



# Bericht der deutschen Übertragungs- netzbetreiber zur Leistungsbilanz 2015 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5

---

**Stand 30.09.2015**

Aktualisiert im Februar 2016 hinsichtlich der  
zwischenzeitlichen Entwicklungen zum Strommarktgesetz  
bezüglich Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft sowie  
zur Verordnung zu abschaltbaren Lasten

---

## Inhalt

1. Einleitung .....	3
2. Prinzip der Leistungsbilanz.....	5
2.1. Grundlagen.....	5
2.2. Definitionen und Datengrundlage.....	6
2.2.1. Betrachtungszeitpunkte .....	6
2.2.2. Installierte Netto-Engpassleistung .....	6
2.2.3. Revisionen .....	7
2.2.4. Ausfälle .....	7
2.2.5. Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt .....	9
2.2.6. Reserve für Systemdienstleistungen und gesicherte Leistung.....	12
2.2.7. Last.....	13
2.2.8. Verbleibende Leistung und Vergleich mit der Regelzonenhöchstlast.....	14
2.2.9. Berücksichtigung des benachbarten Auslandes .....	14
2.2.10. Netz- und Kapazitätsreserve sowie Sicherheitsbereitschaft.....	15
2.3. Grenzen der Betrachtung.....	16
3. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von 50Hertz Transmission .....	20
3.1. Methodik der Datenermittlung .....	20
3.2. Fazit.....	21
4. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von Amprion .....	22
4.1. Methodik der Datenermittlung .....	22
4.2. Fazit.....	24
5. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TransnetBW .....	26
5.1. Methodik der Datenermittlung .....	26
5.2. Fazit.....	27
6. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TenneT .....	29
6.1. Methodik der Datenermittlung .....	29
6.2. Fazit.....	30
7. Leistungsbilanz für das deutsche Energieversorgungssystem.....	31
7.1. Methodik der Datenermittlung .....	31
7.2. Fazit.....	31
A. Anhang.....	33
A.1. Datenblatt der Leistungsbilanz 50Hertz Transmission.....	33
A.2. Datenblatt der Leistungsbilanz Amprion.....	34
A.3. Datenblatt der Leistungsbilanz TransnetBW .....	35
A.4. Datenblatt der Leistungsbilanz TenneT.....	36
A.5. Datenblatt der Leistungsbilanz Gesamtdeutschland .....	37

## 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 abgestimmte und anerkannte Methodik der System Adequacy Bewertung.

Mit der Novellierung des EnWG im Jahre 2011 ergeben sich für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) neue Aufgaben; unter anderem die Erstellung einer Leistungsbilanz. Der Paragraph 12 Absatz 4 und 5 regelt diese neue 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 sind die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich einen Bericht zur Leistungsbilanz für ihren Verantwortungsbereich zu erstellen. Dieser Bericht ist jährlich zum 30.09. an das BMWi zu übermitteln. Da das Gesetz die genaue Ausgestaltung des Berichtes nicht definiert, haben die vier Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam über das Expertennetzwerk Leistungsbilanzen (gemeinsame Arbeitsgruppe) die Abstimmung mit dem BMWi über die Inhalte vorgenommen. Der vorliegende Bericht entspricht diesen Inhalten.

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

Folgende drei unterschiedliche Betrachtungszeitpunkte sind dargestellt:

- Statistik (2014)  
Der Betrachtungszeitpunkt für das Jahr 2014 ergibt sich aus der deutschlandweiten Jahreshöchstlast. Die deutschlandweite Jahreshöchstlast ist durch Aggregation der vorliegenden Lastzeitreihen der vier Regelzonen ermittelt worden.
- Prognose (2015)  
Für die Prognose des Jahres 2015 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 (2016 – 2018)  
Für die Prognose der Jahre 2016 – 2018 ist der zu erwartende kritischste Zeitpunkt in Deutschland ausgewählt worden. Dieser liegt erwartungsgemäß in den Abendstunden eines Wochentages im Januar. In Anlehnung an die bei ENTSO-E übliche Darstellung wird der 3. Mittwoch im Januar um 19:00 Uhr betrachtet.

## 2. Prinzip der Leistungsbilanz

### 2.1. Grundlagen

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

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

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

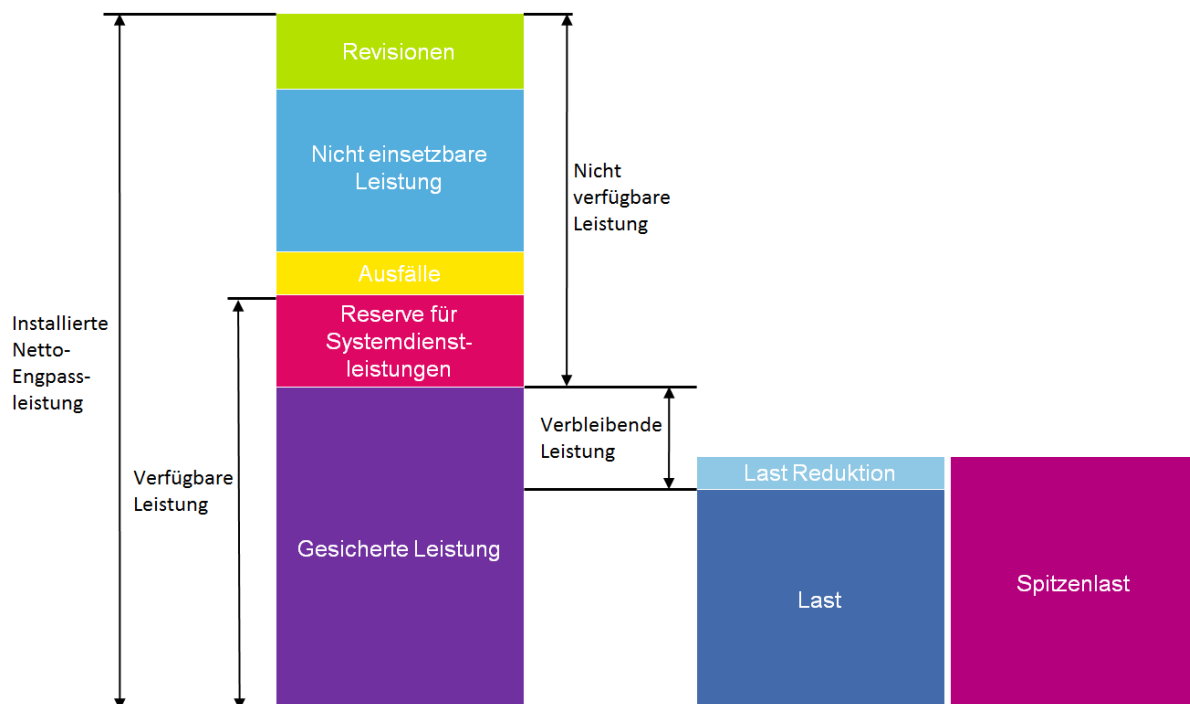


Abbildung 1: Systematik der Leistungsbilanz

## 2.2. Definitionen und Datengrundlage

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

### 2.2.1. Betrachtungszeitpunkte

Entsprechend der mit dem BMWi abgestimmten Inhalte wird für die **Statistik** des Jahres **2014** die Situation zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in ganz Deutschland am 03.12.2014 um 17:45 Uhr untersucht (Spalte Jahreshöchstlast 2014). Hierzu wird zunächst der Maximalwert der zeitgleichen Summe der vier Regelzonenlasten ermittelt. Die zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung stehende Einspeiseleistung wird dieser Jahreshöchstlast gegenübergestellt. Zusätzlich ist die Differenz zur jeweiligen Regelzonenhöchstlast über die „Marge zur Höchstlast“ mit angegeben. Für die Daten zur verfügbaren Leistung wird soweit möglich auf die physikalischen Werte, wie z.B. die tatsächliche Windeinspeisung zu diesem Zeitpunkt, zurückgegriffen. Die übrigen Werte werden analog zu den bei der Prognose (s.u.) angewandten Verfahren ermittelt.

Zusätzlich wird die Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast **2014** auch noch einmal vollständig nach den Verfahrensweisen der unten beschriebenen Prognose, d. h. wie ein **Referenztag** betrachtet (Spalte Referenztag 2014). 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 **2015** und für die Jahre 2016 – 2018 unterschieden. Für das Jahr 2015 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 **2016 – 2018** wird der bei ENTSO-E übliche 3. Mittwoch im Januar um 19:00 Uhr verwendet. Dieser Zeitpunkt repräsentiert erwartungsgemäß in etwa den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland.

### 2.2.2. Installierte Netto-Engpassleistung

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

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

### 2.2.3. Revisionen

Die Kennzahl Revisionen spiegelt die durch (geplante) Revisionen nicht zur Verfügung stehenden Einspeiseleistungen wider. Der Wert basiert soweit verfügbar auf einem mit den Betreibern der Großkraftwerke abgestimmten Revisionsplan. Für kleinere Kraftwerke und weiter in der Zukunft liegende Zeitpunkte wird eine Abschätzung auf Basis von Erfahrungswerten 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 den vergangenen Leistungsbilanzberichten wurde die Ausfalleistung je Primärenergietyp durch Multiplikation der installierten Kraftwerksleistung mit der spezifischen mittleren Nichtverfügbarkeit und Summierung dieser Werte über alle Primärenergietypen ermittelt. Die Ermittlung der Ausfalleistung erfolgte für jeden Übertragungsnetzbetreiber einzeln und ergab sich für Deutschland durch Zusammenfassung der vier Einzelwerte je betrachtetem Zeitpunkt.

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

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

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

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

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

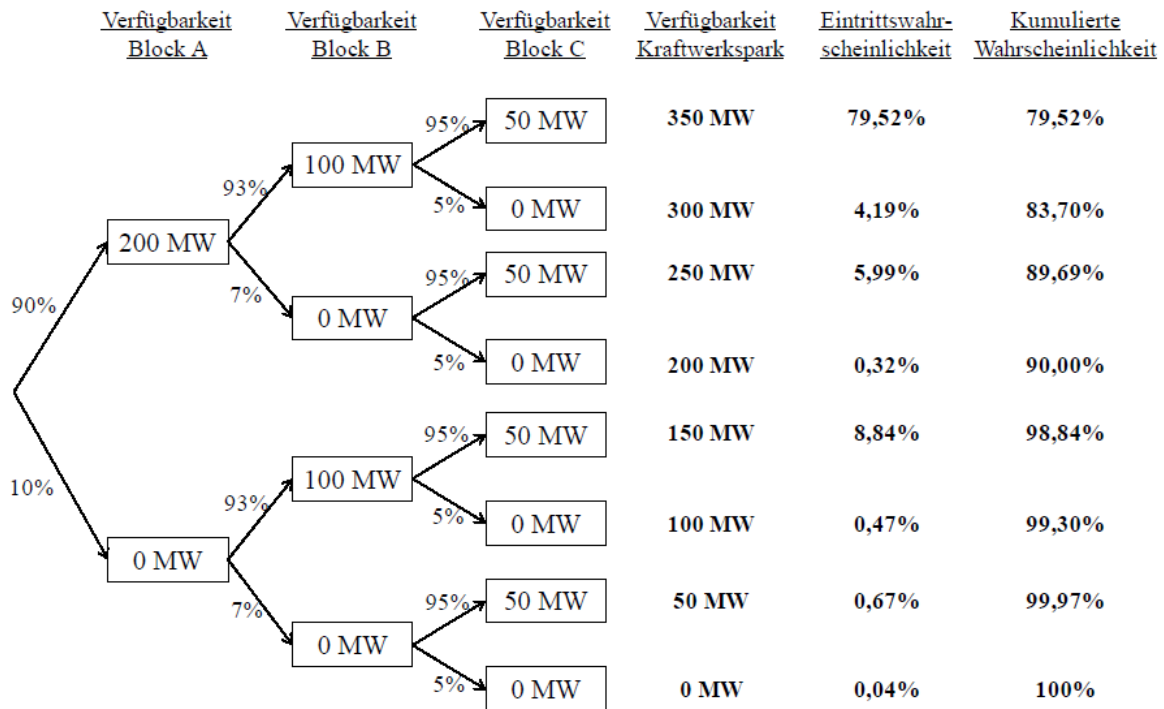


Abbildung 2: Vereinfachtes Schema zur Anwendung der rekursiven Faltung, Quelle: TU Berlin

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

Zur Bestimmung der verfügbaren Kraftwerksleistung ist die Festlegung eines Sicherheitsniveaus (kumulierte Wahrscheinlichkeit) erforderlich. Das für das Verfahren der rekursiven Faltung anzuwendende Sicherheitsniveau wurde für den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast zu 95 % festgelegt. Mit diesem Ansatz ergibt sich exemplarisch für das gesamte Versorgungsjahr 2014 näherungsweise ein Sicherheitsniveau von 99,999 %.

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

Tabelle 1: Gesicherte Leistungen thermischer Kraftwerke inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (Sicherheitsniveau 95 %), Quelle: TU Berlin

Jahr	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Grundgesamtheit inkl. Reserve-KW</b>	<b>84,1 GW</b>	<b>84,6 GW</b>	<b>84,4 GW</b>	<b>85,2 GW</b>	<b>84,3 GW</b>
Gesicherte Leistung der Regelzonen					
50Hertz	14,6 GW	16,2 GW	16,2 GW	15,7 GW	15,9 GW
Amprion	34,6 GW	33,4 GW	33,5 GW	34,9 GW	33,8 GW
TenneT	18,7 GW	18,3 GW	18,1 GW	17,7 GW	17,9 GW
TransnetBW	7,2 GW	7,5 GW	7,5 GW	7,5 GW	7,6 GW
Summe der gesicherten Leistungen	75,0 GW	75,5 GW	75,3 GW	75,9 GW	75,1 GW
<b>Gesicherte Leistung des Verbundnetzes</b>	<b>77,7 GW</b>	<b>78,1 GW</b>	<b>78,0 GW</b>	<b>78,6 GW</b>	<b>77,8 GW</b>
Portfolioeffekt	2,6 GW	2,7 GW	2,6 GW	2,7 GW	2,7 GW

Es zeigt sich, dass die Summierung der für ein Sicherheitsniveau von 95 % ermittelten gesicherten Leistungen je Regelzone zu geringeren Werten führt, als die Ermittlung der gesicherten Leistung für Deutschland insgesamt. Der Portfolioeffekt beträgt zwischen 2,6 und 2,7 GW.



## 2.2.5. Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt

Die **Rate der nicht einsetzbaren Leistung** beschreibt eine auf die installierte Leistung bezogene, nichtverfügbare Leistung. Es handelt sich hier nicht um die technische Nichtverfügbarkeit. Berücksichtigt wird hier 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 2012-2014 ist in Abbildung 3 dargestellt.

Es zeigt sich, dass in 2014 die eingespeiste Leistung für 1 % der Zeit unter 65 % der installierten Leistung liegt. Daher setzen die Übertragungsnetzbetreiber eine **Nichtverfügbarkeit von 35 %** an.

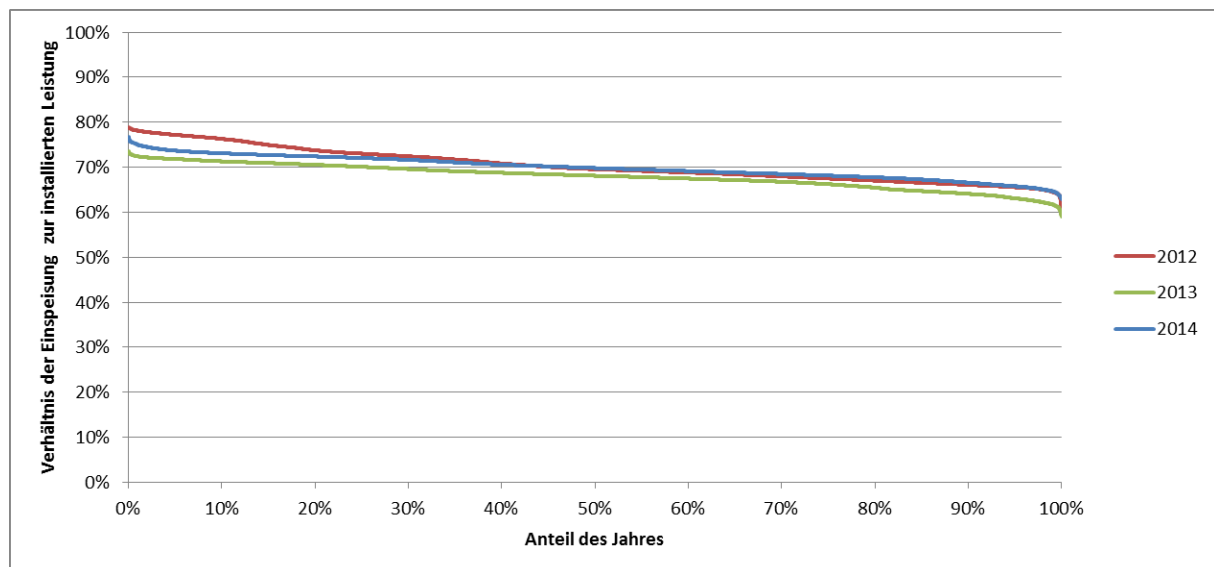


Abbildung 3: Geordnete relative Einspeisung aus Biomasseanlagen aus den Jahren 2012-2014

### Windenergie – Onshore und Offshore

Die Einspeisung aus Windkraftanlagen ist sehr volatil und nur schwer prognostizierbar. Eine Auswertung der Einspeisung in den vier Regelzonen für 2014 und die einhüllenden Dauerlinien aus den Jahren 2010-2013 sind in Abbildung 4 dargestellt.

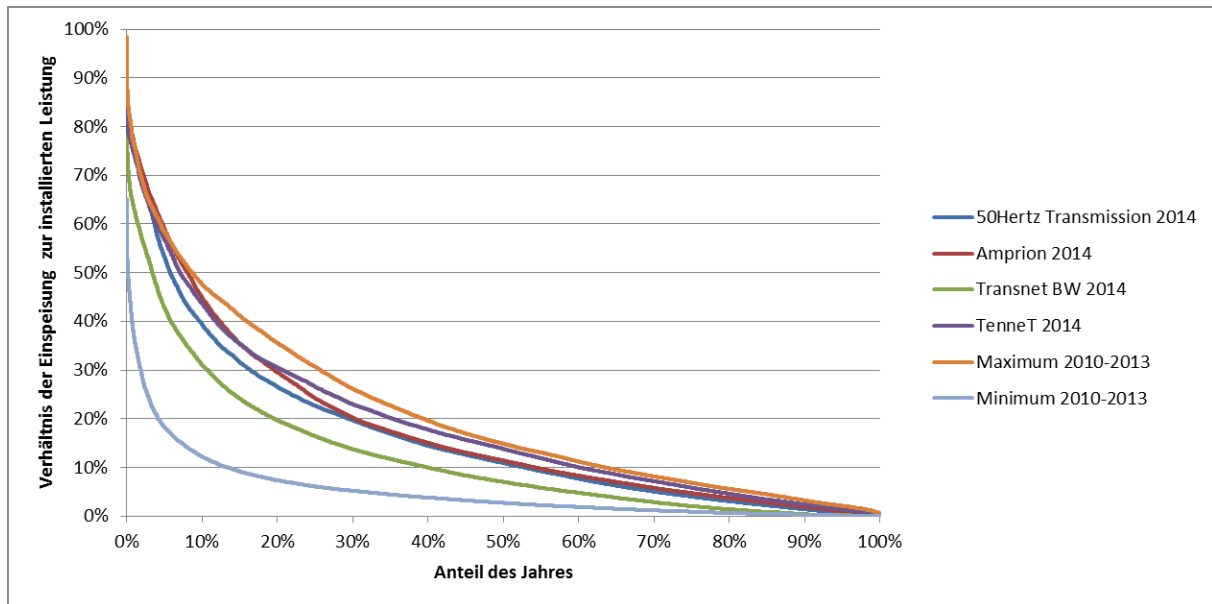


Abbildung 4: Geordnete relative Einspeisung aus Windkraftanlagen in den Jahren 2010-2014

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

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

Auch aus dieser Darstellung ergibt sich offensichtlich, dass die eingespeiste Leistung für 1 % der Zeit unter 1 % der installierten Leistung liegt.

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

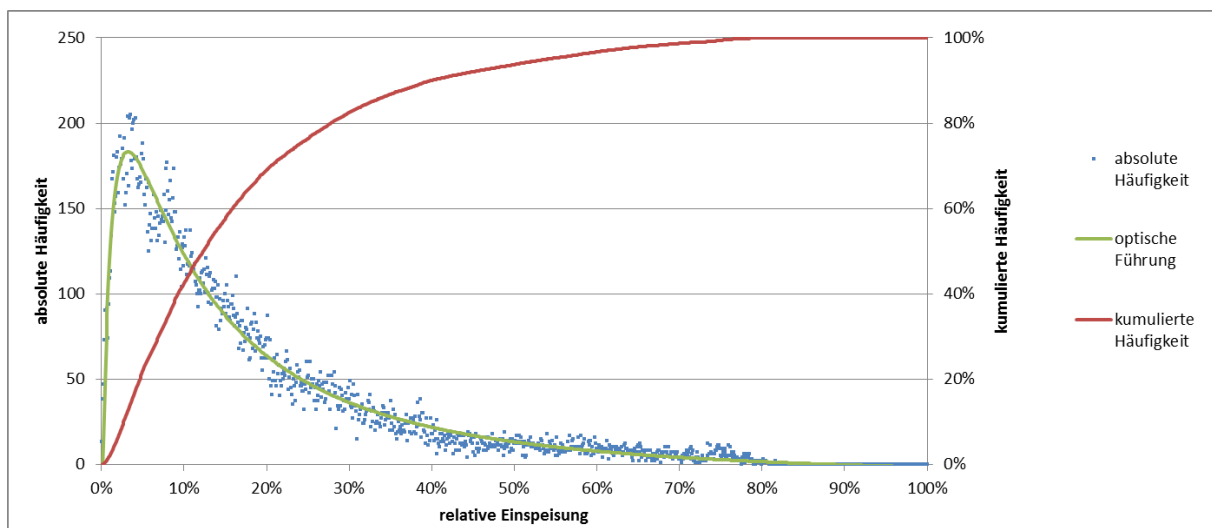


Abbildung 5: (Kumuliertes) Histogramm über die relativen Einspeiseleistungen 2014

## 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. Für den 03.12.2014 ist die Einspeisung bereits um 17:00 Uhr auf 0 MW gesunken, vgl. Abbildung 6.

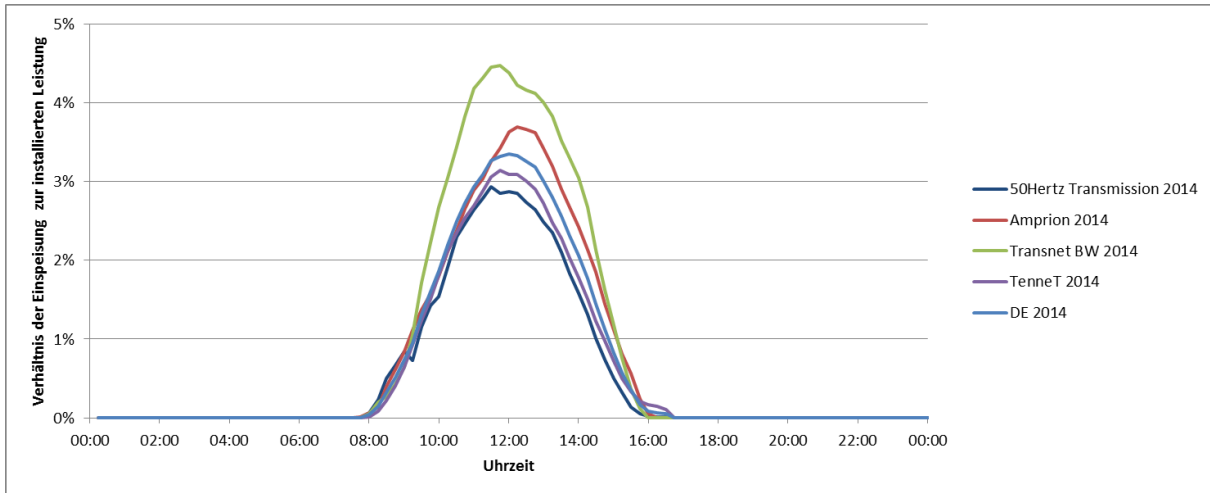


Abbildung 6: Relative PV-Einspeisung am 3.12.2014

## Laufwasser

Die folgende Abbildung 7 zeigt die Dauerlinie für die Laufwassereinspeisung in 2014. 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.

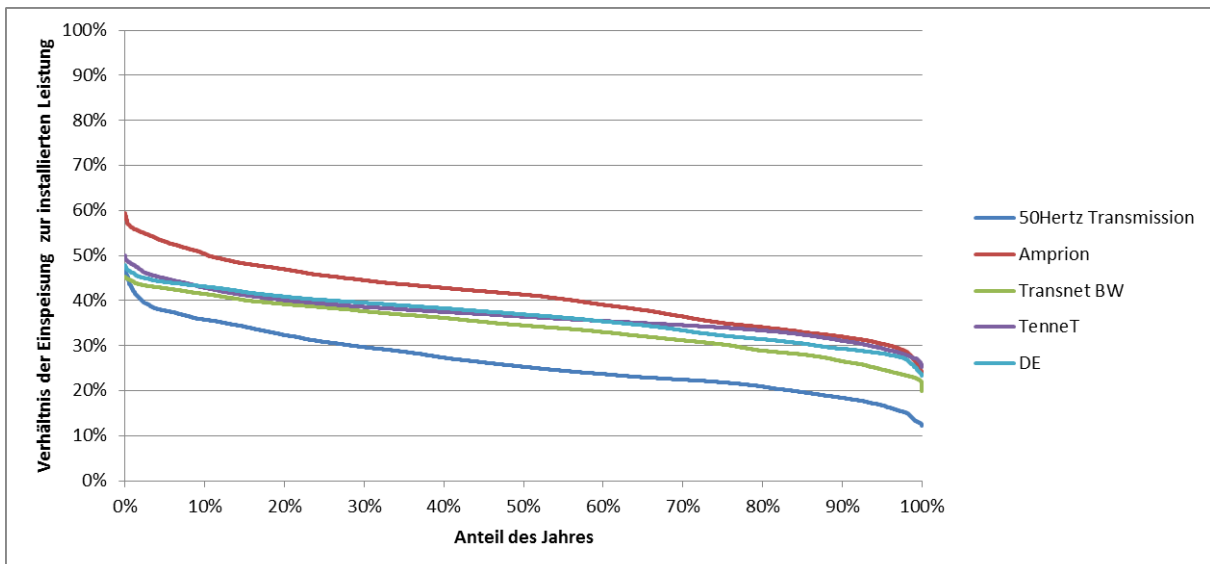


Abbildung 7: Geordnete relative Einspeisung der Laufwasseranlagen im Jahr 2014

## Pumpspeicher

Auch für (Pump-)Speicher ist eine Beurteilung der Nichtverfügbarkeit schwierig. Hier kommen technische Restriktionen wie das Fassungsvermögen der Ober- und Unterbecken ebenso wie spezielle Vermarktungsstrategien zum Tragen. Dazu liegen den ÜNB derzeit

keine allgemeingültigen Statistiken vor. Aufgrund von Veröffentlichungen einzelner Betreiber und auf Basis von Erfahrungswerten halten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber eine **Nichtverfügbarkeit von 20 %** für angemessen.

### Erdgas

Bei Untersuchungen der Leistungsbilanz geht man in Deutschland üblicherweise nicht davon aus, dass sich für Erzeugungseinheiten, die auf fossile Brennstoffe angewiesen sind, eine Nichtverfügbarkeit aufgrund von fehlenden Primärenergieträgern ergibt. Die Erfahrungen in Deutschland im Februar 2012 haben jedoch gezeigt, dass unterbrechbare Gasverträge zu einer zumindest teilweisen Nichtverfügbarkeit von Gaskraftwerken führen können und dass ein solches Ereignis in Kombination mit hoher Last und niedriger Windeinspeisung auftreten kann<sup>1</sup>. 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 (s. u.) führen.

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

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

## **2.2.6. Reserve für Systemdienstleistungen und gesicherte Leistung**

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

---

<sup>1</sup> 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](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_1.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

Minutenreserveleistung sind in dieser Reserve berücksichtigt. Da konkrete Werte nur für einen kurzen Prognosezeitraum vorliegen, werden für die Jahre 2017 und 2018 Abschätzungen auf Basis der vorherigen Dimensionierungen getroffen.

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

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

### 2.2.7. Last

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

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

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

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

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

Um die Belastungssituation des Netzes zu reduzieren, besteht teilweise die Möglichkeit als Netzbetreiber verschiedene Lasten zu reduzieren. Dies ist mit den Kunden vertraglich geregelt. Die Menge dieser zu reduzierenden Leistung wird über die **Verfügbare Lastreduktion zum betrachteten Zeitpunkt** angegeben. Durch die "Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten" (AbLaV) vom 28.12.2012<sup>2</sup> kommt diese Möglichkeit vom 1.1.2013 bis Ende 2015 in Deutschland zum Tragen. Nach Übermittlung des Leistungsbilanzberichtes 2015 an das BMWi zum 30.09.2015, wurde im Dezember 2015 entschieden, dass diese

---

2

[https://www.bgbl.de/banzxaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger\\_BGBl&jumpTo=bgbl112s2998.pdf](https://www.bgbl.de/banzxaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl112s2998.pdf)

Verordnung noch bis Ende Juni 2016 verlängert wird<sup>3</sup>. Weiterhin zeichnet sich ab, dass die abschaltbaren Lasten auch darüber hinaus verfügbar sein werden. In der vorliegenden Version des Berichts wurde diese Entwicklung bereits berücksichtigt. Für die Referenztage 2015/16 wurden daher nun die tatsächlich bezuschlagten Werte verwendet. Für die Referenztage 2017/18 wurde der Wert für Januar 2016 angesetzt. Die Auswirkungen werden in den Kapiteln der beteiligten Übertragungsnetzbetreiber ausgeführt.

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

### 2.2.8. Verbleibende Leistung und Vergleich mit der Regelzonenhöchstlast

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

Zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems besteht seit Juli 2013 im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung die Möglichkeit der Kontrahierung von dem Markt nicht zur Verfügung stehenden Stromerzeugungsanlagen im Inland sowie von Kraftwerksleistung im Ausland durch die Übertragungsnetzbetreiber. Aufgrund ihrer zunehmenden Relevanz wird die *Verbleibende Leistung* mit und ohne Berücksichtigung der in Deutschland kontrahierten Kraftwerksleistung ausgewiesen. Zusätzlich wird ab 2017 die im Entwurf zum Strommarktgesetz verankerte **Sicherheitsbereitschaft** von Braunkohlekraftwerken berücksichtigt, s. Abschnitt 2.2.10.

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

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

### 2.2.9. Berücksichtigung des benachbarten Auslandes

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

<sup>3</sup>

[https://www.bgbl.de/banzxaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger\\_BGBl&jumpTo=bgbl115s2356.pdf](https://www.bgbl.de/banzxaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl115s2356.pdf)

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

Im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung kontrahierte Reserveleistung im Ausland wird auf dem jeweiligen ÜNB-Datenblatt des deutschen Vertragspartners dargestellt in der Zeile **von DE im Ausland kontrahierte Reserveleistung**. Es handelt sich hierbei nicht um den im Bericht über die „Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020“ der Bundesnetzagentur ausgewiesenen Bedarf, sondern nur um die zum Stichtag 30.09.2015 bereits kontrahierte Leistung.

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. Netz- und Kapazitätsreserve sowie Sicherheitsbereitschaft

Nach Übermittlung des Leistungsbilanzberichtes 2015 an das BMWi zum 30.09.2015, wurden im November 2015 weitere Details zu den zukünftigen Regelungen für Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft bekannt<sup>4</sup>. In der vorliegenden Version des Berichts wurde diese neue Entwicklung bereits – sofern bekannt – bei den installierten Kapazitäten berücksichtigt.

Kapazitäts- und Netzreserve werden nach der Definition des BMWi grundsätzlich folgendermaßen unterschieden:

*„Die Kapazitätsreserve sichert die Stromversorgung für den unwahrscheinlichen Fall ab, in dem der Markt Angebot und Nachfrage nicht ausgleicht. Die Netzreserve hingegen sichert den Netzbetrieb bei regionalen Netzengpässen ab.“ (Weißbuch<sup>5</sup>, S. 82)*

Weiterhin sollen zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele Braunkohlekraftwerke in die sogenannte Sicherheitsbereitschaft überführt werden. Die Berücksichtigung dieser unterschiedlichen Kategorien im vorliegenden Bericht wird in diesem Kapitel dargestellt.

Die Übertragungsnetzbetreiber erwarten, dass die Regelungen aus der Reservekraftwerksverordnung, nach welchen die Netzreserve festgelegt wird, über das Jahr 2017 hinaus bis Ende 2023 verlängert werden. Die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur (BNetzA) bestimmen in jährlichen Systemanalysen den Bedarf an Reservekraftwerken für

<sup>4</sup> <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> und <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/verordnung-kapazitaetsreserveverordnung-kapresv,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

<sup>5</sup> <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

die Netzreservefunktion. Aus der Systemanalyse von 2015 stammen die Zahlen der **Netzreservekraftwerke** bis 2018

Ab dem Winter 2017/18 soll in Deutschland eine Kapazitätsreserve eingeführt werden, zunächst in einem Umfang von 1,8 GW, die über ein Ausschreibungsverfahren kontrahiert wird. Da der Ausgang dieses Verfahrens derzeit noch nicht bekannt ist, werden Kapazitätsreservekraftwerke im vorliegenden Bericht nicht im quantitativen Teil (Tabellen) berücksichtigt.

Außerdem werden ab 1.10.2016 Braunkohlekraftwerke mit einer Kapazität von insgesamt 2,7 GW schrittweise in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Die in die Sicherheitsbereitschaft überführten Braunkohlekraftwerke können nicht aktiv am Markt teilnehmen und werden nach 4 Jahren in der Sicherheitsbereitschaft endgültig stillgelegt.

Der genaue Zeitplan der Überführung in die Sicherheitsbereitschaft wurde im November 2015 vereinbart. Entsprechend dieser Vereinbarung<sup>6</sup> konnten im vorliegenden Bericht gegenüber dem Stand zum 30.09.15 nun die genauen Zahlen für die **Sicherheitsbereitschaft** in Teil A verwendet werden<sup>7</sup>.

### 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 2014 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 95 und 98 % bei der Darstellung der Situation in den Regelzonen bzw. in Deutschland. In Zukunft kann diese Situation durch vollständigere Datenlieferungen der Verteilnetzbetreiber und Kraftwerksbetreiber weiter verbessert werden.

---

<sup>6</sup> <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/verstaendigung-braunkohle,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

<sup>7</sup> Durch diese Aktualisierung ergeben sich Änderungen des Kraftwerksparks exklusive Reserve/Sicherheitsbereitschaft für Deutschland und einzelne ÜNB. Die Ausfallzahlen des jeweiligen Parks (vgl. Kapitel 2.2.4) ergeben sich aus diesem grundsätzlich über die rekursive Faltung. Da lediglich geringe Auswirkungen der Aktualisierung auf die Ausfallzahlen zu erwarten sind (innerhalb der Unsicherheiten gemäß Kapitel 2.3), wurden die Faltungsberechnungen im Rahmen der Aktualisierung nicht noch einmal neu durchgeführt, sondern die Änderungen geeignet abgeschätzt.



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, Fahrpläne, Hochrechnungen, usw.).

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

Weiterhin wurden im vorliegenden Leistungsbilanzbericht probabilistische Betrachtungen durchgeführt. Dies ist durch den wahrscheinlichkeitsbasierten Charakter von z. B. Kraftwerksverfügbarkeiten und EE-Einspeisung bedingt.

Auch die Untersuchungen im Rahmen des Pentalateral Energy Forums (PLEF)<sup>8</sup>, sowie die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) beauftragte Studie „Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung“ von Consentec<sup>9</sup> zielen auf eine probabilistische Bewertung der Versorgungssicherheit ab. Daneben beinhaltet die derzeit von ENTSO-E durchgeführte, umfangreiche Weiterentwicklung der Methodik der System Adequacy Berichte<sup>10</sup> (SO&AF und Seasonal Outlooks), eine zunehmend probabilistische Herangehensweise. Schließlich wird im vom BMWi Anfang Juli veröffentlichten Weißbuch "Ein Strommarkt für die Energiewende"<sup>11</sup> im Rahmen der Beschreibung der zukünftigen Architektur des Strommarkts ebenfalls der wahrscheinlichkeitsbasierte Charakter der Versorgungssicherheit betont.

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

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

Derzeit sind die ÜNB laut EnWG zur Aufstellung der Leistungsbilanz für Deutschland und den deutschen Teil der 4 Regelzonen verpflichtet. Da die Regelzonen zum Teil grenzüberschreitend verlaufen, muss der nicht-deutsche Erzeugungs- und Lastanteil für die nationale Betrachtung herausgerechnet werden.

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

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

Die Untersuchungen im Rahmen des Pentalateral Energy Forums (PLEF)<sup>8</sup>, die Entwicklungen bei ENTSO-E sowie die Studie „Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung“ von Consentec<sup>9</sup> zur Ver-

<sup>8</sup> <http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=695394.html>

<sup>9</sup> <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=695676.html>

<sup>10</sup> <https://www.entsoe.eu/major-projects/adequacy-methodology/Pages/default.aspx>

<sup>11</sup> <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/strommarkt-2-0.html>

sorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern zielen ebenfalls auf eine stärkere Berücksichtigung von Lastausgleichseffekten bei Einbeziehung mehrerer Länder ab.

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

Auch für die Last weisen Studien auf länderübergreifende Ausgleichseffekte hin. Eine Analyse der paarweisen Korrelationen der stündlichen Verbrauchlasten von Deutschland und seinen Anrainerstaaten sowie Italien gibt hierzu näheren Aufschluss. Betrachtet man die paarweisen Korrelationskoeffizienten für den Zeitraum 2006 bis 2014, so liegen die Korrelationskoeffizienten in allen betrachteten Fällen maximal bei 90 % (vgl. Abbildung 8).

	BE	AT	CH	CZ	DE	DK	FR	IT	LU	NL	PL
BE		77	77	87	90	88	81	77	76	87	87
AT	77		64	81	85	83	69	75	56	83	89
CH	77	64		82	66	75	90	43	53	59	68
CZ	87	81	82		85	87	84	68	64	78	85
DE	90	85	66	85		87	67	86	72	89	90
DK	88	83	75	87	87		73	77	67	89	87
FR	81	69	90	84	67	73		50	55	65	73
IT	77	75	43	68	86	77	50		72	85	83
LU	76	56	53	64	72	67	55	72		67	67
NL	87	83	59	78	89	89	65	85	67		90
PL	87	89	68	85	90	87	73	83	67	90	

Abbildung 8: Korrelation der Verbrauchslasten (2006 bis 2014) in Prozent; Quelle: ENTSO-E; Auswertung: TU Berlin

Im Kontext von Versorgungssicherheitsanalysen sind jedoch nur die Stunden mit hohen Lasten bzw. in der aktuellen Untersuchung die Stunde der Jahreshöchstlast von Relevanz. Ein etablierter Indikator zur Untersuchung der Gleichzeitigkeit von Spitzenlasten ist der sogenannte Gleichzeitigkeitsfaktor, welcher das Verhältnis der länderübergreifenden Höchstlast zur Summe der individuellen Höchstlasten der beiden betrachteten Länder beschreibt. Je höher der Gleichzeitigkeitsfaktor ist, desto geringer sind die Verbundvorteile zur Bereitstellung ausreichender Kapazitäten zur länderübergreifenden Deckung der Spitzenlast. Ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 100 % bedeutet, dass beide Systeme ausreichend gesicherte Leistung zur Deckung der eigenen Höchstlast vorhalten müssen, da die Höchstlasten zum gleichen Zeitpunkt auftreten.

Abbildung 9 zeigt die Gleichzeitigkeitsfaktoren zwischen Deutschland und den betrachteten Ländern für die Jahre 2006 bis 2014. Der Abbildung ist zu entnehmen, dass die Gleichzeitigkeit der Lasten in allen betrachteten Jahren sehr hoch ist. Ferner wird deutlich, dass eine Korrelationsanalyse auf Basis der gesamten Jahresstunden nur bedingt aussagefähig ist.

Ein positiver länderübergreifender Ausgleichseffekt zum kritischsten Zeitpunkt des Jahres ist somit für die Last nachweislich nicht sicher gegeben.

Jahr	DE FR	DE AT	DE BE	DE CH	DE CZ	DE DK	DE IT	DE LU	DE NL	DE PL
2006	96,8	99,7	99,8	95,9	98,5		97,9	99,7	99,6	98,5
2007	96,8	99,6	99,2	99,3	98,9		96,7	99,9	97,8	99,0
2008	98,6	99,6	99,8	98,7	99,4		97,5	99,8	99,9	98,6
2009	97,7	99,7	99,3	99,1	99,4		98,9	99,7	99,9	99,1
2010	97,1	99,8	100,0	99,7	99,5	100,0	97,0	99,9	100,0	99,3
2011	98,9	99,6	98,4	99,3	99,4	99,5	97,1	99,5	99,8	99,6
2012	100,0	99,6	99,5	99,7	99,7	99,8	98,6	100,0	99,6	99,8
2013	96,2	99,6	99,6	99,4	99,5	99,5	97,4	100,0	99,1	99,9
2014	99,3	99,8	100,0	99,7	99,7	99,6	99,8	99,9	100,0	99,5

Abbildung 9: Gleichzeitigkeitsfaktoren der Jahreshöchstlast in Prozent; Quelle: ENTSO-E; Auswertung: TU Berlin

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

### 3. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von 50Hertz Transmission

#### 3.1. Methodik der Datenermittlung

Der dieser Leistungsbilanz zugrunde liegende konventionelle Kraftwerkspark in der 50Hertz Transmission Regelzone umfasst direkt an das Höchstspannungsnetz (380/220 kV) als auch an unterlagerte Netze angeschlossene Kraftwerke. Nach derzeitigem Informationsstand ergeben sich Veränderungen des konventionellen Kraftwerksparks in der 50Hertz Transmission Regelzone aus den zugrunde liegenden Kraftwerksinbetriebnahmen/-außerbetriebnahmen. Die Inbetriebnahmen konventioneller Kraftwerke werden mit Kenntnisstand Anfang September 2015 angesetzt.

Ein zentraler Wert der Leistungsbilanz ist die Endverbraucherlast. Diese repräsentiert die Summe der bezogenen Leistungen aller angeschlossenen Verbraucher im Verteil- sowie Übertragungsnetz und beinhaltet auch die Verlustleistung des gesamten Versorgungsnetzes. Zur Bestimmung der Endverbraucherlast verwendet 50Hertz Transmission eine Methodik, bei der auf Zählwerte zurückgegriffen werden kann, die den ÜNB in hoher Güte vorliegen. Zu Grunde gelegt wird die vertikale Netzlast (liegt durch eigene Zählung vor). Diese entspricht der vorzeichenrichtigen Summe aller Übergaben aus dem Übertragungsnetz über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu Verteilungsnetzen und Endverbrauchern. Hinzu addiert wird die in den Verteilungsnetzen erzeugte Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien sowie konventionellen Kraftwerken, die den ÜNB im Rahmen des Prozess „*Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom*“ (kurz: MaBiS) durch die Verteilnetzbetreiber gemeldet werden. Eine vollständige direkte Messung der Last ist nicht möglich.

Im Vergleich zu den Berichten der Vorjahre führt diese Vorgehensweise insbesondere zu einer verbesserten Abbildung der konventionellen Erzeugung in den unterlagerten Verteilnetzen.

Mit der Aktualisierung dieses Dokuments wurde die Verlängerung der Verordnung zu abschaltbaren Lasten für die Regelzone 50Hertz berücksichtigt. Die zum jetzigen Zeitpunkt nach dieser Verordnung bezuschlagte Abschaltleistung bei 50Hertz beträgt 212 MW und ist als verfügbare Lastreduktion für die Referenztage der Jahre 2016 bis 2018 angesetzt worden.

Durch statistische Verfahren ergab sich ein Abdeckungsrad von 97 % bezogen auf die gesamt installierte Netto-Engpassleistung der Kraftwerke in der Regelzone von 50Hertz. Die Differenz von 3 % ergibt sich in erster Linie durch nicht berücksichtigte Industriekraftwerke in den unterlagerten Netzebenen.

## 3.2. Fazit

Zum Zeitpunkt der deutschen Jahreshöchstlast am 03.12.2014 um 17:45 Uhr bestand in der 50Hertz Transmission Regelzone ein Leistungsbilanzüberschuss. Die Verbleibende Leistung überstieg die Last zum betrachteten Zeitpunkt um 3,2 GW (die Jahreshöchstlast bei 50Hertz Transmission trat bereits am 29.01.2014 um 18:00 Uhr ein). Grund für den, im Vergleich zum Jahr 2013, nur moderaten Überschuss ist die zum deutschen Jahreshöchstlastzeitpunkt fast vollständig nicht verfügbare Einspeisung aus Windenergie in der Regelzone. Die Deckung der Regelzonenlast sowie die Erzeugung der Verbleibenden Leistung wurden somit fast ausschließlich aus fossilen Kraftwerken bereitgestellt. Trotz ausbleibender Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik (installierte Leistung zum Stichtag beider Energieträger in der Regelzone: 22,5 GW) konnte die Last somit vollständig durch Erzeugungseinheiten in der Regelzone gedeckt werden.

Zum Vergleich zur eingetretenen Ist-Situation ist für 2014 der Referenztag angegeben. Hier wurden die für die Prognosejahre angegebenen Annahmen angesetzt. Die Verbleibende Leistung reduziert sich auf 2,5 GW. Es kann daraus geschlussfolgert werden, dass die getroffenen Annahmen für die Prognose (siehe Kapitel 2.2) gut zur beobachteten Ist-Situation in 2014 passen.

In der **Prognose der Leistungsbilanz** für die vier Folgejahren 2015 bis 2018 weist die Leistungsbilanz der 50Hertz Transmission Regelzone einen stetigen Leistungsbilanzüberschuss aus. So verbleibt dieser Leistungsbilanzüberschuss in der Prognose (2015-2018) in der 50Hertz Transmission Regelzone zwischen 4,7 GW in 2015 und 4,3 GW in 2018. Der Leistungsbilanzüberschuss fällt im Vergleich zu den Berichten der Vorjahre etwas niedriger aus. Dies begründet sich in erster Linie durch die Anwendung der rekursiven Faltung zur Berechnung der Nichtverfügbarkeiten der konventionellen Kraftwerke sowie die Verwendung der Netto-Engpassleistung für diese Kraftwerke.

Der Anteil der Revisionen zum Jahreshöchstlastzeitpunkt wirkt sich direkt auf die gesicherte Leistung aus. Im Jahr 2014 konnte, im Vergleich zu den vorangegangenen Berichten, ein relativ hoher Anteil dieser Kraftwerksrevisionen beobachtet werden, welcher aber für die Folgejahre auf Basis des jetzigen Kenntnisstandes etwas geringer angenommen wurde.

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

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

## 4. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von Amprion

### 4.1. Methodik der Datenermittlung

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

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

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

Berücksichtigung finden dabei nur jene Zeitreihen, bei denen der Verteilnetzbetreiber bei der VNB-Abfrage der ÜNB im Jahr 2015 den zur Einspeisung gehörenden Kraftwerkspark (KW-Stammdaten) angegeben hat. Die MaBiS-Zeitreihen von VNB, die nicht bei der Abfrage teilgenommen haben, können nicht berücksichtigt werden, da diesen Profilen in der Leistungsbilanz kein entsprechender Kraftwerkspark gegenüber gestellt werden kann. Dies würde die Betrachtung einseitig verfälschen. Die Zeitreihen der EEG-Einspeiser werden vollständig erfasst, da hier unabhängig von der VNB-Abfrage auf das Stammdatenregister der ÜNB zurückgegriffen werden kann.

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

Die Summe aller dieser Zeitreihen, die in einer viertelstündigen Auflösung vorliegen, ergibt schlussendlich die Näherung der Last (inkl. Netzverluste) im deutschen Teil der Regelzone von Amprion (siehe Abbildung 10).

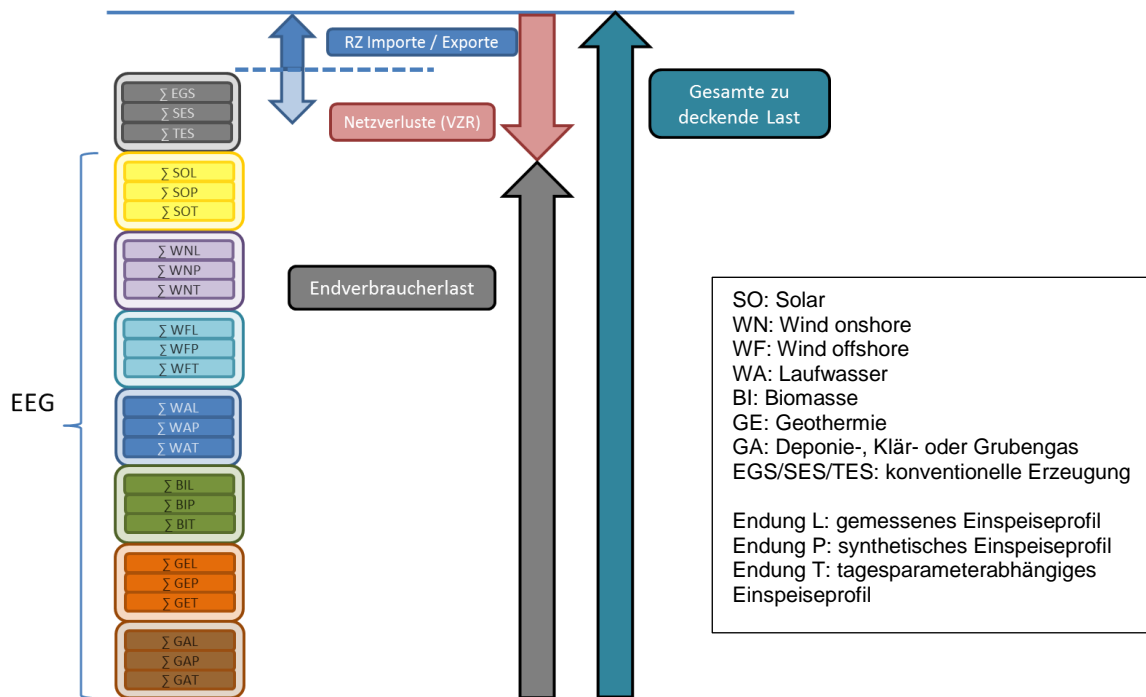


Abbildung 10: Ermittlung der Last im deutschen Teil der Regelzone von Amprion

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

Für die Prognose der installierten Leistung der Erneuerbaren Energien werden die aktuellen Ergebnisse des Gutachtens zur EEG-Jahres- und Mittelfristprognose 2014 verwendet, welche die Grundlage für die Ermittlung der bundesweiten EEG-Umlage bildet.

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

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

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

Um die Belastungssituation des Netzes zu reduzieren besteht teilweise die Möglichkeit als Netzbetreiber verschiedene Lasten abzuschalten. Dies ist mit den Kunden vertraglich geregelt. Seit Mitte 2013 werden in Deutschland diese abschaltbaren Lasten ausgeschrieben. Die Ergebnisse dieser Ausschreibungen wurden für das Jahr 2014 als verfügbare Lastreduktion angesetzt. In der Amprion-Regelzone stand im Dezember 2014 eine Leistung von 754 MW als abschaltbare Last zur Verfügung. Für Dezember 2015 wurde der Durchschnitt der kontrahierten abschaltbaren Last von Januar bis September 2015 gebildet und liegt bei 700 MW. Im Zuge der Verlängerung der Verordnung für abschaltbare Lasten steht in der Amprion-Regelzone für den Referenztag 2016 eine Lastreduktion von 692 MW zur Verfügung. Dieser Wert wurde auch für die folgenden Jahre angenommen.

Für die folgenden Winter wurde ein Kraftwerksreservebedarf für Deutschland ermittelt. Aktuell befindet sich in der Amprion-Regelzone ein Kraftwerk mit ca. 0,3 GW in der Netzreserve. Diese Leistung ist in der installierten Netto-Engpassleistung berücksichtigt und wird in der Datentabelle unter Netzreservekraftwerke ausgewiesen.

Die neuen Regelungen bezüglich der Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft betreffen auch die Amprion-Regelzone. Im Betrachtungszeitraum des Leistungsbilanzberichts 2015 gehen die beiden Blöcke Frimmersdorf P und Q zum Stichtag 01.10.2017 in die Sicherheitsbereitschaft über. Für den Betrachtungszeitpunkt 2018 beträgt die Sicherheitsbereitschaft 562 MW.

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

Dieser Leistung werden dieselben EE-Leistungen und die Kraftwerke aus der von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Kraftwerksliste gegenüber gestellt. Aus diesem Verhältnis ergibt sich nach unserer Definition der Abdeckungsgrad der Betrachtung. Dieser liegt bei der aktuellen Auswertung bei ca. 97 % für die Amprion-Regelzone.

## 4.2. Fazit

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

Nach den zugrundeliegenden Informationen bleibt die Netto-Engpassleistung des konventionellen KW-Parks bis zum Jahr 2018 im Netzgebiet von Amprion nahezu konstant bei 40,3 GW. Es wird jedoch angenommen, dass ein Teil dieser Leistung von 0,6 GW ab dem Jahr 2018 in die Sicherheitsbereitschaft übergeht und dem Markt somit nicht mehr zur Verfügung steht.

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

In der Rückschau auf die tatsächliche Situation im Jahr 2014 liegt der Wert der *Verbleibenden Leistung* im deutschen Teil der Regelzone von Amprion mit 7,2 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 Überschuss der konventionellen Kraftwerke zurückzuführen. Desweiteren war der Winter 2014 sehr mild, so dass die beobachtete maximale Last deutlich unter dem Durchschnitt lag. Die Einspeisung aus Windenergie lag zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bei nur 5 % der installierten Leistung.

Vergleichend hierzu wurde in der Rückschau auf Basis der „Referenztagmethodik“, eine Verbleibende Leistung von 4,0 GW ohne Reservekraftwerke bzw. 4,3 GW unter der Berücksichtigung von Reservekraftwerken ermittelt.

In der Prognose für den kommenden Winter 2015/16 nimmt die Verbleibende Leistung leicht auf 3,1 GW/3,0 GW ab. Dies ergibt sich durch einen leichten Rückgang der installierten konventionellen Kraftwerksleistung.

Bis zum Jahr 2018 geht die Verbleibende Leistung ohne die Berücksichtigung von Netzreservekraftwerken/Sicherheitsbereitschaft auf 2,5 GW zurück. Dies ergibt sich vor allem durch die Stilllegung des Kernkraftwerks Gundremmingen B und die Verschiebung von 0,6 GW Braunkohlekapazität in die Sicherheitsbereitschaft. Unter Berücksichtigung aller Netzreser-



vekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft ergibt sich eine Verbleibende Leistung von 3,3 GW in der Amprion-Regelzone. Bezüglich der Grenzen der Betrachtung der Leistungsbilanz verweisen wir auf die Ausführungen in Abschnitt 2.3.

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

## 5. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TransnetBW

### 5.1. Methodik der Datenermittlung

Wie bereits erläutert ist eine lastseitige Ermittlung der Regelzonenlast über Messgeräte momentan und in naher Zukunft nicht möglich. TransnetBW GmbH (TNG) ermittelt die Regelzonenlast daher erzeugungsseitig auf Basis von Einspeisemesswerten, -hochrechnungen und –prognosen zuzüglich des Saldos der Im- und Exporte. Dieser Wert entspricht damit der gesamten Nachfrage inklusive der Netzverluste.

TNG verfügt in ihrer Hauptschaltleitung u.a. über die Wirkleistungsmesswerte der in das 380/220 kV-Netz einspeisenden Kraftwerke sowie über die Mehrzahl der in das 110 kV-Netz einspeisenden Kraftwerke. Die nicht über Messwerte erfassten Kraftwerke, welche in das Mittel- bzw. Niederspannungsnetz einspeisen und zugleich keine nach dem EEG geförderten Einspeisungen sind, sind nicht erfasst. Die nach dem EEG geförderten Einspeisungen werden hochgerechnet bzw. prognostiziert.

Beim Vergleich der Regelzonenlasten vor und ab 2011 ist zu berücksichtigen, dass im Jahr 2011 eine methodische Verbesserung des Berechnungsverfahrens der Regelzonenlast, insbesondere der Erfassung von EEG-Einspeisungen, durchgeführt wurde.

Bei der Lastberechnung bestehen die folgenden Unsicherheiten:

- Die Hochrechnungen der Windkraftanlagen und der Photovoltaikanlagen liegen sehr nahe an der Wirklichkeit, enthalten aber geringe Unsicherheiten.
- Die prognostizierte Einspeisegangleinie der anderen Erneuerbaren Energiequellen enthält aufgrund ihres Prognosecharakters Unsicherheiten. Der Einfluss des Prognosefehlers auf die Regelzonenlastberechnung ist aber durch den relativ geringen Anteil an der installierten Einspeiseleistung sowie der erheblich konstanteren Einspeisekennlinie von Laufwasser und Biomasse im Verhältnis zu PV und Wind als gering einzustufen.
- Die Regelzonenlast wird nur aus beobachtbaren Quellen gebildet. Erzeugungsanlagen, bei denen die installierte Leistung bekannt ist, aber der Verlauf der eingespeisten Leistung nicht gemessen / hochgerechnet / prognostiziert / geschätzt werden konnte, werden nicht berücksichtigt. Auf der Basis dieses Verfahrens ergibt sich für 2014 ein Abdeckungsgrad von 95,3 %.

#### Anmerkungen zur Datengrundlage und Berechnung:

- Zum Zeitpunkt der deutschen Höchstlast am 03.12.2014 lag die Windeinspeisung in der TransnetBW-Regelzone bei 15 MW. Die Differenz zur installierten Leistung wird für das Jahr 2014 als „nicht verfügbar“ betrachtet.
- Die Inbetriebnahmen der Blöcke RDK8 (Block 8 des Rheinhafen Dampfkraftwerks) und GKM9 (Block 9 des Großkraftwerks Mannheim) in 2014 bzw. 2015 führten zu einer signifikanten Erhöhung der installierten Kraftwerksleistung in der TransnetBW-Regelzone.
- Für die Prognose der zukünftigen Netzreservekraftwerksleistung wurde der öffentliche Bericht über die „Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020“ der Bundesnetzagentur verwendet.
- Last zum betrachteten Zeitpunkt und Marge zur Höchstlast in 2014: Die TNG Regelzonenlast zum Zeitpunkt der deutschen Jahreshöchstlast am 03.12.2014 um 17:45 Uhr betrug 9.957 MW. Die Marge zwischen der TNG-Regelzonenjahreshöchstlast in 2014 und der TNG-Regelzonenlast zum Zeitpunkt der deutschen Jahreshöchstlast 2014 betrug  $10.267 \text{ MW} - 9.957 \text{ MW} = 310 \text{ MW}$ .
- Last zum betrachteten Zeitpunkt und Marge zur Höchstlast zu den Referenzzeitpunkten:  
Die historische\* TNG-Regelzonenjahreshöchstlast am 09.02.2012 um 13:15 Uhr betrug 11.052 MW. Die TNG Regelzonenlast zur historischen\* deutschen Jahreshöchstlast am 07.02.2012 um 19:15 Uhr betrug 10.729 MW. Die Marge zwischen der historischen TNG-Regelzonenjahreshöchstlast und der TNG-Regelzonenlast zum Zeitpunkt der historischen\* deutschen Höchstlast betrug  $11.052 \text{ MW} - 10.729 \text{ MW} = 323 \text{ MW}$ .  
*\*Anmerkung: Es wurde die Höchstlast seit der erstmaligen Veröffentlichung des Leistungsbilanzberichts herangezogen.*
- Die installierten Leistungen erneuerbarer Energiequellen wurden aus der EEG-Mittelfristprognose übernommen. Da die Einspeisungen aus Solar und Windkraft zum Zeitpunkt der deutschen Jahreshöchstlast sehr gering sind, wirken sich mögliche Prognosefehler nur geringfügig aus.
- Die Anlagen der Kraftwerksgruppe Obere Ill-Lünersee der Vorarlberger Illwerke (VIW, Nettoengpassleistung 1,7 GW) in Österreich befinden sich im deutschen Regelblock und in der TNG-Regelzone. Aufgrund der topologisch direkten Anbindung wurde mit den beteiligten österreichischen Partnern vereinbart diese Leistung in Leistungsbilanzberichten zu 100 % der TNG-Regelzone zuzuordnen. Die gesicherte Leistung ergibt sich nach einer Rate für die nichteinsetzbare Leistung von Speichern und Pumpspeichern in Höhe von 20 %.
- Eine Last im Ausland hat TNG nicht zu versorgen.

## 5.2. Fazit

Aufgrund der beschriebenen methodischen Weiterentwicklungen im diesjährigen Leistungsbilanzbericht ergeben sich deutliche Unterschiede bei der Verbleibenden Leistung im Vergleich zum vorjährigen Bericht.

**Die Leistungsbilanz in 2014** zum Zeitpunkt der deutschen Jahreshöchstlast war bei alleiniger Betrachtung der Marktkraftwerke des deutschen Teils der Regelzone mit -0,9 GW negativ. Bei Hinzunahme der österreichischen Vorarlberger Illwerke ergibt sich ein positiver Saldo

in Höhe von 0,4 GW. Werden darüber hinaus die kontrahierten deutschen und ausländischen Reserven berücksichtigt, erhöht sich dieser Wert um 0,8 GW und 0,1 GW auf 1,3 GW. Dieser deutlich positive Wert resultiert jedoch unter anderem aus der geringen Regelzonenlast zum Zeitpunkt der deutschen Höchstlast, welche mit 10 GW rund 1 GW niedriger war als die historische Regelzonenhöchstlast aus 2012. Ferner waren zum Betrachtungszeitpunkt keine Kraftwerke aufgrund von Ausfällen nicht verfügbar.

**Die Prognose der Leistungsbilanz** für die kommenden Winter bewegt sich bei ausschließlicher Betrachtung der im deutschen Teil der Regelzone installierten Leistung von Marktkraftwerken im negativen Bereich (-2,6 GW für 2015 - 2018). Im Vergleich zu 2014 wird die Bilanz hauptsächlich durch die Inbetriebnahme von GKM 9 in 2015 positiv beeinflusst. Dem stehen jedoch auch die endgültigen Außerbetriebnahmen von GKM 3 und GKM 4 gegenüber. Bei Hinzunahme der österreichischen Vorarlberger Illwerke reduziert sich das Defizit auf -1,2 GW. Werden darüber hinaus die bereits kontrahierten deutschen und ausländischen Reserven berücksichtigt, ergibt sich eine Verbleibende Leistung von 0,1 GW für die Jahre 2015 und 2016 sowie -0,4 GW bzw. 1,1 GW für die Jahre 2017 und 2018. Hierbei muss beachtet werden, dass die Kontrahierung von weiteren 1,3 GW Reserveleistung im Ausland für die Winter 2015 und 2016 sowie 1,6 GW für den Winter 2017 geplant sind. Aufgrund der noch fehlenden vertraglichen Sicherheit wurde diese Leistung noch nicht berücksichtigt.

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. Zu den Referenztagen in 2016 und 2017 sind ohne / mit Berücksichtigung der inländischen Netzreservekraftwerke Importe von 1,2 / 0,4 GW nötig. Neben der Relevanz der Reservekraftwerke zeigt dies insbesondere die Bedeutung ausreichender Kuppelleitungskapazität zu benachbarten Regelzonen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der TransnetBW Regelzone.

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

## 6. Leistungsbilanz für den Verantwortungsbereich von TenneT

### 6.1. Methodik der Datenermittlung

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

- den aus Zählwerten bestimmten Saldo aus Im- und Exporten,
- Zählwerte aller Einspeisungen der an das TTG-Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke,
- Summenzählwerte für Einspeisungen von Erzeugungsanlagen, die in unterlagerten Spannungsebenen angeschlossen sind, soweit TTG diese Zeitreihen über MaBiS (Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom) zur Verfügung stehen und die entsprechenden Verteilnetzbetreiber (VNB) (konsistente) zugehörige Stammdaten für den Betrachtungszeitraum 2014 über die EEG-Anlagenmeldung und/oder in das TTG-Anlagenregister für nicht EEG-vergütungsfähige Anlagen gemeldet haben.

Durch die Kombination von TTG-Anlagenregister und MaBiS-Daten ist eine gute Datengrundlage gegeben, die – bezogen auf die gesamte, bekannte installierte Kapazität – für die TTG-Regelzone zu einem Abdeckungsgrad von ca. 98 % führt. Die fehlenden 2 % sind unter anderem auf Erzeugung innerhalb der Netze von Industrieunternehmen zurückzuführen.

Das Lastmaximum in der TTG-Regelzone verringert sich um ca. 0,4 GW gegenüber 2013 (Regelzonenhöchstlast: 24,6 GW am 10.12.14 um 17:45 Uhr). Aus den MaBiS-Daten lässt sich abschätzen, dass die tatsächliche Last zum Betrachtungszeitpunkt noch mindestens 115 MW höher liegt. Für diese Anteile liegen aber keine (konsistenten) Stammdatenmeldungen der VNB vor (vgl. Kapitel 2). Selbst wenn diese Lücke geschlossen wird, können immer noch Anteile der Gesamtlast fehlen, da innerhalb der MaBiS-Daten teilweise Erzeugung und Verbrauch nicht vollständig getrennt werden können und grundsätzlich keine Einspeisungen von Kraftwerken in nicht-öffentlichen Netzen (z. B. Bahn, Industrie, Privathaushalte) enthalten sind. Möglicherweise ergeben sich hier in Zukunft weitere Datenquellen im Rahmen der Entwicklungen zum Energieinformationsnetz.

Hauptsächlich aufgrund einer zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland geringen Windeinspeisung kommt es hier zu einer leicht negativen Verbleibenden Leistung (-0,1 GW). Dabei ist jedoch zu beachten, dass für diesen Bericht die Netto-Engpassleistung statt der Nettoleistung für die zu Grunde gelegten konventionellen Kraftwerke angesetzt wurde. Dadurch ergibt sich gegenüber dem letztjährigen Bericht auch in der Vorschau eine systematisch geringfügig niedrigere installierte konventionelle Kraftwerkskapazität.

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

Im Bereich Wind/PV wird für die Jahre ab 2015 auf den finalen Stand der Zubauprognosen aus 2014 zurückgegriffen, der sich im Rahmen des EEG-Umlage-Prozesses ergibt.

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

gentur herangezogen. Für den kommenden Winter befinden sich innerhalb der TTG-Regelzone bereits Kraftwerke mit einer Kapazität von ca. 1,8 GW in der Netzreserve. Da die Leistungsbilanz Marktaspekte nicht berücksichtigt, kommen in ihr die Netzreservekraftwerke so wie alle anderen Kraftwerke zum Tragen, werden aber separat ausgewiesen.

Hinsichtlich abschaltbarer Lasten steht in der TTG-Regelzone seit Dezember 2014 ein Potential von 50 MW zur Verfügung. Aufgrund der Verlängerung der zugehörigen Verordnung wurde dieser Wert auch für die Jahre 2016 bis 2018 angesetzt.

## 6.2. Fazit

Die Verbleibende Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2014 liegt aufgrund der geringen Windeinspeisung deutlich näher bei dem Ergebnis für den Referenztag 2014 als in früheren Jahren. Dies zeigt, dass die verwendete Methodik relevante Situationen abbildet, die so oder ähnlich eintreten können.

Die Prognose der Leistungsbilanz für den kommenden Winter in der TTG-Regelzone fällt negativ aus – auch unter Einbeziehung von Netzreservekraftwerken. Dazu trägt u.a. die Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld am 28.06.2015 bei. In diesem Zusammenhang ist auch die gegenüber der im letztjährigen Bericht für Januar 2015 angenommene, jedoch inzwischen verzögerte Inbetriebnahme des Steinkohlekraftwerks Wilhelmshaven zu nennen. Die zeitweise Erzeugung dieses Kraftwerks im Rahmen des Testbetriebs geht dabei in die Last mit ein. Die Versorgungssicherheit ist bei einer solchen Unterdeckung stark von Importen aus dem benachbarten In- und Ausland abhängig. Dabei ist insbesondere auf die Belange des Übertragungsnetzes (u. a. Transportkapazität, Spannungsstabilität, Systemstabilität) zu achten.

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

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

Insgesamt ist bei der Betrachtung der Leistungsbilanz zu beachten, dass sich je nach Berücksichtigung der installierten Leistung von deutschen Netzreservekraftwerken in der TenneT-Regelzone große Unterschiede in der Verbleibenden Leistung ergeben. Ohne das Instrument der Reservekraftwerksverordnung 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 03.12.14 die Kraftwerke Irsching 3 und Staudinger 4 als Reservekraftwerke geführt. Weiterhin werden ab dem Stichtag 06.12.15 Ingolstadt 3 und 4 und ab 18.01.17 Franken 1 als Reservekraftwerke angenommen. Weiterhin wird angenommen, dass sich ab 2017 0,4 GW an Braunkohlekapazität in der Sicherheitsbereitschaft befindet.

Neben den in Kapitel 6.1 beschriebenen Reservekraftwerken, die in der Leistungsbilanz enthalten sind, wurden weitere 1,6 GW Reserve in Österreich für die kommenden Wintermonate bis März 2016 unter Vertrag genommen. Für den Winter 2016/17 werden voraussichtlich 2,3 GW kontrahiert werden. Von Oktober 2017 bis März 2018 wurden bereits 1,3 GW Kraftwerkskapazität in Österreich unter Vertrag genommen. Diese Leistung stellt für die Betrachtungszeitpunkte der Leistungsbilanz eine zusätzliche mögliche Sicherheit dar. Bezüglich der Grenzen der Betrachtung für diese Leistungsbilanz verweisen wir auf die Ausführungen in Kapitel 2.3.

## 7. Leistungsbilanz für das deutsche Energieversorgungssystem

### 7.1. Methodik der Datenermittlung

Die Zahlen für Deutschland ergeben sich nur teilweise als Summe der Werte für die einzelnen Regelzonen. Nicht als Summe ergeben sich die Ausfälle der konventionellen Erzeugung. Für diese ist zu beachten, dass sich durch den Portfolioeffekt für die Betrachtung der einzelnen Regelzonen höhere Werte ergeben als für Deutschland insgesamt (vgl. Kapitel 2.2.4). Damit ergeben sich auch alle aus den Ausfällen abgeleiteten Werte nicht als Summe der Regelzonenbeiträge. Auf Basis der installierten Kapazitäten, die den Leistungsbilanzen der Einzel-Regelzonen zugrunde liegen, ergibt sich bezogen auf die gesamte bekannte installierte Kapazität ein Abdeckungsgrad von ca. 97 % für Deutschland.

Aufgrund der erneuten Abfrage bei den Verteilnetzbetreibern hat sich die Datenbasis gegenüber dem Vorjahr leicht verändert. Aus diesen Gründen ist die Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen des Vorjahres nur eingeschränkt gegeben.

### 7.2. Fazit

Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2014 war die Verbleibende Leistung inklusive Netzreservekraftwerken mit 10,2 GW im positiven Bereich, jedoch deutlich weniger stark als zum entsprechenden Stichzeitpunkt 2013 (37,3 GW). Dies ist in erster Linie auf die vergleichsweise niedrige Windeinspeisung zu diesem Zeitpunkt zurückzuführen (1 GW gegenüber 26 GW in 2013) und zeigt die Relevanz eines solchen Szenarios.

Die **Prognose der Leistungsbilanz** für den kommenden Winter fällt mit Berücksichtigung der Reservekraftwerke positiv aus (3,1 GW im Dezember bzw. 2,5 GW im Januar), siehe Abbildung 11. Ohne Reservekraftwerke ergeben sich 0,2 GW im Dezember 2015 bzw. -0,4 GW im Januar 2016.

In der Prognose für die Folgejahre werden in 2017 bzw. 2018 mit Berücksichtigung von Netzreservekraftwerken/Sicherheitsbereitschaft voraussichtlich 3,2 GW bzw. 2,5 GW erreicht (ohne diese Reserven -0,6 GW bzw. -2,0 GW). Dabei wird vorausgesetzt, dass Inbetriebnahmen im konventionellen Bereich planmäßig erfolgen. Dennoch ist auch hierbei anzumerken, dass für einen stabilen und sicheren Betrieb des gesamten Energieversorgungssystems auch die geographische Lage der entsprechenden Einspeisungen und Lasten von großer Bedeutung ist.

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

Eine mögliche Verschärfung der Situation ist bei einer zusätzlichen Gasknappheit zu erwarten (vgl. Kapitel 2.2).

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 diesjährig erstmals explizit ausgewiesen worden. Die ausgewiesenen Leistungen basieren auf den Ergebnissen der Bedarfsanalyse 2015 und den aktuellen Regelungen zur Sicherheitsbereitschaft. Nach aktuellem Stand des Strommarktgesetzes ist ab dem Winter 2017/18 eine zusätzliche Kapazitätsreserve in Höhe von 1,8 GW vorgesehen. Da die entsprechende Ausschreibung noch nicht stattgefunden hat, ist derzeit nicht bekannt, welche Kraftwerke in welcher Regelzone auf diese Weise aus dem Markt und in die Kapazitätsreserve gehen werden. Voraussichtlich werden hiervon im Wesentlichen bis 2018 geplante Stilllegungen betroffen sein.

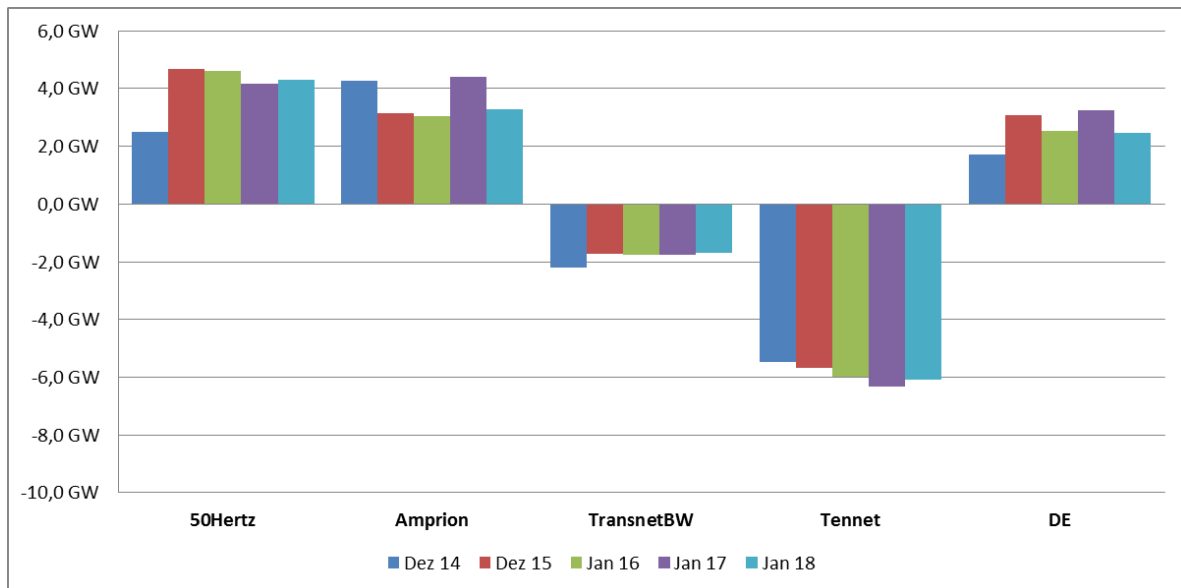


Abbildung 11: Verbleibende Leistung mit Berücksichtigung von Netzreservekraftwerken/Sicherheitsbereitschaft und ohne Berücksichtigung von Kraftwerken im Ausland

Beim Vergleich der diesjährig ermittelten Leistungswerte für die Jahre 2014 bis 2017 mit dem letztjährigen Leistungsbilanzbericht zeigt sich eine deutliche Verringerung der verbleibenden Leistung inklusive Netzreservekraftwerken/Sicherheitsbereitschaft.

Diese Diskrepanz ergibt sich hauptsächlich aufgrund folgender Unterschiede zum Vorjahr:

- Verwendung der Netto-Engpassleistung für den vorliegenden Bericht statt wie im letzten Bericht der Nettoleistung für konventionelle Kraftwerke, sowie
- Ermittlung der erwarteten Ausfalleistung konventioneller thermischer Kraftwerke (inklusive und exklusive Netzreservekraftwerken/Sicherheitsbereitschaft) mit neuer Methodik (rekursive Faltung) und dadurch höheren Werten hierfür.



A. Anhang

A.1. Datenblatt der Leistungsbilanz 50Hertz Transmission

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4			50Hertz Transmission GmbH					
			2014	2014	2015	2016	2017	2018
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
	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	<b>Kernenergie</b>		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	<b>Fossile Brennstoffe</b>		17,7 GW	17,7 GW	18,5 GW	18,5 GW	18,0 GW	18,1 GW
2a	davon Braunkohle		9,9 GW	9,9 GW	9,9 GW	9,9 GW	9,9 GW	9,9 GW
2b	davon Steinkohle		2,2 GW	2,2 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW
2c	davon Gas		3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,4 GW	3,6 GW
2d	davon Öl		1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe		0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
3	<b>Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)</b>		24,3 GW	24,3 GW	26,7 GW	26,8 GW	28,2 GW	29,8 GW
3a	davon onshore Wind		14,4 GW	14,4 GW	15,7 GW	15,8 GW	16,7 GW	17,5 GW
3b	davon offshore Wind		0,0 GW	0,0 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,7 GW
3c	davon Photovoltaik		8,1 GW	8,1 GW	8,7 GW	8,8 GW	9,2 GW	9,6 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		1,7 GW	1,7 GW	1,8 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
4	<b>Wasser</b>		3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 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	<b>Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen</b>		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	<b>Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)</b>		45,1 GW	45,1 GW	48,2 GW	48,3 GW	49,2 GW	50,9 GW
7	<b>Revisionen</b>		1,8 GW	1,8 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
8	<b>davon Netzreservekraftwerke DE</b>		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	<b>davon Sicherheitsbereitschaft DE</b>		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
	<b>TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung</b>	<b>Rate der nichteinsetzbaren Leistung</b>						
10	<b>Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt</b>		23,5 GW	23,7 GW	26,0 GW	26,1 GW	27,5 GW	29,0 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%	14,2 GW	14,2 GW	15,6 GW	15,6 GW	16,6 GW	17,3 GW
10i	davon offshore Wind	99%	0,0 GW	0,0 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,7 GW
10j	davon Photovoltaik	100%	8,1 GW	8,1 GW	8,7 GW	8,8 GW	9,2 GW	9,6 GW
10k	davon Biomasse / Biogas	35%	0,5 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,7 GW	0,7 GW
10l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	50%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
10m	davon Laufwasser	75%	0,1 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
10n	davon Speicher und Pumpspeicher	20%	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 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		0,0 GW	1,9 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,1 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		0,0 GW	1,9 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,1 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		19,8 GW	17,6 GW	19,7 GW	19,7 GW	19,3 GW	19,4 GW
12b	<b>Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))</b>		19,8 GW	17,6 GW	19,7 GW	19,7 GW	19,3 GW	19,4 GW
13	<b>Reserve für Systemdienstleistungen</b>		1,0 GW	1,0 GW	0,9 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW
14a	Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)		18,8 GW	16,6 GW	18,8 GW	18,7 GW	18,3 GW	18,4 GW
14b	<b>Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)</b>		18,8 GW	16,6 GW	18,8 GW	18,7 GW	18,3 GW	18,4 GW
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		15,8 GW	14,3 GW	14,3 GW	14,3 GW	14,3 GW	14,3 GW
	Temperatur zum betrachteten Zeitpunkt		-0,4 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C
	Referenztag an dem diese Temperatur aufgetreten ist		03.12.2014 17:45	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00
16	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt		0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
17	<b>Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotential (17 = 15 - 16)</b>		15,6 GW	14,1 GW	14,1 GW	14,1 GW	14,1 GW	14,1 GW
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		3,2 GW	2,5 GW	4,7 GW	4,6 GW	4,2 GW	4,3 GW
18b	<b>Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)</b>		3,2 GW	2,5 GW	4,7 GW	4,6 GW	4,2 GW	4,3 GW
19	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast		29.01.2014 18:00					
20	Marge zur Höchstlast		0,3 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
		Land						
21a	Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
21b	Gesicherte Leistung im Ausland		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
21c	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	<b>Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (23 = 18b + 21b + 21c - 22)</b>		3,2 GW	2,5 GW	4,7 GW	4,6 GW	4,2 GW	4,3 GW

## A.2. Datenblatt der Leistungsbilanz Amprion

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4			Amprion GmbH					
			2014	2014	2015	2016	2017	2018
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
	Zeitpunkt (CET)		03.12.2014	03.12.2014	16.12.2015	20.01.2016	18.01.2017	17.01.2018
			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	<b>Kernenergie</b>		3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	2,6 GW
	davon Druckwasserreaktor		1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
	davon Siedewasserreaktor		2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	1,3 GW
2	<b>Fossile Brennstoffe</b>		37,6 GW	37,6 GW	36,3 GW	36,3 GW	37,7 GW	37,7 GW
2a	davon Braunkohle		10,5 GW	10,5 GW	10,4 GW	10,4 GW	10,4 GW	10,4 GW
2b	davon Steinkohle		13,9 GW	13,9 GW	12,2 GW	12,2 GW	12,7 GW	12,0 GW
2c	davon Gas		10,8 GW	10,8 GW	11,3 GW	11,3 GW	12,3 GW	12,9 GW
2d	davon Öl		0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe		1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW
3	<b>Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)</b>		17,7 GW	17,7 GW	18,6 GW	18,7 GW	19,7 GW	20,8 GW
3a	davon onshore Wind		7,0 GW	7,0 GW	7,5 GW	7,5 GW	8,1 GW	8,6 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		9,0 GW	9,0 GW	9,5 GW	9,5 GW	9,9 GW	10,4 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,4 GW	1,4 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
4	<b>Wasser</b>		1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 GW	1,1 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		0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
5	<b>Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen</b>		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	<b>Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)</b>		60,3 GW	60,3 GW	59,9 GW	60,0 GW	62,4 GW	62,1 GW
7	<b>Revisionen</b>		0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
8	<b>davon Netzreservekraftwerke DE</b>		0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Gas		0,3 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	<b>davon Sicherheitsbereitschaft DE</b>		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,6 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,6 GW
	TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung	Rate der nichteinsetzbaren Leistung						
10	<b>Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt</b>		19,4 GW	19,9 GW	20,8 GW	20,9 GW	21,8 GW	22,8 GW
10a	davon eingemottete Kraftwerke		2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,5 GW	2,5 GW
	davon Kernenergie		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Braunkohle		0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
	davon Gas		1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW
	davon Öl		0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
	davon Pumpspeicher		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 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%	6,6 GW	6,9 GW	7,4 GW	7,4 GW	8,0 GW	8,5 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%	9,0 GW	9,0 GW	9,5 GW	9,5 GW	9,9 GW	10,4 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%	0,5 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
10n	davon Speicher und Pumpspeicher	20%	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
10o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
11a	Ausfälle exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		3,2 GW	3,8 GW	3,7 GW	3,7 GW	3,7 GW	3,6 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		3,5 GW	3,8 GW	3,7 GW	3,7 GW	3,8 GW	3,7 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		37,0 GW	35,9 GW	34,7 GW	34,7 GW	36,2 GW	34,5 GW
12b	<b>Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))</b>		37,0 GW	36,2 GW	35,0 GW	35,0 GW	36,4 GW	35,2 GW
13	<b>Reserve für Systemdienstleistungen</b>		1,7 GW	1,7 GW	1,6 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW
14a	Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)		35,2 GW	34,2 GW	33,1 GW	33,0 GW	34,5 GW	32,8 GW
14b	<b>Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)</b>		35,3 GW	34,5 GW	33,4 GW	33,3 GW	34,7 GW	33,5 GW
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		28,8 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW	30,9 GW
	Temperatur zum betrachteten Zeitpunkt		-0,4 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C
	Referenztag an dem diese Temperatur aufgetreten ist		03.12.2014 17:45	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00
16	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt		0,8 GW	0,8 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
17	<b>Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotential (17 = 15 - 16)</b>		28,0 GW	30,2 GW	30,2 GW	30,2 GW	30,2 GW	30,2 GW
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		7,2 GW	4,0 GW	2,8 GW	2,7 GW	4,2 GW	2,5 GW
18b	<b>Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)</b>		7,2 GW	4,3 GW	3,1 GW	3,0 GW	4,4 GW	3,3 GW
19	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast		03.12.2014 17:45					
20	Marge zur Höchstlast		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
		Land						
21a	Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland	LU	1,1 GW	1,1 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
21b	Gesicherte Leistung im Ausland		0,9 GW	0,9 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW
21c	von DE im Ausland kontrahierte Reserveleistung	FR	0,0 GW	0,0 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,0 GW	0,4 GW
22	Entsprechende Last Ausland	LU	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
23	<b>Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (23 = 18b + 21b + 21c - 22)</b>		7,4 GW	4,5 GW	4,0 GW	3,9 GW	4,8 GW	4,1 GW

### A.3. Datenblatt der Leistungsbilanz TransnetBW

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4			TransnetBW					
			2014	2014	2015	2016	2017	2018
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
			03.12.2014	03.12.2014	16.12.2015	20.01.2016	18.01.2017	17.01.2018
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	<b>Kernenergie</b>		2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW
	davon Druckwasserreaktor		2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW
	davon Siedewasserreaktor		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
2	<b>Fossile Brennstoffe</b>		5,9 GW	5,9 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,2 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		4,6 GW	4,6 GW	5,0 GW	5,0 GW	5,0 GW	5,0 GW
2c	davon Gas		0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
2d	davon Öl		0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
3	<b>Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)</b>		6,6 GW	6,6 GW	6,9 GW	7,0 GW	7,3 GW	7,7 GW
3a	davon onshore Wind		0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,8 GW	0,9 GW
3b	davon offshore Wind		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
3c	davon Photovoltaik		5,1 GW	5,1 GW	5,4 GW	5,5 GW	5,7 GW	6,0 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,8 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
4	<b>Wasser</b>		2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW
4a	davon Laufwasser		0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher		1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW
5	<b>Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen</b>		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	<b>Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)</b>		17,8 GW	17,8 GW	18,6 GW	18,6 GW	19,0 GW	19,4 GW
7	<b>Revisionen</b>		0,4 GW	0,4 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
8	<b>davon Netzreservekraftwerke DE</b>		0,8 GW	0,8 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	1,1 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,4 GW	0,4 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
	davon Gas		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,2 GW
	davon Mineralöl		0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
9	<b>davon Sicherheitsbereitschaft DE</b>		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
	<b>TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung</b>	<b>Rate der nichteinsetzbaren Leistung</b>						
10	<b>Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt</b>		7,0 GW	7,1 GW	7,4 GW	7,5 GW	7,8 GW	8,2 GW
10a	davon eingemottete Kraftwerke		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Kernenergie		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Gas		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Öl		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Pumpspeicher		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
10b	davon Kernenergie	0%						
10c	davon Braunkohle	0%						
10d	davon Steinkohle	0%						
10e	davon Gas	0%						
10f	davon Öl	0%						
10g	davon gemischte Brennstoffe	0%						
10h	davon onshore Wind	99%	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,8 GW	0,9 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%	5,1 GW	5,1 GW	5,4 GW	5,5 GW	5,7 GW	6,0 GW
10k	davon Biomasse / Biogas	35%	0,2 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%	0,5 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
10n	davon Speicher und Pumpspeicher	20%	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
10o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
11a	Ausfälle exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		0,0 GW	1,2 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,2 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		0,0 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,4 GW	1,3 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		9,6 GW	8,4 GW	8,7 GW	8,7 GW	8,7 GW	8,7 GW
12b	<b>Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))</b>		10,5 GW	9,1 GW	9,6 GW	9,6 GW	9,6 GW	9,6 GW
13	<b>Reserve für Systemdienstleistungen</b>		0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
14a	Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)		9,0 GW	7,7 GW	8,2 GW	8,1 GW	8,1 GW	8,1 GW
14b	<b>Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)</b>		9,9 GW	8,5 GW	9,0 GW	9,0 GW	9,0 GW	9,0 GW
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		10,0 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW
	Temperatur zum betrachteten Zeitpunkt		-0,4 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C
	Referenztag an dem diese Temperatur aufgetreten ist		03.12.2014 17:45	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00
16	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
17	<b>Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotential (17 = 15 - 16)</b>		10,0 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW	10,7 GW
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		-0,9 GW	-3,0 GW	-2,6 GW	-2,6 GW	-2,6 GW	-2,6 GW
18b	<b>Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)</b>		-0,1 GW	-2,2 GW	-1,7 GW	-1,8 GW	-1,8 GW	-1,7 GW
19	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast		22.07.2014 11:30					
20	Marge zur Höchstlast		0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
		Land						
21a	Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland	AT	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW
21b	Gesicherte Leistung im Ausland		1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW
21c	von DE im Ausland kontrahierte Reserveleistung	CH, IT	0,1 GW	0,1 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,0 GW	1,4 GW
22	Entsprechende Last Ausland		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
23	<b>Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (23 = 18b + 21b + 21c - 22)</b>		1,3 GW	-0,8 GW	0,1 GW	0,1 GW	-0,4 GW	1,1 GW

### A.4. Datenblatt der Leistungsbilanz TenneT

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4			TenneT					
			2014	2014	2015	2016	2017	2018
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
	Zeitpunkt (CET)		03.12.2014	03.12.2014	16.12.2015	20.01.2016	18.01.2017	17.01.2018
			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	<b>Kernenergie</b>		5,5 GW	5,5 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,2 GW
	davon Druckwasserreaktor		5,5 GW	5,5 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	<b>Fossile Brennstoffe</b>		16,8 GW	16,8 GW	17,6 GW	17,4 GW	17,0 GW	17,2 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		5,8 GW	5,8 GW	6,2 GW	6,2 GW	5,9 GW	5,9 GW
2c	davon Gas		8,4 GW	8,4 GW	8,7 GW	8,5 GW	8,4 GW	8,6 GW
2d	davon Öl		1,5 GW	1,5 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe		0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
3	<b>Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)</b>		33,5 GW	33,5 GW	37,4 GW	37,6 GW	40,4 GW	43,2 GW
3a	davon onshore Wind		14,4 GW	14,4 GW	16,1 GW	16,2 GW	17,3 GW	18,3 GW
3b	davon offshore Wind		0,6 GW	0,6 GW	2,9 GW	2,9 GW	3,8 GW	4,8 GW
3c	davon Photovoltaik		15,9 GW	15,9 GW	15,5 GW	15,6 GW	16,3 GW	17,1 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		2,6 GW	2,6 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,8 GW	2,9 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
4	<b>Wasser</b>		3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW
4a	davon Laufwasser		1,7 GW	1,7 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW	1,8 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher		1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW
5	<b>Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen</b>		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	<b>Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)</b>		58,8 GW	58,8 GW	62,2 GW	62,2 GW	64,6 GW	67,6 GW
7	<b>Revisionen</b>		0,9 GW	0,9 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
8	<b>davon Netzreservekraftwerke DE</b>		1,0 GW	1,0 GW	1,8 GW	1,8 GW	2,6 GW	2,6 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Gas		1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,9 GW	1,9 GW
	davon Mineralöl		0,0 GW	0,0 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW	0,8 GW
9	<b>davon Sicherheitsbereitschaft DE</b>		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,4 GW	0,4 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,4 GW	0,4 GW
	<b>TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung</b>	<b>Rate der nichteinsetzbaren Leistung</b>						
10	<b>Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt</b>		32,1 GW	34,2 GW	37,9 GW	38,1 GW	40,9 GW	43,6 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		0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
	davon Gas		0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 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%	13,8 GW	14,2 GW	16,0 GW	16,0 GW	17,2 GW	18,1 GW
10i	davon offshore Wind	99%	0,4 GW	0,6 GW	2,9 GW	2,9 GW	3,8 GW	4,7 GW
10j	davon Photovoltaik	100%	15,9 GW	15,9 GW	15,5 GW	15,6 GW	16,3 GW	17,1 GW
10k	davon Biomasse / Biogas	35%	0,6 GW	0,9 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW
10l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	50%	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
10m	davon Laufwasser	75%	0,2 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,4 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		0,0 GW	1,9 GW	2,0 GW	1,9 GW	1,8 GW	1,8 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		0,0 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		24,7 GW	20,7 GW	19,7 GW	19,5 GW	18,1 GW	18,3 GW
12b	<b>Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))</b>		25,8 GW	21,7 GW	21,4 GW	21,2 GW	20,9 GW	21,1 GW
13	<b>Reserve für Systemdienstleistungen</b>		1,5 GW	1,5 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW
14a	Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)		23,3 GW	19,3 GW	18,3 GW	18,0 GW	16,6 GW	16,8 GW
14b	<b>Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)</b>		24,3 GW	20,3 GW	20,1 GW	19,7 GW	19,4 GW	19,7 GW
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		24,5 GW	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW	25,8 GW
	Temperatur zum betrachteten Zeitpunkt		-0,4 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C
	Referenztag an dem diese Temperatur aufgetreten ist		03.12.2014 17:45	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00
16	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt		0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
17	<b>Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotential (17 = 15 - 16)</b>		24,5 GW	25,7 GW	25,7 GW	25,7 GW	25,7 GW	25,7 GW
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		-1,2 GW	-6,5 GW	-7,4 GW	-7,7 GW	-9,1 GW	-8,9 GW
18b	<b>Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)</b>		-0,1 GW	-5,5 GW	-5,7 GW	-6,0 GW	-6,3 GW	-6,1 GW
19	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast		10.12.2014 17:45					
20	Marge zur Höchstlast		0,1 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
		Land						
21a	Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland	AT	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 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	0,8 GW	0,8 GW	1,6 GW	1,6 GW	0,0 GW	1,3 GW
22	Entsprechende Last Ausland		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
23	<b>Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (23 = 18b + 21b + 21c - 22)</b>		1,1 GW	-4,3 GW	-3,7 GW	-4,0 GW	-5,9 GW	-4,4 GW

# A.5. Datenblatt der Leistungsbilanz Gesamtdeutschland

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4			Zusammenfassung für 4 deutsche ÜNB					
			2014	2014	2015	2016	2017	2018
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
			03.12.2014	03.12.2014	16.12.2015	20.01.2016	18.01.2017	17.01.2018
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-Engpasseleistung nach Primärenergieträgern								
1	<b>Kernenergie</b>		<b>12,1 GW</b>	<b>12,1 GW</b>	<b>10,8 GW</b>	<b>10,8 GW</b>	<b>10,8 GW</b>	<b>9,5 GW</b>
	davon Druckwasserreaktor		9,5 GW	9,5 GW	8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW
	davon Siedewasserreaktor		2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	1,3 GW
2	<b>Fossile Brennstoffe</b>		<b>78,1 GW</b>	<b>78,1 GW</b>	<b>78,6 GW</b>	<b>78,4 GW</b>	<b>78,9 GW</b>	<b>79,2 GW</b>
2a	davon Braunkohle		20,9 GW	20,9 GW	20,7 GW	20,7 GW	20,7 GW	20,7 GW
2b	davon Steinkohle		26,5 GW	26,5 GW	26,4 GW	26,4 GW	26,6 GW	26,0 GW
2c	davon Gas		23,7 GW	23,7 GW	24,6 GW	24,4 GW	24,7 GW	25,6 GW
2d	davon Öl		3,7 GW	3,7 GW	3,7 GW	3,7 GW	3,7 GW	3,7 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe		3,2 GW	3,2 GW	3,2 GW	3,2 GW	3,2 GW	3,2 GW
3	<b>Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)</b>		<b>82,1 GW</b>	<b>82,1 GW</b>	<b>89,7 GW</b>	<b>90,0 GW</b>	<b>95,7 GW</b>	<b>101,4 GW</b>
3a	davon onshore Wind		36,4 GW	36,4 GW	40,1 GW	40,2 GW	43,0 GW	45,3 GW
3b	davon offshore Wind		0,7 GW	0,7 GW	3,3 GW	3,3 GW	4,2 GW	5,5 GW
3c	davon Photovoltaik		38,1 GW	38,1 GW	39,2 GW	39,3 GW	41,1 GW	43,0 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		6,4 GW	6,4 GW	6,6 GW	6,6 GW	6,8 GW	7,0 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
4	<b>Wasser</b>		<b>9,7 GW</b>	<b>9,7 GW</b>	<b>9,8 GW</b>	<b>9,8 GW</b>	<b>9,8 GW</b>	<b>9,8 GW</b>
4a	davon Laufwasser		3,5 GW	3,5 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,7 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher		6,2 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,1 GW
5	<b>Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen</b>		<b>0,0 GW</b>	<b>0,0 GW</b>	<b>0,0 GW</b>	<b>0,0 GW</b>	<b>0,0 GW</b>	<b>0,0 GW</b>
6	<b>Netto-Engpasseleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)</b>		<b>182,0 GW</b>	<b>182,0 GW</b>	<b>188,9 GW</b>	<b>189,1 GW</b>	<b>195,2 GW</b>	<b>200,0 GW</b>
7	<b>Revisionen</b>		<b>3,4 GW</b>	<b>3,4 GW</b>	<b>1,9 GW</b>	<b>1,9 GW</b>	<b>1,9 GW</b>	<b>1,9 GW</b>
8	<b>davon Netzreservekraftwerke DE</b>		<b>2,2 GW</b>	<b>2,2 GW</b>	<b>3,0 GW</b>	<b>3,0 GW</b>	<b>3,8 GW</b>	<b>4,0 GW</b>
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,4 GW	0,4 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
	davon Gas		1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW	2,2 GW	2,4 GW
	davon Mineralöl		0,4 GW	0,4 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW
9	<b>davon Sicherheitsbereitschaft DE</b>		<b>0,0 GW</b>	<b>0,0 GW</b>	<b>0,0 GW</b>	<b>0,0 GW</b>	<b>0,4 GW</b>	<b>0,9 GW</b>
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,4 GW	0,9 GW
<b>TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung</b>			<b>Rate der nichteinsetzbaren Leistung</b>					
10	<b>Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt</b>		<b>82,0 GW</b>	<b>84,9 GW</b>	<b>92,2 GW</b>	<b>92,6 GW</b>	<b>98,0 GW</b>	<b>103,6 GW</b>
10a	davon eingemottete Kraftwerke		3,7 GW	3,7 GW	3,7 GW	3,7 GW	3,5 GW	3,5 GW
	davon Kernenergie		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Braunkohle		0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,4 GW
	davon Gas		2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW
	davon Öl		0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
	davon Pumpspeicher		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW	0,1 GW
10b	davon Kernenergie	0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
10c	davon Braunkohle	0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
10d	davon Steinkohle	0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
10e	davon Gas	0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
10f	davon Öl	0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
10g	davon gemischte Brennstoffe	0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
10h	davon onshore Wind	99%	35,3 GW	36,0 GW	39,7 GW	39,8 GW	42,6 GW	44,9 GW
10i	davon offshore Wind	99%	0,4 GW	0,6 GW	3,2 GW	3,2 GW	4,1 GW	5,4 GW
10j	davon Photovoltaik	100%	38,1 GW	38,1 GW	39,2 GW	39,3 GW	41,1 GW	43,0 GW
10k	davon Biomasse / Biogas	35%	1,7 GW	2,2 GW	2,3 GW	2,3 GW	2,4 GW	2,4 GW
10l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	50%	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
10m	davon Laufwasser	75%	1,3 GW	2,6 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW	2,7 GW
10n	davon Speicher und Pumpspeicher	20%	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW
10o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
11a	Ausfälle exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		3,2 GW	6,3 GW	6,4 GW	6,3 GW	6,2 GW	6,0 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		3,5 GW	6,4 GW	6,5 GW	6,5 GW	6,5 GW	6,4 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		91,1 GW	85,2 GW	85,4 GW	85,2 GW	85,0 GW	83,6 GW
12b	<b>Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))</b>		<b>93,0 GW</b>	<b>87,3 GW</b>	<b>88,3 GW</b>	<b>88,1 GW</b>	<b>88,8 GW</b>	<b>88,1 GW</b>
13	<b>Reserve für Systemdienstleistungen</b>		<b>4,8 GW</b>	<b>4,8 GW</b>	<b>4,4 GW</b>	<b>4,7 GW</b>	<b>4,7 GW</b>	<b>4,7 GW</b>
14a	Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)		86,4 GW	80,4 GW	81,0 GW	80,5 GW	80,2 GW	78,8 GW
14b	<b>Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)</b>		<b>88,3 GW</b>	<b>82,5 GW</b>	<b>83,9 GW</b>	<b>83,4 GW</b>	<b>84,1 GW</b>	<b>83,3 GW</b>
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		79,1 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW
	Temperatur zum betrachteten Zeitpunkt		-0,4 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C
	Referenztag an dem diese Temperatur aufgetreten ist		03.12.2014 17:45	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00
16	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt		1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW
17	<b>Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotential (17 = 15 - 16)</b>		<b>78,1 GW</b>	<b>80,8 GW</b>	<b>80,9 GW</b>	<b>80,9 GW</b>	<b>80,9 GW</b>	<b>80,9 GW</b>
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		8,3 GW	-0,4 GW	0,2 GW	-0,4 GW	-0,6 GW	-2,0 GW
18b	<b>Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)</b>		<b>10,2 GW</b>	<b>1,7 GW</b>	<b>3,1 GW</b>	<b>2,5 GW</b>	<b>3,2 GW</b>	<b>2,5 GW</b>
19	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast		03.12.2014 17:45					
20	Marge zur Höchstlast		0,7 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW
			Land					
21a	Installierte Netto-Engpasseleistung im Ausland	AT, LU	3,4 GW	3,4 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW
21b	Gesicherte Leistung im Ausland		2,7 GW	2,7 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW	2,8 GW
21c	von DE im Ausland kontrahierte Reserveleistung	AT, CH, IT, FR	0,8 GW	0,8 GW	2,5 GW	2,5 GW	0,0 GW	3,1 GW
22	Entsprechende Last Ausland	LU	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
23	<b>Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (23 = 18b + 21b + 21c - 22)</b>		<b>13,0 GW</b>	<b>4,6 GW</b>	<b>7,7 GW</b>	<b>7,2 GW</b>	<b>5,4 GW</b>	<b>7,7 GW</b>