



Bundesnetzagentur



Bericht

über die Mindesterzeugung



Bericht über die Mindestenerzeugung

Bericht gemäß § 63 Abs. 3a EnWG i. V. m. § 12 Abs. 5 S. 1 Nr. 4 EnWG

Stand: 31.03.2017

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@Bundesnetzagentur.de

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
A Einführung	5
1. Definition und Abgrenzung.....	6
B Methodik und Datengrundlage	8
1. Methodisches Vorgehen.....	8
1.1 Kriterien zur Auswahl relevanter Tage.....	8
1.2 Auswahl relevanter Tage.....	9
1.3 Auswahl der zu analysierenden Stunden.....	10
2. Datengrundlage.....	11
2.1 Kraftwerkseinsatzplanungsdaten.....	11
2.2 Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern.....	16
C Analyse der Mindesterzeugung im Jahr 2015	18
1. Analyse der relevanten Stunden.....	18
1.1 06.09.2015.....	18
1.1.1 Netzsituation.....	18
1.1.2 Geplante Einspeiseleistung.....	19
1.1.3 Untere Leistungsgrenze.....	20
1.1.4 Negative Leistungspotentiale.....	22
1.1.5 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel.....	25
1.1.6 Zusammenfassende Analyse für den 06.09.2015.....	27
1.2 18.11.2015.....	28
1.2.1 Netzsituation.....	28
1.2.2 Geplante Einspeiseleistung.....	28
1.2.3 Untere Leistungsgrenze.....	30
1.2.4 Negative Leistungspotentiale.....	31
1.2.5 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel.....	34
1.2.6 Zusammenfassende Analyse für den 18.11.2015.....	35
1.3 29. und 30.11.2015.....	36
1.3.1 Netzsituation.....	36
1.3.2 Geplante Einspeiseleistung.....	37
1.3.3 Untere Leistungsgrenze.....	39
1.3.4 Negative Leistungspotentiale.....	42
1.3.5 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel.....	47
1.3.6 Zusammenfassende Analyse für den 29. und 30.11.2015.....	49
1.4 26.12.2015.....	50
1.4.1 Netzsituation.....	50
1.4.2 Geplante Einspeiseleistung.....	51
1.4.3 Untere Leistungsgrenze.....	52
1.4.4 Negative Leistungspotentiale.....	54
1.4.5 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel.....	56
1.4.6 Zusammenfassende Analyse für den 26.12.2015.....	57
2. Auswertung der Umfrage zu Gründen bei negativen Börsenpreisen einzuspeisen.....	58
D Schlussfolgerungen aus der Analyse	60
1. Netzsituation.....	60
2. Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel.....	60
3. Einflussfaktoren auf die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel.....	63

E	Erwartete Entwicklung der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels sowie mögliche Maßnahmen zur Verringerung	68
	ZUSAMMENFASSUNG	72
	VERZEICHNISSE	76
	Abbildungsverzeichnis.....	77
	Tabellenverzeichnis	79
	Abkürzungsverzeichnis	80
	Impressum	83

A Einführung

Das deutsche Stromversorgungssystem erfährt seit einiger und auf absehbare Zeit eine Strukturveränderung. Sie ist das Resultat politischer Entscheidungen von Bundesregierung und Parlament.^{1, 2} Langfristiger Kern dieser politischen Entscheidungen ist die Umstellung auf eine CO₂-freie, nicht-nukleare Erzeugungsstruktur.

Auch in einem regenerativ dominierten System ist die Erbringung von Systemdienstleistungen durch die Übertragungsnetzbetreiber für einen stabilen Netzbetrieb unerlässlich. Bis dato werden die für die Systemdienstleistungen notwendigen Produkte zuvorderst von konventionellen Kraftwerken inkl. Pumpspeicherkraftwerken bereitgestellt.³ Dadurch verhalten sich diese Kraftwerke quasi unabhängig vom tatsächlichen Preis an der Day-Ahead-Strombörse (namentlich "preisunelastisch"). Daneben gibt es weitere Kraftwerke die sich genauso verhalten, jedoch aus anderen Gründen. Derartig preisunelastisch agierende Kraftwerke könnten volkswirtschaftliche Ineffizienzen bei der Strombedarfsdeckung verursachen.

Somit ist das Bemühen da, den Anteil an konventioneller Erzeugung, der aus netztechnischen Gründen unverzichtbar ist bzw. sich preisunelastisch verhält, möglichst weitgehend zu reduzieren. Dieses Bemühen setzt zunächst die Kenntnis der gegenwärtigen Verhältnisse und der technischen Zusammenhänge voraus.

Bereits im Grün- und Weißbuch des BMWi zur Weiterentwicklung des Strommarktes 2014/2015 sind die Systemdienstleistungen und die damit zusammenhängende Mindestenerzeugung adressiert worden (zur in diesem Bericht angewendeten Definition der Mindestenerzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels siehe das folgende Kapitel "Definition und Abgrenzung"). In § 63 Abs. 3a EnWG wurde sodann die Bundesnetzagentur verpflichtet, einen Bericht über die Mindestenerzeugung zu erstellen, der

- die maßgeblichen Einflussfaktoren der Mindestenerzeugung aufzeigt,
- den Umfang beziffert, in dem die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien durch die Mindestenerzeugung beeinflusst wurde, und
- die zukünftige Entwicklung der Mindestenerzeugung betrachtet.

Mit diesem Bericht über die Mindestenerzeugung wird in erster Linie eine deskriptive Darstellung der Mindestenerzeugung sowie des konventionellen Erzeugungssockels nach Umfang und Ursachen in 2015 vorgenommen. Hinzu kommt die Betrachtung von volkswirtschaftlichen Ineffizienzen, die durch die Mindestenerzeugung oder den konventionellen Erzeugungssockel möglicherweise verursacht werden, indem sie die effiziente Markträumung behindern oder das Stromnetz so auslasten, dass dadurch andere Einspeisungen, insb. aus EE-Anlagen, verhindert werden. Darauf aufbauend sollen sinnvolle Maßnahmen abgeleitet werden, die die Mindestenerzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel reduzieren könnten.

¹ Energiekonzept (2010): https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf

² Kernkraftausstieg (2011): <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/05-kernenergie.html>

³ vgl. S. 83 in "Deutscher Bundestag (2016): Drucksache 18/7317"

1. Definition und Abgrenzung

Der Begriff der "Mindesterzeugung" wird vielfältig gebraucht.⁴ Deshalb ist in diesem Bericht zunächst eine Definition der Mindestenerzeugung notwendig, damit der Untersuchungsgegenstand klar ist.

In diesem Bericht wird unter der Mindestenerzeugung die aus netztechnischen Gründen von konventionellen Kraftwerken mindestens einzuspeisende Leistung verstanden.⁵

- Konkret handelt es sich um diejenige Einspeiseleistung, die explizit für die Erbringung von Systemdienstleistungen vorgesehen ist. Die Systemdienstleistungen müssen zum Zweck des stabilen Netzbetriebs erbracht werden. Daraus ergibt sich die netztechnische Anforderlichkeit.
- Die Mindestenerzeugung ist mindestens einzuspeisen, weil erst durch die Einspeisung bestimmte Systemdienstleistungen erbracht werden (positive Redispatch- und Regelleistung, Kurzschluss- und Blindleistung). Sie ist auch dann mindestens einzuspeisen, wenn die Einspeisung nur die notwendige Voraussetzung zur Erbringung von Systemdienstleistungen schafft, wie im Falle der negativen Regelleistung.
- Die Leistung zur Besicherung der Regelleistung wird als Teil der Mindestenerzeugung aufgefasst, weil sie unmittelbar zu ihrer sicheren Erbringung dient und auf die gleiche Weise funktioniert. Allerdings wird hier keine 1:1 Besicherung vorgenommen, sondern es werden probabilistische Effekte berücksichtigt.

Die vorstehende Definition grenzt die netztechnisch-erforderliche preisunelastische Einspeisung ab, die heute von den Netzbetreibern zur Erbringung der genannten Systemdienstleistungen explizit angefordert und kontrahiert wird.

Mit dieser Definition der Mindestenerzeugung wird eine Abgrenzung innerhalb der konventionellen Leistungserbringung vorgenommen: In Zeiten negativer oder sehr niedriger Day-Ahead-Strombörsenpreise ist in gewissem Umfang eine konventionelle Einspeisung vorhanden, die so gut wie nicht auf den Börsenpreis reagiert. Selbst bei negativen Börsenpreisen wird die Leistungserbringung fortgesetzt und verhält sich demnach in weiten Grenzen oder vollkommen preisunelastisch. Diese preisunelastische, konventionelle Leistungserbringung wird in zwei Teile zerlegt: Der eine Teil wird durch die vorstehende Mindestenerzeugungs-Definition erklärt und der andere durch weitere Gründe. Letzterer Teil wird als "konventioneller Erzeugungssockel" bezeichnet.

Der konventionelle Erzeugungssockel kann mehrere sich ergänzende Gründe haben, insbesondere:

- Kraftwerkstechnik (z.B. die Mindestbetriebszeit, untere Leistungsgrenze, An- und Abfahrtrampen)
- Wärmebelieferung, Fernwärme, Erlös aus KWK-Förderung
- Eigenversorgung
- Förderung aus vermiedenen Netzentgelten

⁴ Die Mindestenerzeugung und die Mindestleistung sind nicht dasselbe. Die Mindestleistung meint die untere, technische Leistungsgrenze eines Kraftwerks.

⁵ vgl. S. 60 und 83 in "Deutscher Bundestag (2016): Drucksache 18/7317"

- Prozessbindung (Strom-/Wärme-/Dampfbereitstellung, Verbrennung von Kuppelgasen oder Müll, usw.)
- Erbringung von Besicherungsleistung zur Bilanzkreisbewirtschaftung

Im Kapitel C2 befinden sich weitere, von den Kraftwerksbetreibern angegebene Gründe, warum Kraftwerke bei negativen Strombörsenpreisen dennoch einspeisen würden. Die Gründe könnten im Wesentlichen den beiden Bereichen Kraftwerkstechnik und Verdienstmöglichkeiten außerhalb des Day-Ahead-Stromhandels (außermarktliche Verdienstmöglichkeiten) zugeordnet werden.

Zur Erläuterung der Definition sollen die folgenden beiden Beispiele zum besseren Verständnis dienen:

- Beispiel 1: Ein Kraftwerk hat einen Betriebsbereich zwischen 40 MW und 100 MW. Es ist für 60 MW negative Regelleistung kontrahiert und speist mit 100 MW ein. Dann werden 60 MW der Mindest-erzeugung zugerechnet und 40 MW dem konventionellen Erzeugungssockel (Bereich: Kraftwerkstechnik).
- Beispiel 2: Das obige Kraftwerk wird stattdessen wärmegeführt betrieben und in der relevanten Stunde speist es mit einer elektrischen Leistung von 80 MW ein. Die 80 MW werden vollständig dem kon-ventionellen Erzeugungssockel hinzuaddiert (Bereich: außermarktliche Verdienstmöglichkeiten).

Bei der Mindest-erzeugung handelt es sich ausschließlich um diejenige Einspeiseleistung bzw. Leistungser-bringung, die direkt einem netztechnischen Grund bzw. einer Systemdienstleistung zurechenbar ist. In diesem Bericht sind dies insbesondere: abgerufene positive Redispatchleistung, abgerufene positive Regelleistung, vorgehaltene negative Regelleistung und Besicherung der negativen Regelleistung. Dem konventionellen Erzeugungssockel wird die Leistung aller anderen Einspeisegründe zugerechnet. Dabei ist zu bedenken, dass die Systemdienstleistungsprodukte Kurzschlussleistung und Blindleistung von allen einspeisenden Kraft-werken bereitgestellt werden. Diese Bereitstellung erfolgt quasi nebenbei und heutzutage noch ausreichend, sodass keine Einspeiseleistung spezifisch dafür kontrahiert werden muss. Demnach ist im konventionellen Erzeugungssockel eine gewisse Einspeiseleistung vorhanden, die aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber am Netz verbleiben muss aber heute noch nicht abgrenzbar ist, weil es noch keinen konkreten Bedarf gibt, und die somit auch nicht Teil der Mindest-erzeugung ist.

Die folgende Grafik veranschaulicht die Anteile für die Mindest-erzeugung und den konventionellen Erzeu-ungssockel, die im Rahmen der vorliegenden Untersuchung ermittelt wurden.

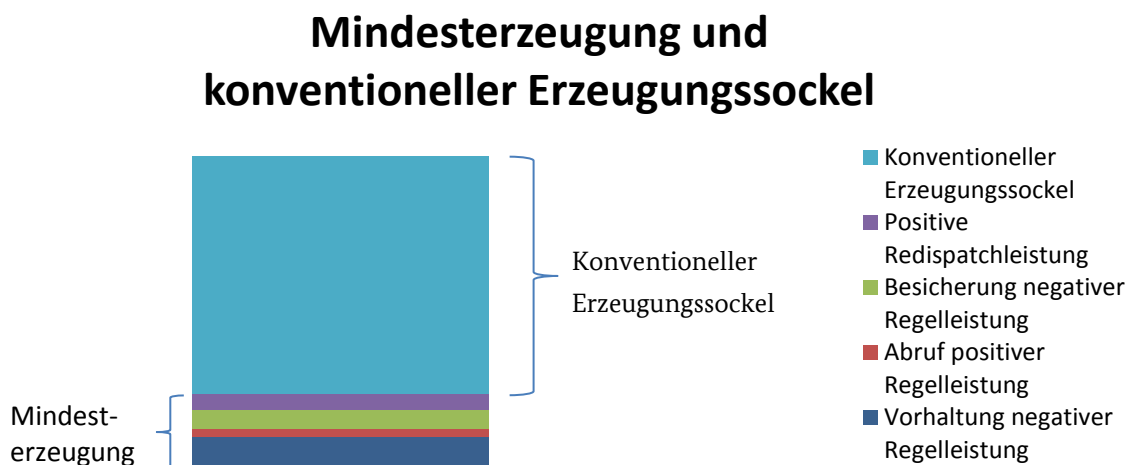


Abbildung 1: Abgrenzung Mindest-erzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

B Methodik und Datengrundlage

Die Evaluierung der Mindesterzeugung wird anhand einzelner relevanter Stunden durchgeführt. Dazu werden in einem ersten Schritt Tage anhand von Kriterien identifiziert, die zu Beginn des Kapitels näher erklärt werden. Die detaillierte Analyse der identifizierten einzelnen Stunden erfolgt in einem zweiten Schritt auf der Basis von Daten der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Energieinformationsnetz zur Fahrweise der einzelnen Kraftwerke, den sogenannten Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (KWEP-Daten). Weiterhin fließt eine Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern zu den Gründen ihrer Einspeisung in den relevanten Stunden ein. Zu Plausibilisierungs- und Auswertungszwecken werden zudem Daten aus dem Kraftwerksmonitoring der Bundesnetzagentur (Kraftwerksliste) herangezogen.

1. Methodisches Vorgehen

1.1 Kriterien zur Auswahl relevanter Tage

Zur Evaluierung der Mindesterzeugung werden ausgewählte Tage und Stunden analysiert. Das Betrachten weiterer Zeiträume liefert nicht zwangsläufig einen Mehrwert, da entscheidend für die Untersuchung das Zusammentreffen mehrerer Faktoren ist. Das stärkste Kriterium bei der Auswahl war das Vorhandensein negativer Day-Ahead-Börsen-Preise an dem Tag. Zur Evaluierung der Mindesterzeugung ist der in Kapitel A1 beschriebene Umfang an konventioneller Erzeugung näher zu betrachten, der nur begrenzt auf Preise reagiert, der also selbst bei negativen Preisen einspeist. Negative Börsenpreise traten im Jahr 2015 in 126 Stunden des Jahres verteilt auf 25 Tage auf. An den restlichen 340 Tagen des Jahres ist nicht zu erwarten, dass die Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken weitestgehend reduziert wurde. Daher sind diese Tage für die Evaluierung der Mindesterzeugung von geringerem Interesse und können bei der weiteren Analyse vernachlässigt werden. Zusätzlich zum Börsenpreis sind weitere Faktoren bei der Evaluierung der Mindesterzeugung relevant, die die Anzahl der aussagekräftigen Tage weiter einschränken. Diese werden im Folgenden näher erläutert:

Negative Strompreise

Wie bereits erläutert, sind für die Betrachtung der Mindesterzeugung vor allem Tage interessant, an denen auf der Stromhandelsbörse (hier EPEX SPOT) negative Day-Ahead-Preise auftreten, also eine Situation, in der ein hohes Angebot einer geringen Nachfrage gegenübersteht. In diesen Situationen lassen ökonomische Verhaltensweisen das Einsenken flexibler Erzeugungskapazitäten auf ein Minimum erwarten. Kraftwerke, die auf die negativen Strompreise nicht oder nur eingeschränkt reagieren, können der Mindesterzeugung oder einem sonstigen konventionellen Erzeugungssockel zugerechnet werden (vgl. A1).

Hohe Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen

Die Mindesterzeugung und der konventionelle Erzeugungssockel können in Situationen, in denen eine sehr hohe Einspeisung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) auftritt, ein Problem darstellen. Daher interessieren bei der Analyse der Mindesterzeugung auch Tage mit hoher EE-Einspeisung. In diesen Situationen kann eine verhältnismäßig große preisunelastische Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken eine verstärkte ökonomische (unentschädigte) Abregelung von EE-Anlagen notwendig machen, was

insbesondere auf lange Sicht den Erneuerbaren-Energien-Zielen der Bundesregierung entgegenstünde. Diese Form der Abregelung von EE-Anlagen darf nicht mit den heutigen Abregelungen aufgrund von Netzengpässen verwechselt werden. Bei Netzengpässen ist der Strom der EE-Anlage erfolgreich am Markt verkauft und es gab keine Interferenz mit den preisunelastischen Kraftwerken. Die heutigen Abregelungen erfolgen aufgrund vertikaler und horizontaler Netzengpässe und werden entschädigt. Ebenfalls heute schon gibt es in geringem Umfang marktliche Abregelungen, die ohne Entschädigung bleiben; dies findet vor allem auf dem Intraday-Markt statt, wenn dort bilaterale Kontrakte mit stark negativen Preisen zustande kommen. Die beiden Arten der Absenkung von EE-Produktion sind strikt zu unterscheiden, weil sie unterschiedlichen Gründen und Sphären (Netz \leftrightarrow Markt) entstammen.

Zur Beseitigung von Engpässen wird vorrangig Redispatch mit konventionellen bzw. effektiveren Reservekraftwerken gemacht. Teilweise kann es trotzdem dazu kommen, dass es vereinzelt sehr viel effektiver ist, EE-Anlagen herunter zu regeln bzw. keine Möglichkeit besteht, Überlastungen durch eine veränderte Fahrweise der konventionellen Kraftwerke zu beseitigen.

Geringe Residuallast

Ein weiteres Kriterium zur Auswahl relevanter Tage für die Evaluierung der Mindesterzeugung ist die Residuallast. Die Residuallast entspricht der Differenz aus Last und Einspeisung von EE-Anlagen, also dem Anteil der Stromnachfrage, der aus konventionellen Kraftwerken und Importen gedeckt wird. Daher sind insbesondere Tage mit einer geringen Residuallast bei der Analyse von Interesse.

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Außerdem werden Tage mit einem hohen Maß an Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen betrachtet. Dazu zählen hohes Redispatchaufkommen, der Einsatz der Netzreservekraftwerke sowie Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan-Maßnahmen). Ein hohes Maß an derartigen Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen kann für die Mindesterzeugung ebenfalls von Bedeutung sein.

Die obigen Kriterien können nicht losgelöst voneinander betrachtet werden, sondern bedingen sich zumindest teilweise gegenseitig. Beispielsweise führt eine hohe Einspeisung aus EE-Anlagen im Allgemeinen zu einer geringen Residuallast und dies wiederum zu niedrigen Preisen an der Börse. Daher erfüllen die ausgewählten Tage überwiegend mehrere der obigen Kriterien.

Für eine repräsentative Auswahl an Tagen wird außerdem eine Unterscheidung nach Sommer- und Wintertagen vorgenommen, sowie eine zusätzliche Unterscheidung nach Werktagen und Wochenenden bzw. Feiertagen. Diese Auswahl berücksichtigt den saisonalen Faktor der erhöhten Stromeinspeisung von wärmegeführten Kraftwerken im Winter sowie die erhöhte Last an Werktagen im Gegensatz zu Wochenenden oder Feiertagen.

1.2 Auswahl relevanter Tage

Die Auswahl der relevanten Tage anhand der Kriterien aus Kap. IB1.1 erfolgt auf der Basis öffentlich zugänglicher Daten zu Day-Ahead-Börsenpreisen der EPEX und zur EE-Einspeisung, auf Basis nicht öffentlicher Daten zu Redispatch- und Netzreserveeinsätzen, die der Bundesnetzagentur von den Übertragungsnetzbetreibern gemeldet werden und Lastdaten der Übertragungsnetzbetreiber. Die folgenden

elf Tage mit unterschiedlichen Charakteristika aus Sommer und Winter sind folglich für die Evaluierung der Mindesterzeugung im Jahr 2015 grundsätzlich interessant:

- 02.01.2015 (negative Börsenpreise, hohe EE-Einspeisung)
- 11.01.2015 (negative Börsenpreise, hohe EE-Einspeisung)
- 08.02.2015 (negative Börsenpreise, hohe EE-Einspeisung)
- 30.03.2015 (negative Börsenpreise, sehr hohe EE-Einspeisung, viel Redispatch/Netzreserveinsatz)
- 12.04.2015 (höchster negativer Börsenpreis 2015, hohe EE-Einspeisung)
- 10.05.2015 (negative Börsenpreise, hohe EE-Einspeisung, niedrige Last)
- 06.09.2015 (negative Börsenpreise, sehr hohe EE-Einspeisung, niedrige Last)
- 18.11.2015 (negative Börsenpreise, sehr hohe EE-Einspeisung)
- 29.11.2015 (negative Börsenpreise, hohe EE-Einspeisung)
- 30.11.2015 (negative Börsenpreise, hohe EE-Einspeisung, höchster Redispatcheinsatz 2015)
- 26.12.2015 (negative Börsenpreise, sehr hohe EE-Einspeisung, niedrige Last)

In der Studie von Consentec zur Mindesterzeugung wurden bereits der 02.01.2015, der 30.03.2015 und der 12.04.2015 analysiert. Weil sich die Datenqualität im Bereich der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten im zweiten Halbjahr 2015 substantiell verbesserte, hat sich die Bundesnetzagentur entschieden, eine detaillierte Analyse in diesem Bericht auf die fünf Tage aus dem zweiten Halbjahr 2015 zu beschränken. An allen fünf Tagen traten negative Börsenpreise auf.

Die Auswahl beinhaltet einen repräsentativen Sommertag (06. September), sowie einen Wintertag (26. Dezember). Außerdem umfasst die Auswahl Werktag (18. und 30. November) und Sonn- bzw. Feiertage (29. November und 26. Dezember). Die Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen fällt leicht unterschiedlich aus, ist aber an allen ausgewählten Tagen hoch. Die Netzeingriffe durch Redispatch und Einspeisemanagement sind ebenfalls in unterschiedlicher Höhe vorhanden, finden aber an jedem der ausgewählten Tage statt.

1.3 Auswahl der zu analysierenden Stunden

Innerhalb eines Tages ändern sich Börsenpreis, Last- und Einspeiseleistung vielfach. Für die Evaluierung der Mindesterzeugung sind insbesondere die Situationen von Interesse, bei denen ein gewisser Umfang an konventioneller Einspeiseleistung sich so gut wie nicht preiselastisch verhält, also selbst bei negativen Preisen weiterhin einspeist (vgl. A1). Daher wird bei der späteren Analyse der fünf Tage der Fokus jeweils auf die Stunde mit dem niedrigsten Preis (bzw. mit dem höchsten negativen Preis) gelegt. Es handelt sich dabei um folgende Stunden.

Tag	Stunde
06.09.2015	14:00 - 15:00 Uhr
18.11.2015	02:00 - 03:00 Uhr
29.11.2015	04:00 - 05:00 Uhr
30.11.2015	03:00 - 04:00 Uhr
26.12.2015	04:00 - 05:00 Uhr

Tabelle 1: Auswahl zu analysierender Stunden

An vier der fünf Tage trat der niedrigste Preis in der Nacht auf, vermutlich im Wesentlichen aufgrund geringer Last. Einzig am 06.09.2015 trat der niedrigste Preis in den Mittagsstunden auf. Dies ist wahrscheinlich insbesondere mit der gleichzeitigen hohen Einspeisung aus Wind und PV-Anlagen an diesem Tag zu erklären. Näher wird auf die einzelnen Tage und Stunden in Kapitel C1 eingegangen.

2. Datengrundlage

2.1 Kraftwerkseinsatzplanungsdaten

Zur Evaluierung der Mindesterzeugung ist eine Summenbetrachtung der gesamten Kraftwerkseinspeisung nicht ausreichend. Vielmehr ist eine kraftwerksscharfe Betrachtung der Einspeisung erforderlich. Nur so kann erklärt werden, welche Kraftwerke in der betrachteten Situation überhaupt einspeisen und mit welcher Leistung diese Kraftwerke einspeisen. Erst dann kann in einem nächsten Schritt den Gründen der Einspeisung nachgegangen werden. Die Analyse der Einspeisung einzelner Kraftwerke basiert auf den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten, die die Kraftwerksbetreiber gemäß der Bundesnetzagentur Festlegung BK6-13-200⁶ im Energieinformationsnetz den Übertragungsnetzbetreibern melden. Das Energieinformationsnetz wurde konzipiert, um den Übertragungsnetzbetreibern zu ermöglichen, sowohl die Systembetriebsplanung, also die Planung des Netzeinsatzes und der Systembilanz in der lang-, mittel- und kurzfristigen Perspektive, als auch die Systemführung, mithin die Wahrung des sicheren Betriebes des Gesamtsystems, in Echtzeit zu verbessern. Das Energieinformationsnetz wurde nicht zu Zwecken der Evaluierung der Mindesterzeugung konzipiert. Im Strommarktgesetz wurde auf die Regelungen des Energieinformationsnetzes verwiesen, um die dort vorhandenen Kraftwerksdaten für die Evaluierung der Mindesterzeugung nutzbar zu machen. Dieser Rückgriff auf das Energieinformationsnetz erklärt unter anderem die Einschränkungen der Aussagekraft der ausgewerteten Datensätze bzgl. Mindesterzeugung.

⁶ Bundesnetzagentur (2014): Festlegung von Datenaustauschprozessen im Rahmen eines Energieinformationsnetzes (Strom), Beschluss vom 16.04.2014

Die Betreiber von Erzeugungseinheiten (in diesem Bericht als Kraftwerke bezeichnet), die eine Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW besitzen sowie einen Anschluss an die Spannungsebene 110 kV oder höher, sind zur Meldung der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten an die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet. Demnach sind die Kraftwerke mit einer Netto-Nennleistung kleiner als 10 MW bzw. unterhalb der 110 kV Spannungsebene in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten nicht zu finden. So liegen die erfassten Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (ohne Pumpspeicher - siehe Begründung unten) in den relevanten Stunden der fünf ausgewählten Tage bei der geplanten Einspeiseleistung zwischen 4.791 MW und 7.010 MW unterhalb der gesamten Erzeugung (ohne PV und Wind). Dies entspricht, bezogen auf die Leistung, einem Verhältnis von 77 % bis 82 % der erfassten Daten im Energieinformationsnetz zu den Gesamtmarktdaten. Zusätzlich gibt es einen Graubereich unbekannter Größe, da das Marktsegment der Eigenerzeugung insbesondere in der Mittel- und Niederspannung derzeit noch sehr lückenhaft bekannt ist. Das Entgelt- und Umlagen-System enthielt zumindest bis 2014⁷ wirksame Anreize, die Stromproduktion und den Stromverbrauch in diesem Marktsegment unsichtbar zu halten. Diese Sachverhalte sind bei der Interpretation der Daten zu berücksichtigen und können dazu führen, dass die Höhe der Mindesterzeugung unterschätzt wird. Es ist durchaus denkbar, dass auch Anlagen, die zwar eine Leistung von mehr als 10 MW haben, die aber unterhalb der 110 kV Spannungsebene angeschlossen sind (und somit nicht von der Meldepflicht betroffen sind) oder auch einige der zahlreichen Anlagen mit einer Leistung kleiner als 10 MW (und somit nicht von der Meldepflicht betroffen sind), nur eingeschränkt auf Preissignale reagieren und somit der Mindesterzeugung oder dem konventionellen Erzeugungssockel zuzurechnen wären.

Die Verwendung dieser Plandaten hat gegenüber der tatsächlichen IST-Einspeisung dennoch einen entscheidenden Mehrwert und erscheint daher sachgerecht. Mit Hilfe der Plandaten lässt sich nicht nur die voraussichtliche Einspeisung beobachten, sondern die Plandaten enthalten auch Informationen zu den Zwecken der Einspeisung der einzelnen Kraftwerke. Dies ermöglicht eine differenziertere Betrachtung der Einspeisung einzelner Kraftwerke. So lässt sich unterscheiden, ob ein Kraftwerk marktgetrieben mit seiner ganzen verfügbaren Leistung einspeist oder ob das Kraftwerk Leistung zu Zwecken der Systemsicherheit vorhält. Eine vergleichbare Differenzierung ist anhand von IST-Daten nicht möglich. Im Folgenden wird auf die einzelnen Informationen, die in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten enthalten sind, näher eingegangen.

Die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten liegen in viertelstündlicher Auflösung vor. Sie müssen unverzüglich übermittelt werden, sofern es sich um Änderungen der Planung handelt, zukünftige Viertelstundenwerte betreffend. Dies gilt nur, wenn die Änderungen oberhalb einer Erheblichkeitsschwelle liegen. Die Erheblichkeit hängt laut Festlegung BK6-13-200 von der Größe des Kraftwerks ab. Auch zum Schutz von kleineren Unternehmen wird sie erst dann angenommen, wenn sich im Vergleich zur letzten Datenübermittlung des Einsatzverantwortlichen eine Wertänderung von mindestens 10 MW (bei Anlagen ≥ 100 MW Netto-Nennleistung) bzw. von mindestens 10 % der Netto-Nennleistung (bei Anlagen < 100 MW Netto-Nennleistung) ergibt. Bei der Evaluierung der Mindesterzeugung wird der jeweils letzte Stand der Aktualisierungen eines Tages zugrunde gelegt, um die tatsächliche Einspeisung bestmöglich abzubilden.

⁷ Mit der EEG-Novelle 2014 wurden die Transparenzanforderungen an die Eigenversorger deutlich gestärkt; perspektivisch werden europäische Transparenzpflichten weitere Erkenntnisse hinsichtlich des Umfangs der privilegierten Eigenversorgung sichtbar werden lassen.

In der Anlage der Festlegung BK6-13-200 „Einführung des ERRP Planungsprozesses zur Meldung von Kraftwerksdaten an die ÜNB“ des BDEW werden die von den Kraftwerksbetreibern zu meldenden Daten definiert. Der überwiegende Teil der zu meldenden Datenkategorien wird zu Zwecken der Evaluierung der Mindesterzeugung auch genutzt. Die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten enthalten demnach eine Aufschlüsselung in folgende für die Mindesterzeugung relevante Kategorien:

Geplante Einspeiseleistung (Prod_Plan)	Der [Plan]Wert Produktion ist die [geplante] Netzeinspeiseleistung an Wirkleistung am Netzanschlusspunkt einer Erzeugungseinheit.
Untere Leistungsgrenze (Prod_min)	Die untere Leistungsgrenze (Produktion) einer Erzeugungseinheit ist die minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung. Dieser Wert wird als Mindestleistung für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Eine weitere Absenkung dieser Leistung ist in der Regel nur über technische Sondermaßnahmen möglich und führt zu instabileren Betriebsregimen, die nicht im Fokus der Datenübermittlung stehen.
Freie positive/negative Leistung (+RDV/ -RDV)	Die freie positive/ negative Leistung entspricht der aktivierbaren freien, nicht anderweitig gebundenen Leistung einer Erzeugungseinheit in der jeweiligen Richtung.
Primärregelleistung Vorhaltung positiv/negativ (+PRL/-PRL)	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung ist für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistung. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist.
Sekundärregelleistung Vorhaltung positiv/negativ (+SRL/-SRL)	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Sekundärregelleistung ist für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist.
Minutenreserveleistung Vorhaltung positiv/negativ (+MRL/-MRL)	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf kurzfristig erfolgt und in der Regel nicht planbar ist.
Besicherung positiv/negativ (+BES/-BES)	Die Besicherungsleistung (für Wirkarbeit, Regelarbeit und Wärme) ist eine positive bzw. negative vorgehaltene Leistung zur Besicherung des Ausfalls von Kraftwerken (z.B. Speicher). Die Besicherungsleistung kann nicht für Redispatch genutzt werden und ist deshalb nicht Bestandteil der für Redispatch-Zwecke nutzbaren freien Leistung.

Tabelle 2: Definition einzelner Datenmeldungen in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten

Für die Evaluierung der Mindesterzeugung sind von den aufgeführten Kategorien insbesondere diejenigen Kategorien relevant, die Aussagen darüber zulassen, inwieweit ein Kraftwerk seine Einspeiseleistung ausgehend vom Betriebspunkt weiter reduzieren kann, bzw. aus welchen Gründen keine Reduktion der Leistung möglich ist. Daher wird insbesondere der Bereich innerhalb des gesamten Betriebsbandes eines Kraftwerks betrachtet, der unterhalb der geplanten Einspeiseleistung liegt. Dies sind im Einzelnen die Kategorien: Regelleistung negativ (aufgeteilt in PRL Vorhaltung negativ, SRL Vorhaltung negativ, MRL Vorhaltung negativ), "Freie negative Leistung" (z. B. zu Redispatchzwecken), sowie Besicherung negativ (Besicherung des Ausfalls von Kraftwerken). Folgende vereinfachte schematische Darstellung veranschaulicht den Zusammenhang der verschiedenen Kategorien anhand eines Betriebsbandes eines beispielhaften Kraftwerks. Die Darstellung wurde in Anlehnung an die schematische Darstellung aus obiger Prozessbeschreibung des BDEW⁸ erstellt und zur besseren Veranschaulichung auf die für die Mindesterzeugung bedeutsamen Kategorien beschränkt.

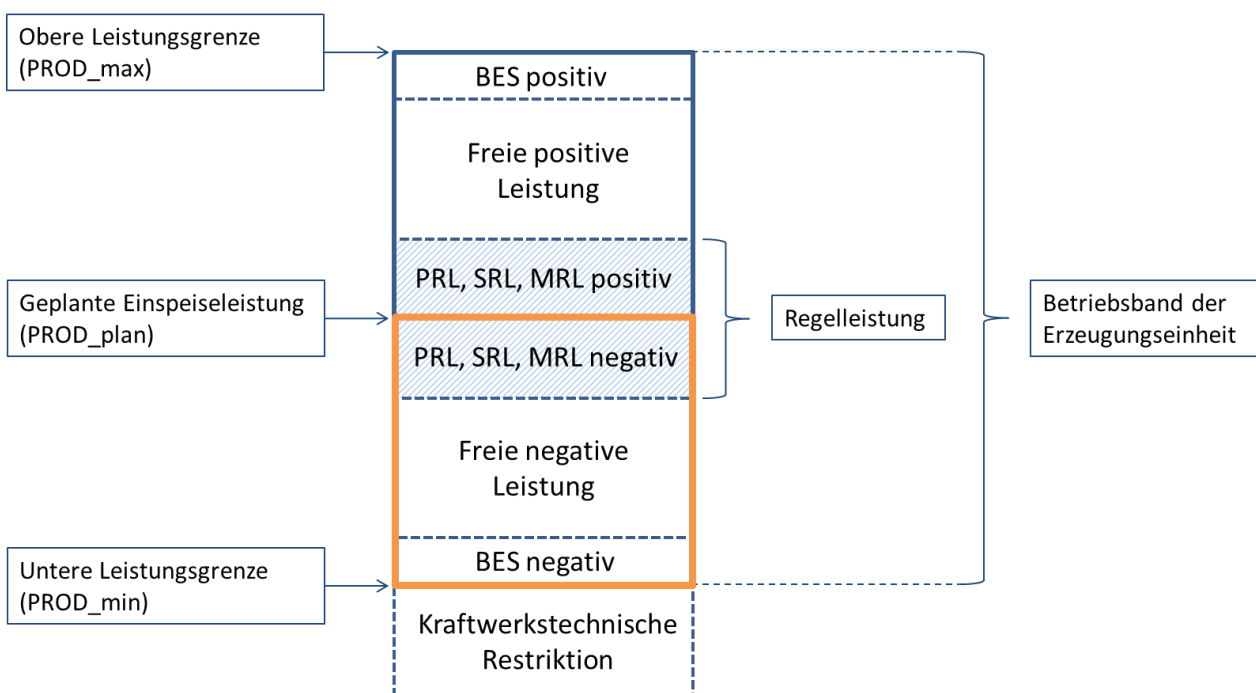


Abbildung 2: Eigene Darstellung in Anlehnung an BDEW (2014), Prozessbeschreibung "Einführung des ERRP Planungsprozesses zur Meldung von Kraftwerksdaten an die ÜNB"

Die schematische Darstellung veranschaulicht, dass ein Kraftwerk lediglich innerhalb eines gewissen Betriebsbandes - zwischen der unteren Leistungsgrenze und der oberen Leistungsgrenze - in der Lage ist, seine Einspeisung anzupassen. Unterhalb der unteren Leistungsgrenze ist eine Einspeisung aufgrund von kraftwerkstechnischen Restriktionen, z. B. aufgrund von Betriebsgrenzen des Generators, zur Deckung des Eigenbedarfs der Anlage sowie des Betriebsverbrauchs oder aus Gründen von Restriktionen bei An- und Abfahrt des Kraftwerks, nicht möglich. Die geplante Einspeiseleistung beschreibt den geplanten Betriebspunkt eines Kraftwerks in der jeweiligen Situation. Die für die Analyse der Mindesterzeugung relevante mögliche Reduktion der Einspeiseleistung ergibt sich anhand obiger Darstellung aus der geplanten Einspeiseleistung

⁸ BDEW (2014), S. 8: Einführung des ERRP Planungsprozesses zur Meldung von Kraftwerksdaten an die ÜNB, 31. März 2014.

eines Kraftwerks, abzüglich der vorzuhaltenden negativen Leistungspotentiale (Besicherung negativ, Regelleistung negativ - aufgeteilt in PRL Vorhaltung negativ, SRL Vorhaltung negativ, MRL Vorhaltung negativ) und der unteren Leistungsgrenze. Die freie negative Leistung ist also diejenige Leistung, um die das Kraftwerk seine Einspeisung reduzieren kann, ohne technische Grenzwerte zu verletzen oder anderweitige Verpflichtungen zu missachten. Daher wird die freie negative Leistung bei den Analysen der relevanten Stunden in Kapitel IC näher betrachtet.

Nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber sowie Analysen der Bundesnetzagentur, hat die Qualität der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten nach Einführung dieses neuen Prozesses Ende 2014 ab dem Sommer 2015 deutlich zugenommen. Die Befolgung der Meldesystematik ist demnach besser geworden und die Anzahl der meldenden Betreiber hat sich erhöht.

Die Aufbereitung der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten hat einen Vereinheitlichungs- und Anpassungsbedarf der Rohdaten für den (bei der Konzeption des Datenaustauschs über das Energieinformationsnetz nicht vorgesehenen) Anwendungsfall der Evaluierung der Mindestenergieerzeugung in erheblichem Umfang gezeigt. Die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten wurden der Bundesnetzagentur je Regelzone in unterschiedlichem Format übermittelt und mussten in einem ersten Schritt aufwändig vereinheitlicht und zusammengeführt werden. Aussagen bezogen auf einzelne Energieträger können anhand der vorliegenden Rohdaten nicht vorgenommen werden. Erst das manuelle Zusammenführen der Rohdaten mit den Informationen aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand: 16.11.2016) ermöglicht die zur Evaluierung der Mindestenergieerzeugung dienlichen Betrachtungen derartiger Zusammenhänge. Zudem wurde im Zuge der umfangreichen Plausibilisierung der Bundesnetzagentur festgestellt, dass in einzelnen Situationen seitens des Einsatzverantwortlichen von Kraftwerken eine untere Leistungsgrenze angegeben wurde, obwohl gar keine Einspeisung des Kraftwerks geplant war ($PROD_plan = 0$). Dies ist gemäß Kraftwerkseinsatzplanungsdaten-Meldelogik kein Widerspruch, solange die Anlage verfügbar ist. Auch wurde teilweise eine untere Leistungsgrenze gemeldet, die oberhalb der geplanten Einspeiseleistung liegt ($PROD_min > PROD_plan$). Dieser Fall kann z. B. im Anfahrbetrieb vorkommen. Zu Zwecken der Evaluierung der Mindestenergieerzeugung mussten die Rohdaten in beiden Fällen dahingehend angepasst werden, dass die geplante Einspeiseleistung ($PROD_plan$) maßgeblich ist.

Insbesondere im Bereich der Pumpspeicher haben Analysen gezeigt, dass sich nur sehr wenige Pumpspeicher in den betrachteten Situationen im Turbinenbetrieb befinden und der Energieträger somit nur in vernachlässigbarem Umfang zur Einspeisung und damit zur Mindestenergieerzeugung beiträgt. Dies entspricht der Erwartung an den Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerks, das bei negativen Strompreisen nicht turbinert (also Strom erzeugt), sondern Strom aus dem Netz bezieht, um Wasser zu pumpen (der sogenannte Pumpbetrieb). In Stunden mit ausreichend hohen Preisen kann das Pumpspeicherkraftwerk dann in den Turbinenbetrieb wechseln und Strom erzeugen, soweit dem nicht Signale aus den für Pumpspeicher angewendeten Sondernetzentgelten⁹ entgegenstehen. Zudem lässt sich die Meldesystematik der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten aufgrund von sogenannten Nulldurchgängen der Kraftwerkstechnologie nicht ohne weiteres auf die Zwecke der Evaluierung der Mindestenergieerzeugung übertragen. Das bedeutet, neben den Einspeisezeitreihen melden Pumpspeicherkraftwerke auch ihre Verbrauchszeitreihen. Aus den

⁹ Für Pumpspeicher gelten in der Regel Anforderungen der "Atypik" - entweder nach § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV oder nach §118 Absatz 6 Satz 4 EnWG.

genannten Gründen werden Pumpspeicher bei der Analyse der Mindesterzeugung nicht betrachtet. Durch die Herausnahme der Pumpspeicher sind die Daten im Sinne der oben beschriebenen Meldesystematik für den Zweck der Evaluierung der Mindesterzeugung deutlich besser interpretierbar.

Die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten aus dem Energieinformationsnetz ermöglichen zwar Aussagen zur Einspeiseleistung von Kraftwerken in Bezug auf die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel. Eingeführt wurde das Energieinformationsnetz allerdings zu anderen Zwecken. Daher sind bei der Auswertung und Deutung der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten Grenzen der Interpretierbarkeit der Daten zu beachten. Wie oben aufgeführt, umfassen die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten erst Kraftwerke mit einer Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW, die einen Anschluss an der Spannungsebene 110 kV oder höher besitzen. Der Umfang der Mindesterzeugung und/oder des konventionellen Erzeugungssockels wird in diesem Bericht also tendenziell unterschätzt, ohne dass diese Ungenauigkeit genau beziffert werden kann.

Weiterhin handelt es sich bei den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten um Plandaten und nicht um Ist-Daten. Die tatsächliche Einspeisung der einzelnen Kraftwerke kann von dem gemeldeten Datum abweichen. Mit hoher Wahrscheinlichkeit werden die Plandaten auch von der tatsächlichen Einspeisung zumindest in kleinerem Umfang abweichen, da die Einsatzverantwortlichen der Kraftwerke den Übertragungsnetzbetreibern erst Änderungen ihrer geplanten Einspeiseleistung ab einer gewissen Erheblichkeitsschwelle anzuzeigen haben. Aufgrund des erst Ende 2014 eingeführten Meldeprozesses veranlasst die mangelnde Erfahrung hinsichtlich der Datenqualität zur vorsichtigen Interpretation der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten. Die Fokussierung der Analysen auf das zweite Halbjahr 2015 schließt in diesem Zusammenhang zwar Aussagen auf Basis mangelhafter Daten des ersten Halbjahres 2015 aus, eine für die Analyse der Mindesterzeugung hinreichend gute Qualität der Daten des zweiten Halbjahres kann daraus allerdings noch nicht gefolgert werden. Hier erwartet die Bundesnetzagentur für weitere Berichte durch die Vergleichbarkeit von Werten belastbarere Erkenntnisse.

2.2 Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern

Die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten ermöglichen Aussagen über die Fahrweise einzelner Kraftwerke. Allerdings lassen die Daten nur eingeschränkt Aussagen darüber zu, aus welchen Gründen ein Kraftwerk auch bei negativen Preisen in Betrieb ist. Diese Information ist jedoch für die Evaluierung der Mindesterzeugung von Bedeutung. Es ist bspw. denkbar, dass ein Kraftwerk aufgrund technischer Restriktionen gar nicht in der Lage ist, seine Einspeisung zu reduzieren, auch wenn der ökonomische Anreiz dies nahelegen würde. Andernfalls ist es denkbar, dass ein Kraftwerksbetreiber aus ökonomischen Überlegungen für einen kurzen Zeitraum negative Preise in Kauf nimmt, weil kurzfristige Leistungsänderungen höhere Kosten verursachen oder auch den Verschleiß einzelner Kraftwerkskomponenten beschleunigen würden. Im ersten Fall ist gar nicht erst die Flexibilität zur Leistungsreduktion vorhanden. Im zweiten Fall ist grundsätzlich die Flexibilität vorhanden, allerdings wird sie nicht genutzt.

Die Übertragungsnetzbetreiber führten auf Wunsch der Bundesnetzagentur eine Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern durch, um die Einspeise-Gründe in den Stunden mit dem niedrigsten Preis an den elf relevanten Tagen zu erfahren. Die Kraftwerksbetreiber wurden hierbei nach folgenden Informationen je Kraftwerk befragt (hier: Beispielsituation 06.09.2015, 14:00-15:00 Uhr), eine Mehrfachnennung der Gründe war möglich:

Abfragebogen für Kraftwerksbetreiber

Wärmeauskopplung grundsätzlich möglich? (ja/nein wählen)		Ja/Nein	
Typ Wärmeauskopplung wählen		Fernwärme/Prozesswärme	
wärmebedingte Einspeisung zum Zeitpunkt in MW (Stundenmittelwert, ggf. 0 eintragen)		[MW]	
06.09.2015 Zeitpunkt 14:00 - 15:00	Falls PROD_min > 0 bitte Gründe angeben (ankreuzen)	technisch	
		ökonomisch	
		Sonstige	
		Regelleistung	
	Falls BES_neg > 0 bitte Gründe angeben (ankreuzen)	Wärme	
		BK-Besicherung	
		Sonstige	

Tabelle 3: Abfragebogen für Kraftwerksbetreiber

Neben diesen teilweise quantifizierbaren Informationen, bezogen auf einzelne Einspeisesituationen, wurden die Kraftwerksbetreiber in der Abfrage generell nach möglichen Gründen befragt, die eine Einspeisung auch bei negativen Preisen bewirken können. Die Auswertung dieser Abfrage findet sich in Kapitel C2.

Die Übertragungsnetzbetreiber befragten alle Einsatzverantwortlichen in ihrer jeweiligen Regelzone, die im Rahmen des Energieinformationsnetzes melden. Die Rückmeldequote beträgt bei den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern, bezogen auf die installierte Leistung je Regelzone, 82 % bis 94 %. Es werden dabei alle Generatoren als "zurückgemeldet" gewertet, von deren Einsatzverantwortlichen eine Rückmeldung vorliegt.

Die Informationen aus der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern wurden in einem nächsten Schritt mit den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten sowie der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur zusammengeführt. Somit lassen sich die Gründe der Einspeisung einzelner Kraftwerke, insbesondere je Energieträger, weitergehend erklären (siehe C). Dabei war eine Zuordnung der Informationen nicht in allen Fällen möglich. Die Fälle, in denen keine Zuordnung möglich war, werden in den Auswertungen in der Analyse in Kapitel C kenntlich gemacht.

C Analyse der Mindesterzeugung im Jahr 2015

Die Analyse der in Kapitel B identifizierten relevanten Stunden erfolgt jeweils in fünf Schritten. Zur besseren Einordnung werden in einem ersten Schritt Erzeugungs- und Nachfragesituation und insbesondere deren Auswirkung auf das Stromnetz gesamthaft näher betrachtet. Anschließend wird in einem zweiten Schritt der Fokus auf den Anteil der Einspeisung konventioneller Kraftwerke anhand der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten gelegt und die Zusammensetzung nach Energieträgern dokumentiert. Hierbei wird auch die Wärmeeinspeisung in den relevanten Stunden quantifiziert. In einem nächsten Schritt wird analysiert, wie hoch die untere Leistungsgrenze der Kraftwerke in der jeweiligen Situation ist, aus welchen Energieträgern sich die untere Leistungsgrenze zusammensetzt und was die Gründe für diese untere Leistungsgrenze gemäß Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern sind. Die Differenz zwischen der Einspeisung und der unteren Leistungsgrenze wird im folgenden Abschnitt in einem vierten Schritt durch die Analyse der einzelnen negativen Leistungspotentiale (Regelleistung, Besicherungsleistung, freie negative Leistung) aufgeschlüsselt. Die Daten zur Regelleistung werden hierbei in das Verhältnis zu den Gesamtmarktdaten gesetzt. Für die Besicherungsleistung werden ergänzend die Gründe beschrieben. Auf Basis der erlangten Erkenntnisse wird die Mindesterzeugung dann im letzten Schritt für die relevanten Stunden quantifiziert und dem konventionellen Erzeugungssockel gegenübergestellt. Die in den fünf Einzelschritten gewonnenen Erkenntnisse werden dann abschließend zusammengefasst dargestellt.

1. Analyse der relevanten Stunden

1.1 06.09.2015

1.1.1 Netzsituation

Stunde	Erzeugung Gesamt	Erzeugung Wind	Erzeugung PV	Last	Handelssaldo (Nettoexport)	Physikalischer Fluss (Export-richtung)	Strompreis
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[€/MWh]
14-15	62.929	22.854	11.871	48.945	10.937	12.080	-29,93
Tages-Max	65.261	23.987	12.116	52.773	11.508	13.210	28,99

Tabelle 4: Rahmendaten 06.09.2015

Von allen analysierten Tagen, trat am 06.09.2015 die höchste Einspeisung aus EE-Anlagen auf. Dies hängt u.a. damit zusammen, dass ein Nachmittag betrachtet wurde, an dem auch Einspeisung aus PV-Anlagen zu verzeichnen war. Die Residuallast (hier: Last - Erzeugung PV und Wind) betrug 14.220 MW und war damit die zweitgeringste an den betrachteten Tagen und Stunden.

Da dieser Tag ein Sonntag war, ist die Last insgesamt vergleichsweise gering mit mittlerer bis hoher Einspeisung aus EE-Anlagen. Es traten negative Börsenpreise in 13 Stunden des Tages auf, allerdings nicht zusammenhängend. Auf Grund der niedrigen Preise wurde viel exportiert und es traten gleichzeitig hohe

physikalische Flüsse in Exportrichtung auf. Trotz der hohen Exportwerte war kein signifikanter Einsatz von Redispatch notwendig. Windenergie-Anlagen wurden nur in geringem Umfang eingesenkt, um hauptsächlich lokale Engpässe zu entlasten. Die eingesenkte Leistung bei Erneuerbaren-Anlagen betrug in der relevanten Stunde im Mittel 1.485 MW. Weiterhin war positiver Redispatch notwendig mit deutschen konventionellen Marktkraftwerken im Süden im Umfang von 1.875 MW.

1.1.2 Geplante Einspeiseleistung

Durch Subtraktion der Erzeugung aus PV und Wind (34.724 MW) von der gesamten Erzeugung (62.929 MW) in der relevanten Stunde 14 bis 15 Uhr ergibt sich ein Wert von 28.205 MW. Die geplante Einspeiseleistung (Prod_Plan) gemäß den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten aus dem Energieinformationsnetz liegt bei 21.833 MW. Demnach decken die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten rund 77 % der gesamten Erzeugung (abzüglich der Erzeugung aus PV und Wind) in dieser Stunde ab.

Die verbleibenden 6.372 MW resultieren im Wesentlichen aus im Energieinformationsnetz nicht erfassten Anlagen < 10 MW elektrischer Leistung und < 110 kV Anschlussnetzebene sowie Abweichungen zwischen den Planwerten und den tatsächlich eingespeisten Leistungen. Da in der maßgeblichen Stunde mit einem negativen Preis von -29,93 €/MWh die Pumpspeicher nur in sehr geringem Umfang turbinieren, ist der Einfluss dieser Streichung auf die Aussagekraft der Auswertung vernachlässigbar. Gemäß den vorliegenden Kraftwerkseinsatzplanungsdaten der Pumpspeicher liegt die geplante Einspeiseleistung lediglich bei rund 159 MW.

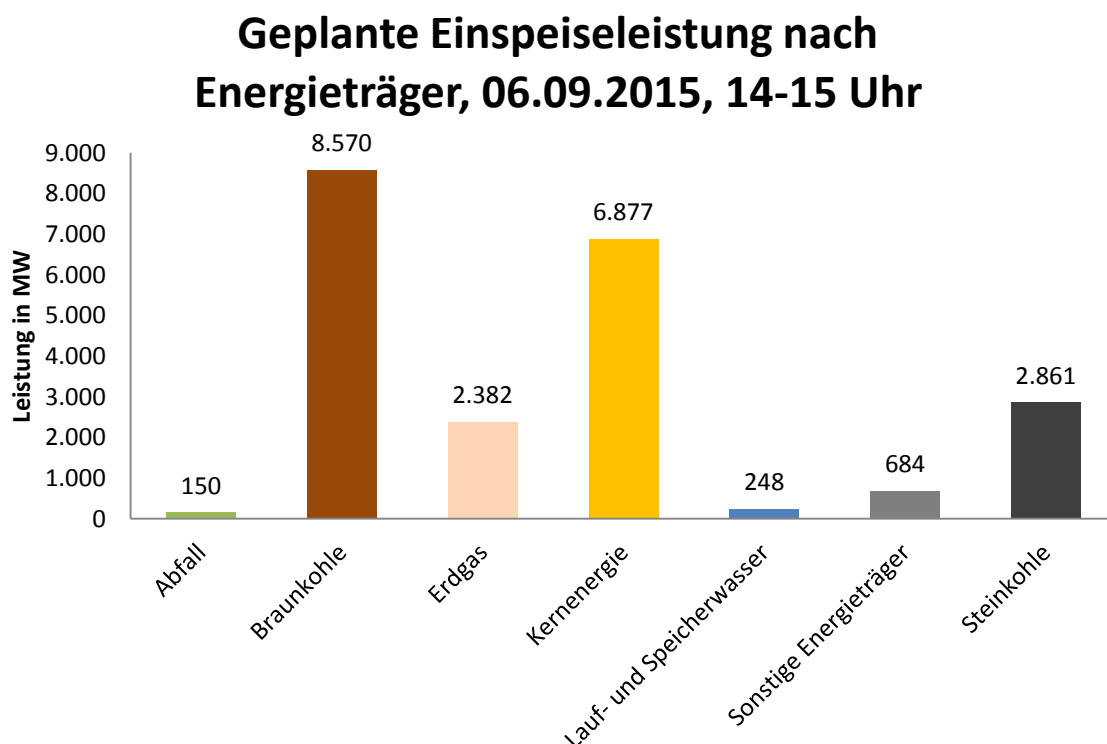


Abbildung 3: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung nach Energieträger 06.09.2015

Mit 39 % Braunkohle und 31 % Kernenergie bilden diese beiden Energieträger zusammen bereits 70 % der geplanten Einspeiseleistung. Deutlich geringere Anteile weisen die Energieträger Steinkohle (13 %) und Erdgas (11 %) auf. Mit diesen vier Energieträgern werden rund 94 % der geplanten Einspeiseleistung abgedeckt.

Ein Teil der Einspeisung in der betrachteten Stunde ist auf wärmebedingte Stromeinspeisung zurückzuführen. Die gemäß der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern gemeldete wärmebedingte Stromeinspeisung liegt in der relevanten Stunde bei insgesamt 6.567 MW. Dies entspricht einem Anteil von 30 % an der gesamten geplanten Einspeiseleistung bzw. einem Anteil von 45 % an der geplanten Einspeiseleistung konventioneller Anlagen (ohne Kernenergie, Lauf- und Speicherwasser). Die wärmebedingte Stromeinspeisung teilt sich gemäß Angaben der Kraftwerksbetreiber hauptsächlich auf in 1.569 MW Prozesswärme und 3.330 MW Fernwärme.

Für eine Aufschlüsselung der wärmebedingten Einspeisung auf einzelne Energieträger war eine Zuordnung zu den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten verbunden mit der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur notwendig. Von den 6.567 MW konnten hierbei 5.427 MW den einzelnen Kraftwerken aus den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten zugeordnet werden. Die maßgeblichen Energieträger bei der wärmebedingten Einspeisung sind Braunkohle mit 2.900 MW (53 %), Erdgas mit 1.398 MW (26 %) und Steinkohle mit 717 MW (13 %). Die geplante Einspeiseleistung für Braunkohle liegt bei 8.570 MW und für Erdgas bei 2.383 MW. Damit liegt der auf Basis der vorliegenden Daten erklärbare Anteil der mit Wärmeerzeugung verbundenen Stromerzeugung für Braunkohle in der relevanten Stunde (14-15 Uhr am 06.09.2016) bei rund 34 % der geplanten Einspeiseleistung. Für Erdgas liegt dieser Anteil in der relevanten Stunde bei 59 %. Bei den vorgenannten Anteilswerten der wärmebedingten Einspeisung ist zu berücksichtigen, dass sich diese auf die vergleichsweise niedrige Einspeiseleistung in der untersuchten Stunde beziehen.

Der Abdeckungsgrad der Daten von den Kraftwerksbetreibern ist aufgrund der Meldegrenze im Energieinformationsnetz (≥ 10 MW, ≥ 110 kV) sowie einiger fehlender Rückmeldungen der Kraftwerksbetreiber zur Umfrage nach den Gründen für die Einspeisung insgesamt nicht vollständig. Verbunden mit der nur eingeschränkten Zuordnungsmöglichkeit zu einzelnen Kraftwerken zeigt dies die Grenzen der Erhebung und die Belastbarkeit der erhobenen Daten, insbesondere zur Wärmeerzeugung, auf. Die tatsächliche wärmebedingte Stromerzeugung in der relevanten Stunde dürfte demnach oberhalb der erfassten 6.567 MW liegen. Fernwärmeerzeugung ist mit rund 51 % Anteil gegenüber Prozesswärmeerzeugung (rund 24 %) der maßgeblichere Faktor in der relevanten Stunde am 06.09.2015.

1.1.3 Untere Leistungsgrenze

Die untere Leistungsgrenze (Prod_min) liegt gemäß der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten bei 18.324 MW in der relevanten Stunde 14 bis 15 Uhr. Damit liegt die untere Leistungsgrenze um 3.509 MW unterhalb des Planwertes Produktion von 21.833 MW.

In der folgenden Grafik wird der Gesamtwert der unteren Leistungsgrenze nach den Energieträgern der einzelnen Kraftwerke aufgeschlüsselt:

Untere Leistungsgrenze nach Energieträger, 06.09.2015, 14-15 Uhr

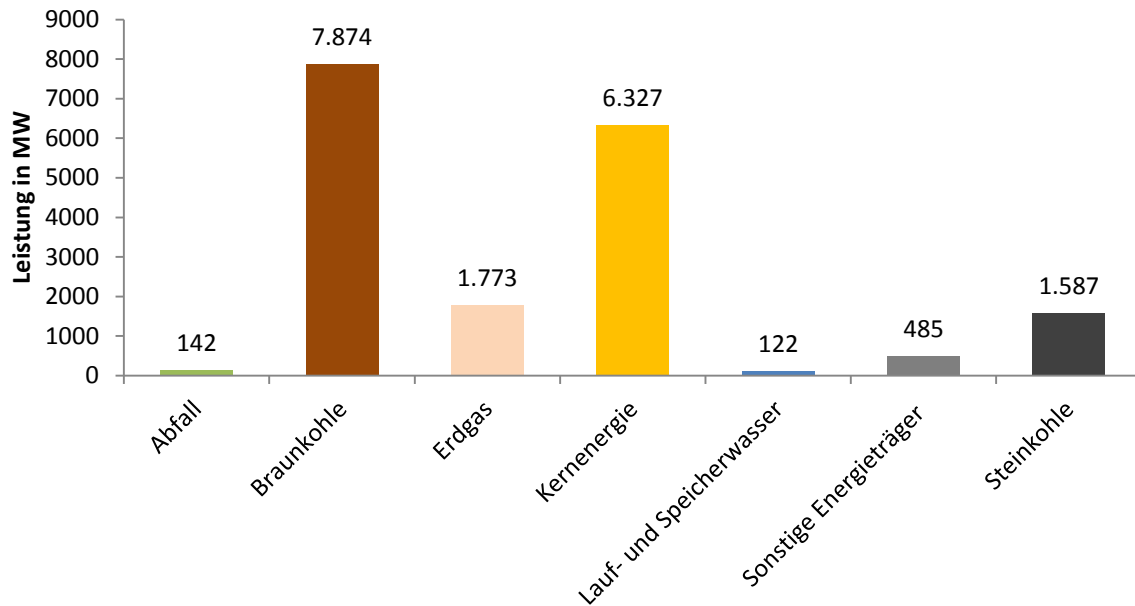


Abbildung 4: Zusammensetzung untere Leistungsgrenze nach Energieträger 06.09.2015

Die prozentualen Anteile der Energieträger Braunkohle und Kernenergie an der unteren Leistungsgrenze liegen noch etwas höher im Vergleich zu den prozentualen Anteilen dieser Energieträger an der geplanten Einspeiseleistung, während die prozentualen Anteile von Steinkohle und Erdgas sinken. Insgesamt umfassen Braunkohle und Kernenergie zusammen 77 % der unteren Leistungsgrenze, während Erdgas und Steinkohle einen summierten Anteil von 18 % bilden.

In der Abfrage der Kraftwerksbetreiber sollten diese für die relevante Stunde angeben, aus welchen Gründen für einen einzelnen Kraftwerksblock der Wert für die untere Leistungsgrenze größer Null ist. Hier konnte zwischen technischen, ökonomischen und sonstigen Gründen ausgewählt werden, wobei auch Mehrfachnennungen möglich waren.

Von der gesamten unteren Leistungsgrenze in Höhe von 18.324 MW in der relevanten Stunde wurden in der Abfrage der Kraftwerksbetreiber 14.018 MW und damit rund 77 % der unteren Leistungsgrenze erfasst. Dies zeigt die folgende Grafik sehr anschaulich:

Gründe für untere Leistungsgrenze, 06.09.2015, 14-15 Uhr

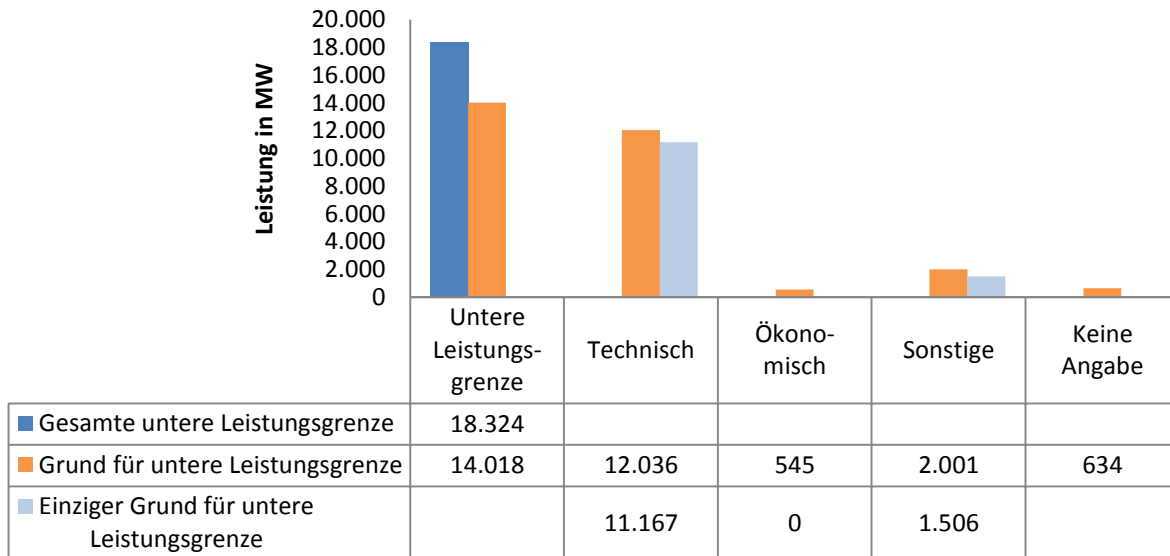


Abbildung 5: Gründe für die untere Leistungsgrenze 06.09.2015

Bei den Gründen für die untere Leistungsgrenze wurden mit 86 % überwiegend technische Gründe angeführt. Dabei sind rund 80 % (11.167 MW) der unteren Leistungsgrenze allein auf technische Gründe (u.a. kraftwerksbedingte Restriktionen wie Mindestlaufzeiten bzw. -stillstandszeiten) zurückzuführen. Sonstige Gründe (u.a. technische Restriktionen außerhalb des Kraftwerks wie Stromlieferung für Industrieprozesse) werden bei 14 % als Grund, bzw. bei 11 % als alleiniger Grund für die untere Leistungsgrenze angegeben. Ökonomische Gründe (u.a. Eigenverbrauchsoptimierung, vermiedene Netznutzungsentgelte, KWKG-Förderung) sind laut Angaben der Kraftwerksbetreiber von untergeordneter Bedeutung.

Eine Analyse der Gründe je Energieträger verdeutlicht, dass für die 6.327 MW untere Leistungsgrenze der Kernenergie fast ausschließlich (6.127 MW) technische Gründe angegeben werden. Weitere 4.540 MW der gesamten unteren Leistungsgrenze von Braunkohle (7.874 MW) basieren auf technischen Gründen. Mit diesen beiden Energieträgern lassen sich damit 89 % des insgesamt gemeldeten Wertes von 12.036 MW für technische Gründe der unteren Leistungsgrenze abdecken.

1.1.4 Negative Leistungspotentiale

Gemäß der BDEW-Systematik zur Meldung von Kraftwerksdaten bilden die einzelnen negativen Leistungspotentiale Minutenreserveleistung (-MRL), Sekundärregelleistung (-SRL), Primärregelleistung (-PRL), Besicherungsleistung (-BES) und freie negative Leistung (-RDV) die Differenz zwischen der geplanten Einspeiseleistung (PROD_Plan) und der unteren Leistungsgrenze (PROD_min). Die Summe der einzelnen negativen Leistungspotentiale bildet den unteren Teil des Betriebsbandes der jeweiligen Erzeugungsanlage.

Zusammensetzung geplante Einspeisung, 06.09.2015, 14-15 Uhr

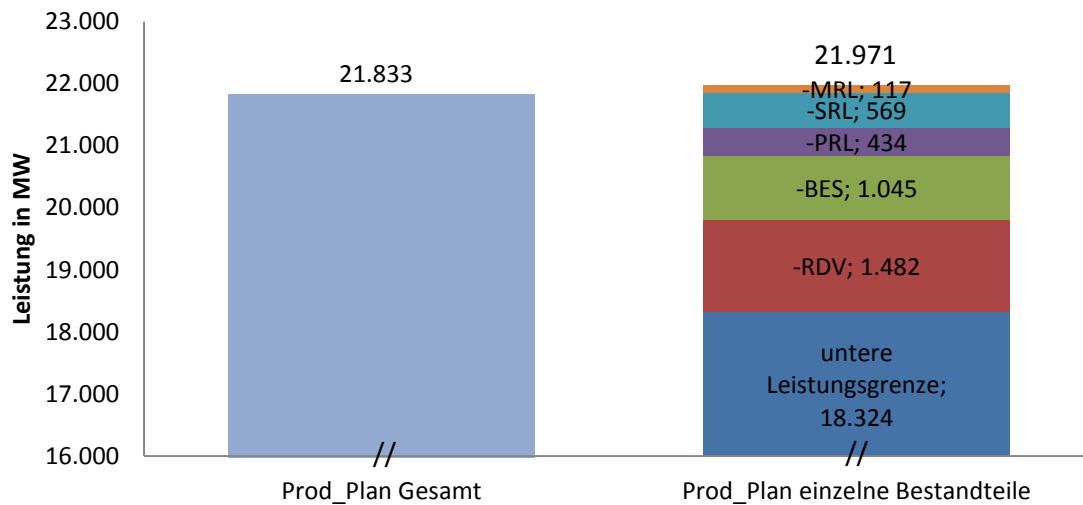


Abbildung 6: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung 06.09.2015

In der relevanten Stunde liegt die Summe der einzelnen negativen Leistungspotentiale und der unteren Leistungsgrenze mit insgesamt 21.971 MW nur leicht um 138 MW oberhalb des gemeldeten Gesamtwertes für die geplante Einspeiseleistung in Höhe von 21.833 MW (siehe Abbildung 6). Die Abweichung ist u.a. dadurch erklärbar, dass die Einsatzverantwortlichen der Kraftwerke den Übertragungsnetzbetreibern Änderungen ihrer geplanten Einspeisung erst ab einer gewissen Erheblichkeitsschwelle anzuzeigen haben (vgl. B2.1 für weitere Erläuterungen zu den Daten).

Ein Vergleich der gemeldeten Daten im Energieinformationsnetz zur Vorhaltung der einzelnen negativen Regelleistungsarten PRL-, SRL- und MRL- (in Summe 1.120 MW) mit dem durch die Übertragungsnetzbetreiber ausgeschriebenen Bedarf (in Summe 2.622 MW) zeigt die folgende Abbildung. Bei den Ausschreibungsmengen der Übertragungsnetzbetreiber zu den negativen Regelleistungsarten wurden hierbei die Daten für Pumpspeicher gestrichen, da es sich hierbei um Anpassungen der Pumpleistung handelt. Der Vergleich zeigt, dass die gemeldeten Kraftwerkseinsatzplanungsdaten teilweise deutlich unterhalb der Ausschreibungsmengen liegen. Dies ist plausibel, da sich die Differenz zwischen vorgehaltener und ausgeschriebener Menge nach Recherche der Übertragungsnetzbetreiber durch vorgehaltene Regelleistung in Generatoren ergibt, die nicht zur Meldung im Rahmen des Energieinformationsnetz verpflichtet sind. Während bei der negativen Primärregelleistung noch rund 95 % in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten abgebildet sind, sind dies bei der negativen Sekundärregelleistung 50 % und bei der negativen Minutenreserveleistung nur noch 11 %.

Regelleistungsvorhaltung durch einspeisende Kraftwerke, 06.09.2015, 14-15 Uhr

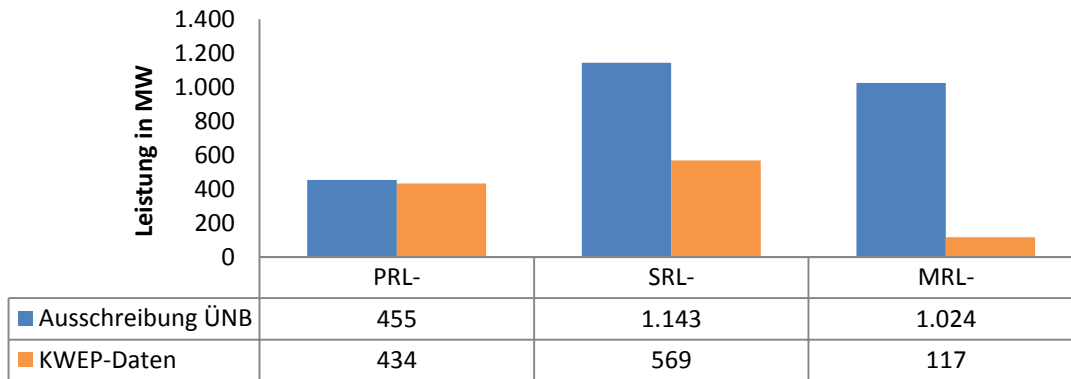


Abbildung 7: Vergleich Regelleistung gemäß ÜNB-Ausschreibungen (abzgl. PSW Einträge) und KWEF-Daten 06.09.2015

Das negative Redispatchvermögen (freie negative Leistung) beläuft sich in der relevanten Stunde auf 1.482 MW. Dabei ergibt sich die in der folgenden Abbildung dargestellte Verteilung der freien negativen Leistung auf die einzelnen Energieträger. Die meiste freie negative Leistung entfällt demnach auf Steinkohle (1.033 MW).

Zusammensetzung freie negative Leistung nach Energieträger, 06.09.2015, 14-15 Uhr

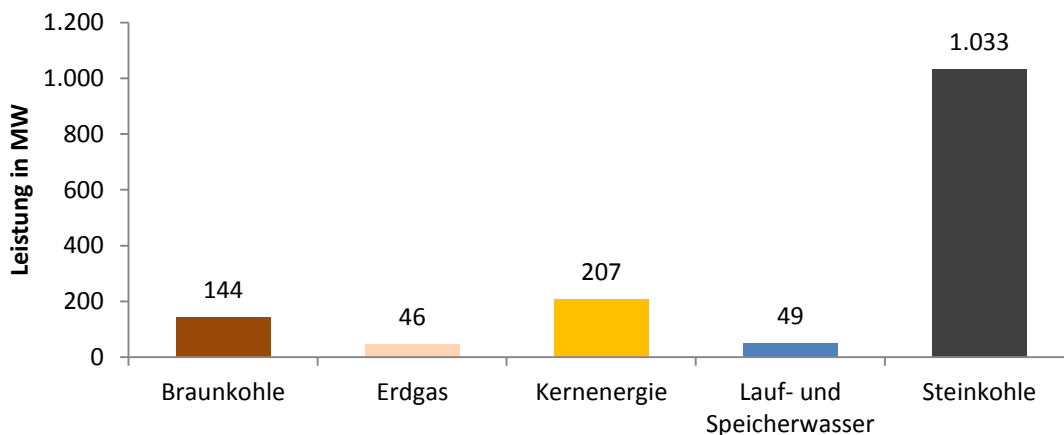


Abbildung 8: Zusammensetzung freie negative Leistung nach Energieträger 06.09.2015

Die freie negative Leistung in Höhe von 1.482 MW kann aus Sicht der Kraftwerksbetreiber bei entsprechender Anweisung durch die Übertragungsnetzbetreiber heruntergefahren werden. Demgegenüber betrug die eingesenkte Leistung bei EE-Anlagen in der relevanten Stunde (14-15 Uhr am 06.09.2015) im Mittel 1.485 MW. Die freie negative Leistung konnte jedoch aufgrund ihrer geografischen Lage in Süd- und Westdeutschland

nicht für Redispatchzwecke zur Entlastung von Netzengpässen und damit zur Reduzierung des Einspeisemanagements eingesetzt werden.

Der Gesamtwert der negativen Besicherungsleistung beträgt 1.045 MW. Anhand der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern konnten hiervon 832 MW den Kraftwerken aus den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten zugeordnet werden (siehe Abbildung 9). Vor allem Wärmeverpflichtungen, mit 434 MW, werden als Hauptgrund für die negative Besicherungsleistung angegeben, wobei hier Mehrfachnennungen möglich waren. Regelleistung mit 150 MW und Bilanzkreis-Besicherung mit 125 MW sind weitere Gründe.

Darüber hinaus verweisen die Kraftwerksbetreiber auf "sonstige Gründe", die aber im Fragebogen nicht weiter spezifiziert wurden. Hier könnte es sich beispielsweise um Prozessdampfverpflichtungen (in Abgrenzung zur Wärmeverpflichtung), oder notwendige Brennstoffverwertungen (z.B. bei Abfall oder Klärgas) handeln. Dies sind aber bis jetzt nur Vermutungen.

Gründe für negative Besicherungsleistung, 06.09.2015, 14-15 Uhr

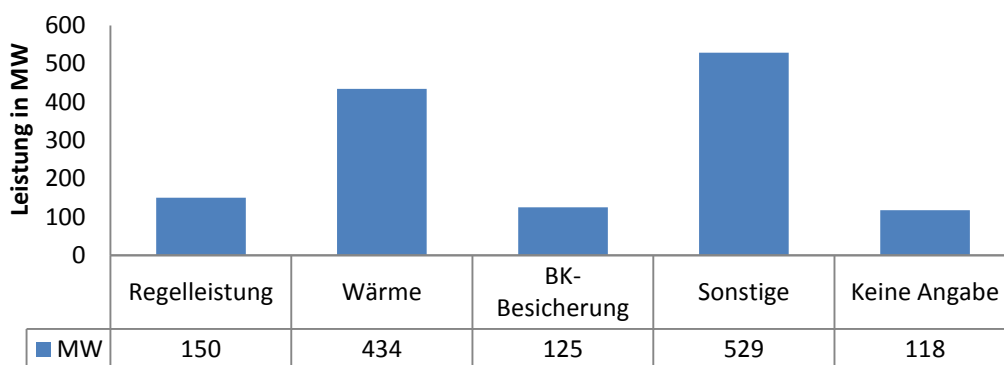


Abbildung 9: Gründe für negative Besicherungsleistung 06.09.2015

1.1.5 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

In der folgenden Abbildung werden die einzelnen Elemente der Erzeugung, die sich der Mindesterzeugung zuordnen lassen, gemeinsam mit dem konventionellen Erzeugungssockel dargestellt. Der konventionelle Erzeugungssockel beinhaltet zudem Mindesterzeugung, die derzeit nicht weiter quantifiziert werden kann.

Mindesterzeugung und Konventioneller Erzeugungssockel, 06.09.2015, 14-15 Uhr

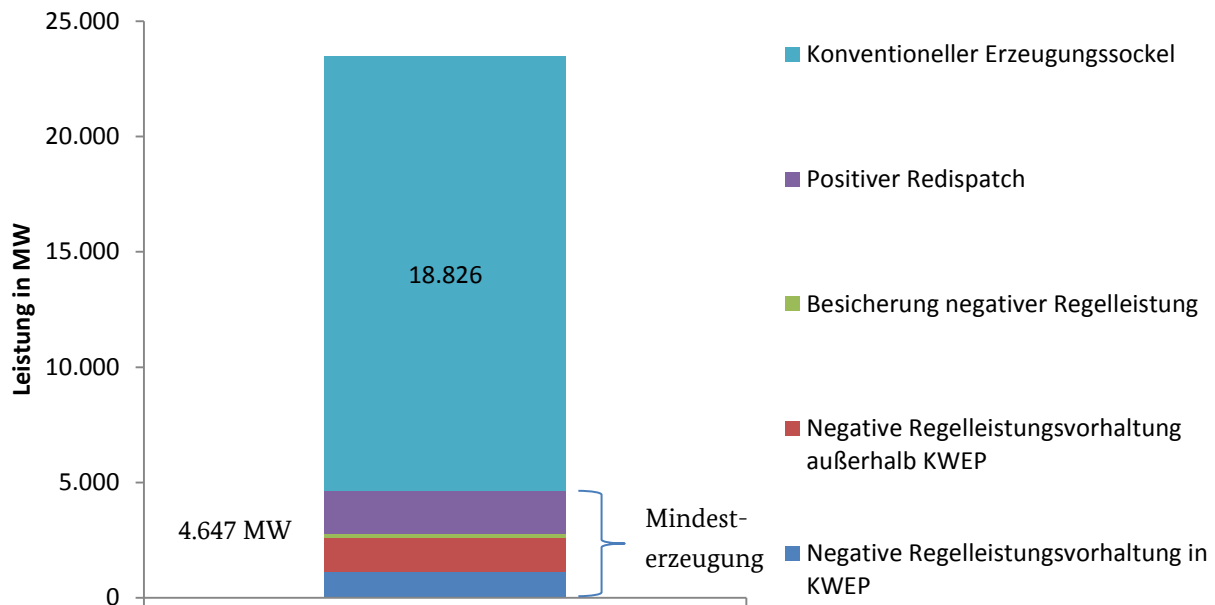


Abbildung 10: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 06.09.2015

Die einzelnen negativen Regelleistungsarten (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) belaufen sich gemäß der gemeldeten Daten zur Kraftwerkseinsatzplanung auf 1.120 MW. Hinzu kommen weitere 1.502 MW negativer Regelleistung, die nicht in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten erfasst sind. Gemäß Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern wurden von der gesamten negativen Besicherungsleistung 150 MW der Besicherung von Regelleistung zugeordnet. Weitere 1.875 MW werden in der relevanten Stunde von den Übertragungsnetzbetreibern zum positiven Redispatch eingesetzt. Dies ergibt in Summe eine Mindesterzeugung von 4.647 MW.

Darüber hinaus wird durch die Übertragungsnetzbetreiber positive Regelleistung (Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung) abgerufen, die zur Mindesterzeugung hinzuzurechnen ist. Die abgerufene Primärregelleistung ist jedoch nicht quantifizierbar. Die Höhe des Abrufes positiver Sekundärregelleistung und positiver Minutenreserveleistung ist praktisch vernachlässigbar und liegt in den analysierten fünf Stunden der relevanten Tage im Mittel knapp über 0 MW (bzw. maximal 77 MW positive Sekundärregelleistung am 18.11.2015). Aus diesem Grund wird der Abruf positiver Regelleistung sowie deren Besicherung bei der Ermittlung der Mindesterzeugung nicht separat berücksichtigt. Dies bezieht sich auch auf die Folgetage.

Die gesamte geplante Einspeiseleistung (21.971 MW) plus des nicht in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten erfassten Anteils der negativen Regelleistung (1.502 MW) und abzüglich der Mindesterzeugung (4.647 MW) ergibt den konventionellen Erzeugungssockel (18.826 MW). Demgegenüber lag die Erzeugung aus PV und Wind in dieser Stunde bei 34.724 MW.

Der tatsächliche Wert für die Mindesterzeugung liegt dagegen höher, jedoch kann dieser derzeit nicht quantifiziert werden. So werden durch den verbliebenen konventionellen Erzeugungssockel von 18.826 MW implizit Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung und Kurzschlussleistung erbracht, die der Mindesterzeugung hinzuzurechnen sind. Das Niveau und die geographische Verteilung der durch den verbliebenen konventionellen Erzeugungssockel erbrachten Systemdienstleistungen ist nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber in der Regel derzeit noch ausreichend hoch, um den Netzanforderungen bezüglich Regelleistung, Spannungshaltung und Kurzschlussleistung gerecht zu werden.

1.1.6 Zusammenfassende Analyse für den 06.09.2015

Die Analyse der geplanten Einspeiseleistung (21.833 MW) für die untersuchte Stunde 14-15 Uhr am 06.09.2015 weist Braunkohle und Kernenergie, mit zusammen rund 70 % der in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten insgesamt erfassten Leistungswerte, als Hauptenergieträger aus.

Die wärmebedingte Stromeinspeisung (6.567 MW) beläuft sich auf rund 30 % der gesamten geplanten Einspeiseleistung bzw. einem Anteil von 45 % an der geplanten Einspeiseleistung konventioneller Anlagen (ohne Kernenergie, Lauf- und Speicherwasser). Maßgebliche Energieträger bei der wärmebedingten Einspeisung sind Braunkohle mit 2.900 MW (53 %) und Erdgas mit 1.398 MW (26 %). Für Braunkohle liegt der Anteil der mit Wärmeerzeugung verbundenen Stromerzeugung bei rund 34 % und für Erdgas bei rund 59 % des Planwertes Produktion. Die Differenz zwischen der geplanten Einspeiseleistung und der unteren Leistungsgrenze setzt sich zusammen aus freier negativer Leistung, negativer Besicherungsleistung sowie der Vorhaltung für negative Regelleistung. Im Energieinformationsnetz wurde für die relevante Stunde in Summe 1.120 MW negative Regelleistung gemeldet. Insgesamt wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber ein Bedarf an negativer Regelleistung in Höhe von insgesamt 2.622 MW ausgeschrieben. Der Gesamtwert der negativen Besicherungsleistung beträgt 1.045 MW. Die freie negative Leistung beläuft sich in der relevanten Stunde auf 1.482 MW.

An der unteren Leistungsgrenze erreichen Braunkohle und Kernenergie einen Anteil von zusammen 77 %. Sofern Daten aus der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern zu den Gründen der unteren Leistungsgrenze vorliegen, werden in 86 % der Fälle technische Gründe für die Mindestleistung angegeben. Bei dem Energieträger Kernenergie wird die untere Leistungsgrenze nahezu vollständig auf technische Gründe zurückgeführt.

Die Mindesterzeugung beläuft sich in der relevanten Stunde auf 4.647 MW. Sie setzt sich zusammen aus negativer Regelleistung (2.622 MW), Besicherung von Regelleistung (150 MW) sowie positivem Redispatch (1.875 MW). Der konventionelle Erzeugungssockel beträgt 18.826 MW. Die Mindesterzeugung ist höher als der ausgewiesene Wert von 4.647 MW, da durch den konventionellen Erzeugungssockel auch Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung und Kurzschlussleistung implizit erbracht werden, die derzeit nicht quantifiziert werden können. Diese implizit erbrachten Systemdienstleistungen sind der Mindesterzeugung hinzuzurechnen.

1.2 18.11.2015

1.2.1 Netzsituation

Stunde	Erzeugung Gesamt	Erzeugung PV und Wind	Last	Residuallast	Handelssaldo (Nettoexport)	Physikalischer Fluss (Export-richtung)	Strompreis
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[€/MWh]
2-3	63.548	31.318	48.234	16.916	10.664	14.127	-19,95
Tages-Max	80.077	37.238	73.522	51.259	10.848	14.127	50,99

Tabelle 5: Rahmendaten 18.11.2015

An diesem Tag wurde in den Nachtstunden viel Strom aus Windanlagen eingespeist, bei vergleichsweise geringer Last. Die Residuallast (hier: Last - Erzeugung PV und Wind) lag bei 16.916 MW zwischen 2 und 3 Uhr nachts und damit auf dem niedrigsten Niveau dieses Tages. In den ersten fünf Stunden des Tages traten negative Preise auf, sodass Deutschland einen Exportüberschuss aufwies. Es traten hohe Nord-Süd-Transporte im deutschen Übertragungsnetz auf. Weiterhin traten vertikale Netzengpässe auf, weil ein Großteil des eingespeisten Stroms aus EE-Anlagen vom Verteilnetz ins Übertragungsnetz weitergeleitet wurde, um dann zum Verbrauchsort abtransportiert werden zu können.

Von den negativen Preisen profitierten die Pumpspeicherkraftwerke. In der relevanten Stunde wurden bis zu 5.000 MW Bezug durch Pumpbetrieb erreicht, der größte Wert an allen betrachteten Tagen.

Bei Einspeisemanagement-Maßnahmen wurden 1.420 MW im Norden eingesenkt. Weitere 835 MW wurden in Marktkraftwerken im Norden im negativen Redispatch eingesenkt. Positiver Redispatch war ebenfalls notwendig in Süddeutschland im Umfang von 893 MW mit Marktkraftwerken und 399 MW mit Reservekraftwerken.

Reservekraftwerke werden seit 2011 kontrahiert. Dies sind Kraftwerke in Deutschland, welche aus netztechnischer Sicht als systemrelevant ausgewiesen wurden, da ohne sie die Netzstabilität in bestimmten Situationen gefährdet wäre. Zu den Reservekraftwerken in Deutschland werden zusätzlich noch Verträge mit ausländischen Betreibern getroffen, um Kraftwerke zu sichern, welche auf bekannte Engpässe sensibler wirken als die Reservekraftwerke in Deutschland. Die Reservekraftwerke werden erst dann eingesetzt, wenn Redispatch mit Marktkraftwerken aufgrund deren Sensitivität und Mengen deutlich ineffektiver ist, als mit Reservekraftwerken.

1.2.2 Geplante Einspeiseleistung

Durch Subtraktion der Erzeugung aus PV und Wind (31.318 MW) von der gesamten Erzeugung (63.548 MW) in der relevanten Stunde 2 bis 3 Uhr ergibt sich ein Wert von 32.230 MW. Die geplante Einspeiseleistung (Prod_plan) gemäß den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (ohne Pumpspeicher) liegt bei 25.939 MW. Demnach decken die berücksichtigten Daten im Energieinformationsnetz rund 80 % der gesamten Erzeugung in dieser Stunde abzüglich der Erzeugung aus PV und Wind ab.

In der maßgeblichen Stunde, mit einem negativen Preis von -19,95 €/MWh, ist die Einspeisung der Pumpspeicher gemäß den Daten aus dem Energieinformationsnetz mit 17 MW sehr niedrig. Demnach ist der Einfluss dieser Streichung auf die Aussagekraft der Auswertung vernachlässigbar.

Geplante Einspeiseleistung nach Energieträger, 18.11.2015, 2-3 Uhr

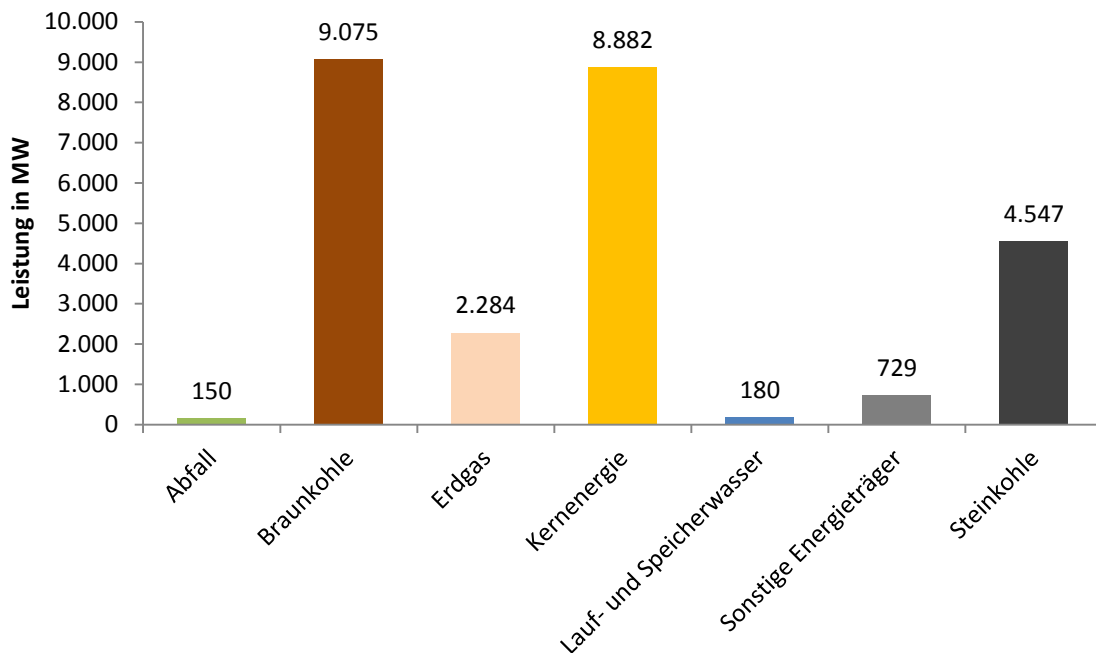


Abbildung 11: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung nach Energieträger 18.11.2015

Mit 35 % Braunkohle und 34 % Kernenergie bilden diese beiden Energieträger zusammen bereits 69 % der geplanten Einspeiseleistung. Einen niedrigeren Anteil weist der Energieträger Steinkohle (18 %) auf, sowie ein nochmals geringerer Anteil entfällt mit 9 % auf den Energieträger Erdgas. Mit diesen vier Energieträgern werden rund 96 % der geplanten Einspeiseleistung abgedeckt.

Die gemäß der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern gemeldete wärmebedingte Stromeinspeisung liegt in der relevanten Stunde bei insgesamt 6.803 MW. Dies entspricht einem Anteil von 26 % an der gesamten geplanten Einspeiseleistung bzw. einem Anteil von 40 % an der geplanten Einspeiseleistung konventioneller Anlagen (ohne Kernenergie, Lauf- und Speicherwasser). Die wärmebedingte Stromeinspeisung teilt sich gemäß Angaben der Kraftwerksbetreiber auf in 1.786 MW Prozesswärme und 4.493 MW Fernwärme. Fernwärmeerzeugung mit rund 66 % Anteil (vor der Prozesswärmeerzeugung mit rund 26 %) ist demnach der maßgebliche Faktor bei der Wärmeerzeugung in der relevanten Stunde am 18.11.2015.

Von den 6.803 MW konnten 5.910 MW den einzelnen Kraftwerken aus den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten zugeordnet werden. Die maßgeblichen Energieträger bei der Wärmeinspeisung sind Braunkohle mit 3.207 MW (47 %), Erdgas mit 1.462 MW (22 %) und Steinkohle mit 845 MW (12 %). Die geplante Einspeiseleistung für Braunkohle liegt bei 9.075 MW und für Erdgas liegt diese bei 2.284 MW. Damit liegt der

auf Basis der vorliegenden Daten erklärbarer Anteil der mit Wärmeerzeugung verbundenen Stromerzeugung für Braunkohle bei rund 35 % und für Erdgas bei rund 64 %.

1.2.3 Untere Leistungsgrenze

Die untere Leistungsgrenze (Prod_min) liegt gemäß der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten bei 20.778 MW in der relevanten Stunde 2 bis 3 Uhr. Damit liegt die untere Leistungsgrenze um 5.161 MW unterhalb des Planwertes Produktion von 25.939 MW.

Die nachfolgende Grafik schlüsselt den Gesamtwert der unteren Leistungsgrenze entsprechend den einzelnen Energieträgern auf:

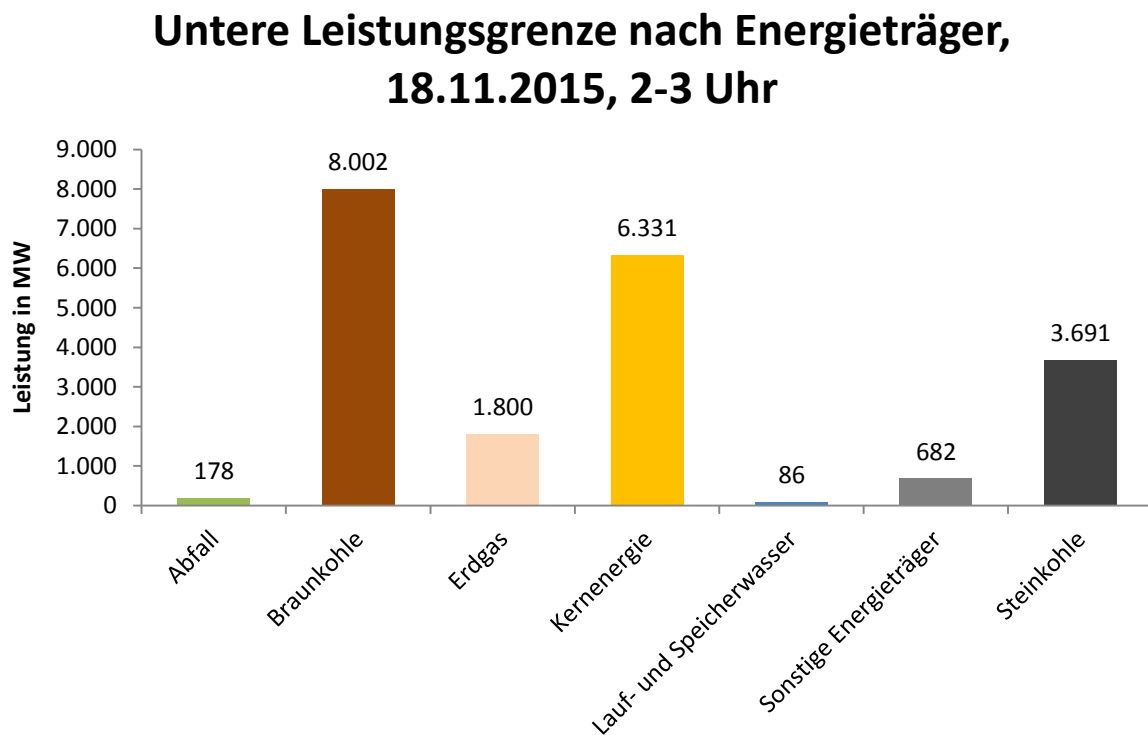


Abbildung 12: Zusammensetzung untere Leistungsgrenze nach Energieträger 18.11.2015

Der prozentuale Anteil des Energieträgers Braunkohle an der unteren Leistungsgrenze liegt um vier Prozentpunkte höher im Vergleich zum prozentualen Anteil dieses Energieträgers an der geplanten Einspeiseleistung, während der prozentuale Anteil von Kernenergie um vier Prozentpunkte sinkt. Die Anteile von Steinkohle und Erdgas bleiben gleich. Insgesamt umfassen Braunkohle (39 %) und Kernenergie (30 %) zusammen 69 % der unteren Leistungsgrenze, während Steinkohle (18 %) und Erdgas (9 %) einen summierten Anteil von 27 % der unteren Leistungsgrenze bilden. Mit diesen vier Energieträgern werden rund 95 % des Planwertes Produktion abgedeckt.

In der Abfrage der Kraftwerksbetreiber sollten diese für die relevante Stunde angeben, aus welchen Gründen für einen einzelnen Kraftwerksblock der Wert für die untere Leistungsgrenze größer Null ist. Von der gesamten unteren Leistungsgrenze in Höhe von 20.778 MW in der relevanten Stunde wurden in der Abfrage der Kraftwerksbetreiber 14.386 MW und damit rund 69 % der gesamten unteren Leistungsgrenze erfasst.

Gründe für untere Leistungsgrenze, 18.11.2015, 2-3 Uhr

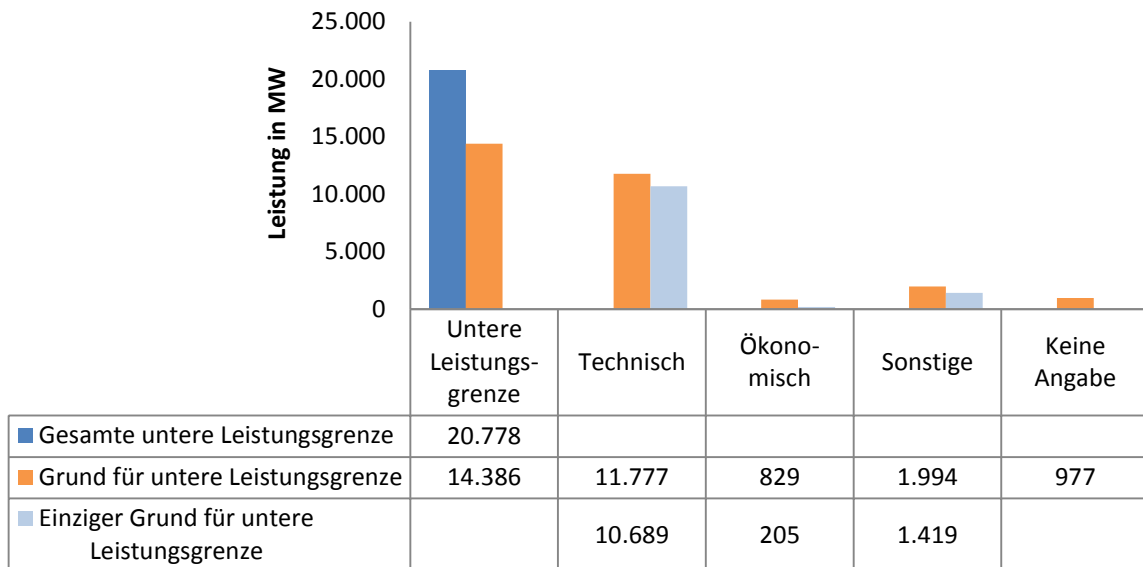


Abbildung 13: Gründe für untere Leistungsgrenze 18.11.2015

Als häufigste Gründe wurden bei 82 % der unteren Leistungsgrenze technische Gründe angeführt. Eine Analyse der Gründe je Energieträger zeigt, dass für die 6.331 MW der unteren Leistungsgrenze von Kernenergie zu 78 % (4.930 MW) technische Gründe angegeben werden. Weitere 5.062 MW der gesamten unteren Leistungsgrenze von Braunkohle (8.002 MW) basieren auf technischen Gründen. Mit diesen beiden Energieträgern lassen sich damit 85 % des insgesamt gemeldeten Wertes von 11.777 MW für technische Gründe der unteren Leistungsgrenze abdecken.

1.2.4 Negative Leistungspotentiale

In der relevanten Stunde liegt die Summe der einzelnen negativen Leistungspotentiale und der unteren Leistungsgrenze (vgl. Abbildung 14) mit insgesamt 26.550 MW um 611 MW oberhalb des gemeldeten Gesamtwertes für die geplante Einspeiseleistung in Höhe von 25.939 MW (vgl. B2.1 für weitere Erläuterungen zu den Daten).

Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung, 18.11.2015, 2-3 Uhr

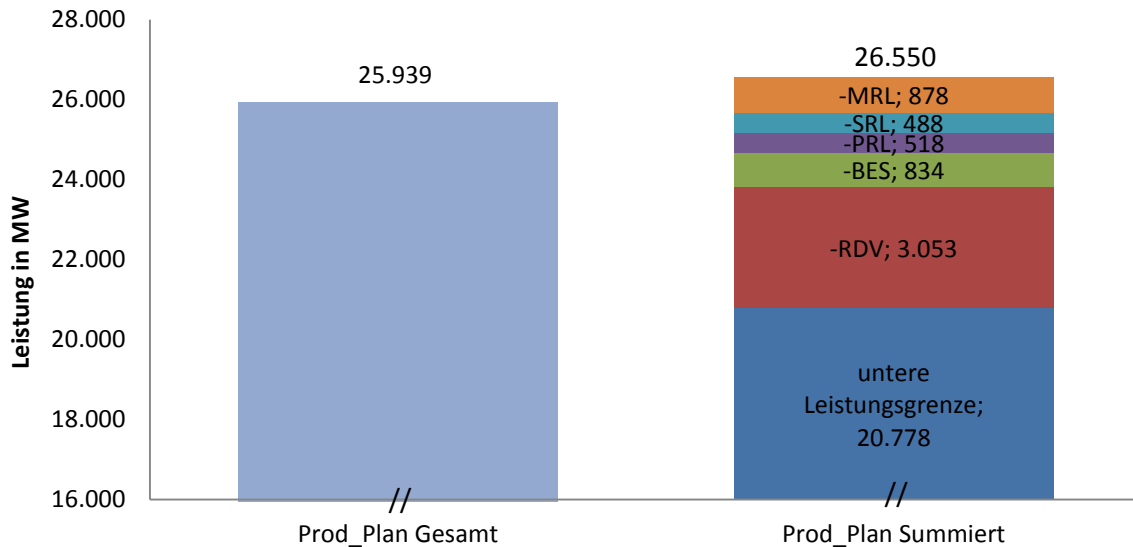


Abbildung 14: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung 18.11.2015

Ein Vergleich der gemeldeten Kraftwerkseinsatzplanungsdaten zur Vorhaltung der einzelnen negativen Regelleistungsarten (in Summe 1.884 MW) mit dem durch die Übertragungsnetzbetreiber ausgeschriebenen Bedarf (in Summe 3.457 MW, ohne Pumpspeicher) zeigt die folgende Abbildung.

Regelleistungsvorhaltung durch einspeisende Kraftwerke, 18.11.2015, 2-3 Uhr

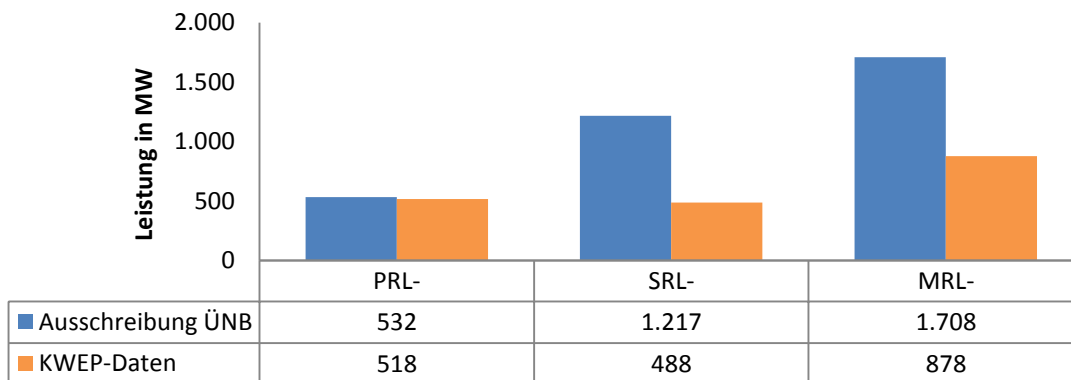


Abbildung 15: Vergleich Regelleistung gemäß ÜNB-Ausschreibungen (abzgl. PSW Einträge) und KWEP-Daten 18.11.2015

Die negative Primärregelleistung ist mit rund 97 % in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten abgebildet, die negative Sekundärregelleistung nur mit 40 % und die negative Minutenreserveleistung nur noch mit 51 %.

Das negative Redispatchvermögen (freie negative Leistung) beträgt in der relevanten Stunde 3.054 MW. Hiervon lassen sich 2.581 MW einem Energieträger zuordnen. Dabei ergibt sich die in der folgenden Abbildung dargestellte Verteilung der freien negativen Leistung auf die einzelnen Energieträger. Die meiste freie negative Leistung entfällt demnach auf Kernenergie (1.694 MW), gefolgt von Steinkohle (696 MW).

Zusammensetzung freie negative Leistung nach Energieträger, 18.11.2015, 2-3 Uhr

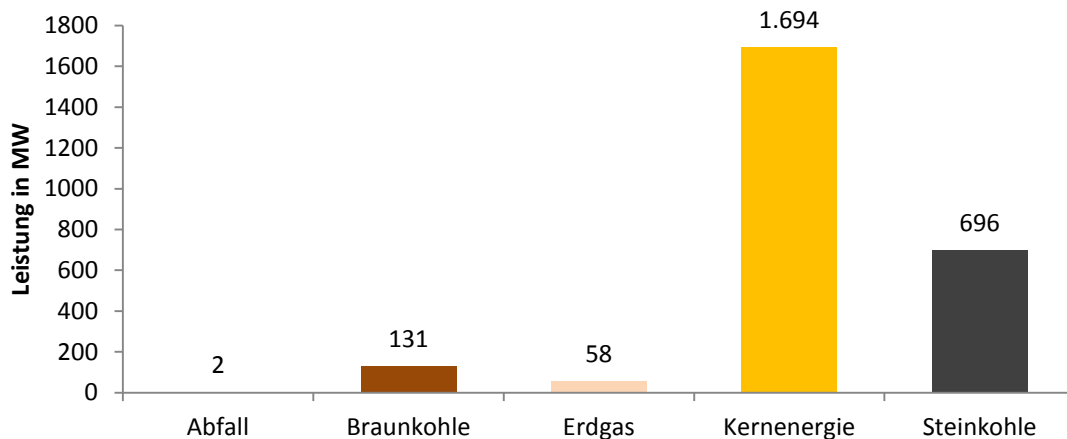


Abbildung 16: Zusammensetzung freie negative Leistung nach Energieträger 18.11.2015

Die freie negative Leistung in Höhe von 3.054 MW könnte aus Sicht der Kraftwerksbetreiber auf Anweisung durch die Übertragungsnetzbetreiber heruntergefahren werden. Demgegenüber betrug die eingesenkte Leistung bei EE-Anlagen in der relevanten Stunde (2-3 Uhr am 18.11.2015) 1.420 MW. Die freie negative Leistung konnte jedoch vor allem aufgrund ihrer geografischen Lage in Süd- und Westdeutschland nicht zur Reduzierung des Einspeisemanagements eingesetzt werden. Der kleinere Teil der freien negativen Leistung in Norddeutschland konnte aufgrund ihrer Lage im Übertragungsnetz ebenfalls nicht zur Reduzierung des Einspeisemanagements beitragen.

Der Gesamtwert der negativen Besicherungsleistung beträgt 834 MW. In der Abfrage der Kraftwerksbetreiber konnten hiervon 447 MW zugeordnet werden. Vor allem Wärmeverpflichtungen, mit 309 MW, werden als Hauptgrund für negative Besicherungsleistung angegeben. Es folgen Regelleistung, mit 129 MW, und Bilanzkreis-Besicherung, mit 124 MW. Darüber hinaus verweisen die Kraftwerksbetreiber auf "sonstige Gründe", die aber im Fragebogen nicht weiter spezifiziert wurden. Hier könnte es sich beispielsweise um Prozessdampfverpflichtungen (in Abgrenzung zur Wärmeverpflichtung), oder notwendige Brennstoffverwertungen (z.B. bei Abfall oder Klärgas) handeln. Dies sind aber auch hier nur Vermutungen.

Gründe für negative Besicherungsleistung, 18.11.2015, 2-3 Uhr

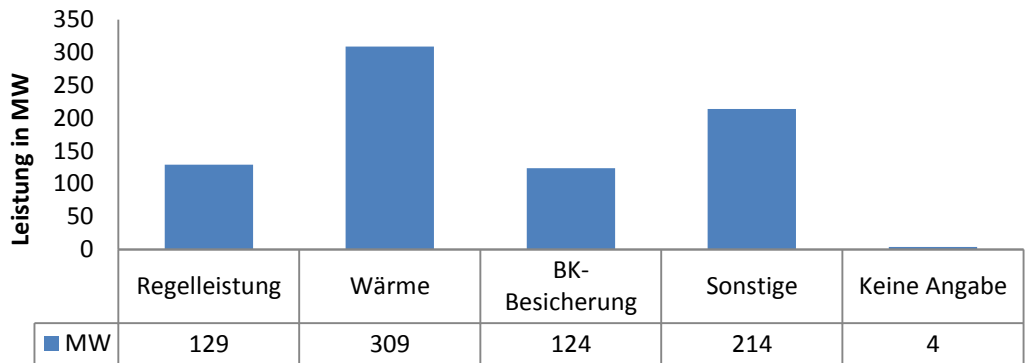


Abbildung 17: Gründe für negative Besicherungsleistung 18.11.2015

1.2.5 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

In der folgenden Abbildung werden die einzelnen Elemente der Erzeugung, die sich der Mindesterzeugung zuordnen lassen, gemeinsam mit dem konventionellen Erzeugungssockel dargestellt. Der konventionelle Erzeugungssockel beinhaltet zudem Mindesterzeugung, die derzeit nicht weiter quantifiziert werden kann.

Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel, 18.11.2015, 2-3 Uhr

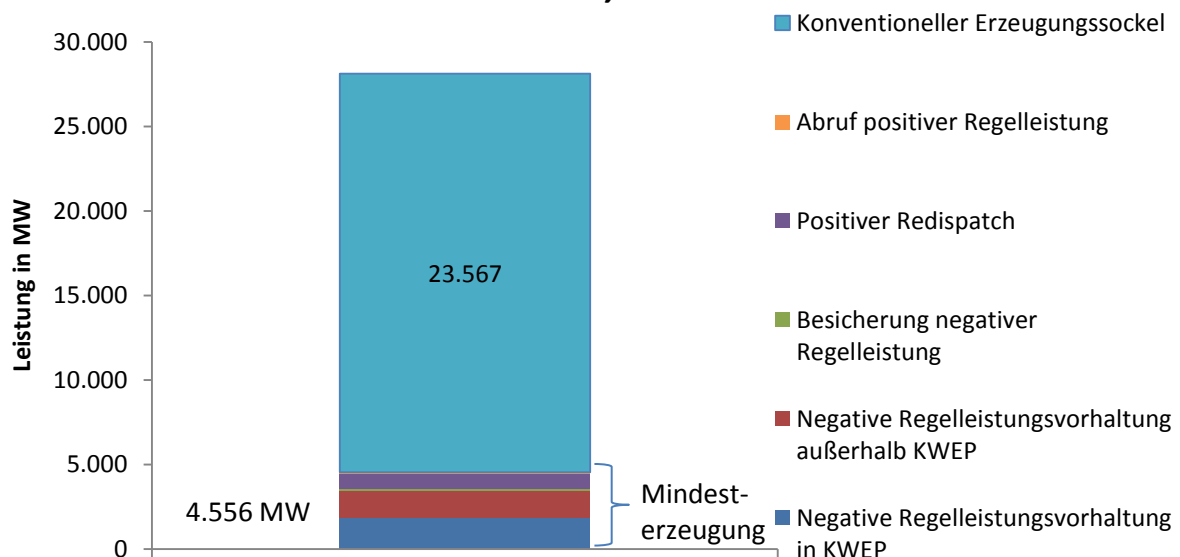


Abbildung 18: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 18.11.2015

Die einzelnen negativen Regelleistungsarten (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) belaufen sich gemäß der gemeldeten Daten zur Kraftwerkseinsatzplanung auf 1.884 MW. Hinzu kommen

weitere 1.573 MW negativer Regelleistung, die nicht in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten erfasst sind. In der Abfrage der Kraftwerksbetreiber wurden von der gesamten negativen Besicherungsleistung 129 MW der Besicherung von Regelleistung zugeordnet. Weitere 893 MW werden in der relevanten Stunde von den Übertragungsnetzbetreibern zum positiven Redispatch eingesetzt. Zudem erfolgte ein Abruf von positiver Sekundärregelleistung in Höhe von 77 MW. Dies ergibt in Summe eine Mindesterzeugung von 4.556 MW.

Die gesamte geplante Einspeiseleistung (26.550 MW) plus des nicht in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten erfassten Anteils der negativen Regelleistung (1.573 MW) abzüglich der Mindesterzeugung (4.556 MW) ergibt den konventionellen Erzeugungssockel (23.567 MW). Demgegenüber lag die Erzeugung aus PV und Wind in dieser Stunde bei 31.318 MW.

Der tatsächliche Wert für die Mindesterzeugung liegt aufgrund der im konventionellen Erzeugungssockel implizit enthaltenen Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung und Kurzschlussleistung höher als der ausgewiesene Wert von 4.556 MW für die Mindesterzeugung, jedoch kann der implizit enthaltene Anteil derzeit nicht quantifiziert werden.

1.2.6 Zusammenfassende Analyse für den 18.11.2015

Die Analyse der geplanten Einspeiseleistung (25.939 MW) für die untersuchte Stunde 2-3 Uhr am 18.11.2015 weist Braunkohle und Kernenergie mit zusammen knapp 70 % der in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten insgesamt erfassten Leistungswerte als Hauptenergieträger aus.

Die wärmebedingte Stromeinspeisung (6.803 MW) beläuft sich auf rund 26 % an der gesamten geplanten Einspeiseleistung bzw. einem Anteil von 40 % an der geplanten Einspeiseleistung konventioneller Anlagen (ohne Kernenergie, Lauf- und Speicherwasser). Maßgebliche Energieträger bei der wärmebedingten Einspeisung sind Braunkohle mit 3.207 MW (47 %) und Erdgas mit 1.462 MW (22 %). Für Braunkohle liegt der Anteil der mit Wärmeerzeugung verbundenen Stromerzeugung bei rund 35 % und für Erdgas bei rund 64 % des Planwertes Produktion. Maßgeblicher Faktor bei der Wärmeerzeugung in der relevanten Stunde am 18.11.15 ist Fernwärme mit rund 66 % Anteil vor Prozesswärme mit rund 26 %.

Die aus den negativen Leistungspotentialen gebildete Differenz zwischen der geplanten Einspeiseleistung und der unteren Leistungsgrenze setzt sich wie folgt zusammen. Im Energieinformationsnetz wurde für die relevante Stunde in Summe 1.884 MW negative Regelleistung gemeldet. Insgesamt wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber ein Bedarf an negativer Regelleistung in Höhe von insgesamt 3.457 MW ausgeschrieben. Der Gesamtwert der negativen Besicherungsleistung beträgt 834 MW. Die freie negative Leistung beläuft sich in der relevanten Stunde auf 3.054 MW.

Technische Gründe wurden von 82 % der Kraftwerksbetreiber als Begründung der unteren Leistungsgrenze angeführt, dieser Wert liegt demnach leicht unterhalb der Angabe von 86 % am 06.09. Der Wert für die Wärmeerzeugung war am 18.11. auf leicht höherem Niveau im Vergleich zum 06.09.

Die Mindesterzeugung beläuft sich in der relevanten Stunde auf 4.556 MW. Sie setzt sich zusammen aus negativer Regelleistung (3.457 MW), Besicherung von Regelleistung (129 MW), positivem Redispatch (893 MW) sowie dem Abruf positiver Sekundärregelleistung (77 MW). Der konventionelle Erzeugungssockel beträgt 23.567 MW. Die Mindesterzeugung ist höher als die ausgewiesene Mindesterzeugung von 4.556 MW, da durch den konventionellen Erzeugungssockel auch implizit Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung und Kurzschlussleistung erbracht werden, die derzeit nicht quantifiziert werden können.

1.3 29. und 30.11.2015

1.3.1 Netzsituation

Stunde	Erzeugung Gesamt	Erzeugung PV und Wind	Last	Residuallast	Handelssaldo (Nettoexport)	Physikalischer Fluss (Export-richtung)	Strompreis
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[€/MWh]
29.11.15							
4-5	59.704	29.262	44.990	15.728	11.399	14.094	-0,96
Tages-Max	70.532	32.256	61.799	31.326	12.550	14.513	20,91
30.11.15							
3-4	61.354	29.474	47.140	17.666	9.890	13.105	-0,99
Tages-Max	80.656	29.474	76.166	56.322	10.685	13.452	47,00

Tabelle 6: Rahmendaten 29. und 30.11.2015

Da die Netzsituation für diese beiden Tage sehr ähnlich war, werden sie zusammen betrachtet. Die Stunden mit negativen Preisen, gerade unter Null, liegen jeweils in den Nachtstunden und am frühen Morgen. Diese waren u. a. bedingt, weil die Einspeisung aus Windanlagen bei ca. 30.000 MW lag und gleichzeitig eine geringe Last zu decken war. Die zu deckende Residuallast lag bei 15.728 MW für den 29.11.15 und bei 17.666 MW für den 30.11.15. Die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken lag ebenfalls auf einem geringen Niveau und zusätzlich waren einige große Kraftwerke in Süddeutschland nicht mehr verfügbar.

Diese Erzeugungssituation führte zu hohen Transiten in Nord-Süd-Richtung und Engpässen im Übertragungsnetz. Die hohe Einspeisung aus Windanlagen hatte im Norden von Deutschland eine Rückspeisung von elektrischer Leistung aus dem unterlagerten Verteilnetz hoch ins Übertragungsnetz zur Folge. Aufgrund der negativen Preise liefen viele Pumpspeicherkraftwerke im Pumpbetrieb bei ca. 3.630 MW für den 29.11.15 in den relevanten Stunde und 4.500 MW in der relevanten Stunde für den 30.11.15. Diese als Last agierenden Pumpspeicher konnten lokal zum Teil das Netz entlasten und die Nord-Süd-Transite etwas begrenzen.

Der Handelssaldo lag an beiden Tagen weit über dem Durchschnittswert von 5.000 MW für das Jahr 2015. Um diese Transportaufgabe und die daraus resultierenden Netzengpässe zu bewältigen, haben die Übertragungsnetzbetreiber verschiedene Maßnahmen angewendet. Es wurden deshalb netzbedingte Maßnahmen, z. B. Topologieänderungen, durchgeführt sowie geplante Revisionen am Übertragungsnetz abgesagt. Weiterhin wurde Redispatch mit deutschen Marktkraftwerken, Einspeisemanagement und Redispatch mit deutschen und ausländischen Reservekraftwerken durchgeführt. Der Umfang belief sich dabei, für den 29.11.2015, auf 1.755 MW Einsenkung bei Windanlagen und 1.235 MW Einsenkung bei Marktkraftwerken im Norden. Für den 30.11.2015, beliefen sich die Maßnahmen auf 1.900 MW Einsenkung bei Windenergieanlagen sowie 700 MW bei Marktkraftwerken im Norden und positiver Redispatch mit Reservekraftwerken von 82 MW. Der positive Redispatch aus am Markt befindlichen Kraftwerken lag am 30.11.2015 bei 635 MW und am 29.11.2015 bei 755 MW und fand in Süddeutschland statt.

1.3.2 Geplante Einspeiseleistung

29.11.2015:

Durch Subtraktion der Erzeugung aus PV und Wind (29.262 MW) von der gesamten Erzeugung (59.704 MW) in der relevanten Stunde 4 bis 5 Uhr ergibt sich ein Wert von 30.442 MW. Die geplante Einspeiseleistung (Prod_plan) gemäß den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (ohne Pumpspeicher) liegt bei 23.432 MW. Demnach decken die berücksichtigten Daten aus dem Energieinformationsnetz rund 77 % der gesamten Erzeugung (abzüglich der Erzeugung aus PV und Wind) in dieser Stunde ab.

In der maßgeblichen Stunde mit einem negativen Preis von -0,96 €/MWh ist die Einspeisung der Pumpspeicher gemäß den Daten aus dem Energieinformationsnetz mit 26 MW sehr niedrig. Demnach ist der Einfluss dieser Streichung auf die Aussagekraft der Auswertung vernachlässigbar.

Geplante Einspeiseleistung nach Energieträger, 29.11.2015, 4-5 Uhr

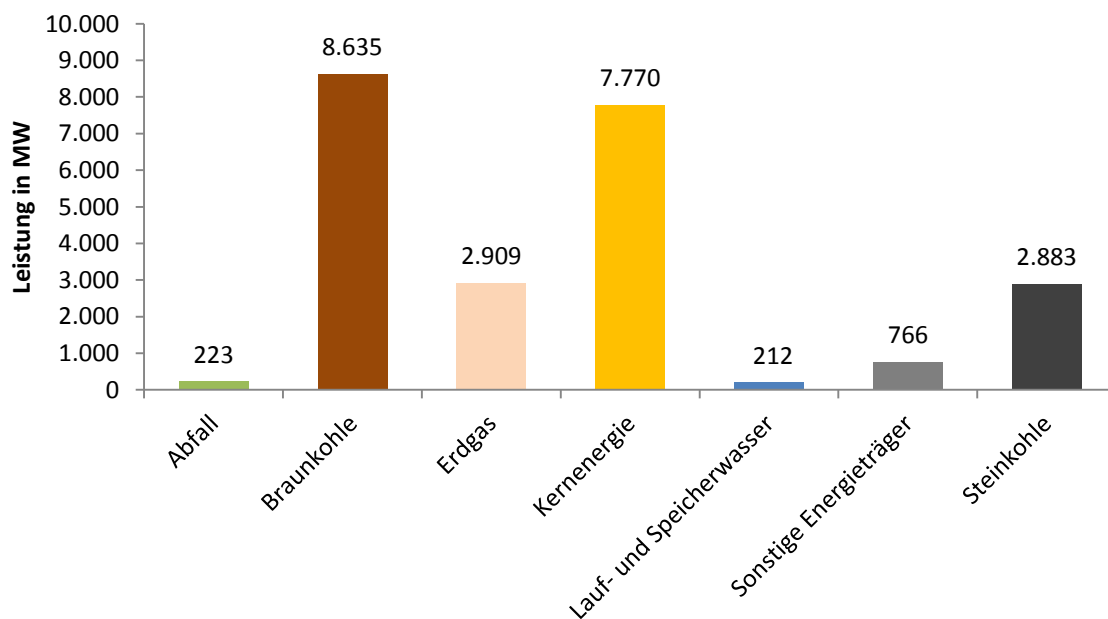


Abbildung 19: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung nach Energieträger 29.11.2015

Mit 37 % (Braunkohle) und 33 % (Kernenergie) bilden diese beiden Energieträger zusammen bereits 70 % der geplanten Einspeiseleistung. Einen niedrigeren Anteil weisen die Energieträger Erdgas sowie Steinkohle mit jeweils 12 % auf. Mit diesen vier Energieträgern werden rund 95 % der geplanten Einspeiseleistung abgedeckt.

Die gemäß der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern gemeldete wärmebedingte Stromeinspeisung liegt in der relevanten Stunde bei insgesamt 7.556 MW. Dies entspricht einem Anteil von 32 % an der gesamten geplanten Einspeiseleistung (23.432 MW) bzw. einem Anteil von 49 % an der geplanten Einspeiseleistung konventioneller Kraftwerke (ohne Kernenergie, Lauf- und Speicherwasser). Die wärmebedingte Stromeinspeisung teilt sich gemäß Angaben der Kraftwerksbetreiber auf in 1.831 MW Prozesswärme und 5.205 MW Fernwärme. Die Fernwärmeerzeugung weist mit rund 69 % den höheren Anteil gegenüber Prozesswärmeerzeugung (rund

24 %) bei der Wärmeerzeugung in der relevanten Stunde am 29.11.2015 auf. Während die Prozesswärmeerzeugung im Vergleich zu den zuvor analysierten Tagen 06.09. und 18.11. auf vergleichbarem Niveau bleibt, steigt die Fernwärmeerzeugung witterungsbedingt durch kühlere Außentemperaturen an.

Von den 7.556 MW konnten 6.517 MW den einzelnen Kraftwerken aus den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten zugeordnet werden. Die maßgeblichen Energieträger bei der Wärmeeinspeisung sind vergleichbar zum 06.09. und 18.11. wiederum Braunkohle mit 3.242 MW (50 %), Erdgas mit 1.794 MW (28 %) und Steinkohle mit 1.109 MW (17 %).

30.11.2015:

Durch Subtraktion der Erzeugung aus PV und Wind (29.474 MW) von der gesamten Erzeugung (61.354 MW) in der relevanten Stunde 3 bis 4 Uhr ergibt sich ein Wert von 31.880 MW. Die geplante Einspeiseleistung (Prod_plan) gemäß den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (ohne Pumpspeicher) liegt bei 25.110 MW. Demnach decken die berücksichtigten Daten aus dem Energieinformationsnetz rund 79 % der gesamten Erzeugung (abzüglich der Erzeugung aus PV und Wind) in dieser Stunde ab.

In der maßgeblichen Stunde mit einem negativen Preis von -0,99 €/MWh ist die Einspeisung der Pumpspeicher gemäß den Daten aus dem Energieinformationsnetz mit 97 MW sehr niedrig. Demnach ist der Einfluss dieser Streichung auf die Aussagekraft der Auswertung vernachlässigbar.

Gepante Einspeiseleistung nach Energieträger, 30.11.2015, 3-4 Uhr

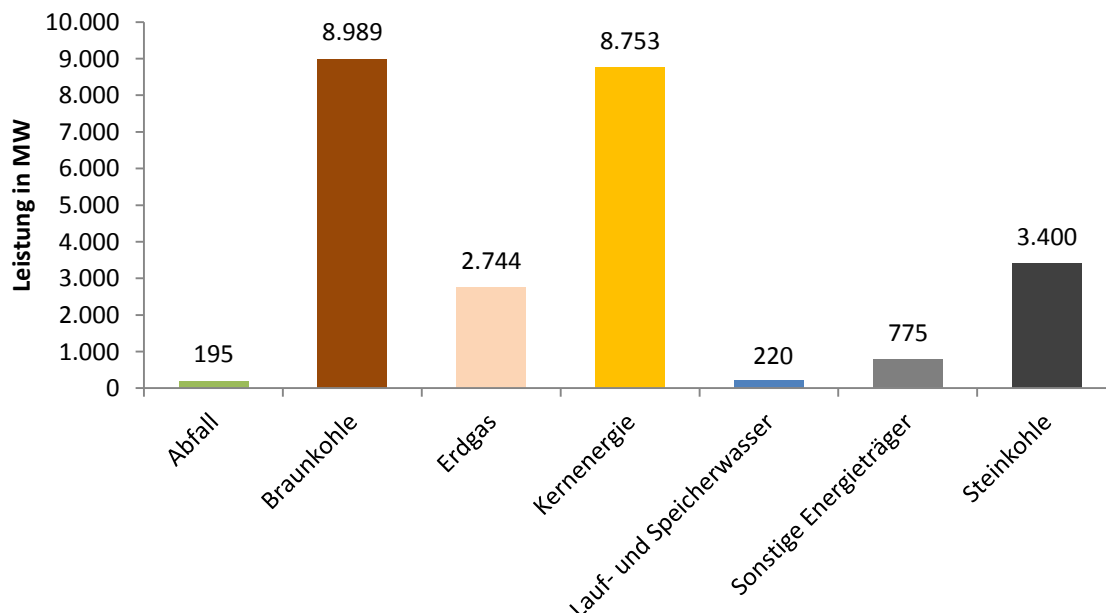


Abbildung 20: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung nach Energieträger 30.11.2015

Mit 36 % (Braunkohle) und 35 % (Kernenergie) bilden diese beiden Energieträger zusammen bereits 71 % der geplanten Einspeiseleistung. Einen niedrigeren Anteil weisen die Energieträger Steinkohle (14 %) sowie Erdgas (11 %) auf. Mit diesen vier Energieträgern werden rund 95 % der geplanten Einspeiseleistung abgedeckt.

Die gemäß der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern gemeldete wärmebedingte Stromeinspeisung liegt in der relevanten Stunde bei insgesamt 7.623 MW. Dies entspricht einem Anteil von 30 % an der gesamten geplanten Einspeiseleistung (25.110 MW) bzw. einem Anteil von 47 % an der geplanten Einspeiseleistung konventioneller Anlagen (ohne Kernenergie, Lauf- und Speicherwasser). Die wärmebedingte Stromeinspeisung teilt sich gemäß Angaben der Kraftwerksbetreiber auf in 1.824 MW (24 %) Prozesswärme und 5.230 MW (69 %) Fernwärme. Die Daten zur Wärmeerzeugung liegen damit am 30.11. auf vergleichbarem Niveau wie am 29.11.

Von den 7.623 MW konnten 6.469 MW den einzelnen Kraftwerken aus den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten zugeordnet werden. Die maßgeblichen Energieträger bei der Wärmeeinspeisung sind wiederum Braunkohle mit 3.215 MW (50 %), Erdgas mit 1.761 MW (27 %) und Steinkohle mit 1.114 MW (17 %).

1.3.3 Untere Leistungsgrenze

29.11.2015:

Die untere Leistungsgrenze (Prod_min) liegt gemäß der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten bei 18.981 MW in der relevanten Stunde 4 bis 5 Uhr. Damit liegt die untere Leistungsgrenze um 4.451 MW unterhalb des Planwertes Produktion von 23.432 MW. Gemäß den einzelnen Energieträgern teilt sich der Gesamtwert der unteren Leistungsgrenze wie folgt auf:

Untere Leistungsgrenze nach Energieträger, 29.11.2015, 4-5 Uhr

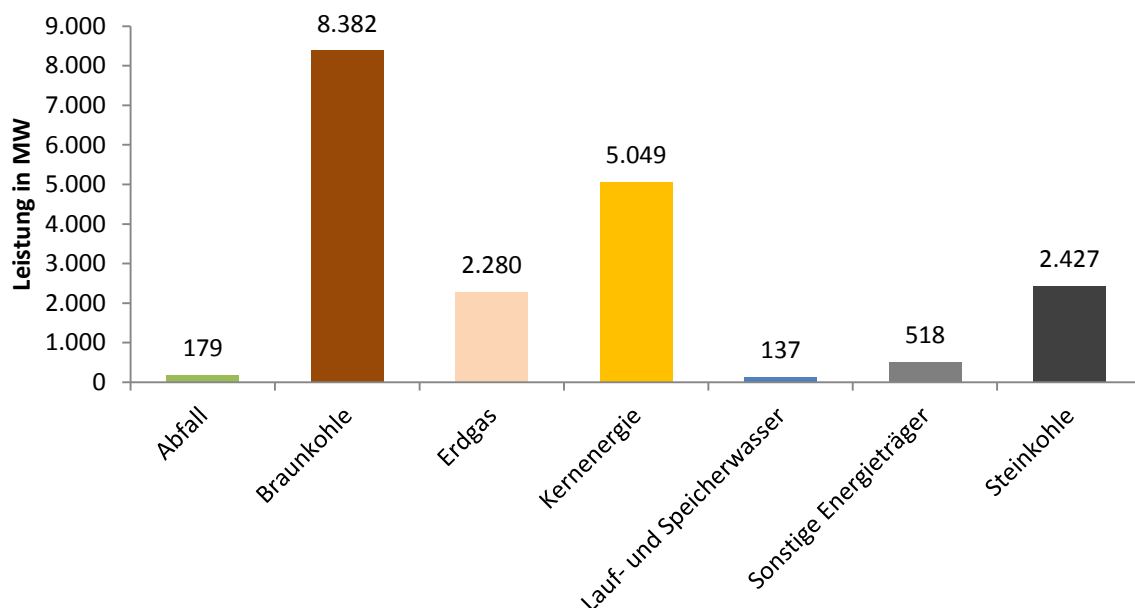


Abbildung 21: Zusammensetzung untere Leistungsgrenze nach Energieträger 29.11.2015

Der prozentuale Anteil des Energieträgers Braunkohle an der unteren Leistungsgrenze liegt um sieben Prozentpunkte höher im Vergleich zum prozentualen Anteil dieses Energieträgers an der geplanten Einspeiseleistung, während der prozentuale Anteil von Kernenergie um sechs Prozentpunkte niedriger ist. Die Anteile von Steinkohle und Erdgas bleiben nahezu gleich. Insgesamt umfassen Braunkohle (44 %) und Kernenergie (27 %) zusammen 71 % der unteren Leistungsgrenze, während Steinkohle (13 %) und Erdgas (12 %) einen summierten Anteil von 25 % der Mindestleistung bilden. Mit diesen vier Energieträgern werden rund 96 % des Gesamtwertes für die untere Leistungsgrenze abgedeckt.

Von der gesamten unteren Leistungsgrenze in Höhe von 18.981 MW in der relevanten Stunde wurden in der Abfrage der Kraftwerksbetreiber 14.318 MW und damit rund 75 % der unteren Leistungsgrenze erfasst.

Gründe für untere Leistungsgrenze, 29.11.2015, 4-5 Uhr

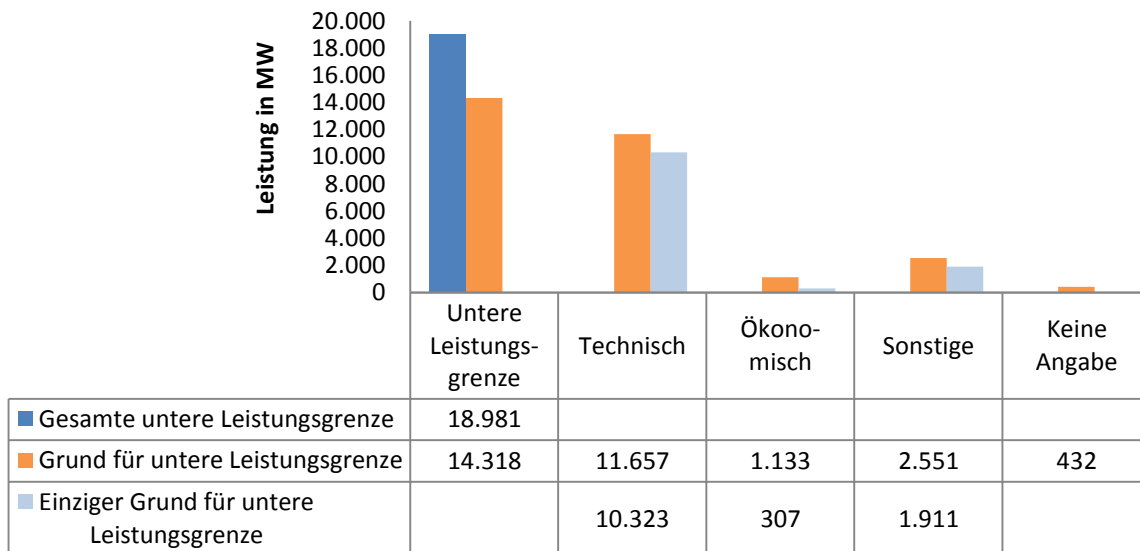


Abbildung 22: Gründe für untere Leistungsgrenze 29.11.2015

Als häufigste Gründe wurden für 81 % der unteren Leistungsgrenze technische Gründe angeführt. Eine Analyse der Gründe je Energieträger zeigt, dass von den 5.049 MW der unteren Leistungsgrenze von Kernenergie für 4.182 MW ausschließlich technische Gründe angegeben werden. Weitere 5.866 MW der gesamten unteren Leistungsgrenze von Braunkohle (8.382 MW) basieren auf technischen Gründen. Mit diesen beiden Energieträgern lassen sich damit 86 % des insgesamt gemeldeten Wertes von 11.657 MW für technische Gründe der unteren Leistungsgrenze abdecken.

30.11.2015:

Die untere Leistungsgrenze liegt gemäß der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten bei 19.147 MW in der relevanten Stunde 3 bis 4 Uhr. Damit liegt die Mindestleistung um 5.963 MW unterhalb des Planwertes Produktion von 25.110 MW.

Untere Leistungsgrenze nach Energieträger, 30.11.2015, 3-4 Uhr

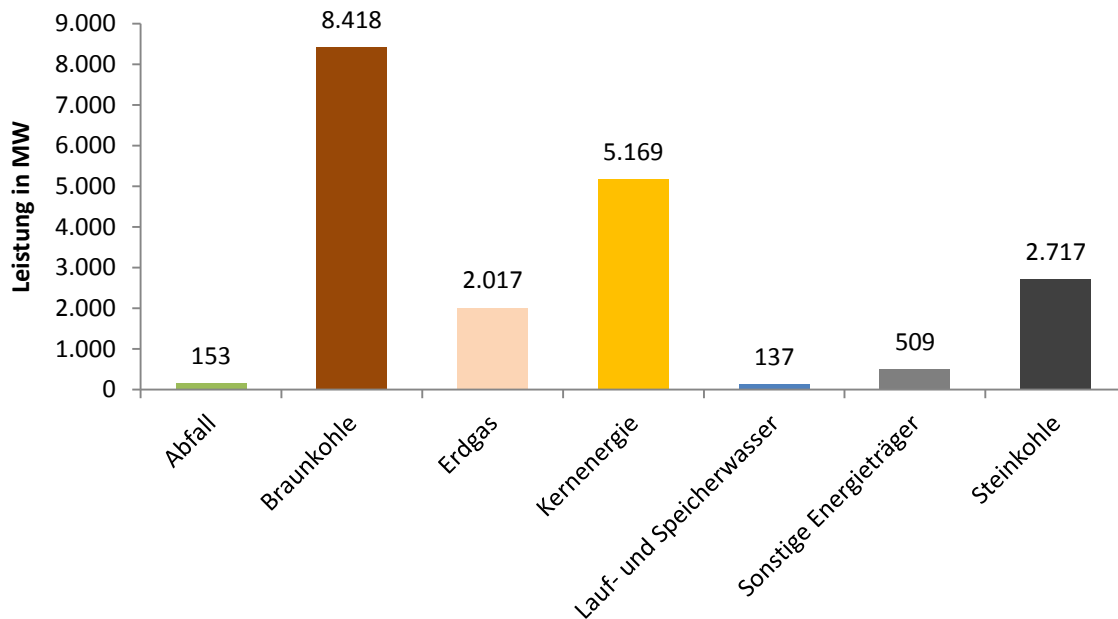


Abbildung 23: Zusammensetzung untere Leistungsgrenze nach Energieträger 30.11.2015

Der prozentuale Anteil des Energieträgers Braunkohle an der unteren Leistungsgrenze liegt um acht Prozentpunkte höher im Vergleich zu dem prozentualen Anteil dieses Energieträgers an der geplanten Einspeiseleistung, wodurch der Energieträger Braunkohle mit 44 % fast die Hälfte der Mindestleistung umfasst. Dagegen sinkt der prozentuale Anteil von Kernenergie um acht Prozentpunkte auf 27 %. Die Anteile von Steinkohle (14 %) und Erdgas (11 %) bleiben gleich.

Von der gesamten unteren Leistungsgrenze in Höhe von 19.147 MW in der relevanten Stunde wurden in der Abfrage der Kraftwerksbetreiber 14.603 MW und damit rund 79 % der Mindestleistung erfasst.

Als häufigste Gründe wurden bei 71 % der unteren Leistungsgrenze technische Gründe angeführt (siehe Abbildung 24). Dieser Wert ist niedriger als an den zuvor analysierten Tagen, bei denen dieser Anteil zwischen 81 % und 86 % lag. Erstmals sind ökonomische Gründe als zweithäufigster Grund mit 19 % genannt.

Gründe für untere Leistungsgrenze, 30.11.2015, 3-4 Uhr

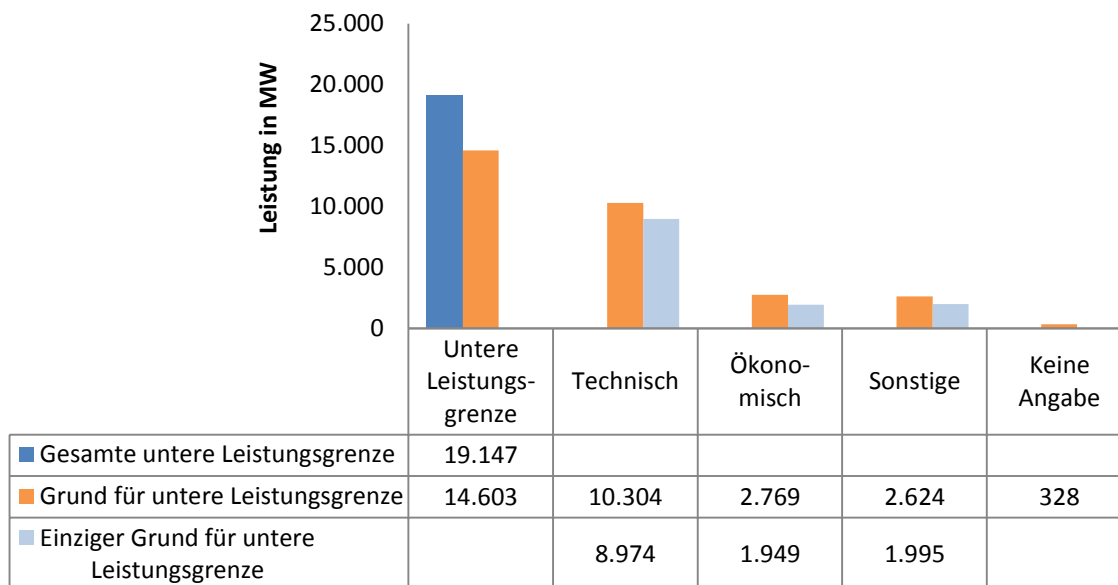


Abbildung 24: Gründe für untere Leistungsgrenze 30.11.2015

1.3.4 Negative Leistungspotentiale

29.11.2015:

Die Abbildung 25 zeigt für die relevante Stunde an diesem Tag: Die Summe der einzelnen negativen Leistungspotentiale und der unteren Leistungsgrenze mit insgesamt 24.506 MW liegt um 1.074 MW oberhalb des gemeldeten Gesamtwertes für die geplante Einspeiseleistung in Höhe von 23.432 MW.

Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung, 29.11.2015, 4-5 Uhr

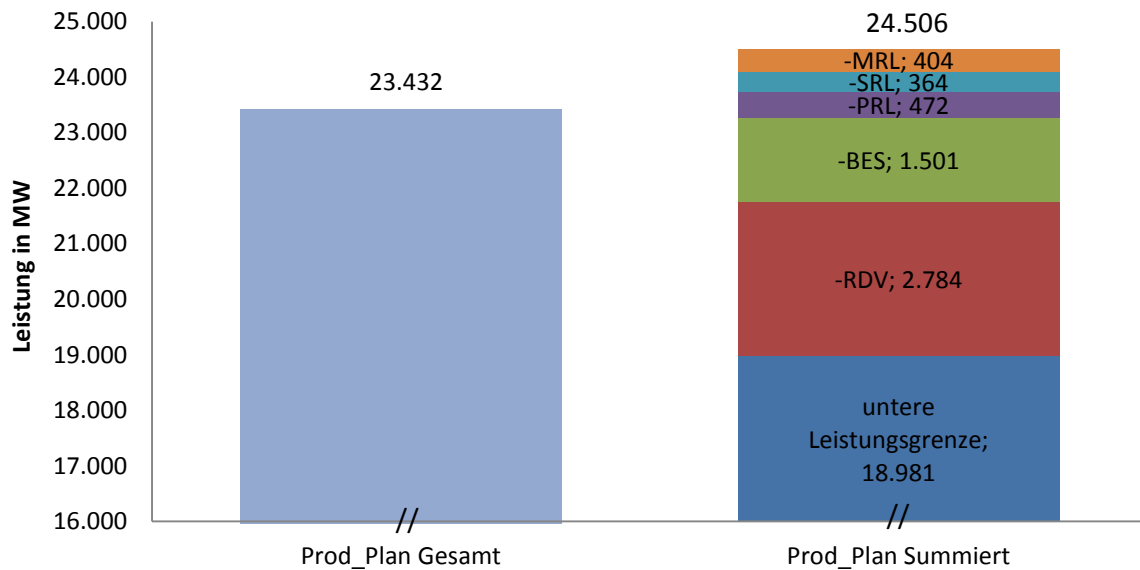


Abbildung 25: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung 29.11.2015

Ein Vergleich der gemeldeten Kraftwerkseinsatzplanungsdaten zur Vorhaltung von negativer Regelleistung (in Summe 1.240 MW) mit dem durch die Übertragungsnetzbetreiber ausgeschriebenen Bedarf (in Summe 3.078 MW, ohne Pumpspeicher) zeigt die folgende Abbildung.

Regelleistungsvorhaltung durch einspeisende Kraftwerke, 29.11.2015, 4-5 Uhr

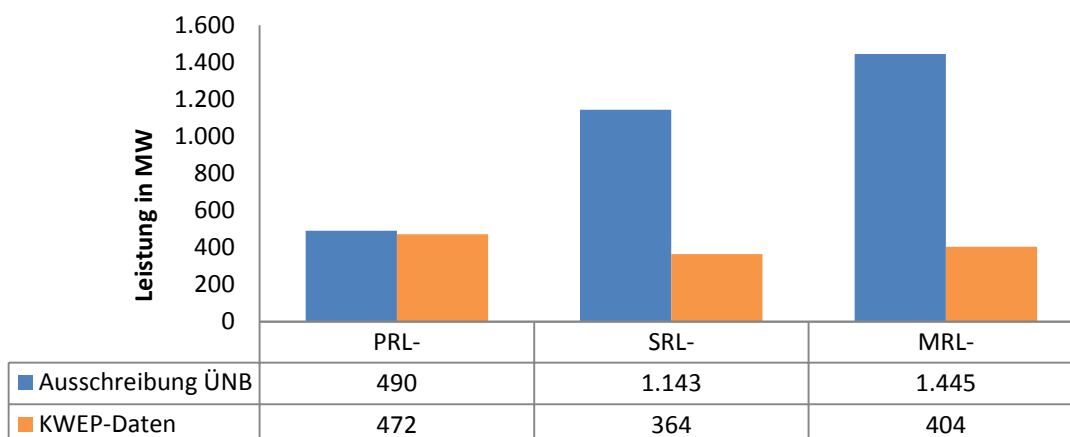


Abbildung 26: Vergleich Regelleistung gemäß ÜNB-Ausschreibungen (abzgl. PSW Einträge) und KWEP-Daten 29.11.2015

Während bei der negativen Primärregelleistung noch rund 96 % in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten abgebildet sind, sind dies bei der negativen Sekundärregelleistung 32 % und bei der negativen Minutenreserveleistung 28 %.

Das negative Redispatchvermögen (freie negative Leistung) beträgt in der relevanten Stunde 2.784 MW. Hiervon lassen sich 2.130 MW einem Energieträger zuordnen. Dabei ergibt sich die in der folgenden Abbildung dargestellte Verteilung der freien negativen Leistung auf die einzelnen Energieträger. Die freie negative Leistung entfällt mit rund 78 % zumeist auf Kernenergie (1.662 MW) und ein deutlich niedrigerer Anteil mit 15 % auf Steinkohle (324 MW).

Zusammensetzung freie negative Leistung nach Energieträger, 29.11.2015, 4-5 Uhr

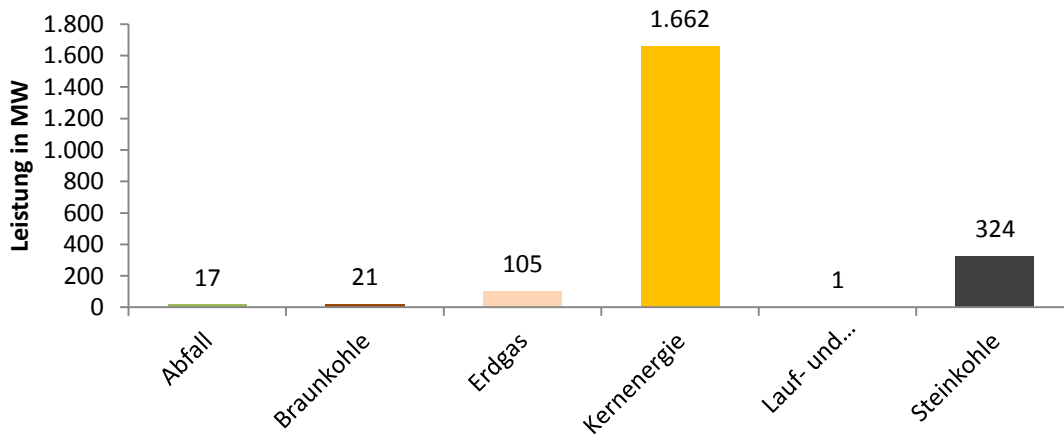


Abbildung 27: Zusammensetzung freie negative Leistung nach Energieträger 29.11.2015

Die freie negative Leistung in Höhe von 2.784 MW könnte aus Sicht der Kraftwerksbetreiber auf Anweisung durch die Übertragungsnetzbetreiber heruntergefahren werden. Demgegenüber betrug die eingesenkte Leistung bei EE-Anlagen in der relevanten Stunde (4-5 Uhr am 29.11.2015) 1.755 MW. Die freie negative Leistung konnte jedoch vor allem aufgrund ihrer geografischen Lage in Süd- und Westdeutschland nicht zur Reduzierung des Einspeisemanagements eingesetzt werden. Ein geringer Teil der freien negativen Leistung in Norddeutschland konnte aufgrund ihrer Lage im Übertragungsnetz ebenfalls nicht zur Reduzierung des Einspeisemanagements beitragen.

Der Gesamtwert der negativen Besicherungsleistung beträgt 1.501 MW. In der Abfrage der Kraftwerksbetreiber konnten hiervon 1.249 MW zugeordnet werden. Regelleistung und Bilanzkreis-Besicherung sind mit jeweils 692 MW die Hauptgründe für negative Besicherungsleistung an diesem Tag. Diese entfallen auf die gleichen Kraftwerke mit dem Energieträger Kernenergie. Es folgen, mit 336 MW, die Wärmeverpflichtungen. Darüber hinaus verweisen die Kraftwerksbetreiber auch hier auf "sonstige Gründe", die aber im Fragebogen nicht weiter spezifiziert wurden. Hier könnte es sich beispielsweise um Prozessdampfverpflichtungen (in Abgrenzung zur Wärmeverpflichtung), oder notwendige Brennstoffverwertungen (z.B. bei Abfall oder Klärgas) handeln. Dies sind aber nur Vermutungen.

Gründe für negative Besicherungsleistung, 29.11.2015, 4-5 Uhr

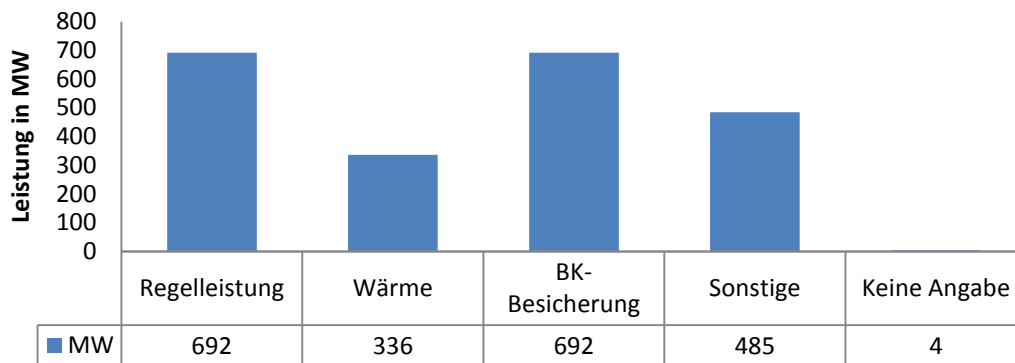


Abbildung 28: Gründe für negative Besicherungsleistung 29.11.2015

30.11.2015:

In der relevanten Stunde liegt die Summe der einzelnen negativen Leistungspotentiale und der unteren Leistungsgrenze mit insgesamt 25.992 MW um 882 MW oberhalb des gemeldeten Gesamtwertes für die geplante Einspeiseleistung (25.110 MW). Das negative Redispatchvermögen (freie negative Leistung) weist mit 3.735 MW bzw. rund 55 % den größten Anteil an den negativen Leistungspotentialen auf.

Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung, 30.11.2015, 3-4 Uhr

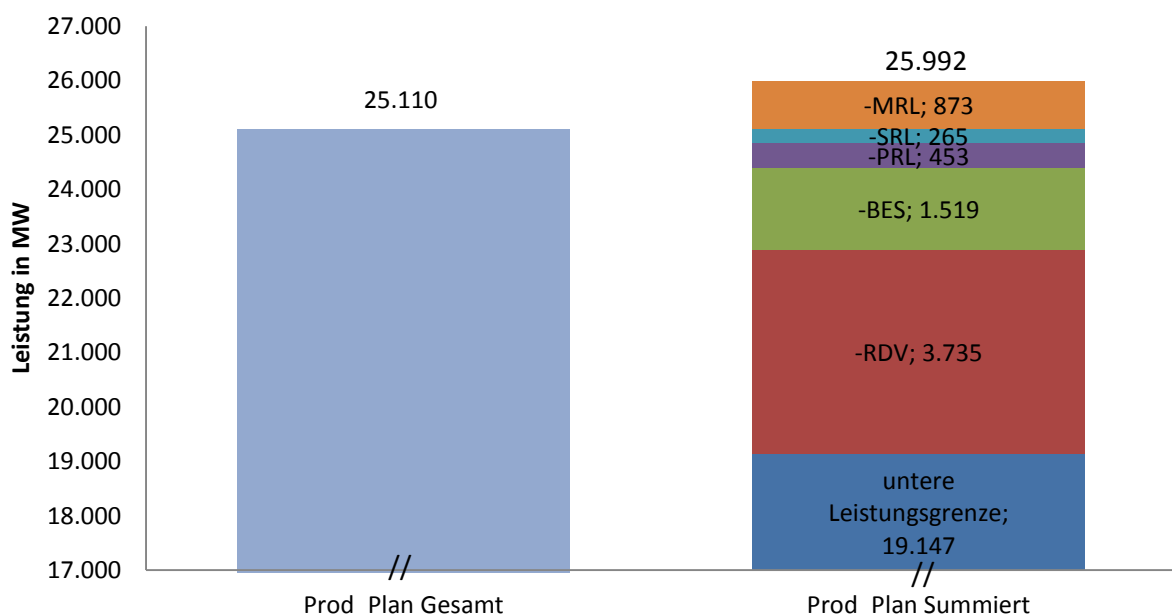


Abbildung 29: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung 30.11.2015

Ein Vergleich der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten zur Vorhaltung negativer Regelleistung (1.591 MW) mit dem durch die Übertragungsnetzbetreiber ausgeschriebenen Bedarf (3.297 MW, ohne Pumpspeicher) zeigt:

Regelleistungsvorhaltung durch einspeisende Kraftwerke, 30.11.2015, 3-4 Uhr

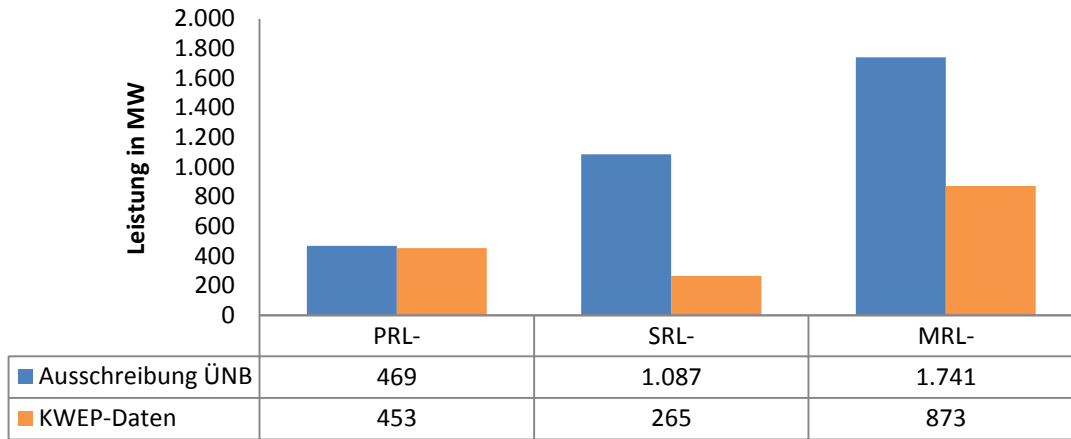


Abbildung 30: Vergleich Regelleistung gemäß ÜNB-Ausschreibungen (abzgl. PSW Einträge) und KWEP-Daten 30.11.2015

Bei der negativen Primärregelleistung sind ca. 97 % in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten abgebildet, bei der negativen Sekundärregelleistung sind dies nur ca. 24 % und bei der negativen Minutenreserveleistung ca. 50 %.

Das negative Redispatchvermögen (freie negative Leistung) liegt bei 3.735 MW. Hiervon können 2.645 MW einem Energieträger zugeordnet werden. Die freie negative Leistung entfällt mit rund 76 % zumeist auf Kernenergie (2.010 MW), ein deutlich niedrigerer Anteil wird mit 14 % von Steinkohle (364 MW) gebildet.

Zusammensetzung freie negative Leistung nach Energieträger, 30.11.2015, 3-4 Uhr

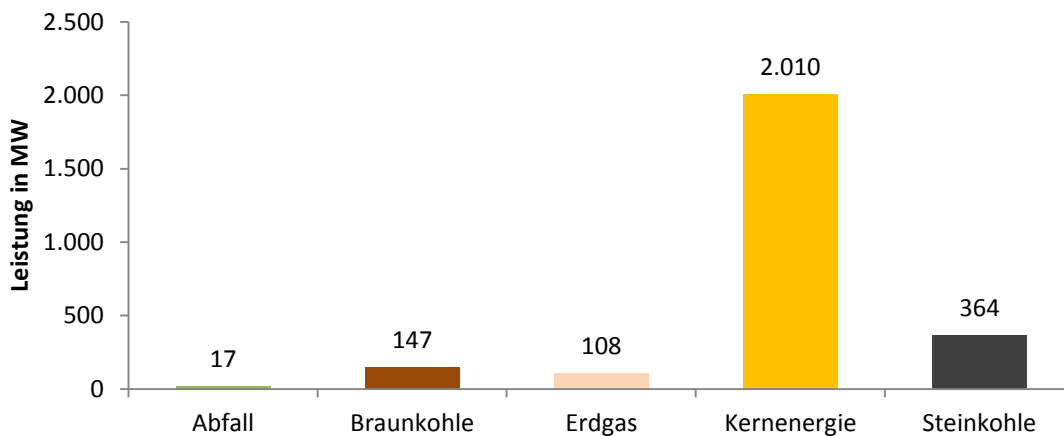


Abbildung 31: Zusammensetzung freie negative Leistung nach Energieträger 30.11.2015

Die freie negative Leistung in Höhe von 3.735 MW könnte aus Sicht der Kraftwerksbetreiber auf Anweisung durch die Übertragungsnetzbetreiber heruntergefahren werden. Demgegenüber betrug die eingesenkte Leistung bei EE-Anlagen in der relevanten Stunde (3-4 Uhr am 30.11.2015) 1.900 MW. Die freie negative Leistung konnte jedoch vor allem aufgrund ihrer geografischen Lage in Süd- und Westdeutschland nicht zur Reduzierung des Einspeisemanagements eingesetzt werden.

Der Gesamtwert der negativen Besicherungsleistung beträgt 1.519 MW und liegt damit auf ähnlichem Niveau wie am Vortag. In der Abfrage der Kraftwerksbetreiber konnten hiervon 1.244 MW zugeordnet werden. Die einzelnen Gründe für die Besicherung erreichen ein vergleichbares Niveau wie die Leistungswerte am 29.11.

Gründe für negative Besicherungsleistung, 30.11.2015, 3-4 Uhr

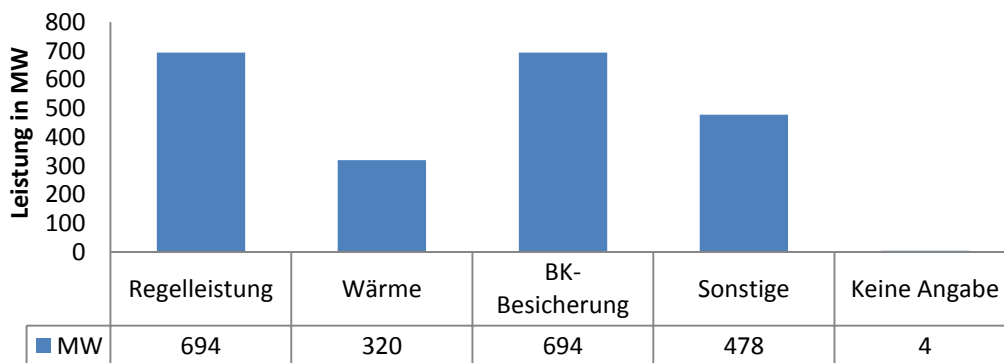


Abbildung 32: Gründe für negative Besicherungsleistung 30.11.2015

1.3.5 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

29.11.2015:

Die einzelnen negativen Regelleistungsarten (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) summieren sich gemäß der gemeldeten Daten zur Kraftwerkseinsatzplanung auf 1.240 MW. Hinzu kommen weitere 1.838 MW negativer Regelleistung, die nicht in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten erfasst sind. In der Abfrage der Kraftwerksbetreiber wurden von der gesamten negativen Besicherungsleistung 692 MW der Besicherung von Regelleistung zugeordnet. Weitere 755 MW werden in der relevanten Stunde von den Übertragungsnetzbetreibern zum positiven Redispatch eingesetzt. Dies ergibt in Summe eine Mindest-erzeugung von 4.525 MW.

Die gesamte geplante Einspeiseleistung (24.506 MW) plus des nicht in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten erfassten Anteils der negativen Regelleistung (1.838 MW) abzüglich der Mindesterzeugung (4.525 MW) ergibt den konventionellen Erzeugungssockel (21.819 MW). Demgegenüber lag die Erzeugung aus PV und Wind in dieser Stunde bei 29.262 MW.

Der tatsächliche Wert für die Mindesterzeugung liegt aufgrund der im konventionellen Erzeugungssockel implizit enthaltenen Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung und Kurzschlussleistung höher als die ausgewiesene Mindesterzeugung von 4.525 MW, jedoch kann dieser derzeit nicht quantifiziert werden.

Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel, 29.11.2015, 4-5 Uhr

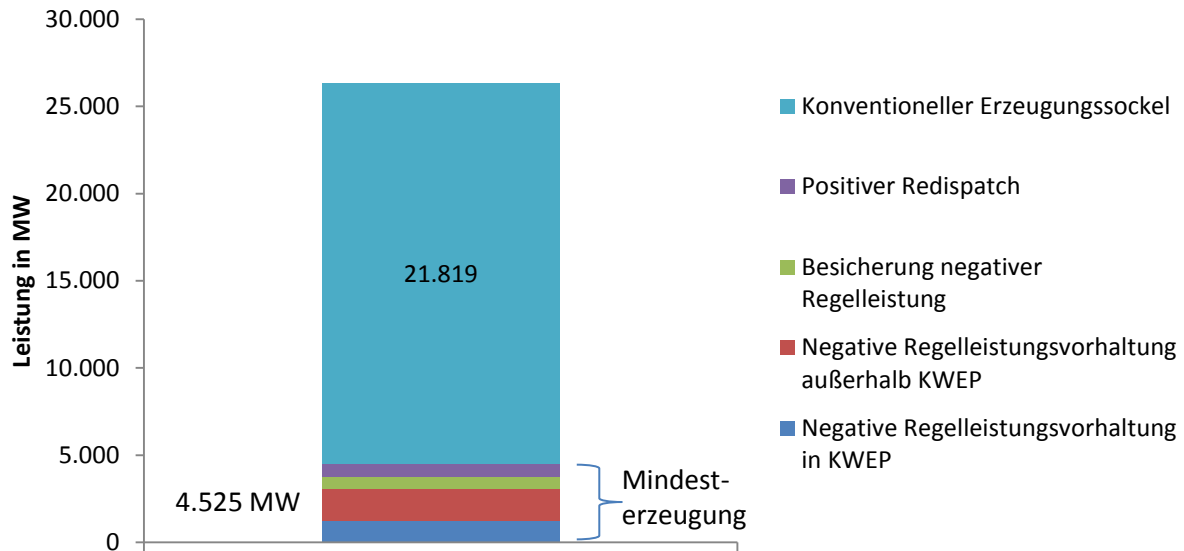


Abbildung 33: Mindestenerzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 29.11.2015

30.11.2015:

Die einzelnen negativen Regelleistungsarten summieren sich am 30.11.2015 in der relevanten Stunde 3-4 Uhr gemäß der gemeldeten Daten zur Kraftwerkseinsatzplanung auf 1.591 MW. Hinzu kommen weitere 1.706 MW negativer Regelleistung, die nicht in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten erfasst sind. In der Abfrage der Kraftwerksbetreiber wurden von der gesamten negativen Besicherungsleistung 694 MW der Besicherung von Regelleistung zugeordnet. Weitere 635 MW werden in der relevanten Stunde von den Übertragungsnetzbetreibern zum positiven Redispatch eingesetzt. Hieraus resultiert in Summe eine Mindestenerzeugung von 4.626 MW.

Die summierte geplante Einspeiseleistung (25.992 MW) plus des nicht in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten erfassten Anteils der negativen Regelleistungen (1.706 MW) abzüglich der Mindestenerzeugung (4.626 MW) ergibt den konventionellen Erzeugungssockel (23.072 MW). Demgegenüber lag die Erzeugung aus PV und Wind in dieser Stunde bei 29.474 MW.

Der tatsächliche Wert für die Mindestenerzeugung liegt aufgrund der im konventionellen Erzeugungssockel implizit enthaltenen Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung und Kurzschlussleistung höher als die ausgewiesene Mindestenerzeugung von 4.626 MW, jedoch kann dieser derzeit nicht quantifiziert werden.

Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel, 30.11.2015, 3-4 Uhr

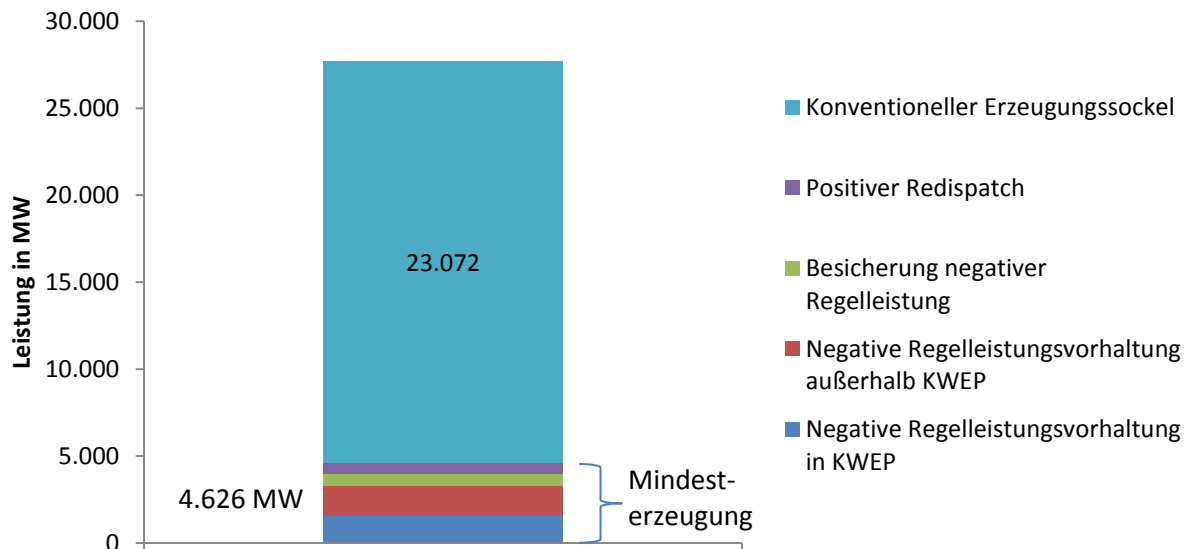


Abbildung 34: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 30.11.2015

1.3.6 Zusammenfassende Analyse für den 29. und 30.11.2015

Bereits in den Rahmendaten zeichnen sich in den beiden untersuchten Stunden des 29.11. (4-5 Uhr) und 30.11. (3-4 Uhr) vergleichbare Werte für Erzeugung, Last, Ex- und Importe sowie Strompreis ab. Das Niveau der geplanten Einspeiseleistung, der unteren Leistungsgrenze sowie der negativen Leistungspotentiale bewegt sich ebenfalls auf vergleichbarem Niveau mit gewissen Abweichungen. Die weitergehenden Analysen zur Zusammensetzung der geplanten Einspeiseleistung und zur unteren Leistungsgrenze ergeben ähnliche Ergebnisse.

So sind Braunkohle und Kernenergie mit zusammen rund 70 % die maßgeblichen Energieträger in der geplanten Einspeiseleistung und bei der unteren Leistungsgrenze. Hierbei nimmt der Einfluss von Braunkohle bei der unteren Leistungsgrenze im Vergleich zur geplanten Einspeiseleistung zu, während der Anteil von Kernenergie abnimmt.

Die mit Wärmelieferung verbundene Stromerzeugung war am 29.11. (7.556 MW) und 30.11. (7.623 MW) auf vergleichbarem Niveau und erreichte einen Anteil von 30 % bis 32 % an der bei den Kraftwerksbetreibern erfassten gesamten Einspeiseleistung bzw. einen Anteil von 47 % bis 49 % an der geplanten Einspeiseleistung konventioneller Anlagen (ohne Kernenergie, Lauf- und Speicherwasser). Während die Prozesswärmeerzeugung an den bisher untersuchten Tagen auf vergleichbarem Niveau liegt, steigt die Fernwärmeerzeugung witterungsbedingt am 29. und 30.11. gegenüber dem 06.09. und 18.11. an.

Sofern Daten aus der Abfrage der Kraftwerksbetreiber vorliegen, werden am 29.11. für 81 % der unteren Leistungsgrenze technische Gründe angeführt. Am 30.11. liegt dieser Wert mit 71 % niedriger als an den zuvor analysierten Tagen (81 % bis 86 %). Im Vergleich zu den Vortagen werden am 30.11., in einem größeren

Umfang, für 1.949 MW Kraftwerksleistung der unteren Leistungsgrenze ausschließlich ökonomische Gründe benannt.

Die Mindesterzeugung beläuft sich am 29.11. in der relevanten Stunde auf 4.525 MW. Sie setzt sich zusammen aus negativer Regelleistung (3.078 MW), Besicherung von Regelleistung (692 MW) sowie positivem Redispatch (755 MW). Der konventionelle Erzeugungssockel beträgt 21.819 MW.

Am 30.11. beträgt die Mindesterzeugung 4.626 MW, zusammengesetzt aus negativer Regelleistung (3.297 MW), Besicherung von Regelleistung (694 MW) sowie positivem Redispatch (635 MW). Der konventionelle Erzeugungssockel liegt bei 23.072 MW.

Die Mindesterzeugung ist höher als die ausgewiesene Mindesterzeugung von 4.525 MW bzw. 4.626 MW, da durch den konventionellen Erzeugungssockel auch Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung und Kurschlussleistung implizit erbracht werden, die derzeit nicht quantifiziert werden können.

1.4 26.12.2015

1.4.1 Netzsituation

Stunde	Erzeugung Gesamt	Erzeugung PV und Wind	Last	Residuallast	Handelssaldo (Nettoexport)	Physikalischer Fluss (Export-richtung)	Strompreis
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[€/MWh]
4-5	54.199	27.998	37.248	9.251	15.359	15.913	-15,33
Max	66.043	36.525	51.808	26.637	15.717	16.165	18,00

Tabelle 7: Rahmendaten 26.12.2015

Der 26.12.2015 war ein Feiertag und hatte deshalb eine vergleichsweise geringe Last und deshalb auch die geringste Last aller betrachteten Stunden. Die Last lag bei 37.248 MW und damit knapp 8.000 MW unterhalb der Last vom 29.11.2015, der damit nächst höheren Last. Die verbliebene Residuallast lag ebenfalls auf dem geringsten Niveau bei 9.251 MW. Da in der betrachteten Stunde vergleichsweise viel Einspeisung aus Windanlagen vorlag, gemessen an der Last, wurde viel exportiert. Der Handelssaldo lag mit 15.717 MW bei der dreifachen Jahresdurchschnittsmenge von 2015. Exportiert wurde handelsseitig hauptsächlich nach Frankreich, Österreich, Dänemark und in die Niederlande.

Es traten folglich hohe Nord-Süd-Transite auf bedingt durch die Exportrichtungen. Auch nach Inbetriebnahme eines Systems am 17.12.2015 der neuen innerdeutschen Kuppelleitung zwischen Altenfeld und Redwitz, der sogenannten Thüringer Strombrücke traten weiterhin Überlastungen auf. Betroffen waren vor allem Netzelemente zwischen Thüringen und Bayern, konkret die Leitung Redwitz-Remptendorf. Zur Entlastung wurden Redispatchmaßnahmen durchgeführt. Es wurden in der relevanten Stunde Windanlagen im Norden Deutschlands um 1.223 MW eingesenkt sowie mehr als 1000 MW an Kraftwerksleistung ebenfalls im Norden heruntergefahren. Dies geschah hauptsächlich wegen vertikaler Engpässe zwischen dem Übertragungsnetz und den unterlagerten Netzebenen. Der positive Redispatch im Süden lag bei 250 MW.

1.4.2 Geplante Einspeiseleistung

Durch Subtraktion der Erzeugung aus PV und Wind (27.998 MW) von der gesamten Erzeugung (54.199 MW) in der relevanten Stunde 4 bis 5 Uhr ergibt sich ein Wert von 26.201 MW. Die geplante Einspeiseleistung gemäß den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (ohne Pumpspeicher) liegt bei 21.410 MW. Demnach decken die berücksichtigten Daten aus dem Energieinformationsnetz rund 82 % der gesamten Erzeugung in dieser Stunde abzüglich der Erzeugung aus PV und Wind ab.

In der maßgeblichen Stunde mit einem negativen Preis von -15,33 €/MWh ist die Einspeisung der Pumpspeicher gemäß den Daten aus dem Energieinformationsnetz mit ca. 135 MW verschwindend gering.

Geplante Einspeiseleistung nach Energieträger, 26.12.2015, 4-5 Uhr

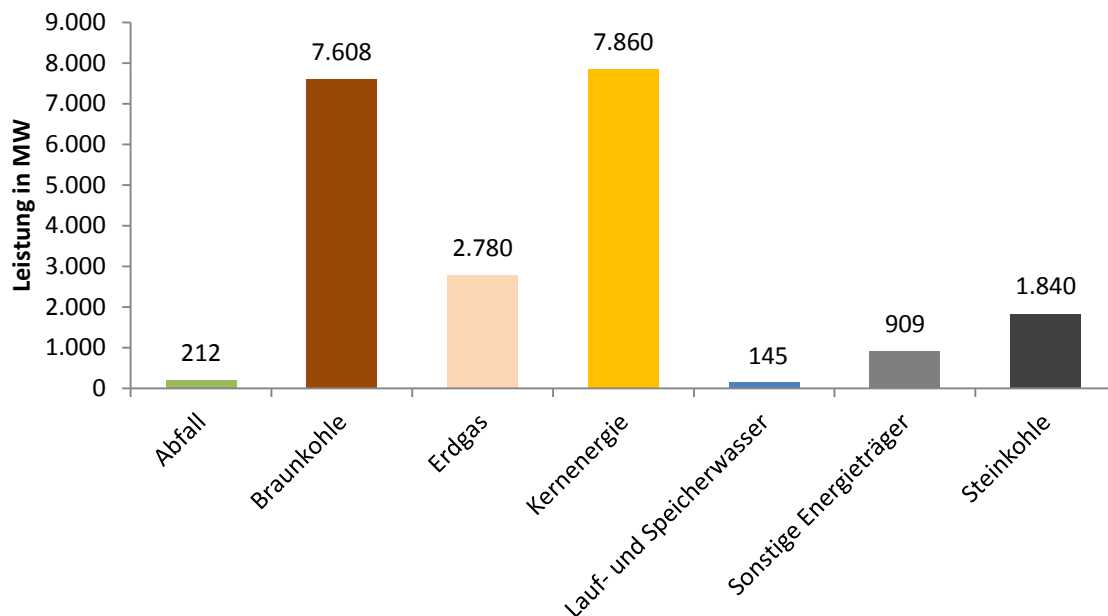


Abbildung 35: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung nach Energieträger 26.12.2015

Mit 36 % (Braunkohle) und 37 % (Kernenergie) bilden diese beiden Energieträger zusammen bereits 73 % der geplanten Einspeiseleistung. Deutlich geringere Anteile weisen die Energieträger Steinkohle (9 %) und Erdgas (13 %) auf. Mit diesen vier Energieträgern werden rund 95 % der geplanten Einspeiseleistung abgedeckt.

Ein Teil der Einspeisung in der betrachteten Stunde ist auf wärmebedingte Einspeisung zurückzuführen. Die gemäß der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern gemeldete wärmebedingte Einspeisung liegt in der relevanten Stunde bei insgesamt 6.677 MW. Dies entspricht einem Anteil von 31 % an der gesamten geplanten Einspeiseleistung bzw. einem Anteil von 50 % an der geplanten Einspeiseleistung konventioneller Kraftwerke (ohne Kernenergie, Lauf- und Speicherwasser). Die wärmebedingte Einspeisung teilt sich gemäß Angaben der Kraftwerksbetreiber auf in 1.585 MW (24 %) Prozesswärme und 4.335 MW (65 %) Fernwärme. Für die restlichen 757 MW wurden seitens der Kraftwerksbetreiber keine Angaben gemacht.

Für eine Aufschlüsselung der wärmebedingten Stromeinspeisung auf einzelne Energieträger war eine Zuordnung zu den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten verbunden mit der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur notwendig. Von den 6.677 MW konnten hierbei 6.455 MW den einzelnen Kraftwerken aus den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten zugeordnet werden. Die maßgeblichen Energieträger bei der wärmebedingten Stromeinspeisung sind Braunkohle mit 3.215 MW (50 %), Erdgas mit 1.761 MW (27 %) und Steinkohle mit 1.114 MW (17 %). Die geplante Einspeiseleistung für Braunkohle liegt bei 7.608 MW und für Erdgas bei 2.780 MW. Damit liegt der auf Basis der vorliegenden Daten erklärable Anteil der mit Wärmeerzeugung verbundenen Stromerzeugung für Braunkohle bei rund 42 %. Für Erdgas liegt dieser Anteil bei 63 %.

Die tatsächliche wärmebedingte Stromerzeugung in der relevanten Stunde dürfte oberhalb der erfassten 6.455 MW liegen, wegen der unvollständigen Datenlage. Die Fernwärmeerzeugung ist mit ca. 65 % gegenüber der Prozesswärmeerzeugung mit ca. 24 % der maßgeblichere Faktor in der relevanten Stunde am 26.12.2015.

1.4.3 Untere Leistungsgrenze

Die untere Leistungsgrenze liegt gemäß der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten bei 16.545 MW in der relevanten Stunde 4 bis 5 Uhr. Damit liegt die untere Leistungsgrenze um 4.865 MW unterhalb der geplanten Einspeiseleistung von 21.410 MW.

Auf die einzelnen Energieträger verteilt sich der Wert der unteren Leistungsgrenze wie folgt:

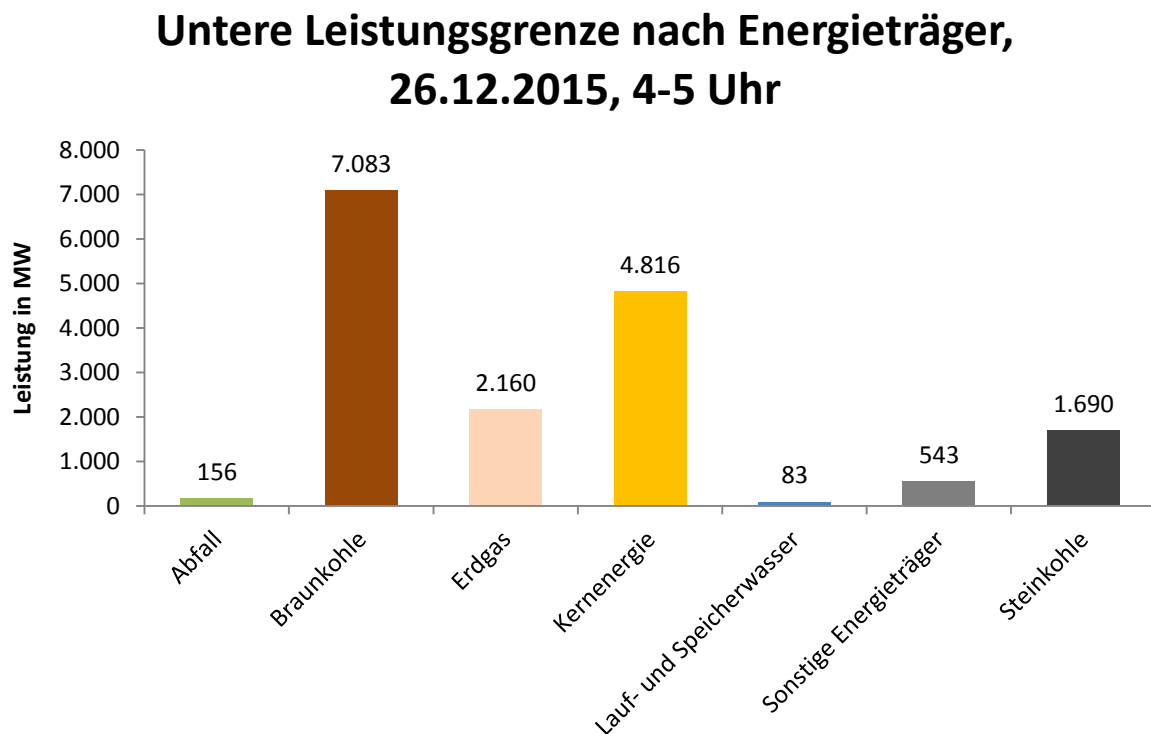


Abbildung 36: Zusammensetzung untere Leistungsgrenze nach Energieträger 26.12.2015

Der prozentuale Anteil des Energieträgers Braunkohle ist im Vergleich zur geplanten Einspeiseleistung an der unteren Leistungsgrenze um sieben Prozentpunkte höher, während der prozentuale Anteil von Kernenergie um acht Prozentpunkte niedriger ist. Die Anteile von Steinkohle und Erdgas bleiben nahezu gleich. Insgesamt

erreichen Braunkohle (43 %) und Kernenergie (29 %) zusammen 72 % der unteren Leistungsgrenze, während Steinkohle (10 %) und Erdgas (13 %) einen summierten Anteil von 23 % der unteren Leistungsgrenze bilden.

In der Abfrage der Kraftwerksbetreiber sollten diese für die relevante Stunde angeben, aus welchen Gründen für einen einzelnen Kraftwerksblock der Wert für die untere Leistungsgrenze größer Null ist. Hier konnte zwischen technischen, ökonomischen und sonstigen Gründen ausgewählt werden, wobei auch Mehrfachnennungen möglich waren.

Gründe für untere Leistungsgrenze, 26.12.2015, 4-5 Uhr

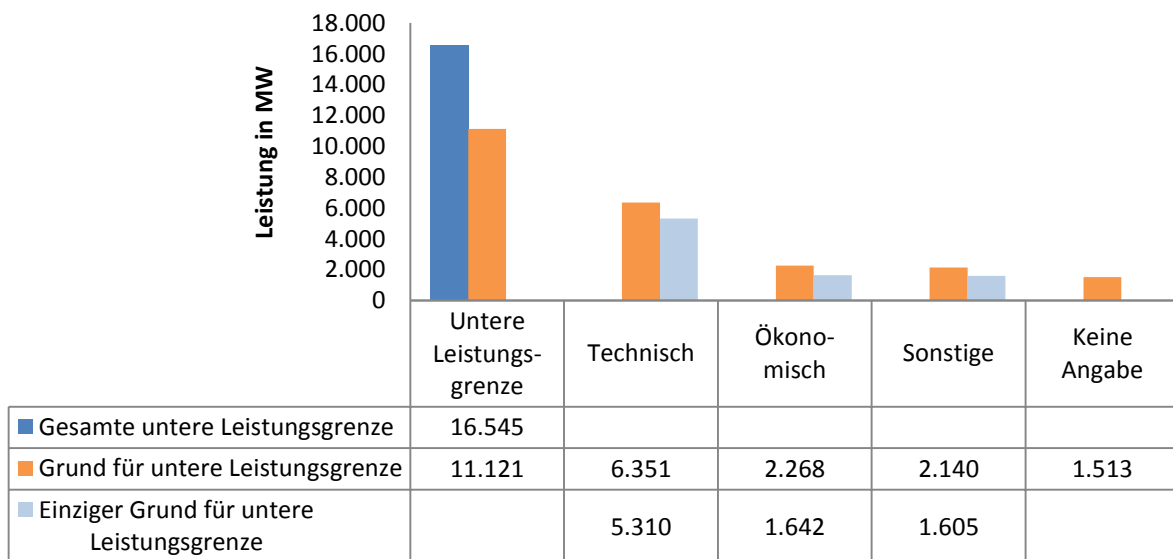


Abbildung 37: Gründe für untere Leistungsgrenze 26.12.2015

Von der gesamten unteren Leistungsgrenze, in Höhe von 16.545 MW in der relevanten Stunde, wurden in der Abfrage der Kraftwerksbetreiber 11.121 MW und damit rund 67 % der unteren Leistungsgrenze erfasst.

Bei den Gründen für die untere Leistungsgrenze wurden mit 57 % überwiegend technische Gründe angeführt. Dabei sind rund 48 % (5.310 MW) der unteren Leistungsgrenze allein auf technische Gründe (u.a. kraftwerksbedingte Restriktionen wie Mindestlaufzeiten bzw. -stillstandszeiten) zurückzuführen. Sonstige Gründe (u.a. technische Restriktionen außerhalb des Kraftwerks wie Stromlieferung für Industrieprozesse) werden bei 19 % als Grund bzw. bei 14 % als alleiniger Grund für die untere Leistungsgrenze angegeben. Ökonomische Gründe (u.a. Eigenverbrauchsoptimierung, vermiedene Netznutzungsentgelte, KWK-G-Förderung) sind von größerer Bedeutung an diesem Tag und liegen bei 15 % als alleiniger Grund.

Eine Analyse der Gründe je Energieträger verdeutlicht, dass für die 4.816 MW der unteren Leistungsgrenze an Kernenergie, technische Gründe (2.307 MW) und ökonomische Gründe (1.642 MW) relativ ähnlich verteilt sind. Lediglich 2.810 MW der gesamten unteren Leistungsgrenze von Braunkohle (7.083 MW) basieren auf technischen Gründen. Mit diesen beiden Energieträgern lassen sich damit 81 % des insgesamt gemeldeten Wertes von 6.351 MW für technische Gründe der unteren Leistungsgrenze abdecken.

1.4.4 Negative Leistungspotentiale

In der relevanten Stunde liegt die Summe der negativen Leistungspotentiale und der unteren Leistungsgrenze mit 22.151 MW um 741 MW über den gemeldeten Gesamtwert für die geplante Einspeiseleistung (21.410 MW).

Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung, 26.12.2015, 4-5 Uhr

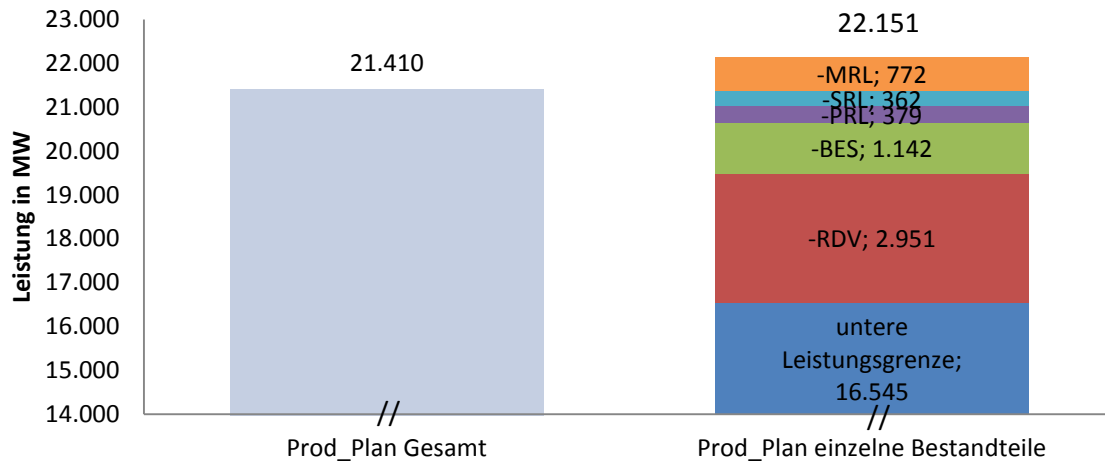


Abbildung 38: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung 26.12.2015

Ein Vergleich der gemeldeten Kraftwerkseinsatzplanungsdaten zur Vorhaltung negativer Regelleistung (in Summe 1.513 MW) mit dem durch die Übertragungsnetzbetreiber ausgeschriebenen Bedarf (in Summe 2.755 MW) zeigt die folgende Abbildung.

Regelleistungsvorhaltung durch einspeisende Kraftwerke, 26.12.2015, 4-5 Uhr

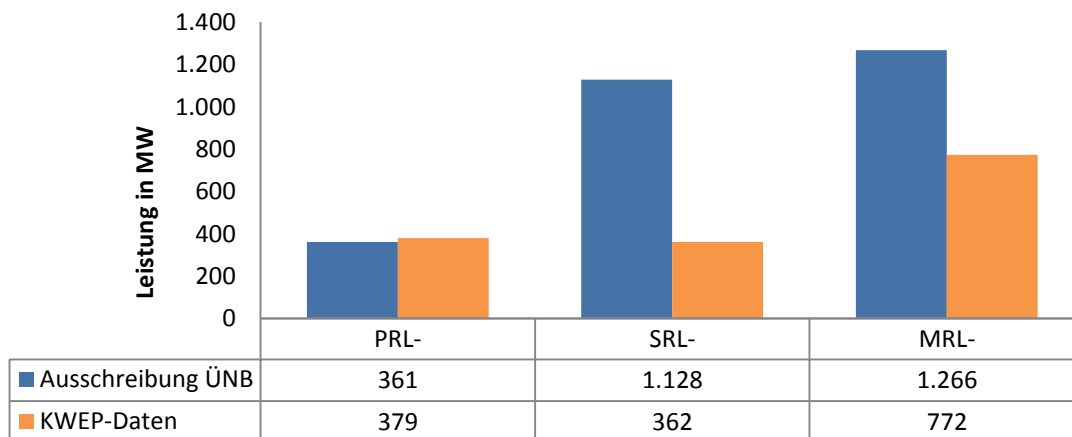


Abbildung 39: Vergleich Regelleistung ÜNB-Ausschreibung (abzgl. PSW) und KWEP-Daten 26.12.2015

Während bei der negativen Primärregelleistung ein Fehler bei den Meldungen in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten sichtbar wird, sind bei der negativen Sekundärregelleistung nur 32 % und bei der negativen Minutenreserveleistung 61 % abgebildet.

Das negative Redispatchvermögen (freie negative Leistung) beträgt in der relevanten Stunde 2.951 MW. Hiervon lassen sich 2.220 MW einem Energieträger zuordnen. Dabei ergibt sich die in der folgenden Abbildung dargestellte Verteilung der freien negativen Leistung auf die einzelnen Energieträger.

Zusammensetzung freie negative Leistung nach Energieträger, 26.12.2015, 4-5 Uhr

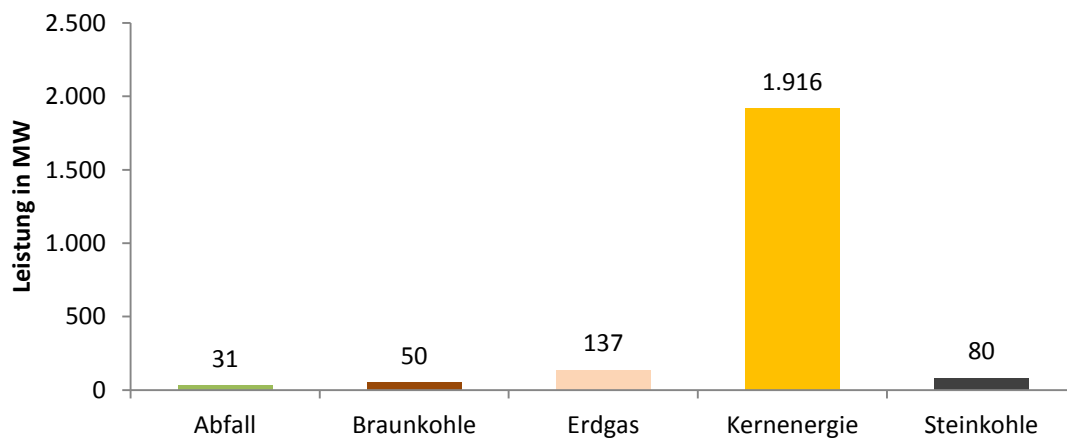


Abbildung 40: Zusammensetzung freie negative Leistung nach Energieträger 26.12.2015

Die freie negative Leistung entfällt mit rund 86 % fast vollständig auf Kernenergie (1.916 MW), nur ein sehr geringer Anteil wird mit 2 % von Braunkohle (50 MW) gebildet und ca. 6 % entfallen auf Erdgas.

Die freie negative Leistung in Höhe von 2.951 MW könnte aus Sicht der Kraftwerksbetreiber auf Anweisung durch die Übertragungsnetzbetreiber heruntergefahren werden. Demgegenüber betrug die eingesenkte Leistung bei EE-Anlagen in der relevanten Stunde (4-5 Uhr am 26.12.2015) 1.223 MW. Die freie negative Leistung konnte jedoch vor allem aufgrund ihrer geografischen Lage in Süddeutschland nicht zur Reduzierung des Einspeisemanagements eingesetzt werden. Ein geringer Teil der freien negativen Leistung in Norddeutschland konnte aufgrund seiner Lage im Übertragungsnetz nicht zur Reduzierung des Einspeisemanagements beitragen.

Der Gesamtwert der negativen Besicherungsleistung beträgt 1.142 MW. In der Abfrage der Kraftwerksbetreiber konnten hiervon 690 MW zugeordnet werden. Regelleistung, Wärmeabsicherung und Bilanzkreis-Besicherung sind mit 246 MW, 270 MW und 150 MW Gründe für negative Besicherungsleistung. Diese entfallen auf die Kraftwerke mit dem Energieträger Kernenergie und zu einem kleinen Anteil auf Erdgas und Mineralölprodukte. Darüber hinaus verweisen die Kraftwerksbetreiber auch an diesem Tag auf "sonstige Gründe", die aber im Fragebogen nicht weiter spezifiziert wurden. Hier könnte es sich beispielsweise um Prozessdampfverpflichtungen (in Abgrenzung zur Wärmeverpflichtung), oder notwendige Brennstoffverwertungen (z.B. bei Abfall oder Klärgas) handeln. Dies sind aber nur Vermutungen.

Gründe für negative Besicherungsleistung, 26.12.2015, 4-5 Uhr

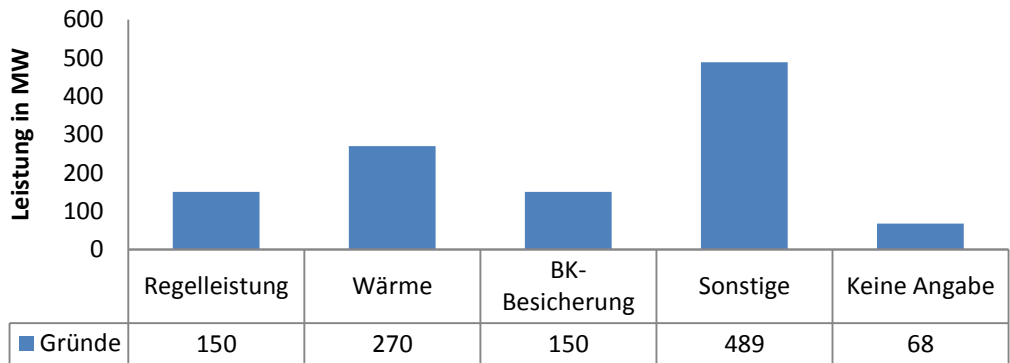


Abbildung 41: Gründe für negative Besicherungsleistung 26.12.2015

1.4.5 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

In der folgenden Abbildung werden die einzelnen Elemente der Erzeugung, die sich der Mindesterzeugung zuordnen lassen, gemeinsam mit dem konventionellen Erzeugungssockel dargestellt. Der konventionelle Erzeugungssockel beinhaltet zudem Mindesterzeugung, die derzeit nicht weiter quantifiziert werden kann.

Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel, 26.12.2015, 4-5 Uhr

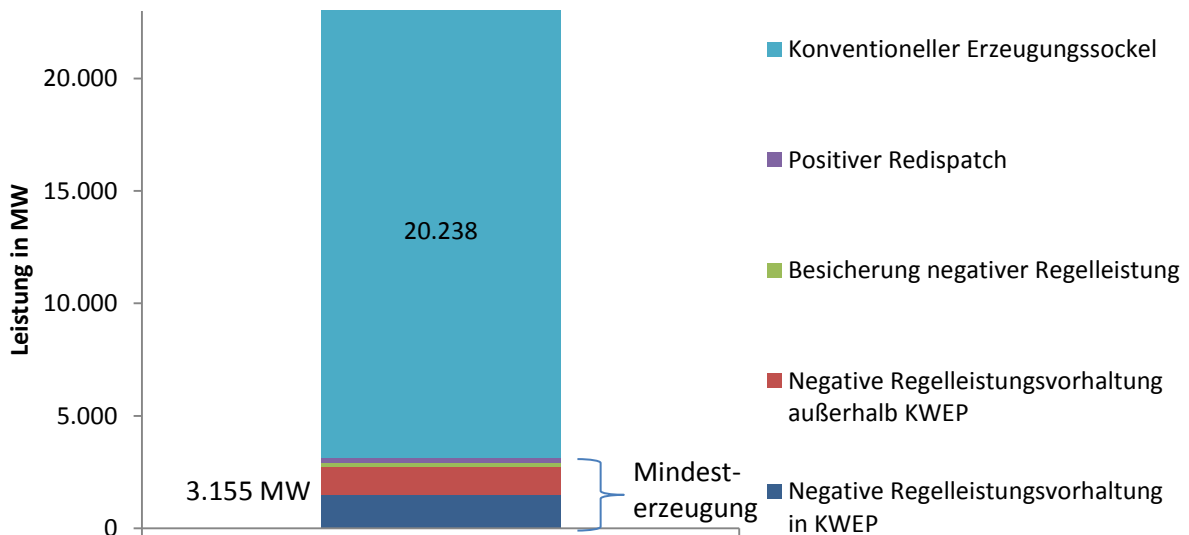


Abbildung 42: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 26.12.2015

Die einzelnen negativen Regelleistungsarten (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) belaufen sich gemäß der gemeldeten Daten zur Kraftwerkseinsatzplanung auf 1.513 MW. Hinzu kommen

weitere 1.242 MW negativer Regelleistung, die nicht in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten erfasst sind. Gemäß Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern wurden von der gesamten negativen Besicherungsleistung 150 MW der Besicherung von Regelleistung zugeordnet. Weitere 250 MW werden in der relevanten Stunde von den Übertragungsnetzbetreibern zum positiven Redispatch eingesetzt. Dies ergibt in Summe eine Mindesterzeugung von 3.155 MW. Die gesamte geplante Einspeiseleistung (22.151 MW) plus des nicht in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten erfassten Anteils der negativen Regelleistung (1.242 MW) abzüglich der Mindesterzeugung (3.155 MW) ergibt den konventionellen Erzeugungssockel (20.238 MW). Demgegenüber lag die Erzeugung aus PV und Wind in dieser Stunde bei 27.998 MW.

Der tatsächliche Wert für die Mindesterzeugung liegt aufgrund der im konventionellen Erzeugungssockel implizit enthaltenen Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung und Kurzschlussleistung höher als der ausgewiesene Wert von 3.155 MW für die Mindesterzeugung, jedoch kann dieser derzeit nicht quantifiziert werden.

1.4.6 Zusammenfassende Analyse für den 26.12.2015

Die Analyse der geplanten Einspeiseleistung (21.410 MW) für die untersuchte Stunde 4-5 Uhr am 26.12.2015 weist Braunkohle und Kernenergie mit zusammen rund 73 % der in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten insgesamt erfassten Leistungswerte als Hauptenergieträger aus. Der Unterschied zu den anderen Tagen ist, dass am 26.12.2015 die Kernenergie knapp vor der Braunkohle liegt bei der tatsächlichen Einspeisung. An allen anderen Tagen war die Rangfolge umgekehrt. Dieser Tag ist außerdem derjenige mit der geringsten Planeinspeisung im Vergleich zu den anderen betrachteten Tagen, gleichzeitig trat die geringste Last auf und es wurde der höchste Exportwert erreicht.

Die wärmebedingte Stromeinspeisung (6.677 MW) beläuft sich auf rund 31 % an der gesamten geplanten Einspeiseleistung bzw. einem Anteil von 50 % an der geplanten Einspeiseleistung konventioneller Kraftwerke (ohne Kernenergie, Lauf- und Speicherwasser). Maßgebliche Energieträger bei der wärmebedingten Stromeinspeisung sind Braunkohle mit 3.215 MW (50 %) und Erdgas mit 1.761 MW (27 %). Für Braunkohle liegt der Anteil der mit Wärmeerzeugung verbundenen Stromerzeugung bei rund 42 % und für Erdgas bei rund 63 % der geplanten Einspeiseleistung.

Die Differenz zwischen der geplanten Einspeiseleistung und der unteren Leistungsgrenze setzt sich zusammen aus freier negativer Leistung, negativer Besicherungsleistung sowie der Vorhaltung für negative Regelleistung. Im Energieinformationsnetz wurde für die relevante Stunde in Summe 1.513 MW negative Regelleistung gemeldet. Insgesamt wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber ein Bedarf an negativer Regelleistung in Höhe von insgesamt 2.755 MW ausgeschrieben. Der Gesamtwert der negativen Besicherungsleistung beträgt 1.142 MW. Die freie negative Leistung beläuft sich in der relevanten Stunde auf 2.951 MW.

An der unteren Leistungsgrenze erreichen Braunkohle und Kernenergie einen Anteil von zusammen 72 %. Sofern Daten aus der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern zu den Gründen der unteren Leistungsgrenze vorliegen, werden in 57 % der Fälle technische Gründe für die untere Leistungsgrenze angegeben. Bei dem Energieträger Kernenergie wird die untere Leistungsgrenze nahezu gleichmäßig verteilt auf technische und ökonomische Gründe zurückgeführt.

Die Mindesterzeugung beläuft sich in der relevanten Stunde auf 3.155 MW. Sie setzt sich zusammen aus negativer Regelleistung (2.755 MW), Besicherung von Regelleistung (150 MW) sowie positivem Redispatch

(250 MW). Der konventionelle Erzeugungssockel beträgt 20.238 MW. Die Mindesterzeugung ist höher als die ausgewiesene Mindesterzeugung von 3.155 MW, da durch den konventionellen Erzeugungssockel auch Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung und Kurschlussleistung implizit erbracht werden, die derzeit nicht quantifiziert werden können.

2. Auswertung der Umfrage zu Gründen bei negativen Börsenpreisen einzuspeisen

Die Kraftwerksbetreiber wurden zu Umfang und Gründen der Einspeisung, in den für die Evaluierung der Mindesterzeugung relevanten Stunden, abgefragt (vgl. B1.3). Dabei wurde auch unabhängig von den relevanten Stunden nach den generell möglichen Gründen für die Einspeisung bei negativen Day-Ahead-Börsenstrompreisen gefragt. Neben ankreuzbaren Gründen gab es auch ein Freitextfeld zu sonstigen Gründen. Insgesamt wurden 63 Abfragebögen ausgewertet.

Die Beantwortung der Umfrage stellt sich je Ja/Nein-Frage bezüglich der Grundgesamtheit wie folgt dar. Der gestapelte Balken gibt je Frage an, wie häufig die Frage in allen zurückerhaltenen Fragebögen beantwortet wurde.

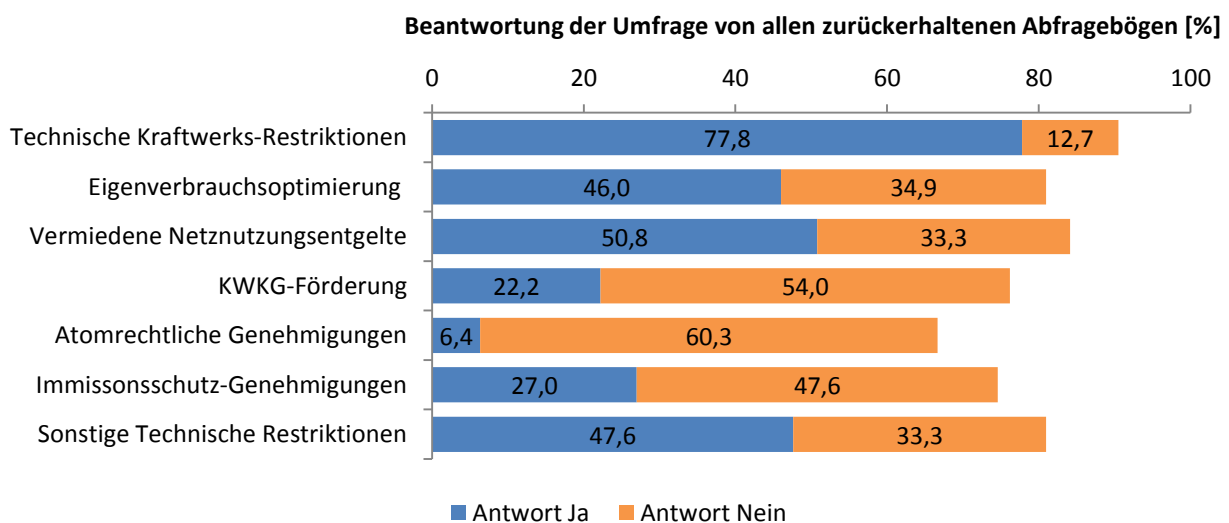


Abbildung 43: Beantwortung der Umfrage unter den Kraftwerksbetreibern entsprechend den zurückerhaltenen Abfragebögen

Die Auswertung der Einzelfragen zeigt, dass die technischen Kraftwerksrestriktionen in ca. 78 % der Antworten als bindender Grund deutlich hervorstechen. Mit etwas Abstand folgen die vermiedenen Netznutzungsentgelte (ca. 51 %), die sonstigen technischen Restriktionen außerhalb des Kraftwerks wie z.B. Stromlieferung für Industrieprozesse (ca. 48 %) und die Eigenverbrauchsoptimierung (ca. 46 %). Bereits die Prozentzahlen zeigen, dass in vielen Fällen eine Kumulierung der Gründe vorliegt.

Die Umfrage enthielt zudem ein Textfeld, in dem sonstige Gründe für die Einspeisung bei negativen Börsenpreisen eingetragen werden konnten. Dieses Textfeld ist in ca. 51 % der zurückerhaltenen Abfragebögen aus-

gefüllt worden. Innerhalb der Menge der ausgefüllten Textfelder verteilen sich die einzelnen Gründe wie folgt, wobei die einzelnen Gründe zu gleichartigen Gruppen zusammengefasst sind:

- 38 % Fernwärme: Lieferverpflichtung, Basisversorgung, Netzhydraulik/Druckhaltung
- 31 % Prozessintegration: Wärme- oder Dampfbereitstellung
- 28 % Systemdienstleistungen: Redispatch, Vorhaltung/Erbringung von Regelleistung
- 22 % Sonstige Erlösmöglichkeiten: Höhere Intraday-Preise, Vorhaltung/Erbringung von Regelleistung
- 19 % Kraftwerkstechnik: Trägheit, Startkostenoptimierung, technische Kraftwerksmindestleistung
- 16 % Prozessintegration: Müllverbrennung, Verbrennung von Prozess-/Kuppelgasen oder sonstigen Rückständen

Die Auswertung der sonstigen Gründe spiegelt wider, dass der wesentliche sonstige Grund für eine Einspeisung bei negativen Börsenpreisen die Kraft-Wärme-Kopplung ist. Die Wärmeseite stellt bei dieser Art von Anlagen durch Fernwärme (38 %) oder Prozesswärme/-dampf (31 %) in Summe in 69 % der ausgefüllten Textfelder ein Grund dar, dennoch bei negativen Börsenpreisen einzuspeisen.

D Schlussfolgerungen aus der Analyse

1. Netzsituation

Bei der Kurzschlussleistung oder der Spannungshaltung traten in den analysierten Stunden keine Probleme auf. Dies bedeutet, dass an den betrachteten Tagen diese Systemdienstleistungen voll abgedeckt waren. Darum kann kein Betrag für die Mindesterzeugung aufgrund dieser beiden Systemdienstleistungen beziffert werden. Erst wenn das Netz in einer für die Mindesterzeugung relevanten Einspeisesituation bzgl. Kurzschlussleistung oder Spannungshaltung an seine Stabilitätsgrenzen stößt, ließe sich auf Grundlage der hier angewandten Methodik (ex-post Betrachtung) die dafür benötigte Kraftwerksleistung bestimmen. Aus Netzsicht ist der größte Einflussfaktor der Mindesterzeugung der Redispatch, der für das Engpassmanagement eingesetzt wurde.

2. Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

Die Mindesterzeugung entspricht derjenigen Einspeiseleistung, die direkt einem netztechnischen Grund bzw. einer Systemdienstleistung zurechenbar ist. Dem konventionellen Erzeugungssockel wird die Leistung aller anderen Einspeisegründe zugerechnet. Wie in der folgenden Abbildung zu sehen ist, schwankt die Höhe der geplanten Einspeiseleistung (ohne Erneuerbare und Pumpspeicher) in den fünf betrachteten Situationen zwischen 21,4 GW und 25,9 GW. Die Zusammensetzung der geplanten Einspeiseleistung ähnelt sich zumeist.

Übersicht über die geplante Einspeiseleistung in allen betrachteten Stunden

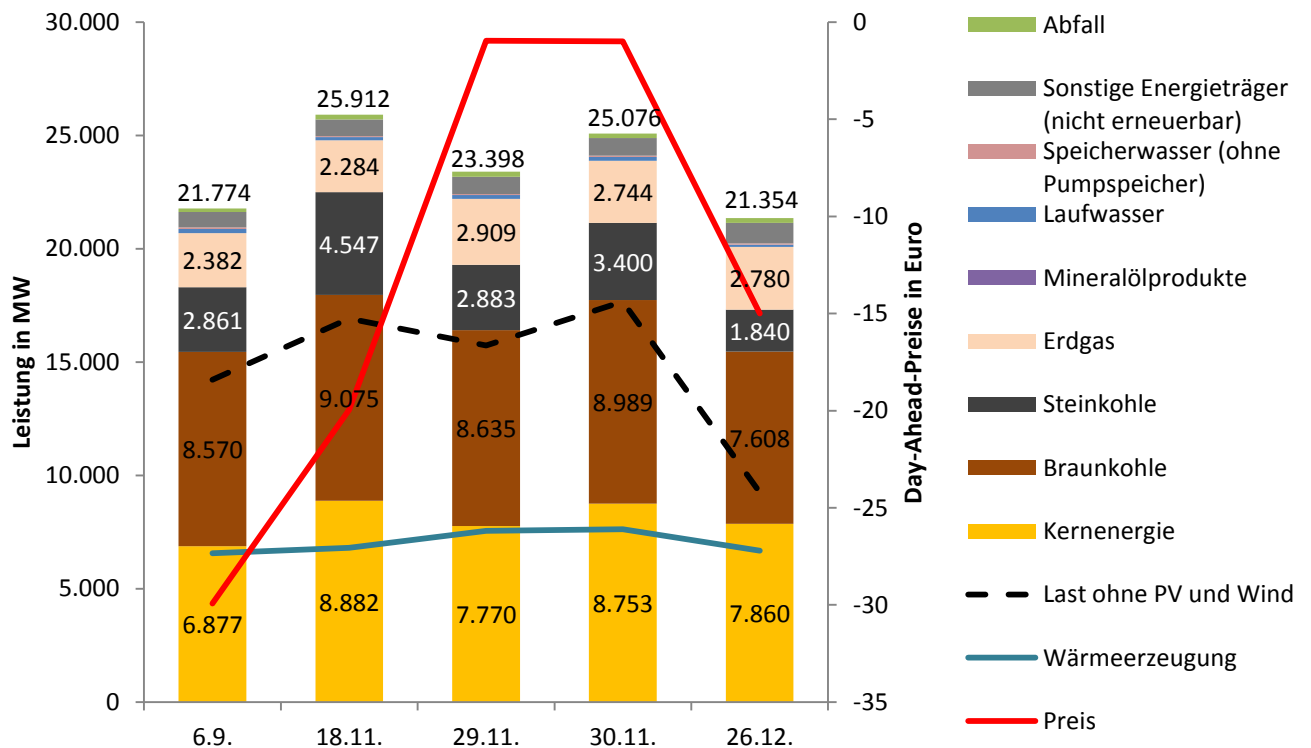


Abbildung 44: Übersicht über die geplante Einspeiseleistung in allen betrachteten Stunden

Auf die Energieträger Kernenergie und Braunkohle entfällt in allen Situationen ein Anteil von 69 % bis 73 % der gesamten geplanten Einspeiseleistung. Die beiden Energieträger Steinkohle und Erdgas machen einen Anteil von 22 % bis 27 % aus.

Die untere, angegebene Leistungsgrenze der in den fünf Situationen einspeisenden Kraftwerke bewegt sich in einer Größenordnung zwischen 16,5 GW und 20,8 GW, wie die nachstehende Abbildung zeigt. Die untere Leistungsgrenze ist die minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung eines Kraftwerks.

Übersicht über die untere Leistungsgrenze der einspeisenden Kraftwerke in allen betrachteten Stunden

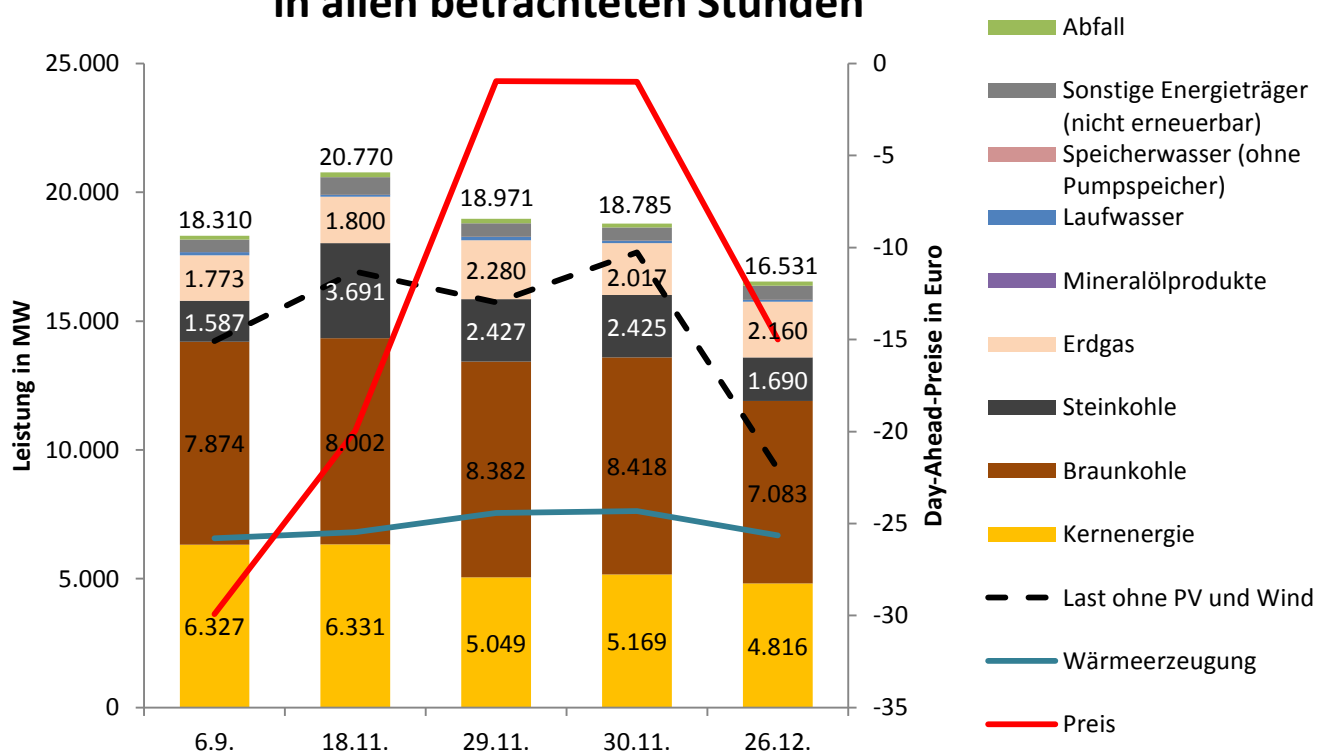


Abbildung 45: Übersicht über die untere Leistungsgrenze der einspeisenden Kraftwerke in allen betrachteten Stunden

Schwankungen der Höhe der unteren Leistungsgrenze lassen sich vermutlich insbesondere durch die Einspeisung unterschiedlicher Kraftwerke, sowie die unterschiedlich hohe Last in den fünf Situationen erklären. Die Zusammensetzung der unteren Leistungsgrenze ähnelt weitestgehend der Zusammensetzung der geplanten Einspeiseleistung. Es sind lediglich bei den Energieträgern Kernenergie und Braunkohle Verschiebungen der Anteile dieser Energieträger um einige Prozentpunkte festzustellen.

Die wärmebedingte Stromeinspeisung liegt in den betrachteten Stunden in einer Bandbreite von 6,6 GW bis 7,6 GW. Dies entspricht einem Anteil an der jeweiligen gesamten geplanten Einspeiseleistung von 26 % bis 32 % bzw. einem Anteil von 40 % bis 50 % an der geplanten Einspeiseleistung fossiler Anlagen (ohne

Kernenergie, Lauf- und Speicherwasser). Fernwärmebereitstellung ist mit einem Anteil von 51 % bis 69 % der maßgebliche Faktor für die Wärmebereitstellung gegenüber Prozesswärme (24 % bis 26 %).

Der Vergleich der geplanten Einspeiseleistung mit der unteren Leistungsgrenze in den fünf Situationen lässt Aussagen darüber zu, wie weit die Kraftwerke ihre Einspeisung aus betriebstechnischer Sicht maximal noch hätten reduzieren können. Tatsächlich fällt die Differenz dann kleiner aus, wenn netztechnische Gründe einer Absenkung der Einspeiseleistung auf die untere Leistungsgrenze entgegenstehen. Kernkraftwerke weisen demnach in den betrachteten Situationen kraftwerkstechnisch maximal eine zusätzliche Flexibilität von 0,5 bis 3,6 GW auf. Braunkohlekraftwerke speisten eher am unteren Rand ihrer betrieblich möglichen Einspeiseleistung ein. Hier lag die maximale kraftwerkstechnische zusätzliche Flexibilität bei 0,3 bis 1,1 GW.

Zudem lässt die Differenz aus der geplanten Einspeiseleistung und der unteren Leistungsgrenze, in Verbindung mit dem Preis, Tendenzen zur Preiselastizität des Angebots ableiten. Liegen negative Preise vor, scheint die mögliche untere Leistungsgrenze der einspeisenden Kraftwerke einen Wert von rund 16,5 GW nicht zu unterschreiten. Zumindest ist dies in den betrachteten Situationen der Fall, bei denen ein Preis von minus 30 €/MWh nicht unterschritten wird. Es ist natürlich denkbar, dass die Einsatzentscheidung bei einem deutlich negativeren Preis, oder bei länger anhaltenden negativen Preisen, anders ausfallen würde. Aus welchen Gründen der Kraftwerkspark spätestens ab der Größenordnung von rund 16,5 GW verhältnismäßig unflexibel ist, kann zumindest teilweise durch die Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern erklärt werden. In der Abfrage wurde nach den Gründen ihrer unteren Leistungsgrenze in den betrachteten Stunden befragt. Folgende Grafik stellt die Ergebnisse der Abfrage in den einzelnen Situationen gegenüber.

Übersicht über die Gründe der unteren Leistungsgrenze in allen Stunden

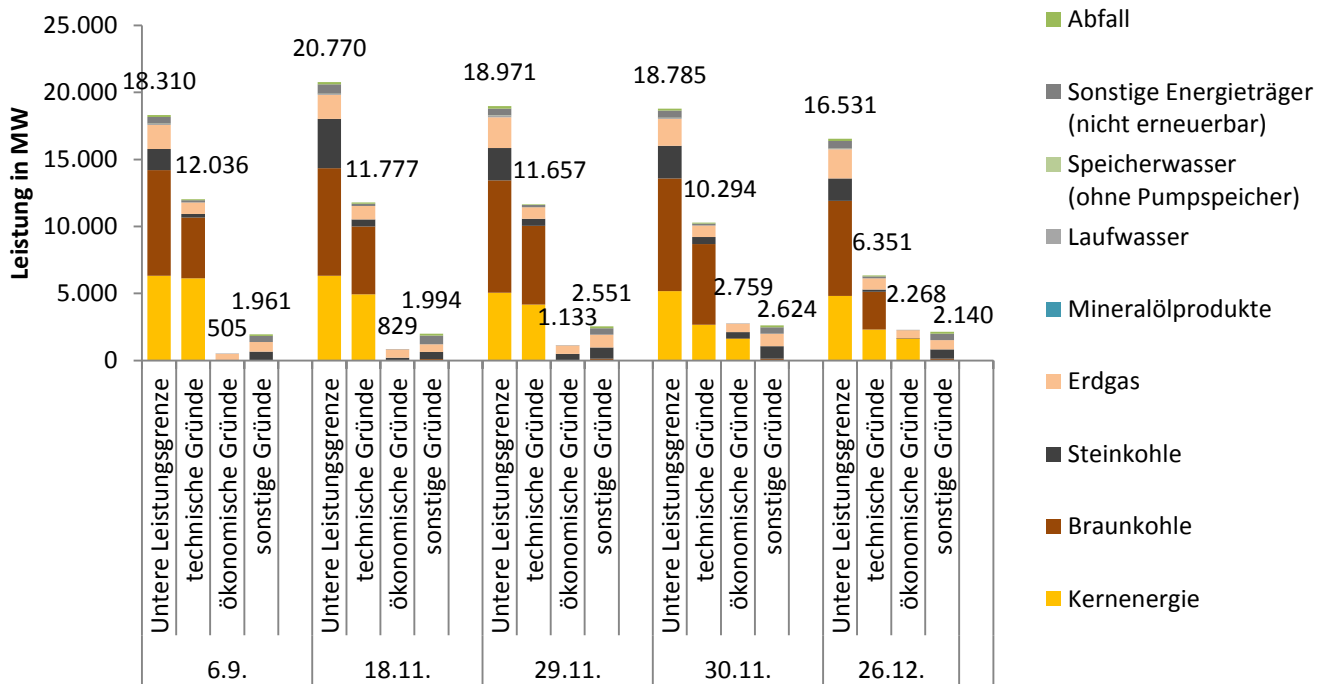


Abbildung 46: Gründe für die untere Leistungsgrenze in allen betrachteten Situationen gemäß Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern

Der Großteil der unteren Leistungsgrenze erklärt sich nach Angaben der Kraftwerksbetreiber in allen betrachteten Stunden mit technischen Restriktionen der Kraftwerke. Dies ist insbesondere bei den Energieträgern Kernenergie und Braunkohle der Fall. Ökonomische Gründe korrelieren erwartungsgemäß am ehesten mit dem Preis. Insbesondere an den ersten beiden Tagen (06.09. und 18.11.), an denen die Preise mit minus 30 €/MWh und minus 20 €/MWh am stärksten negativ waren, laufen nach Angaben der Kraftwerksbetreiber nur verhältnismäßig wenige Kraftwerke aus ökonomischen Gründen. An den letzten zwei Tagen (30.11. und 26.12.), bei denen die Preise in der analysierten Stunde bis auf minus 1 €/MWh ansteigen, spielen ökonomische Gründe eine etwas größere Rolle. Am 29.11. lag der niedrigste Preis zwar wie am 30.11. ebenfalls bei minus 1 €/MWh, der durchschnittliche Preis über den ganzen Tag lag am 29.11. mit 10 €/MWh allerdings deutlich unter dem durchschnittlichen Preis des 30.11. mit 25 €/MWh. Diese Tatsache kann die unterschiedlichen Angaben der Kraftwerksbetreiber bei den ökonomischen Gründen zur unteren Leistungsgrenze an den beiden Tagen erklären. Insbesondere bei Kernkraftwerken begründen ökonomische Erwägungen an diesen Tagen, verglichen mit den ersten drei Tagen, einen Teil der unteren Leistungsgrenze. Bei den Energieträgern Steinkohle, Erdgas, sonstige Energieträger und Abfall erklärt sich die untere Leistungsgrenze meist mit mehreren Gründen. Hier sind keine weitergehenden Aussagen möglich. Einzig ist zu schließen, dass Wärmeinspeisung, insbesondere bei Gaskraftwerken, einen Teil der Einspeisung erklärt.

Im ersten Bericht über die Mindesterzeugung konnten mit Hilfe der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern wichtige Erkenntnisse zu den Gründen des unflexiblen konventionellen Erzeugungssockels gewonnen werden. Die Analyse hat allerdings auch gezeigt, dass eine noch detailliertere Betrachtung des konventionellen Erzeugungssockels im Folgebericht erstrebenswert ist. Weitergehende Erkenntnisse könnten im zweiten Bericht über die Mindesterzeugung bspw. durch eine Ausdehnung der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern erlangt werden.

In den fünf relevanten Stunden der analysierten Tage betrug die freie negative Leistung, die aus Sicht der Kraftwerksbetreiber bei entsprechender Anweisung durch die Übertragungsnetzbetreiber noch hätte heruntergefahren werden können, zwischen 1,5 GW und 3,7 GW. Demgegenüber betrug die eingesenkte Leistung bei EE-Anlagen in den relevanten Stunden zwischen 1,2 GW und 1,9 GW. Die freie negative Leistung der konventionellen Kraftwerke konnte vor allem aufgrund ihrer geografischen Lage in Süd- und Westdeutschland nicht zur Reduzierung des Einspeisemanagements eingesetzt werden, da sich diese Kraftwerke hinter einem Netzengpass befinden und damit keinen Beitrag zum negativen Redispatch leisten konnten. Der kleinere Teil der freien negativen Leistung in Norddeutschland konnte aufgrund seiner Lage im Übertragungsnetz ebenfalls nicht zur Reduzierung des Einspeisemanagements beitragen, da dieses vorwiegend durch vertikale Engpässe also durch erhöhte Rückspeisung aus dem Verteilnetz bedingt war.

3. Einflussfaktoren auf die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel

Es konnten sowohl qualitative als auch quantitative Faktoren identifiziert werden. Diese haben jeweils einen unterschiedlich großen Einfluss auf die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel.

Mit den erklärbaren Faktoren, die sich der Mindesterzeugung zuordnen lassen, kann nur ein Teil der gesamten Höhe, der von den in den betrachteten Stunden am Netz befindlichen Kraftwerken erbrachten Mindesterzeugung, transparent dargestellt werden. Hierzu gehören die Vorhaltung negativer Regelleistung, die negative Besicherung für Regelleistung sowie der positive Redispatch und der Abruf positiver Regelleistung. Die Mindesterzeugung beläuft sich in den analysierten Stunden auf einen Bereich von 3,2 GW bis

4,6 GW (siehe Abbildung 47). Neben dieser anhand der Daten erklärbaren Mindesterzeugung ist im konventionellen Erzeugungssockel implizit weitere Mindesterzeugung enthalten, die zu den Systemdienstleistungen Spannungshaltung und Kurzschlussleistung gehört. Diese Systemdienstleistungen werden von den Kraftwerken automatisch bereitgestellt, sobald sie - auch marktgetrieben - einspeisen. Allerdings kann die genaue Höhe dieser implizit im konventionellen Erzeugungssockel enthaltenen Mindesterzeugung nicht beziffert werden, da es noch keinen expliziten Bedarf gab.

Die verwendete Definition der Mindesterzeugung grenzt die netztechnisch-erforderliche preisunelastische Einspeisung ab, die heute von den Netzbetreibern zur Erbringung der genannten Systemdienstleistungen explizit angefordert und kontrahiert wird. Da ein nennenswerter Teil der Systemdienstleistungen von konventionellen Kraftwerken aufgrund ihres Einsatzes im Markt ohne Kontrahierung durch einen Netzbetreiber "nebenbei" erbracht wird, kann ein Teil der Mindesterzeugung nicht explizit betrachtet werden.

Übersicht über die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel in allen betrachteten Stunden

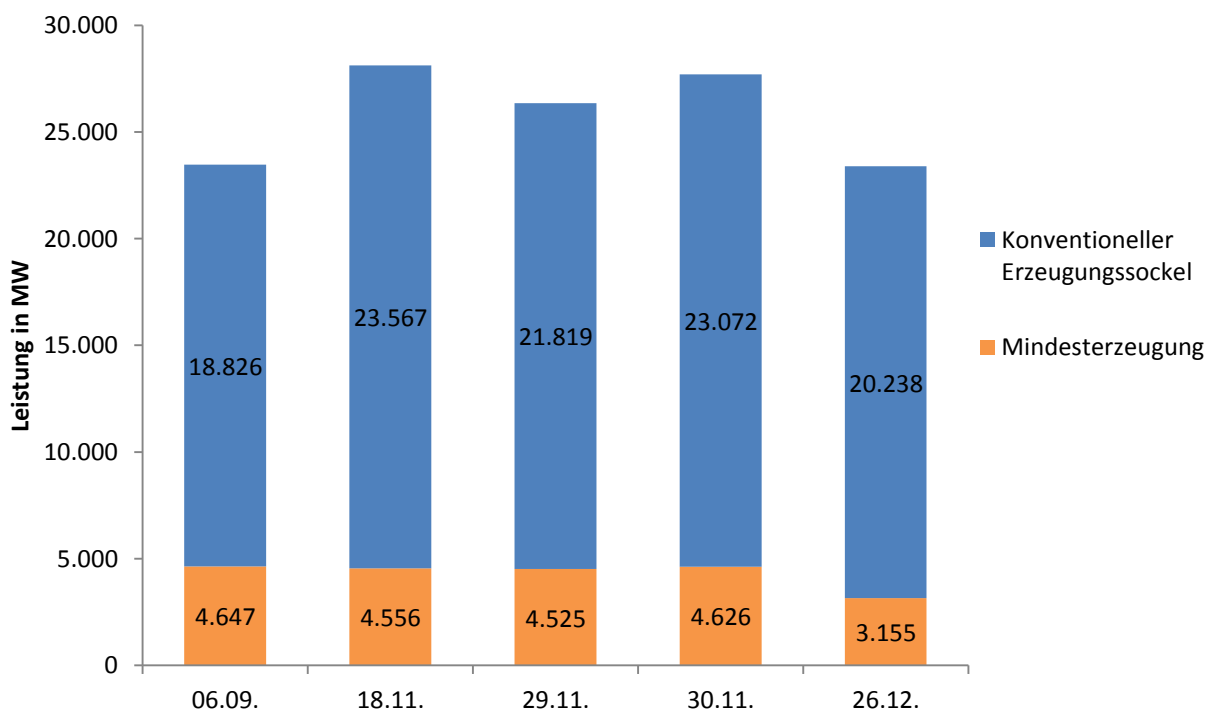


Abbildung 47: Übersicht über die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel in allen betrachteten Stunden

Der gesamte konventionelle Erzeugungssockel liegt in den analysierten Stunden in einer Bandbreite von 18,8 GW bis 23,6 GW (siehe Abbildung 47). Entsprechend der ausgewerteten Daten zur Zusammensetzung und den Gründen der Erzeugung sind technische Gründe und wärmebedingte Einspeisung maßgebliche Faktoren für die Höhe des konventionellen Erzeugungssockels. Dagegen sind ökonomische und sonstige Gründe eher von untergeordneter Bedeutung.

Die positive Regelleistung kann nur dann der Mindesterzeugung hinzuaddiert werden, wenn diese tatsächlich abgerufen worden ist. Dies war in den betrachteten Stunden praktisch vernachlässigbar. Als Bestandteil der Systemdienstleistungen hätte dieser Faktor Einfluss auf die Mindesterzeugung. Für eine trennscharfe Zuordnung zu Kraftwerken und Energieträgern wäre allerdings eine umfangreiche Aufarbeitung der vorhandenen Daten notwendig. Der Erhebungszweck und das Format für die Daten zu Regelleistungsabrufen unterscheiden sich von den Meldungen für das Energieinformationsnetz.

Die Differenzierung in Mindesterzeugung und konventionellen Erzeugungssockel zeigt den weitaus niedrigeren Anteil der Mindesterzeugung an der gesamten Einspeiseleistung im Vergleich zum konventionellen Erzeugungssockel. Mit dem gewählten Fokus auf der Mindesterzeugung, die für das Netz relevant ist, kann nur ein geringes weiteres Reduzierungspotential bei der Einspeisung identifiziert werden. Dieses könnte durch Einbeziehung von EE-Anlagen, bei zum Beispiel der negativen Regelleistung, gehoben werden.

Beim konventionellen Erzeugungssockel zeigt sich, dass die wesentlichen Einflussfaktoren für eine weitere Reduzierung der Einspeisung in den technischen Restriktionen liegen. Dazu zählen zum Beispiel An- und Abfahrampen, Stillstandzeiten und auch die Geschwindigkeit zur Anpassung der Einspeiseleistung eines Kraftwerkes innerhalb seines Betriebsbandes. Weitere Investitionen in die Flexibilisierung der konventionellen Anlagen könnten hier für eine Verringerung des konventionellen Erzeugungssockels sorgen.

Außerdem könnte eine detailliertere Untersuchung der weiteren außermärklichen Erwägungen bei den Kraftwerksbetreibern weiteres Potential zur Absenkung des konventionellen Erzeugungssockels identifizieren. Dabei liegt der Fokus auf den ökonomischen Anreizen.

KWK-Förderung

Ein relevanter Anteil der Einspeiseleistung in den betrachteten Stunden begründet sich mit der wärmebedingten Einspeisung. Die direkte Förderung der KWK-Anlagen erfolgt durch eine fixe Marktprämie, die nicht auf einen Zeitraum, sondern auf ein Erzeugungsvolumen begrenzt ist: Jede ins Netz eingespeiste kWh wird mit z.B. 5 ct gefördert, bis die ersten 60.000 Volllaststunden erreicht sind. Diese Ausgestaltung führt bei KWK-Anlagen dazu, dass ein Produktionsverzicht nicht zu einem Wegfall der Förderung, sondern nur zu einer zeitlichen Verschiebung führt. Die direkte KWK-Förderung hat darum einen geringen Effekt hinsichtlich der Preiselastizität. Allerdings liegen bei vielen KWK-Anlagen zusätzlich weitere Tatsachen vor, die die Preiselastizität einschränken: Sie erhalten vermiedene Netzentgelte, erzielen Wärmeerlöse, produzieren für den Eigenverbrauch etc.

Eigenverbrauchsanreize

In den vorstehenden Analysen zeigt sich, dass außermärkliche Erwägungen für viele Kraftwerksbetreiber die Einsatzentscheidungen beeinflusst haben. Dies gilt auch für die ökonomischen, in vielen Fällen, sehr hohen Anreize des Eigenverbrauchs: Wenn für Strom aus dem Netz die EEG-Umlage anfällt und die Netzentgelte zu zahlen sind, dominiert der Anreiz zur Eigenversorgung alle gegenwärtig zu beobachtenden Marktpreissignale. In sehr vielen Fällen verbinden sich die Eigenverbrauchsanreize mit anderen außerhalb des Strommarktes liegenden Anreizen. Beispielsweise sind Wärmeerlöse einzuberechnen, die dadurch gesteigert werden, dass die Besteuerung von fossiler Energie zu Wärmezwecken höher ist, als im Fall der gleichzeitigen Stromerzeugung.

Die Datenlage zum Eigenverbrauch ist sehr schlecht, weil die selbst erzeugten und selbst verbrauchten Strommengen nicht systematisch erfasst sind. Durch die Erhebung von der EEG-Umlage auf Eigenversorgung ist dies teilweise behoben, aber die Übergangsregeln in dieser Frage führen dazu, dass es auch weiterhin keine Mengenmeldung von der bestandsgeschützten Industrie gibt. Abschätzungen im Rahmen der Ermittlung der EEG-Umlage weisen darauf hin, dass rund 60 TWh pro Jahr in industriellen Eigenerzeugungskraftwerken erzeugt werden. Das sind rund 10 % der gesamten deutschen Stromerzeugung. Die dafür eingesetzten Kraftwerke werden in einer preisunelastischen Fahrweise betrieben.

In verstärkender Weise wirken die Anreize, die sich aus Sondernetzentgelten ergeben, die bei vielen Eigenversorgern angewendet werden: vielfach können die Voraussetzungen der Sondernetzentgelte nach § 19 Absatz 1 StromNEV (Monatsnetzentgelte), § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV (atypische Netzentgelte), § 19 Absatz 2 Satz 2 (Bandlastentgelte) nur erreicht werden, wenn der Strombezug durch Anpassung der eigenen Stromproduktion auf diese Voraussetzungen hin optimiert wird. Auch diese Anreize übersteigen die marktlichen Anreize deutlich.

Anreize aus vermiedenen Netzentgelten

Neben den Eigenverbrauchsanreizen gaben Kraftwerksbetreiber in der Abfrage zu den Gründen der Einspeisung auch bei negativen Preisen, insbesondere Anreize aus vermiedenen Netznutzungsentgelten an. Aus der Bemessungslogik der "vermiedenen Netzentgelte" ergeben sich starke Anreize einer preisunelastischen Stromproduktion: Da der Zeitpunkt der höchsten Entnahme des Anschlussnetzes aus dem vorgelagerten Netz für die Bemessung der Zahlungen relevant ist und da dieser Zeitpunkt erst ex post festliegt, sind die Betreiber nachgelagerter Erzeugungsleistung ökonomisch gezwungen, im Winterhalbjahr möglichst viel Strom zu erzeugen. In der gegenwärtigen Situation der fossilen Überkapazitäten sind die direkten Strommarkterlöse vielfach gering; die Einnahmen aus vermiedenen Netzentgelten übersteigen in vielen Fällen die Gewinne aus dem eigentlichen Stromgeschäft, so dass sie einen entsprechend stärkeren Einfluss auf die Einsatzentscheidung auszuüben vermögen.

Bilanzkreisbesicherung

Eine für den Markt bedeutsame Erwägung kann bei der Erbringung von Besicherungsleistung im marktlichen Umfeld vorliegen. Bilanzkreisverantwortliche (BKV) kontrahieren gesicherte Kraftwerksleistung, um ihrer Verpflichtung nachzukommen, ihren Bilanzkreis jederzeit ausgeglichen zu halten. Dabei handelt es sich um eine unverzichtbare und im Blick auf die jederzeitige Versorgungssicherheit notwendige Absicherung des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch. Sie ergibt sich unmittelbar aus den Bilanzierungspflichten. Bilanzkreisverantwortliche, die gegen diese Grundsätze verstoßen, begehen eine Pflichtverletzung im Sinne des Bilanzkreisvertrages, die ggf. mit der Kündigung des Bilanzkreisvertrages zu ahnden ist. Ob und inwieweit diese Absicherung zwingend durch konventionelle Kraftwerke erfolgen muss ist offen. Hier können / sollten sich ähnliche Verringerungen der konventionellen Anteile wie bei der Regelenergie ergeben.

Für diese BKV-Besicherungsleistung gelten im Prinzip die gleichen technischen Bedingungen und Anforderungen, die auch für die Erbringung von Regelleistung gelten: Negative Anpassungen sind nur möglich, wenn das Kraftwerk vorher Einspeiseleistung erbracht hat, positive Anpassungen setzen ggf. voraus, dass das Kraftwerk zumindest auf der Höhe der unteren Leistungsgrenze gefahren wird.

Bei dieser Betrachtung ist zu berücksichtigen, dass die Vorlaufzeiten der Bilanzkreisbesicherung länger sind als bei jeder Form der Regelenergieerbringung. Auch wirken probabilistische Erwägungen stark bedarf-senkend, denn ein Besicherungskraftwerk kann eine Vielzahl von Bilanzkreisen besichern. Allerdings ist in dieser Frage die Kenntnislage sehr schwach, denn die Methoden der Bilanzkreisbewirtschaftung stellen im wettbewerblichen Markt ein wichtiges Betriebs- und Geschäftsgeheimnis dar.

E Erwartete Entwicklung der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels sowie mögliche Maßnahmen zur Verringerung

Ausblick und Perspektiven zur möglichen Senkung der Mindesterzeugung

Die Erbringung von Systemdienstleistungen erfolgt bisher im Wesentlichen aus konventionellen Kraftwerken. Für den sicheren Systembetrieb ist ein situationsabhängiger Mindestumfang an Kraftwerken mit bestimmten Eigenschaften zur Erbringung von Systemdienstleistungen erforderlich, der wiederum einen technisch notwendigen konventionellen Kraftwerksbetrieb bedingt¹⁰. Im Folgenden wird ein Ausblick auf mögliche Entwicklungen bzgl. der Regelleistungsvorhaltung, der Spannungshaltung, der Kurzschlussleistung und des Redispatchbedarfs vorgenommen.

Regelleistungsvorhaltung

Regelleistung wird von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern diskriminierungsfrei durch Ausschreibungen beschafft. Eine große Angebotsmenge wirkt kostensenkend. Die fluktuierende Einspeisung aus PV- und Windkraftanlagen soll zukünftig zur Systemstabilität beitragen, indem diese Anlagen bzw. Anlagenpools am Regelenergiemarkt partizipieren. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber treiben diese Entwicklung u.a. mit der Teilnahme an Forschungsprojekten zum Thema Regelenergie aus PV- und Windkraftanlagen voran.

Erste Ergebnisse dieser Forschungsprojekte liegen bereits vor. So können Windkraftanlagenpools einen signifikanten Beitrag zur Bereitstellung negativer Regelleistung in Deutschland leisten¹¹. Die potenziell angebotene Menge hängt dabei von verschiedenen Einflussfaktoren, wie z.B. der installierten Leistung des Windparks, der räumlichen Verteilung, der Vorlaufzeit der Angebotserstellung u.v.m. ab.

Ende 2015 wurden Anforderungen zur Teilnahme von Windkraftanlagen am Markt für Minutenreserve veröffentlicht und seit Februar 2016 sind die ersten Windkraftanlagen für die Bereitstellung von Minutenreserve präqualifiziert. Diese Anlagen nehmen an einer Pilotphase teil, in der noch offene Fragen mit einem praktischen Bezug untersucht werden sollen. Die gewonnenen Erkenntnisse sollen in die Weiterentwicklung der Anforderungen an Windkraftanlagen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt einfließen. Für PV-Anlagen ist die Teilnahme am Regelenergiemarkt zurzeit noch nicht möglich. Wann und

¹⁰ Vgl. Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e. V. : Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, Abschlussbericht, Aachen, 2012

¹¹ Vgl. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Regelenergie durch Windkraftanlagen, Abschlussbericht, Kassel, 2014

wie weit sich durch diese Entwicklungen im Regelleistungsbereich die konventionelle Mindesterzeugung reduzieren lässt, ist aktuell schwer absehbar.

Der Umfang der erforderlichen Regelleistungsvorhaltung wird auch davon bestimmt, mit welchen Systembilanzabweichungen die Übertragungsnetzbetreiber rechnen müssen. Während die Qualität der Bilanzkreisprognosen der Direktvermarkter, Händler und Lieferanten kontinuierlich wächst, verbessert sich die Führung der Verteilnetzbetreiber-Bilanzkreise nicht. Die gegenwärtige Systematik führt sogar dazu, dass die Netzbetreiber ihre Bilanzkreise gegeneinander bewirtschaften und vielfach auf der Basis von Prognosen mit mäßiger Qualität agieren. Dies gilt für alle drei Verteilnetzbetreiberbilanzkreise (Verlustenergie-, Differenz-, EE-Bilanzkreis). Grundsätzlich erscheint hier eine weitere Reduktion des Regelleistungsbedarfes möglich, was unmittelbar Rückwirkung auf die Mindesterzeugung hätte.

Spannungshaltung

So lange konventionelle Kraftwerke marktgetrieben oder aufgrund anderer netztechnischer Treiber kontinuierlich am Netz sind, ist der Bedarf an zusätzlichen stationären Kompensationsanlagen für die Spannungshaltung begrenzt. Durch den Wegfall dieser Kraftwerke wird der Bedarf an Kompensationsanlagen steigen, vor allem im Bereich der dynamischen Blindleistungskompensation. Der Beitrag von EE-Erzeugungsanlagen zur Spannungshaltung kann dabei aufgrund des verzögerten Netzausbaus in den unterlagerten Netzen nur als begrenzt angesehen werden.

Daher verfolgen die Übertragungsnetzbetreiber bereits heute die Strategie, in Bezug auf Spannungshaltung unabhängiger von konventionellen Kraftwerken zu werden, und tätigen bzw. planen entsprechende Ersatzinvestitionen: Eine Kompensation des Blindleistungsbedarfs im Übertragungsnetz soll nach dem Wegfall konventioneller Kraftwerke durch statische Kompensationsanlagen wie Drosselspulen und Kondensatoren bzw. Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Kopfstationen erfolgen. Für die dynamische Blindleistungskompensation müssen weitere Betriebsmittel, wie z. B. rotierende Phasenschieber, installiert werden. Als Beispiel dient hier u.a. der Umbau im Kernkraftwerk Biblis A von einem Generator zum rotierenden Phasenschieber zur Stabilisierung des lokalen Blindleistungsbedarfs.

Kurzschlussleistung

Für einen sicheren Betrieb und die Gewährleistung einer hohen Spannungsqualität muss im Netz ein ausreichend hohes Kurzschlussstromniveau vorhanden sein. Der Kurzschlussstrom ergibt sich an einem Punkt im Netz durch den Vermaschungsgrad des Netzes sowie die elektrische Distanz zu Generatoren. Da über Umrichter gekoppelte Kraftwerke nur einen begrenzten Kurzschlussstrom liefern können, ist für die Ermittlung der zukünftig verfügbaren Kurzschlussleistung insbesondere die Anzahl und Verteilung synchrongekoppelter Generatoren konventioneller Kraftwerke am Höchstspannungsnetz zu betrachten.

Die Entwicklung der benötigten und verfügbaren Kurzschlussleistung wurde bereits in diversen Studien untersucht¹². Diese haben unter anderem gezeigt, dass zum heutigen Zeitpunkt eine ausreichende

¹²Vgl. Deutsche Energie Agentur GmbH: dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 – Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Endbericht, Berlin 2014;

Kurzschlussleistung im Übertragungsnetz durch konventionelle Kraftwerke im In- und Ausland bereitgestellt wird. Dies wird mittelfristig auch bei einem deutlichen Rückgang der konventionellen Erzeugung innerhalb Deutschlands durch die enge Vermaschung zum benachbarten Ausland der Fall sein¹³.

Aufgrund des zu erwartenden Rückgangs konventioneller Erzeugung auch im benachbarten Ausland und der vergrößerten Spannungstrichter¹⁴ sollte diese Entwicklung jedoch beobachtet werden, um rechtzeitig, bestenfalls grenzüberschreitende, Konzepte und Maßnahmen zu entwickeln¹⁵.

Die Bereitstellung von Kurzschlussleistung mit den für den Netzbetrieb benötigten Charakteristika scheint technisch betrachtet auch durch mittels Umrichter am Höchstspannungsnetz angeschlossene Kraftwerke möglich. Hierzu sind jedoch weitere Untersuchungen notwendig. Neben der technischen Realisierbarkeit ist zu prüfen, inwiefern eine ausreichende Bereitstellung aus den Verteilungsnetzen für das Übertragungsnetz technisch und regional möglich ist und wie gegebenenfalls Netzanschlussregeln angepasst werden müssten. Aus diesen Untersuchungen ggf. erkennbare Potentiale könnten jedoch nicht kurz-, sondern eher mittel- bis langfristig gehoben werden.

Redispatchbedarf

Der Redispatchbedarf als Treiber der Mindesterzeugung kann im Wesentlichen durch einen bedarfsgerechten Ausbau der Übertragungsnetze reduziert werden. Ein entsprechender Planungsprozess besteht seit 2012 durch den Netzentwicklungsplan und führt über das Bundesbedarfsplangesetz zu einer gesetzlich geregelten Realisierung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zur Behebung von Netzengpässen.

Die zeitgerechte Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen bildet somit die Voraussetzung zur Reduktion der durch Redispatch verursachten konventionellen Mindesterzeugung¹⁶.

Der Einfluss des Redispatchbedarfs auf die konventionelle Mindesterzeugung hängt stark von den Witterungsbedingungen ab und ist nur schwer vorherzusagen. 2015 war insgesamt ein Jahr mit vielen notwendigen Anpassungs- und Redispatchmaßnahmen in erheblichem Umfang, was sicherlich zu einer höheren Mindesterzeugung geführt haben wird.

Positiver Redispatch und negative Regelleistungsvorhaltung sind die wesentlichen Bestandteile der Mindesterzeugung. Spannungshaltung und Kurzschlussleistung werden derzeit als implizite Systemdienstleistungen durch den konventionellen Erzeugungssockel erbracht. Es könnte ein zusätzlicher

¹³ Vgl. Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft(FGH) e. V.: Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, Abschlussbericht, Aachen, 2012;

¹⁴ Mit dem Spannungstrichter ist der in radialer Richtung vom Fehlerort ausgehende Spannungsabfall gemeint. Je höher die Entfernung zum Fehlerort, desto kleiner ist der Spannungsabfall. Um den Fehlerort bilden sich somit konzentrische Spannungsniveaus, ähnlich einem Trichter.

¹⁵ Vgl. Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen: Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023, Abschlussbericht, Aachen, 2015

¹⁶ Vgl. consenec: Konventionelle Mindesterzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung, Abschlussbericht, 25. Januar 2016

Bedarf an positivem Redispatch für Spannungshaltung und Kurzschlussleistung entstehen, bei einem beschleunigten Rückgang des konventionellen Erzeugungssockels. Dies würde sich erhöhend auf die Mindesterzeugung auswirken.

Ausblick und Perspektiven zur möglichen Senkung des konventionellen Erzeugungssockels

Ein Teil des konventionellen Erzeugungssockels ergibt sich aus marktkonformen Gegebenheiten. Insbesondere die Vorhaltung von gesicherter Leistung zur Bewirtschaftung eines Bilanzkreises ist sachgerecht und auch in Zukunft erforderlich. In diesem Bereich werden weiter verbesserte Prognoseinstrumente und Besicherungskonzepte zu einer Verringerung beitragen; politische oder gesetzgeberische Aktivitäten sind in dieser Hinsicht nicht erforderlich, da die finanziellen Anreize eine weitere Effizienzsteigerung erwarten lassen.

Anders stellt es sich dar, wenn wie es im Zusammenhang mit dem "Aggregatorenmodell" gefordert wird und im Winterpaket der Europäischen Kommission andeutungsweise enthalten ist, der zu prognostizierende Letztverbraucher ohne Wissen seines Lieferanten seinen Stromverbrauch einsenken und später nachholen kann. Damit ginge seine Prognostizierbarkeit deutlich zurück. Dies würde zu einer Zunahme der Bilanzkreisabweichungen und damit auch zu einer Zunahme der erforderlichen Besicherungsleistung führen.

Ein gewisser Teil des konventionellen Erzeugungssockels ergibt sich aus den Anreizen des Eigenverbrauchsprivilegs. Dieses wiederum ist eine direkte Folge der Systematik, mit der gegenwärtig Netzentgelte und EEG-Umlagen erhoben werden. Jeder arbeitsbezogene Entgeltbestandteil hat zur Folge, dass sich eine Reaktion auf Marktpreise entsprechend weniger rentiert. Die zurzeit beginnende Diskussion über eine Fortentwicklung des Entgelt- und Umlagensystems ist auch vor dem Hintergrund einer möglichst tiefen Integration des Verbrauchs in den Strommarkt zu führen. Im industriellen Bereich sollte darum eine Bepreisung der bezogenen oder installierten Leistung dominieren. Die Anreize der industriellen Sonderregelungen sollten daraufhin überprüft werden, ob sie faktisch zu Anreizen führen, die eigenen Kraftwerke preisunelastisch zu fahren.

Ein weiterer Teil des konventionellen Erzeugungssockels folgt aus der Bemessung der vermiedenen Netzentgelte. Hier ist anzustreben, die oben beschriebenen Anreize zu einer preisunelastischen Fahrweise zu vermindern. Dies kann in der Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für alle Arten von Erzeugung grundlegend gelöst werden. Oder die Fehlanreize werden durch ein Einfrieren und Reduzieren der vermiedenen Netzentgelte wenigstens teilweise gemindert.

Zusammenfassung

Langfristiges Ziel der Bundesregierung ist eine CO₂-freie, nicht-nukleare Erzeugungsstruktur. Dieses Ziel impliziert das Bemühen, den Anteil an konventioneller Erzeugung, der aus systemtechnischen Gründen unverzichtbar ist bzw. sich preisunelastisch verhält, möglichst weitgehend zu reduzieren. Dieses Bemühen setzt zunächst die Kenntnis der gegenwärtigen Verhältnisse und der technischen Zusammenhänge voraus. So wird mit dem ersten Bericht über die Mindestenerzeugung eine hauptsächlich deskriptive Darstellung der Mindestenerzeugung sowie des konventionellen Erzeugungssockels nach Umfang und Ursachen im Jahr 2015 mit den verfügbaren Informationen vorgenommen. Darauf aufbauend werden Schlussfolgerungen über die Faktoren der Mindestenerzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels abgeleitet. Abschließend wird ein Ausblick zu möglichen Entwicklungen gegeben und Maßnahmen zur Reduzierung vorgeschlagen.

Unter der Mindestenerzeugung wird ausschließlich diejenige Einspeiseleistung verstanden, die direkt einem netztechnischen Grund bzw. einer Systemdienstleistung zurechenbar ist. In diesem Bericht sind dies: abgerufene positive Redispatchleistung sowie Regelleistung, vorgehaltene negative Regelleistung und Besicherung der negativen Regelleistung. Der konventionelle Erzeugungssockel setzt sich aus derjenigen Einspeiseleistung zusammen, die ebenfalls eingeschränkt auf die Börsenstrompreise reagiert, aber aus anderen Gründen. Zu diesen Gründen gehören unter anderem: Kraftwerkstechnik, Wärmebelieferung, Erlöse aus KWK-Förderung, Eigenversorgung, Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten, Prozessbindung, Erbringung von Besicherungsleistung zur Bilanzkreisbewirtschaftung. Die folgende schematische Darstellung veranschaulicht die vorgenommene Abgrenzung der Mindestenerzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels.

Abgrenzung Mindestenerzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

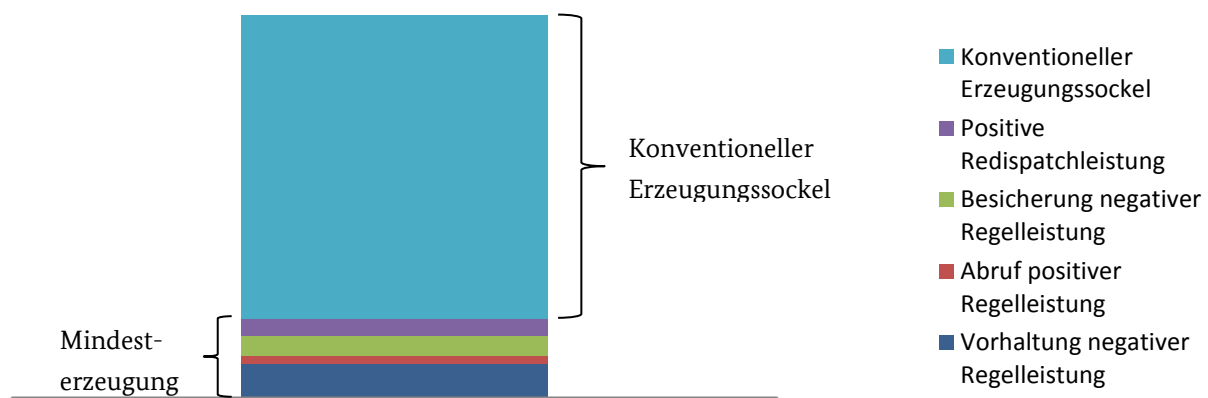


Abbildung 48: Abgrenzung Mindestenerzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

Die verwendete Definition der Mindestenerzeugung grenzt die netztechnisch-erforderliche preisunelastische Einspeisung ab, die heute von den Netzbetreibern zur Erbringung von Systemdienstleistungen explizit angefordert und kontrahiert wird. Da ein nennenswerter Teil der Systemdienstleistungen von konventionellen Kraftwerken aufgrund ihres Einsatzes im Markt ohne Kontrahierung durch einen Netz-

betreiber "nebenbei" erbracht wird, kann ein - möglicherweise erheblicher - Teil der Mindesterzeugung nicht explizit betrachtet werden. So werden durch den verbliebenen konventionellen Erzeugungssockel implizit Systemdienstleistungen Spannungshaltung und Kurzschlussleistung erbracht, die der Mindesterzeugung hinzuzurechnen wären. Der tatsächliche Wert für die Mindesterzeugung liegt somit oberhalb des in diesem Bericht ausgewiesenen Wertes, jedoch kann der tatsächliche Wert derzeit nicht näher quantifiziert werden.

Die Analyse der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels erfolgt anhand von fünf Stunden von fünf Tagen aus dem zweiten Halbjahr 2015. Die Tage wurden mit Hilfe der Kriterien negative Day-Ahead-Börsenpreise, hohe Einspeiseleistung aus EE-Anlagen, geringe Residuallast sowie erhöhtes Auftreten von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen ausgewählt. Die Datengrundlage bilden Kraftwerkseinsatzplanungsdaten aus dem Energieinformationsnetz (Kraftwerke ≥ 10 MW und Anschluss an die Spannungsebene ≥ 110 kV) und eine Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern zu den Gründen ihrer Einspeisung.

Nachfolgend ist die Mindesterzeugung sowie der konventionellen Erzeugungssockel überblicksartig zu sehen.

Übersicht über die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel in allen betrachteten Stunden

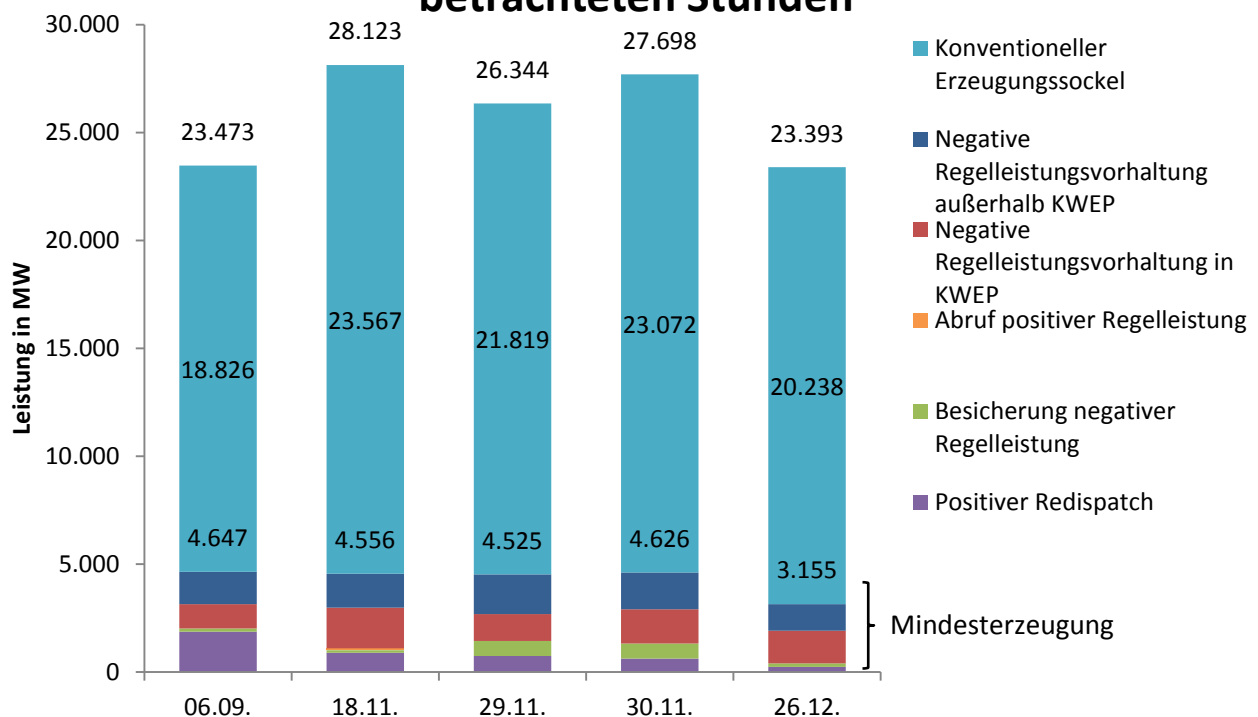


Abbildung 49: Übersicht über die Mindesterzeugung¹⁷ und den konventionellen Erzeugungssockel in allen betrachteten Stunden

¹⁷ In der Kategorie "Negative Regelleistungsvorhaltung in KWEP" sind die einzelnen negativen Regelleistungsarten (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) gemäß der gemeldeten Daten zur Kraftwerkseinsatzplanung enthalten. Hinzu kommen in

Wie in der Abbildung 49 zu sehen ist, beläuft sich die Mindesterzeugung in den analysierten Stunden auf einen Bereich von 3,2 GW bis 4,6 GW. Der konventionelle Erzeugungssockel liegt in den analysierten Stunden zwischen 18,8 GW und 23,6 GW. Insgesamt befanden sich in den analysierten Stunden also Kraftwerke am Netz mit einer Einspeiseleistung zwischen 23,4 GW und 28,1 GW.

Nach den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten, in Verbindung mit der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern, sind technische Gründe und wärmebedingte Einspeisung maßgebliche Faktoren für die Höhe des konventionellen Erzeugungssockels. Ökonomische und sonstige Gründe sind hier aus Sicht der Kraftwerksbetreiber eher von untergeordneter Bedeutung. Insbesondere Kernenergie- und Braunkohlekraftwerke liefen nach Angaben der Kraftwerksbetreiber in den betrachteten Stunden größtenteils aus technischen Gründen. Auf diese beiden Energieträger entfällt in allen Situationen mit einem Anteil von rund 69 % bis 73 % der größte Anteil der gesamten noch am Netz befindlichen konventionellen Einspeiseleistung. Die beiden Energieträger Steinkohle und Erdgas machen einen Anteil von rund 22 % bis 27 % aus. Die Differenzierung der gesamten Einspeiseleistung in Mindesterzeugung und konventionellen Erzeugungssockel zeigt, dass der weitaus niedrigere Anteil der Mindesterzeugung zuzuschreiben ist. Der deutlich größere Anteil entfällt auf den konventionellen Erzeugungssockel.

Ein wesentlicher Bestandteil der Mindesterzeugung ist die Vorhaltung von negativer Regelleistung. Hier soll die fluktuierende Einspeisung aus PV- und Windkraftanlagen zukünftig zur Systemstabilität beitragen, indem diese Anlagen bzw. Anlagenpools am Regelenenergiemarkt partizipieren. So können Windkraftanlagenpools einen signifikanten Beitrag zur Bereitstellung negativer Regelleistung in Deutschland leisten. Wann und wie weit sich durch diese Entwicklungen im Regelleistungsbereich die konventionelle Mindesterzeugung reduzieren lässt, ist aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber aktuell jedoch schwer absehbar.

Um in Bezug auf die Spannungshaltung, die bislang implizit vom konventionellen Erzeugungssockel erbracht wird, unabhängiger von konventionellen Kraftwerken zu werden, die perspektivisch vermehrt aus dem Markt ausscheiden werden, tätigen bzw. planen die Übertragungsnetzbetreiber entsprechende Ersatzinvestitionen. So soll eine Kompensation des Blindleistungsbedarfs im Übertragungsnetz nach dem Wegfall konventioneller Kraftwerke durch statische Kompensationsanlagen wie Drosselpulen und Kondensatoren bzw. Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Kopfstationen erfolgen. Für die dynamische Blindleistungskompensation müssen weitere Betriebsmittel, wie z. B. rotierende Phasenschieber, installiert werden.

Beim konventionellen Erzeugungssockel zeigt sich, dass der wesentliche Faktor und damit das größte Potential für eine weitere Reduzierung des konventionellen Erzeugungssockels in den technischen Restriktionen der Kraftwerke liegen. Dazu zählen zum Beispiel An- und Abfahrrampen, Mindestbetriebszeiten und die Fähigkeit zur Anpassung der Einspeiseleistung innerhalb seines Betriebsbandes. Weitere Investitionen in die Flexibilisierung der konventionellen Anlagen könnten hier für eine Verringerung sorgen.

Die Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern hat zudem gezeigt, dass eine detailliertere Untersuchung der weiteren außermärklichen Verdienstmöglichkeiten weiteres Potential zur Absenkung des konventionellen

der Kategorie "Negative Regelleistungsvorhaltung außerhalb KWEP" weitere negative Regelleistungen aus den Ausschreibungen der Übertragungsnetzbetreiber, die nicht in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten erfasst sind (vgl. C 1.1.4).

Erzeugungssockels zu Tage bringen könnte. Dabei liegt der Fokus auf den ökonomischen Anreizen, zu denen Eigenverbrauchsanreize, Anreize aus vermiedenen Netzentgelten und KWK-Förderung gehören. So wurden insbesondere Anreize zum Eigenverbrauch sowie aus vermiedenen Netzentgelten von den Kraftwerksbetreibern am häufigsten als ökonomische Gründe angegeben, auch bei negativen Börsenpreisen einzuspeisen.

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Abgrenzung Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel	7
Abbildung 2: Eigene Darstellung in Anlehnung an BDEW (2014), Prozessbeschreibung "Einführung des ERRP Planungsprozesses zur Meldung von Kraftwerksdaten an die ÜNB"	14
Abbildung 3: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung nach Energieträger 06.09.2015	19
Abbildung 4: Zusammensetzung untere Leistungsgrenze nach Energieträger 06.09.2015	21
Abbildung 5: Gründe für die untere Leistungsgrenze 06.09.2015	22
Abbildung 6: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung 06.09.2015	23
Abbildung 7: Vergleich Regelleistung gemäß ÜNB-Ausschreibungen (abzgl. PSW Einträge) und KWEP-Daten 06.09.2015	24
Abbildung 8: Zusammensetzung freie negative Leistung nach Energieträger 06.09.2015	24
Abbildung 9: Gründe für negative Besicherungsleistung 06.09.2015	25
Abbildung 10: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 06.09.2015	26
Abbildung 11: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung nach Energieträger 18.11.2015	29
Abbildung 12: Zusammensetzung untere Leistungsgrenze nach Energieträger 18.11.2015	30
Abbildung 13: Gründe für untere Leistungsgrenze 18.11.2015	31
Abbildung 14: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung 18.11.2015	32
Abbildung 15: Vergleich Regelleistung gemäß ÜNB-Ausschreibungen (abzgl. PSW Einträge) und KWEP-Daten 18.11.2015	32
Abbildung 16: Zusammensetzung freie negative Leistung nach Energieträger 18.11.2015	33
Abbildung 17: Gründe für negative Besicherungsleistung 18.11.2015	34
Abbildung 18: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 18.11.2015	34
Abbildung 19: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung nach Energieträger 29.11.2015	37
Abbildung 20: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung nach Energieträger 30.11.2015	38
Abbildung 21: Zusammensetzung untere Leistungsgrenze nach Energieträger 29.11.2015	39
Abbildung 22: Gründe für untere Leistungsgrenze 29.11.2015	40
Abbildung 23: Zusammensetzung untere Leistungsgrenze nach Energieträger 30.11.2015	41
Abbildung 24: Gründe für untere Leistungsgrenze 30.11.2015	42
Abbildung 25: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung 29.11.2015	43
Abbildung 26: Vergleich Regelleistung gemäß ÜNB-Ausschreibungen (abzgl. PSW Einträge) und KWEP-Daten 29.11.2015	43

Abbildung 27: Zusammensetzung freie negative Leistung nach Energieträger 29.11.2015	44
Abbildung 28: Gründe für negative Besicherungsleistung 29.11.2015	45
Abbildung 29: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung 30.11.2015	45
Abbildung 30: Vergleich Regelleistung gemäß ÜNB-Ausschreibungen (abzgl. PSW Einträge) und KWEP-Daten 30.11.2015.....	46
Abbildung 31: Zusammensetzung freie negative Leistung nach Energieträger 30.11.2015	46
Abbildung 32: Gründe für negative Besicherungsleistung 30.11.2015	47
Abbildung 33: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 29.11.2015	48
Abbildung 34: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 30.11.2015	49
Abbildung 35: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung nach Energieträger 26.12.2015	51
Abbildung 36: Zusammensetzung untere Leistungsgrenze nach Energieträger 26.12.2015	52
Abbildung 37: Gründe für untere Leistungsgrenze 26.12.2015	53
Abbildung 38: Zusammensetzung geplante Einspeiseleistung 26.12.2015	54
Abbildung 39: Vergleich Regelleistung ÜNB-Ausschreibung (abzgl. PSW) und KWEP-Daten 26.12.2015.....	54
Abbildung 40: Zusammensetzung freie negative Leistung nach Energieträger 26.12.2015	55
Abbildung 41: Gründe für negative Besicherungsleistung 26.12.2015	56
Abbildung 42: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 26.12.2015	56
Abbildung 43: Beantwortung der Umfrage unter den Kraftwerksbetreibern entsprechend den zurück erhaltenen Abfragebögen	58
Abbildung 44: Übersicht über die geplante Einspeiseleistung in allen betrachteten Stunden	60
Abbildung 45: Übersicht über die untere Leistungsgrenze der einspeisenden Kraftwerke in allen betrachteten Stunden.....	61
Abbildung 46: Gründe für die untere Leistungsgrenze in allen betrachteten Situationen gemäß Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern.....	62
Abbildung 47: Übersicht über die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel in allen betrachteten Stunden	64
Abbildung 48: Abgrenzung Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel	72
Abbildung 49: Übersicht über die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel in allen betrachteten Stunden	73

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Auswahl zu analysierender Stunden	11
Tabelle 2: Definition einzelner Datenmeldungen in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten	13
Tabelle 3: Abfragebogen für Kraftwerksbetreiber	17
Tabelle 4: Rahmendaten 06.09.2015	18
Tabelle 5: Rahmendaten 18.11.2015	28
Tabelle 6: Rahmendaten 29. und 30.11.2015	36
Tabelle 7: Rahmendaten 26.12.2015	50

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BES	Besicherungsleistung
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
EE	Erneuerbare Energien
EIN	Energieinformationsnetz
EinsMan	Einspeisemanagement
ENTSO-E	Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERRP	ENTSO-E Reserve Resource Process
GW	Gigawatt
kV	Kilovolt
KWEP	Kraftwerkseinsatzplanung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
MRL	Minutenreserveleistung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
PRL	Primärregelleistung
Prod_min	Untere Leistungsgrenze
Prod/ Prod_Plan	Geplante Einspeiseleistung
PSW	Pumpspeicherkraftwerk

PV	Photovoltaik
RDV	Redispatchvermögen
ResKW	Reservekraftwerk
SRL	Sekundärregelleistung
TWh	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Stand

März 2017

Text

Abteilung 6