auch bei den verwendeten Daten bestehen z. T. Unsicherheiten. So sind die installierten Kapazitäten von Erzeugungseinheiten nicht immer genau bekannt (Zubau bei Erneuerbaren, fehlende Daten von Kraftwerksbetreibern). Außerdem liegen Einspeisedaten in unterschied-

licher Qualität vor (Zählwerte, Messwerte, Hochrechnungen, usw.). Unberücksichtigt bleibt ein eventueller Zubau von KWK-Anlagen < 10MW.

Wie bereits oben angeführt sind auch bei der Berechnung der Nichtverfügbarkeiten Annahmen und Abschätzungen nötig, die zu Unsicherheiten führen.

Weiterhin wurden im vorliegenden Leistungsbilanzbericht probabilistische Betrachtungen durchgeführt. Dies ist durch den wahrscheinlichkeitsbasierten Charakter von z. B. Kraftwerksverfügbarkeiten und EE-Einspeisung bedingt und deckt sich mit den aktuellen Entwicklungen zur System Adequacy-Bewertung, vgl. Leistungsbilanzbericht 2015⁶.

All diese Aspekte führen dazu, dass das Ergebnis für die Verbleibende Leistung mit gewissen Fehlern und Unsicherheiten behaftet ist. Man muss daher davon ausgehen, dass der tatsächliche Wert in Wirklichkeit sowohl niedriger als auch höher liegen könnte.

Bei den Ergebnissen der Leistungsbilanzbetrachtung ist zu beachten, dass die Verbleibende Leistung als Saldo ermittelt wurde. Jegliche mögliche Problemstellung, die sich aus einer Übertragung der Leistung hin zu den Orten des Bedarfs ergibt, wird bei der Leistungsbilanz nicht berücksichtigt. Dies muss in weiterführenden Untersuchungen analysiert werden, um eine belastbare Aussage zum möglichen Zustand des gesamten Versorgungssystems zu erreichen.

Da die Regelzonen zum Teil grenzüberschreitend verlaufen, muss der nicht-deutsche Erzeugungs- und Lastanteil für die nationale Betrachtung herausgerechnet werden.

Im Weißbuch⁷ wurde auf die Notwendigkeit der Ausweitung des Betrachtungsraums hingewiesen, da eine rein nationale Betrachtung nicht mehr sachgerecht erscheint. Hierzu steht im Weißbuch auf Seite 80:

[...] „Diese rein nationale Betrachtung ist nicht mehr sachgerecht. Sie ermöglicht im europäischen Strombinnenmarkt keine belastbare Aussage über Versorgungssicherheit. Insbesondere berücksichtigt sie (grenzüberschreitende) Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Lasten und Kraftwerksausfällen nicht angemessen.“ [...]

Bei der Betrachtung der ermittelten Kraftwerksausfälle anhand der rekursiven Faltung in Kapitel 2.2.4 ist zu erkennen, dass durch den Portfolioeffekt die Verfügbarkeit des Kraftwerksparks im Verbund zunimmt. Dies bedeutet, dass sich bei der gemeinschaftlichen Berücksichtigung des Kraftwerksparks der Länder in der „Energy Union“ (Norwegen, Schweden, Dänemark, Polen, Tschechien, Österreich, Schweiz, Frankreich, Belgien, Luxemburg, Niederlande, Deutschland) in der rekursiven Faltung eine höhere gesicherte Leistung ergeben würde, als in Summe über die Länder bei nationaler Betrachtung.

Auch für die Last weisen Studien auf länderübergreifende Ausgleichseffekte hin. Eine Analyse der stündlichen Verbrauchlasten von Deutschland und seinen Anrainerstaaten sowie Italien im letztjährigen Leistungsbilanzbericht hat aber gezeigt, dass ein positiver länderübergreifender Ausgleichseffekt zum kritischsten Zeitpunkt des Jahres für die Last nachweislich nicht sicher gegeben ist (siehe Leistungsbilanzbericht 2015⁶).

Eine Begrenzung des Leistungsaustausches stellen die Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern dar. Die übertragbare Leistung zwischen den Ländern ist nicht beliebig hoch und sinkt an manchen Grenzen mit steigender Last oder hoher Windeinspeisung. Eine „Kupferplattenbetrachtung“ für Europa ist daher nicht zulässig.

⁶ https://www.bundesregierung.de/Content/Infomaterial/BMWI/bericht-uebertragungsnetzbetreiber-leistungsbilanz-2015_753972.html?view=trackDownload

⁷ <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/Strommarkt-2-0/stellungnahmen-weissbuch.did=718200.html>

3. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von 50Hertz Transmission

3.1. Methodik der Datenermittlung

Der dieser Leistungsbilanz zugrunde liegende konventionelle Kraftwerkspark in der 50Hertz Transmission Regelzone umfasst direkt an das Höchstspannungsnetz (380/220 kV) als auch an unterlagerte Netze (≤ 110 kV) angeschlossene Kraftwerke und Erzeugungsanlagen.

Nach derzeitigem Informationsstand ergeben sich Veränderungen des konventionellen Kraftwerksparks in der 50Hertz Transmission Regelzone aus den aktuellen Kraftwerksinbetriebnahmen/-außerbetriebnahmen. Die Inbetriebnahmen konventioneller Kraftwerke werden mit Kenntnisstand Anfang September 2016 angesetzt. Für die Betrachtung der Kraftwerksreserven ist zu berücksichtigen, dass bis zum 1. Oktober 2018 Braunkohlekraftwerke mit einer Netto-Engpassleistung von insgesamt 465 MW und bis zum 1. Oktober 2019 von insgesamt 930 MW in der Regelzone von 50Hertz in die Sicherheitsbereitschaft gehen werden.

Die Entwicklung der installierten Leistung von erneuerbaren Energiequellen wurde für diesen Bericht der EEG-Mittelfristprognose entnommen. Anhand der Zahlen wird ersichtlich, dass ausgehend vom bereits hohen Anteil erneuerbarer Energien in der Regelzone von 50Hertz der Ausbau insbesondere der Wind- und PV-Energieerzeugung in den nächsten Jahren weiter voranschreitet.

Ein weiterer, zugleich zentraler Gegenstand der Leistungsbilanz ist die Endverbraucherlast. Diese repräsentiert die Summe der bezogenen Leistungen aller angeschlossenen Verbraucher im Verteil- sowie Übertragungsnetz und beinhaltet auch die Verlustleistung des gesamten Versorgungsnetzes. Zur Bestimmung der Endverbraucherlast verwendet 50Hertz Transmission eine Methodik, bei der auf Zählwerte zurückgegriffen werden kann, die den ÜNB in hoher Güte vorliegen. Zugrunde gelegt wird die vertikale Netzlast (liegt dem ÜNB durch eigene Zählung vor). Diese entspricht der vorzeichenrichtigen Summe aller Übergaben aus dem Übertragungsnetz über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu Verteilungsnetzen und Endverbrauchern. Hinzu addiert zur vertikalen Netzlast wird die in den Verteilungsnetzen erzeugte Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien sowie konventionellen Kraftwerken, die den ÜNB im Rahmen des Prozess „*Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom*“ (kurz: MaBiS) durch die Verteilnetzbetreiber gemeldet werden. Die Summe aus der dem Übertragungsnetz entnommenen und der in den Spannungsebenen kleiner gleich 110-kV erzeugten Energie entspricht somit dem gesamten in der Regelzone verbliebenen Verbrauch (Endverbrauch). Eine vollständige direkte Messung der Last ist derzeit nicht möglich.

In der 50Hertz Regelzone stehen darüber hinaus Lastminderungspotentiale zur Verfügung. Hier waren im Jahr 2015 abschaltbare Lasten mit einem Leistungsumfang von 212 MW kontrahiert.

Bezüglich des für diesen Bericht untersuchten Kraftwerkspark konnte ein Abdeckungsgrad ermittelt werden. Dieser beträgt in der Regelzone von 50Hertz 97,5% und ergibt sich aus der installierten Leistung der für diese Untersuchung berücksichtigten Kraftwerke bezogen auf die gesamte installierte Leistung aller bekannten Kraftwerke in der Regelzone. Die Differenz von 2,5% leitet sich in erster Linie aus der Nichtberücksichtigung von Industriekraftwerken mit Netzanschluss in den unterlagerten Verteilungsnetzen ab.

3.2. Fazit

Zum **Zeitpunkt der deutschen Jahreshöchstlast** am 24.11.2015 um 17:30 Uhr bestand in der 50Hertz Transmission Regelzone ein deutlicher Leistungsbilanzüberschuss. Die verbleibende Leistung überstieg die Last zum betrachteten Zeitpunkt um 12,2 GW. Grund für den vergleichsweise hohen Überschuss ist die zum deutschen Jahreshöchstlastzeitpunkt hohe Verfügbarkeit von On- und Offshore-Windenergie. Deren Beitrag in der Regelzone von 50Hertz beläuft sich zum betrachteten Zeitpunkt auf ca. 7000 MW.

Weiterhin konnte im Vergleich zum Bericht des Vorjahres ein relativ niedriger Anteil an Kraftwerksrevisionen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast beobachtet werden, was sich zusätzlich positiv auf die verbleibende Leistung in der Regelzone auswirkte.

Zum Vergleich zur eingetreten Ist-Situation zur deutschen Jahreshöchstlast ist für 2015 der **Referenztag** angegeben. Hier wurden die für die Prognosejahre definierten Annahmen angesetzt. Die verbleibende Leistung reduziert sich auf 4,0 GW, was hauptsächlich durch eine höhere nicht einsetzbare Leistung, insbesondere der dargebotsabhängigen Energieerzeugung, begründet ist (siehe Kapitel 2.2.5).

Die **Regelzonenhöchstlast** bei 50Hertz trat im Vergleich zur deutschen Jahreshöchstlast hingen bereits am 04.02.2015 um 18:15 ein. Hier war nur eine sehr geringe Verfügbarkeit von Windenergie zu verzeichnen, was ebenfalls eine geringe verbleibende Leistung von 0,6 GW (siehe A.1 Datenblatt der Leistungsbilanz 50Hertz Transmission, Zeile 20 „Marge zur Höchstlast“) in der Regelzone zur Folge hatte. Da zu dieser Tageszeit im Winter ebenfalls keine Einspeisung von Photovoltaik vorhanden ist, wurde die Deckung der Regelzonenhöchstlast zu diesem Zeitpunkt vorwiegend aus konventionellen Kraftwerken erbracht.

In der **Prognose der Leistungsbilanz** für die vier Folgejahren 2016 bis 2019 weist die Leistungsbilanz der 50Hertz Transmission Regelzone einen stetigen Leistungsbilanzüberschuss aus. So entwickelt sich dieser Überschuss in der Prognose von 3,8 GW in 2016 auf 4,2 GW in 2019.

Die Regelzone weist damit über alle Leistungsbilanzberichte einen Leistungsbilanzüberschuss aus. Durch den stetigen Zubau bei erneuerbaren Energien und der vorhandenen konventionellen Erzeugungsleistung bleibt dieser Überschuss auch zukünftig erhalten. Innerhalb Deutschlands kommt 50Hertz somit eine tragende Rolle bei der Bereitstellung von gesicherter Leistung zu (siehe dazu Portfolioeffekt im Kapitel 2.2.4).

Bezüglich der Grenzen der Betrachtung für diese Leistungsbilanz verweisen wir auf die Ausführungen im Kapitel 2.3.

4. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von Amprion

4.1. Methodik der Datenermittlung

Ein zentraler und zugleich aufwendig zu ermittelnder Wert der Leistungsbilanz stellt die Bestimmung der Last dar. Dieser Wert repräsentiert in der vorliegenden Betrachtung die Summe der bezogenen Leistungen aller angeschlossenen Verbraucher im Verteil- und Übertragungsnetz und die Summe der Verlustleistung in diesen Netzen.

Wie bereits in Abschnitt 2.2.7 beschrieben ist eine genaue Bestimmung der Last über direkte Messungen momentan und in naher Zukunft nicht möglich. Aus diesem Grund wird eine indirekte Ermittlungsmethodik angewandt, bei der auf die Einspeisungen in der Regelzone zurückgegriffen wird. Seit 2013 wird auf Zeitreihen zurückgegriffen, die im Rahmen der *Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)* durch die ÜNB erfasst werden:

- Bilanzkreissummenzeitreihe der gemessenen Einspeisungen eines VNB bzw. ÜNB in einem Bilanzierungsgebiet (EGS),
- Standardeinspeiseprofilsummen: Die Summenzeitreihe ergibt sich anhand eines synthetischen Einspeiseprofiles eines VNB bzw. ÜNB (bilanzkreisscharf) (SES),
- Tagesparameterabhängige Einspeiseprofilsumme: Die Summenzeitreihe ergibt sich aus den tagesparameterabhängigen Einspeiseprofilen eines VNB bzw. ÜNB (TES),
- Einspeisezeitreihen von EEG-vergüteten und direktvermarkteten Einspeisern (Marktpremie, Grünstromprivileg) die über die Bilanzierung in den jeweiligen Bilanzkreisen durch den VNB erfasst werden. Auch hier wird zwischen gemessener Einspeisung, synthetischem Einspeiseprofil und tagesparameterabhängigen Einspeiseprofilen unterschieden.

Berücksichtigung finden dabei nur jene Zeitreihen, bei denen der Verteilnetzbetreiber bei der VNB-Abfrage der ÜNB im Jahr 2016 den zur Einspeisung gehörenden Kraftwerkspark (KW-Stammdaten) angegeben hat. Die MaBiS-Zeitreihen von VNB, die nicht bei der Abfrage teilgenommen haben, können nicht berücksichtigt werden, da diesen Profilen in der Leistungsbilanz kein entsprechender Kraftwerkspark gegenüber gestellt werden kann. Dies würde die Betrachtung einseitig verfälschen. Die Zeitreihen der EEG-Einspeiser werden vollständig erfasst, da hier unabhängig von der VNB-Abfrage auf das Stammdatenregister der ÜNB zurückgegriffen werden kann.

Das Übertragungsnetz von Amprion ist Bestandteil des europäischen Verbundnetzes und daher auch elektrisch mit den Übertragungsnetzen anderer ÜNB verbunden. Zwischen den Netzen findet ein stetiger Leistungsaustausch statt, der in die Ermittlung der Last eingeht (Übergaben an andere Übertragungsnetze negativ, Übernahmen aus anderen Übertragungsnetzen positiv). Hierbei wird sowohl der Austausch mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern als auch der Austausch mit den ausländischen ÜNB berücksichtigt.

Die Summe aller dieser Zeitreihen, die in einer viertelstündigen Auflösung vorliegen, ergibt schlussendlich die Näherung der Last (inkl. Netzverluste) im deutschen Teil der Regelzone von Amprion (siehe Abbildung 8).

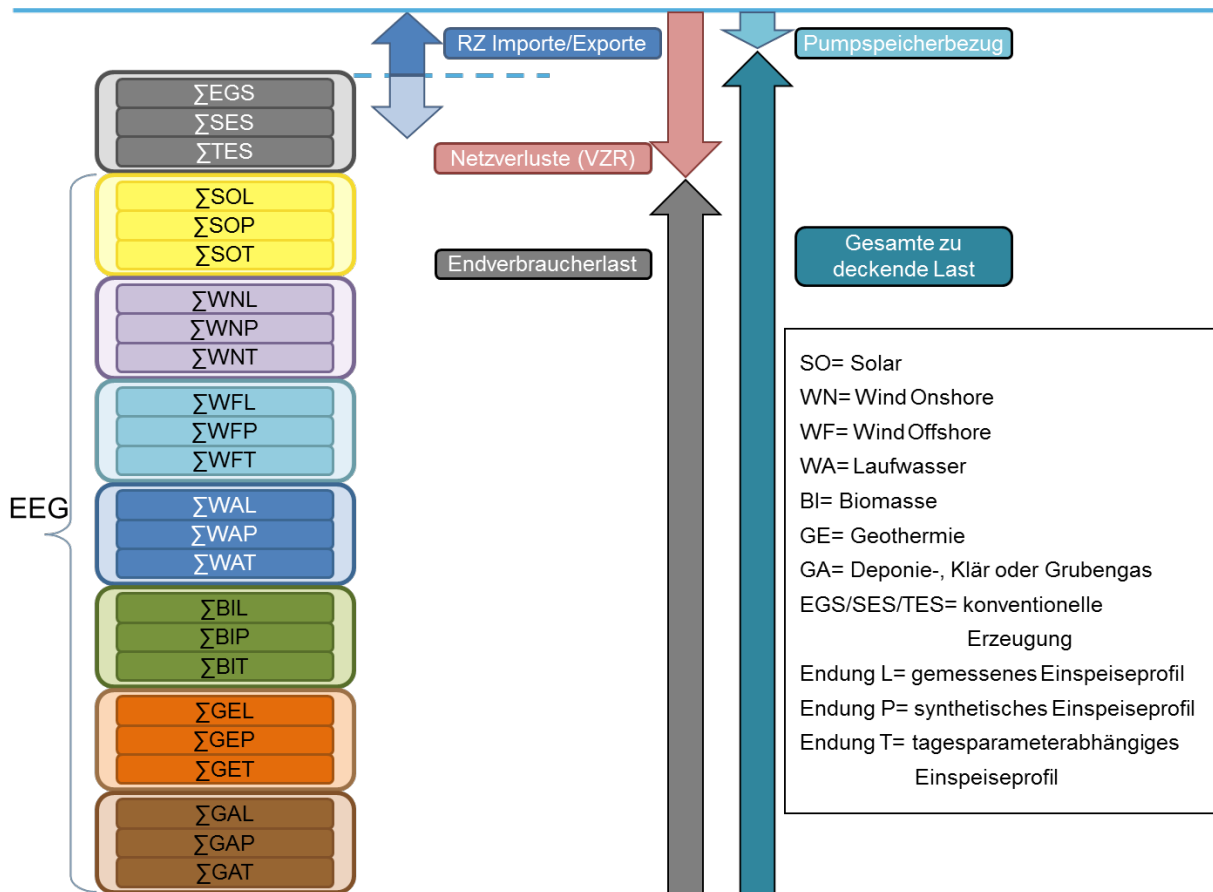


Abbildung 8: Ermittlung der Last im deutschen Teil der Regelzone von Amprion

Neben der Last ist auch die Bestimmung der installierten Leistung der verschiedenen Einspeisungen wesentlicher Bestandteil der Leistungsbilanz. Hierbei wird für die Erneuerbaren Energien in der Statistik auf die Auswertung des aktuellen EEG-Stammdatenregisters der ÜNB zurückgegriffen.

Für die Prognose der installierten Leistung der Erneuerbaren Energien werden die aktuellen Ergebnisse des Gutachtens zur EEG-Jahres- und Mittelfristprognose 2015 verwendet, welche die Grundlage für die Ermittlung der bundesweiten EEG-Umlage bildet.

Die Berücksichtigung der konventionellen Kraftwerke erfolgt auf Basis einer Kraftwerkstammdatenbank, die den ÜNB aktuell vorliegt. Diese basiert in erster Linie auf den Rückmeldungen der VNB-Abfrage, den ÜNB vorliegenden Kraftwerksdaten und den aktuell vorliegenden Stilllegungsanzeigen. Zusätzlich ist die Datenbank anhand verschiedener öffentlicher Quellen, Informationen der Bundesnetzagentur und direkter Kontakte zu den Kraftwerksbetreibern hinsichtlich der anstehenden Zu- und Rückbauzahlen ergänzt worden.

Da die Last nur über ein indirektes Verfahren ermittelt werden kann und die ÜNB keinen direkten Zugriff auf alle notwendigen Daten haben, bestehen insbesondere folgende Unsicherheiten:

- Bei der Abfrage der Verteilnetzbetreiber haben nicht alle VNB geantwortet.
- Industrienetze wurden bei der Abfrage nicht berücksichtigt.
- Jegliche Prognosen sind mit Unsicherheiten behaftet.

Um die Belastungssituation des Netzes zu reduzieren besteht teilweise die Möglichkeit als Netzbetreiber verschiedene Lasten abzuschalten. Dies ist mit den Kunden vertraglich geregelt. Seit Mitte 2013 werden in Deutschland diese abschaltbaren Lasten ausgeschrieben. Die Ergebnisse dieser Ausschreibungen wurden für das Jahr 2015 als verfügbare Lastreduktion angesetzt. In der Amprion-Regelzone stand im November 2015 eine Leistung von 695 MW

als abschaltbare Last zur Verfügung. Für Dezember 2016 wurde der Durchschnitt der kontrahierten abschaltbaren Last von Januar bis September 2016 gebildet. Im Zuge der Verlängerung der Verordnung für abschaltbare Lasten (AbLaV) wird der zuvor gebildete Durchschnittswert von 695 MW in der Amprion-Regelzone für die Referenztage in den Jahren ab 2017 fortgeschrieben.

Für die folgenden Winter wurde ein Kraftwerksreservebedarf für Deutschland ermittelt. Aktuell befindet sich in der Amprion-Regelzone ein Kraftwerk mit ca. 0,25 GW in der Netzreserve. Diese Leistung ist in der installierten Netto-Engpassleistung berücksichtigt und wird in der Datentabelle unter Netzreservekraftwerke ausgewiesen.

Auf Grundlage des aktuellen Strommarktgesetzes wird ab dem Jahr 2017 ein Teil der Braunkohlekraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft überführt. In der Regelzone von Amprion gehen im Betrachtungszeitraum des Leistungsbilanzberichts 2016 die beiden Blöcke Frimmersdorf P und Q zum Stichtag 01.10.2017 in die Sicherheitsbereitschaft über. Für den Betrachtungszeitpunkt Januar 2018 beträgt die Sicherheitsbereitschaft daher 562 MW. Weiterhin gehen zum Stichtag 01.10.2018 die beiden Blöcke Niederaußem E und F in die Sicherheitsbereitschaft über, sodass die Sicherheitsbereitschaft in der Regelzone von Amprion zum Betrachtungszeitpunkt in Januar 2019 bereits 1.156 MW beträgt.

Um eine grobe Abschätzung der vorliegenden Datenqualität zu geben, kann der Abdeckungsgrad hinsichtlich der installierten Netto-Engpassleistung ausgewertet werden. Hierzu wird die installierte Leistung der verwendeten Kraftwerke mit den Leistungen der erneuerbaren Energien aus dem EEG-Stammdatenregister aufsummiert.

Dieser Leistung werden dieselben EE-Leistungen und die Kraftwerke aus der von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Kraftwerkliste gegenüber gestellt. Aus diesem Verhältnis ergibt sich nach unserer Definition der Abdeckungsgrad der Betrachtung. Dieser liegt bei der aktuellen Auswertung bei ca. 98 % für die Amprion-Regelzone.

4.2. Fazit

Die Betrachtung der Leistungsbilanz bezieht sich auf Statistiken und Prognosen. Bei der Statistik ist es möglich, teilweise auf Messwerte und anerkannte Methoden zur EEG-Abrechnung (z. B. Standardeinspeiseprofile) zurückzugreifen. Die Bewertung der Prognose erfolgt auf Basis dieser historischen Werte, die um Amprion vorliegende Prognosen (z. B. EE-Entwicklung) ergänzt werden.

Nach den zugrundeliegenden Informationen bleibt die Netto-Engpassleistung des konventionellen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2017 im Netzgebiet von Amprion nahezu konstant bei etwa 41 GW. Ab dem Jahr 2018 geht die installierte Netto-Engpassleistung des konventionellen Kraftwerks auf 39 GW in Folge der endgültigen Stilllegung des Kernkraftwerks Gundremmingen B und eines weiteren großen Steinkohleblocks zurück. Ein Teil der Leistung des konventionellen Kraftwerkspark in Höhe von 0,56 GW bzw. 1,16 GW geht ab dem Jahr 2017 bzw. 2018 jedoch zusätzlich in die Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke über und steht dem Markt somit nicht mehr zur Deckung der Last zur Verfügung.

Die Prognose der Erneuerbaren Energien zeigt einen fortgeführten Anstieg, der sich insbesondere in den Zahlen der Windenergieanlagen und der Photovoltaikanlagen widerspiegelt. Gleichwohl können gerade diese Anlagen nur einen sehr geringen Anteil zur gesicherten Leistung beitragen.

In der Rückschau auf die tatsächliche Situation im Jahr 2015 liegt der Wert der *Verbleibenden Leistung* im deutschen Teil der Regelzone von Amprion mit 11,6 GW im deutlich positiven Bereich und zeigt damit die Versorgungsreserve, die aus Sicht der Leistungsbilanzierung zu dieser Zeit bestanden hat. Dies ist insbesondere auf den historisch gewachsenen Überschuss der konventionellen Kraftwerke in der Regelzone von Amprion zurückzuführen. Des Weiteren war der Winter 2015 sehr mild, sodass die beobachtete maximale Last deutlich

unter dem Durchschnitt lag. Zudem lag die Einspeisung aus Windenergie zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bei etwa 52 % der installierten Leistung.

Vergleichend hierzu wurde in der Rückschau auf Basis der „Referenztagmethodik“, eine Verbleibende Leistung von 2 GW ohne Reservekraftwerke bzw. 2,2 GW unter der Berücksichtigung von Reservekraftwerken ermittelt.

In der Prognose für den kommenden Winter 2016/17 nimmt die Verbleibende Leistung leicht auf 3,8 GW/4,1 GW zu. Dies ergibt sich durch einen Rückgang der in Revision befindlichen Kraftwerksleistung im Betrachtungszeitpunkt 2016 im Vergleich zum Tag der Jahreshöchstlast im Jahr 2015.

Bis zum Jahr 2019 geht die Verbleibende Leistung ohne die Berücksichtigung von Reservekraftwerken auf 1,3 GW zurück. Dies ergibt sich vor allem durch die Stilllegung des Kernkraftwerks Gundremmingen B sowie eines weiteren großen Steinkohleblocks und die Verschiebung von 1,16 GW Braunkohlekapazität in die Sicherheitsbereitschaft. Unter Berücksichtigung aller Reservekraftwerke ergibt sich eine Verbleibende Leistung von 2,5 GW in der Amprion-Regelzone.

Bezüglich der Grenzen der Betrachtung der Leistungsbilanz verweisen wir auf die Ausführungen in Abschnitt 2.3.

Neben der Betrachtung des deutschen Netzgebietes, ist auch die Kapazität von Großkraftwerken im benachbarten Ausland, die in die Regelzone von Amprion integriert sind, angegeben. Werden diese Kapazitäten sowie die im Ausland kontrahierte Leistung aus Reservekraftwerken berücksichtigt, steigt die *Verbleibende Leistung an*.

5. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TransnetBW

5.1. Methodik der Datenermittlung

Wie bereits erläutert ist eine lastseitige Ermittlung der Regelzonenlast über Messgeräte momentan und in naher Zukunft nicht möglich. TransnetBW GmbH (TNG) ermittelt die Regelzonenlast daher erzeugungsseitig auf Basis von Einspeisemesswerten, -hochrechnungen und –prognosen zuzüglich des Saldos der Im- und Exporte. Dieser Wert entspricht damit der gesamten Nachfrage inklusive der Netzverluste. Diese Größe wird für den operativen Betrieb genutzt und wurde auch für die vergangenen Leistungsbilanzberichte herangezogen. Eine umfassendere und genauere Erfassung der Einspeisungen in der Regelzone ermöglicht die Berechnung der Regelzonenlast auf Basis von Zählwerten, die im Rahmen der *Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom* (MaBiS) durch die ÜNB erfasst werden. Dank verbesserter MaBiS-Prozesse hat die hierdurch erhaltene Last-Zeitreihe inzwischen eine hohe Güte erreicht. Im diesjährigen Leistungsbilanzbericht kann somit erstmals die Regelzonenlast auf Basis von MaBiS-Zeitreihen herangezogen werden.

Die zugrunde liegende Systematik bei der Berechnung der Last im Allgemeinen sowie der Regelzonenlast auf Basis von MaBiS-Zeitreihen im Speziellen wurden bereits im Abschnitt 2.2.7 „Last“ und in den Kapiteln der anderen ÜNB beschrieben, weswegen nur auf Besonderheiten der Datengrundlage und Ergebnisse für die Regelzone der TNG eingegangen wird.

Anmerkungen zur Datengrundlage und Berechnung:

- Die gesamte installierte Kraftwerksleistung in der Regelzone der TNG ergibt sich aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Für den Leistungsbilanzbericht wurden nur jene Erzeugungseinheiten berücksichtigt, bei denen eine eindeutige Zuordnung der Einspeisung zu MaBiS-Zählpunkten durch die Rückmeldungen der Anschlussnetzbetreiber im Rahmen einer VNB-Abfrage möglich war. Aus der Gegenüberstellung der zurückgemeldeten zur gesamten Kraftwerksleistung in der Regelzone der TNG ergibt sich für 2015 ein Abdeckungsgrad für die gesamte Regelzone inklusive des österreichischen Teils von 98,2%.
- Für die Prognose der zukünftigen installierten Kraftwerksleistung wurde die Veröffentlichung der Kraftwerksliste über Zu- und Rückbauten der Bundesnetzagentur herangezogen. Der erwartete Zubau aus erneuerbaren Energiequellen basiert auf der EEG-Mittelfristprognose der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.
- Zum Zeitpunkt der deutschen Höchstlast am 24.11.2015 um 17:30 Uhr lag die Wind-einspeisung in der TransnetBW-Regelzone bei 159 MW. Die Differenz zur installierten Leistung wird für das Jahr 2015 als „nicht verfügbar“ betrachtet. Die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen betrug 0 MW.
- Last zum betrachteten Zeitpunkt und Marge zur Höchstlast in 2015: Die TNG Regelzonenlast zum Zeitpunkt der deutschen Jahreshöchstlast am 24.11.2015 um 17:30 Uhr betrug 10.325 MW. Die Marge zwischen der TNG-Regelzonenjahreshöchstlast in 2015 und der TNG-Regelzonenlast zum Zeitpunkt der deutschen Jahreshöchstlast 2015 betrug 10.426 MW - 10.325 MW = 101 MW.
- Last zum betrachteten Zeitpunkt und Marge zur Höchstlast zu den Referenzzeitpunkten:
Die historische* TNG-Regelzonenjahreshöchstlast am 09.02.2012 um 13:15 Uhr betrug 11.052 MW. Die TNG Regelzonenlast zur historischen* deutschen Jahreshöchst-

last am 07.02.2012 um 19:15 Uhr betrug 10.729 MW. Die Marge zwischen der historischen TNG-Regelzonenjahreshöchstlast und der TNG-Regelzonenlast zum Zeitpunkt der historischen* deutschen Höchstlast betrug $11.052 \text{ MW} - 10.729 \text{ MW} = 323 \text{ MW}$.

**Anmerkung: Es wurde die Höchstlast seit der erstmaligen Veröffentlichung des Leistungsbilanzberichts herangezogen.*

- Die Anlagen der Kraftwerksgruppe Obere Ill-Lünersee der Vorarlberger Illwerke (VIW, Nettoengpassleistung 1,7 GW) in Österreich befinden sich im deutschen Regelblock und in der TNG-Regelzone. Aufgrund der topologisch direkten Anbindung wurde mit den beteiligten österreichischen Partnern vereinbart diese Leistung in Leistungsbilanzberichten zu 100 % der TNG-Regelzone zuzuordnen. Die gesicherte Leistung ergibt sich nach Abzug einer Rate für die nichteinsetzbare Leistung von Speichern und Pumpspeichern in Höhe von 20 %.
- Eine Last im Ausland hat TNG nicht zu versorgen.

5.2. Fazit

Aufgrund der beschriebenen Umstellung der Datengrundlage auf MaBiS-Zählwerte im diesjährigen Leistungsbilanzbericht ergeben sich insbesondere aufgrund des erhöhten Abdeckungsgrades Unterschiede bei der Verbleibenden Leistung im Vergleich zum vorjährigen Bericht.

Die Leistungsbilanz in 2015 zum Zeitpunkt der deutschen Jahreshöchstlast war bei alleiniger Betrachtung der Marktkraftwerke des deutschen Teils der Regelzone mit -0,9 GW negativ, auch bedingt durch Revision und Ausfall von rund 1,1 GW bzw. 0,2 GW Kraftwerksleistung. Nach Hinzunahme der österreichischen Vorarlberger Illwerke ergab sich eine verbleibende Leistung von 0,5 GW. Werden darüber hinaus die kontrahierten deutschen und ausländischen Reserven berücksichtigt, erhöht sich dieser Wert um 0,9 GW und 1,8 GW auf 3,2 GW. Bei der Interpretation dieses Wertes ist zu berücksichtigen, dass die Regelzonenlast zum Zeitpunkt der deutschen Höchstlast in 2015 mit 10.325 MW rund 0,7 GW niedriger war als die historische Regelzonenhöchstlast aus 2012.

Die Prognose der Leistungsbilanz für die kommenden Winter bewegt sich bei ausschließlicher Betrachtung der im deutschen Teil der Regelzone installierten Leistung von Marktkraftwerken im negativen Bereich zwischen -1,9 GW für 2016 und -2,2 GW in 2018 und reduziert sich leicht auf -2,1 GW in 2019. Die Unterschiede zur Prognose aus dem vorjährigen Leistungsbilanzbericht ergeben sich im Wesentlichen durch den erhöhten Abdeckungsgrad und veränderte Berechnung infolge der Umstellung auf MaBiS-Zeitreihen. Bei Hinzunahme der österreichischen Vorarlberger Illwerke reduziert sich das Defizit für die Jahre 2016 bis 2018 auf -0,6 GW bis -0,8 GW. Durch die dortige Inbetriebnahme des Kraftwerks Obervermuntwerk II mit einer Engpassleistung von 360 MW reduziert sich das Defizit in 2019 weiter auf -0,5 GW. Werden darüber hinaus die bereits kontrahierten deutschen und ausländischen Reserven berücksichtigt, ergibt sich für die Jahre 2016 bis 2019 eine positive Verbleibende Leistung in Höhe von 1,9 GW, 2,0 GW, 1,5 GW sowie 0,4 GW. Hierbei muss beachtet werden, dass die für den Winter 2016 bis 2017/2018 durch TNG zu kontrahierende Reserveleistung im Ausland bereits vollständig kontrahiert wurde. Für den Winter 2018/2019 hingegen wurde das Interessenbekundungsverfahren noch nicht durchgeführt. Es sei an dieser Stelle auf Abschnitt 2.2.9 sowie die korrespondierenden Webseiten der Bundesnetzagentur verwiesen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass zur Deckung der Höchstlast in der TransnetBW Regelzone die vorhandene Kraftwerksleistung direkt angeschlossener in- und ausländischer Marktkraftwerke zukünftig in der Regel nicht ausreichen wird. In Extremsituatio-

nen wären demnach ohne Einbeziehung der inländischen Reservekraftwerke mit einer installierten Leistung in Höhe von etwa 0,9 GW Importe in Höhe von 0,5 GW bis 0,8 GW nötig. Neben der Relevanz der Reservekraftwerke zeigt dies insbesondere die Bedeutung ausreichender Kuppelleitungskapazität zu benachbarten Regelzonen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der TransnetBW Regelzone.

Es bleibt anzumerken, dass auch innerhalb Deutschlands die geographische Lage aller Einspeisungen und Lasten für einen stabilen und sicheren Betrieb des gesamten Energieversorgungssystems von großer Bedeutung ist. Bezüglich der Grenzen der Betrachtung des Leistungsbilanzberichts verweisen wir daher auf die Ausführungen im Kapitel 2.3.

6. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TenneT

6.1. Methodik der Datenermittlung

Die Lastbestimmung in der Regelzone der TenneT TSO GmbH (TTG) berücksichtigt

- den aus Zählwerten bestimmten Saldo aus Im- und Exporten,
- Zählwerte aller Einspeisungen der an das TTG-Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke,
- Summenzählwerte für Einspeisungen von Erzeugungsanlagen, die in unterlagerten Spannungsebenen angeschlossen sind, soweit TTG diese Zeitreihen über MaBiS (Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom) zur Verfügung stehen und die entsprechenden Verteilnetzbetreiber (VNB) (konsistente) zugehörige Stammdaten für den Betrachtungszeitraum 2015 über die EEG-Anlagenmeldung und/oder in das TTG-Anlagenregister für nicht EEG-vergütungsfähige Anlagen gemeldet haben.

Durch die Kombination von TTG-Anlagenregister und MaBiS-Daten ist eine gute Datengrundlage gegeben, die – bezogen auf die gesamte, bekannte installierte Kapazität – für die TTG-Regelzone zu einem Abdeckungsgrad von ca. 99 % führt. Die fehlenden 1 % sind unter anderem auf Erzeugung innerhalb der Netze von Industrieunternehmen zurückzuführen.

Das Lastmaximum in der TTG-Regelzone verringert sich um ca. 0,4 GW gegenüber 2014 (Regelzonenhöchstlast: 24,2 GW am 24.11.15 um 17:45 Uhr). Aus den MaBiS-Daten lässt sich abschätzen, dass die tatsächliche Last zum Betrachtungszeitpunkt noch mindestens 57 MW höher liegt. Für diese Anteile liegen aber keine (konsistenten) Stammdatenmeldungen der VNB vor (vgl. Kapitel 2). Selbst wenn diese Lücke geschlossen wird, können immer noch Anteile der Gesamtlast fehlen, da innerhalb der MaBiS-Daten teilweise Erzeugung und Verbrauch nicht vollständig getrennt werden können und grundsätzlich keine Einspeisungen von Kraftwerken in nicht-öffentlichen Netzen (z. B. Bahn, Industrie, Privathaushalte) enthalten sind. Möglicherweise ergeben sich hier in Zukunft weitere Datenquellen im Rahmen der Entwicklungen zum Energieinformationsnetz.

Hauptsächlich aufgrund einer zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland relativ hohen Windeinspeisung kommt es hier zu einer positiven Verbleibenden Leistung (8,6 GW). Dabei ist zu beachten, dass wie im letztjährigen Leistungsbilanzbericht für diesen Bericht wieder die Netto-Engpassleistung statt der Nettoleistung für die zu Grunde gelegten konventionellen Kraftwerke angesetzt wurde.

Die verfügbare Kraftwerkskapazität im Ausland umfasst Anteile an Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken in Österreich, die gemäß vertraglichen Bestimmungen für die Energieversorgung in Deutschland zur Verfügung stehen. Dabei werden auch die Nichtverfügbarkeiten wie bei den Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland mit einbezogen. Zukünftig ergeben sich hier jedoch aufgrund von aktuellen Entwicklungen möglicherweise Änderungen.

Im Bereich Biomasse, Wind und PV wird für die Jahre ab 2016 auf den finalen Stand der Zubauprognosen aus 2015 zurückgegriffen, der sich im Rahmen des EEG-Umlage-Prozesses ergibt.

Im konventionellen Bereich werden Zu- und Rückbaupläne für Kraftwerke am Übertragungsnetz in die Prognose mit einbezogen. Bei den Rückbauten kann für den Zeitraum von einem Jahr ab Erstellung dieses Berichtes auf verbindliche Meldungen der an das Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke zurückgegriffen werden. Danach werden andere verfügbare Quellen wie die im Internet zu diesem Thema veröffentlichten Tabellen der Bundesnetza-

gentur herangezogen. Für den kommenden Winter befinden sich innerhalb der TTG-Regelzone bereits Kraftwerke mit einer Kapazität von ca. 3,2 bzw. 4,0 GW in der Netzreserve. Da die Leistungsbilanz Marktaspekte nicht berücksichtigt, kommen in ihr die Reservekraftwerke so wie alle anderen Kraftwerke zum Tragen, werden aber separat ausgewiesen.

Hinsichtlich abschaltbarer Lasten steht in der TTG-Regelzone seit Dezember 2014 ein Potential von 50 MW zur Verfügung. Dieser Wert wird auch für die nächsten Jahre angenommen, vorbehaltlich der zukünftigen Entwicklungen wie in Kapitel 2.2.7 dargestellt.

6.2. Fazit

Die Verbleibende Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2015 liegt aufgrund der relativ hohen Windeinspeisung deutlich über dem Ergebnis für den Referenztag 2015.

Die Prognose der Leistungsbilanz für den kommenden Winter in der TTG-Regelzone fällt negativ aus – auch unter Einbeziehung von Reservekraftwerken. Dazu trägt u.a. die Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld am 28.06.2015 bei. Die Versorgungssicherheit ist bei einer solchen Unterdeckung stark von Importen aus dem benachbarten In- und Ausland abhängig. Dabei ist insbesondere auf die Belange des Übertragungsnetzes (u. a. Transportkapazität, Spannungsstabilität, Systemstabilität) zu achten.

Für die Folgejahre bleiben die Werte auf einem ähnlichen Niveau. Der weitere Zubau bei den Erneuerbaren führt aufgrund ihrer geringen gesicherten Leistung zu keiner nennenswerten Verbesserung bei der Verbleibenden Leistung.

Eine mögliche Verschärfung der Situation ist bei einer zusätzlichen Gasknappheit zu erwarten (vgl. Kapitel 2.2). Allerdings konnte das Risiko von Gastransportproblemen durch veränderte Gaslieferverträge bei den systemrelevanten Kraftwerken zwischenzeitlich reduziert werden. Damit ist allerdings nicht notwendigerweise das Problem fehlender Gasmengen behoben.

Insgesamt ist bei der Betrachtung der Leistungsbilanz zu beachten, dass sich je nach Berücksichtigung der installierten Leistung von deutschen Reservekraftwerken in der TenneT-Regelzone große Unterschiede in der Verbleibenden Leistung ergeben. Ohne das Instrument der Netzreserveverordnung wären diese Kraftwerksleistungen je nach Stilllegungsdatum im Betrachtungszeitraum zum Teil nicht mehr verfügbar und die Verbleibende Leistung würde sich entsprechend reduzieren. Dabei werden zum Stichtag 26.11.15 die Kraftwerke Irsching 3, Staudinger 4, Ingolstadt 3 und Ingolstadt 4 als Reservekraftwerke geführt. Weiterhin werden ab dem Stichtag 21.12.16 Irsching 4 und 5 und ab 18.01.17 Franken 1 als Reservekraftwerke angenommen. Weiterhin befindet sich das Kraftwerk Buschhaus ab dem Stichtag 21.12.16 in der Sicherheitsbereitschaft.

Neben den in Kapitel 6.1 beschriebenen Reservekraftwerken, die in der Leistungsbilanz enthalten sind, wurden weitere 2,3 GW Reserve in Österreich für die kommenden Wintermonate bis April 2017 unter Vertrag genommen. Für den Winter 2017/18 wurden 1,3 GW kontrahiert. Diese Leistung stellt für die Betrachtungszeitpunkte der Leistungsbilanz eine zusätzliche mögliche Sicherheit dar. Bezüglich der Grenzen der Betrachtung für diese Leistungsbilanz verweisen wir auf die Ausführungen in Kapitel 2.3.

7. Leistungsbilanz für das deutsche Energieversorgungssystem

7.1. Methodik der Datenermittlung

Die Zahlen für Deutschland ergeben sich nur teilweise als Summe der Werte für die einzelnen Regelzonen. Nicht als Summe ergeben sich die Ausfälle der konventionellen Erzeugung. Für diese ist zu beachten, dass sich durch den Portfolioeffekt für die Betrachtung der einzelnen Regelzonen höhere Werte ergeben als für Deutschland insgesamt (vgl. Kapitel 2.2.4). Damit ergeben sich auch alle aus den Ausfällen abgeleiteten Werte nicht als Summe der Regelzonenbeiträge. Auf Basis der installierten Kapazitäten, die den Leistungsbilanzen der Einzel-Regelzonen zugrunde liegen, ergibt sich bezogen auf die gesamte bekannte installierte Kapazität ein Abdeckungsgrad von ca. 98 % für Deutschland.

Aufgrund der erneuten Abfrage bei den Verteilnetzbetreibern hat sich die Datenbasis gegenüber dem Vorjahr leicht verbessert. Der Umfang der Datenbasis konnte weiter ausgebaut werden. Aus diesen Gründen ist die Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen des Vorjahres nur eingeschränkt gegeben.

7.2. Fazit

Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2015 war die Verbleibende Leistung inklusive Reservekraftwerken mit 32,5 GW im positiven Bereich. Dies ist deutlich mehr als zum entsprechenden Stichzeitpunkt 2014 (10,2 GW), aber vergleichbar zum entsprechenden Stichzeitpunkt 2013 (37,3 GW). Dies ist in erster Linie auf die vergleichsweise hohe Windeinspeisung zu diesem Zeitpunkt zurückzuführen (20,5 GW in 2015 gegenüber 1 GW in 2014 und 26 GW in 2013).

Die **Prognose der Leistungsbilanz** für den kommenden Winter fällt mit Berücksichtigung der Reservekraftwerke positiv aus (3,4 GW im Dezember 2016 und 3,5 GW im Januar 2017), siehe Abbildung 9. Ohne Reservekraftwerke ergeben sich -1,0 GW im Dezember 2016 bzw. -1,8 GW im Januar 2017.

In der Prognose für die Folgejahre werden in 2018 bzw. 2019 mit Berücksichtigung von Reservekraftwerken voraussichtlich 1,5 GW bzw. 1,1 GW erreicht (ohne Reservekraftwerke -4,3 GW bzw. -5,7 GW). Dabei wird vorausgesetzt, dass Inbetriebnahmen im konventionellen Bereich planmäßig erfolgen. Dennoch ist auch hierbei anzumerken, dass für einen stabilen und sicheren Betrieb des gesamten Energieversorgungssystems auch die geographische Lage der entsprechenden Einspeisungen und Lasten von großer Bedeutung ist.

Bezüglich der Grenzen der Betrachtung für diese Leistungsbilanz verweisen wir auf die Ausführungen in Kapitel 2.3.

Eine mögliche Verschärfung der Situation ist bei einer zusätzlichen Gasknappheit zu erwarten (vgl. Kapitel 2.2.5).

Insgesamt ist bei der Betrachtung der Leistungsbilanz zu beachten, dass sich je nach Berücksichtigung der installierten Leistung von deutschen Reservekraftwerken große Unterschiede in der Verbleibenden Leistung ergeben. Diese sind im Tabellenteil explizit ausgewiesen worden. Die ausgewiesenen Leistungen basieren auf den Ergebnissen der Bedarfsanalyse 2016 und den Neuerungen hinsichtlich Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft aufgrund des *Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)*.

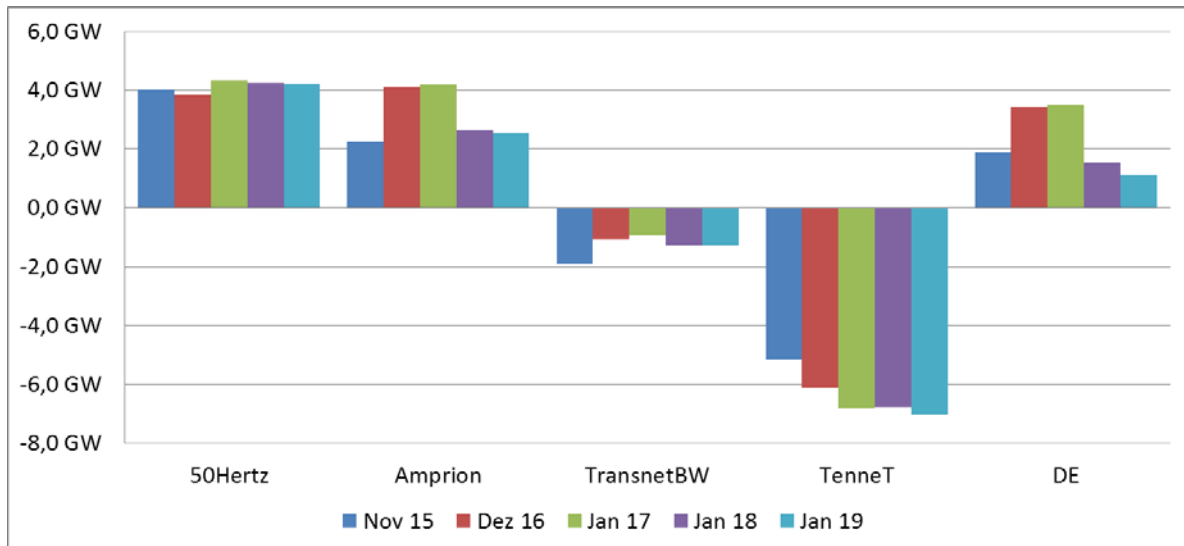


Abbildung 9: Verbleibende Leistung mit Berücksichtigung von Reservekraftwerken und ohne Berücksichtigung von Kraftwerken im Ausland

A. Anhang

A.1. Datenblatt der Leistungsbilanz 50Hertz Transmission

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4			Zusammenfassung für 50Hertz					
			2015	2015	2016	2017	2018	2019
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
Zeitpunkt (CET)			24.11.2015	24.11.2015	21.12.2016	18.01.2017	17.01.2018	16.01.2019
Zeile			17:30 Uhr	17:30 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr
TEIL A: Installierte Netto-Engpassleistung nach Primärenergieträgern								
1	Kernenergie		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Druckwasserreaktor		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Siedewasserreaktor		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
2	Fossile Brennstoffe		18,2 GW	18,2 GW	18,1 GW	18,4 GW	18,2 GW	18,1 GW
2a	davon Braunkohle		10,0 GW	10,0 GW	10,0 GW	10,0 GW	10,0 GW	9,9 GW
2b	davon Steinkohle		2,4 GW	2,4 GW	3,2 GW	3,2 GW	3,2 GW	3,2 GW
2c	davon Gas		4,1 GW	4,1 GW	3,2 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW
2d	davon Öl		1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,1 GW	1,1 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe		0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)		26,2 GW	26,2 GW	28,7 GW	28,8 GW	30,4 GW	32,0 GW
3a	davon onshore Wind		15,3 GW	15,3 GW	17,4 GW	17,5 GW	18,5 GW	19,4 GW
3b	davon offshore Wind		0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,6 GW	0,8 GW
3c	davon Photovoltaik		8,6 GW	8,6 GW	9,1 GW	9,1 GW	9,5 GW	9,8 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		1,8 GW	1,8 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
4	Wasser		2,9 GW	2,9 GW	2,9 GW	2,9 GW	2,9 GW	2,9 GW
4a	davon Laufwasser		0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher		2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)		47,3 GW	47,3 GW	49,7 GW	50,1 GW	51,5 GW	53,0 GW
7	Revisionen		0,4 GW	0,4 GW	0,5 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
8	Netzreservekraftwerke DE		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Gas		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Mineralöl		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
9	Sicherheitsbereitschaft		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,5 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,5 GW
TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung								
			Rate der nicht-einsetzbaren Leistung					
10	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt		18,5 GW	25,4 GW	27,9 GW	28,0 GW	29,6 GW	31,2 GW
10a	davon eingemottete Kraftwerke		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Kernenergie		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Gas		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Öl		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Pumpspeicher		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
10b	davon Kernenergie	0%						
10c	davon Braunkohle	0%						
10d	davon Steinkohle	0%						
10e	davon Gas	0%						
10f	davon Öl	0%						
10g	davon gemischte Brennstoffe	0%						
10h	davon onshore Wind	99%	8,6 GW	15,2 GW	17,2 GW	17,3 GW	18,3 GW	19,3 GW
10i	davon offshore Wind	99%	0,0 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,5 GW	0,8 GW
10j	davon Photovoltaik	100%	8,6 GW	8,6 GW	9,1 GW	9,1 GW	9,5 GW	9,8 GW
10k	davon Biomasse / Biogas	35%	0,5 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,7 GW	0,7 GW
10l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	50%	0,1 GW	0,1 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
10m	davon Laufwasser	75%	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
10n	davon Speicher und Pumpspeicher	20%	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
10o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
11a	Ausfälle exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		0,3 GW	2,4 GW	2,5 GW	2,5 GW	2,5 GW	2,5 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		0,3 GW	2,4 GW	2,5 GW	2,5 GW	2,5 GW	2,5 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		28,1 GW	19,1 GW	18,8 GW	19,3 GW	19,2 GW	18,7 GW
12b	Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))		28,1 GW	19,1 GW	18,8 GW	19,3 GW	19,2 GW	19,2 GW
13	Reserve für Systemdienstleistungen		0,9 GW	0,9 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
14a	Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)		27,3 GW	18,2 GW	18,0 GW	18,5 GW	18,4 GW	17,9 GW
14b	Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)		27,3 GW	18,2 GW	18,0 GW	18,5 GW	18,4 GW	18,3 GW
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		15,2 GW	14,3 GW	14,3 GW	14,3 GW	14,3 GW	14,3 GW
Temperatur zum betrachteten Zeitpunkt								
Referenztag an dem diese Temperatur aufgetreten ist			07.02.12 19:00					
16	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt		0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
17	Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotential (17 = 15 - 16)		15,0 GW	14,1 GW	14,1 GW	14,1 GW	14,1 GW	14,1 GW
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		12,2 GW	4,0 GW	3,8 GW	4,3 GW	4,2 GW	3,8 GW
18b	Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)		12,2 GW	4,0 GW	3,8 GW	4,3 GW	4,2 GW	4,2 GW
19	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast		04.02.2015 18:15					
20	Marge zur Höchstlast		0,6 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
Land								
21a	Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
21b	Gesicherte Leistung im Ausland		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
21c	im Ausland kontrahierte Reserveleistung		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
22	Entsprechende Last Ausland		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
23	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (23 = 18b + 21b + 21c - 22)		12,2 GW	4,0 GW	3,8 GW	4,3 GW	4,2 GW	4,2 GW

A.2. Datenblatt der Leistungsbilanz Amprion

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4			Zusammenfassung für Amprion					
			2015	2015	2016	2017	2018	2019
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
			24.11.2015	24.11.2015	21.12.2016	18.01.2017	17.01.2018	16.01.2019
Zeitpunkt (CET)			17:30 Uhr	17:30 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr
Zeile	TEIL A: Installierte Netto-Engpassleistung nach Primärenergieträgern							
1	Kernenergie		3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	2,6 GW	2,6 GW
	davon Druckwasserreaktor		1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
	davon Siedewasserreaktor		2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	1,3 GW	1,3 GW
2	Fossile Brennstoffe		36,9 GW	36,9 GW	36,7 GW	37,1 GW	36,5 GW	36,4 GW
2a	davon Braunkohle		10,1 GW	10,1 GW	10,1 GW	10,1 GW	10,1 GW	10,1 GW
2b	davon Steinkohle		12,2 GW	12,2 GW	11,9 GW	11,9 GW	11,3 GW	11,2 GW
2c	davon Gas		12,2 GW	12,2 GW	12,3 GW	12,7 GW	12,7 GW	12,7 GW
2d	davon Öl		0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe		1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)		18,4 GW	18,4 GW	20,0 GW	20,0 GW	20,9 GW	21,7 GW
3a	davon onshore Wind		7,4 GW	7,4 GW	8,2 GW	8,2 GW	8,6 GW	8,9 GW
3b	davon offshore Wind		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
3c	davon Photovoltaik		9,3 GW	9,3 GW	10,1 GW	10,1 GW	10,5 GW	11,0 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		1,3 GW	1,3 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,3 GW	0,3 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
4	Wasser		1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW
4a	davon Laufwasser		1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher		0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)		60,7 GW	60,7 GW	62,1 GW	62,6 GW	61,4 GW	62,2 GW
7	Revisionen		4,8 GW	4,8 GW	2,6 GW	2,1 GW	1,8 GW	1,8 GW
8	Netzreservekraftwerke DE		0,2 GW	0,2 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Gas		0,2 GW	0,2 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
	davon Mineralöl		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
9	Sicherheitsbereitschaft		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,6 GW	1,2 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,6 GW	1,2 GW
	TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung	Rate der nicht-einsetzbaren Leistung						
10	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt		14,2 GW	18,2 GW	19,8 GW	20,4 GW	21,2 GW	22,1 GW
10a	davon eingemottete Kraftwerke		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
	davon Kernenergie		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Gas		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
	davon Öl		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Pumpspeicher		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
10b	davon Kernenergie	0%						
10c	davon Braunkohle	0%						
10d	davon Steinkohle	0%						
10e	davon Gas	0%						
10f	davon Öl	0%						
10g	davon gemischte Brennstoffe	0%						
10h	davon onshore Wind	99%	3,5 GW	7,3 GW	8,1 GW	8,1 GW	8,5 GW	8,8 GW
10i	davon offshore Wind	99%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
10j	davon Photovoltaik	100%	9,3 GW	9,3 GW	10,1 GW	10,1 GW	10,5 GW	11,0 GW
10k	davon Biomasse / Biogas	35%	0,4 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
10l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	50%	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
10m	davon Laufwasser	75%	0,7 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW
10n	davon Speicher und Pumpspeicher	20%	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
10o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
11a	Ausfälle exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		0,8 GW	3,7 GW	3,9 GW	4,1 GW	4,0 GW	3,9 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		0,8 GW	3,7 GW	3,9 GW	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		40,8 GW	33,8 GW	35,6 GW	35,7 GW	33,6 GW	33,0 GW
12b	Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))		41,0 GW	34,1 GW	35,8 GW	35,9 GW	34,4 GW	34,3 GW
13	Reserve für Systemdienstleistungen		1,6 GW	1,6 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW
14a	Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)		39,2 GW	32,2 GW	34,1 GW	34,2 GW	32,1 GW	31,5 GW
14b	Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)		39,4 GW	32,5 GW	34,3 GW	34,4 GW	32,9 GW	32,8 GW
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		28,5 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW
	Temperatur zum betrachteten Zeitpunkt							
	Referenztag an dem diese Temperatur aufgetreten ist			07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00
16	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt		0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
17	Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotential (17 = 15 - 16)		27,8 GW	30,2 GW	30,2 GW	30,2 GW	30,2 GW	30,2 GW
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		11,4 GW	2,0 GW	3,8 GW	3,9 GW	1,9 GW	1,3 GW
18b	Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)		11,6 GW	2,2 GW	4,1 GW	4,2 GW	2,6 GW	2,5 GW
19	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast		26.01.2015 12:45					
20	Marge zur Höchstlast		0,2 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
		Land						
21a	Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland	LU, AT	1,5 GW	1,5 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW
21b	Gesicherte Leistung im Ausland		1,2 GW	1,2 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
21c	im Ausland kontrahierte Reserveleistung	FR	0,4 GW	0,4 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,4 GW	0,0 GW
22	Entsprechende Last Ausland	LU	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
23	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (23 = 18b + 21b + 21c - 22)		12,6 GW	3,2 GW	4,8 GW	4,9 GW	3,7 GW	3,2 GW

A.3. Datenblatt der Leistungsbilanz TransnetBW

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4			Zusammenfassung für TransnetBW					
			2015	2015	2016	2017	2018	2019
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
			24.11.2015	24.11.2015	21.12.2016	18.01.2017	17.01.2018	16.01.2019
Zeitpunkt (CET)			17:30 Uhr	17:30 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr
Zeile	TEIL A: Installierte Netto-Engpassleistung nach Primärenergieträgern							
1	Kernenergie		2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW
	davon Druckwasserreaktor		2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW
	davon Siedewasserreaktor		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
2	Fossile Brennstoffe		7,1 GW	7,1 GW	7,0 GW	7,0 GW	6,7 GW	6,7 GW
2a	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
2b	davon Steinkohle		5,1 GW	5,1 GW	5,1 GW	5,1 GW	5,1 GW	5,1 GW
2c	davon Gas		1,1 GW	1,1 GW	1,0 GW	1,0 GW	0,7 GW	0,7 GW
2d	davon Öl		0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe		0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)		6,8 GW	6,8 GW	6,8 GW	6,8 GW	7,0 GW	7,3 GW
3a	davon onshore Wind		0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
3b	davon offshore Wind		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
3c	davon Photovoltaik		5,2 GW	5,2 GW	5,3 GW	5,3 GW	5,5 GW	5,8 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
4	Wasser		2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW
4a	davon Laufwasser		0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher		1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)		19,2 GW	19,2 GW	19,2 GW	19,2 GW	19,1 GW	19,4 GW
7	Revisionen		1,1 GW	1,1 GW	0,3 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
8	Netzreservekraftwerke DE		0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
	davon Gas		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Mineralöl		0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
9	Sicherheitsbereitschaft		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung	Rate der nicht-einsetzbaren Leistung						
10	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt		6,9 GW	7,2 GW	7,2 GW	7,2 GW	7,5 GW	7,8 GW
10a	davon eingemottete Kraftwerke		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Kernenergie		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Gas		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Öl		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Pumpspeicher		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
10b	davon Kernenergie	0%						
10c	davon Braunkohle	0%						
10d	davon Steinkohle	0%						
10e	davon Gas	0%						
10f	davon Öl	0%						
10g	davon gemischte Brennstoffe	0%						
10h	davon onshore Wind	99%	0,6 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
10i	davon offshore Wind	99%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
10j	davon Photovoltaik	100%	5,2 GW	5,2 GW	5,3 GW	5,3 GW	5,5 GW	5,8 GW
10k	davon Biomasse / Biogas	35%	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
10l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	50%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
10m	davon Laufwasser	75%	0,4 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
10n	davon Speicher und Pumpspeicher	20%	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
10o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
11a	Ausfälle exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		0,2 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		0,2 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		10,0 GW	8,5 GW	9,3 GW	9,4 GW	9,1 GW	9,1 GW
12b	Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))		11,0 GW	9,4 GW	10,2 GW	10,3 GW	10,0 GW	10,0 GW
13	Reserve für Systemdienstleistungen		0,6 GW	0,6 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
14a	Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)		9,5 GW	7,9 GW	8,8 GW	8,9 GW	8,6 GW	8,6 GW
14b	Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)		10,4 GW	8,8 GW	9,7 GW	9,8 GW	9,5 GW	9,5 GW
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		10,3 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW
	Temperatur zum betrachteten Zeitpunkt							
	Referenztag an dem diese Temperatur aufgetreten ist			07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00
16	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
17	Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotential (17 = 15 - 16)		10,3 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		-0,9 GW	-2,8 GW	-1,9 GW	-1,8 GW	-2,2 GW	-2,1 GW
18b	Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)		0,1 GW	-1,9 GW	-1,1 GW	-0,9 GW	-1,3 GW	-1,3 GW
19	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast		26.01.2015 12:00					
20	Marge zur Höchstlast		0,1 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
		Land						
21a	Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland	AT	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	2,1 GW
21b	Gesicherte Leistung im Ausland		1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,7 GW
21c	im Ausland kontrahierte Reserveleistung	CH, IT	1,8 GW	1,8 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,4 GW	0,0 GW
22	Entsprechende Last Ausland							
23	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (23 = 18b + 21b + 21c - 22)		3,2 GW	1,2 GW	1,9 GW	2,0 GW	1,5 GW	0,4 GW

A.4. Datenblatt der Leistungsbilanz TenneT

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4			Zusammenfassung für TenneT					
			2015	2015	2016	2017	2018	2019
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
			24.11.2015	24.11.2015	21.12.2016	18.01.2017	17.01.2018	16.01.2019
Zeitpunkt (CET)			17:30 Uhr	17:30 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr
Zeile	TEIL A: Installierte Netto-Engpassleistung nach Primärenergieträgern							
1	Kernenergie		4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW
	davon Druckwasserreaktor		4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW
	davon Siedewasserreaktor		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
2	Fossile Brennstoffe		17,8 GW	17,8 GW	17,6 GW	18,0 GW	18,0 GW	17,7 GW
2a	davon Braunkohle		0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
2b	davon Steinkohle		6,5 GW	6,5 GW	6,5 GW	6,5 GW	6,5 GW	6,2 GW
2c	davon Gas		8,7 GW	8,7 GW	8,5 GW	8,9 GW	8,9 GW	8,9 GW
2d	davon Öl		1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe		0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)		37,9 GW	37,9 GW	40,1 GW	40,2 GW	42,7 GW	44,9 GW
3a	davon onshore Wind		16,7 GW	16,7 GW	18,0 GW	18,1 GW	19,2 GW	20,3 GW
3b	davon offshore Wind		2,9 GW	2,9 GW	3,7 GW	3,7 GW	4,4 GW	4,8 GW
3c	davon Photovoltaik		15,2 GW	15,2 GW	15,5 GW	15,5 GW	16,2 GW	16,9 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		2,9 GW	2,9 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
4	Wasser		3,2 GW	3,2 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW
4a	davon Laufwasser		1,9 GW	1,9 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher		1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)		63,1 GW	63,1 GW	65,0 GW	65,5 GW	68,0 GW	69,9 GW
7	Revisionen		0,6 GW	0,6 GW	1,1 GW	2,2 GW	2,2 GW	2,2 GW
8	Netzreservekraftwerke DE		1,8 GW	1,8 GW	3,2 GW	4,0 GW	4,1 GW	4,1 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Gas		1,0 GW	1,0 GW	2,4 GW	3,3 GW	3,3 GW	3,3 GW
	davon Mineralöl		0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
9	Sicherheitsbereitschaft		0,0 GW	0,0 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
	TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung	Rate der nicht-einsetzbaren Leistung						
10	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt		28,2 GW	38,5 GW	40,9 GW	41,0 GW	43,5 GW	45,7 GW
10a	davon eingemottete Kraftwerke		1,0 GW	1,0 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
	davon Kernenergie		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
	davon Gas		0,9 GW	0,9 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW
	davon Öl		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Pumpspeicher		0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
10b	davon Kernenergie	0%						
10c	davon Braunkohle	0%						
10d	davon Steinkohle	0%						
10e	davon Gas	0%						
10f	davon Öl	0%						
10g	davon gemischte Brennstoffe	0%						
10h	davon onshore Wind	99%	9,3 GW	16,6 GW	17,8 GW	17,9 GW	19,0 GW	20,1 GW
10i	davon offshore Wind	99%	0,8 GW	2,9 GW	3,7 GW	3,7 GW	4,4 GW	4,7 GW
10j	davon Photovoltaik	100%	15,2 GW	15,2 GW	15,5 GW	15,5 GW	16,2 GW	16,9 GW
10k	davon Biomasse / Biogas	35%	0,8 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW
10l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	50%	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
10m	davon Laufwasser	75%	0,8 GW	1,4 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,4 GW	1,4 GW
10n	davon Speicher und Pumpspeicher	20%	0,2 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
10o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
11a	Ausfälle exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		0,2 GW	2,0 GW	1,9 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		0,2 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		32,2 GW	20,2 GW	17,6 GW	16,1 GW	16,1 GW	15,8 GW
12b	Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))		34,1 GW	22,0 GW	20,9 GW	20,2 GW	20,2 GW	20,0 GW
13	Reserve für Systemdienstleistungen		1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
14a	Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)		30,9 GW	18,9 GW	16,3 GW	14,9 GW	14,8 GW	14,6 GW
14b	Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)		32,7 GW	20,6 GW	19,7 GW	19,0 GW	19,0 GW	18,7 GW
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		24,2 GW	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW
	Temperatur zum betrachteten Zeitpunkt							
	Referenztag an dem diese Temperatur aufgetreten ist			07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00
16	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt		0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
17	Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotential (17 = 15 - 16)		24,1 GW	25,7 GW	25,7 GW	25,7 GW	25,7 GW	25,7 GW
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		6,8 GW	-6,8 GW	-9,4 GW	-10,9 GW	-10,9 GW	-11,2 GW
18b	Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)		8,6 GW	-5,1 GW	-6,1 GW	-6,8 GW	-6,8 GW	-7,0 GW
19	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast		24.11.2015 17:45					
20	Marge zur Höchstlast		0,0 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
		Land						
21a	Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland	AT	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW
21b	Gesicherte Leistung im Ausland		0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
21c	im Ausland kontrahierte Reserveleistung	AT	2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	1,3 GW	0,0 GW
22	Entsprechende Last Ausland							
23	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (23 = 18b + 21b + 21c - 22)		11,6 GW	-2,1 GW	-3,1 GW	-3,8 GW	-4,8 GW	-6,3 GW

A.5. Datenblatt der Leistungsbilanz Gesamtdeutschland

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4			Zusammenfassung für 4 deutsche ÜNB					
			2015	2015	2016	2017	2018	2019
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
			24.11.2015	24.11.2015	21.12.2016	18.01.2017	17.01.2018	16.01.2019
Zeitpunkt (CET)			17:30 Uhr	17:30 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr
Zeile	TEIL A: Installierte Netto-Engpassleistung nach Primärenergieträgern							
1	Kernenergie		10,8 GW	10,8 GW	10,8 GW	10,8 GW	9,5 GW	9,5 GW
	davon Druckwasserreaktor		8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW
	davon Siedewasserreaktor		2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	1,3 GW	1,3 GW
2	Fossile Brennstoffe		80,0 GW	80,0 GW	79,5 GW	80,6 GW	79,4 GW	78,9 GW
2a	davon Braunkohle		20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW
2b	davon Steinkohle		26,2 GW	26,2 GW	26,7 GW	26,7 GW	26,1 GW	25,6 GW
2c	davon Gas		26,0 GW	26,0 GW	25,0 GW	26,1 GW	25,7 GW	25,7 GW
2d	davon Öl		3,8 GW	3,8 GW	3,8 GW	3,8 GW	3,6 GW	3,6 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe		3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)		89,3 GW	89,3 GW	95,5 GW	95,8 GW	101,0 GW	105,9 GW
3a	davon onshore Wind		40,2 GW	40,2 GW	44,3 GW	44,5 GW	46,9 GW	49,4 GW
3b	davon offshore Wind		3,3 GW	3,3 GW	3,9 GW	3,9 GW	5,0 GW	5,5 GW
3c	davon Photovoltaik		38,3 GW	38,3 GW	39,9 GW	40,0 GW	41,7 GW	43,5 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		6,9 GW	6,9 GW	6,8 GW	6,8 GW	6,8 GW	6,8 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
4	Wasser		10,3 GW	10,3 GW	10,2 GW	10,2 GW	10,2 GW	10,2 GW
4a	davon Laufwasser		4,0 GW	4,0 GW	3,9 GW	3,9 GW	4,0 GW	4,0 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher		6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,2 GW
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)		190,3 GW	190,3 GW	196,0 GW	197,3 GW	200,1 GW	204,5 GW
7	Revisionen		6,8 GW	6,8 GW	4,5 GW	4,7 GW	4,3 GW	4,3 GW
8	Netzreservekraftwerke DE		3,0 GW	3,0 GW	4,4 GW	5,2 GW	5,2 GW	5,2 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
	davon Gas		1,3 GW	1,3 GW	2,7 GW	3,5 GW	3,6 GW	3,6 GW
	davon Mineralöl		1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW
9	Sicherheitsbereitschaft		0,0 GW	0,0 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,9 GW	2,0 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,9 GW	2,0 GW
	TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung	Rate der nicht-einsetzbaren Leistung						
10	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt		67,8 GW	89,3 GW	95,9 GW	96,7 GW	101,8 GW	106,7 GW
10a	davon eingemottete Kraftwerke		1,0 GW	1,0 GW	1,3 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW
	davon Kernenergie		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
	davon Gas		0,9 GW	0,9 GW	1,0 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW
	davon Öl		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Pumpspeicher		0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
10b	davon Kernenergie	0%						
10c	davon Braunkohle	0%						
10d	davon Steinkohle	0%						
10e	davon Gas	0%						
10f	davon Öl	0%						
10g	davon gemischte Brennstoffe	0%						
10h	davon onshore Wind	99%	22,1 GW	39,8 GW	43,8 GW	44,0 GW	46,5 GW	48,9 GW
10i	davon offshore Wind	99%	0,8 GW	3,2 GW	3,9 GW	3,9 GW	4,9 GW	5,5 GW
10j	davon Photovoltaik	100%	38,3 GW	38,3 GW	39,9 GW	40,0 GW	41,7 GW	43,5 GW
10k	davon Biomasse / Biogas	35%	2,0 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW
10l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	50%	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
10m	davon Laufwasser	75%	2,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW
10n	davon Speicher und Pumpspeicher	20%	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW
10o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
11a	Ausfälle exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		1,5 GW	6,9 GW	7,0 GW	7,3 GW	7,1 GW	7,0 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		1,5 GW	7,0 GW	7,3 GW	7,5 GW	7,5 GW	7,4 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		111,2 GW	84,3 GW	83,9 GW	83,2 GW	80,7 GW	79,3 GW
12b	Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))		114,2 GW	87,1 GW	88,4 GW	88,5 GW	86,5 GW	86,1 GW
13	Reserve für Systemdienstleistungen		4,4 GW	4,4 GW	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW
14a	Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)		106,8 GW	79,9 GW	79,8 GW	79,1 GW	76,6 GW	75,2 GW
14b	Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)		109,8 GW	82,7 GW	84,3 GW	84,3 GW	82,4 GW	82,0 GW
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		78,2 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW
	Temperatur zum betrachteten Zeitpunkt		0,6 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C
	Referenztag an dem diese Temperatur aufgetreten ist			07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00
16	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt		1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW
17	Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotential (17 = 15 - 16)		77,3 GW	80,9 GW	80,9 GW	80,9 GW	80,9 GW	80,9 GW
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		29,5 GW	-1,0 GW	-1,0 GW	-1,8 GW	-4,3 GW	-5,7 GW
18b	Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)		32,5 GW	1,9 GW	3,4 GW	3,5 GW	1,5 GW	1,1 GW
19	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast							
20	Marge zur Höchstlast							
		Land						
21a	Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland	AT, LU	4,1 GW	4,1 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,3 GW	4,6 GW
21b	Gesicherte Leistung im Ausland		3,2 GW	3,2 GW	3,4 GW	3,4 GW	3,4 GW	3,7 GW
21c	von DE im Ausland kontrahierte Reserveleistung	AT, CH, IT, FR	4,5 GW	4,5 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,1 GW	0,0 GW
22	Entsprechende Last Ausland	LU	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
23	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (23 = 18b + 21b + 21c - 22)		39,6 GW	9,0 GW	10,1 GW	10,1 GW	7,4 GW	4,1 GW