



Bericht der deutschen Übertragungs- netzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016-2020

Stand 31.10.2017

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.....	13
2.2.7. Last.....	14
2.2.8. Verbleibende Leistung und Vergleich mit der Regelzonenhöchstlast.....	16
2.2.9. Berücksichtigung des benachbarten Auslandes	17
2.2.10. Kapazitätsreserve, Sicherheitsbereitschaft und Netzreserve	17
2.3. Grenzen der Betrachtung.....	18
3. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von 50Hertz Transmission	21
4. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von Amprion	23
5. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TransnetBW	25
6. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TenneT	27
7. Leistungsbilanz für das deutsche Energieversorgungssystem.....	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 TSO GmbH	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 grundsätzliche Methodik der System Adequacy Bewertung, die teilweise im Laufe der Zeit weiterentwickelt wurde.

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. Gleichwohl haben sich die ÜNB dafür entschieden weiterhin einen gemeinsamen LBB zu erstellen.

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. Eine Ausnahme bilden hierbei erstmalig in diesem Leistungsbilanzbericht die Regelzonenanteile von Amprion in Luxemburg sowie von TransnetBW in Österreich, deren Er-

zeugungskapazität ausschließlich am deutschen Netz angeschlossen ist. Für Luxemburg wurden die Pumpspeicherkraftwerke in Vianden sowie die zu versorgende Verbraucherlast berücksichtigt. In der TransnetBW Regelzone betrifft es die Kraftwerksgruppe Obere Ill-Lünersee der Vorarlberger Illwerke. Durch Istwertaufschaltungen dem deutschen Regelblock zugeordnete Kraftwerke werden weiterhin als installierte Netto-Engpassleistung im Ausland berücksichtigt.

Folgende unterschiedliche Betrachtungszeitpunkte sind dargestellt:

- Statistik (2016)
Der Betrachtungszeitpunkt für das Jahr 2016 ergibt sich aus der deutschlandweiten Jahreshöchstlast. Die deutschlandweite Jahreshöchstlast ist durch Aggregation der vorliegenden Lastzeitreihen der vier Regelzonen ermittelt worden.
- Prognose (2017)
Für die Prognose des Jahres 2017 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 (2018 – 2020)
Für die Prognose der Jahre 2018 – 2020 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. Zu diesem Zeitpunkt nimmt die Leistungsbilanz einen Extremwert an. Somit kann unter Berücksichtigung der Unsicherheiten der Datenerhebung die voraussichtlich kritischste Situation bewertet werden, ohne damit aber eine vollumfängliche Aussage zur Eintrittswahrscheinlichkeit zu treffen.

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 abzüglich der zu versorgenden Last verringert um Lastreduktionspotential) erlaubt eine tendenzielle Bewertung des Systems. Ist der Wert positiv, steht auch in den betrachteten Situationen ein entsprechender Puffer für Exporte zur Verfügung. Ist der Wert negativ, zeigt sich durch das Fehlen verbleibender elektrischer Leistung unter Annahme einer unflexiblen Stromnachfrage eine gewisse Importabhängigkeit des untersuchten elektrischen Energiesystems für die betrachteten Situationen. Grundsätzlich sollte diese Methodik nur für tendenzielle Bewertungen verwendet werden. Die Ermittlung einiger 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 naturgemäß eine entsprechende Ungenauigkeit zur Folge hat.

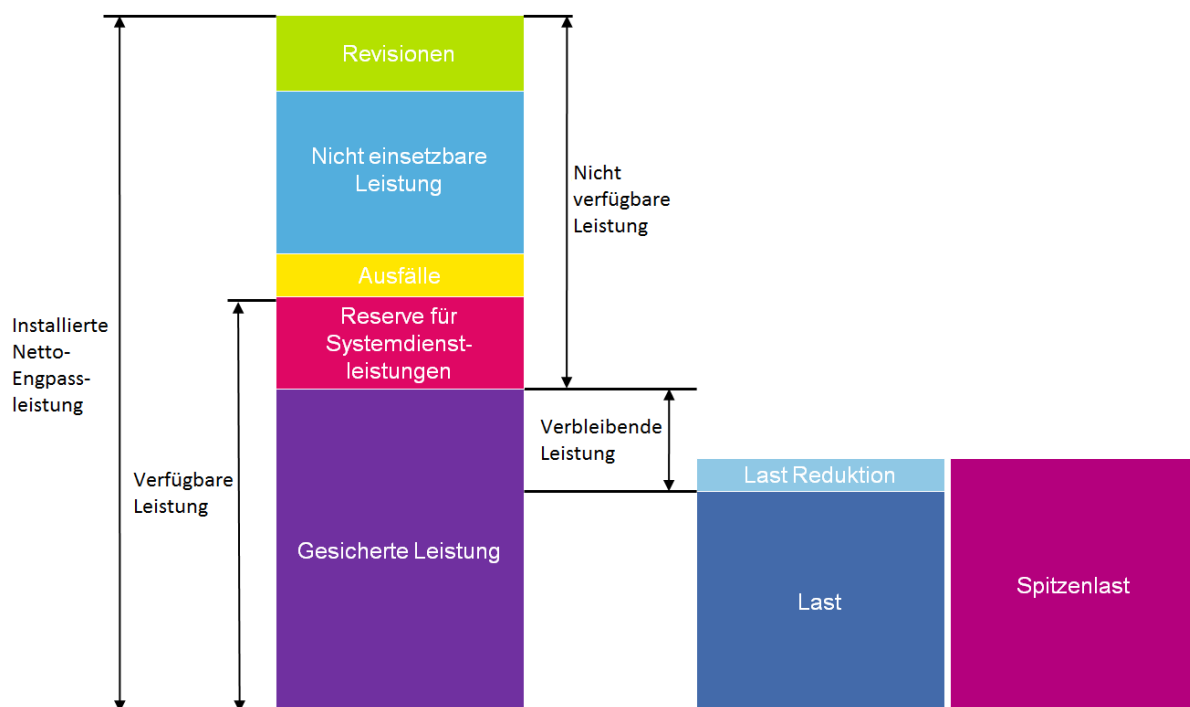


Abbildung 1: Systematik der Leistungsbilanz

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 früheren Berichte wird für die **Statistik** des Jahres **2016** die Situation zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in ganz Deutschland am 07.12.2016 um 17:45 Uhr untersucht (Spalte Jahreshöchstlast 2016). Hierzu wird zunächst der Maximalwert der zeitgleichen Summe der vier Regelzonenlasten ermittelt. Die zu diesem Zeitpunkt gesicherte zur Verfügung stehende Einspeiseleistung wird dieser Jahreshöchstlast (reduziert um Lastminderungspotential) gegenübergestellt. Zusätzlich sind Zeitpunkt und Höhe der jeweiligen Regelzonenhöchstlast im Referenzjahr 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 **2016** auch noch einmal vollständig nach den Verfahrensweisen der unten beschriebenen Prognose, d. h. wie ein **Referenztag** betrachtet (Spalte Referenztag 2016). 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 **2017** und für die Jahre 2018 – 2020 unterschieden. Für das Jahr 2017 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 **2018 – 2020** 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, sowie die Kraftwerke Vianden in Luxemburg und die Vorarlberger Illwerke in Österreich, 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 werden derzeit neben internen Datensammlungen durch die vier ÜNB (Daten aus Monitoring der Bundesnetzagentur bei den Kraftwerksbetreibern) auch eine regelmäßige Datenabfrage bei den Verteilnetzbetreibern bzw. Meldungen in konventionelle Anlagenregister der einzelnen Häuser verwendet. Informationen zur Entwicklung der konventionellen Erzeu-

gungskapazitäten wurden den von der BNetzA veröffentlichten Zu- und Rückbauzahlen bzw. Stilllegungsanzeigen¹ entnommen.

Für die Erneuerbaren Energien wird auf die Auswertung des aktuellen EEG-Stammdatenregisters der ÜNB zurückgegriffen. Für die Prognose der installierten Leistung werden ausschließlich die Ergebnisse der aktuellen Gutachten zur EEG-Jahres- und Mittelfristprognose² verwendet, welche die Grundlage für die Ermittlung der bundesweiten EEG-Umlage bilden.

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 VGB³ vorgenommen.

2.2.4. Ausfälle

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

In früheren 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 in den vergangenen Leistungsbilanzberichten 2015 und 2016 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 Gegenwahrschein-

¹

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

² <https://www.netztransparenz.de/EEG/>

³ VGB e.V.

lichkeit ein, welche daher $(1-p)$ beträgt. Dabei sind die Eintrittswahrscheinlichkeiten abhängig vom Kraftwerkstyp sowie 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 200, 100 und 50 MW. Jeder Kraftwerksblock hat dabei eine eigene Wahrscheinlichkeit für eine Nichtverfügbarkeit.

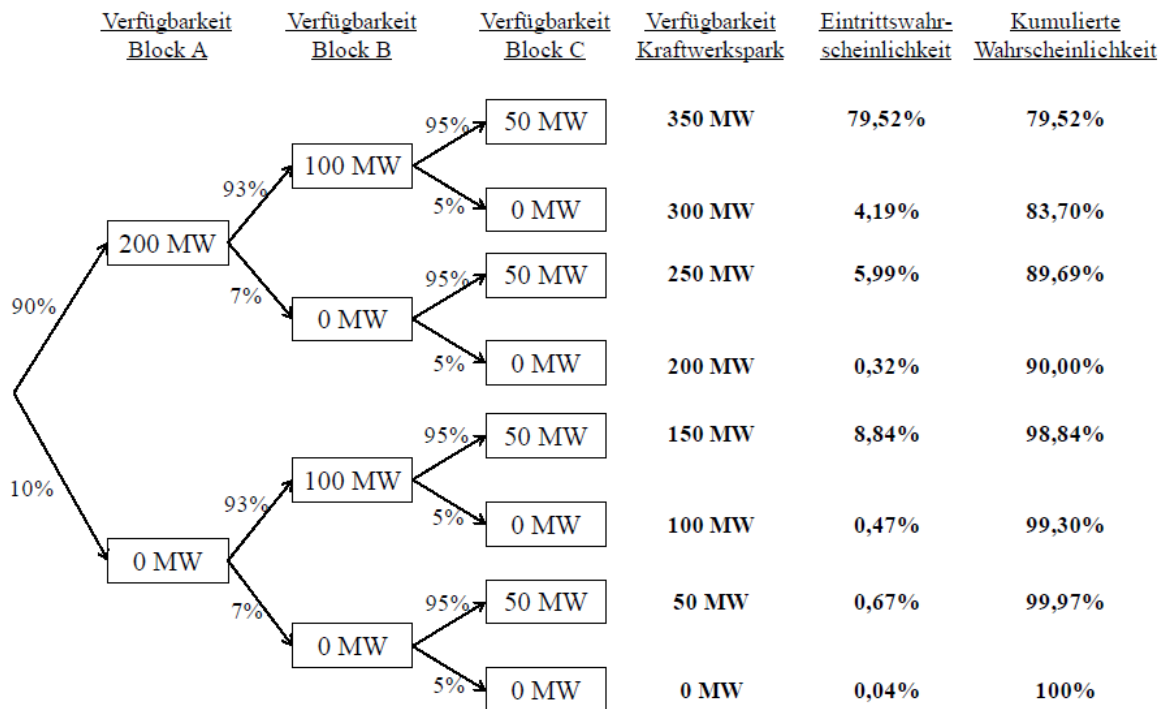


Abbildung 2: Vereinfachtes Schema zur Anwendung der rekursiven Faltung, Quelle: TU Berlin

Während mit den getroffenen Annahmen die Gesamtleistung aller Kraftwerke mit einer Wahrscheinlichkeit von 79,52 % verfügbar ist, beträgt die Wahrscheinlichkeit einer Leistungsbereitstellung von mindestens 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. Der so ermittelte Leistungswert geht als gesichert verfügbare Leistung für konventionelle Kraftwerke in die Leistungsbilanz ein.

Für die Berechnung der gesicherten Leistung wurde auf Statistiken zu Nichtverfügbarkeitsraten des VGB zurückgegriffen⁴.

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

⁴ [VGB e.V.](#)

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

Angaben in GW	2016	2017	2018	2019	2020
Grundgesamtheit inkl. Reserve-KW	86,3	85,2	82,4	82,0	79,1
Gesicherte Leistung der Regelzonen					
50Hertz	17,3	17,7	17,9	18,0	18,1
Amprion	35,2	33,6	32,9	32,5	31,4
TenneT	21,1	21,5	20,9	20,8	20,9
TransnetBW	11,0	11,4	11,2	11,2	10,0
Summe der gesicherten Leistungen	84,6	84,2	82,9	82,5	80,4
Gesicherte Leistung des Verbundnetzes	85,6	85,1	83,7	83,5	81,2
Portfolioeffekt	1,0	0,9	0,8	1,0	0,8

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 0,8 und 1,0 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 einen auf die installierte Leistung zu beziehenden Anteil nichtverfügbarer Leistung des jeweiligen Energieträgers. Es handelt sich hierbei nicht um die technische Nichtverfügbarkeit. Berücksichtigt wird eine Nichtverfügbarkeit aufgrund von fehlendem Primärenergieträger bei konventionellen Kraftwerken, fehlenden Genehmigungen, Fernwärmeauskopplungen, 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 2012-2016 ist in Abbildung 3 dargestellt.

Es zeigt sich, dass die eingespeiste Leistung für 1 % der Zeit im Mittel der Jahre 2012-2016 bei <65 % der installierten Leistung liegt. Daher setzen die Übertragungsnetzbetreiber eine **Nichtverfügbarkeit von 35 %** an.

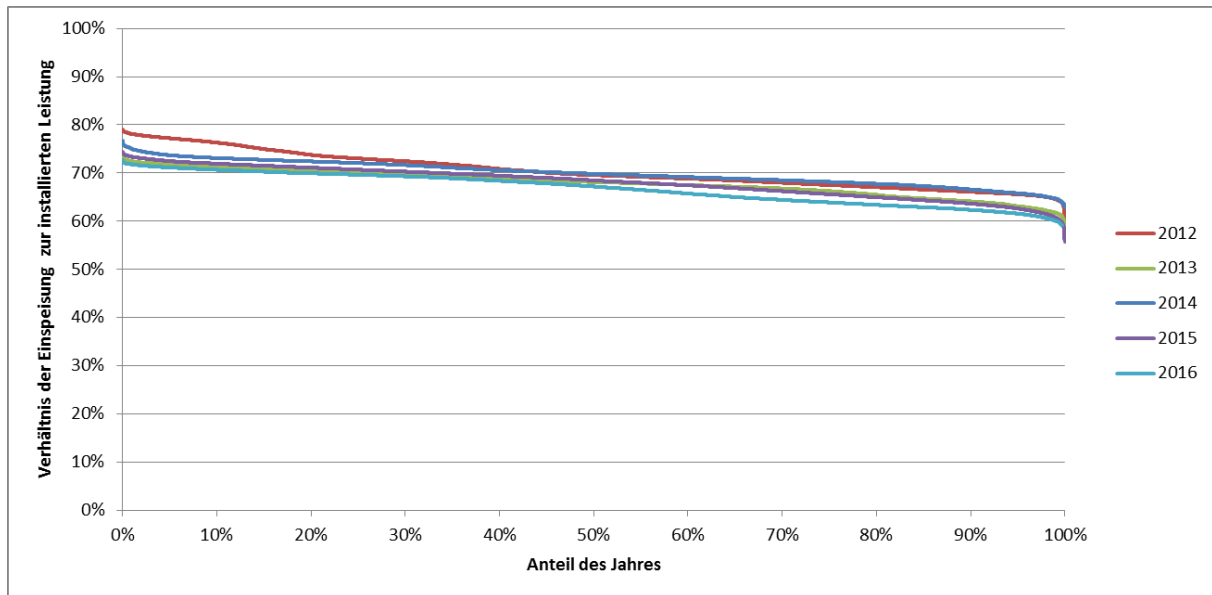


Abbildung 3: Geordnete relative Einspeisung aus Biomasseanlagen aus den Jahren 2012-2016

Windenergie – Onshore und Offshore

Die Einspeisung aus Windkraftanlagen ist sehr volatil und nur schwer prognostizierbar. Eine Auswertung der Einspeisung in den vier Regelzonen für 2016 und die einhüllenden Dauerlinien aus den Jahren 2010-2015 sind in Abbildung 4 dargestellt.

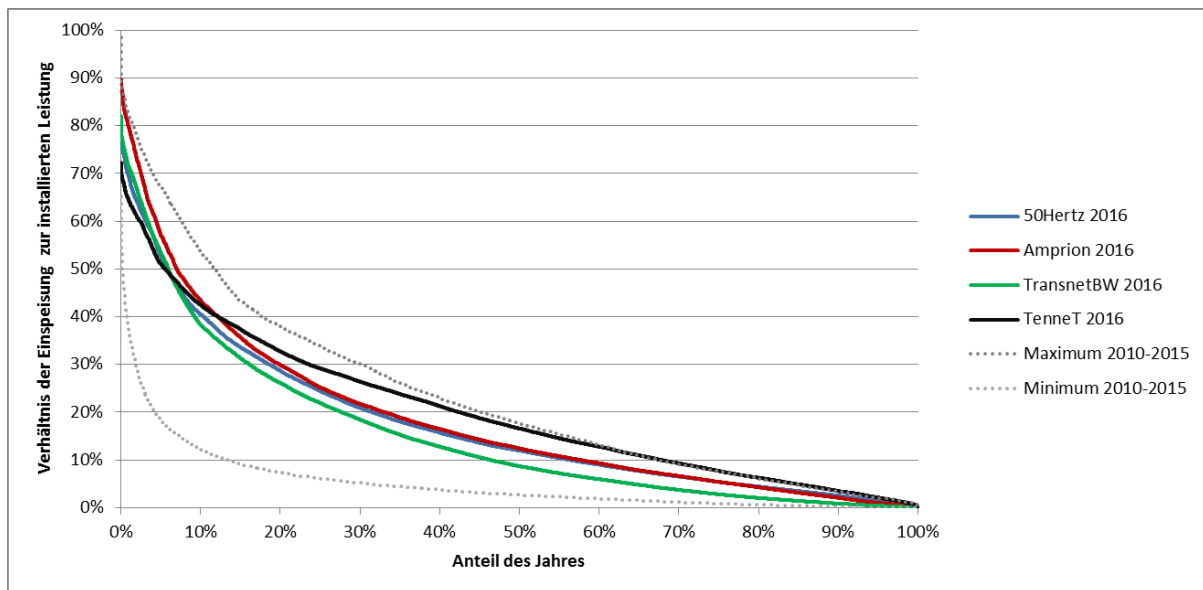


Abbildung 4: Geordnete relative Einspeisung aus Windkraftanlagen in den Jahren 2010-2015

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, 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.

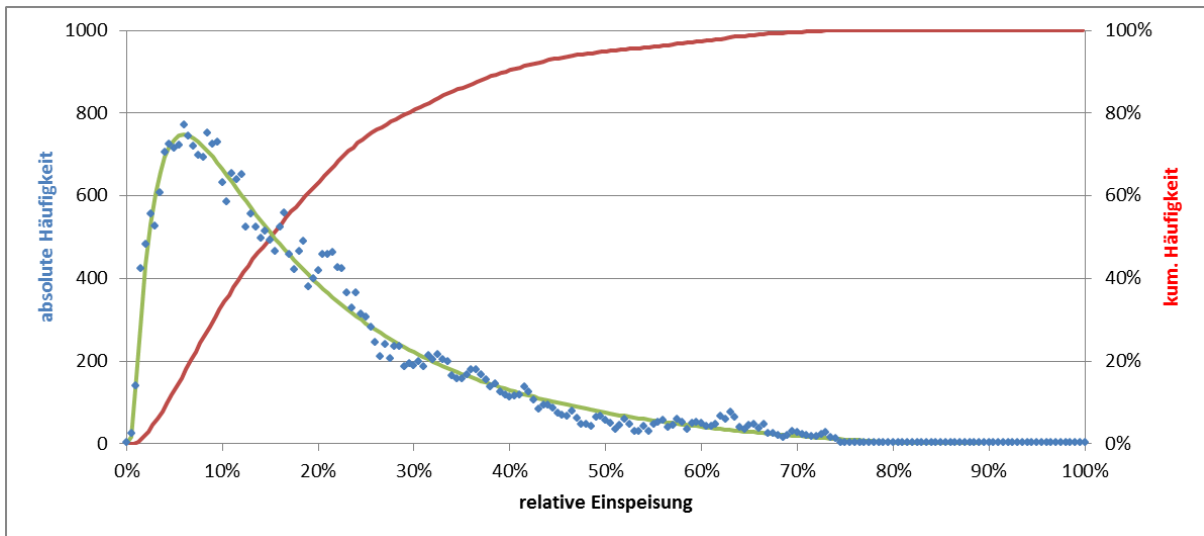


Abbildung 5: (Kumuliertes) Histogramm über die relativen Einspeiseleistungen 2016

In Abbildung 6 ist die Auswertung der Offshore-Windeinspeisungen in den Regelzonen von 50Hertz und TTG aus dem Jahr 2016 dargestellt.

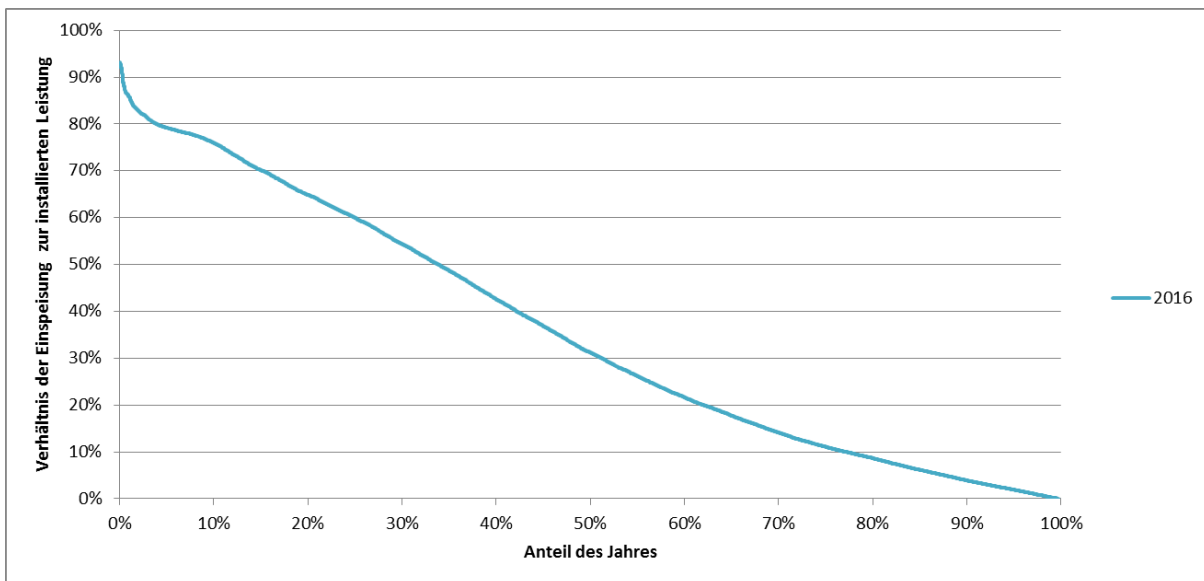


Abbildung 6: Geordnete relative Einspeisung aus Offshore-Windkraftanlagen in den Regelzonen von 50Hertz und TTG im Jahr 2016

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 07.12.2016 ist die Einspeisung bereits um 17:45 Uhr auf 0 MW gesunken, vgl. Abbildung 7.

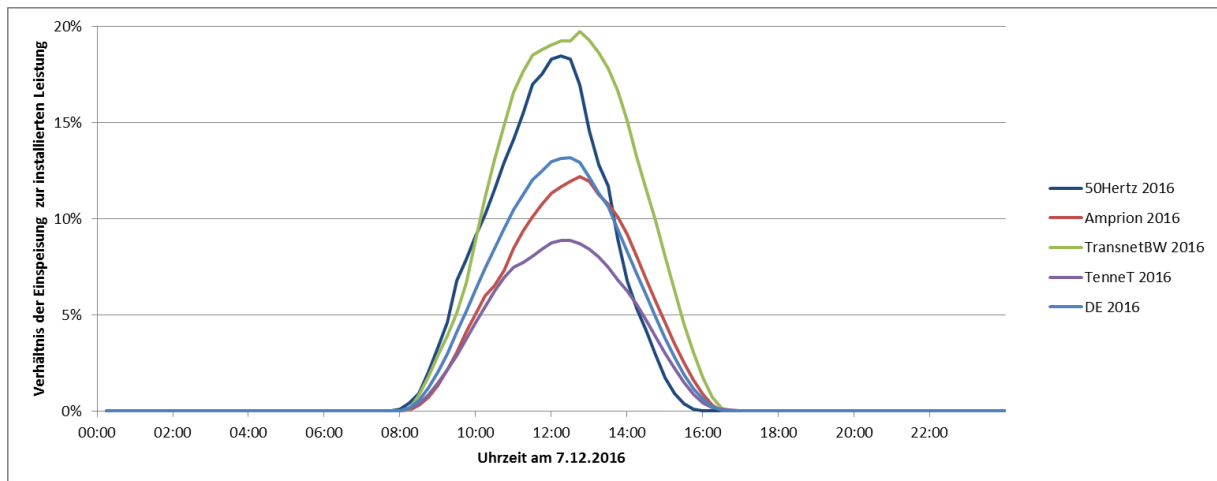


Abbildung 7: Relative PV-Einspeisung am 07.12.2016

Laufwasser

Die folgende Abbildung 8 zeigt die Dauerlinie für die Laufwassereinspeisung in 2014, 2015 und 2016. 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.

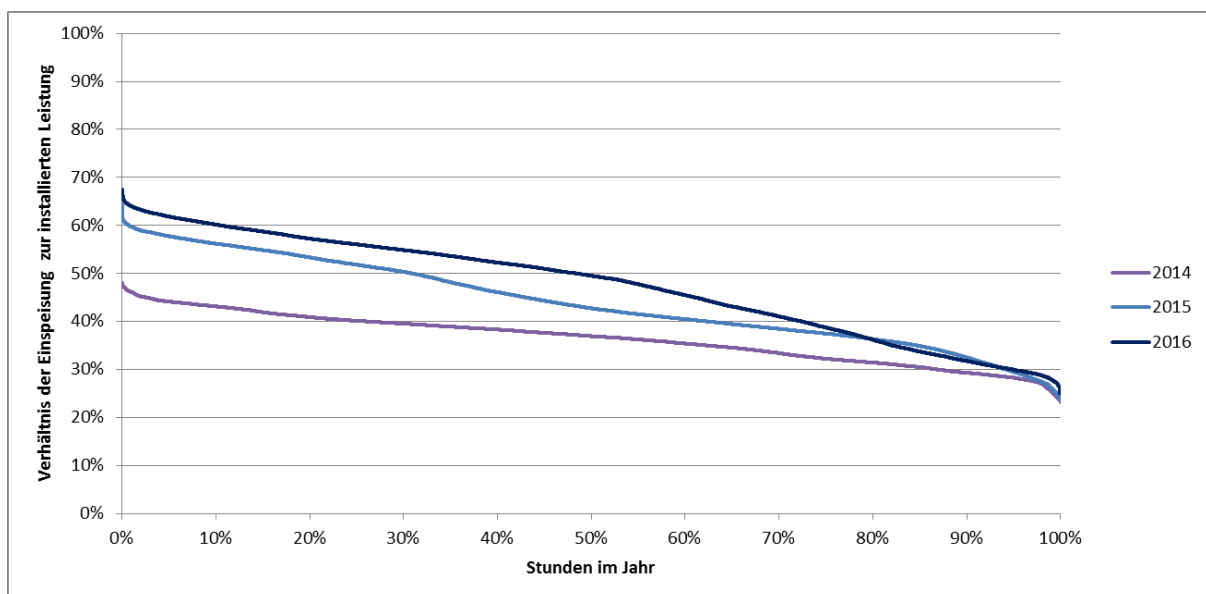


Abbildung 8: Geordnete relative Einspeisung der Laufwasseranlagen in den Jahren 2014-2016

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 all-gemeingültigen 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 kann⁵. 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 Net-

⁵ 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

tostromerzeugung 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 einen kurzen Prognosezeitraum vorliegen, werden für die Jahre 2019 und 2020 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 Bezugsleistung 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 erzeugerseitig ermittelte Last repräsentiert die Summe aller Kraftwerkseinspeisungen inkl. des Saldos der Im- und Exporte vermindert um die Pumpleistung von Pumpspeicherkraftwerken.

Im Leistungsbilanzbericht wird dabei 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 EE-Erzeugern: Auch hier wird zwischen gemessener Einspeisung, synthetischem Einspeiseprofil und tagesparameterabhängigen Einspeiseprofilen unterschieden.

Neben den MaBiS-Einspeisezeitreihen werden zur Ermittlung der Last auch das Zählwertsaldo aus Im- und Exporten, sowie Bezugszeitreihen von Pumpspeicherkraftwerken verwendet.

50Hertz verwendet zur Bestimmung der Endverbraucherlast einen Ansatz der auf Basis der vertikalen Netzlast beruht. Diese entspricht der vorzeichenrichtigen Summe aller Übergaben aus dem Übertragungsnetz über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu Verteilungsnetzen und Endverbrauchern. Um die tatsächliche Endverbraucherlast einer Regelzone zu bestimmen, muss zur vertikalen Netzlast die in den Spannungsebenen kleiner gleich 110-kV eingespeiste Strommenge hinzugerechnet werden. Für konventionelle Erzeugung wird diese Menge anhand der durch die VNB im MaBiS-Prozess gemeldeten EGS-Zeitreihen ermittelt. Für erneuerbare Energieträger liegen wiederum Zahlen aus den Abrechnungsprozessen der ÜNB vor, über die ebenfalls auf die dezentrale Einspeisung in den unterlagerten Netze rückgeschlossen werden kann.

Die Summe aller dieser Zeitreihen, die in einer viertelstündigen Auflösung vorliegen, ergibt schlussendlich die Näherung der Regelzonenlast in den deutschen Teilen der Regelzonen (siehe Abbildung 9).

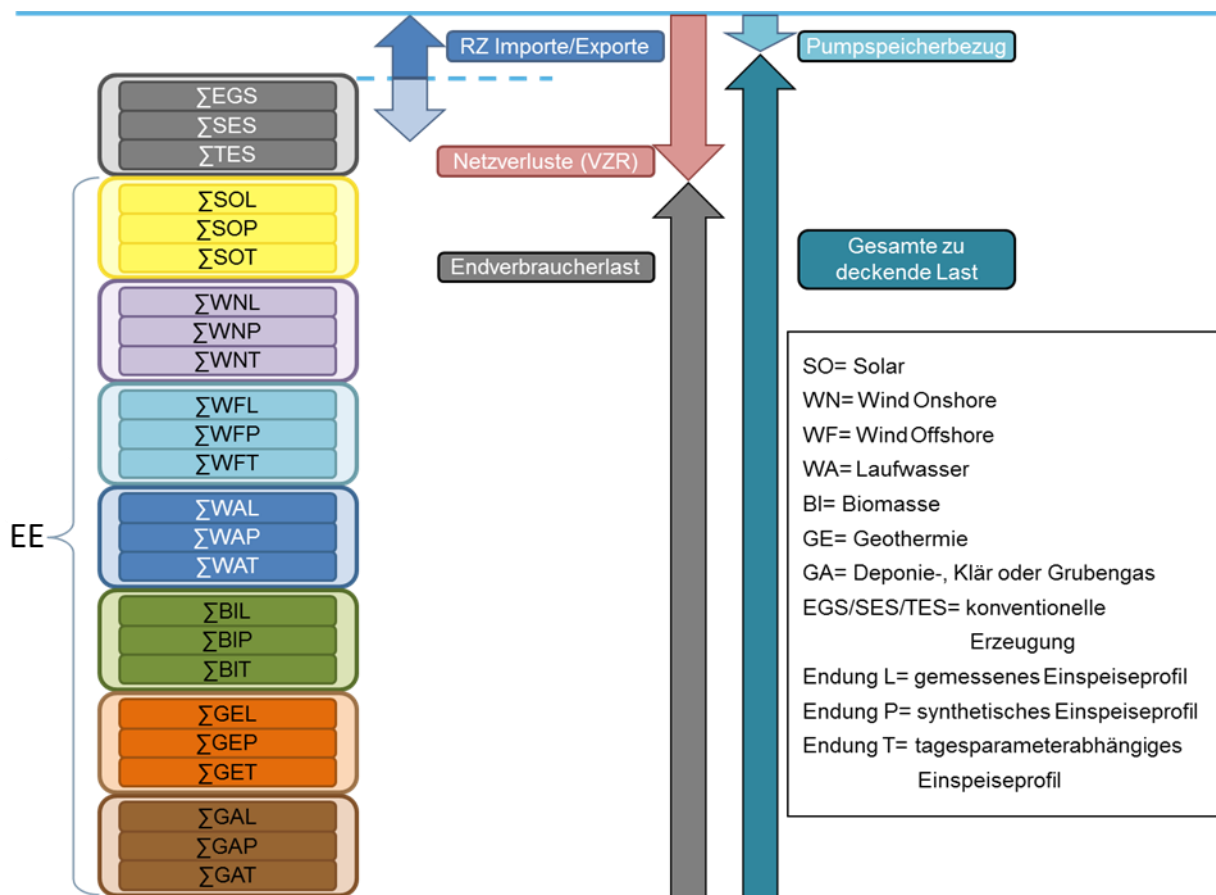


Abbildung 9: Ermittlung der Last in den deutschen Teilen der Regelzonen

Zur Bewertung der Repräsentativität der Daten kann der Abdeckungsgrad hinsichtlich der installierten Netto-Engpassleistung ausgewertet werden. Hierzu wird die installierte Leistung der berücksichtigten 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 Kraftwerksliste gegenüber gestellt. Aus diesem Verhältnis ergibt sich nach unserer Definition der Abdeckungsgrad der Betrachtung.

Die **Last zum betrachteten Zeitpunkt** entspricht der im vergangenen Jahr beobachteten deutschen Jahreshöchstlast. Für die Referenzzeitpunkte wird die maximale Jahreshöchstlast von Deutschland angesetzt, die seit Einführung dieses Berichtes beobachtet wurde. In diesem Bericht wird erstmalig auch die Verbraucherlast im luxemburgischen Teil der Regelzone

Amprions direkt mit in der Last Amprions berücksichtigt. Daher wurde auch die im Jahr 2012 beobachtete maximale deutsche Jahreshöchstlast um die damalige Last des luxemburgischen Teils der Regelzone erhöht. Eine weitere Anpassung der Jahreshöchstlast aus 2012 ergibt sich durch die rückwirkende Anpassung der Berechnungsmethodik der Lastzeitreihe in der Regelzone der 50HzT. Dadurch kam es zu einer Verschiebung des Zeitpunkts der maximalen Jahreshöchstlast in Deutschland.

Um die Systembilanz auszugleichen oder Belastungssituationen 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 28.12.2012⁶ kommt diese Möglichkeit seit Mitte 2013 in Deutschland zum Tragen. Die Verordnung wurde im Jahr 2016 novelliert und trat zum 01.10.2016 in Kraft. Die sich damit ergebenden Änderungen wurden Ende März 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). Die Novellierung hat bisher kaum spürbare Auswirkungen auf die bezuschlagten Mengen, so dass der bisherige DE-Wert von etwa 1 GW zum beobachteten Zeitpunkt in 2016 auch für die Betrachtungszeitpunkte der Folgejahre herangezogen wird.

Die zu deckende **Last** 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 Referenzjahr** sowie die **Regelzonenhöchstlast im Referenzjahr** angegeben. Für die Referenzzeitpunkte ist die Regelzonenhöchstlast im Jahr der historischen deutschen Höchstlast angegeben, für das vergangene Jahr die in diesem Zeitraum aufgetretene Regelzonenhöchstlast.

⁶ <http://www.bmwi.de/DE/Service/gesetze,did=547238.html>

2.2.9. Berücksichtigung des benachbarten Auslandes

Der Wert **Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland (Istwertaufgeschaltet)** beschreibt die Leistung von Einspeisungen, die einer deutschen Regelzone zuzuordnen sind, aber außerhalb von Deutschland stehen (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 Leistung⁷.

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 wurde 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. Die vorzuhaltende Reserveleistung der Kapazitätsreserve soll im ersten Schritt nach Gesetz ab dem Winterhalbjahr 2018/2019 eine Höhe von 2 GW betragen. Die EU-Kommission hat jedoch ein nicht öffentliches Beihilfverfahren gegen Deutschland eingeleitet um zu überprüfen, ob die geplante Kapazitätsreserve den EU-Vorschriften entspricht. Es bestehen Bedenken, dass die Maßnahme den Wettbewerb zu Gunsten der Kraftwerksbetreiber verfälscht. Daher ist nicht davon auszugehen, dass es vor 2019 zur Bildung der Kapazitätsreserve kommt. 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 Braunkohle-

⁷ Die Berichte und Ergebnisse sind öffentlich einsehbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html

kraftwerksblöcke, 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
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 2017 durchgeführt wurde, stammen die Zahlen der Netzreserve bis 2020 im diesjährigen Leistungsbilanzbericht. Berücksichtigt wurden dabei nur Reservekraftwerke im In- und Ausland, mit denen die vier Übertragungsnetzbetreiber zum Zeitpunkt der Erstellung des Leistungsbilanzberichtes 2017 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 2016 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 97 und 99 % bei der Darstellung der Situation in den Regelzonen bzw. in Deutschland.

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 unterschiedlicher Qualität vor (Zählwerte, Messwerte, Hochrechnungen, usw.). Unberücksichtigt bleibt ein eventueller Zubau von KWK-Anlagen < 10MW. Des Weiteren ist der Eigenbedarf von Industriekunden mit eigenem Kraftwerkspark nicht bekannt. An der Übergabestelle zum VNB wird nur der saldierte Betrag zwischen Kraftwerkseinspeisung und Last übergeben. Daher kommt es zu einer Unterschätzung der Last bei Berücksichtigung der gesamten Kraftwerkskapazität. Ein weiterer Unterschied zur Last, die in der Bedarfsanalyse angesetzt wird und die das Ziel hat die gesamte deutsche Stromnachfrage abzuschätzen, liegt darin, dass auch die Endverbraucherlast der Bahn noch nicht berücksichtigt ist. Daher liegt die in diesem Bericht ermittelte Jahreshöchstlast 4 bis 5 GW unterhalb der in der Bedarfsanalyse angewandten Last.

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

Insbesondere sei darauf hingewiesen, dass im vorliegenden Leistungsbilanzbericht nur teilweise probabilistische Betrachtungen durchgeführt wurden, nämlich bei dem wahrscheinlichkeitsbasierten Charakter von Kraftwerksverfügbarkeiten und EE-Einspeisung. Die Untersuchung der Gesamteintrittswahrscheinlichkeit der angenommenen Situation – Jahreshöchstlast bei gleichzeitiger Dunkelflaute – ist nicht Gegenstand dieses Berichtes. Somit lässt sich auch keine Aussage über das absolute Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland ableiten, da bei dieser rein nationalen Betrachtung die Verlässlichkeit von Importen aus dem Ausland nicht betrachtet wird. Derzeit wird sowohl in Deutschland (Versorgungssicherheitsmonitoring des BMWi avisiert für Sommer 2018⁸) wie auch auf europäischer Ebene (Mid-term Adequacy Forecast der ENTSO-E⁹ sowie Generation Adequacy Assessment des Pentilateral Energy Forum¹⁰) an probabilistischen Verfahren gearbeitet. Diese haben zum Ziel, die genannten Effekte möglichst umfassend zu berücksichtigen, um hierüber eine statistische Aussage zum Versorgungssicherheitsniveau treffen zu können. Das BMWi ist dann gefordert, für Deutschland ein volkswirtschaftlich sinnvolles Versorgungssicherheitsniveau festzulegen, woraus sich z. B. eine vorzuhaltende Kraftwerksreserve ableiten lässt.

Bei den Ergebnissen dieser 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.

Erstmals in diesem Leistungsbilanzbericht wurde der deutsche Regelzonenanteil in Luxemburg zur deutschen Last hinzugerechnet. Im österreichischen Teil der TransnetBW Regelzone ist keine Last zu versorgen.

⁸ Vgl. § 63 EnWG

⁹ <https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx>

¹⁰ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gemeinsamer-versorgungssicherheitsbericht.html>



3. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von 50Hertz Transmission

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. Diese Anpassungen bei den konventionellen Kraftwerken werden mit Kenntnisstand Anfang Oktober 2017 vorgenommen. Alle hier berücksichtigten Veränderungen erfolgten in Abstimmung zu den aktuellen Bedarfsanalysen.

Im Ergebnis der hier erstellten Berechnungen wird die gesamte installierte Leistung für die Energieerzeugung aus fossilen Brennstoffen zum Ende des Jahres 2017 ca. 18,2 GW betragen. Für die weitere Entwicklung des Kraftwerkspark ist die Betrachtung der Reserven zu berücksichtigen, da im Braunkohlekraftwerk Jämschwalde die Blöcke F (bis zum 1. Oktober 2018) und E (bis zum 1. Oktober 2019) für jeweils 4 Jahre in die Sicherheitsbereitschaft gehen werden. Beide Blöcke verfügen über eine Netto-Engpasseleistung von je 465 MW. Die endgültige Stilllegung erfolgt somit ab 2022.

Die Entwicklung der installierten Leistung von erneuerbaren Energiequellen wurde für diesen Bericht der EE-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. So wächst der Anteil von Windenergie Onshore in der Regelzone nach aktueller Prognose bis 2020 von heute ca. 18 GW auf über 21 GW, wobei zusätzlich 1,1 GW Offshore installiert sein sollen. Für Photovoltaik ist ein Anstieg auf 11,7 GW bis 2020 prognostiziert. Auch für Biomasse ist laut Mittelfristprognose im gleichen Zeitraum ein Anstieg von ca. 1,8 GW auf 2,1 GW zu erwarten. Insgesamt werden nach aktueller Datenlage ca. 36 GW Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in der Regelzone installiert sein.

In der 50Hertz Regelzone stehen weiterhin Lastminderungspotentiale zur Verfügung. Hier waren im Jahr 2016 abschaltbare Lasten mit einem Leistungsumfang von 212 MW kontrahiert. Im Jahr 2017 gab es mit der Novellierung der Verordnung für abschaltbare Lasten einen leichten Anstieg auf ca. 230 MW.

Bezüglich des für diesen Bericht untersuchten Kraftwerksparks wurde ein Abdeckungsgrad ermittelt. 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. Diese Kraftwerke wurden nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass sie nicht zur Deckung der mittels MaBiS errechneten Last des öffentlichen Versorgungsnetzes beitragen.

Zum **Zeitpunkt der deutschen Jahreshöchstlast** am 7.12.2016 um 17:45Uhr bestand in der 50Hertz Transmission Regelzone ein deutlicher Leistungsbilanzüberschuss. Die verbleibende Leistung überstieg die Last zum betrachteten Zeitpunkt um 9,0 GW. Grund für den vergleichsweise hohen Überschuss ist die zum deutschen Jahreshöchstlastzeitpunkt gute Verfügbarkeit von Windenergie. Deren Beitrag in der Regelzone von 50Hertz beläuft sich zum betrachteten Zeitpunkt auf ca. 5,4 GW. Darüber hinaus leistet die stabile Erzeugung konventioneller Kraftwerke einen weiteren Beitrag zum Leistungsbilanzüberschuss in der Regelzone.

Zum Vergleich zur eingetretenen Ist-Situation zur deutschen Jahreshöchstlast ist für 2016 der **Referenztag** angegeben. Hier wurden die für die Prognosejahre definierten Annahmen angesetzt. Die verbleibende Leistung reduziert sich auf 2,0 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 bereits am 22.01.2016 um 18:00 Uhr ein. Hier bleibt zu vermerken, dass diese mit 16,0 GW den Wert aus 2012 um 200 MW übersteigt. Als Hintergrund ist hier von einer verbesserten Datengrundlage in den Abrechnungsprozessen zur Bestimmung der Last auszugehen.

In der **Prognose der Leistungsbilanz** für die vier Folgejahren 2017 bis 2020 weist die Leistungsbilanz der 50Hertz Transmission Regelzone einen stabilen Überschuss aus. Dieser entwickelt sich von 2,5 GW in 2017 auf 2,7 GW in 2020.

Hier möchten wir darauf hinweisen, dass sich der Leistungsbilanzüberschuss im Vergleich zu den Berichten aus den Vorjahren leicht verringert hat, da Anpassungen bei der Ermittlung der Jahreshöchstlast aus dem Jahr 2012, die im Bericht für die Prognosejahre als Referenz verwendet wird, vorgenommen wurden. Dies betrifft zum einen die jetzige Berücksichtigung der Netzverluste des Übertragungsnetzes sowie die Verwendung von exakteren Zahlen für die unterlagerte Erzeugung von konventionellen Kraftwerken aus MaBiS. Dies hat insgesamt zu einer etwas höheren Spitzenlast in 2012 als bisher angenommen geführt.

Die Regelzone weist aber weiterhin über alle Leistungsbilanzberichte einen Leistungsbilanzüberschuss aus. Durch den stetigen Zubau bei erneuerbaren Energien und der vorhandenen konventionellen Erzeugungsleistung bleibt dieser Überschuss auch vorerst erhalten. Die im EnWG festgelegte Stilllegung von Braunkohlekraftwerken wird erst ab dem Jahr 2022 endgültig wirksam, welches außerhalb des hier betrachteten Zeitpunkts liegt und sich somit in den Zahlen noch nicht niederschlägt.

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

4. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von Amprion

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 geht die Netto-Engpassleistung des fossilbefeuerten Kraftwerksparks bis zum Jahr 2020 im Netzgebiet von Amprion von 37,8 GW um 4,5 GW auf 33,3 GW zurück.

Des Weiteren wird auf Grundlage des aktuellen Strommarktgesetzes ab dem Jahr 2017 ein Teil der Braunkohlekraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft überführt. In der Regelzone von Amprion wurden im Betrachtungszeitraum die beiden Blöcke Frimmersdorf P und Q zum Stichtag 01.10.2017 in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Für die Betrachtungszeitpunkte Dezember 2017 und Januar 2018 beträgt die Sicherheitsbereitschaft in der Amprion-Regelzone daher 562 MW. Weiterhin gehen zum Stichtag 01.10.2018 die beiden Blöcke Niederaußem E und F und am 01.10.2019 der Block Neurath C in die Sicherheitsbereitschaft über, sodass die Sicherheitsbereitschaft in der Regelzone von Amprion zum Betrachtungszeitpunkt im Januar 2020 auf 1.446 MW ansteigt. Dies führt dazu, dass die gesicherte Leistung ohne Reservekraftwerke in der Amprion-Regelzone von 34,9 GW im Jahre 2016 auf 28,6 GW im Jahre 2020 zurückgeht.

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

In der Rückschau auf die tatsächliche Situation im Jahr 2016 liegt der Wert der *verbleibenden Leistung* im deutschen Teil der Regelzone von Amprion mit 11,5 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. Vergleichend hierzu wurde in der Rückschau auf Basis der „Referenztagmethodik“, eine verbleibende Leistung von 4,3 GW ohne Reservekraftwerke bzw. 4,6 GW unter der Berücksichtigung von Reservekraftwerken ermittelt.

In der Prognose für den kommenden Winter 2017/18 nimmt die verbleibende Leistung auf 0,9 GW (ohne Reservekraftwerke)/2,9 GW (mit Reservekraftwerken) im Dezember 2017 und 0,2 GW (ohne Reservekraftwerke)/2,2 GW (mit Reservekraftwerken) im Januar 2018 weiter ab. Dies ergibt sich durch einen Rückgang der fossilen Kraftwerksleistung und einen Anstieg der nicht einsetzbaren Leistungen zum Betrachtungszeitpunkt 2017/2018 im Vergleich zum Tag der Jahreshöchstlast im Jahr 2016.

Bis zum Jahr 2020 wird die verbleibende Leistung ohne die Berücksichtigung von Reservekraftwerken mit -2,1 GW sogar negativ. Dies ergibt sich u. a. durch die Stilllegung des Kernkraftwerks Gundremmingen B sowie eines weiteren großen Steinkohleblocks. Unter Berücksichtigung aller Reservekraftwerke ergibt sich eine verbleibende Leistung von 0,7 GW in der Amprion-Regelzone für das Jahr 2020.

Bezüglich der Grenzen der Betrachtung der Leistungsbilanz wird auf die Ausführungen in Abschnitt 2.3 verwiesen.

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.

Für die folgenden Winter wurde ein Kraftwerksreservebedarf für Deutschland ermittelt. Aktuell befinden sich in der Amprion-Regelzone sechs Kraftwerke mit ca. 1,8 GW in der Netzreserve, wobei zwei Kraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 100 MW aufgrund fehlender Rückmeldung in der VNB-Abfrage nicht in der Leistungsbilanz berücksichtigt sind. Daher wird nur eine Leistung von 1,7 GW in der installierten Netto-Engpassleistung berücksichtigt und in der Datentabelle unter Netzreservekraftwerke ausgewiesen.

Um eine grobe Abschätzung der berücksichtigten Erzeugungskapazität im Vergleich zur gesamten bekannten Erzeugungskapazität 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 Kraftwerksliste 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.

5. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TransnetBW

Aus der Gegenüberstellung jener Kraftwerksleistung, der MaBiS-Einspeisezeitreihen zugeordnet werden konnten, zur gesamten bekannten Kraftwerksleistung in der Regelzone der TransnetBW ergibt sich für 2016 ein Abdeckungsgrad für die gesamte Regelzone inklusive des österreichischen Teils von 98,1%.

Die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten von 2016 bis 2020 ist geprägt durch den Zubau erneuerbarer Energien (ohne Wasser) und die Stilllegung konventioneller Erzeugungskapazitäten (ohne Pumpspeicher). Während erstere von 7,3 GW auf 9,7 GW zunimmt, reduziert sich der konventionelle Erzeugungspark primär durch die Stilllegung des KKW Philippsburg Block 2 von 9,8 GW auf 8,1 GW. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass der darin enthaltene Anteil jener Kraftwerke, die aufgrund angezeigter Systemrelevanz an der Stilllegung gehindert wurden (Netzreserve), zwischen 2016 und 2020 von 0,9 GW auf 1,7 GW steigt. Bei den neu in die Netzreserve hinzukommenden Kraftwerken handelt es sich um das Heizkraftwerk Altbach Block 1 zum 01.03.2018 sowie das Rheinhafen Dampfkraftwerke Block 4 zum 09.12.2017.

Die Entwicklung der Netto-Engpassleistung von Pumpspeicherkraftwerken bleibt zunächst konstant und erhöht sich mit der in 2019 geplanten Inbetriebnahme des Obervermuntwerks II um 360 MW. Das Obervermuntwerk II sowie alle weiteren Anlagen der Kraftwerksgruppe Obere Ill-Lünersee der Vorarlberger Illwerke (VIW, Nettoengpassleistung 1,7 GW) in Österreich befinden sich im deutschen Regelblock und in der Regelzone der TransnetBW. Aufgrund der topologisch direkten Anbindung wurde mit den beteiligten österreichischen Partnern vereinbart diese Leistung in Leistungsbilanzberichten zu 100 % der Regelzone der TransnetBW zuzuordnen. Erstmals wird diese Kraftwerksleistung in diesem Leistungsbilanzbericht nicht als „Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland“ betrachtet, sondern direkt im deutschen Teil der Leistungsbilanz berücksichtigt. Das Kraftwerk Walgauwerk der VIW ist topologisch nicht direkt mit dem Netz der TransnetBW verbunden, sondern durch Istwertaufschaltung. Die Nettoengpassleistung dieses Kraftwerks in Höhe von 86 MW wird daher weiterhin unter „Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland“ geführt. Eine Last im österreichischen Teil der Regelzone ist durch TransnetBW nicht zu versorgen.

Der Beitrag der installierten Netto-Engpassleistung der erneuerbaren Energiequellen zur gesicherten Leistung ist trotz des weiteren Zubaus begrenzt. Zum Zeitpunkt der deutschen Höchstlast im Betrachtungsjahr 2016, am 07.12.2016 um 17:45 Uhr, betrug die Windeinspeisung in der TransnetBW-Regelzone 4 MW und die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen 0 MW. Die Differenz zur installierten Leistung wird als „nicht verfügbar“ betrachtet.

Zu diesem Zeitpunkt lag die Regelzonenlast der TransnetBW bei 10.332 MW. Die Regelzonenhöchstlast im Betrachtungsjahr 2016 trat am 07.12.2016 17:30 Uhr auf und betrug 10.397 MW. Die historische* Regelzonenhöchstlast trat am 09.02.2012 um 13:15 Uhr auf und betrug 11.052 MW. Die Regelzonenlast zur historischen* deutschen Jahreshöchstlast am 08.02.2012 um 18:45 Uhr betrug 10.580 MW.

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

Die Leistungsbilanz in 2016 zum Zeitpunkt der deutschen Jahreshöchstlast war bei alleiniger Betrachtung der Marktkraftwerke der Regelzone mit 0,6 GW positiv, trotz nicht verfügbarer Leistung durch Revision und Ausfall in Höhe von rund 0,5 GW. Nach Hinzunahme der kontrahierten deutschen Reservekraftwerke verblieben nach Ausfällen und Revisionen 1,3 GW. Bei zusätzlicher Berücksichtigung von istwertaufgeschalteten Auslandskraftwerken

sowie im Ausland kontrahierter Reserven waren zur Lastdeckung noch 3,0 GW verfügbar. Bei der Interpretation dieser Werte ist zu berücksichtigen, dass die Regelzonenlast zum Zeitpunkt der deutschen Höchstlast in 2016 mit 10.332 MW rund 0,7 GW niedriger war als die historische Regelzonenhöchstlast aus 2012.

Die Prognose der Leistungsbilanz für die kommenden Winter wird bei ausschließlicher Betrachtung der installierten Leistung von Marktkraftwerken zunehmend negativer zwischen -0,4 GW für 2017 und -2,2 GW in 2020. Werden die bereits kontrahierten deutschen Reservekraftwerke berücksichtigt, ergibt sich für das Jahr 2017 noch eine verbleibende Leistung in Höhe von 0,8 GW, die jedoch in 2020 mit -0,6 ebenfalls negativ ist. Bei Hinzunahme des istwertaufgeschalteten Walgauwerkes im Ausland (0,1 GW) sowie bereits kontrahierter Reserven im Ausland (1,4 GW) verbleibt eine Leistung von 2,3 GW in 2017 sowie 2,1 GW in 2018. Für 2019 und 2020 wurde das Interessenbekundungsverfahren zur Kontrahierung von Reserveleistung im Ausland 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 Extremsituationen wären demnach ohne Einbeziehung der inländischen Reservekraftwerke mit einer installierten Leistung in Höhe von 1,3 GW in 2017 sowie bereits 1,9 GW ab 2019 Importe in Höhe von bis zu 2,2 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

Bezogen auf die gesamte, bekannte installierte Kapazität ergibt sich für die Regelzone der TenneT TSO GmbH (TTG) ein Abdeckungsgrad von ca. 99 %. Die fehlenden 1 % sind auf Erzeugungsanlagen innerhalb der Netze von Industrieunternehmen zurückzuführen, für die entsprechend keine historischen Einspeisezeitreihen (MaBiS) vorliegen.

Das Lastmaximum in der TTG-Regelzone erhöht sich um ca. 0,4 GW gegenüber 2015 (Regelzonenhöchstlast: 24,6 GW am 7.12.16 um 17:30 Uhr). Darin können dabei noch Anteile der Gesamtlast fehlen, da innerhalb der MaBiS-Daten teilweise Erzeugung und Verbrauch nicht vollständig getrennt werden können. Möglicherweise ergeben sich hier in Zukunft weitere Datenquellen im Rahmen der Entwicklungen des Energieinformationsnetzes¹¹.

Hauptsächlich aufgrund einer zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland relativ hohen Windeinspeisung kommt es hier zu einer positiven verbleibenden Leistung (7,8 GW), die deutlich über dem Ergebnis für den Referenztag 2016 liegt.

Die verfügbare Kraftwerkskapazität im Ausland umfasst derzeit Anteile an Laufwassergrenz- und Pumpspeicherkraftwerken in Österreich, die gemäß aktuell gültigen vertraglichen Bestimmungen über Istwertaufschaltungen für die Energieversorgung in Deutschland zur Verfügung stehen. Dabei werden Nichtverfügbarkeiten wie bei den Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland berücksichtigt. Hierbei ist zu beachten, dass sich im Zuge der geplanten Engpasseinführung an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich ab Oktober 2018 die Zuordnung solcher Kraftwerke zwischen beiden Ländern zukünftig ändern kann¹². Die aktuell bekannten Änderungen werden ab dem Stichtzeitpunkt 20.12.2017 zur Ermittlung der im Ausland verfügbaren Kraftwerkskapazität herangezogen.

Für den kommenden Winter befinden sich innerhalb der TTG-Regelzone bereits Kraftwerke mit einer Kapazität von ca. 3,2 GW in der Netzreserve.

Hinsichtlich abschaltbarer Lasten steht in der TTG-Regelzone seit Dezember 2014 ein Potential von 50 MW zur Verfügung.

Die Prognose der Leistungsbilanz für den kommenden Winter in der TTG-Regelzone fällt negativ aus – auch unter Einbeziehung von Reservekraftwerken. 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 Energien führt aufgrund ihrer vorwiegend geringen gesicherten Leistung zu keiner nennenswerten Verbesserung bei der verbleibenden Leistung.

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 (NetzResV) 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 07.12.2016 und

¹¹ <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/energieinformationsnetz--weitere-informationen-de>

¹² Dies ist Gegenstand aktueller Abstimmungen zwischen den involvierten Übertragungsnetzbetreibern (TenneT, APG) und den entsprechenden Regulierungsbehörden (BNetzA, E-Control).

20.12.2017 die Kraftwerke Irsching 3, 4 und 5, Staudinger 4, Ingolstadt 3 und Ingolstadt 4 als Reservekraftwerke geführt. Das Kraftwerk Buschhaus befindet sich zudem ab dem betrachteten Stichtag 21.12.2016 in der Sicherheitsbereitschaft.

Neben den in Kapitel 2.2.10 beschriebenen Reservekraftwerken, die in der Leistungsbilanz enthalten sind, waren im Dezember 2016 weitere 2,3 GW Reserve in Österreich unter Vertrag genommen. Für den Winter 2017/18 wurden 2,9 GW bis April 2018 kontrahiert. Darüber hinaus erfolgte nach derzeitigem Stand noch kein Vertragsabschluss mit Reservekraftwerken in Österreich. Die Leistung von Reservekraftwerken stellt für die Betrachtungszeitpunkte der Leistungsbilanz eine zusätzliche mögliche Sicherheit dar.

7. Leistungsbilanz für das deutsche Energieversorgungssystem

Die Zahlen für Deutschland ergeben sich nur teilweise als Summe der Werte für die einzelnen Regelzonen. Nicht als Summe ergeben sich die durch die rekursive Faltung ermittelten Ausfälle der konventionellen Erzeugung. Durch den Portfolioeffekt ergeben sich für Deutschland geringere Werte als die Summe der einzelnen Werte der Regelzonen (vgl. Kapitel 2.2.4). Damit sind auch alle aus den Ausfällen abgeleiteten Werte nicht deckungsgleich mit der Summe der Regelzonenbeiträge. Auf Basis der installierten Kapazitäten, die den einzelnen Leistungsbilanzen der Regelzonen zugrunde liegen, ergibt sich bezogen auf die gesamte bekannte installierte Kapazität ein Abdeckungsgrad von ca. 98 % für Deutschland.

Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2016 war die verbleibende Leistung inklusive Reservekraftwerken ohne Berücksichtigung von Kraftwerken im Ausland mit 27,5 GW im positiven Bereich. Dies ist leicht geringer als zum entsprechenden Stichzeitpunkt 2015 (32,5 GW) (siehe Bericht zur Leistungsbilanz 2016), aber deutlich höher als zum entsprechenden Stichzeitpunkt 2014 (10,2 GW) (siehe Bericht zur Leistungsbilanz 2015). Dies ist in erster Linie auf die vergleichsweise hohe Windeinspeisung zum entsprechenden Stichzeitpunkt in 2015 und 2016 zurückzuführen (17,1 GW in 2016 und 20,5 GW in 2015 gegenüber 1 GW in 2014).

Die **Prognose der verbleibenden Leistung** ist für den kommenden Winter mit Berücksichtigung der Reservekraftwerke zunächst noch positiv (3,5 GW im Dezember 2017), nimmt aber stetig ab (2,1 GW im Januar 2018 und 1,8 GW im Januar 2019) und weist für Januar 2020 erstmals eine negative verbleibende Leistung von -0,5 GW auf (vergleiche Abbildung 10).

Ohne Berücksichtigung der Reservekraftwerke ergeben sich -3,1 GW im Dezember 2017 bzw. -4,5 GW im Januar 2018. In der Prognose für die Folgejahre sinkt die verbleibende Leistung in 2019 bzw. 2020 ohne Berücksichtigung der Reservekraftwerke auf -5,8 GW bzw. -8,3 GW). Dabei wird vorausgesetzt, dass Inbetriebnahmen im konventionellen Bereich planmäßig erfolgen.

Bezüglich der Grenzen der Betrachtung für diese Leistungsbilanz verweisen wir auf die Ausführungen in Kapitel 2.3. Insbesondere ist 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. Hierfür ist außerdem eine Untersuchung zur Verlässlichkeit eines ausländischen Versorgungsbeitrags und der Gesamteintrittswahrscheinlichkeit der betrachteten Situation relevant. Darüber hinaus können weitere Sondereffekte, beispielsweise eine Gasknappheit (vgl. Kapitel 2.2.5) zu einer möglichen Verschärfung der Situation beitragen.

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 2017 und den Neuerungen hinsichtlich Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft aufgrund des *Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)*.

Nicht Bestandteil des vorliegenden Berichts ist eine Analyse der Eintrittswahrscheinlichkeiten, um eine statistische Aussage zum Versorgungssicherheitsniveau treffen zu können. Zusätzlich bedarf es der politischen Vorgabe eines Zielwerts des für Deutschland volkswirtschaftlich sinnvollen Versorgungssicherheitsniveaus. Aus der Kombination einer solchen Analyse und des Zielwerts kann z. B. eine vorzuhaltende Kraftwerksreserve festgelegt werden.

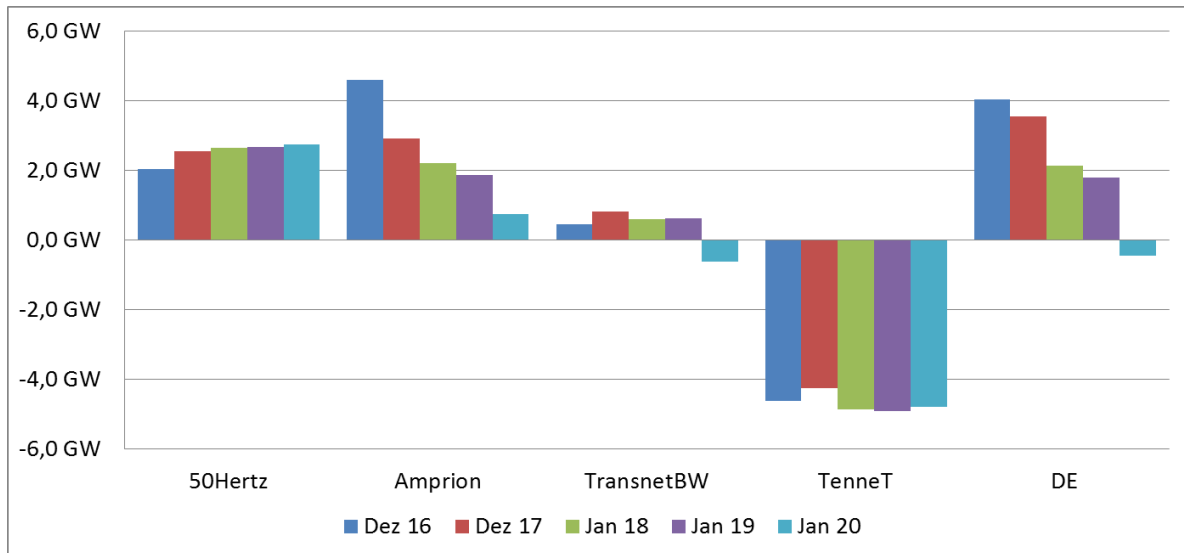


Abbildung 10: Verbleibende Leistung mit Berücksichtigung von Reservekraftwerken und ohne Berücksichtigung von Kraftwerken im Ausland

A. Anhang

A.1. Datenblatt der Leistungsbilanz 50Hertz Transmission

Bericht zur Leistungsbilanz			Zusammenfassung für 50Hertz					
			2016	2016	2017	2018	2019	2020
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
Zeitpunkt (CET)			07.12.2016	07.12.2016	20.12.2017	17.01.2018	16.01.2019	15.01.2020
Zeitpunkt (CET)			17:45 Uhr	17:45 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr
Zeile	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		18,5 GW	18,5 GW	18,2 GW	18,1 GW	18,0 GW	18,0 GW
2a	davon Braunkohle		10,0 GW	10,0 GW	10,0 GW	10,0 GW	9,9 GW	9,9 GW
2b	davon Steinkohle		3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW
2c	davon Gas		3,7 GW	3,7 GW	3,7 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW
2d	davon Öl		1,2 GW	1,2 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 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)		28,4 GW	28,4 GW	30,4 GW	32,3 GW	34,1 GW	35,9 GW
3a	davon onshore Wind		17,2 GW	17,2 GW	18,0 GW	19,3 GW	20,1 GW	21,1 GW
3b	davon offshore Wind		0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,5 GW	0,9 GW	1,1 GW
3c	davon Photovoltaik		9,1 GW	9,1 GW	10,1 GW	10,6 GW	11,1 GW	11,7 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		1,8 GW	1,8 GW	1,9 GW	1,9 GW	2,0 GW	2,1 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		3,0 GW	3,0 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)		49,9 GW	49,9 GW	51,5 GW	53,3 GW	55,1 GW	56,9 GW
7	Revisionen		1,6 GW	1,6 GW	1,0 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 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	0,0 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		22,1 GW	27,7 GW	29,6 GW	31,5 GW	33,2 GW	35,0 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%	11,8 GW	17,0 GW	17,8 GW	19,1 GW	19,9 GW	20,9 GW
10i	davon offshore Wind	99%	0,0 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,5 GW	0,9 GW	1,1 GW
10j	davon Photovoltaik	100%	9,1 GW	9,1 GW	10,1 GW	10,6 GW	11,1 GW	11,7 GW
10k	davon Biomasse / Biogas	35%	0,5 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 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%	0,1 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	0,5 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		0,5 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		0,5 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,3 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		25,7 GW	18,3 GW	18,6 GW	18,7 GW	18,8 GW	18,8 GW
12b	Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))		25,7 GW	18,3 GW	18,6 GW	18,7 GW	18,8 GW	18,8 GW
13	Reserve für Systemdienstleistungen		0,9 GW	0,9 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
14a	Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)		24,8 GW	17,4 GW	17,9 GW	18,0 GW	18,0 GW	18,1 GW
14b	Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)		24,8 GW	17,4 GW	17,9 GW	18,0 GW	18,0 GW	18,1 GW
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		16,0 GW	15,6 GW	15,6 GW	15,6 GW	15,6 GW	15,6 GW
	Temperatur zum betrachteten Zeitpunkt							
	Referenztag an dem diese Temperatur aufgetreten ist			08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45
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)		15,8 GW	15,4 GW	15,4 GW	15,4 GW	15,4 GW	15,4 GW
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		9,0 GW	2,0 GW	2,5 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW
18b	Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)		9,0 GW	2,0 GW	2,5 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW
19	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast im Referenzjahr		22.1.16 18:00	13.2.12 18:00	13.2.12 18:00	13.2.12 18:00	13.2.12 18:00	13.2.12 18:00
20	Regelzonenhöchstlast im Referenzjahr		16,0 GW	15,8 GW	15,8 GW	15,8 GW	15,8 GW	15,8 GW
		Land						
21a	Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland (istwertaufgeschaltet)		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	von DE 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)		9,0 GW	2,0 GW	2,5 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW

A.2. Datenblatt der Leistungsbilanz Amprion

Bericht zur Leistungsbilanz			Zusammenfassung für Amprion					
			2016	2016	2017	2018	2019	2020
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
			07.12.2016	07.12.2016	20.12.2017	17.01.2018	16.01.2019	15.01.2020
Zeitpunkt (CET)			17:45 Uhr	17:45 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	2,6 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	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
2	Fossile Brennstoffe		37,8 GW	37,8 GW	35,5 GW	35,1 GW	34,7 GW	33,3 GW
2a	davon Braunkohle		10,1 GW	10,1 GW	10,1 GW	10,1 GW	10,1 GW	9,6 GW
2b	davon Steinkohle		11,8 GW	11,8 GW	9,5 GW	9,1 GW	8,7 GW	8,0 GW
2c	davon Gas		14,7 GW	14,7 GW	14,7 GW	14,7 GW	14,7 GW	14,6 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		0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)		19,6 GW	19,6 GW	21,1 GW	22,8 GW	24,1 GW	25,5 GW
3a	davon onshore Wind		8,3 GW	8,3 GW	9,4 GW	10,6 GW	11,3 GW	12,1 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		9,6 GW	9,6 GW	9,9 GW	10,4 GW	11,0 GW	11,5 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,5 GW	1,5 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
4	Wasser		2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW
4a	davon Laufwasser		1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher		1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 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)		64,1 GW	64,1 GW	63,2 GW	63,2 GW	64,0 GW	64,2 GW
7	Revisionen		2,1 GW	1,8 GW	1,2 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW
8	Netzreservekraftwerke DE		0,3 GW	0,3 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 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	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW
	davon Gas		0,3 GW	0,3 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	0,6 GW	0,6 GW	1,2 GW	1,4 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,6 GW	0,6 GW	1,2 GW	1,4 GW
	TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung	Rate der nicht-einsetzbaren Leistung						
10	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt		19,5 GW	21,4 GW	23,2 GW	23,8 GW	25,1 GW	26,5 GW
10a	davon eingemottete Kraftwerke		1,8 GW	1,8 GW	2,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 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		1,8 GW	1,8 GW	2,2 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		0,0 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%	6,5 GW	8,3 GW	9,3 GW	10,5 GW	11,2 GW	12,0 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%	9,6 GW	9,6 GW	9,9 GW	10,4 GW	11,0 GW	11,5 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	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
10n	davon Speicher und Pumpspeicher	20%	0,3 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		0,3 GW	4,0 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,5 GW	3,3 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		0,3 GW	4,0 GW	3,8 GW	3,8 GW	3,8 GW	3,6 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		41,8 GW	36,5 GW	32,8 GW	32,1 GW	31,2 GW	29,9 GW
12b	Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))		42,2 GW	36,9 GW	34,9 GW	34,2 GW	33,8 GW	32,7 GW
13	Reserve für Systemdienstleistungen		1,6 GW	1,6 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
14a	Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)		40,2 GW	34,9 GW	31,5 GW	30,8 GW	29,9 GW	28,6 GW
14b	Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)		40,6 GW	35,2 GW	33,6 GW	32,9 GW	32,5 GW	31,4 GW
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		29,5 GW	31,4 GW	31,4 GW	31,4 GW	31,4 GW	31,4 GW
	Temperatur zum betrachteten Zeitpunkt							
	Referenztag an dem diese Temperatur aufgetreten ist			08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45
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)		28,8 GW	30,7 GW	30,7 GW	30,7 GW	30,7 GW	30,7 GW
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		11,5 GW	4,3 GW	0,9 GW	0,2 GW	-0,7 GW	-2,1 GW
18b	Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)		11,8 GW	4,6 GW	2,9 GW	2,2 GW	1,9 GW	0,7 GW
19	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast im Referenzjahr		7.12.16 18:00	7.2.12 19:00	7.2.12 19:00	7.2.12 19:00	7.2.12 19:00	7.2.12 19:00
20	Regelzonenhöchstlast im Referenzjahr		29,5 GW	31,7 GW	31,7 GW	31,7 GW	31,7 GW	31,7 GW
		Land						
21a	Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland (istwertaufgeschaltet)	LU, AT	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,0 GW	0,0 GW
21b	Gesicherte Leistung im Ausland		0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,0 GW	0,0 GW
21c	von DE im Ausland kontrahierte Reserveleistung	FR	0,0 GW	0,0 GW	0,4 GW	0,4 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)		12,0 GW	4,8 GW	3,6 GW	2,9 GW	1,9 GW	0,7 GW

A.3. Datenblatt der Leistungsbilanz TransnetBW

Bericht zur Leistungsbilanz			Zusammenfassung für TransnetBW					
			2016	2016	2017	2018	2019	2020
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
			07.12.2016	07.12.2016	20.12.2017	17.01.2018	16.01.2019	15.01.2020
Zeitpunkt (CET)			17:45 Uhr	17:45 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	1,3 GW
	davon Druckwasserreaktor		2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	1,3 GW
	davon Siedewasserreaktor		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
2	Fossile Brennstoffe		7,0 GW	7,0 GW	7,0 GW	7,0 GW	7,0 GW	6,8 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		1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW
2d	davon Öl		0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,5 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)		7,3 GW	7,3 GW	8,0 GW	8,7 GW	9,2 GW	9,7 GW
3a	davon onshore Wind		1,1 GW	1,1 GW	1,4 GW	1,7 GW	1,9 GW	2,0 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		5,3 GW	5,3 GW	5,7 GW	6,1 GW	6,4 GW	6,7 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 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		4,4 GW	4,4 GW	4,4 GW	4,4 GW	4,4 GW	4,7 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		3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,9 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)		21,4 GW	21,4 GW	22,2 GW	22,8 GW	23,3 GW	22,5 GW
7	Revisionen		0,3 GW	0,3 GW	0,1 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
8	Netzreservekraftwerke DE		0,9 GW	0,9 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,7 GW	1,7 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	0,9 GW	0,9 GW
	davon Gas		0,0 GW	0,0 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 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		8,1 GW	8,0 GW	8,8 GW	9,4 GW	9,9 GW	10,4 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%	1,1 GW	1,1 GW	1,4 GW	1,7 GW	1,9 GW	2,0 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%	5,3 GW	5,3 GW	5,7 GW	6,1 GW	6,4 GW	6,7 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%	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
10n	davon Speicher und Pumpspeicher	20%	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,8 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		0,5 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,2 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		0,8 GW	1,4 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,3 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		11,5 GW	10,7 GW	10,6 GW	10,4 GW	10,0 GW	8,8 GW
12b	Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))		12,2 GW	11,6 GW	11,9 GW	11,6 GW	11,7 GW	10,4 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)		10,9 GW	10,1 GW	10,2 GW	10,0 GW	9,6 GW	8,4 GW
14b	Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)		11,6 GW	11,0 GW	11,4 GW	11,2 GW	11,2 GW	10,0 GW
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		10,3 GW	10,6 GW	10,6 GW	10,6 GW	10,6 GW	10,6 GW
	Temperatur zum betrachteten Zeitpunkt							
	Referenztag an dem diese Temperatur aufgetreten ist			08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45
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	10,6 GW	10,6 GW	10,6 GW	10,6 GW	10,6 GW
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		0,6 GW	-0,4 GW	-0,4 GW	-0,6 GW	-1,0 GW	-2,2 GW
18b	Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)		1,3 GW	0,4 GW	0,8 GW	0,6 GW	0,6 GW	-0,6 GW
19	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast im Referenzjahr		7.12.16 17:30	9.2.12 13:15	9.2.12 13:15	9.2.12 13:15	9.2.12 13:15	9.2.12 13:15
20	Regelzonenhöchstlast im Referenzjahr		10,4 GW	11,1 GW	11,1 GW	11,1 GW	11,1 GW	11,1 GW
		Land						
21a	Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland (istwertaufgeschaltet)	AT	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
21b	Gesicherte Leistung im Ausland		0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
21c	von DE im Ausland kontrahierte Reserveleistung	CH, IT	1,6 GW	1,6 GW	1,4 GW	1,4 GW	0,0 GW	0,0 GW
22	Entsprechende Last Ausland							
23	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (23 = 18b + 21b + 21c - 22)		3,0 GW	2,1 GW	2,3 GW	2,1 GW	0,7 GW	-0,6 GW

A.4. Datenblatt der Leistungsbilanz TenneT TSO GmbH

Bericht zur Leistungsbilanz			Zusammenfassung für TenneT					
			2016	2016	2017	2018	2019	2020
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
			07.12.2016	07.12.2016	20.12.2017	17.01.2018	16.01.2019	15.01.2020
Zeitpunkt (CET)			17:45 Uhr	17:45 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		18,2 GW	18,2 GW	18,2 GW	17,9 GW	17,8 GW	17,8 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		6,4 GW	6,4 GW	6,4 GW	6,3 GW	6,0 GW	6,0 GW
2c	davon Gas		9,3 GW	9,3 GW	9,3 GW	9,1 GW	9,3 GW	9,3 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		0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)		41,2 GW	41,2 GW	45,1 GW	48,9 GW	50,9 GW	53,7 GW
3a	davon onshore Wind		18,8 GW	18,8 GW	20,9 GW	23,0 GW	23,6 GW	24,5 GW
3b	davon offshore Wind		3,8 GW	3,8 GW	4,7 GW	5,5 GW	5,8 GW	6,6 GW
3c	davon Photovoltaik		15,4 GW	15,4 GW	16,2 GW	17,0 GW	18,0 GW	18,9 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		3,0 GW	3,0 GW	3,1 GW	3,2 GW	3,4 GW	3,5 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		2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW
4a	davon Laufwasser		1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 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)		66,2 GW	66,2 GW	70,1 GW	73,6 GW	75,5 GW	78,2 GW
7	Revisionen		0,5 GW	0,5 GW	0,4 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW
8	Netzreservekraftwerke DE		3,2 GW	3,2 GW	3,2 GW	3,2 GW	3,2 GW	3,2 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Gas		2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW
	davon Mineralöl		0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
9	Sicherheitsbereitschaft		0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
	davon Braunkohle		0,4 GW	0,4 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		31,4 GW	41,1 GW	44,9 GW	48,6 GW	50,5 GW	53,2 GW
10a	davon eingemottete Kraftwerke		1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 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		0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 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%	11,5 GW	18,7 GW	20,7 GW	22,8 GW	23,4 GW	24,3 GW
10i	davon offshore Wind	99%	1,5 GW	3,8 GW	4,6 GW	5,5 GW	5,8 GW	6,5 GW
10j	davon Photovoltaik	100%	15,4 GW	15,4 GW	16,2 GW	17,0 GW	18,0 GW	18,9 GW
10k	davon Biomasse / Biogas	35%	0,8 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,2 GW	1,2 GW
10l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	50%	0,1 GW	0,1 GW	0,0 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
10m	davon Laufwasser	75%	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW
10n	davon Speicher und Pumpspeicher	20%	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 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		0,6 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		0,6 GW	2,1 GW	2,2 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,1 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		30,2 GW	19,1 GW	19,3 GW	18,6 GW	18,6 GW	18,7 GW
12b	Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))		33,6 GW	22,4 GW	22,6 GW	22,0 GW	21,9 GW	22,1 GW
13	Reserve für Systemdienstleistungen		1,3 GW	1,3 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW
14a	Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)		28,8 GW	17,8 GW	18,2 GW	17,5 GW	17,5 GW	17,6 GW
14b	Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)		32,3 GW	21,1 GW	21,5 GW	20,9 GW	20,8 GW	20,9 GW
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		24,6 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			08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45
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)		24,5 GW	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		4,3 GW	-7,9 GW	-7,6 GW	-8,2 GW	-8,3 GW	-8,1 GW
18b	Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)		7,8 GW	-4,6 GW	-4,3 GW	-4,9 GW	-4,9 GW	-4,8 GW
19	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast im Referenzjahr		7.12.16 17:30	7.2.12 18:15	7.2.12 18:15	7.2.12 18:15	7.2.12 18:15	7.2.12 18:15
20	Regelzonenhöchstlast im Referenzjahr		24,6 GW	26,2 GW	26,2 GW	26,2 GW	26,2 GW	26,2 GW
		Land						
21a	Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland (istwertaufgeschaltet)	AT	0,8 GW	0,8 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
21b	Gesicherte Leistung im Ausland		0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
21c	von DE im Ausland kontrahierte Reserveleistung	AT	2,3 GW	2,3 GW	2,9 GW	2,9 GW	0,0 GW	0,0 GW
22	Entsprechende Last Ausland							
23	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (23 = 18b + 21b + 21c - 22)		10,5 GW	-1,9 GW	-1,0 GW	-1,6 GW	-4,5 GW	-4,4 GW

A.5. Datenblatt der Leistungsbilanz Gesamtdeutschland

Bericht zur Leistungsbilanz			Zusammenfassung für 4 deutsche ÜNB					
			2016	2016	2017	2018	2019	2020
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
			07.12.2016	07.12.2016	20.12.2017	17.01.2018	16.01.2019	15.01.2020
Zeitpunkt (CET)			17:45 Uhr	17:45 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	9,5 GW	9,5 GW	8,1 GW
	davon Druckwasserreaktor		8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW	6,8 GW
	davon Siedewasserreaktor		2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
2	Fossile Brennstoffe		79,8 GW	79,8 GW	77,1 GW	76,3 GW	75,7 GW	74,2 GW
2a	davon Braunkohle		20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,4 GW	19,9 GW
2b	davon Steinkohle		26,5 GW	26,5 GW	24,1 GW	23,6 GW	22,9 GW	22,3 GW
2c	davon Gas		27,0 GW	27,0 GW	26,9 GW	26,6 GW	26,8 GW	26,7 GW
2d	davon Öl		3,7 GW	3,7 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,3 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe		2,1 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,1 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)		96,5 GW	96,5 GW	104,6 GW	112,6 GW	118,2 GW	124,8 GW
3a	davon onshore Wind		45,5 GW	45,5 GW	49,8 GW	54,6 GW	56,8 GW	59,6 GW
3b	davon offshore Wind		4,1 GW	4,1 GW	5,0 GW	6,0 GW	6,7 GW	7,7 GW
3c	davon Photovoltaik		39,4 GW	39,4 GW	42,0 GW	44,1 GW	46,4 GW	48,9 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		7,0 GW	7,0 GW	7,2 GW	7,4 GW	7,7 GW	8,1 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
4	Wasser		12,7 GW	12,6 GW	12,6 GW	12,6 GW	12,6 GW	12,9 GW
4a	davon Laufwasser		3,3 GW	3,3 GW	3,3 GW	3,3 GW	3,3 GW	3,3 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher		9,4 GW	9,3 GW	9,3 GW	9,3 GW	9,3 GW	9,6 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)		199,8 GW	199,7 GW	205,1 GW	211,1 GW	216,0 GW	220,0 GW
7	Revisionen		4,9 GW	4,2 GW	2,6 GW	3,2 GW	3,2 GW	3,2 GW
8	Netzreservekraftwerke DE		4,4 GW	4,4 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,6 GW	6,6 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	1,9 GW	1,9 GW	2,3 GW	2,3 GW
	davon Gas		2,7 GW	2,7 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW
	davon Mineralöl		1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW
9	Sicherheitsbereitschaft		0,4 GW	0,4 GW	0,9 GW	0,9 GW	1,5 GW	1,8 GW
	davon Braunkohle		0,4 GW	0,4 GW	0,9 GW	0,9 GW	1,5 GW	1,8 GW
	TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung	Rate der nicht-einsetzbaren Leistung						
10	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt		81,2 GW	98,3 GW	106,6 GW	113,4 GW	118,7 GW	125,1 GW
10a	davon eingemottete Kraftwerke		2,8 GW	2,8 GW	3,2 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,1 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		2,6 GW	2,6 GW	3,0 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 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%	31,0 GW	45,0 GW	49,3 GW	54,1 GW	56,3 GW	59,0 GW
10i	davon offshore Wind	99%	1,5 GW	4,1 GW	5,0 GW	5,9 GW	6,6 GW	7,6 GW
10j	davon Photovoltaik	100%	39,4 GW	39,4 GW	42,0 GW	44,1 GW	46,4 GW	48,9 GW
10k	davon Biomasse / Biogas	35%	2,0 GW	2,4 GW	2,5 GW	2,6 GW	2,7 GW	2,8 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%	2,4 GW	2,5 GW	2,5 GW	2,5 GW	2,5 GW	2,5 GW
10n	davon Speicher und Pumpspeicher	20%	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,9 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		2,0 GW	6,9 GW	6,6 GW	6,6 GW	6,4 GW	6,2 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		2,5 GW	7,1 GW	7,0 GW	7,0 GW	7,0 GW	6,8 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		107,0 GW	85,6 GW	82,2 GW	80,8 GW	79,5 GW	77,0 GW
12b	Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))		111,3 GW	90,1 GW	88,8 GW	87,4 GW	87,1 GW	84,8 GW
13	Reserve für Systemdienstleistungen		4,4 GW	4,4 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW
14a	Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)		102,6 GW	81,2 GW	78,6 GW	77,1 GW	75,9 GW	73,4 GW
14b	Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)		106,9 GW	85,7 GW	85,2 GW	83,8 GW	83,5 GW	81,2 GW
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		80,4 GW	82,6 GW	82,6 GW	82,6 GW	82,6 GW	82,6 GW
	Temperatur zum betrachteten Zeitpunkt			-7,7 °C	-7,7 °C	-7,7 °C	-7,7 °C	-7,7 °C
	Referenztag an dem diese Temperatur aufgetreten ist			08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45	08.02.12 18:45
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)		79,4 GW	81,7 GW	81,7 GW	81,7 GW	81,7 GW	81,7 GW
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		23,2 GW	-0,5 GW	-3,1 GW	-4,5 GW	-5,8 GW	-8,3 GW
18b	Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)		27,5 GW	4,0 GW	3,5 GW	2,1 GW	1,8 GW	-0,5 GW
19	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast im Referenzjahr							
20	Regelzonenhöchstlast im Referenzjahr							
		Land						
21a	Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland (istwertaufgeschaltet)	AT, LU	1,2 GW	1,2 GW	1,1 GW	1,1 GW	0,8 GW	0,8 GW
21b	Gesicherte Leistung im Ausland		0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,5 GW	0,5 GW
21c	von DE im Ausland kontrahierte Reserveleistung	AT, CH, IT, FR	3,9 GW	3,9 GW	4,7 GW	4,7 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)		32,2 GW	8,7 GW	9,0 GW	7,6 GW	2,2 GW	0,0 GW