



Bundesnetzagentur

# Bericht über die Mindestenergieerzeugung 2019





# Bericht über die Mindestenerzeugung 2019

Berichtszeitraum 2016 – 2018

Stand: 07. Oktober 2019

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

Referat 603

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

E-Mail: [monitoring.energie@bnetza.de](mailto:monitoring.energie@bnetza.de)

## Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>5</b>
<b>A Einführung</b> .....	<b>12</b>
<b>B Definition</b> .....	<b>14</b>
<b>C Datengrundlage</b> .....	<b>17</b>
1. Kraftwerkseinsatzplanungsdaten .....	17
2. Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern .....	24
3. Sonstige Datenquellen .....	27
<b>D Methodik</b> .....	<b>29</b>
1. Betrachtung von Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen.....	29
2. Kriterien zur Auswahl relevanter Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen .....	30
3. Auswahl der zu analysierenden Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen.....	32
<b>E Analyse der Mindesterzeugung in den Jahren 2016 bis 2018</b> .....	<b>34</b>
1. Analyse der Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen 2016 bis 2018.....	35
1.1 Analyse des Tages 28.03.2016.....	35
1.1.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung.....	35
1.1.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel .....	35
1.2 Analyse des Tages 08.05.2016.....	44
1.2.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung.....	44
1.2.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel .....	45
1.3 Analyse der Tage 20. – 21.11.2016 .....	48
1.3.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung.....	48
1.3.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel .....	49
1.4 Analyse der Tage 24. – 27.12.2016 .....	52
1.4.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung.....	52
1.4.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel .....	53
1.4.3 Analyse der Netz- und Einspeisesituation.....	57
1.5 Analyse der Tage 30.04. – 01.05.2017 .....	63
1.5.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung.....	63
1.5.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel .....	63
1.5.3 Analyse der Netz- und Einspeisesituation.....	66
1.6 Analyse der Tage 28. – 30.10.2017 .....	71
1.6.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung.....	71
1.6.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel .....	71
1.7 Analyse der Tage 23. – 26.12.2017 .....	75
1.7.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung.....	75
1.7.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel .....	76
1.7.3 Analyse der Netz- und Einspeisesituation.....	80
1.8 Analyse des Tages 01.01.2018.....	85
1.8.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung.....	85
1.8.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel .....	85
1.9 Analyse der Tage 17. – 18.03.2018 .....	89
1.9.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung.....	89
1.9.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel .....	89

1.9.3	Analyse der Netz- und Einspeisesituation .....	92
1.10	Analyse des Tages 01.05.2018 .....	97
1.10.1	Preisunelastische Erzeugungsleistung .....	97
1.10.2	Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel .....	97
1.11	Analyse des Tages 03.10.2018 .....	101
1.11.1	Preisunelastische Erzeugungsleistung .....	101
1.11.2	Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel .....	101
1.11.3	Analyse der Netz- und Einspeisesituation .....	104
2.	Abfrage bei Kraftwerksbetreibern zur Reaktion der Kraftwerke bei variierender Dauer eines hypothetischen Day-Ahead-Börsenpreises von -100 €/MWh.....	109
3.	Schlussfolgerungen aus der Analyse.....	113
3.1	Preisunelastische Erzeugungsleistung .....	113
3.2	Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel .....	115
3.3	Netzsituation.....	120
<b>F</b>	<b>Ausblick und Perspektiven zur möglichen Senkung der Mindestenerzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels.....</b>	<b>125</b>
1.	Ausblick und Perspektiven zur möglichen Senkung der Mindestenerzeugung.....	125
2.	Ausblick und Perspektiven zur möglichen Senkung des konventionellen Erzeugungssockels.....	131
<b>ANHANG</b>	<b>.....</b>	<b>133</b>
	Auswertungen der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern zu den Gründen der Einspeisung trotz negativer Börsenpreise .....	134
<b>VERZEICHNISSE</b>	<b>.....</b>	<b>165</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>.....</b>	<b>166</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>.....</b>	<b>169</b>
<b>Impressum</b>	<b>.....</b>	<b>171</b>

# Zusammenfassung

Ziel der Bundesrepublik Deutschland ist eine CO<sub>2</sub>-freie, nichtnukleare Erzeugungsstruktur. Dieses Ziel impliziert, dass der Anteil an konventioneller Erzeugung, der aus systemtechnischen Gründen unverzichtbar ist bzw. sich preisunelastisch verhält, möglichst weitgehend reduziert wird. Der erste Bericht über die Mindesterzeugung aus dem Jahr 2017 hat hierbei wichtige Erkenntnisse zum Umfang und Ursachen über die „echte“ Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel im Jahr 2015 geliefert. Der vorliegende zweite Bericht über die Mindesterzeugung betrachtet nun die Jahre 2016 bis 2018. Der Fokus liegt zum einen auf der Entwicklung der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels. Dabei wird der konventionelle Erzeugungssockel gegenüber dem ersten Bericht weitergehend erklärt. Außerdem wird erstmalig auf den Zusammenhang zwischen Mindesterzeugung bzw. konventionellem Erzeugungssockel und der Abregelung von Erneuerbaren Energien-Anlagen eingegangen. Schließlich wird ein Ausblick zu möglichen Entwicklungen und Maßnahmen zur Reduzierung von Mindesterzeugung und konventionellem Erzeugungssockel gegeben.

Unter der Mindesterzeugung wird ausschließlich diejenige Einspeiseleistung bzw. Leistungserbringung verstanden, die direkt einem netztechnischen Grund bzw. einer Systemdienstleistung zurechenbar ist. Dies sind insbesondere:

- abgerufene positive Redispatchleistung,
- abgerufene positive 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, Prozessbindung sowie Erbringung von Besicherungsleistung zur Bilanzkreisbewirtschaftung. Innerhalb des konventionellen Erzeugungssockels wird im vorliegenden Bericht erstmals auch explizit die untere Leistungsgrenze derjenigen konventionellen Kraftwerke ausgewiesen, die an der Mindesterzeugung beteiligt waren. Damit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass die Bereitstellung der Mindesterzeugung aus Kraftwerken nicht ohne weiteres von deren kraftwerkstechnischen Gegebenheiten (untere Leistungsgrenze) zu trennen ist. Die folgende schematische Darstellung veranschaulicht die vorgenommene Abgrenzung der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels.

## Definition der Mindesterzeugung

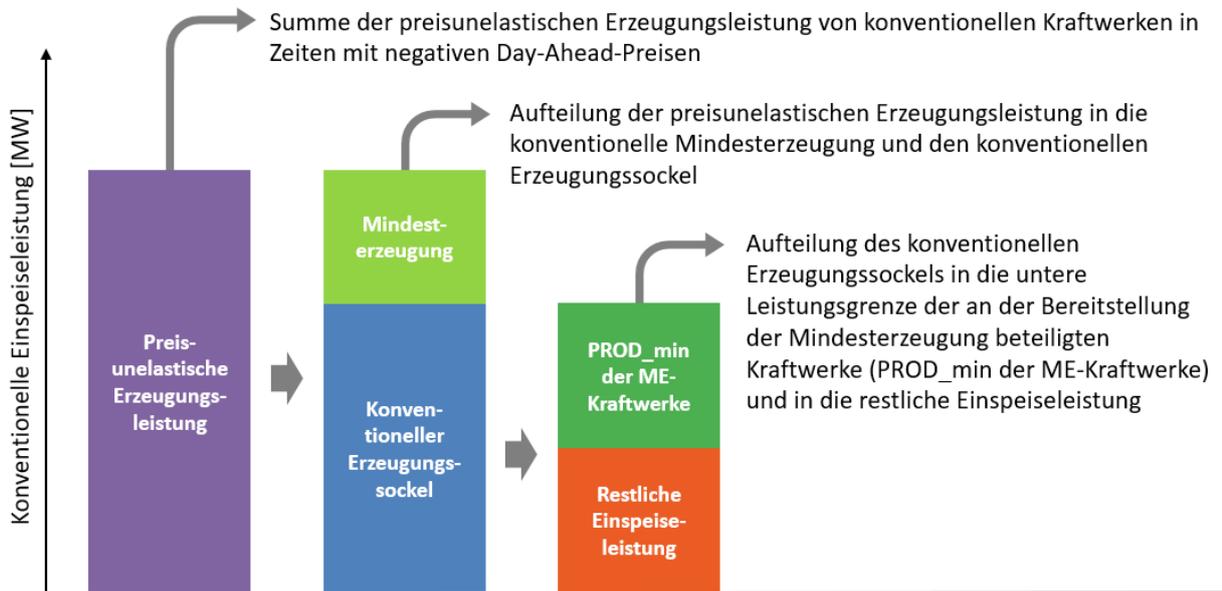


Abbildung 1: Veranschaulichung von konventioneller Mindesterzeugung sowie konventionellem Erzeugungssockel und der Summe der Mindestleistung, die im Zusammenhang mit der Mindesterzeugung steht

Die verwendete Definition der Mindesterzeugung beschreibt die netztechnisch erforderliche preisunelastische Einspeisung, 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, quasi „nebenbei“ mit erbracht wird, kann ein – möglicherweise erheblicher – Teil der Mindesterzeugung nicht explizit quantitativ ausgewiesen werden. So werden durch den verbliebenen konventionellen Erzeugungssockel implizit Systemdienstleistungen wie Momentanreserve, 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 wird im vorliegenden Bericht auf Perioden (statt einzelne Stunden) mit negativen Day-Ahead-Börsenpreisen ausgeweitet. Betrachtet werden elf Perioden, die 21 Tage umfassen, mit negativen Day-Ahead-Börsenpreisen aus den Jahren 2016 bis 2018. Die Auswertungen basieren im Wesentlichen auf Kraftwerkseinsatzplanungsdaten aus dem Energieinformationsnetz (Kraftwerke größer 10 MW und Anschluss an die Spannungsebene 110 kV oder höher) und einer Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern zu den Gründen ihrer Einspeisung in den analysierten Perioden.

Die folgende Abbildung veranschaulicht die wesentlichen Ergebnisse zur Höhe der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels in den Jahren 2016 bis 2018.

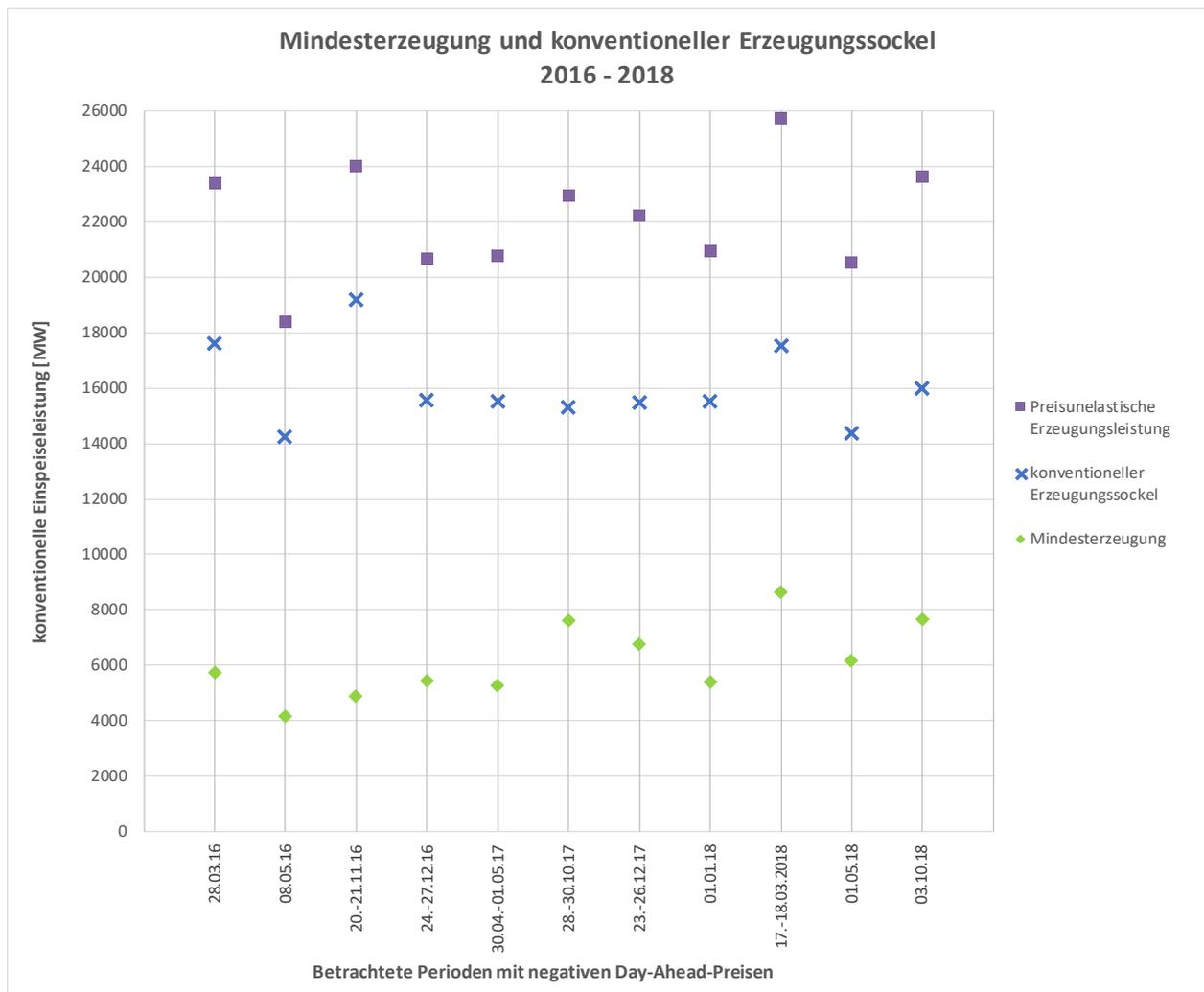


Abbildung 2: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 2016 – 2018

Preisunelastische Erzeugungsleistung Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel unterliegen größeren Schwankungen. Die gesamte preisunelastische Erzeugungsleistung unterschritt in den betrachteten Perioden nicht eine Größenordnung von 18.400 MW bis 24.300 MW.

Der größere Teil der preisunelastischen Erzeugungsleistung ist dem konventionellen Erzeugungssockel zuzuordnen. Dieser machte einen Anteil von ca. 66 % bis 80 % aus. Die Betreiber der am Netz befindlichen Kraftwerke haben die Erzeugungsleistung innerhalb aller Perioden mit negativen Börsenpreisen zeitweise bis auf ihre gemeldete untere Leistungsgrenze eingesenkt. Damit bestimmt die von den Kraftwerksbetreibern gemeldete (technologische) Flexibilität bzw. Inflexibilität der am Netz befindlichen Kraftwerke maßgeblich die Höhe des konventionellen Erzeugungssockels. Weitere Investitionen in die Flexibilisierung der Kraftwerke könnten den

konventionellen Erzeugungssockel demnach reduzieren. Es ist anhand der vorliegenden Daten nicht auszuschließen, dass die mit der Wärmeproduktion verbundene elektrische Leistung ebenfalls zumindest in einem Teil der gemeldeten unteren Leistungsgrenzen (PROD\_min) der Kraftwerke enthalten ist. Die Bundesnetzagentur wird dem im Rahmen der weiteren Evaluierung der Mindesterzeugung nachgehen.

Zwischen 38 % und 61 % des konventionellen Erzeugungssockels sind der unteren Leistungsgrenze derjenigen Kraftwerke zuzuordnen, die an der Mindesterzeugung beteiligt waren (sogenannte „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“). Die Höhe der unteren Leistungsgrenze der „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“ hängt stark von den Kraftwerken ab, die die Mindesterzeugung bereitstellen. Daher schwankt der Anteil derart stark.

Die Kraftwerksbetreiber wurden zu den Gründen ihrer Einspeisung trotz negativer Börsenpreise befragt. Die gegenüber dem ersten Bericht weiterentwickelte Abfrage hat gezeigt, dass die Gründe vielschichtig sein können. Allerdings war die Wärmeerzeugung in den betrachteten Perioden der bestimmende Grund, negative Börsenpreise in Kauf zu nehmen. So gaben die Kraftwerksbetreiber der am Netz befindlichen Kraftwerke als meistgenannten Hauptgrund die Auskopplung von Wärme an (45 - 55 %). Nach der Wärmeauskopplung wurde in nahezu allen betrachteten Perioden am zweithäufigsten die Eigenerzeugung als Grund genannt.

Mit der endgültigen Stilllegung der Atomkraftwerke und dem sukzessiven Kohleausstieg gehen in den nächsten Jahren gerade die Kraftwerke vom Netz, die mit Energieträgern betrieben werden, die in den betrachteten Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen bisher den größten Anteil an der gesamten konventionellen preisunelastischen Erzeugungsleistung ausmachten. Ihr gemeinsamer Anteil lag in den betrachteten Perioden bei rund Zweidrittel (59 - 73 %, der Anteil wird vermutlich eher unterschätzt, da die gesamte preisunelastische Erzeugungsleistung nicht energieträgerscharf bekannt ist). Wie groß genau der Effekt dieser Stilllegungen auf die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel und insbesondere das Verhältnis dieser beiden Größen zueinander sein wird, lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt nicht beantworten. Dass die Stilllegungen einen senkenden Einfluss auf Mindesterzeugung und konventionellen Erzeugungssockel haben werden, ist allerdings sehr wahrscheinlich.

Die Mindesterzeugung machte den kleineren Anteil an der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Sie unterliegt dabei teils größeren Schwankungen. In der Mehrzahl der betrachteten Perioden schwankte die Mindesterzeugung in einer Bandbreite zwischen rund 4.000 MW und 7.500 MW. Die Schwankungsbreite betrug dabei nur in wenigen Fällen und meist kurzzeitig (z. B. aufgrund von Abruf positiver Regelleistung) mehr als 3.500 MW. Die Schwankungen der Mindesterzeugung sind immer dann ausgeprägt, wenn mehrere Bestandteile zur selben Zeit verhältnismäßig hohe Beiträge leisten (z. B. positiver Redispatch und negative Besicherung von Kraftwerksausfällen). Der Anteil der Mindesterzeugung an der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung lag in den Stunden mit dem negativsten Börsenstrompreis zwischen 20 % und 34 %. Die Vorhaltung negativer Regelleistung durch konventionelle Kraftwerke hatte dabei den mit

Abstand größten Anteil an der Mindesterzeugung. Dieser Anteil könnte sich verringern, wenn mehr EE-Anlagen am Regenergiemarkt teilnehmen. So können technisch und regulatorisch auch Windkraftanlagenpools einen signifikanten Beitrag zur Bereitstellung negativer Regelleistung in Deutschland leisten. Praktisch entscheiden sich aber die Betreiber und Direktvermarkter kaum für eine Teilnahme am Regenergiemarkt. Die Besicherung von Kraftwerksausfällen und die Erbringung von positivem Redispatch sind weitere nennenswerte Treiber der Mindesterzeugung. Redispatch lässt sich nachhaltig durch Netzausbau reduzieren.

Nicht enthalten sind in den ausgewiesenen Ergebnissen von konventionellen Kraftwerken implizit bereitgestellte Systemdienstleistungen, wie die Spannungshaltung. Der Beitrag zur Spannungshaltung von konventionellen Kraftwerken, die perspektivisch vermehrt aus dem Markt ausscheiden werden, könnte durch statische Kompensationsanlagen wie Drosselspulen und Kondensatoren bzw. Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Kopfstationen kompensiert werden. Für die dynamische Blindleistungskompensation müssen weitere Betriebsmittel, wie z. B. rotierende Phasenschieber, installiert werden.

Losgelöst von der Betrachtung konkreter historischer Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen wurden die Kraftwerksbetreiber befragt, in wie vielen Stunden ein negativer Day-Ahead-Preis in Höhe von -100 €/MWh auftreten müsste, bis sich die Betreiber für das vollständige Herunterfahren ihres Kraftwerks entscheiden. Während 28 % der Kraftwerke bereits bei der Prognose des negativen Preises für bis zu 6 Stunden ihr Kraftwerk komplett herunterfahren würden, würden 41 % der Kraftwerke unabhängig von der Länge der Negativperiode am Netz bleiben. Diese Kraftwerke würden also auch dann am Netz bleiben, wenn deutlich längere Perioden mit negativen Börsenpreisen aufträten, als sie in den Jahren 2016 bis 2018 aufgetreten sind. Die Antworten der Kraftwerksbetreiber zu dieser hypothetischen Fragestellung bestätigen im Übrigen die Ergebnisse aus den einzelnen analysierten Perioden. Kraftwerke mit Wärmeauskopplung verhalten sich demnach bei negativen Preisen preisunelastischer als Kraftwerke, die keine Wärme auskoppeln können. 48 % der Kraftwerke, die Wärme auskoppeln können, gaben an, ihr Kraftwerk auch bei einem Preis von -100 €/MWh „nie“ herunterzufahren. Bei Kraftwerken ohne Kraftwärmeauskopplung waren dies 26 %.

Diese Antworten sind auch vor dem Hintergrund plausibel, dass Kraftwerke, die Wärme auskoppeln können (KWK-Anlagen) zusätzlich zu den Wärmeerlösen teilweise gleich mehrere Förderungen einnehmen können, die sie vom Marktpreis unabhängiger machen. Dazu zählen Eigenverbrauchsprivilegien und teilweise vermiedene Netzentgelte (relevant bei Kraftwerken unterhalb der Höchstspannungsebene). Zusammen mit den Wärmeerlösen kann sich eine so starke Abkopplung von den Marktpreisen ergeben, dass es bei heutigen Börsenpreisen betriebswirtschaftlich unsinnig wäre, über eine verstärkte Beobachtung der Marktpreise nachzudenken. Dieses Verhalten wird durch die 6-Stunden-Regel bei der EE-Förderung unterstützt, da diese sicherstellt (oder zumindest sicherzustellen beabsichtigt), dass EE-Anlagen bei negativen

Preisen vom Markt gehen und dadurch die Preise zugunsten der konventionellen Kraftwerke stützen.

Bei einer energieträgerspezifischen Betrachtung sind insbesondere Kohlekraftwerke bereit, bereits nach 1 bis 6 Stunden bei einem Börsenpreis von -100 €/MWh, komplett herunterzufahren. Die befragten Betreiber von Kernkraftwerken nähmen auch länger anhaltende Negativperioden von mehr als 24 Stunden in Kauf, ohne komplett herunterzufahren.

Bei der Analyse des Zusammenhangs zwischen Einspeisemanagement-Maßnahmen und der preisunelastischen Erzeugungsleistung wird untersucht, inwieweit das vorhandene Absenkpotential der trotz negativer Preise am Netz befindlichen Kraftwerke zur Engpassbehebung ausgeschöpft wurde, bevor EE-Anlagen abgeregelt wurden. Ein nennenswerter Teil (39 - 88 %) der EE-Abregelungen in den betrachteten Perioden begründet sich durch vertikale Engpässe (Engpässe auf Übergabetransformatoren zwischen VNB und ÜNB). Redispatch mit Kraftwerken auf der Übertragungsnetzebene ist in diesen Fällen wirkungslos.

Durch den Ausbau der Umspannwerke (mit ggf. zusätzlich erforderlicher Ertüchtigung in den unterlagerten Netzen) sind die vertikalen Engpässe zu reduzieren und somit auch die von ihnen verursachten Einspeisemanagement-Maßnahmen zu senken. Für die Mehrzahl der am stärksten überlasteten Umspannwerke liegen der Bundesnetzagentur bereits Anträge für Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV vor. Diese sehen die Inbetriebnahme der ausgebauten Umspannwerke bis spätestens 2023 vor.

Die Bundesnetzagentur wird darauf achten, dass die überlasteten Umspannwerke von den ÜNB und VNB schnellstmöglich ausgebaut werden. Darüber hinaus plädiert die Bundesnetzagentur dafür, im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung spezifische Anreize für eine zügige Beseitigung von Engpässen zu setzen.

In den Fällen, in denen horizontale Engpässe (Engpässe im Übertragungsnetz) Abregelungen von EE-Anlagen erforderlich machen, ist Redispatch mit Kraftwerken auf der HöS-Ebene grundsätzlich wirksam. In den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Analysen für die betrachteten Zeitpunkte, verbunden mit den der Bundesnetzagentur vorliegenden KWEP-Daten, konnte kein zusätzliches Absenkpotential (freies negatives Redispatchvermögen) der am Netz befindlichen Kraftwerke identifiziert werden, das eine engpassentlastende Wirkung gehabt hätte. Auf Basis der Datenlage sowie ergänzender Begründungen der ÜNB wurden die verfügbaren, wirksamen Kraftwerke innerhalb ihres Betriebsbandes (bis auf die untere Leistungsgrenze bzw. das PROD\_min) weitestgehend ausgeschöpft, bevor Einspeisemanagement-Maßnahmen zur weiteren Behebung von Engpässen durchgeführt wurden. Teilweise konnte nicht auf konventionelle Kraftwerke in unterlagerten Netzen zurückgegriffen werden, da sich zu den betrachteten Zeitpunkten die entsprechenden IT-Systeme zum umfassenden Abruf von Redispatchpotenzial aus unterlagerten Netzebenen noch im Aufbau befanden. Anlagen aus unterlagerten Netzen werden nach Angaben

der Übertragungsnetzbetreiber inzwischen zunehmend bei präventiven Vortagesprozessen berücksichtigt.

In den überwiegenden Fällen, in denen am Netz befindliche Kraftwerke noch freies negatives Redispatchvermögen gemeldet hatten, wäre ein weiteres Absenken im Redispatch aufgrund des Netzeinspeisepunktes des Kraftwerkes im Verhältnis zur Lage des Engpasses nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber unwirksam zur Behebung der Engpässe gewesen. Eine Abregelung dieser Kraftwerke stellte daher keine Alternative zur Vermeidung der EE-Abregelung dar.

Die Übertragungsnetzbetreiber gaben darüber hinaus einzelne Kraftwerksblöcke an, die Weihnachten 2016 und Weihnachten 2017 im Redispatch zur Behebung eines Engpasses vollständig heruntergefahren werden konnten (also unterhalb der vom Kraftwerksbetreiber gemeldeten unteren Leistungsgrenze bzw. PROD\_min). Hauptkriterium hierfür ist die konkrete Engpasssituation, d.h. es muss die Notwendigkeit des kompletten Abfahrens eines Kraftwerks und eine Wirksamkeit auf den Engpass bestehen. Zudem muss sichergestellt sein, dass die Kraftwerksblöcke weder Systemdienstleistungen noch KWK-Strom bereitstellen. In den weiteren im Rahmen von Netzanalysen untersuchten Zeiträumen 01.05.2017, 17. – 18.03.2018 und 03.10.2018 wurden keine Kraftwerke im Zuge des Redispatch vollständig heruntergefahren. Sofern Kraftwerke in den analysierten Zeiträumen einspeisten und überhaupt eine netztechnische Eignung zur Reduzierung der Engpässe aufwiesen, war eine Absenkung unter die vom Kraftwerksbetreiber gemeldete untere Leistungsgrenze PROD\_min nicht möglich. Das lässt sich damit begründen, dass diese Kraftwerke mindestens eine der Restriktionen (Erbringung von Systemdienstleistungen, KWK-Strom, technische Randbedingungen des Kraftwerkes bezüglich An-, Abfahr-, Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten) aufgewiesen haben, die ein vollständiges Herunterfahren nicht zulassen.

Nach den aktuell geltenden Regelungen zur Umsetzung des Einspeisevorrangs darf die mit einer Wärmeproduktion gekoppelte Erzeugung von KWK-Strom erst im Rahmen des Einspeisemanagements und somit nachrangig zu konventionellem Redispatch eingeschränkt werden (der ungekoppelte Kondensationsstrom genießt hingegen keinen Einspeisevorrang). Der Großteil des KWK-Stroms hat nach derzeit (noch) geltender Rechtslage den Vorteil eines zum EE-Strom gleichrangigen Einspeisevorrangs (§ 3 Abs. 2 KWKG), was dazu beiträgt, dass konventionelle Erzeugung im Fall einer Wärmekopplung häufig weiterläuft, obgleich EE-Strom mit höheren Engpasssensitivitäten per Einspeisemanagement abgeregelt wird.

Die Analyse der Bundesnetzagentur hat in Einzelfällen Unregelmäßigkeiten im Meldeprozess der Einsatzplanungsdaten gezeigt. Hier konnte nach Rückfragen der ÜNB bei den meldenden Kraftwerksbetreibern schließlich das tatsächlich verfügbare negative Redispatchpotential genutzt werden. Es bleibt jedoch festzuhalten, dass die Qualität der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten weiter verbessert werden sollte.

# A Einführung

Das deutsche Stromversorgungssystem erfährt seit einiger und auf absehbare Zeit eine Strukturveränderung. Sie ist das Resultat politischer Entscheidungen von Bundesregierung und Parlament.<sup>12</sup> Der Kern dieser politischen Entscheidungen ist die Umstellung auf eine CO<sub>2</sub>-freie, nicht-nukleare Stromerzeugung, hauptsächlich realisiert durch die fast ausschließliche Nutzung von EE-Anlagen.

Auch in Zukunft ist die Erbringung von Systemdienstleistungen durch die ÜNB für einen stabilen Netzbetrieb unerlässlich. Bis dato sind an der Erbringung der Systemdienstleistungen überwiegend die konventionellen Kraftwerke inkl. Pumpspeicherkraftwerke beteiligt.<sup>3</sup> Dadurch verhalten sich diese Kraftwerke quasi unabhängig vom Stromgroßhandelspreis bzw. preisunelastisch. Daneben gibt es weitere Kraftwerke die sich genauso verhalten, jedoch aus anderen Gründen. Derartig preisunelastisch agierende Kraftwerke könnten volkswirtschaftliche Ineffizienzen bei der Deckung des Strombedarfs verursachen, indem insbesondere EE-Anlagen verdrängt werden.<sup>4</sup>

Um EE-Anlagen eine möglichst vollständige Einspeisung zu ermöglichen und dadurch den CO<sub>2</sub>-Ausstoß möglichst weitgehend zu verringern, soll die Einspeisung sich preisunelastisch verhaltender konventioneller Kraftwerke, möglichst weitgehend reduziert werden. Dieses Bemühen setzt die Kenntnis der gegenwärtigen Verhältnisse voraus. Dafür soll dieser Bericht dienen.

Nach § 63 Abs. 3a EnWG erstellt die Bundesnetzagentur einen Bericht über die Mindesterzeugung, der

- die maßgeblichen Einflussfaktoren der Mindesterzeugung aufzeigt,
- die Einspeisung von EE-Anlagen quantifiziert, die durch die Mindesterzeugung negativ beeinflusst wurde, und
- die zukünftige Entwicklung der Mindesterzeugung betrachtet.

---

<sup>1</sup> Energiekonzept (2010): [https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/\\_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf](https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf)

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

<sup>3</sup> vgl. S. 83 in „Deutscher Bundestag (2016): Drucksache 18/7317“

<sup>4</sup> siehe S. 60 und S. 83 in „Deutscher Bundestag (2016): Drucksache 18/7317“

Dieser Bericht über die Mindesterzeugung leistet in erster Linie eine deskriptive Darstellung der Mindesterzeugung sowie des konventionellen Erzeugungssockels nach Umfang und Ursachen in den Jahren 2016 bis 2018 anhand gewisser Zeiträume die detailliert analysiert werden. Darauf aufbauend sollen Maßnahmen abgeleitet werden, die die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel reduzieren könnten.

## B Definition

Der Begriff „Mindesterzeugung“ wird vielfältig gebraucht.<sup>5</sup> Deshalb ist für diesen Bericht zunächst eine Definition der Mindestenerzeugung notwendig, damit der Untersuchungsgegenstand klar ist. In diesem Bericht wird unter der Mindestenerzeugung die aus netztechnischen Gründen mindestens einzuspeisende Leistung verstanden.<sup>6</sup>

- 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 diese Einspeisung bestimmte Systemdienstleistungen erbracht bzw. die notwendige Voraussetzung zur Erbringung geschaffen werden. Daher sind die folgenden Systemdienstleistungsprodukte relevant (die aber nicht immer explizit vergütet werden): Regel-, Kurzschluss- und Blindleistung sowie pos. Redispatchleistung, Momentanreserve.
- 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.<sup>7</sup>

Der Teil der Mindestenerzeugung, der von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt wird, wird als konventionelle Mindestenerzeugung bezeichnet. Da es in diesem Bericht ausschließlich um die konventionelle Mindestenerzeugung geht, wird zur Vereinfachung im Weiteren nur von der Mindestenerzeugung gesprochen.

Mit obiger Definition der Mindestenerzeugung als Teil der „preisunelastischen konventionellen Erzeugungsleistung“: In Zeiten negativer oder sehr niedriger Day-Ahead-Börsenstrompreise ist in gewissem Umfang eine konventionelle Einspeisung vorhanden, die so gut wie nicht auf den Börsenpreis reagiert und ihre Leistungserbringung fortsetzt. Diese preisunelastische konventionelle Erzeugungsleistung wird in zwei additive Teile zerlegt (siehe Abbildung 3): Der eine Teil wird als „Mindesterzeugung“ bezeichnet und der andere Teil als „konventioneller Erzeugungssockel“.

---

<sup>5</sup> Gelegentlich ist auch von „Must-Run“ die Rede. Must-Run meint meistens die preisunelastische Einspeisung konventioneller Kraftwerke. Von daher entspricht der Must-Run nicht der Mindestenerzeugung. Die Bedeutung von „Must-Run“ muss immer geprüft werden.

<sup>6</sup> vgl. S. 60 und 83 in „Deutscher Bundestag (2016): Drucksache 18/7317“

<sup>7</sup> Die Leistung zur Besicherung der Regelleistung (negativ) ist im Energieinformationsnetz in den Meldungen der Kraftwerksbetreiber zur „Besicherung von Kraftwerksausfällen“ (-BES, siehe auch Kapitel I.C.1) enthalten. Daher wird die „Besicherung von Kraftwerksausfällen“ in diesem Bericht der Mindestenerzeugung zugerechnet.

Der konventionelle Erzeugungssockel kann mehrere sich ergänzende Gründe haben, insbesondere: Kraftwerkstechnik (z.B. die Mindestbetriebszeit, untere Leistungsgrenze, An- und Abfahrrampen), Opportunitätskosten wegen Anfahrdauer und Mindeststillstandzeiten, Wärmelieferverpflichtungen, Nah- oder Fernwärme, Erlös aus KWK-Förderung, Eigenerzeugung, Prozessbindung (Strom-/ Wärme-/ Dampfbereitstellung, Verbrennung von Kuppelgasen oder Müll, usw.), Erbringung von Besicherungsleistung zur Bilanzkreisbewirtschaftung.

Zur Erläuterung der beiden Definitionen bzw. der Differenzierung dient das folgende Beispiel-Kraftwerk: 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 Mindesterzeugung zugerechnet und 40 MW dem konventionellen Erzeugungssockel. Falls dieses Kraftwerk stattdessen wärmegeführt betrieben wird, also keine negative Regelleistung vorhält, und in der relevanten Stunde mit einer elektrischen Leistung von 80 MW einspeist, dann werden die 80 MW vollständig dem konventionellen Erzeugungssockel hinzuaddiert.

Bei der Differenzierung der preisunelastischen konventionellen Erzeugungsleistung ist zu beachten, dass konventionelle Kraftwerke eine Mindestleistung bzw. eine untere Leistungsgrenze aufweisen, die sie bei der Leistungsbereitstellung mindestens einhalten müssen. Die Mindestleistung ist eine kraftwerkstechnische Eigenschaft, die Mindesterzeugung eine netztechnische Anforderlichkeit. Um der Tatsache der Mindestleistung Rechnung zu tragen, wird in diesem Bericht erstmals zusätzlich die Summe der Mindestleistung derjenigen konventionellen Kraftwerke ausgewiesen, die an der Mindesterzeugung beteiligt sind. In der folgenden Grafik ist das Verhältnis der einzelnen Bestandteile der preisunelastischen Einspeisung konventioneller Kraftwerke zu sehen:

## Definition der Mindesterzeugung

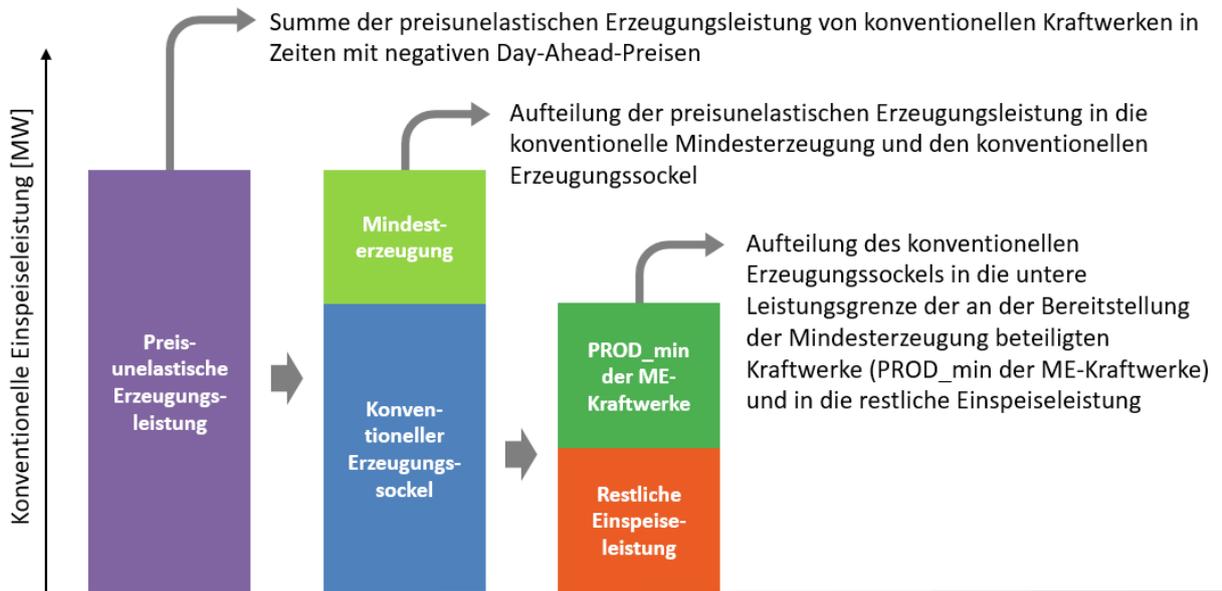


Abbildung 3: Veranschaulichung von konv. Mindesterzeugung sowie konv. Erzeugungssockel und der Summe der Mindestleistung, die im Zusammenhang mit der Mindesterzeugung steht

Bei der Bezifferung der Mindesterzeugung ist noch zu bedenken, dass ausschließlich diejenige Einspeiseleistung berücksichtigt wird, die direkt einem netztechnischen Grund bzw. einer Systemdienst-leistung zurechenbar ist. Die Kurzschluss- und Blindleistung sind Teil der Erbringung der Systemdienst-leistungen und werden von allen einspeisenden Kraftwerken bereitgestellt. Diese Bereitstellung erfolgt heute noch in ausreichendem Maße quasi nebenbei, sodass keine Einspeiseleistung spezifisch dafür kontrahiert werden muss. Demnach ist im konventionellen Erzeugungssockel eine gewisse Einspeiseleistung vorhanden, die aus Sicht der ÜNB am Netz verbleiben muss aber heute noch nicht abgrenzbar ist, weil es noch keinen konkreten Bedarf gibt, und die somit auch nicht Teil der Mindesterzeugung ist. Sobald der Bedarf konkret wird, dann ist die entsprechende Einspeisung auch Teil der Mindesterzeugung.

## C Datengrundlage

Im folgenden Kapitel wird die Datengrundlage der vorliegenden Evaluierung der Mindestenerzeugung dargelegt. Dabei wird ausführlich auf die verwendeten Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (1) und die durchgeführte ergänzende Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern (2) eingegangen, da dies die beiden wesentlichen Datenquellen der Analyse sind. Die weiteren bedeutsamen Datenquellen werden anschließend im Kapitel 3 genannt und beschrieben.

### 1. Kraftwerkseinsatzplanungsdaten

Zur Evaluierung der Mindestenerzeugung ist eine ex-post-Betrachtung der aggregierten Kraftwerkseinspeisung nicht ausreichend. Vielmehr ist eine kraftwerksblockscharfe Betrachtung der Einspeisung erforderlich. Nur so kann erklärt werden, welche Kraftwerke in der betrachteten Situation überhaupt und mit welcher Leistung 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 den Übertragungsnetzbetreibern gemäß der Bundesnetzagentur Festlegung BK6-13-200<sup>8</sup> im Energieinformationsnetz 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. Mit fortschreitendem Umbau des Energiesystems gilt dies auch zunehmend für die Verteilernetzbetreiber. Das Energieinformationsnetz wurde nicht zu Zwecken der Evaluierung der Mindestenerzeugung konzipiert. Im Strommarktgesetz wurde auf die Regelungen des Energieinformationsnetzes verwiesen, um die dort vorhandenen Kraftwerksdaten für die Evaluierung der Mindestenerzeugung nutzbar zu machen.

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 enthalten. Gemäß Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur auf Basis des Monitorings nach § 35 EnWG waren demnach bezogen auf die Leistung in den betrachteten Jahren 81 - 82 % der gesamten konventionellen Kraftwerkskapazität (ohne Pumpspeicher, Laufwasser und Speicherwasserkraftwerke – siehe Begründung unten) meldepflichtig. Zusätzlich gibt es einen Graubereich unbekannter Größe, da das „Marktsegment“

---

<sup>8</sup> Bundesnetzagentur (2014): Festlegung von Datenaustauschprozessen im Rahmen eines Energieinformationsnetzes (Strom), Beschluss vom 16.04.2014

der Eigenerzeugung insbesondere in der Mittel- und Niederspannung derzeit nur sehr lückenhaft bekannt ist. Das Entgelt- und Umlagen-System enthält die Möglichkeit und 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 der Mindesterzeugung oder des konventionellen Erzeugungssockels 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 von Plandaten hat gegenüber der tatsächlichen IST-Einspeisung dennoch einen entscheidenden Mehrwert und erscheint daher vorzugswürdig. Mit Hilfe der Plandaten lässt sich nicht nur die voraussichtliche Einspeisung beobachten, sondern die Plandaten enthalten insbesondere auch Informationen zu den Zwecken der Einspeisung der einzelnen Kraftwerke. Dies ermöglicht eine differenziertere Betrachtung der Einspeisung einzelner Kraftwerke. So lässt sich bspw. 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  $\geq 100$  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.

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 instabilen Betriebsregimen.
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 1: 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 BDEW<sup>9</sup> erstellt und zur besseren Veranschaulichung auf die für die Mindesterzeugung bedeutsamen Kategorien beschränkt.

---

<sup>9</sup> BDEW (2014), S. 8: Einführung des ERRP Planungsprozesses zur Meldung von Kraftwerksdaten an die ÜNB, 31.03.2014.

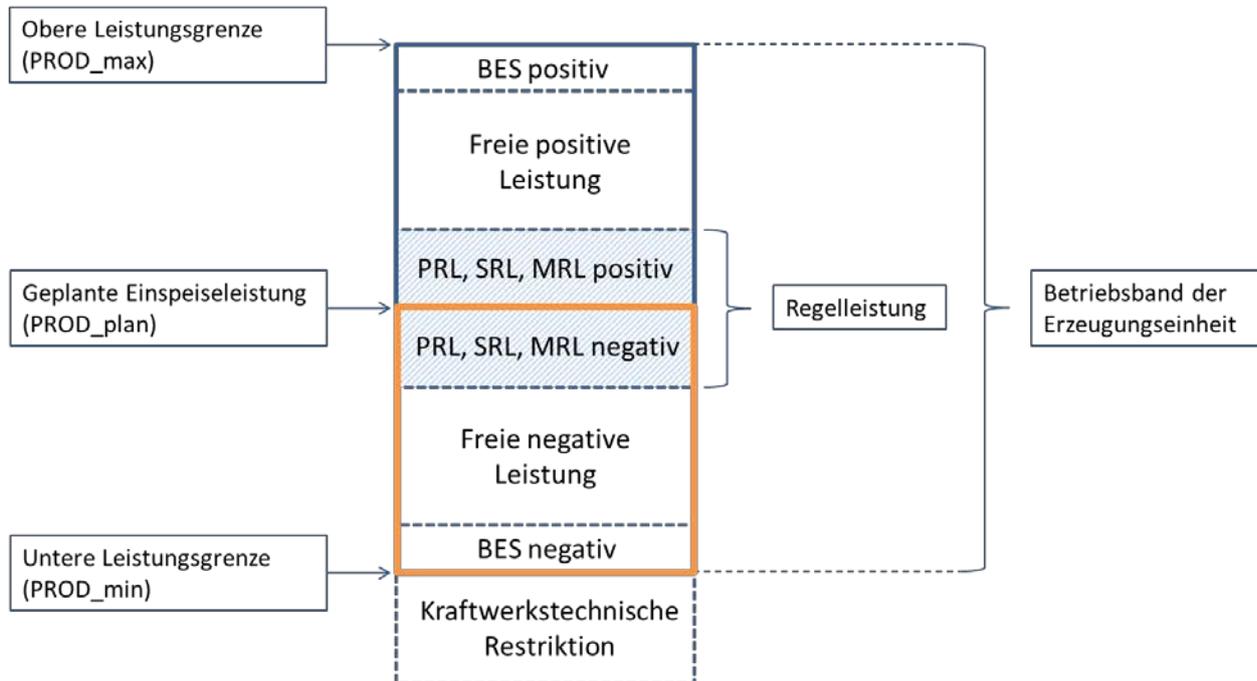


Abbildung 4: Eigene Darstellung in Anlehnung an BDEW (2014), Prozessbeschreibung „Einführung des ERRP Planungsprozesses zur Meldung von Kraftwerksdaten an die ÜNB“

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 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. Aus Sicht der Netzbetreiber ist bei der Systembetriebsplanung und bei der Systemführung von Relevanz, inwieweit Kraftwerke ausgehend von der geplanten Einspeisung je Zeitpunkt regelbar sind. Diese Regelbarkeit wird in erster Linie durch die freie negative Leistung beschrieben. Im direkten Zusammenhang mit der freien negativen Leistung steht aufgrund obiger systematischer Zusammenhänge die untere Leistungsgrenze (PROD\_min). Daher werden die freie negative Leistung und die untere Leistungsgrenze (PROD\_min) der Kraftwerke bei den Analysen der relevanten Perioden in Kapitel E näher betrachtet.

Nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber sowie Analysen der Bundesnetzagentur, hat die Qualität der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten nach Einführung dieses neuen Prozesses Ende 2014 mit der Zeit deutlich zugenommen. Die Meldung gemäß Meldesystematik ist demnach besser geworden und die Anzahl der meldenden Betreiber hat sich erhöht. Nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber fordern die Übertragungsnetzbetreiber die Kraftwerksbetreiber im Falle von fehlenden oder unplausiblen Meldungen auf, ihre Daten im Energieinformationsnetz (erneut) zu melden. Dabei haben die Übertragungsnetzbetreiber ein durchaus heterogenes Meldeverhalten der verschiedenen Kraftwerksbetreiber in Bezug auf die Qualität der Meldungen ausgemacht.

Im Zuge der umfangreichen Plausibilisierung hat die 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 Mindesterzeugung 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 Perioden im Turbinenbetrieb befinden und der Energieträger somit nur in vernachlässigbarem Umfang zur Einspeisung und damit zur Mindesterzeugung 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 Sondernetzentgelten<sup>10</sup> entgegenstehen. Zudem lässt sich die Meldesystematik der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten aufgrund von sogenannten Nulldurchgängen der Kraftwerkstechnologie nicht ohne weiteres auf die Zwecke der Evaluierung der Mindesterzeugung übertragen. Das bedeutet, neben den Einspeisezeitreihen melden Pumpspeicherkraftwerke auch ihre Verbrauchszeitreihen. Aus den 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.

Neben den Pumpspeicherkraftwerken werden innerhalb der KWEP-Daten Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerke bei der Analyse der konventionellen Mindesterzeugung außen

---

<sup>10</sup> 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.

vorgelassen, da es sich hierbei um Erneuerbare Energien und keine konventionellen Energieträger handelt.

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 aus genannten Gründen also tendenziell unterschätzt, ohne dass diese Ungenauigkeit genau beziffert werden kann.

Eine weitere Unschärfe bzgl. der Mindesterzeugung geht mit der Datensystematik einher. Die negative Besicherung von Kraftwerksausfällen wird im vorliegenden Bericht der Mindesterzeugung zugerechnet. Dies erscheint sachgerecht, da die Besicherung der negativen Regelleistung in der Besicherung von Kraftwerksausfällen enthalten ist. Allerdings sind neben der Besicherung der negativen Regelleistung auch die Besicherung von Nah- und/oder Fernwärme, Prozessdampfbereitstellung, Bilanzkreisbesicherung, notwendige Brennstoffverwertung und sonstige Gründe enthalten. An dieser Stelle kann die Mindesterzeugung also tendenziell überschätzt werden. Dies ist insbesondere in Phasen mit weniger starken negativen oder sogar positiven Preisen der Fall, da die Besicherung von Kraftwerksausfällen in diesen Zeiträumen in den betrachteten Perioden verhältnismäßig groß war.

Weiterhin handelt es sich bei den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten um Plandaten und nicht um Ist-Daten. Die tatsächliche Einspeisung der einzelnen Kraftwerke kann daher von dem gemeldeten Wert 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. Das Energieinformationsnetz wurde Ende 2014 eingeführt. Kurz nach Einführung war aufgrund der mangelhaften Datenqualität durchaus Vorsicht bei der Interpretation der Daten geboten. Gegenüber dem ersten Bericht über die Mindesterzeugung, in dem das Jahr 2015 analysiert wurde, ist hingegen bei der Betrachtung der Jahre 2016 und insbesondere 2017 und 2018 von einer verbesserten Datenqualität auszugehen. Allerdings hat auch die Analyse der Jahre 2017 und 2018 fehlerhafte Meldungen hervorgebracht. So waren bspw. nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber teilweise technische Einschränkungen von Kraftwerken nicht in KWEP-Daten enthalten. Insgesamt erscheint eine weitere Verbesserung der Datenqualität angezeigt.

## 2. Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern

Die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten ermöglichen Aussagen über die Fahrweise einzelner Kraftwerke. Allerdings lassen die Daten als solche 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 daher auf Wunsch der Bundesnetzagentur eine Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern für die betrachteten Perioden in den Jahren 2016 und 2017 durch. Mit Inkrafttreten des Energiesammelgesetzes vom 20.12.2018 konnte die Bundesnetzagentur die Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern nach § 35 Abs. 1a EnWG für das Jahr 2018 selbst durchführen. Gleichzeitig wurden noch ausstehende Antworten verschiedener Betreiber zu den Jahren 2016 und 2017 nachgefasst. Im Ergebnis haben alle angeschriebenen Unternehmen eine Rückmeldung gegeben. Es werden dabei alle Generatoren als „zurückgemeldet“ gewertet, von deren Einsatzverantwortlichen eine Rückmeldung vorliegt. Die Kraftwerksbetreiber wurden zu den Gründen ihrer erfolgten Einspeisung in den Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen an den innerhalb der relevanten Perioden (siehe D.3) befragt. Die Kraftwerksbetreiber wurden hierbei nachfolgenden Informationen je Kraftwerk befragt (Tabelle 2). Der Fragebogen gliedert sich im Wesentlichen in drei Teile: Generelle Informationen (unabhängig vom konkreten Zeitraum, die Auswertung dieser Abfrage findet sich in Kapitel E.2), Fragenblock A zur Wärmeauskopplung, Fragenblock B zu den Gründen der Einspeisung trotz negativer Börsenstrompreise.

**Generelle Informationen**

Bitte tragen Sie hier den W-Code ihrer Erzeugungseinheiten ein, die zu mindestens einem Betrachtungszeitraum gelaufen ist
Wärmeauskopplung grundsätzlich möglich? <i>(Ja/Nein wählen)</i>
Geben Sie an ab welchem Zeitraum Sie die Anlage abschalten würden, wenn ein negativer Preis von -100 €/MWh für ... Stunden prognostiziert ist? <i>(1-6h;7-12h;13-24h;&gt;24h;nie auswählen)</i>

**Fragenblock A: Wärmeauskopplung im Betrachtungszeitraum**

Wird das Kraftwerk im betrachteten Zeitraum für die Auskopplung von Wärme eingesetzt?	(Ja/Nein wählen) <i>Bei Auswahl "Ja" werden die ausgegrauten Felder verfügbar. Bei "Nein" müssen die ausgegrauten Felder nicht beantwortet werden.</i>
	<i>Falls erste Auswahl "Ja", für</i>
	Einspeisung KWK-Strom während neg. Periode im Mittel in MW
Handelt es sich um eine flexible oder starre Wärmebereitstellung?	(Flexibel/Starr wählen) <i>Schaltet Inhalte für das nachfolgende, ergänzende Auswahlfeld frei</i>
	<i>Flexible Wärmebereitstellung:</i> Wärmepuffer im Netz/Wärmespeicher am Kraftwerk/Alternative Wärmebereitstellung/Sonstige  <i>Starre Wärmebereitstellung:</i> Starre Prozessdampfbereitstellung/Sonstige

**Fragenblock B: Gründe der Einspeisung im Betrachtungszeitraum**

Was waren die drei maßgeblichen Gründe für den Einsatz im betrachteten Zeitraum? Ordnen Sie die Gründe der Einspeisung absteigend nach ihrer Relevanz. <i>(Hauptgrund 2 &amp; 3 erst auswählbar, wenn Hauptgrund 1 ausgewählt)</i>	Hauptgrund 1 <sup>1</sup>
	Hauptgrund 2 <sup>1</sup>
	Hauptgrund 3 <sup>1</sup>
	Bei Auswahl "Sonstige Gründe" diese bitte nennen
Falls BES_neg > 0 bitte Gründe angeben (ankreuzen)	Regelleistung
	Nah- und/oder Fernwärme
	Prozessdampfbereitstellung
	BK-Besicherung
	Notwendige Brennstoffverwertung <sup>2</sup>
	Sonstige

Tabelle 2: Abfragebogen für Kraftwerksbetreiber

Bei den Hauptgründen konnten folgende Gründe ausgewählt werden:

- Opportunitätskosten wegen Anfahrdauer und Mindeststillstandzeiten;
- Erwartung an die Preisentwicklung;
- Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf;
- Begrenzte Dispatchressourcen;
- Mindestbetriebszeit;
- Standortwiederaufbau (Sicherstellung des Standortbetriebs);
- Technische Störung, die kurzfristige Leistungsänderungen verhindert;
- Bahnstromversorgung;
- Regelleistungsvorhaltung;
- Industrieprozesse mit Gasen, die verarbeitet werden müssen;
- Wärmebereitstellung aus alternativen Quellen;
- Eigenerzeugung;
- sonstige Gründe, die in einem Freifeld zu spezifizieren sind.

Die Informationen aus der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern wurden in einem nächsten Schritt mit den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten sowie Daten zum Einsatz im Redispatch zusammengeführt. Somit lassen sich die Gründe der Einspeisung einzelner Kraftwerke und deren Fahrweise weitergehend erklären. Dabei war eine Zuordnung der Informationen aus der Kraftwerksbetreiberabfrage mit den Informationen aus dem Energieinformationsnetz anhand von IDs (sogenannten EIC-Codes) nicht in allen Fällen möglich, nicht zuletzt, weil Kraftwerksbetreiber von den in den KWEP-Daten enthaltenen EIC-Codes abweichende Codes bei der Kraftwerksbetreiberabfrage angaben. Daneben gaben Kraftwerksbetreiber vereinzelt Codes an, die nicht einmal in der veröffentlichten Liste der deutschen Vergabestelle für EIC-Codes (Energie Codes und Services GmbH – ein Unternehmen des BDEW) enthalten waren.

### 3. Sonstige Datenquellen

Von der Informationsplattform der Bundesnetzagentur über den deutschen Strommarkt (SMARD)<sup>11</sup> wurden Daten herangezogen, die insbesondere bei der Auswahl der Tage zugrunde gelegt wurden. Es wurden folgenden Daten abgerufen: Day-Ahead-Preis (Zugriff am 10.01.2018 und 07.01.2019), Prognostizierte Einspeisung Wind und PV (Zugriff am 01.02.2018 und 07.01.2019), Realisierte Einspeisung Wind und PV (Zugriff am 07.01.2019), Prognostizierter Stromverbrauch (Zugriff am 01.02.2018).

Daten zum Einsatz von Kraftwerken im Redispatch (Redispatch-Daten) wurden für das Jahr 2016 von den Übertragungsnetzbetreibern auf Verlangen der Bundesnetzagentur übermittelt. Für die Jahre 2017 und 2018 lagen die Daten der Bundesnetzagentur aus der monatlichen Datenmeldung gemäß § 13 Abs. 7 EnWG der Übertragungsnetzbetreiber zu den ergriffenen Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG bereits vor.

Daten zum Einspeisemanagement (EinsMan-Daten) lagen der Bundesnetzagentur aus den täglichen und monatlichen Datenmeldungen gemäß §13 Abs. 7 EnWG der Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber zu den Anpassungen von Stromeinspeisungen nach § 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG vor. Diese Daten wurden zum einen bei der Auswahl der Tage verwendet für die die Mindestenerzeugung untersucht wurde, zum anderen dienten sie als Grundlage weitergehender Analysen zur Ursache von Einspeisemanagement-Maßnahmen (E.1.4.3, E.1.5.3, E.1.7.3, E.1.9.3, E.1.11.3). Da diese Daten nicht als viertelstundenscharfe Zeitreihe vorliegen, wurden darüber hinaus Einspeisemanagement-Daten der Übertragungsnetzbetreiber genutzt.

In den KWEP-Daten nicht enthalten sind Informationen zur Regelleistung von Kraftwerken, die nicht zur Meldung im Energieinformationsnetz verpflichtet sind. Diese wurden der Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber<sup>12</sup> für die relevanten Perioden entnommen.

Vom Deutschen Wetterdienst wurden zu Analyse Zwecken auf Nachfrage der BNetzA zudem Mittelwerte der mittleren Tagestemperaturen über Deutschland an den betrachteten Tagen verwendet.<sup>13</sup> Die Analyse hat allerdings keine erkennbare Korrelation zwischen Wärmeerzeugung und mittleren Tagestemperaturen über Deutschland geliefert. Dies mag darin begründet sein, dass die Mittelwertbildung regionale Unterschiede nicht abbildet und in der Realität teilweise große Unterschiede der Temperatur bspw. zwischen Norden und Süden zu beobachten sind.

---

<sup>11</sup> <https://smard.de/home>

<sup>12</sup> [regelleistung.net](http://regelleistung.net), Zugriff am 15.03.2019 für die Daten der Jahre 2016/ 2017 und Zugriff am 18.03.2019 für die Daten des Jahres 2018

<sup>13</sup> Kaspar, F., Müller-Westermeier, G., Penda, E., Mächel, H., Zimmermann, K., Kaiser-Weiss, A., and Deutschländer, T.: Monitoring of climate change in Germany - data, products and services of Germany's National Climate Data Centre, Adv. Sci. Res., 10, 99-106, <https://doi.org/10.5194/asr-10-99-2013>, 2013.

Möglicherweise würde eine Betrachtung von regional aufgelösten Temperaturzeitreihen im Zusammenhang mit der Einspeisung einzelner Kraftwerke diesbezüglich zu einem anderen Ergebnis kommen. Im Ergebnis sind die Informationen auf Basis der Daten in den Darstellungen der Analyse der einzelnen Perioden nicht enthalten.

## D Methodik

Im folgenden Kapitel wird die Methodik der vorliegenden Evaluierung der Mindestenergieerzeugung erläutert. In einem ersten Schritt wird die Fokussierung auf einzelne Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen erläutert, anschließend in Kapitel 2 die Kriterien zur Auswahl der relevanten Perioden beschrieben. Zuletzt werden die zu analysierenden Perioden mit ihren Charakteristika dargestellt (siehe 3).

### 1. Betrachtung von Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen

Im ersten Bericht über die Mindestenergieerzeugung<sup>14</sup> wurden für einzelne Tage mit negativen Day-Ahead-Preisen aus dem Jahr 2015 diejenigen Stunden betrachtet, in denen der Börsenpreis minimal war bzw. maximal negativ war. Die Fokussierung auf diese eine Stunde wurde nach der Veröffentlichung des Berichts kritisiert. Bei einer derartigen Betrachtung werde insbesondere die Fahrweise von Kraftwerken und damit deren Reaktion auf das Preissignal nur unzureichend abgebildet, da die Zeiträume vor und nach der einen Stunde außer Acht gelassen würden. Die Bundesnetzagentur hat dies bei der Erstellung des vorliegenden Berichts aufgegriffen und die Analyse bezogen auf die zu analysierenden Zeiträume ausgedehnt. Im Fokus der Betrachtungen im vorliegenden Bericht stehen die gesamten Perioden, in denen negative Day-Ahead-Börsenpreise auftraten. Über diese Perioden hinaus werden sogenannte „Randstunden“ mitbetrachtet. Unter Randstunden sind in diesem Zusammenhang diejenigen Stunden zu verstehen, die zwar außerhalb der Perioden mit negativen Preisen lagen, aber noch innerhalb der Tage, in denen die Perioden mit negativen Preisen auftraten. Für den Fall, dass an mehreren aufeinanderfolgenden Tagen Perioden mit negativen Börsenpreisen auftraten oder die Periode mit negativen Börsenpreisen von einem in den darauffolgenden Tag andauert, werden die aufeinanderfolgenden Tage zu einer Periode zusammengefasst. Die beschriebene Vorgehensweise erlaubt bessere Rückschlüsse auf die Fahrweise einzelner Kraftwerke und bildet intertemporale Effekte in geeigneter Weise ab. Unter intertemporalen Effekten sind in diesem Zusammenhang z. B. An- und Abfahrtrampen sowie Mindeststillstandzeiten von Kraftwerken zu verstehen. Am Beispiel der Mindeststillstandzeit kann die Entscheidung, ein Kraftwerk an einem Tag komplett herunterzufahren zur Konsequenz haben, dass das Kraftwerk in den darauffolgenden Stunden nicht wieder angefahren werden kann, unabhängig davon, wie sich der Börsenpreis in den darauffolgenden Stunden entwickelt.

Nicht ergänzend betrachtet wurden wegen des hohen Ermittlungs- und Auswertungsaufwands die Preise am Intradaymarkt. Zwar bilden sich am zunehmend liquiden Intradaymarkt durchaus noch relevante Preissignale für einzelne Viertelstunden, die vom stündlichen Day-Ahead-Preis abweichen und die Kraftwerkseinsatzentscheidung beeinflussen. Diese Option steht jedoch in erster Linie hinreichend flexiblen Kraftwerken zur Verfügung, während Mindestenergieerzeugung und

---

<sup>14</sup> Bundesnetzagentur (2017), Bericht über die Mindestenergieerzeugung

insbesondere der konventionelle Erzeugungssockel gerade Phänomene inflexibler Kraftwerke sind. Insbesondere hinsichtlich der Frage, warum Kraftwerke entgegen den Preissignalen durchlaufen, versprach daher die Untersuchung noch kurzfristigerer Märkte keine zusätzlichen Erkenntnisse.

Innerhalb der Perioden mit negativen Börsenpreisen am Day-Ahead-Markt wird ein besonderes Augenmerk gelegt auf den Zeitpunkt, in dem der Börsenpreis minimal war. In dieser Situation ist der ökonomische Anreiz, nicht einzuspeisen, maximal. Innerhalb der Stunde mit dem niedrigsten Börsenpreis wird wiederum diejenige Viertelstunde betrachtet, bei der die preisunelastische Erzeugungsleistung am niedrigsten war. Bis zu diesem Zeitpunkt senkten die Kraftwerke ihre Einspeisung in den jeweiligen Situationen aufgrund des Preissignals ein. In dieser Situation ist daher von Interesse, welche Gründe gegen eine weitere Absenkung der Einspeisung standen. Diese Gründe geben grundsätzlich Aufschluss über weiteres Absenkungspotential der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels. Bezogen auf die Mindesterzeugung ist die Betrachtung einer anderen Situation durchaus denkbar. Allerdings hat sich gezeigt, dass sich die Mindesterzeugung weitgehend auf einem ähnlichen Niveau bewegt und nicht derart hohen Schwankungen ausgesetzt ist wie die preisunelastische Erzeugungsleistung. Auf die Schwankungen der Mindesterzeugung wird in den Analysen der einzelnen Perioden eingegangen. Es ist zu beachten, dass in der ausgewiesenen Mindesterzeugung lediglich die explizit bezifferten Systemdienstleistungen enthalten sind. Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung und Kurzschlussleistung hingegen werden implizit von am Netz befindlichen Kraftwerken erbracht, die der Mindesterzeugung zusätzlich hinzuzurechnen wären. Das Niveau und die geographische Verteilung der von den am Netz befindlichen Kraftwerken 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.

## **2. Kriterien zur Auswahl relevanter Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen**

Zur Evaluierung der Mindesterzeugung werden ausgewählte Perioden analysiert. Das Betrachten weiterer Zeiträume liefert nicht zwangsläufig einen Mehrwert, da für die Untersuchung das Zusammentreffen mehrerer Faktoren entscheidend ist. Das stärkste Kriterium bei der Auswahl war das Vorhandensein negativer Day-Ahead-Börsen-Preise. Zur Evaluierung der Mindesterzeugung ist der im einleitenden Kapitel beschriebene Umfang an konventioneller Erzeugung näher zu betrachten, der nur begrenzt auf Preise reagiert, der also selbst bei negativen Preisen einspeist. Negative Börsenpreise traten in den Jahren 2016, 2017 und 2018 in 97, 146, bzw. 134 Stunden verteilt auf 19, 24, bzw. 25 Tage auf. Bei diesen Tagen handelt es sich aus Sicht der Kraftwerksbetreiber um betriebswirtschaftliche Extremsituationen.

An anderen Tagen des Jahres ist nicht zu erwarten, dass die Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken noch weiter reduziert wurde oder werden würde. Daher sind diese Tage für die Evaluierung der Mindesterzeugung von geringem 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 Perioden interessant, in 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 dem konventionellen Erzeugungssockel zugerechnet werden (vgl. Kapitel Einleitung).

### **Hohe Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen**

Vielfach treten negative Börsenpreise in Situationen auf, in denen eine sehr hohe Einspeisung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) beobachtet wird. Zudem kann eine verhältnismäßig große preisunelastische Erzeugungsleistung in Situationen, in denen eine sehr hohe Einspeisung von EE-Anlagen auftritt, eine verstärkte ökonomische (unentschädigte) Abregelung von EE-Anlagen notwendig machen. Dies stünde insbesondere auf lange Sicht den Erneuerbaren-Energien-Zielen der Bundesregierung entgegen. 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 Netzengpässen wird vorrangig Redispatch mit konventionellen bzw. effektiveren Reservekraftwerken gemacht. Erst wenn der Engpass durch diesen Eingriff in die konventionelle Erzeugung nicht behoben werden kann, werden auch EE-Anlagen abgeregelt (Einspeisemanagement). Teilweise kann es dazu kommen, dass es vereinzelt sehr viel effektiver ist, EE-Anlagen herunter zu regeln; in diesen Fällen wird ausnahmsweise vom strikten Einspeisevorrang abgewichen. In der künftigen Zusammenführung von Redispatch und Einspeisemanagementgemäß NABEG 2.0 wird der Einspeisevorrang auskonkretisiert.

### **Geringe Residuallast**

Ein weiteres Kriterium zur Auswahl relevanter Perioden 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 Perioden mit einem hohen Maß an Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen betrachtet. Dazu zählen hohes Redispatchaufkommen, der Einsatz der Netzreservekraftwerke sowie Einspeisemanagement. Insbesondere positiver Redispatch ist Bestandteil der Mindestenerzeugung (vgl. Kapitel Einleitung). Daher sind Perioden mit einem hohen Maß an Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Evaluierung der Mindestenerzeugung von Relevanz.

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 Perioden überwiegend mehrere der obigen Kriterien.

Für eine repräsentative Auswahl an Perioden 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.

## **3. Auswahl der zu analysierenden Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen**

Folgende elf Perioden (bzw. 22 Tage) wurden anhand der Kriterien aus 2 auf der Basis überwiegend öffentlich zugänglicher Daten (vgl. C) ausgewählt:

- 28.03.2016 (negative Börsenpreise; hohe EE-Einspeisung)
- 08.05.2016 (höchster negativer Börsenpreis 2016; hohe EE-Einspeisung, insbesondere aus PV-Anlagen)
- 20. – 21.11.2016 (negative Börsenpreise; hohe EE-Einspeisung)
- 24. – 27.12.2016 (negative Börsenpreise, an mehreren aufeinanderfolgenden Tagen; hohe EE-Einspeisung; feiertagsbedingt niedrige Last; viel Redispatch)
- 30.04. – 01.05.2017 (negative Börsenpreise an aufeinander folgenden Tagen; hohe EE-Einspeisung, insbesondere aus PV-Anlagen; feiertagsbedingt relativ geringe Last)
- 28. – 30.10.2017 (höchster negativer Börsenpreis 2017; hohe EE-Einspeisung)

- 23. – 26.12.2017 (negative Börsenpreise, an mehreren aufeinanderfolgenden Tagen; hohe EE-Einspeisung; feiertagsbedingt niedrige Last)
- 01.01.2018 (höchster negativer Börsenpreis 2018; hohe EE-Einspeisung)
- 17. – 18.03.2018 (negative Börsenpreise; sehr hohe EE-Einspeisung; verhältnismäßig niedrige Last; viel Einspeisemanagement)
- 01.05.2018 (negative Börsenpreise; sehr hohe EE-Einspeisung)
- 03.10.2018 (negative Börsenpreise; hohe EE-Einspeisung; viel Einspeisemanagement)

Die Auswahl beinhaltet Winter, Frühjahr- und Herbsttage. Sommermonate wurden hingegen nicht betrachtet. Dies begründet sich damit, dass in den Jahren 2016 bis 2018 in den Sommermonaten keine Tage mit stärker negativen Day-Ahead-Preisen auftraten. Die Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen fällt durchaus unterschiedlich aus, ist aber an allen ausgewählten Tagen hoch. Netzeingriffe durch Redispatch und/ oder Einspeisemanagement treten ebenfalls in unterschiedlicher Höhe auf, finden aber in jeder der ausgewählten Perioden statt.

## E Analyse der Mindesterzeugung in den Jahren 2016 bis 2018

Auf Basis der zugrundeliegenden Daten (siehe C) werden im Folgenden in einem ersten Schritt die in Kapitel D.3 identifizierten Perioden mit negativen Day-Ahead-Börsenpreisen in chronologischer Reihenfolge analysiert. Dabei wird insbesondere auf die preisunelastische Erzeugungsleistung, die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel in den jeweiligen Perioden eingegangen. Für fünf der elf Perioden wurden weitergehende Analysen der Netz- und Einspeisesituation durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur vorgenommen. Hierbei handelte es sich um die Zeiträume 24.12. – 27.12.2016 (1.4.3), 01.05.2017 (1.5.3), 23.12. – 26.12.2017 (1.7.3), 17.03. – 18.03.2018 (1.9.3), 03.10.2018 (1.11.3). Begonnen wird mit der Analyse des 28.03.2016. Die Analyse dieses Tages enthält daher gegenüber den übrigen Tagen weitergehende Erläuterungen. Aus Gründen der Leserlichkeit wird auf die Wiederholung dieser Erläuterungen innerhalb der Analysen der übrigen Tage ein Stück weit verzichtet.

Im Anschluss an die Analyse der einzelnen Perioden werden in Kapitel 2 die Ergebnisse aus der Kraftwerksbetreiberabfrage bezogen auf eine hypothetische Fragestellung, unabhängig von konkreten Perioden, präsentiert. Dabei geht es um die Frage, wie lange ein Preis von -100 €/MWh auftreten müsste, bis Kraftwerke ihre Stromproduktion einstellen würden.

In Kapitel 3 werden die Schlussfolgerungen aus der Analyse der einzelnen Tage und der oben genannten hypothetischen Fragestellung dargelegt.

# 1. Analyse der Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen 2016 bis 2018

## 1.1 Analyse des Tages 28.03.2016

Am 18.03.2016 sank der Day-Ahead-Preis im Zeitraum 12:00 Uhr bis 17:00 Uhr für sechs Stunden in den negativen Bereich. Der minimale Preis trat um 14:00 Uhr mit 38,45 €/MWh auf. Es trat verhältnismäßig viel Einspeisung aus Erneuerbaren Energien auf bei sehr niedriger Last (Feiertag).

### 1.1.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung

In den Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen verläuft die Reaktion der Erzeugungsleistung gegenüber der Preisänderung wesentlich preisunelastischer als während der Stunden mit positiven Preisen. Die preisunelastische Erzeugungsleistung unterschritt am 18.03.16 nicht eine Größenordnung von ca. 23.400 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis (siehe 1.1) lag die preisunelastische konventionelle Erzeugungsleistung bei 23.364 MW.

Bei einer Betrachtung der einzelnen Energieträger macht die Einspeisung aus Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken bezogen auf die Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis ca. 64 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Inklusive der Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken liegt der Anteil bei ca. 73 %.

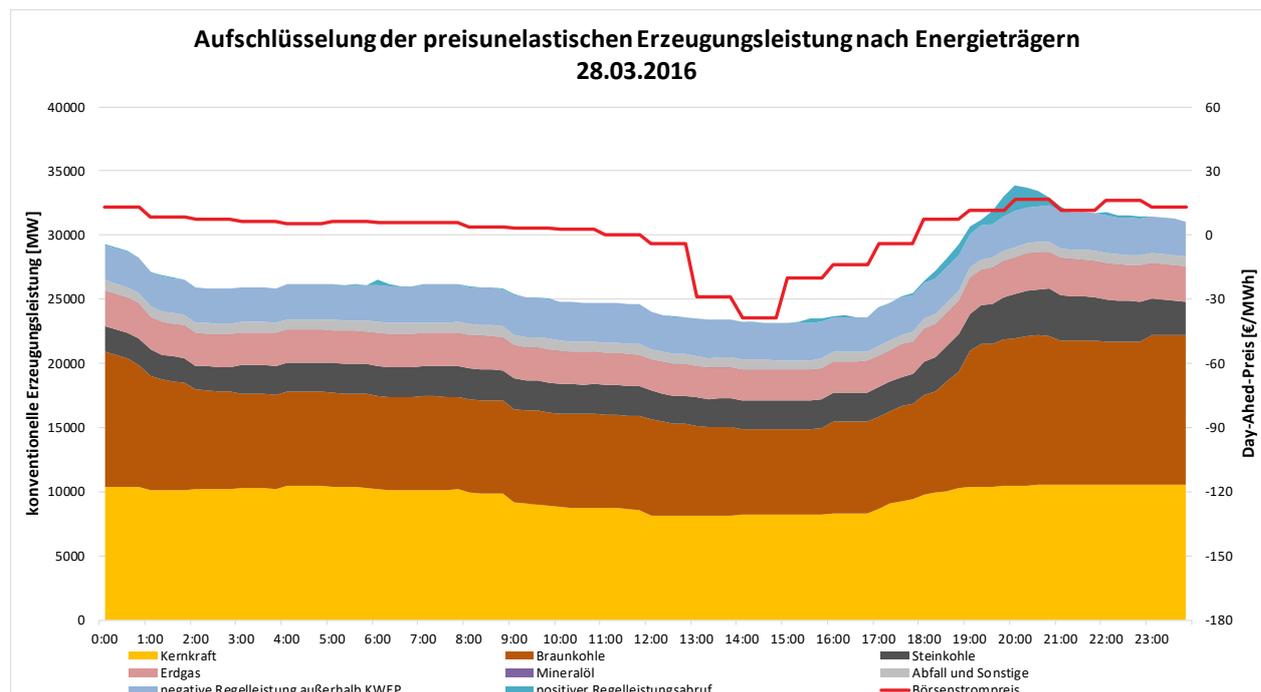


Abbildung 5: Preisunelastische Erzeugungsleistung 28.03.2016

### 1.1.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

Die Mindesterzeugung ist kein statischer Wert, sondern schwankt von Situation zu Situation. Dies begründet sich mit den Systemdienstleistungen, die der Mindesterzeugung zuzurechnen sind: abgerufene positive Redispatchleistung, abgerufene positive Regelleistung, vorgehaltene negative

Regelleistung und Besicherung der negativen Regelleistung (vgl. auch B). Jeder einzelne dieser Faktoren variiert mit der Zeit. So hängt z. B. die positive Redispatchleistung von der sich fortlaufend ändernden Netzsituation ab, die wiederum Resultat von sämtlichen Einspeisungen und Entnahmen ist oder die bereitgestellte und abgerufene negative Regelleistung vom Regelleistungsbedarf, der von den ÜNB in 4 Stunden- bis Tages-Produkten in unterschiedlicher Höhe ausgeschrieben wird.

Am 28.03.2016 schwankte die Mindesterzeugung überwiegend zwischen 5.600 und 7.400 MW. Um 20:00 Uhr stieg sie kurzzeitig auf 9.317 MW an. Der Anstieg begründete sich insbesondere mit dem Abruf positiver Regelleistung in dieser Phase. Zudem war ein Anstieg der negativen Besicherung von Kraftwerksausfällen zu beobachten, der mit dem ansteigenden Niveau der Einspeisung aufgrund steigender Preise einherging. Die am Netz befindlichen Kraftwerke wurden in dieser Phase zunehmend oberhalb ihrer unteren Leistungsgrenze betrieben, sodass negative Leistungspotentiale frei wurden. Diese wurden wiederum von anderen Kraftwerken besichert. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag die Mindesterzeugung bei 5.737 MW. Damit machte sie 24 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Der überwiegende Teil der Mindesterzeugung erklärt sich in dieser Situation mit der Vorhaltung von negativer Regelleistung von insgesamt 3.939 MW. Die restliche Leistung ist dem positiven Redispatch (1.055 MW), der Besicherung von Kraftwerksausfällen (731 MW) und dem Abruf positiver Regelleistung (12 MW) zuzuordnen.

Der konventionelle Erzeugungssockel sank in der Periode mit negativen Day-Ahead-Preisen bis auf ein Niveau von rund 17.600 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag der konventionelle Erzeugungssockel bei 17.627 MW. Aus der folgenden Abbildung 6 wird ersichtlich, dass die noch am Netz befindlichen Kraftwerke ihre Einspeisung in dieser Phase innerhalb der kraftwerkstechnischen Betriebsbänder weitestgehend herunterfuhren. In der Phase mit negativen Day-Ahead-Preisen entsprechen sich nahezu der konventionelle Erzeugungssockel (blaue Linie) und die untere Leistungsgrenze der Kraftwerke (PROD\_min, gelbe Linie). So können viele Kraftwerke nicht jede beliebige Einspeiseleistung bereitstellen, sondern ihre Regelbarkeit beschränkt sich auf einen Teilbereich der Gesamtleistung des Kraftwerks. Insbesondere ist die Regelbarkeit vieler Kraftwerke „nach unten hin“ beschränkt. So können diese Kraftwerke ihre Einspeiseleistung nur bis zu einer unteren Einspeiseleistung ändern. Unterhalb dieser unteren Leistungsgrenze lassen sich diese Kraftwerke nicht mehr stabil betreiben. Damit wird die Höhe des konventionellen Erzeugungssockels am 28.03.2016 maßgeblich bestimmt durch die von den Kraftwerksbetreibern gemeldete (technologische) Flexibilität bzw. Inflexibilität der am Netz befindlichen Kraftwerke. Dabei ist zu beachten, dass es sich bei der unteren Leistungsgrenze (PROD\_min) um eine von den Kraftwerksbetreibern gemeldete Größe handelt, die die Übertragungsnetzbetreiber als gegeben hinnehmen. Bei Auffälligkeiten hinsichtlich der Meldungen stellen die Übertragungsnetzbetreiber selbstverständlich den Kraftwerksbetreibern Rückfragen zur Richtigkeit der Angabe.

Die gemeldete untere Leistungsgrenze einzelner Kraftwerke variiert teilweise entsprechend der Definition (vgl. C.1) in den jeweils betrachteten Zeiträumen. Dies kann z. B. aus Gründen von

Restriktionen bei An- und Abfahrt des Kraftwerks der Fall sein. Es ist anhand der vorliegenden Daten allerdings nicht auszuschließen, dass die mit der Wärmeproduktion verbundene elektrische Leistung ebenfalls zumindest in einem Teil der Meldungen der unteren Leistungsgrenzen (PROD\_min) der Kraftwerke enthalten ist und somit zu deren Umfang und Varianz beiträgt. Die Bundesnetzagentur wird dem im Rahmen der weiteren Evaluierung der Mindesterzeugung nachgehen.

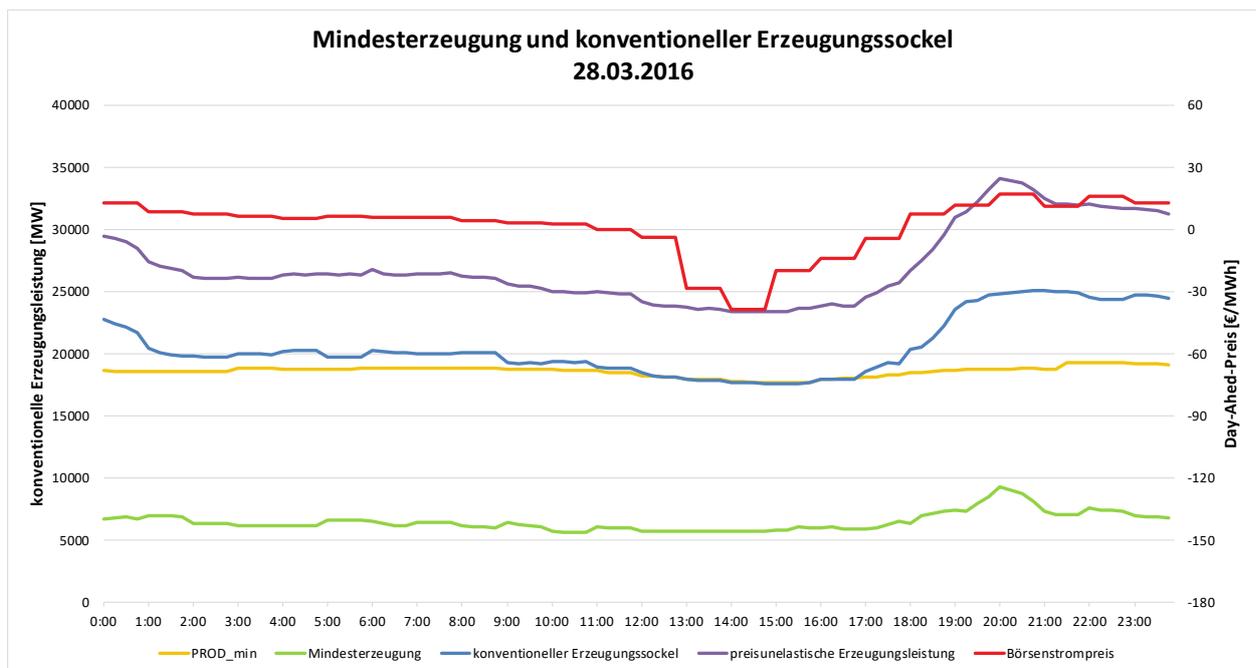


Abbildung 6: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 28.03.2016

Unter den am Netz befindlichen Kraftwerke ist zu unterscheiden zwischen Kraftwerken, die Systemdienstleistungen (negative Primärregelleistung, negative Sekundärregelleistung, negative Minutenreserveleistung und negative Besicherungsleistung) und/oder positiven Redispatch bereitstellen – im weiteren „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“ genannt – und sonstigen Kraftwerken, die keine negativen Systemdienstleistungen und/ oder positiven Redispatch bereitstellen.

Mindesterzeugungs-Kraftwerke sind aufgrund ihrer netzdienenden Funktion in der jeweiligen Situation unerlässlich. Damit diese Kraftwerke überhaupt Systemdienstleistungen und/ oder positiven Redispatch bereitstellen können, muss sich ihr aktueller Betriebspunkt innerhalb ihres Betriebsbandes befinden. Die untere Leistungsgrenze dieser Kraftwerke (PROD\_min) war also Voraussetzung dafür, dass die Systemdienstleistungen zumindest von diesen Kraftwerken bereitgestellt wurden. Die untere Leistungsgrenze (PROD\_min) der „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“ (gelbe Linie), lag in der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis bei insgesamt 8.374 MW und erklärt damit rund 48 % des konventionellen Erzeugungssockels. Bei der Quantifizierung des Anteils der Mindesterzeugungs-Kraftwerke am konventionellen Erzeugungssockel wird also die untere Leistungsgrenze derjenigen Kraftwerke berücksichtigt, die in der Viertelstunde mit der minimalen Mindesterzeugung Systemdienstleistungen und/oder

positiven Redispatch bereitgestellt haben. Insgesamt waren in der betrachteten Situation also Kraftwerke mit einer Leistung von 13.747 MW (5.737 Mindesterzeugung + 8.374 MW untere Leistungsgrenze der Mindesterzeugungs-Kraftwerke) an der Bereitstellung der Mindesterzeugung beteiligt.

Der übrige Teil (52 %) des konventionellen Erzeugungssockels wurde von Kraftwerken verursacht, die in der betrachteten Situation keine Systemdienstleistungen und/ oder positiven Redispatch bereitstellen.

Die von den Kraftwerksbetreibern angegebenen betriebswirtschaftlichen Gründe, negative Preise in Kauf zu nehmen, statt weitere Kraftwerksleistung komplett herunterzufahren, sind vielschichtig. Bei dieser Fragestellung ist zudem zu berücksichtigen, dass die Deckungsbeiträge aus der Stromproduktion nicht erst dann negativ werden, wenn die Preise unter die Nulllinie fallen, sondern bereits dann, wenn die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten nicht erwirtschaftet werden können. Spätestens bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von knapp 25 €, dem Wert der Zertifikate aus dem ersten Halbjahr 2019,<sup>15</sup> ist für kohlebetriebene Kraftwerke nicht mehr mit einem positiven Deckungsbeitrag zu rechnen. Die Zahl der Stunden mit negativen stündlichen Deckungsbeiträgen liegt für Kohlekraftwerke demnach deutlich höher als die Zahl der Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen an der Börse. Andererseits ist zu berücksichtigen, dass gerade bei Extremereignissen wie negativen Börsenpreisen der Intradaymarkt eine wichtige Funktion übernimmt und viele Korrekturen erlaubt, die die Erlöse der Kraftwerksbetreiber positiv beeinflussen können.

Die unterschiedlichen Gründe zur Einspeisung trotz negativer Deckungsbeiträge haben Kraftwerksbetreiber im Workshop am 30.05.2018 bei der Bundesnetzagentur dargestellt und zeigen auch die im Folgenden dargestellten Ergebnisse der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern. Allerdings sind die Ergebnisse der Abfrage hinsichtlich des maßgeblichen Grundes der Einspeisung trotz negativer Preise recht klar: Den wesentlichen Grund stellen demnach Wärmelieferverpflichtungen bzw. Erlösmöglichkeiten am Wärmemarkt dar, die den negativen Preisen am Strommarkt entgegenwirken.

Die Gründe der Einspeisung trotz negativer Börsenpreise wurden im Rahmen der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern erhoben (siehe C.2). Dabei geht es um die Frage, warum die Kraftwerke im Zeitraum mit negativen Börsenpreisen am 28.03.2016 eingespeist haben. Es konnten bis zu 3 Hauptgründe für die Einspeisung angegeben werden (beginnend mit dem wichtigsten Grund), denn die Entscheidung zum Einsatz eines Kraftwerkes beruht häufig auf mehreren, additiven Gründen. Es zeigt sich, dass in über der Hälfte der Fälle die „Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf“ der vorrangige Hauptgrund (1) für die Einspeisung war (siehe Abbildung 7). Die

---

<sup>15</sup> DEHSt (2019), Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen. Periodischer Bericht: Zweites Quartal 2019. Zugriff am 02.08.2019 über

[https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2019/2019\\_Bericht\\_Q2.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2019/2019_Bericht_Q2.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

„Eigenerzeugung“ wurde als zweithäufigster Hauptgrund (2) genannt (siehe insbesondere Abbildung 8). Falls die Kraftwerksbetreiber dann noch einen dritten Hauptgrund (3) für die Einspeisung angegeben haben dann dominierten die beiden Gründe „Opportunitätskosten [...]“ sowie „Regelleistungsvorhaltung“ (siehe Abbildung 9).

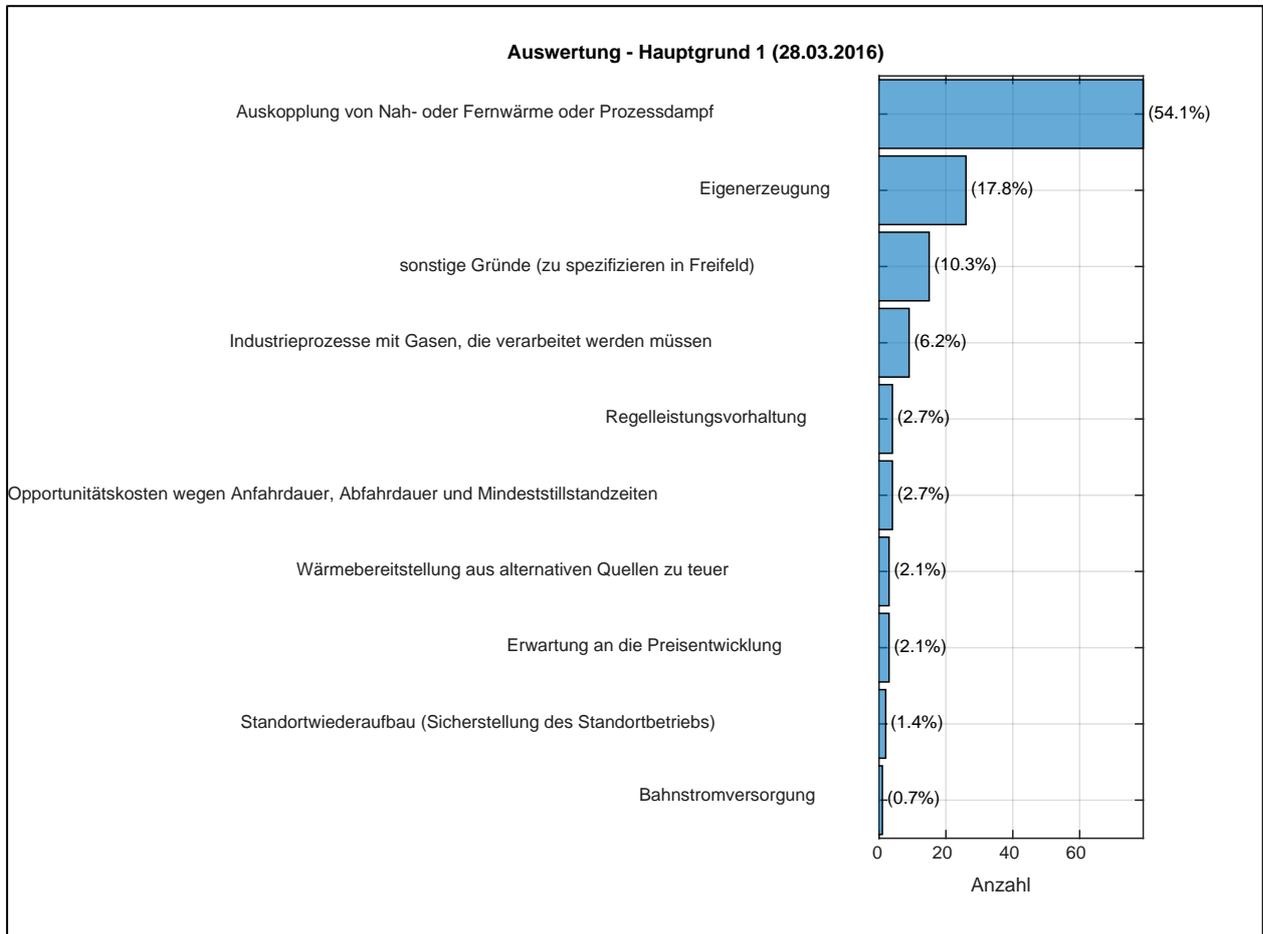


Abbildung 7: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 28.03.16

Falls es neben dem vorrangigen Hauptgrund zur Einspeisung einen weiteren gab:

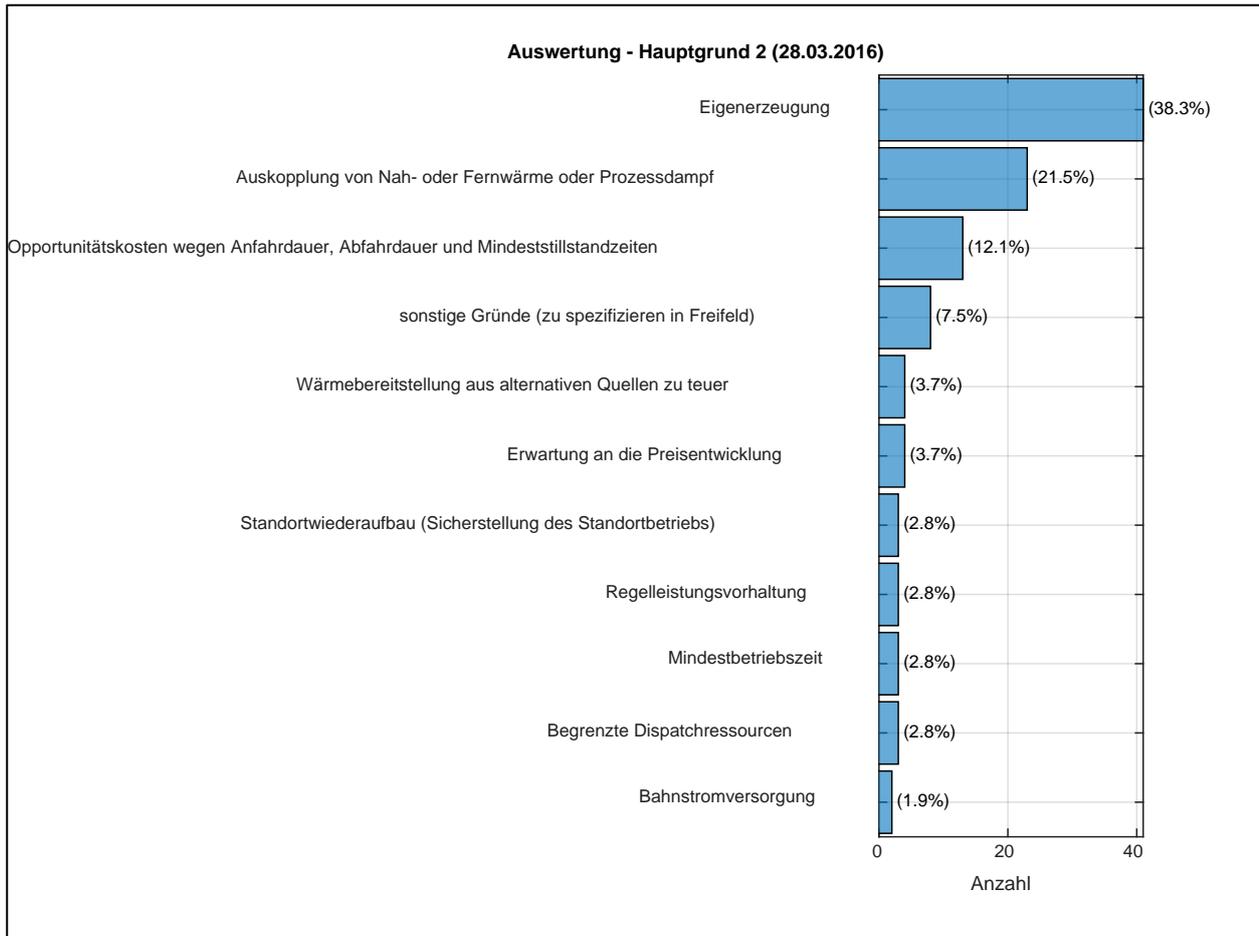


Abbildung 8: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 28.03.16

In noch weniger Fällen gab es einen dritten Hauptgrund zur Einspeisung:

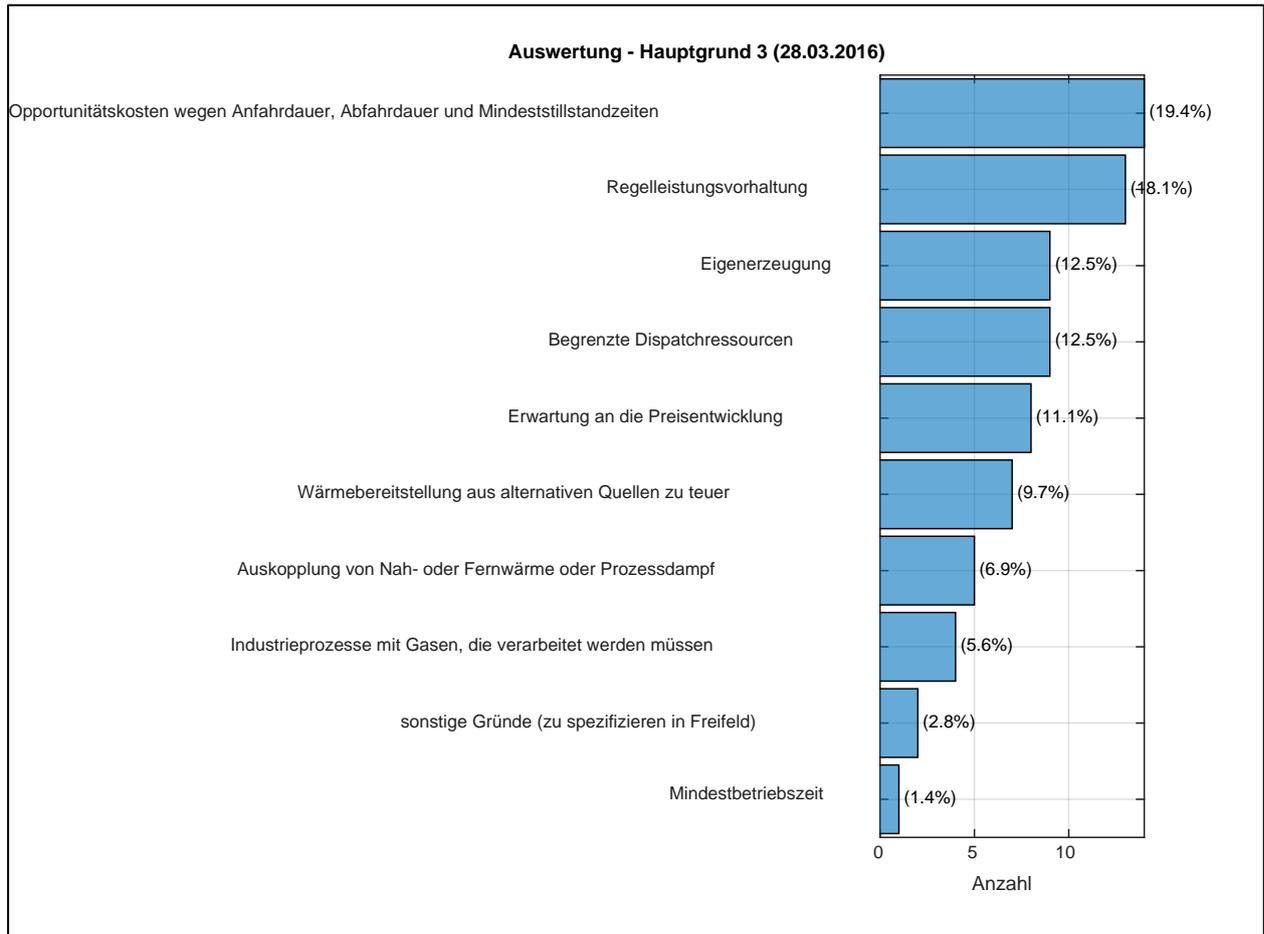


Abbildung 9: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 28.03.16

Die direkte Förderung der KWK-Anlagen erfolgt nach dem KWKG durch die KWK-Zulage, die eine fixe Marktprämie darstellt, 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 der Förderung führt – im Unterschied zur EEG-Förderung und zur indirekten KWK-Förderung bei KWK-Anlagen dazu, dass ein Produktionsverzicht nicht zu einem Wegfall der Förderung, sondern nur zu einer zeitlichen Verschiebung führt, da die Förderung nachgeholt werden kann. Die direkte KWK-Förderung hat darum einen geringen Effekt hinsichtlich der Preiselastizität. Auch die Förderung der KWK durch kostenlos zugeteilte CO<sub>2</sub>-Zertifikate hat keinen Effekt auf die Preiselastizität, da die Zertifikate intern mit ihrem Opportunitätswert bepreist werden: Jedes geschenkte Zertifikat, das nicht selbst entwertet wird, kann zum Marktpreis verkauft werden.

Bei der indirekten KWK-Förderung über das Eigenverbrauchsprivileg und über Steuererleichterungen ist diese Nachholmöglichkeit hingegen nicht gegeben, sodass der überwiegende Teil der KWK-Förderung ebenso wie die direkte EEG-Förderung für jede produzierte kWh gewährt wird. Das gleiche gilt für die Wärmeerlöse in der Kundenanlage. Im Ergebnis kann es

zumindest für einen Teil der Betreiber von KWK-Anlagen in der Eigenversorgung wirtschaftlich attraktiv sein, nicht auf das Preissignal zu reagieren.

Gemäß den Angaben der Kraftwerksbetreiber wurden 51 % der KWK-Anlagen im betrachteten Zeitraum für die Auskopplung von Wärme eingesetzt. Die eingespeiste Leistung des KWK-Stroms dieser Kraftwerke liegt im Mittel bei 6.546 MW, dies entspricht ca. 28 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung. Demnach begründen, neben der direkten KWK-Förderung, weitere Aspekte die Einspeisung aus KWK-Anlagen trotz negativer Börsenpreise. In der Abfrage wird daher weitergehend unterschieden zwischen der Bereitstellung von Nah- und/ oder Fernwärme oder Prozessdampf oder der Möglichkeit der notwendigen Wärmebereitstellung aus alternativen Quellen. Die am Netz befindlichen KWK-Anlagen werden zum überwiegenden Teil für die Nah- und/ oder Fernwärme eingesetzt. Prozessdampf macht nur einen geringen Anteil der Wärmeverpflichtungen aus. Die Mehrzahl der KWK-Anlagen (151) geben eine starre Wärmeauskopplung an. Diese Anlagen speisen allerdings den kleineren Anteil des KWK-Stroms ein 37 %. Umgekehrt speisen 99 KWK-Anlagen, die auf eine flexible Wärmeauskopplung zurückgreifen, den Großteil des KWK-Stroms (63 %) ein. Dabei wurden die Kraftwerke zum großen Teil zur Bereitstellung von Nah- und/ oder Fernwärme eingesetzt. In diesem Fall scheint zwar technologische Flexibilität vorhanden zu sein, allerdings können bspw. Lieferverträge einer weiteren Absenkung der Wärmebereitstellung entgegenstehen. Die detaillierten Ergebnisse der Abfrage sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

### **Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen am 28.03.2016 11:00 – 17:00 Uhr**

<b>Wurde im betrachteten Zeitraum Wärme ausgekoppelt?</b>	<b>Anzahl</b>	<b>MW</b>	<b>Prozent</b>
Ja	260	6.546	51%
Nein	187		37%
keine Angaben	65		13%
<b>Gesamt Datensätze</b>	<b>512</b>		<b>100%</b>
<b>Arten der Wärmeauskopplung:</b>			
Prozessdampf	76	1.543	24%
Nah- und/oder Fernwärme	123	3.839	59%
Nah- und/oder Fernwärme und Prozessdampf	51	1.048	16%
keine Angaben	10	117	2%
Flexibel Wärmeauskopplung	99	4.113	63%
Starre Wärmeauskopplung	151	2.434	37%
keine Angaben	10		

Tabelle 3: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen am 28.03.2016 11:00 - 17:00 Uhr

Neben den KWK-Anlagenbetreibern reagieren auch die Direktvermarkter von erneuerbarem Strom in der Regel nicht preiselastisch: Erst wenn der Großhandelspreis auch im Intraday-Markt unter die negative Marktprämie fällt, wird der Deckungsbeitrag für den Direktvermarkter negativ. Sofern die Pacht- und Wartungsverträge an die produzierte kWh gekoppelt sind, kann dieser Zustand bereits bei höheren Preisen eintreten. Die geringe Zahl an Stunden mit negativen Preisen und die geringe Höhe der negativen Preise rechtfertigen allerdings die betriebswirtschaftlichen Kosten nicht, die damit verbunden wären, die Voraussetzung für preiselastische Abregelungen zu schaffen: Es wären vertragliche Regelungen über die Risikoteilung erforderlich, es wären Fernsteuerkonzepte zu entwickeln, es wäre auszugestalten, welche Anlagen in welcher Höhe betroffen sein sollen (immer alle ein bisschen? oder immer die gleichen sehr stark?). Im Ergebnis ist es betriebswirtschaftlich sinnvoll, auf eine Preiselastizität des Anlagebetriebs zu verzichten und die betroffenen Erzeugungsmengen bestmöglich Intraday zu vermarkten. Dieses Ergebnis ist auch volkswirtschaftlich sinnvoll, denn der hohe Aufwand, der für eine andere Vorgehensweise zu treiben wäre, würde sich in den Geboten bei den EE-Ausschreibungen und in der Folge bei der Förderung wiederfinden.

## 1.2 Analyse des Tages 08.05.2016

Am 08.05.2016 trat mit -130 €/MWh der höchste negative Day-Ahead-Preis des Jahres 2016 auf. Bedingt war das starke Absinken des Preises am Nachmittag dieses Tages durch eine sehr hohe Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, insbesondere aus Photovoltaik, bei verhältnismäßig niedriger Last (Sonntag). Insgesamt war der negative Day-Ahead-Preis im Zeitraum von 10:00 Uhr bis 17:00 Uhr mit einer Dauer von insgesamt acht Stunden zu beobachten. Der minimale Preis trat um 14:00 Uhr auf.

### 1.2.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung

Die am Netz befindlichen konventionellen Kraftwerke reduzierten ihre Einspeisung in den Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen bis zu einem Niveau von ca. 18.400 MW (preisunelastische Erzeugungsleistung). In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis (siehe 1.2) lag die preisunelastische konventionelle Erzeugungsleistung bei 18.376 MW.

Bei einer Betrachtung der einzelnen Energieträger machte die Einspeisung aus Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken bezogen auf die Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis ca. 64 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Inklusive der Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken lag der Anteil bei ca. 72 %. Damit lagen die Anteile dieser Energieträger an der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung auf einem ähnlichen Niveau wie am 28.03.2016.

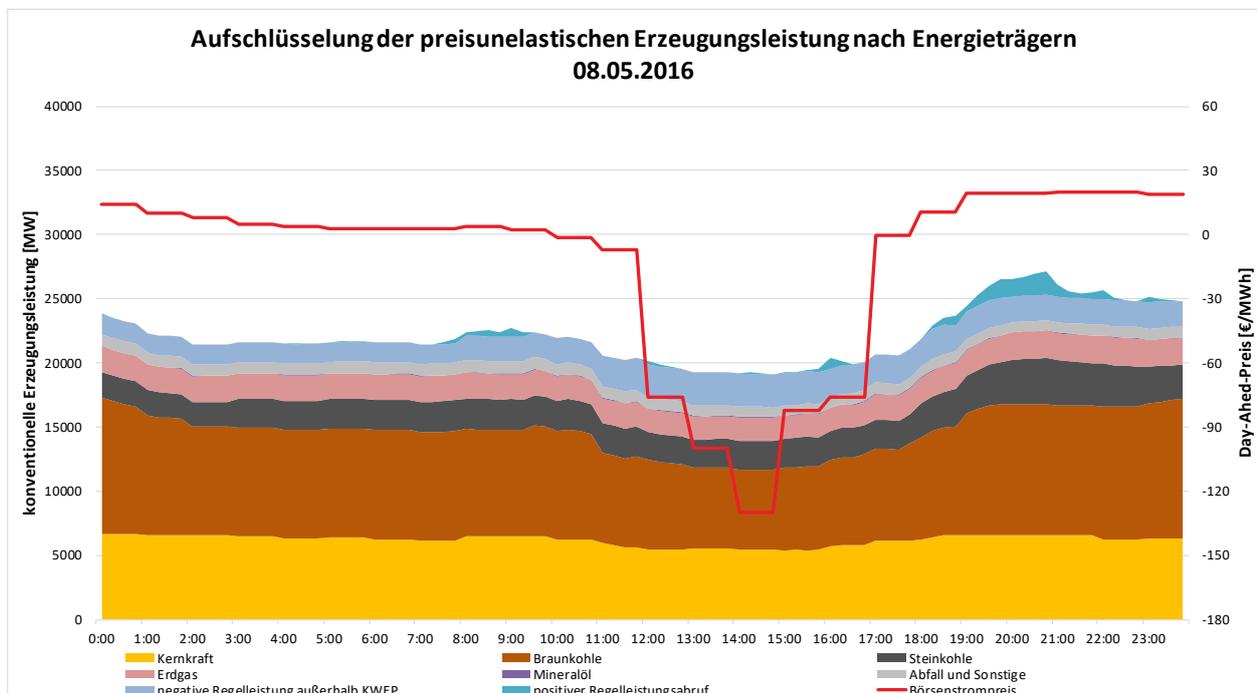


Abbildung 10: Preisunelastische Erzeugungsleistung 08.05.2016

### 1.2.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

Am 08.05. schwankte die Mindesterzeugung überwiegend zwischen rund 4.100 und 7.000 MW. Um 20:45 Uhr stieg sie kurzzeitig bis auf 7.838 MW an. Der kurzzeitige Anstieg begründet sich wie schon am 28.03.2016 mit dem Abruf positiver Regelleistung sowie einem erhöhten Niveau an negativer Besicherung von Kraftwerksausfällen, dass mit der wieder angestiegenen Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken einherging (siehe auch 1.1.2). In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag die Mindesterzeugung bei 4.145 MW. Damit machte sie 23 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Der überwiegende Teil der Mindesterzeugung erklärt sich mit der Vorhaltung von negativer Regelleistung von insgesamt 3.592 MW. Die restliche Leistung ist der Besicherung von Kraftwerksausfällen (509 MW), dem positiven Redispatch (40 MW) und dem Abruf positiver Regelleistung (4 MW) zuzuordnen.

Der konventionelle Erzeugungssockel reduzierte sich in der Periode mit negativen Day-Ahead-Preisen bis auf ein Niveau von rund 14.200 MW. Zum Zeitpunkt der minimalen Mindesterzeugung lag der konventionelle Erzeugungssockel bei 14.231 MW. Aus der folgenden Abbildung 11 wird ersichtlich, dass die noch am Netz befindlichen Kraftwerke in den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen ihre Einspeisung innerhalb der kraftwerkstechnischen Betriebsbänder weitestgehend heruntergefahren haben (vgl. 1.1.2). In den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen entsprachen sich nahezu der konventionelle Erzeugungssockel (blaue Linie) und die von den Kraftwerksbetreibern gemeldete technische untere Leistungsgrenze der Kraftwerke (PROD\_min, gelbe Linie). Die Höhe des konventionellen Erzeugungssockels wurde am 08.05.16 maßgeblich bestimmt durch die von den Kraftwerksbetreibern gemeldete (technologische) Flexibilität bzw. Inflexibilität der am Netz befindlichen Kraftwerke.

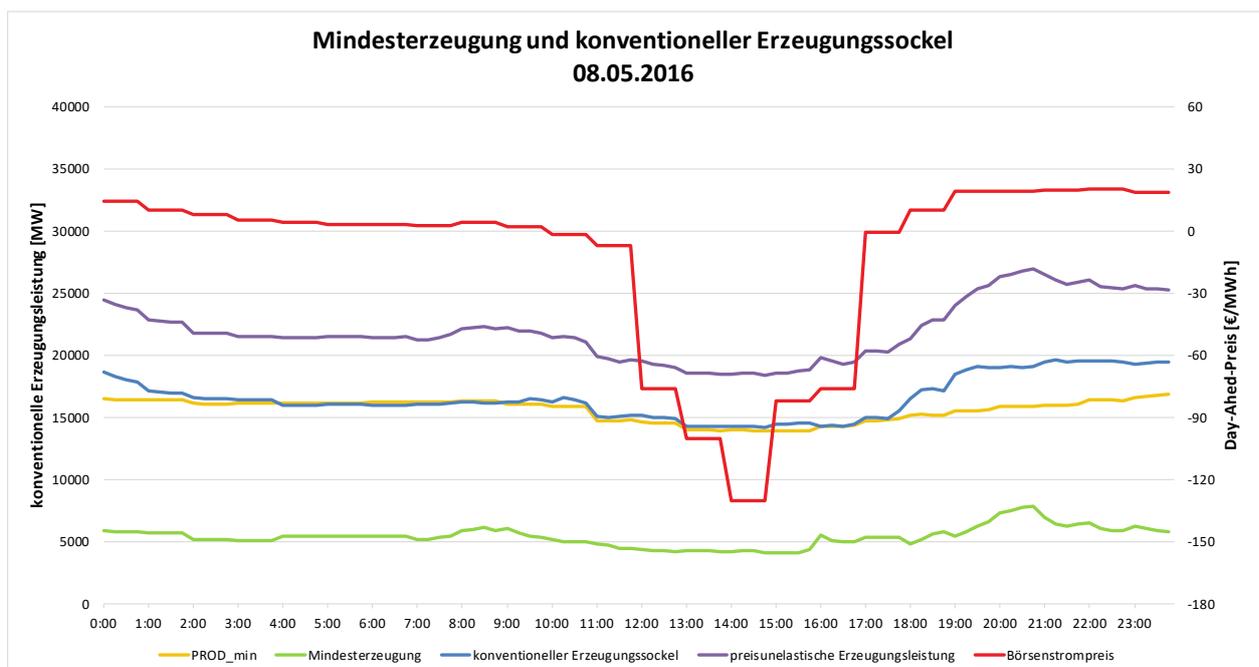


Abbildung 11: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 08.05.2016

Die untere Leistungsgrenze (PROD\_min) der „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“ (gelbe Linie), als Voraussetzung dafür, dass die SDL zumindest von diesen Kraftwerken bereitgestellt wurden, lag zum Zeitpunkt der minimalen Mindesterzeugung bei insgesamt 7.800 MW und erklärt damit mehr als die Hälfte (55 %) des konventionellen Erzeugungssockels. Insgesamt waren in der betrachteten Situation also Kraftwerke mit einer Leistung von 11.945 MW (4.145 Mindesterzeugung + 7.800 MW untere Leistungsgrenze der Mindesterzeugungs-Kraftwerke) an der Bereitstellung der Mindesterzeugung beteiligt.

Der übrige Teil (45 %) des konventionellen Erzeugungssockels wurde von Kraftwerken bereitgestellt, die in der betrachteten Situation keine Systemdienstleistungen und/ oder positiven Redispatch bereitstellen.

Die Gründe der Einspeisung trotz negativer Börsenpreise wurden im Rahmen der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern erhoben (siehe C.2). Die Auswertung der Kraftwerksbetreiberabfrage für den 08.05.16 ist dem vorliegenden Bericht angehängt (für weitere methodische Informationen vgl. 1.1.2). Die Ergebnisse weichen nur unwesentlich von denen der Befragung zum 28.03.2016 ab. Es zeigt sich, dass auch am 08.05.2016 in der Hälfte der Fälle die „Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf“ der vorrangige Hauptgrund (1) für die Einspeisung war (siehe Abbildung 42). Die „Eigenerzeugung“ wurde als zweithäufigster Hauptgrund (2) genannt (siehe Abbildung 43). Falls die Kraftwerksbetreiber dann noch einen dritten Hauptgrund (3) für die Einspeisung angegeben haben, dann dominierten die „Opportunitätskosten [...]“ gefolgt von der „Regelleistungsvorhaltung“ (siehe Abbildung 44).

Gemäß den Angaben der Kraftwerksbetreiber wurden 46 % der KWK-Anlagen im betrachteten Zeitraum für die Auskopplung von Wärme eingesetzt. Die eingespeiste Leistung des KWK-Stroms dieser Kraftwerke liegt im Mittel bei 5.281 MW, dies entspricht ca. 29 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungslleistung. Die am Netz befindlichen KWK-Anlagen werden zum überwiegenden Teil für die Nah- und/ oder Fernwärme eingesetzt. Prozessdampf macht nur einen geringen Anteil der Wärmeverpflichtungen aus. Die Mehrzahl der KWK-Anlagen (149) geben eine starre Wärmeauskopplung an. Diese Anlagen speisen allerdings den kleineren Anteil des KWK-Stroms ein (34 %). Umgekehrt speisen 75 KWK-Anlagen, die auf eine flexible Wärmeauskopplung zurückgreifen, den Großteil des KWK-Stroms (66 %) ein. Die detaillierten Ergebnisse der Abfrage sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

**Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen  
am 08.05.2016 09:00 – 17:00 Uhr**

<b>Wurde im betrachteten Zeitraum Wärme ausgekoppelt?</b>	<b>Anzahl</b>	<b>MW</b>	<b>Prozent</b>
Ja	234	5.281	46%
Nein	209		41%
keine Angaben	69		13%
Gesamt Datensätze	512		100%
<b>Arten der Wärmeauskopplung:</b>			
Prozessdampf	77	1.291	24%
Nah- und/oder Fernwärme	100	2.990	57%
Nah- und/oder Fernwärme und Prozessdampf	44	811	15%
keine Angaben	13	189	4%
Flexibel Wärmeauskopplung	75	3.493	66%
Starre Wärmeauskopplung	149	1.788	34%
keine Angaben	10		

Tabelle 4: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen am 08.05.2016 09:00 – 17:00 Uhr

### 1.3 Analyse der Tage 20. – 21.11.2016

Am 20.11.2016 sank der Day-Ahead-Preis im Zeitraum von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr für sieben Stunden in den negativen Bereich. In diesem Zeitraum trat um 14:00 Uhr der minimale Preis mit 30,41 €/MWh auf. Bis zum 21.11. lag der Preis auf niedrigem Niveau und sank zwischenzeitlich erneut mehrfach für kurze Zeit in den negativen Bereich. Es war eine hohe Windeinspeisung bei niedriger Last (Sonntag) zu beobachten.

#### 1.3.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung

Die preisunelastische Erzeugungsleistung unterschritt im Zeitraum 20. – 21.11.2016 nicht eine Größenordnung von ca. 24.000 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis (siehe 1.3) lag die preisunelastische konventionelle Erzeugungsleistung bei 24.013 MW.

Bei einer Betrachtung der einzelnen Energieträger machte die Einspeisung aus Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken bezogen auf die Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis ca. 65 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Inklusive der Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken lag der Anteil bei ca. 72 %.

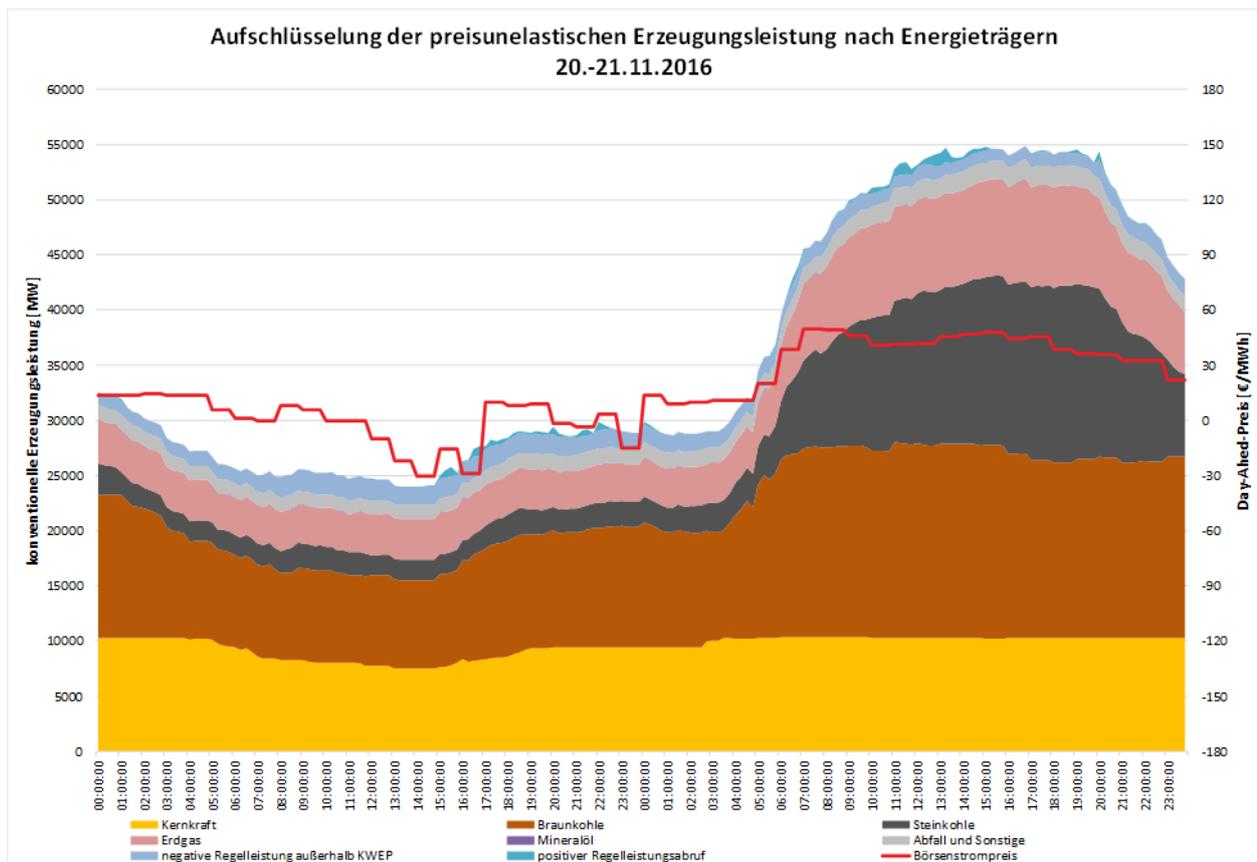


Abbildung 12: Preisunelastische Erzeugungsleistung 20. – 21.11.2016

### 1.3.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

Im Zeitraum 20.11. bis 21.11.2016 schwankte die Mindesterzeugung in der Phase mit negativen bzw. niedrigen Börsenstrompreisen zwischen rund 4.100 und 7.100 MW. Mit dem starken Anstieg des Preises am 21.11. ab 06:00 Uhr bis auf ein Niveau von rund 50 €/MWh steigt auch das Niveau der Mindesterzeugung auf bis zu 9.770 MW um 13:15 Uhr an. Der Anstieg begründet sich insbesondere mit der steigenden negativen Besicherung von Kraftwerksausfällen (siehe auch 1.1.2). In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag die Mindesterzeugung bei 4.891 MW. Damit machte sie 20 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Der überwiegende Teil der Mindesterzeugung erklärt sich mit der Vorhaltung von negativer Regelleistung von insgesamt 3.314 MW. Die restliche Leistung ist der Besicherung von Kraftwerksausfällen (1.062 MW), dem positiven Redispatch (510 MW) und dem Abruf positiver Regelleistung (5 MW) zuzuordnen.

Der konventionelle Erzeugungssockel reduzierte sich in der Periode mit negativen Day-Ahead-Preisen bis auf ein Niveau von rund 19.100 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag der konventionelle Erzeugungssockel bei 19.179 MW. Aus der folgenden Abbildung 13 wird ersichtlich, dass die noch am Netz befindlichen Kraftwerke in den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen ihre Einspeisung innerhalb der kraftwerkstechnischen Betriebsbänder weitestgehend heruntergefahren haben (vgl. 1.1.2). In den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen entsprachen sich nahezu der konventionelle Erzeugungssockel (blaue Linie) und die technische untere Leistungsgrenze der Kraftwerke (PROD\_min, gelbe Linie). Die Höhe des konventionellen Erzeugungssockels wurde im Zeitraum 20. – 21.11.16 maßgeblich bestimmt durch die von den Kraftwerksbetreibern gemeldete (technologische) Flexibilität bzw. Inflexibilität der am Netz befindlichen Kraftwerke.

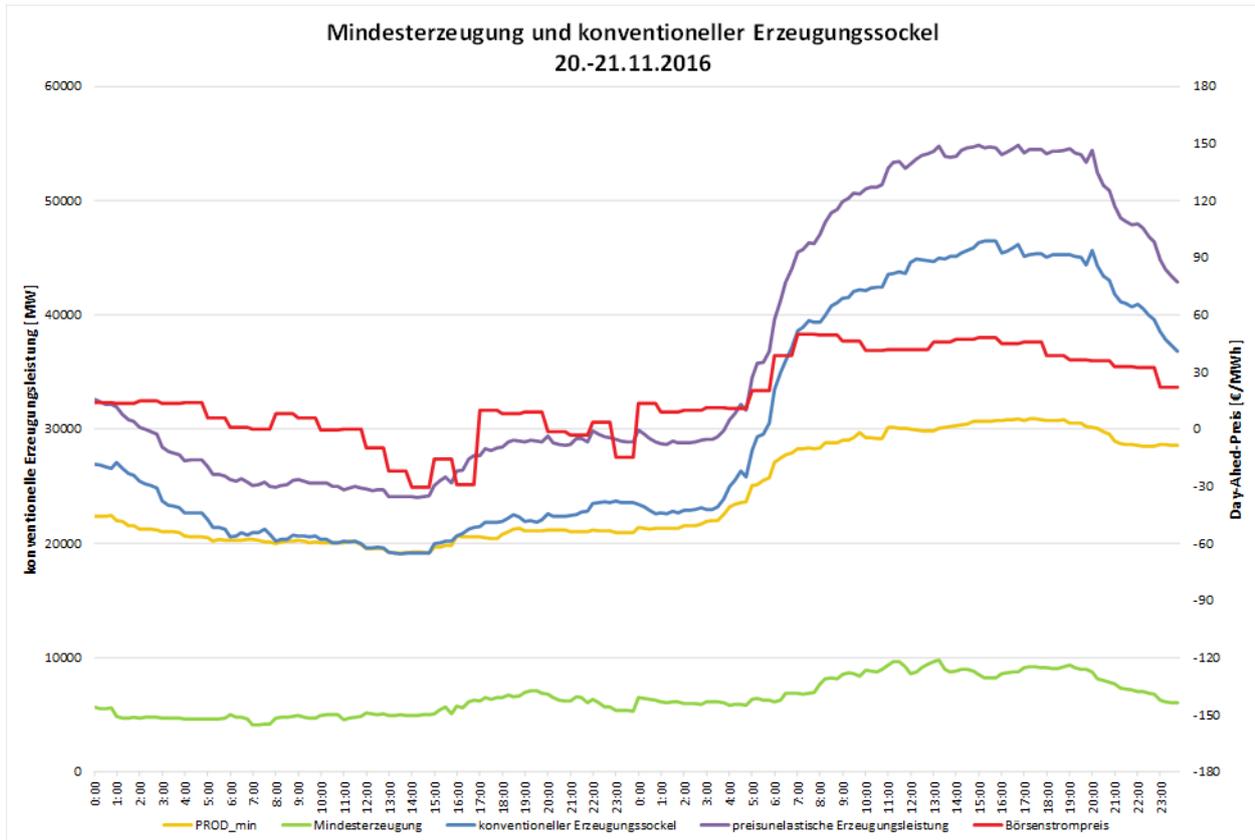


Abbildung 13: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 20. – 21.11.16

Die untere Leistungsgrenze (PROD\_min) der „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“ (gelbe Linie), als Voraussetzung dafür, dass die SDL zumindest von diesen Kraftwerken bereitgestellt wurden, lag zum Zeitpunkt der minimalen Mindesterzeugung bei insgesamt 7.285 MW und erklärt damit rund 38 % des konventionellen Erzeugungssockels. Insgesamt waren in der betrachteten Situation also Kraftwerke mit einer Leistung von 12.176 MW (4.891 MW Mindesterzeugung + 7.285 MW untere Leistungsgrenze der Mindesterzeugungs-Kraftwerke) an der Bereitstellung der Mindesterzeugung beteiligt.

Der übrige Teil (62 %) des konventionellen Erzeugungssockels wurde von Kraftwerken bereitgestellt, die in der betrachteten Situation keine negativen Systemdienstleistungen und/oder positiven Redispatch bereitstellen.

Die Gründe der Einspeisung trotz negativer Börsenpreise wurden im Rahmen der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern erhoben (siehe C.2). Die Auswertung der Kraftwerksbetreiberabfrage bezogen auf den Zeitraum 20. – 21.11.2016 ist dem Bericht angehängt (für weitere methodische Informationen vgl. 1.1.2). Die Ergebnisse weichen nur unwesentlich von denen der Befragung zu den vorigen Perioden ab. Es zeigt sich, dass in mehr als der Hälfte der Fälle die „Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf“ der vorrangige Hauptgrund (1) für die Einspeisung war (siehe Abbildung 45). Die „Eigenerzeugung“ wurde als zweithäufigster Hauptgrund (2) genannt (siehe Abbildung 46). Falls die Kraftwerksbetreiber dann noch einen dritten Hauptgrund (3) für die

Einspeisung angegeben haben, dann dominierten die „Opportunitätskosten [...]“ und die alternativlose Wärmebereitstellung gleichauf (siehe Abbildung 47).

Bei einer näheren Betrachtung der Ergebnisse zur Wärmebereitstellung wurden gemäß den Angaben der Kraftwerksbetreiber 52 % der KWK-Anlagen im betrachteten Zeitraum für die Auskopplung von Wärme eingesetzt. Die eingespeiste Leistung des KWK-Stroms dieser Kraftwerke liegt im Mittel bei 7.741 MW, dies entspricht ca. 32 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung. Die am Netz befindlichen KWK-Anlagen werden zum überwiegenden Teil für die Nah- und/ oder Fernwärme eingesetzt. Prozessdampf macht nur einen geringen Anteil der Wärmeverpflichtungen aus. Die Mehrzahl der KWK-Anlagen (152) geben eine starre Wärmeauskopplung an. Diese Anlagen speisen allerdings den kleineren Anteil des KWK-Stroms ein (34 %). Umgekehrt speisen 104 KWK-Anlagen, die auf eine flexible Wärmeauskopplung zurückgreifen, den Großteil des KWK-Stroms (66 %) ein. Die detaillierten Ergebnisse der Abfrage sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

#### **Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen am 20.11.2016 09:00 – 16:00 Uhr**

<b>Wurde im betrachteten Zeitraum Wärme ausgekoppelt?</b>	<b>Anzahl</b>	<b>MW</b>	<b>Prozent</b>
Ja	265	7.741	52%
Nein	184		36%
keine Angaben	63		12%
<b>Gesamt Datensätze</b>	<b>512</b>		<b>100%</b>
<b>Arten der Wärmeauskopplung:</b>			
Prozessdampf	65	1.130	15%
Nah- und/oder Fernwärme	131	4.898	63%
Nah- und/oder Fernwärme und Prozessdampf	58	1.482	19%
keine Angaben	11	230	3%
Flexibel Wärmeauskopplung	104	5.101	66%
Starre Wärmeauskopplung	152	2.640	34%
keine Angaben	9		

Tabelle 5: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen am 20.11.2016 09:00 – 16:00 Uhr

## 1.4 Analyse der Tage 24. – 27.12.2016

In den Weihnachtstagen 2016 lag über mehrere Tage ein niedriges Preisniveau vor. In den Zeiträumen 24.12. 23:00 Uhr bis 25.12. 8:00 Uhr, 25.12. 23:00 Uhr bis 26.12. 10 Uhr und 26.12. 23:00 Uhr bis 27.12. 7:00 Uhr waren negative Day-Ahead-Preise mit einer Dauer von insgesamt 27 Stunden zu beobachten. Der minimale Preis trat am 26.12. zwischen 7:00 und 8:00 Uhr mit 67,09 €/MWh auf. Erst am 27.12.16 stieg der Day-Ahead-Preis wieder auf ca. 32 €/MWh an. Die Einspeisung aus EE-Anlagen war verhältnismäßig hoch bei niedriger Last.

### 1.4.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung

Auch während der Weihnachtstage 2016 verläuft die Reaktion der Erzeugungsleistung in den Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen gegenüber der Preisänderung unterproportional, die Erzeugungsleistung ist hier also wesentlich preisunelastischer als in den Stunden mit positiven Preisen. Die preisunelastische Erzeugungsleistung unterschreitet an den Weihnachtstagen 2016 nicht eine Größenordnung von ca. 19.800 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis (siehe 1.4.2) lag die preisunelastische konventionelle Erzeugungsleistung bei 20.665 MW.

Betrachtet man die einzelnen Energieträger, macht die Einspeisung aus Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken ca. 57 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Inklusive der Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken liegt der Anteil bei ca. 68 %.

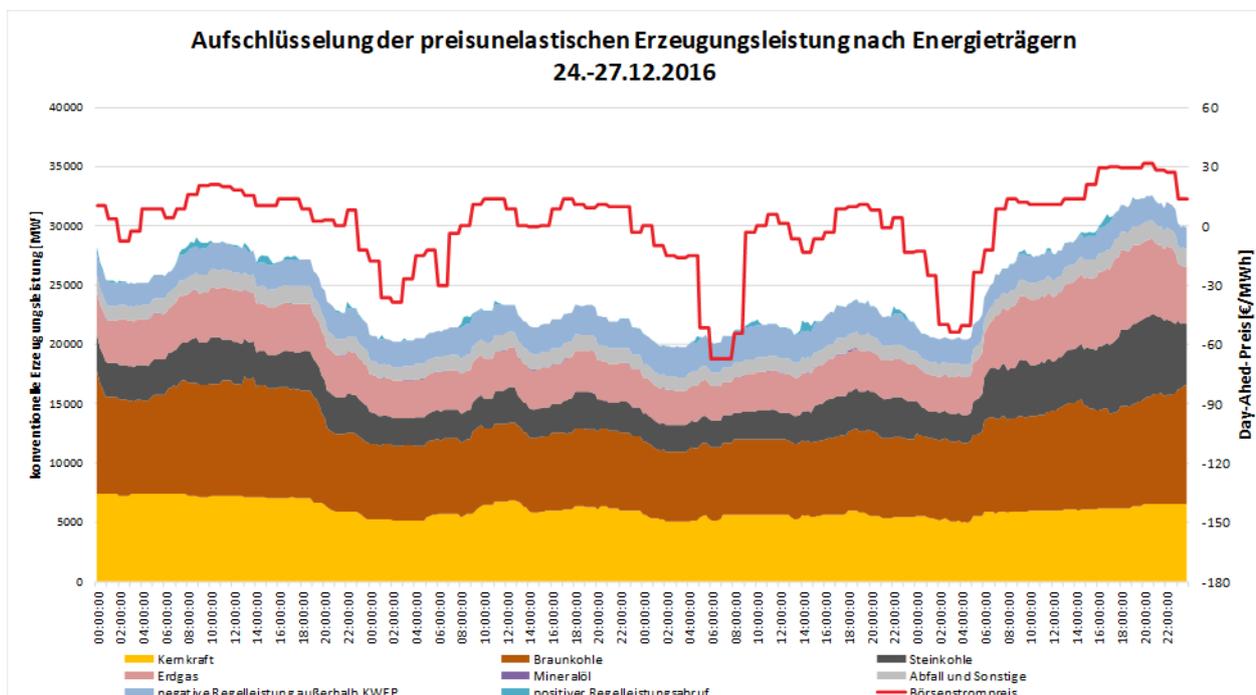


Abbildung 14: Preisunelastische Erzeugungsleistung 24. – 27.12.2016

#### 1.4.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

Während der Weihnachtstage 2016 lag die Mindesterzeugung insgesamt auf einem verhältnismäßig hohen Niveau. Sie schwankte überwiegend zwischen rund 5.000 MW und 8.500 MW. Am 27.12. stieg die Mindesterzeugung bis auf 10.805 MW an. Die verhältnismäßig große Schwankungsbreite ist insbesondere mit einem verhältnismäßig hohen Niveau an positivem Redispatch zu begründen (bis zu 4.380 MW). In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag die Mindesterzeugung am 26.12. um 07:00 Uhr bei 5.435 MW. Damit machte sie 26 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Der Großteil der Mindesterzeugung ist der negativen Regelleistungsvorhaltung von insgesamt 3.499 MW zuzuordnen. Die restlichen 1.936 MW begründen sich mit positivem Redispatch (1.410 MW), der Besicherung von Kraftwerksausfällen (511 MW) und dem Abruf positiver Regelleistung (4 MW).

Der konventionelle Erzeugungssockel unterschreitet während der Weihnachtstage 2016 nicht das Niveau von rund 14.500 MW. In der Stunde mit dem niedrigsten Börsenstrompreis lag der konventionelle Erzeugungssockel bei 15.569 MW. Aus der folgenden Abbildung 15 wird ersichtlich, dass die noch am Netz befindlichen Kraftwerke in den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen ihre Einspeisung innerhalb der kraftwerkstechnischen Betriebsbänder weitestgehend heruntergefahren haben (vgl. 1.1.2). In den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen entsprechen sich nahezu der konventionelle Erzeugungssockel (blaue Linie) und die technische untere Leistungsgrenze der Kraftwerke (PROD\_min, gelbe Linie). Die Höhe des konventionellen Erzeugungssockels wird in diesen Perioden also maßgeblich bestimmt durch die von den Kraftwerksbetreibern gemeldete (technologische) Flexibilität bzw. Inflexibilität der am Netz befindlichen Kraftwerke. Phasenweise unterschreitet sogar in dieser Periode der konventionelle Erzeugungssockel die untere Leistungsgrenze der Kraftwerke. Dies lässt sich am ehesten mit dem Meldeverhalten und der damit verbundenen Datenqualität erklären. So ist nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber z. B. durchaus wahrscheinlich, dass nicht alle Kraftwerksbetreiber innerhalb ihrer Meldung zur geplanten Einspeisung bereits den tatsächlichen positiven Redispatch inbegriffen haben. Auch kann es sich um Änderungen der Planung handeln die unterhalb einer Erheblichkeitsschwelle liegen und damit nicht dem Netzbetreiber mitzuteilen sind (vgl. C.1).

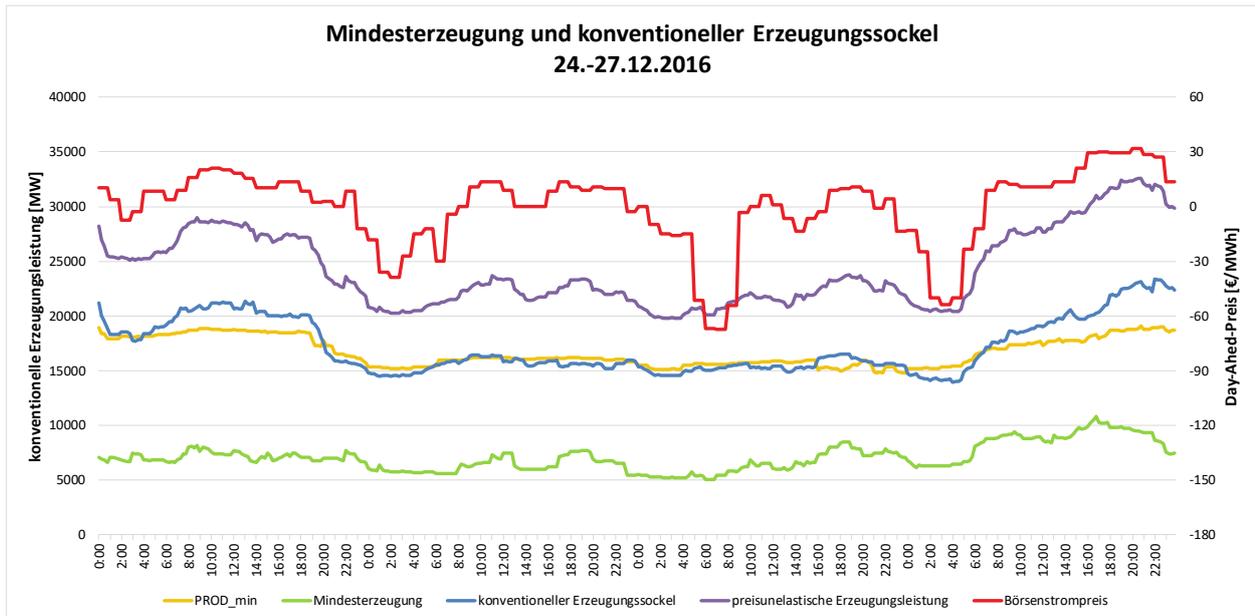


Abbildung 15: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 24. – 27.12.2016

Die untere Leistungsgrenze der Mindesterzeugungs-Kraftwerke (gelbe Linie) lag zum Zeitpunkt der minimalen Mindesterzeugung bei insgesamt 6.735 MW und erklärt damit 44 % des konventionellen Erzeugungssockels. Insgesamt waren in der betrachteten Situation also Kraftwerke mit einer Leistung von 12.170 MW (5.435 MW Mindesterzeugung + 6.735 MW untere Leistungsgrenze der Mindesterzeugungs-Kraftwerke) an der Bereitstellung der Mindesterzeugung beteiligt.

Die andere Hälfte (56 %) des konventionellen Erzeugungssockels wurde von Kraftwerken bereitgestellt, die in der betrachteten Situation keine negativen Systemdienstleistungen und/ oder positiven Redispatch bereitstellen.

Die Gründe der Einspeisung trotz negativer Börsenpreise wurden im Rahmen der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern erhoben. Die Ergebnisse bezogen auf den Zeitraum 14.12. – 27.12.2016 sind dem vorliegenden Bericht angehängt (für weitere methodische Informationen vgl. 1.1.2). Die Ergebnisse weichen nur unwesentlich von denen der Befragung zu den vorigen Perioden ab. Es zeigt sich, dass in der Hälfte der Fälle die „Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf“ der vorrangige Hauptgrund (1) für die Einspeisung war (siehe Abbildung 48). Die „Eigenerzeugung“ wurde als zweithäufigster Hauptgrund (2) genannt (siehe insbesondere Abbildung 49). Falls die Kraftwerksbetreiber dann noch einen dritten Hauptgrund (3) für die Einspeisung angegeben haben, wurden sechs unterschiedliche Gründe in ähnlicher Häufigkeit genannt (siehe Abbildung 50).

Aufgrund der Ergebnisse der Abfrage, die die „Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf“ als vorrangigen Grund für die Einspeisung benennt, wird die Wärmebereitstellung im Folgenden näher betrachtet.

Gemäß den Angaben der Kraftwerksbetreiber wurden 50 - 51 % der KWK-Anlagen im betrachteten Zeitraum für die Auskopplung von Wärme eingesetzt. Die eingespeiste Leistung des KWK-Stroms dieser Kraftwerke liegt im Mittel bei 6.654 - 7.855 MW, dies entspricht ca. 38 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung. Demnach begründen, neben der direkten KWK-Förderung, weitere Aspekte die Einspeisung aus KWK-Anlagen trotz negativer Börsenpreise: In der Abfrage wird daher weitergehend unterschieden zwischen der Bereitstellung von Nah- und/ oder Fernwärme oder Prozessdampf oder der Möglichkeit der notwendigen Wärmebereitstellung aus alternativen Quellen. Die am Netz befindlichen KWK-Anlagen werden zum überwiegenden Teil für die Nah- und/ oder Fernwärme eingesetzt. Prozessdampf macht nur einen geringen Anteil der Wärmeverpflichtungen aus. Die Mehrzahl der KWK-Anlagen (150-153) geben eine starre Wärmeauskopplung an. Diese Anlagen speisen allerdings den kleineren Anteil des KWK-Stroms (34 - 40 %) ein. Umgekehrt speisen 100 - 101 KWK-Anlagen, die auf eine flexible Wärmeauskopplung zurückgreifen, den Großteil des KWK-Stroms (60 - 66 %) ein. Die detaillierten Ergebnisse der Abfrage sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

### Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen im Zeitraum 24.-27.12.2016 bei negativen Preisen

Wurde im betrachteten Zeitraum Wärme ausgekoppelt?	24.12.2016 23:00 bis 25.12.2016 07:00			26.12.2016 01:00 bis 09:00			26.12.2016 23:00 bis 27.12.2016 06:00		
	Anzahl	MW	Prozent	Anzahl	MW	Prozent	Anzahl	MW	Prozent
Ja	263	6.654	51%	257	7.767	50%	261	7.855	51%
Nein	183		36%	189		37%	183		36%
keine Angaben	66		13%	66		13%	68		13%
Gesamt Datensätze	512		100%	512		100%	512		100%
<b>Arten der Wärmeauskopplung:</b>									
Prozessdampf	69	1.338	20%	68	1.303	17%	69	1.353	17%
Nah- und/ oder Fernwärme	129	4.086	61%	125	5.265	68%	125	5.103	65%
Nah- und/ oder Fernwärme und Prozessdampf	53	1.063	16%	51	1.028	13%	53	1.194	15%
keine Angaben	12	168	3%	13	171	2%	14	204	3%
Flexible Wärmeauskopplung	101	4.005	60%	100	5.118	66%	101	5.091	65%
Starre Wärmeauskopplung	153	2.649	40%	148	2.650	34%	150	2.745	35%
keine Angaben	9			9			10	19	

Tabelle 6: : Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen im Zeitraum 24. – 27.12.2016 bei negativen Preisen

### 1.4.3 Analyse der Netz- und Einspeisesituation

#### Bundesweite Netz- und Einspeisesituation

Nach Analysen der vier Übertragungsnetzbetreiber war die Netzlast in Deutschland im Betrachtungszeitraum 24.12. bis 27.12.2016 aufgrund der Feiertage sehr gering und lag zwischen 38 GW und 64 GW. Gleichzeitig war die Offshore Windeinspeisung mit 1,3 bis 3,3 GW auf einem hohen Niveau. Die Onshore Windeinspeisung lag mit 18 GW bis 31 GW im betrachteten Zeitraum auf einem überdurchschnittlichen Niveau für diese Jahreszeit. Die Einspeisung aus Sonnenenergie war mit 5,3 GW um die Mittagszeit unter Berücksichtigung der Jahreszeit auf einem durchschnittlichen Niveau.

Die Zeitspanne vom 24. – 27.12.2016 war gemäß Auswertungen der Bundesnetzagentur auf Basis der Datenmeldungen der Netzbetreiber<sup>16</sup> durch Einspeisemanagement-Maßnahmen in der 50Hertz-Regelzone sowie im nördlichen Bereich der Regelzone von TenneT gekennzeichnet, die auf einem variierenden Niveau ganztägig stattfanden. Am 24.12. lagen die von den ausführenden Netzbetreibern übermittelten Abregelungsdaten von Onshore Windenergieanlagen zwischen 390 MW und 1.200 MW, am 25.12. zwischen 400 MW und 1.200 MW, am 26.12. zwischen 550 MW und 1.360 MW sowie am 27.12. zwischen 150 und 1.642 MW. Der durchschnittliche EE-Abregelungs-Wert betrug 776 MW im Zeitraum 24. – 27.12.2016.

Am 27.12.2016 lag die maximale EE-Abregelung bei 1.642 MW im Zeitraum von 06:30 Uhr bis 09:45 Uhr. Hierbei handelte es sich ausschließlich um Abregelungen von Onshore-Windenergieanlagen. Die folgende von den ÜNB erstellte Netzgrafik bezieht sich auf einen Zeitpunkt (06:30 Uhr) in dieser Zeitspanne. Der Day-Ahead-Preis lag zu diesem Zeitpunkt bei -12,15 €/MWh. Die Grafik zeigt dabei folgende drei Aspekte:

- (n-1) Auslastung in % gemäß DACF-Rechnung ohne präventiven Redispatch 1: Beschreibt die (n-1) Auslastungen im europäischen Netzmodell des Day-Ahead Congestion Forecasts (DACF), Stand ca. 20 Uhr D-1 zum Betrachtungszeitpunkt. Präventive Redispatchmaßnahmen, die D-1 bereits gegen 17 Uhr bestellt wurden, und üblicherweise Teil des DACF sind, wurden herausgerechnet und sind nicht enthalten.
- negatives RD-Vermögen Stand D-1 16 Uhr: Beschreibt das auf Umspannwerkebene aggregierte Absenkpotential (negatives Redispatchvermögen) zum Betrachtungszeitpunkt, für Anlagen die KWEP-Daten liefern.

---

<sup>16</sup> Tägliche und monatliche Datenmeldungen gemäß §13 Abs. 7 EnWG der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber zu den Anpassungen von Stromspeisungen (Einspeisemanagement) nach § 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG

- Tatsächlich durchgeführtes Einspeisemanagement: Beschreibt die tatsächlich durchgeführten Einspeisemanagement-Maßnahmen aggregiert je Umspannwerk zum betrachteten Zeitpunkt.

Demnach sind die Angaben in der Grafik zu überlasteten Netzelementen und freiem negativem Redispatch-vermögen Prognosewerte und die Angaben zum Einspeisemanagement sind Ist-Werte.

(n-1) Auslastung in % gemäß DACF-Rechnung ohne präventiven Redispatch 1

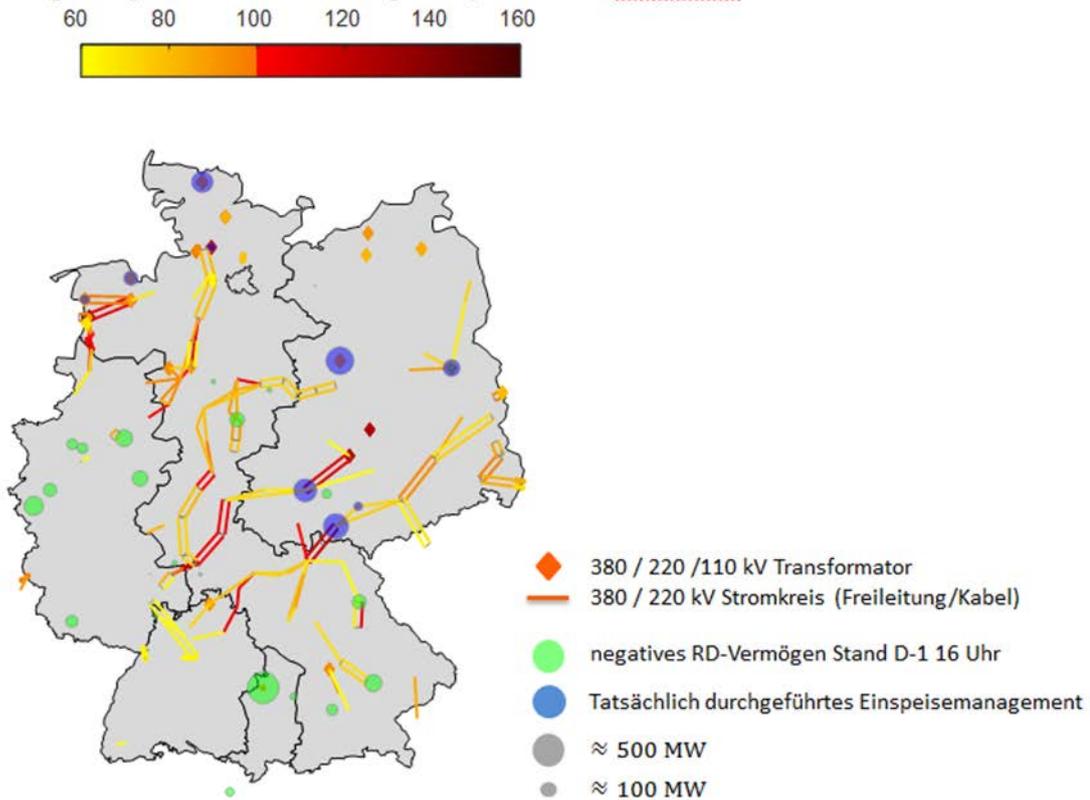


Abbildung 16: Grafik zur Netzanalyse – zu erwartende Netzsituation am Vorabend für den zu betrachtenden Zeitpunkt: 27.12.2016, 06:30 Uhr

Die Grafik verdeutlicht aus Sicht der Bundesnetzagentur, dass die ÜNB am 26.12.2016 um 16 Uhr für den Folgetag um 06:30 Uhr in Nordwest- und Nordostdeutschland kein freies negatives Redispatchvermögen konventioneller Kraftwerke in nennenswertem Umfang mehr gesehen haben. Zudem zeigt die Grafik die in der Vorschau am Abend des 26.12.2016 für den Folgetag um 06:30 Uhr überlasteten Netzelemente (Freileitungen/ Kabel sowie Transformatoren), auf die in den folgenden Abschnitten der Netzanalyse für die einzelnen Regelzonen näher eingegangen wird. Das im Ergebnis durchgeführte Einspeisemanagement im nördlichen Teil der Regelzone von TenneT sowie in der 50Hertz-Regelzone zum Betrachtungszeitpunkt 27.12.2016 um 06:30 Uhr wird ebenfalls dargestellt. In der Grafik wird hierbei der häufige Zusammenhang zwischen dem Durchführen von Einspeisemanagement und den Überlastungen auf Übergabetransformatoren zwischen dem Verteil- und Übertragungsnetz durch die grafische Überlagerung der überlasteten Transformatoren und der tatsächlich durchgeführten Einspeisemanagement-Maßnahmen deutlich. Der positive und

negative Redispatch mit konventionellen Kraftwerken ist in der Grafik nicht dargestellt, da sich die Netzanalysen auf das Einspeisemanagement fokussieren.

Nach Analysen der Bundesnetzagentur auf Basis der Datenmeldungen der Netzbetreiber<sup>17</sup> begründet sich der überwiegende Teil der durchgeführten EE-Abregelungen bezogen auf die gesamte abgeregelte Menge<sup>18</sup> während der Weihnachtstage 2016 (rund 59 - 64 %) mit Engpässen in Umspannwerken zwischen Höchst- und Hochspannungsebene. Auf diese Engpässe wirkt Redispatch mit Kraftwerken auf der Höchstspannungsebene nicht. Für die verbleibenden 36 - 41 % der EE-Abregelungen in diesem Zeitraum wäre eine Vermeidung oder eine Reduzierung durch Redispatch mit Kraftwerken auf der Höchstspannungsebene grundsätzlich möglich gewesen. Ob tatsächlich noch auf den Engpass wirksame Kraftwerke auf der Höchstspannungsebene zur Verfügung standen, wurde im Folgenden je Regelzone spezifisch durch den jeweiligen verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber untersucht.

In der Netzkarte für den betrachteten Zeitpunkt 27.12.2016, 06:30 Uhr ist in der südlichen 50Hertz-Regelzone ein verbleibendes negatives Redispatchpotential erkennbar. Dieses Kraftwerk konnte nicht berücksichtigt werden, da sich zu dem Zeitpunkt die entsprechenden IT-Systeme zum umfassenden Abruf von Redispatchpotenzial aus unterlagerten Netzebenen noch im Aufbau befanden. Anlagen aus unterlagerten Netzen werden nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber inzwischen zunehmend bei präventiven Vortagsprozessen berücksichtigt.

### **Netzsituation in der Regelzone von 50Hertz**

In dem Zeitraum 24. – 27.12.2016 war die Netzsituation besonders angespannt. Dem liegen eine sehr hohe Windeinspeisung in der 50Hertz Regelzone, geringe Netzlast und daraus resultierende Leistungsflüsse in Richtung Süd-West zugrunde. Um die (n-1)-Sicherheit des Netzes zu gewährleisten, mussten Redispatch und Einspeisemanagement-Maßnahmen in hohem Umfang durchgeführt werden. Die verringerte Kraftwerksleistung im Redispatch betrug bis zu 5.918 MW, zusätzlich wurden Einspeisemanagement-Maßnahmen von bis 1.202 MW angewiesen. Die Kraftwerk-Einsenkung wurde sowohl aus den Vorschauprozessen zur Ermittlung des Redispatchbedarfes (WAPP - Week Ahead Planning Process, pRD1 - präventiver Redispatchprozess 1, SIV - Sicherheitsbedingte regelzoneninterne Verkäufe und DACF - Day Ahead Congestion Forecast als pRD2) heraus, als auch Intraday angewiesen.

Im Rahmen des Kraftwerk-Redispatches wurden vier Braunkohlekraftwerksblöcke und ein Steinkohlekraftwerksblock zeitweise komplett heruntergefahren. Hauptkriterium hierfür ist die

---

<sup>17</sup> Tägliche und monatliche Datenmeldungen gemäß §13 Abs. 7 EnWG der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber zu den Anpassungen von Stromeinspeisungen (Einspeisemanagement) nach § 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG

<sup>18</sup> Die Berechnung der Mengen erfolgte bei Maßnahmen, die über einen längeren Zeitraum oder einen Teilzeitraum (des Betrachtungszeitraums) angewiesen wurden, anteilig nach der Dauer.

Engpasssituation, d.h. es muss die Notwendigkeit des kompletten Abfahrens eines Kraftwerks (unterhalb von Prod\_min) und eine Wirksamkeit auf den Engpass bestehen. Aufgrund der sehr hohen Windeinspeisung kam es zu hohen Transporten von 50Hertz über die Südwestkuppelleitungen in Richtung Bayern. Zu dem Zeitpunkt waren nur drei der aktuell vier vorhandenen Leitungssysteme verfügbar (Leitung 459 von Altenfeld nach Redwitz war baubedingt ausgeschaltet). Trotz erheblicher Redispatchmaßnahmen traten in den Prognoserechnungen n-1 Verletzungen auf diesen Leitungen von über 100 % auf.

Gleichzeitig dürfen durch das Abfahren notwendige Systemdienstleistungen und der mit der Wärmeproduktion verbundene KWK-Strom nicht eingeschränkt werden. Weiterhin sind technische Randbedingungen des Kraftwerkes (An-, Abfahr-, Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten) zu beachten. Darüber hinaus werden beim kompletten Abfahren eines Kraftwerkes die dann anfallenden Ab- und Anfahrtkosten (wenn das Kraftwerk nicht später selbst komplett heruntergefahren wäre), die vom ÜNB zu übernehmen sind, in die Betrachtung mit einbezogen. Ggf. erweist es sich dabei als kostengünstiger, die Einspeisung eines anderen, netztechnisch weniger wirksamen Kraftwerkes zu reduzieren.

Neben den bereits komplett im Zuge des Redispatches heruntergefahrenen Kraftwerksblöcken gab es nach Angaben von 50Hertz keine weiteren Blöcke ohne Vorhaltung von Systemdienstleistungen, Wärmeauskopplungen oder technischen Restriktionen, die vollständig herunterfahrbar gewesen wären. Die zur Erbringung von Redispatch herangezogenen Blöcke wurden aber auf die vom Kraftwerksbetreiber angegebene untere Leistungsgrenze zurückgefahren. Sofern noch verbleibendes freies negatives Redispatchpotential bei einzelnen Kraftwerken vorhanden war, hatte dies keine oder eine so geringe Wirksamkeit auf die zu den jeweiligen Zeitpunkten überlasteten Netzelemente, dass die ÜNB von der Aktivierung abgesehen haben.

Insbesondere waren die Leitungen Remptendorf - Redwitz (380kV, 413) und Pasewalk - Bertikow (220 kV, 305) überlastet. Für diese Engpässe haben die ÜNB auch die Einspeisemanagement-Kaskade aktiviert.

Überlastung von Pasewalk - Bertikow (305): Die 220-kV-Leitung Pasewalk - Bertikow 305 war am 26.12.2016 zwischen 16:15 und 22:00 Uhr durch Überlastung gefährdet. Da diese Überlastung am 27.12.2016 um 06:30 Uhr nicht mehr bestand, ist die Überlastung in der Netzkarte (Abbildung 16) nicht aufgeführt. Das nach Angaben von 50Hertz einzige Kraftwerk, dessen Absenkung sich auf den Engpass potenziell – wenn auch gering – entlastend auswirken könnte, befand sich zu der Zeit außer Betrieb.

Überlastung von Remptendorf - Redwitz (413): der Grund für die Aktivierung der Einspeisemanagement-Kaskade war unzureichend verfügbare Redispatchleistung in der Regelzone von 50Hertz. In dem analysierten Zeitraum 24. – 27.12.2016 waren nur drei der aktuell vier vorhandenen Leitungssysteme verfügbar (Leitung 459 von Altenfeld nach Redwitz war baubedingt ausgeschaltet).

Aufgrund hoher Windeinspeisung in der Regelzone von 50Hertz kam es an vielen Stellen zu Überlastungen der Übergabetransformatoren durch hohe Rückspeisungen aus dem Verteilnetz in Richtung Übertragungsnetz. Für diese Art der Netzengpässe ist Redispatch mit den 50Hertz zur Verfügung stehenden Kraftwerken unwirksam. Aus diesem Grund wurde die Einspeisemanagement-Kaskade aktiviert und Einspeisemanagement-Maßnahmen im Verteilnetz angewiesen, um die Transformatoren zu entlasten. Von den Maßnahmen waren die Umspannwerke Stendal West und Neuenhagen betroffen.

### **Netzsituation in der Regelzone von Amprion**

In dem betrachteten Zeitpunkt gab es in der Amprion-Regelzone neben den Emsland-Leitungen keine signifikanten Engpässe. Ein relevantes Gaskraftwerk in der Amprion-Regelzone, welches durch eine Erhöhung der Einspeisung sensitiv auf diesen Engpass wirkt, wurde im betrachteten Zeitraum täglich zum positiven Redispatch eingesetzt. Dabei kam es vom 24. – 27.12.2016 zu einer ganztägigen Erhöhung der Einspeisung um jeweils 250 MW, für einige Stunden am 25.12.2016 lag die Erhöhung bei 400 MW.

### **Netzsituation in der Regelzone von TransnetBW**

Es traten keine Engpässe in der Regelzone der TransnetBW auf. Am 24.12.2016 wurde positiver Redispatch von bis zu 920 MW für die ÜNB TenneT und 50Hertz durchgeführt. Am 25.12.2016 betrug der positive Redispatch für TenneT und 50Hertz bis zu 640 MW, wohingegen dieser am 26.12.2016 bis zu 1.890 MW erreichte und am 27.12.2016 dann zurückging und bis zu 1.447 MW erreichte.

### **Netzsituation in der Regelzone von TenneT**

Während der Tage vom 24.12.16 bis 27.12.16 lagen in der TenneT-Regelzone hohe Lastflüsse von Nordwest und Nordost nach Südost und Südwest vor, was sich in den Auslastungsgraden entsprechender Netzelemente im Übertragungsnetz widerspiegelt. Dabei ist zu beachten, dass während dieses Zeitraumes vom Doppelsystem Altenfeld-Redwitz nur ein Stromkreis in Betrieb war.

Zur Behebung der Engpässe im Übertragungsnetz wurden während dieses Zeitraumes hauptsächlich Redispatch- und Countertrade-Maßnahmen durchgeführt. Ergänzend wurden Einspeisemanagement-Maßnahmen angefordert, insbesondere bei vertikalen Engpässen auf Übergabetransformatoren zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetz. In diesen Fällen lag durchweg keine konventionelle Erzeugung im unterlagerten Netz vor, bzw. das Kraftwerk speiste nicht ein. Damit blieb zur Reduzierung der Rückspeisung ins ÜNB-Netz nur die Abregelung von EE-Anlagen beim betreffenden VNB. Bei vertikalen Engpässen erfolgt eine Anforderung zur Rückspeisereduktion an den betreffenden VNB, der für die Umsetzung und die Berücksichtigung des EE-Vorranges in seinem eigenen Netz verantwortlich ist.

Zur Entlastung von horizontalen Engpässen im ÜNB-Netz wurde in der TenneT-Regelzone in diesem Zeitraum nur am 24.12.2016 eine Reduktion der Rückspeisung in das TenneT-Netz im Umspannwerk Brunsbüttel um maximal 60 MW bei dem unterlagerten VNB angefordert, um einen Kuppelstromkreis zu 50Hertz (380kV-Stromkreis Brunsbüttel-Brunsbüttel/50Hertz) zu entlasten. Ein hierfür aus netztechnischer Sicht ebenfalls sinnvolles Absenken von zwei in Frage kommenden Kraftwerken war nicht möglich. Weiteres konventionelles Absenkpotehtial mit ausreichender Wirkung auf den o.g. Engpass war hier nach Angaben von TenneT nicht vorhanden. Das Absenkpotehtial in Dänemark per Countertrade war ausgeschöpft.

## 1.5 Analyse der Tage 30.04. – 01.05.2017

Im Zeitraum vom 30.04. bis 01.05.2017 sank der Day-Ahead-Preis Im Zeitraum vom 30.04. von 22:00 Uhr bis 01.05. 16:00 Uhr war ein negativer Day-Ahead-Börsenpreis mit einer Dauer von insgesamt 19 Stunden zu beobachten. In diesem Zeitraum trat um 14:00 Uhr der minimale Preis mit 74,92 €/MWh auf. Die Windeinspeisung war verhältnismäßig hoch bei niedriger Last (Sonn- bzw. Feiertag).

### 1.5.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung

Die preisunelastische Erzeugungsleistung unterschritt im Zeitraum 30.04. – 01.05.2017 nicht eine Größenordnung von ca. 20.700 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis (siehe 1.5) lag die preisunelastische konventionelle Erzeugungsleistung bei 20.791 MW.

Bei einer Betrachtung der einzelnen Energieträger macht die Einspeisung aus Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken bezogen auf die Situation, in der die Mindestenerzeugung minimal war, ca. 55 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Inklusive der Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken liegt der Anteil bei ca. 63 %.

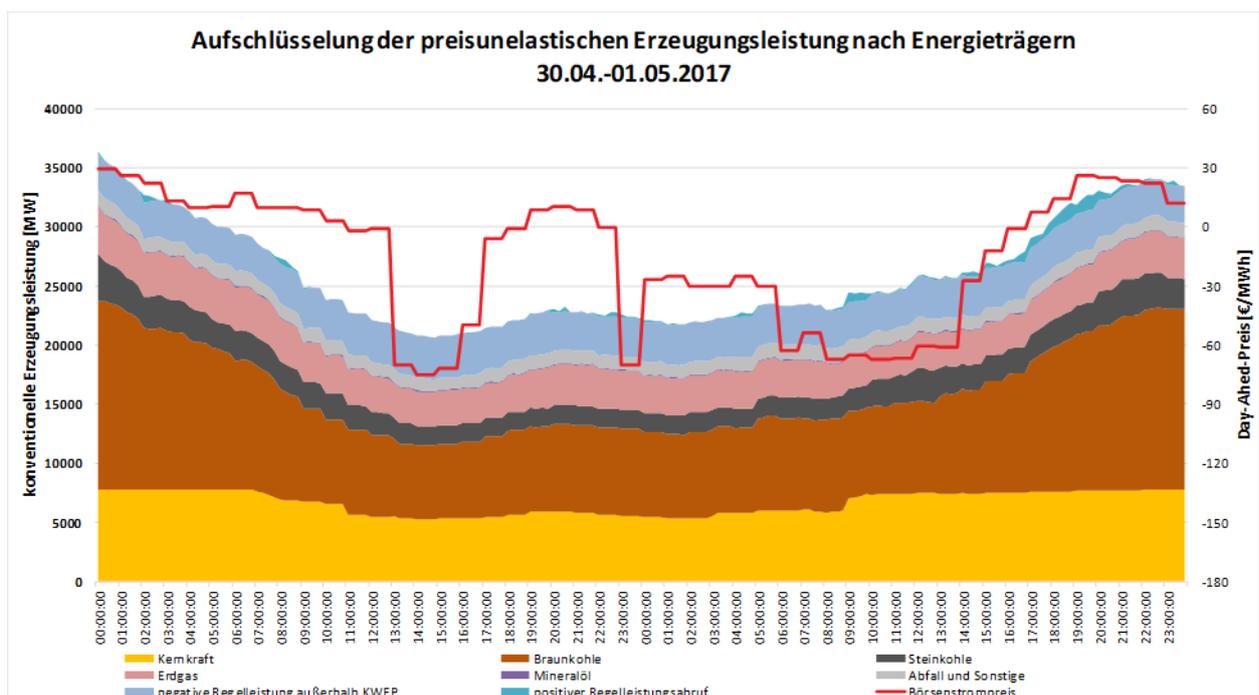


Abbildung 17: Preisunelastische Erzeugungsleistung 30.04. – 01.05.2017

### 1.5.2 Mindestenerzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

Im Zeitraum 30.04 – 01.05.2017 schwankte die Mindestenerzeugung überwiegend zwischen rund 5.100 MW und 7.000 MW. Ab ca. 18:00 Uhr am 01.05. stieg die Mindestenerzeugung aufgrund einer Zunahme der negativen Besicherung von Kraftwerksausfällen und zeitweisem Abruf positiver Regelleistung bis auf 7.837 MW an. Im Vergleich mit den anderen bisher betrachteten Perioden ist das Niveau der negativen Regelleistungsvorhaltung im Zeitraum 30.04. – 01.05.2017 relativ hoch. In der Stunde mit

dem negativsten Börsenstrompreis lag die Mindesterzeugung bei 5.270 MW. Damit machte sie 25 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Der überwiegende Teil der Mindesterzeugung erklärte sich mit der Vorhaltung von negativer Regelleistung von insgesamt 4.333 MW. Die restliche Leistung ist der Besicherung von Kraftwerksausfällen (561 MW), dem positiven Redispatch (375 MW) und dem Abruf positiver Regelleistung (1 MW) zuzuordnen.

Der konventionelle Erzeugungssockel reduzierte sich in der Periode mit negativen Day-Ahead-Preisen bis auf ein Niveau von rund 15.500 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag der konventionelle Erzeugungssockel bei 15.521 MW. Aus der folgenden Abbildung 18 wird ersichtlich, dass die noch am Netz befindlichen Kraftwerke in den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen ihre Einspeisung innerhalb der kraftwerkstechnischen Betriebsbänder weitestgehend heruntergefahren haben (vgl. 1.1.2). In den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen entsprachen sich nahezu der konventionelle Erzeugungssockel (blaue Linie) und die technische untere Leistungsgrenze der Kraftwerke (PROD\_min, gelbe Linie). Die Höhe des konventionellen Erzeugungssockels wurde im Zeitraum 30.04. – 01.05.17 maßgeblich bestimmt durch die von den Kraftwerksbetreibern gemeldete (technologische) Flexibilität bzw. Inflexibilität der am Netz befindlichen Kraftwerke.

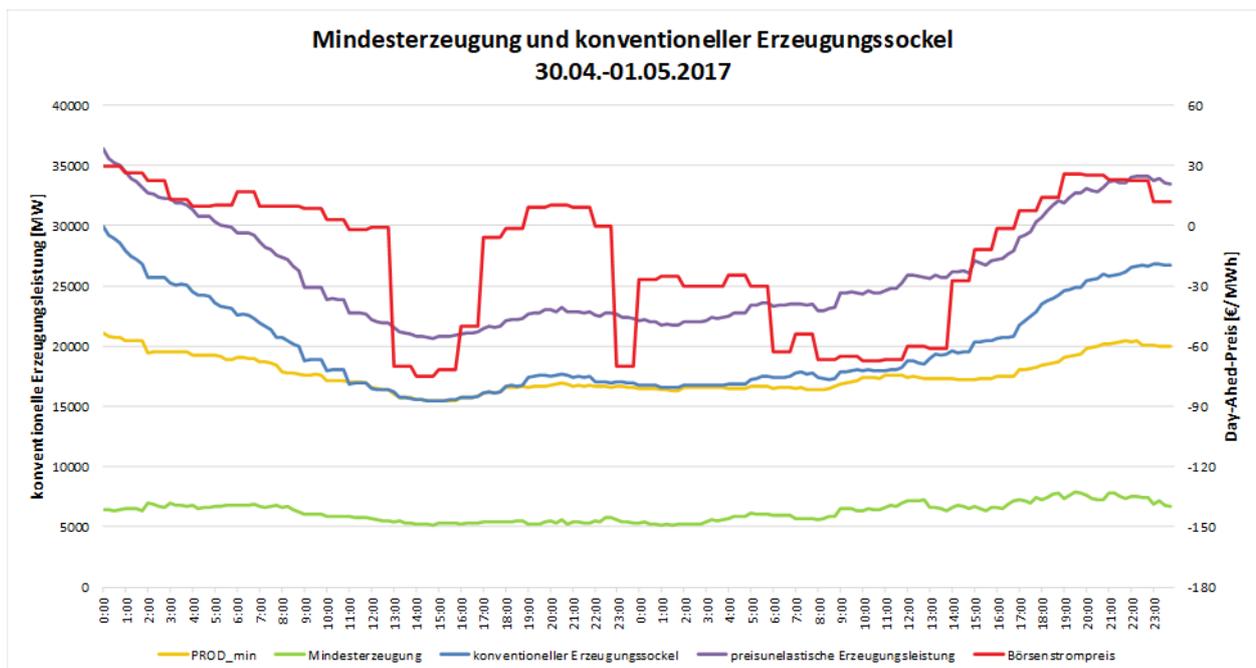


Abbildung 18: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 30.04. – 01.05.2017

Die untere Leistungsgrenze (PROD\_min) der „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“ (gelbe Linie), als Voraussetzung dafür, dass die SDL zumindest von diesen Kraftwerken bereitgestellt wurde, lag zum Zeitpunkt der minimalen Mindesterzeugung bei insgesamt 5.862 MW und erklärt damit rund 38 % des konventionellen Erzeugungssockels. Insgesamt waren in der betrachteten Situation also Kraftwerke mit einer Leistung von 11.132 MW (5.270 MW Mindesterzeugung + 5.862 MW untere

Leistungsgrenze der Mindesterzeugungs-Kraftwerke) an der Bereitstellung der Mindesterzeugung beteiligt.

Der übrige Teil (62 %) des konventionellen Erzeugungssockels wurde von Kraftwerken bereitgestellt, die in der betrachteten Situation keine negativen Systemdienstleistungen und/ oder positiven Redispatch bereitstellen.

Die Gründe der Einspeisung trotz negativer Börsenpreise wurden im Rahmen der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern erhoben (siehe C.2). Die Auswertung der Kraftwerksbetreiberabfrage bezogen auf den Zeitraum 30.04. – 01.05.2017 ist dem vorliegenden Bericht angehängt (für methodische Informationen vgl. 1.1.2). Die Ergebnisse weichen nur unwesentlich von denen der Befragung zu den vorigen Perioden ab. Es zeigt sich, dass in der Hälfte der Fälle die „Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf“ der vorrangige Hauptgrund (1) für die Einspeisung war (siehe Abbildung 51). Die „Eigenerzeugung“ wurde als zweithäufigster Hauptgrund (2) genannt (siehe Abbildung 52). Falls die Kraftwerksbetreiber dann noch einen dritten Hauptgrund (3) für die Einspeisung angegeben haben, dann liegen vier Gründe nahezu gleichauf, angeführt von den „Opportunitätskosten [...]“, gefolgt von der Regelleistungsvorhaltung usw. (siehe Abbildung 53).

Im Folgenden wird die Wärmebereitstellung aufgrund der Ergebnisse der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern näher betrachtet. Gemäß den Angaben der Kraftwerksbetreiber wurden 48 % der KWK-Anlagen im betrachteten Zeitraum für die Auskopplung von Wärme eingesetzt. Die eingespeiste Leistung des KWK-Stroms dieser Kraftwerke liegt im Mittel bei 5.779 - 7.536 MW, dies entspricht ca. 28 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung. Die am Netz befindlichen KWK-Anlagen werden zum überwiegenden Teil für die Nah- und/ oder Fernwärme eingesetzt. Prozessdampf macht nur einen geringen Anteil der Wärmeverpflichtungen aus. Die Mehrzahl der KWK-Anlagen (144 - 147) geben eine starre Wärmeauskopplung an. Diese Anlagen speisen allerdings den kleineren Anteil des KWK-Stroms (32 - 38 %) ein Umgekehrt speisen 91 - 93 KWK-Anlagen, die auf eine flexible Wärmeauskopplung zurückgreifen, den Großteil des KWK-Stroms (62 - 68 %) ein. Die detaillierten Ergebnisse der Abfrage sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

### Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen im Zeitraum 30.04. – 01.05.2017 bei negativen Preisen

Wurde im betrachteten Zeitraum Wärme ausgekoppelt?	30.04.2017 10:00 bis 18:00			30.04.2017 22:00 bis 01.05.2017 16:00		
	Anzahl	MW	Prozent	Anzahl	MW	Prozent
Ja	245	5.779	48%	246	7.536	48%
Nein	199		39%	201		39%
keine Angaben	68		13%	65		13%
Gesamt Datensätze	512		100%	512		100%
<b>Arten der Wärmeauskopplung:</b>						
Prozessdampf	74	1.294	22%	76	1.385	18%
Nah- und/oder Fernwärme	104	3.138	54%	106	4.810	64%
Nah- und/oder Fernwärme und Prozessdampf	55	1.137	20%	53	1.126	15%
keine Angaben	12	209	4%	11	215	3%
Flexibel Wärmeauskopplung	93	3.607	62%	91	5.115	68%
Starre Wärmeauskopplung	144	2.171	38%	147	2.421	32%
keine Angaben	8			8		

Tabelle 7: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen im Zeitraum 30.04. – 01.05.2017 bei negativen Preisen

#### 1.5.3 Analyse der Netz- und Einspeisesituation

##### Bundesweite Netz- und Einspeisesituation

Die Netzlast war entsprechend der Analysen der ÜNB am 01.05.2017 aufgrund des Feiertages relativ gering und lag zwischen 38 und 53 GW. Gleichzeitig war die Offshore Windeinspeisung mit 3 bis 4,1 GW auf einem hohen Niveau. Die Onshore Windeinspeisung lag zwischen 11 und 23 GW auf einem relativ hohen Level für diese Jahreszeit. Auch die Einspeisung aus Sonnenenergie war mit bis zu 16 GW um die Mittagszeit auf einem relativ hohen Niveau für diese Jahreszeit.

Der 01.05.2017 war entsprechend der Bundesnetzagentur vorliegenden Daten durch Einspeisemanagement-Maßnahmen in der 50Hertz-Regelzone sowie im nördlichen Bereich der Regelzone von TenneT gekennzeichnet, die auf einem variierenden Niveau ganztägig stattfanden. Hierbei wurden neben Abregelungen von Onshore-Windenergieanlagen am 01.05.2017 auch Abregelungen von Offshore-Windenergie in der Nordsee vorgenommen. Die von den ausführenden Netzbetreibern übermittelten Abregelungsdaten lagen zwischen 110 MW und 2.368 MW. Der mittlere Wert betrug 753 MW, davon waren im Mittel 184 MW Offshore-Anlagen.

Am 01.05.2017 war im Zeitraum von 12:15 Uhr bis 13:00 Uhr der maximale EE-Abregelungs-Wert von 2.368 MW zu verzeichnen. Hiervon betrug die Abregelung von Offshore-Anlagen 600 MW. Die folgende Netzgrafik bezieht sich auf einen Zeitpunkt (12:30 Uhr) in dieser Zeitspanne. Der Day-Ahead-Preis lag für diesen Zeitpunkt bei 60,39 €/MWh.

Bei den Netzgrafiken in diesem Bericht ist zu beachten, dass die Angaben zu den Netzengpässen und zum negativen Redispatchvermögen Prognosewerte darstellen, während es sich bei dem Einspeisemanagement um Ist-Daten handelt. So kann es wie in der folgenden Grafik in der nördlichen 50Hertz Regelzone vorkommen, dass einem Einspeisemanagement kein überlastetes Netzelement zugeordnet ist, da im Rahmen der Day-Ahead Prognose der ÜNB noch keine Überlastung vorlag. Auf Basis der Intraday-Berechnungen wurden dann Einspeisemanagement-Maßnahmen für vertikale Engpässe durchgeführt.

(n-1) Auslastung in % gemäß DACF-Rechnung ohne präventiven Redispatch 1

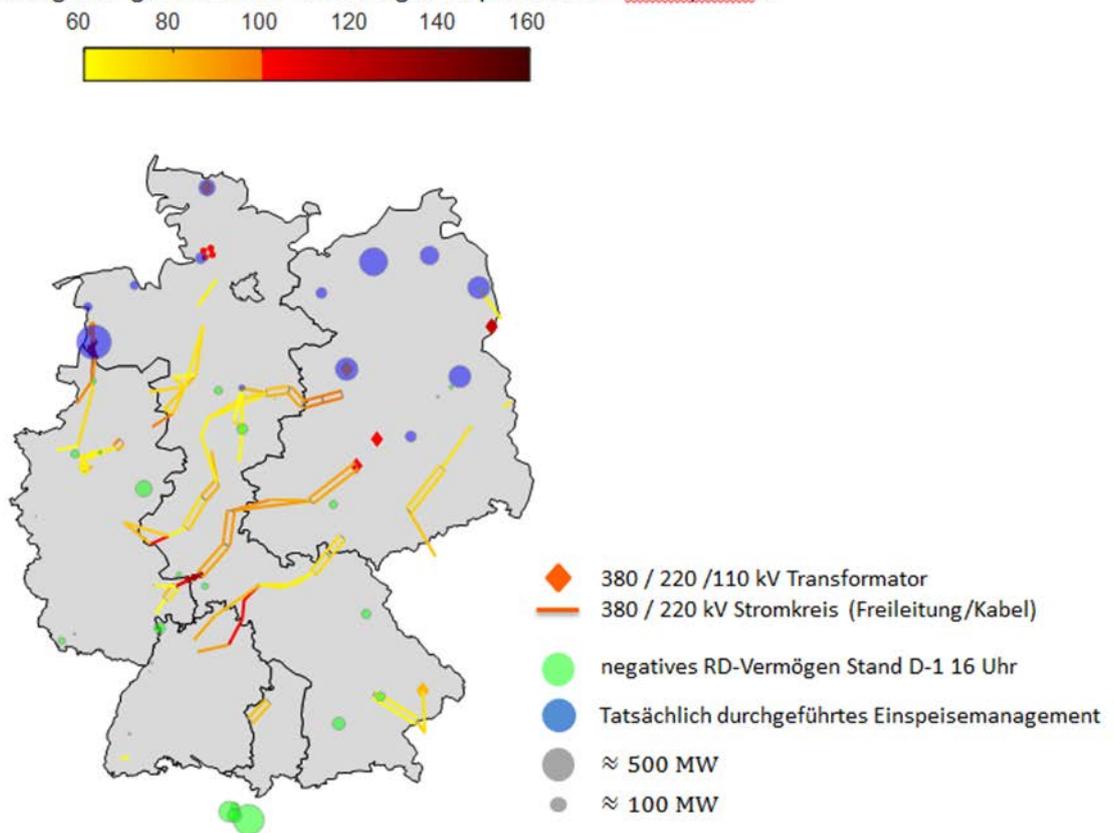


Abbildung 19: Grafik zur Netzanalyse – zu erwartende Netzsituation am Vorabend für den zu betrachtenden Zeitpunkt: 01.05.2017, 12:30 Uhr

Die Abbildung zeigt, dass die ÜNB am 30.04.2017 um 16:00 Uhr für den Folgetag um 12:30 Uhr in Nordwest- und Nordostdeutschland kein freies negatives Redispatchvermögen konventioneller Kraftwerke in nennenswertem Umfang mehr gesehen haben. Zudem zeigt die Grafik die in der Vorschau am Abend des 30.04. für den Folgetag um 12:30 Uhr überlasteten Netzelemente

(Freileitungen/Kabel sowie Transformatoren), auf die in den folgenden Abschnitten der von den jeweiligen ÜNB erstellten Netzanalysen für die einzelnen Regelzonen näher eingegangen wird. Das im Ergebnis durchgeführte Einspeisemanagement im nördlichen Teil der Regelzone von TenneT sowie vorwiegend in der nördlichen Hälfte der 50Hertz-Regelzone zum Betrachtungszeitpunkt 01.05.2017, 12:30 Uhr wird ebenfalls dargestellt.

Nach Analysen der Bundesnetzagentur auf Basis der Datenmeldungen der Netzbetreiber begründete sich der überwiegende Teil der durchgeführten Einspeisemanagement-Abregelungen bezogen auf die gesamte abgeregelte Menge am 01.05.2017 (rund 51 - 88 %) mit Engpässen in Umspannwerken zwischen Höchst- und Hochspannungsebene. Auf diese Engpässe wirkt Redispatch mit Kraftwerken auf der Höchstspannungsebene nicht. Für 12 - 49 % der Einspeisemanagement-Abregelungen in diesem Zeitraum wäre eine Vermeidung oder eine Reduzierung durch Redispatch mit Kraftwerken auf der Höchstspannungsebene grundsätzlich möglich gewesen. Ob tatsächlich noch auf den Engpass wirksame Kraftwerke auf der Höchstspannungsebene zur Verfügung standen, wird im Folgenden je Regelzone spezifisch durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber untersucht.

### **Netzsituation in der Regelzone von 50Hertz**

Aufgrund hoher Wind- und PV-Einspeisung in der Regelzone von 50Hertz kam es an vielen Stellen zur Überlastung der Übergabetransformatoren durch hohe Leistungsflüsse aus dem Verteilnetz zum Übertragungsnetz. Für diese Art der Befunde ist Redispatch mit den 50Hertz zur Verfügung stehenden Kraftwerken unwirksam. Aus diesem Grund wurde eine Einspeisemanagement-Kaskade angewiesen, um die Transformatoren zu schützen. Betroffen davon waren die Umspannwerke Stendal West, Neuenhagen, Pasewalk, Jessen Nord, Güstrow, Görries und Siedenbrünzow. Der Maßnahmenereinsatz konzentrierte sich auf die Mittagszeit (gleichzeitig hohe Wind- und maximale PV-Einspeisung). Die in Abbildung 19 dargestellte Situation gemäß des Vorschauprozesses DACF am Abend des Vortages prognostizierte zunächst nur vier Standorte mit Überlastungen der Transformatoren, in der Ist-Situation waren bis zu sieben Standorte betroffen.

Es wurden an diesem Tag ebenfalls geringfügige Mengen Redispatch durchgeführt; entweder als Teil des 4-ÜNB pRD1-Prozesses (präventiver Redispatchprozess), oder als Amtshilfe für TenneT. Es gab keine Kraftwerksblöcke, die komplett heruntergefahren werden mussten.

### **Netzsituation in der Regelzone von Amprion**

In der Amprion-Regelzone sind am 01.05.2017 die Emslandleitungen (Emsland Ost weiß, Emsland West blau) als markanter Engpass zu identifizieren.

Zur Entlastung der Kuppelstellen zu TenneT Deutschland wurde in der Amprion-Regelzone ein Redispatch mit einem Kraftwerk durchgeführt. Es wurde am 01.05.2017 eine Erhöhung der Energieeinspeisung von insgesamt 150 MWh im Zeitraum von 08:45 Uhr bis 10:15 Uhr angewiesen.

Ein Kraftwerk wirkt aufgrund seiner Lage durch eine Erhöhung der Energieeinspeisung sensitiv auf den Engpass. Dieses Kraftwerk hatte laut Kraftwerkseinsatzplanungs-Daten zum betrachteten Zeitpunkt ein freies positives Redispatchpotential von Null ausgewiesen. Die Bundesnetzagentur ist den Gründen dieser Meldung nachgegangen, da ein freies positives Redispatchpotential von Null zwei mögliche Ursachen haben kann: Entweder das Kraftwerk hat zum betrachteten Zeitpunkt bereits maximal eingespeist und kann seine Einspeisung daher nicht weiter zu Redispatch-Zwecken erhöhen – dies war aufgrund der Situation mit negativen Börsenpreisen eher unwahrscheinlich – oder das Kraftwerk war nicht am Netz. Letzteres schließt allerdings wiederum nicht aus, dass das Kraftwerk nicht zu Redispatch-Zwecken hätte angefahren werden können. Dies setzt voraus, dass das Kraftwerk grundsätzlich auch (technisch) verfügbar war, also sich bspw. nicht in Revision befand. Die Prüfung der Nichtverfügbarkeitsmeldungen im Kraftwerkseinsatzplanungsdaten-System hat für diesen Tag bei den betroffenen Blöcken kein einheitliches Bild ergeben. Die Rückfrage bei den ÜNB und die tiefergehende Prüfung der ÜNB hatten schließlich anhand des Kraftwerkseinsatzbogens der Hauptschaltleitung ergeben, dass das Kraftwerk in der betrachteten Situation nicht am Netz war. Die Frage, ob es dennoch hätte angefahren werden können, kann im Nachgang nicht mehr festgestellt werden. Dieser Fall veranschaulicht beispielhaft, wie schwierig die Klärung von Einzelfragen ist.

### **Netzsituation in der Regelzone von TransnetBW**

Abgesehen von spannungsbedingtem Redispatch, der durch hohe PV-Einspeisung und niedrige Last in der Regelzone der TransnetBW notwendig war, traten keine Engpässe auf. Am 01.05.2017 wurde positiver Redispatch als Amtshilfe von bis zu 350 MW für TenneT angewiesen.

### **Netzsituation in der Regelzone von TenneT**

Am 01.05.2017 lag eine deutschlandweit relativ hohe Solarerzeugung und Windeinspeisung vor. Diese fiel zusammen mit einer feiertagsbedingt geringen Last in Deutschland. Daraus ergaben sich in der TenneT-Regelzone hohe Lastflüsse von Nordwest nach Südwest, was sich in den Auslastungsgraden entsprechender Netzelemente im Übertragungsnetz widerspiegelt. Dabei ist zu beachten, dass während dieses Zeitraumes vom Doppelsystem Altenfeld-Redwitz nur ein Stromkreis in Betrieb war.

Zur Behebung der Engpässe im Übertragungsnetz wurden während dieses Zeitraumes hauptsächlich Redispatch- und Countertrade-Maßnahmen durchgeführt. Ergänzend wurden Einspeisemanagement-Maßnahmen angefordert, insbesondere bei vertikalen Engpässen (Engpass auf Übergabetransformator zwischen VNB und ÜNB). In diesen Fällen lag durchweg keine konventionelle Erzeugung im unterlagerten Netz vor bzw. das Kraftwerk speiste nicht ein. Damit blieb zur Reduzierung der Rückspeisung ins ÜNB-Netz nur die Abregelung von EE-Anlagen. Bei vertikalen Engpässen erfolgt eine Anforderung zur Rückspeisereduktion vom ÜNB an den betreffenden VNB, der für die Umsetzung und die Berücksichtigung des EE-Vorranges in seinem eigenen Netz verantwortlich ist.

Zur Entlastung von horizontalen Engpässen im ÜNB-Netz wurde in der TenneT-Regelzone am 01.05.2017 eine Reduktion der Rückspeisung in das TenneT-Netz im Umspannwerk Dörpen/West um maximal 600 MW von 09:16 Uhr bis 17:02 Uhr bei Offshore-Windparks angefordert, um einen Kuppelstromkreis zu Amprion (380-kV-Stromkreis Dörpen/W - Niederlangen - Meppen/Amprion EOWS) zu entlasten. Ein hierfür aus netztechnischer Sicht ebenfalls sinnvolles Absenken von Kraftwerken war nicht möglich, da diese nicht in Betrieb waren. Absenkpotehtial in Dänemark per Countertrade war ausgeschöpft. Weiteres konventionelles Absenkpotehtial mit ausreichender Wirkung auf den oben genannten Engpass war nicht vorhanden.

## 1.6 Analyse der Tage 28. – 30.10.2017

Im Zeitraum vom 28. – 30.10.2017 sank der Day-Ahead-Preis zwischenzeitlich in den negativen Bereich. Am 28.10.2017 im Zeitraum von 21:00 Uhr bis 16:00 Uhr war ein negativer Day-Ahead-Börsenpreis mit einer Dauer von insgesamt 20 Stunden zu beobachten. In diesem Zeitraum trat um 02:00 Uhr der minimale Preis mit 166,06 €/MWh auf. Es trat verhältnismäßig viel Einspeisung aus Erneuerbaren Energien auf, insbesondere Windeinspeisung, bei verhältnismäßig niedriger Last (insbesondere Sonntag den 29.10.)

### 1.6.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung

Die preisunelastische Erzeugungsleistung unterschritt im Zeitraum 28. – 30.10. nicht eine Größenordnung von ca. 21.300 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis (siehe 1.6) lag die preisunelastische konventionelle Erzeugungsleistung bei 22.938 MW.

Bei einer Betrachtung der einzelnen Energieträger machte die Einspeisung aus Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken bezogen auf die Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis ca. 53 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Inklusive der Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken lag der Anteil bei ca. 59 %.

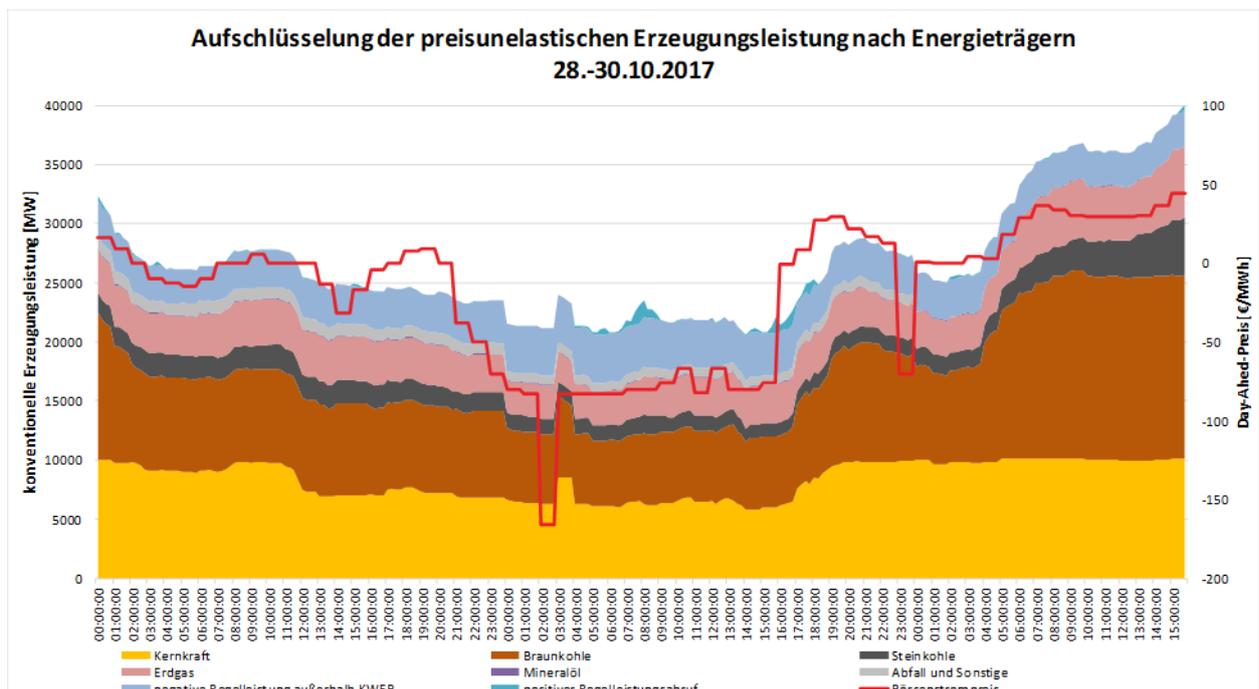


Abbildung 20: Preisunelastische Erzeugungsleistung 28. – 30.10.2017

### 1.6.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

Im Zeitraum 28. – 30.10.2017 schwankte die Mindesterzeugung überwiegend zwischen rund 6.400 MW und 9.000 MW. Damit lag sie verglichen mit den anderen analysierten Tagen auf einem hohen Niveau. Dies begründet sich insbesondere mit einer relativ hohen Vorhaltung negativer Regelleistung von über 5.000 MW. Am 30.10. steigt die Mindesterzeugung zwischenzeitlich auf 9.776

MW an. Dieser Anstieg begründet sich insbesondere mit einer Zunahme der negativen Besicherung von Kraftwerksausfällen, der mit dem Anstieg des Börsenstrompreises einhergeht (siehe auch 1.2.2). In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag die Mindesterzeugung bei 7.621 MW. Damit machte sie 33 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Der überwiegende Teil der Mindesterzeugung erklärt sich mit der Vorhaltung von negativer Regelleistung von insgesamt 5.279 MW. Die restliche Leistung ist der Besicherung von Kraftwerksausfällen (633 MW), dem positiven Redispatch (1.700 MW) und dem Abruf positiver Regelleistung (9 MW) zuzuordnen.

Der konventionelle Erzeugungssockel reduzierte sich in der Periode mit negativen Day-Ahead-Preisen bis auf ein Niveau von rund 14.900 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag der konventionelle Erzeugungssockel bei 15.317 MW. Aus der folgenden Abbildung 21 wird ersichtlich, dass die noch am Netz befindlichen Kraftwerke in den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen ihre Einspeisung innerhalb der kraftwerkstechnischen Betriebsbänder weitestgehend heruntergefahren haben (vgl. 1.1.2). In den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen entsprachen sich nahezu der konventionelle Erzeugungssockel (blaue Linie) und die technische untere Leistungsgrenze der Kraftwerke (PROD\_min, gelbe Linie). Die Höhe des konventionellen Erzeugungssockels wurde im Zeitraum 28.10. – 30.10.17 maßgeblich bestimmt durch die von den Kraftwerksbetreibern gemeldete (technologische) Flexibilität bzw. Inflexibilität der am Netz befindlichen Kraftwerke.

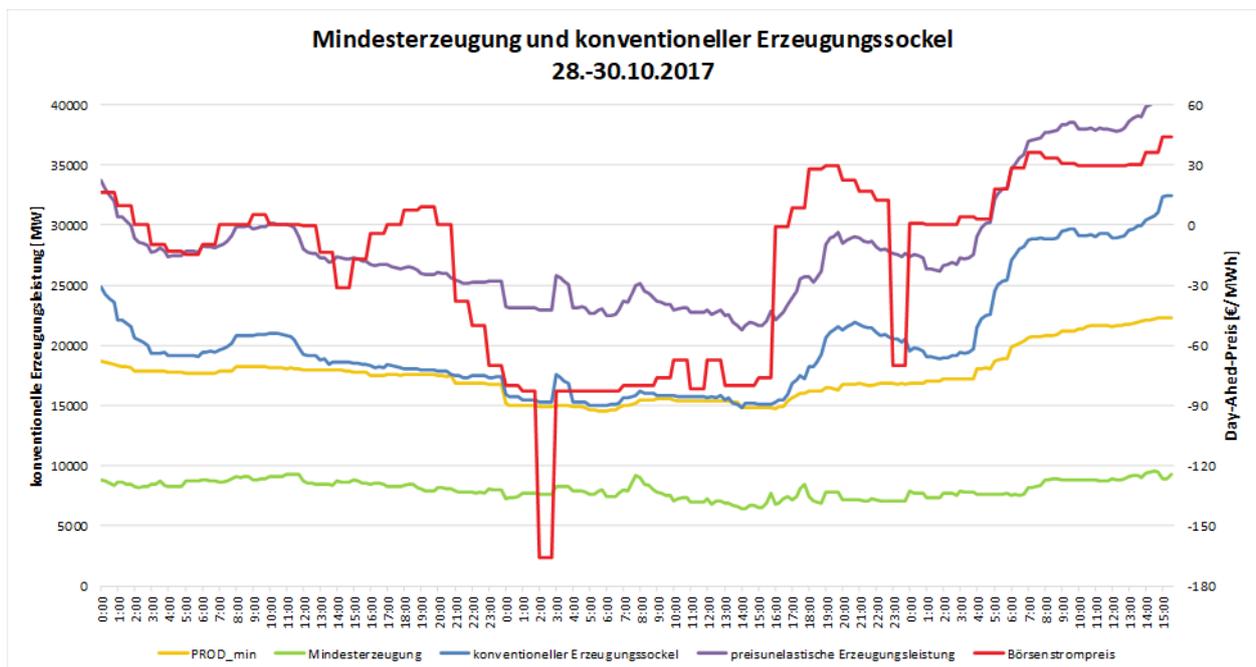


Abbildung 21: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 28. – 30.10.2017

Die untere Leistungsgrenze (PROD\_min) der „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“ (gelbe Linie), als Voraussetzung dafür, dass die SDL zumindest von diesen Kraftwerken bereitgestellt wurde, lag zum Zeitpunkt der minimalen Mindesterzeugung bei insgesamt 7.929 MW und erklärt damit rund 52 % des konventionellen Erzeugungssockels. Insgesamt waren in der betrachteten Situation also

Kraftwerke mit einer Leistung von 15.550 MW (7.621 MW Mindesterzeugung + 7.929 MW untere Leistungsgrenze der Mindesterzeugungs-Kraftwerke) an der Bereitstellung der Mindesterzeugung beteiligt.

Der übrige Teil (48 %) des konventionellen Erzeugungssockels wurde von Kraftwerken bereitgestellt, die in der betrachteten Situation keine negativen Systemdienstleistungen und/ oder positiven Redispatch bereitstellen.

Die Gründe der Einspeisung trotz negativer Börsenpreise wurden im Rahmen der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern erhoben (siehe C.2). Die Auswertung der Kraftwerksbetreiberabfrage bezogen auf den Zeitraum 28. – 29.10.2017 ist dem vorliegenden Bericht angehängt (für methodische Informationen vgl. D). Die Ergebnisse weichen nur unwesentlich von denen der Befragung zu den vorigen Perioden ab. Es zeigt sich, dass in der Hälfte der Fälle die „Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf“ der vorrangige Hauptgrund (1) für die Einspeisung war (siehe Abbildung 54). Die „Eigenerzeugung“ wurde als zweithäufigster Hauptgrund (2) genannt (siehe Abbildung 55). Falls die Kraftwerksbetreiber dann noch einen dritten Hauptgrund (3) für die Einspeisung angegeben haben, dann dominierten die „Opportunitätskosten [...]“ (siehe Abbildung 56).

Gemäß den Angaben der Kraftwerksbetreiber wurden 47 - 48 % der KWK-Anlagen im betrachteten Zeitraum für die Auskopplung von Wärme eingesetzt. Die eingespeiste Leistung des KWK-Stroms dieser Kraftwerke liegt im Mittel bei 5.421 - 7.153 MW, dies entspricht ca. 24 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung. Die am Netz befindlichen KWK-Anlagen werden zum überwiegenden Teil für die Nah- und/ oder Fernwärme eingesetzt. Prozessdampf macht nur einen geringen Anteil der Wärmeverpflichtungen aus. Die Mehrzahl der KWK-Anlagen (154 - 155) geben eine starre Wärmeauskopplung an. Diese Anlagen speisen allerdings den kleineren Anteil des KWK-Stroms 33 - 48 % ein. Umgekehrt speisen 76 - 82 KWK-Anlagen, die auf eine flexible Wärmeauskopplung zurückgreifen, den Großteil des KWK-Stroms (52 - 67 %) ein. Die detaillierten Ergebnisse der Abfrage sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

### Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen im Zeitraum 28.-29.10.2017 bei negativen Preisen

Wurde im betrachteten Zeitraum Wärme ausgekoppelt?	28.10.2017 11:00 bis 16:00			28.10.2017 21:00 bis 29.10.2017 16:00		
	Anzahl	MW	Prozent	Anzahl	MW	Prozent
Ja	247	7.153	48%	240	5.421	47%
Nein	189		37%	199		39%
keine Angaben	76		15%	73		14%
Gesamt Datensätze	512		100%	512		100%
<b>Arten der Wärmeauskopplung:</b>						
Prozessdampf	80	1.372	19%	80	1.309	24%
Nah- und/oder Fernwärme	108	4.382	61%	104	2.860	53%
Nah- und/oder Fernwärme und Prozessdampf	51	1.283	18%	48	1.146	21%
keine Angaben	8	116	2%	8	106	2%
Flexibel Wärmeauskopplung	82	4.801	67%	76	2.844	52%
Starre Wärmeauskopplung	155	2.352	33%	154	2.577	48%
keine Angaben	275			282		

Tabelle 8: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen im Zeitraum 28. – 29.10.2017 bei negativen Preisen

## **1.7 Analyse der Tage 23. – 26.12.2017**

Während der Weihnachtstage 2017 lag, wie schon im Jahr 2016, über mehrere Tage ein niedriges Preisniveau vor. In den Zeiträumen 23.12. 21:00 Uhr bis 24.12. 07:00 Uhr, 25.12. 00:00 Uhr bis 7:00 Uhr und 26.12. 02:00 Uhr bis 15:00 Uhr waren negative Day-Ahead-Preise mit einer Dauer von insgesamt 32 Stunden zu beobachten. Der minimale Preis trat am 25.12. um 6:00 Uhr mit 61,41 €/MWh auf. Es handelte sich dabei um ein starkes Absinken des Preises für nur eine Stunde. Anders als an den Weihnachtstagen 2016 stieg der Preis bereits während der Weihnachtstage am 25.12. auf zwischenzeitlich 27,59 €/MWh an, bevor er am 26.12. noch einmal ins Negative absank (-53,42 €/MWh). Die Einspeisung aus EE-Anlagen war verhältnismäßig hoch, insbesondere aus Offshore-Windenergieanlagen, bei niedriger Last.

### **1.7.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung**

Wie schon während der Weihnachtstage 2016, reagierte die Erzeugungsleistung auch an den Weihnachtstagen 2017 in den Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen wesentlich preisunelastischer als in den Perioden mit positiven Day-Ahead-Preisen. Die preisunelastische Erzeugungsleistung unterschritt an den Weihnachtstagen 2017 nicht eine Größenordnung von ca. 19.600 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis (siehe 1.7) lag die preisunelastische konventionelle Erzeugungsleistung bei 22.219 MW. Der minimale Preis trat allerdings nur für eine Stunde auf (siehe 1.7), während einer Phase, in der der Preis in den Stunden davor und danach tendenziell stieg. Der zwar starke aber nur sehr kurze Preisabfall innerhalb dieser Phase mit dem ansteigenden Preis hatte offenbar keinen relevanten Einfluss auf die preisunelastische Erzeugungsleistung. Im Zeitraum 23.-26.12.17 lag die preisunelastische Erzeugungsleistung in einer anderen Periode mit negativen Preisen auf einem niedrigeren Niveau (Zeitraum 23.12. 21:00 Uhr bis 24.12. 07:00 Uhr, siehe auch Abbildung 22). In dieser Periode sank die preisunelastische Erzeugungsleistung bis auf 19.572 MW.

Bei einer Betrachtung der einzelnen Energieträger macht die Einspeisung aus Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken bezogen auf die Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis ca. 58 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Inklusive der Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken liegt der Anteil bei ca. 66 %. Die Einspeisung bezogen auf die Energieträger ähnelt damit stark der Zusammensetzung der Einspeisung der Weihnachtstage 2016.

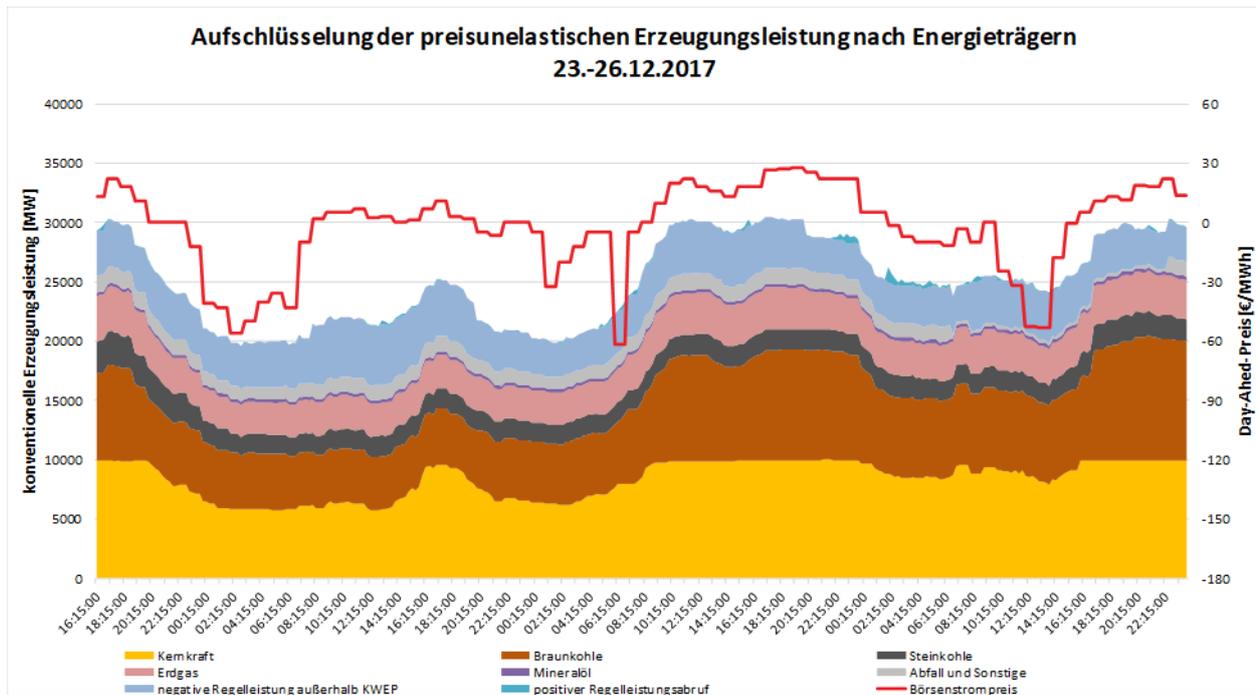


Abbildung 22: Preisunelastische Erzeugungsleistung 23. – 26.12.2017

### 1.7.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

Im Zeitraum 23. – 26.12.2017 schwankte die Mindesterzeugung verhältnismäßig stark zwischen rund 5.500 MW und 10.000 MW. Diese Schwankung begründet sich insbesondere mit einer relativ starken Schwankung der negativen Besicherung von Kraftwerksausfällen. Diese lag in Phasen mit negativen Börsenstrompreisen bei rund 1.000 MW und stieg in den Phasen mit positiven Börsenstrompreisen bis auf 4.000 MW an. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag die Mindesterzeugung bei 6.741 MW. Damit machte sie 30 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Die Mindesterzeugung erklärt sich größtenteils mit der Vorhaltung von negativer Regelleistung von insgesamt 4.813 MW. Die restliche Leistung ist der Besicherung von Kraftwerksausfällen (1.790 MW) und dem Abruf von positiver Regelleistung (139 MW) zuzuordnen. Positiver Redispatch fand in dieser Situation nicht statt.

Der konventionelle Erzeugungssockel sank während der Weihnachtstage 2017 bis auf ein Niveau von rund 13.700 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag der konventionelle Erzeugungssockel bei 15.478 MW. Aus der Abbildung 23 wird ersichtlich, dass die noch am Netz befindlichen Kraftwerke in den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen ihre Einspeisung innerhalb der kraftwerkstechnischen Betriebsbänder weitestgehend heruntergefahren haben (vgl. 1.1.2). In den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen entsprachen sich nahezu der konventionelle Erzeugungssockel (blaue Linie) und die technische untere Leistungsgrenze der Kraftwerke (PROD\_min, gelbe Linie). Wie schon während der Weihnachtstage 2016 wird auch in den Perioden mit stärkeren negativen Day-Ahead-Preisen in den Weihnachtstagen 2017 die Höhe des konventionellen Erzeugungssockels maßgeblich bestimmt durch die von den Kraftwerksbetreibern gemeldete (technologische) Flexibilität bzw. Inflexibilität der am Netz befindlichen Kraftwerke. In

den Zeiträumen mit leicht negativen bzw. positiven Preisen lag der konventionelle Erzeugungssockel oberhalb der unteren Leistungsgrenze der Kraftwerke.

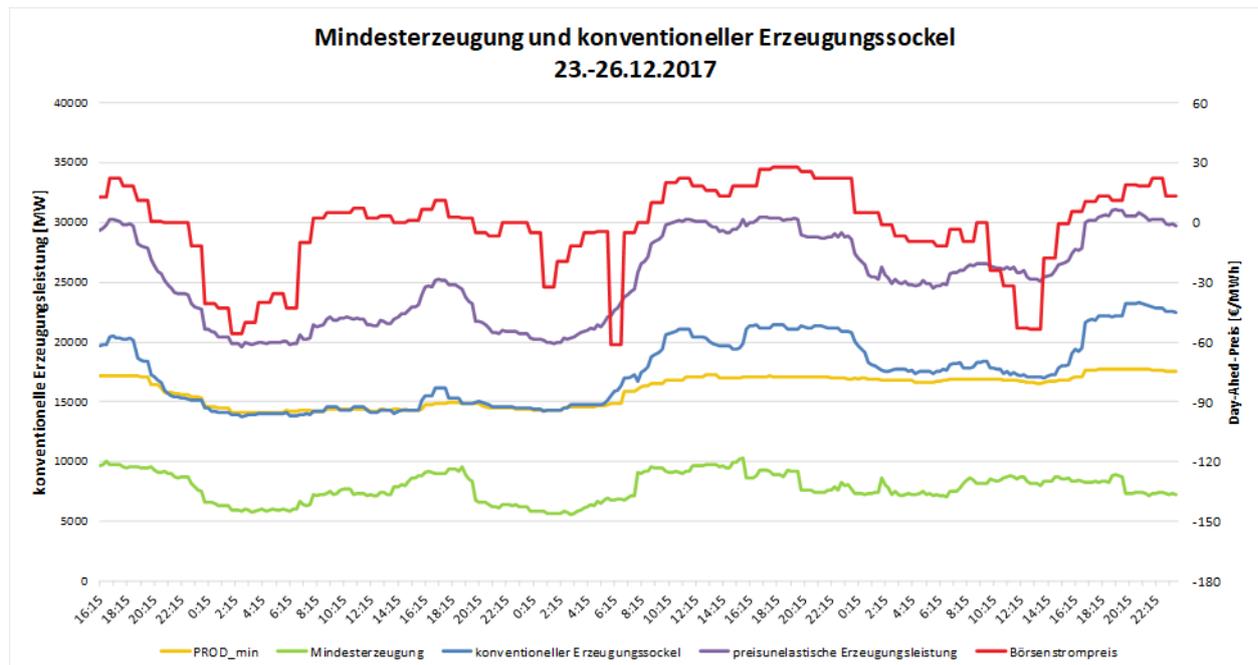


Abbildung 23: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 23. – 26.12.17

Die untere Leistungsgrenze (PROD\_min) der „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“ (gelbe Linie) war Voraussetzung dafür, dass die SDL zumindest von diesen Kraftwerken bereitgestellt wurde. Sie lag zum Zeitpunkt der minimalen Mindesterzeugung bei insgesamt 8.689 MW und erklärt über die Hälfte des konventionellen Erzeugungssockels (56 %). Insgesamt waren in der betrachteten Situation also Kraftwerke mit einer Leistung von 14.430 MW (6.741 MW Mindesterzeugung + 8.689 MW untere Leistungsgrenze der Mindesterzeugungs-Kraftwerke) an der Bereitstellung der Mindesterzeugung beteiligt.

Der andere Anteil (44 %) des konventionellen Erzeugungssockels wurde von Kraftwerken bereitgestellt, die in der betrachteten Situation keine negativen Systemdienstleistungen und/ oder positiven Redispatch bereitstellen.

Die Gründe der Einspeisung trotz negativer Börsenpreise wurden im Rahmen der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern erhoben (siehe C.2). Die Auswertung der Kraftwerksbetreiberabfrage bezogen auf den Zeitraum 23. – 26.12.2017 bzw. „Weihnachten 2017“ ist dem vorliegenden Bericht angehängt (für methodische Informationen vgl. 1.1.2). Die Ergebnisse weichen nur unwesentlich von denen der Befragung zu den vorigen Perioden und insbesondere auch dem vergleichbaren Zeitraum Weihnachten 2016 ab. Es zeigt sich, dass in der Hälfte der Fälle die „Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf“ der vorrangige Hauptgrund (1) für die Einspeisung war (siehe Abbildung 57). Die „Eigenerzeugung“ wurde als zweithäufigster Hauptgrund (2) genannt (siehe Abbildung 58). Falls die Kraftwerksbetreiber dann noch einen dritten Hauptgrund (3) für die

Einspeisung angegeben haben, dann dominierten die „Opportunitätskosten [...]“ (siehe Abbildung 59).

Wie schon im Zeitraum Weihnachten 2016, so ist auch bezogen auf den Zeitraum Weihnachten 2017 ein wesentliches Ergebnis der Abfrage, dass die „Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf“ als vorrangiger Grund für die Einspeisung trotz negativer Börsenpreise benannt wurde. Die Eigenerzeugung wurde in beiden Perioden am zweithäufigsten genannt. Auch beim zweiten Hauptgrund sind die ersten fünf Gründe nahezu gleich. Einzig beim dritten Hauptgrund haben etwas weniger Betreiber angegeben, dass die Wärmebereitstellung aus alternativen Quellen zu teuer gewesen sei. Im Folgenden werden daher weitergehende Ergebnisse aus der Abfrage hinsichtlich der Wärmebereitstellung näher betrachtet.

Gemäß den Angaben der Kraftwerksbetreiber wurden 51 % der KWK-Anlagen im betrachteten Zeitraum für die Auskopplung von Wärme eingesetzt. Die eingespeiste Leistung des KWK-Stroms dieser Kraftwerke liegt im Mittel bei 7.154 - 7.698 MW, dies entspricht ca. 37 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung. Die am Netz befindlichen KWK-Anlagen werden zum überwiegenden Teil für die Nah- und/ oder Fernwärme eingesetzt. Prozessdampf macht nur einen geringen Anteil der Wärmeverpflichtungen aus. Die Mehrzahl der KWK-Anlagen (146 - 150) geben eine starre Wärmeauskopplung an. Diese Anlagen speisen allerdings den kleineren Anteil des KWK-Stroms (29 - 31 %) ein. Umgekehrt speisen 90 - 94 KWK-Anlagen, die auf eine flexible Wärmeauskopplung zurückgreifen, den Großteil des KWK-Stroms (69 - 71 %) ein. Die detaillierten Ergebnisse der Abfrage sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

### Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen im Zeitraum 23.-26.12.2017 bei negativen Preisen

Wurde im betrachteten Zeitraum Wärme ausgekoppelt?	23.12.2017 23:00 bis 24.12.2017 07:00			25.12.2017 00:00 bis 07:00			26.12.2017 02:00 bis 15:00		
	Anzahl	MW	Prozent	Anzahl	MW	Prozent	Anzahl	MW	Prozent
Ja	252	7.698	51%	249	7.154	51%	249	7.385	51%
Nein	184		37%	189		38%	190		39%
keine Angaben	57		12%	55		11%	54		11%
Gesamt Datensätze	493		100%	493		100%	493		100%
<b>Arten der Wärmeauskopplung:</b>									
Prozessdampf	74	1.190	15%	72	1.240	17%	71	1.213	16%
Nah- und/ oder Fernwärme	115	5.307	69%	114	4.737	66%	116	4.977	67%
Nah- und/ oder Fernwärme und Prozessdampf	53	1.084	14%	54	1.072	15%	51	1.054	14%
keine Angaben	10	117	2%	9	105	1%	11	140	2%
Flexible Wärmeauskopplung	94	5.454	71%	90	4.947	69%	92	5.119	69%
Starre Wärmeauskopplung	148	2.244	29%	150	2.207	31%	146	2.266	31%
keine Angaben	10			9			11		

Tabelle 9: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen im Zeitraum 23. – 26.12.2017 bei negativen Preisen

### 1.7.3 Analyse der Netz- und Einspeisesituation

#### Bundesweite Netz- und Einspeisesituation

Der Betrachtungszeitraum 23.12.2017 bis 26.12.2017 umfasst nahezu ausschließlich Feiertage und befindet sich in der Weihnachtszeit. Die Netzlast war nach Auswertungen der ÜNB zum Betrachtungszeitraum aufgrund der Feiertage sehr gering und lag zwischen 38 GW und 62 GW. Gleichzeitig war die Offshore Windeinspeisung mit 2,8 GW bis 4,4 GW auf einem hohen Niveau. Die Onshore Windeinspeisung lag mit 10 bis 33 GW auf einem überdurchschnittlichen Niveau für diese Jahreszeit. Die Einspeisung aus Sonnenenergie war mit 6,8 GW um die Mittagszeit auf einem durchschnittlichen Niveau für diese Jahreszeit.

An den Tagen 23.12.2017 bis 26.12.2017 erfolgte ganztägig Einspeisemanagement (Abregelung von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen) in der nördlichen Hälfte der 50Hertz-Regelzone sowie im nördlichen Bereich der TenneT-Regelzone auf variierendem Niveau. Am 23.12. lagen die von den ausführenden Netzbetreibern übermittelten Abregelungsdaten zwischen 370 MW und 2.298 MW bei einem Mittelwert von 1.778 MW. Am 24.12. 2017 lag das Niveau noch etwas höher mit einer Bandbreite von 1.012 MW bis 2.690 MW und einem Mittelwert von 1.951 MW. Der Maximalwert von 2.690 MW wurde am 24.12.2017 um 16:15 Uhr erreicht, der Anteil der Abregelungen von Offshore-Windenergie lag hier bei 1.416 MW. Es folgte am 25.12. eine Bandbreite von 526 MW bis 2.423 MW bei einem Mittelwert 945 MW. Das Niveau an EE-Abregelungen sank dann am 26.12. auf einen Mittelwert von 630 MW ab, die Bandbreite der Daten lag zwischen 190 MW und 902 MW. Der Mittelwert des Einspeisemanagements betrug für die gesamte Zeitspanne 23.12. bis 26.12. 1.326 MW. Davon lag die Abregelung von Offshore-Anlagen bei 548 MW im Mittel.

Die folgende von den ÜNB erstellte Netzgrafik bezieht sich auf die Situation am 23.12.2017 um 23:30 Uhr mit einem gesamten Einspeisemanagementwert von 1.270 MW, die mit einem Day-Ahead-Preis von -12,12 €/MWh in einer der Phasen mit negativen Preisen im Betrachtungszeitraum liegt.

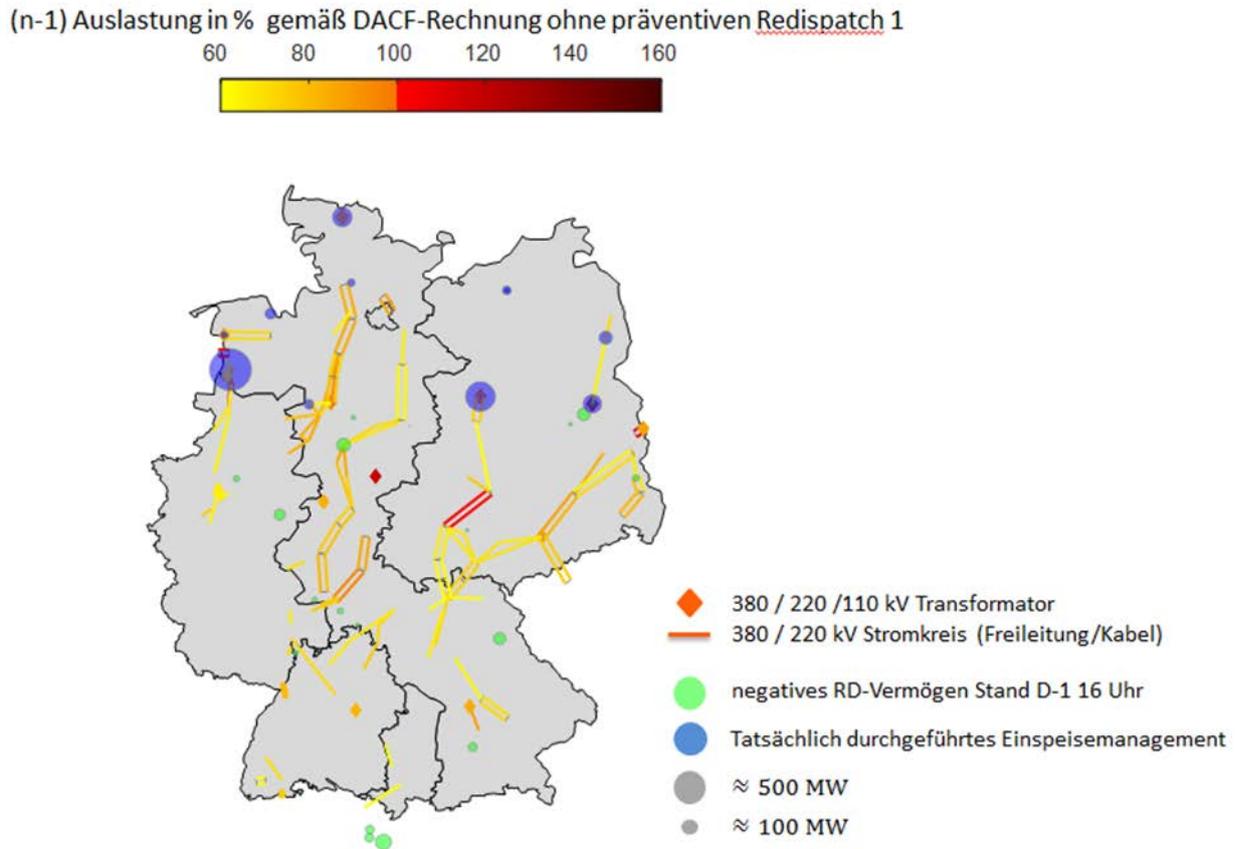


Abbildung 24: Grafik zur Netzanalyse – zu erwartende Netzsituation am Vorabend für den zu betrachtenden Zeitpunkt: 23.12.2017, 23:30 Uhr

Die Grafik zeigt aus Sicht der Bundesnetzagentur, dass die ÜNB für den 23.12.2017 um 23:30 Uhr in Nordwest- und Nordostdeutschland mit Ausnahme eines gewissen Umfangs absenkbarer Kraftwerksleistung im Raum Berlin kein freies negatives Redispatchvermögen konventioneller Kraftwerke in nennenswertem Umfang mehr gesehen haben. Zudem zeigt die Grafik die in der Vorschau überlasteten Netzelemente (Freileitungen/ Kabel sowie Transformatoren), auf die in den folgenden Abschnitten der Netzanalyse für die einzelnen Regelzonen näher eingegangen wird. Das im Ergebnis durchgeführte Einspeisemanagement im nördlichen Teil der Regelzone von TenneT sowie in der nördlichen Hälfte der 50Hertz-Regelzone zum Betrachtungszeitpunkt 23.12.2017 um 23:30 Uhr wird ebenfalls dargestellt.

Nach Analysen der Bundesnetzagentur auf Basis der Datenmeldungen der Netzbetreiber begründete sich der Großteil der durchgeführten EE-Abregelungen bezogen auf die gesamte abgeregelte Menge während der Weihnachtstage 2017 (rund 39 - 62 %) mit Engpässen in Umspannwerken zwischen Höchst- und Hochspannungsebene. Auf diese Engpässe wirkt Redispatch mit Kraftwerken auf der Höchstspannungsebene nicht. Für 38 - 61 % der EE-Abregelungen in diesem Zeitraum wäre eine Vermeidung oder eine Reduzierung durch Redispatch mit Kraftwerken auf der Höchstspannungsebene grundsätzlich möglich gewesen. Ob tatsächlich noch auf den Engpass wirksame Kraftwerke auf der Höchstspannungsebene zur Verfügung standen,

wird im Folgenden je Regelzone spezifisch durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber untersucht.

### **Netzsituation in der Regelzone von 50Hertz**

Aufgrund hoher Windeinspeisung in der Regelzone von 50Hertz kam es an vielen Stellen zur Überlastung der Umspanntransformatoren, verursacht durch sehr hohe Leistungsflüsse vom Verteilnetz zum Übertragungsnetz. Für diese Art der Befunde ist Redispatch mit den 50Hertz zur Verfügung stehenden Kraftwerken unwirksam. Aus diesem Grund wurde die Einspeisemanagement-Kaskade aktiviert, um die Transformatoren zu entlasten. Betroffen davon waren die Umspannwerke Stendal West, Neuenhagen und Güstrow.

Ebenfalls aufgrund der hohen Windeinspeisung war die 220 kV Leitung Neuenhagen - Bertikow (303) überlastet. Auch hier musste die Einspeisemanagement-Kaskade aktiviert werden. Das einzige Kraftwerk, dessen Absenkung sich auf den Engpass potenziell schwach entlastend auswirken könnte, befand sich zu der Zeit außer Betrieb. Aufgrund der nördlichen Lage der Leitung und der Lastflussrichtung (Bertikow -> Neuenhagen), wäre die Einsenkung von anderen Kraftwerken in der 50Hertz Regelzone im besten Fall ohne Effekt, im schlimmsten Fall kontraproduktiv gewesen. Bei den zwei Kraftwerken, die noch ein geringes negatives Redispatchpotential auswiesen, bestand keine Wirksamkeit auf die engpassbehafteten Betriebsmittel 220 kV Leitung Neuenhagen - Bertikow und die Transformatoren im Umspannwerk Neuenhagen. Diese Engpässe wurden durch Einspeisemanagement entlastet.

Weitere Redispatch Maßnahmen waren trotzdem notwendig zur Lösung von Netzengpässen in den anderen Regelzonen. Kraftwerk-Leistungseinsenkung wurde vornehmlich als Amtshilfe für TenneT durchgeführt, in einem deutlich geringeren Ausmaß auch als Teil der pRD1-Maßnahme (präventiver Redispatchprozess). Im Zuge dessen wurde ein Braunkohlekraftwerksblock am 23.12.2017 für mehrere Stunden komplett heruntergefahren. Hauptkriterium hierfür ist die konkrete Engpasssituation, d.h. es muss die Notwendigkeit des kompletten Abfahrens eines Kraftwerkes und eine Wirksamkeit auf den Engpass bestehen. Zudem muss sichergestellt sein, dass der Kraftwerksblock weder Systemdienstleistungen noch KWK-Strom bereitstellt. Netzsituation in der Regelzone von Amprion

In dem betrachteten Zeitraum gab es in der Amprion-Regelzone neben den Emsland-Leitungen keine markanten Engpässe.

Ein relevantes Gaskraftwerk in der Amprion-Regelzone, welches mit positivem Redispatch-Potential sensitiv auf die Engpässe auf den Emslandleitungen wirkt, hat in dem betrachteten Zeitraum laut Kraftwerkseinsatzplanungs-Daten kein freies positives Redispatchpotential aufgrund einer geplanten Nichtverfügbarkeit gemeldet.

### **Netzsituation in der Regelzone von TransnetBW**

Es traten keine Engpässe im Zeitraum vom 23.12.2017 bis zum 26.12.2017 in der Regelzone der TransnetBW auf. Am 23.12.2017 wurde positiver Redispatch als Amtshilfe für TenneT von bis zu 1.655 MW angewiesen. Am 24.12.2017 betrug die Amtshilfe für TenneT noch bis zu 300 MW und am 25.12.2017 und am 26.12.2017 wurde keine Amtshilfe seitens TransnetBW erbracht.

### **Netzsituation in der Regelzone von TenneT**

Während der Tage vom 23.12.17 bis 26.12.17 lag deutschlandweit eine durchschnittliche Solarerzeugung vor, jedoch nahezu durchgängig eine hohe Wind-Einspeisung. Diese fiel zusammen mit einer feiertagsbedingt geringen Last in Deutschland. Daraus ergaben sich in der TenneT-Regelzone hohe Lastflüsse von Nord nach Süd, was sich in den Auslastungsgraden entsprechender Netzelemente im Übertragungsnetz widerspiegelt.

Zur Behebung der Engpässe im Übertragungsnetz wurden während dieses Zeitraumes hauptsächlich Redispatch- und Countertrade-Maßnahmen durchgeführt. Ergänzend wurden Einspeisemanagement-Maßnahmen angefordert, insbesondere bei vertikalen Engpässen (Engpass auf Übergabetrafo zwischen VNB und ÜNB). In diesen Fällen lag durchwegs keine konventionelle Erzeugung im unterlagerten Netz vor bzw. das Kraftwerk speiste nicht ein. Damit blieb zur Reduzierung der Rückspeisung in das ÜNB-Netz nur die Abregelung von EE-Anlagen. Bei vertikalen Engpässen erfolgt eine Anforderung zur Rückspeisereduktion an den betreffenden VNB, der für die Umsetzung und die Berücksichtigung des EE-Vorranges in seinem eigenen Netz verantwortlich ist.

Zur Entlastung von verschiedenen horizontalen Engpässen im ÜNB-Netz wurde in der TenneT-Regelzone während verschiedener Zeiträume eine Reduktion der Rückspeisung in das TenneT-Netz angefordert. Dies waren im Einzelnen nachfolgend beschriebene Anforderungen, wobei jeweils auf eventuell vorhandenes konventionelles Absenkpotehtial eingegangen wird:

- Reduktionsanforderung im Umspannwerk Büttel am 23.12.17 von 00:00 Uhr bis 3:29 Uhr um maximal 300 MW bei Offshore-Windparks zur Entlastung des 380-kV-Stromkreises Dollern - Wilster gelb
- Reduktionsanforderung im Umspannwerk Büttel am 23.12.17 von 5:34 Uhr bis 22:25 Uhr um maximal 600 MW bei Offshore-Windparks zur Entlastung des 380-kV-Stromkreises Landesbergen Sottrum 2

Auf den 380-kV-Stromkreis Dollern - Wilster gelb und den 380-kV-Stromkreis Landesbergen - Sottrum 2 wirken neben Absenkungen in Dänemark auch Absenkungen von bestimmten konventionellen Kraftwerken entlastend. Dabei war das Absenkpotehtial in Dänemark per Countertrade ausgeschöpft.

Von den in Frage kommenden Kraftwerken wurde ein Kraftwerk für mehrere Stunden zum negativen Redispatch eingesetzt. Dieses Kraftwerk hat in den genannten Zeiträumen durchgängig Systemdienstleistungen in variierendem Umfang erbracht. Hier war zunächst gemeldetes freies

negatives Redispatchpotential nicht verfügbar. Durch erneutes Nachfragen seitens des ÜNB konnte das maximal mögliche negative Redispatchpotential im weiteren Tagesverlauf abgerufen werden. Die Übertragungsnetzbetreiber führen aus, dass die Kraftwerksbetreiber frei am Markt agieren und bis zur Erfüllungszeit am Intradaymarkt teilnehmen können. Deshalb ändert sich teilweise kontinuierlich ihre Fahrweise und es werden daraus resultierend neue Daten gesendet.

Weitere Kraftwerke, die in Frage kamen, waren entweder nicht in Betrieb oder konnten aufgrund fehlendem negativen Redispatchpotential nicht für negativen Redispatch eingesetzt werden.

- Reduktionsanforderung im Umspannwerk Dörpen/West vom 23.12.17 00:00 Uhr mit Unterbrechungen bis 26.12.17 2:07 Uhr um maximal 1.486 MW bei Offshore-Windparks zur Entlastung einer Kuppelleitung zu Amprion (380-kV-Stromkreis Dörpen/W - Hanekenfähr/Amprion EWBL)

Auf den 380-kV-Stromkreis Dörpen/W - Hanekenfähr/Amprion EWBL wirkt die Absenkung bestimmter Kraftwerke netztechnisch sinnvoll. Davon waren bis auf ein Kraftwerk alle Kraftwerke vom 23.12. – 26.12.17 nicht in Betrieb. Das in Betrieb befindliche Kraftwerk wurde, soweit aufgrund von gemeldeter Regelleistungsvorhaltung und Besicherung möglich, zum negativen Redispatch eingesetzt.

- Reduktionsanforderung im Umspannwerk Emden/ Borßum um maximal 70 MW von 23.12.17 5:38 Uhr bis 26.12.2017 23:09 Uhr beim nachgelagerten VNB zur Entlastung des 220-kV-Stromkreises Emden/ Borßum - Conneforde schwarz.

Für den 220-kV-Stromkreis Emden/ Borßum - Conneforde schwarz stand zur Entlastung kein konventionelles Kraftwerk zur Verfügung.

## 1.8 Analyse des Tages 01.01.2018

Am 01.01.2018 sank der Day-Ahead-Preis im Zeitraum 00:00 Uhr bis 14:00 Uhr für eine Dauer von insgesamt 15 Stunden in den negativen Bereich. Der minimale Preis lag um 7:00 Uhr bei 76,01 €/MWh. Es war verhältnismäßig viel Windeinspeisung zu beobachten bei sehr niedriger Last (Feiertag)

### 1.8.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung

Die am Netz befindlichen konventionellen Kraftwerke (siehe Abbildung 25) reduzierten ihre Einspeisung in den Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen bis zu einem Niveau von ca. 20.700 MW (preisunelastische Erzeugungsleistung). In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis (siehe 1.8) lag die preisunelastische konventionelle Erzeugungsleistung bei 20.948 MW.

Bei einer Betrachtung der einzelnen Energieträger macht die Einspeisung aus Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken bezogen auf die Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis ca. 54 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Inklusive der Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken lag der Anteil bei ca. 63 %.

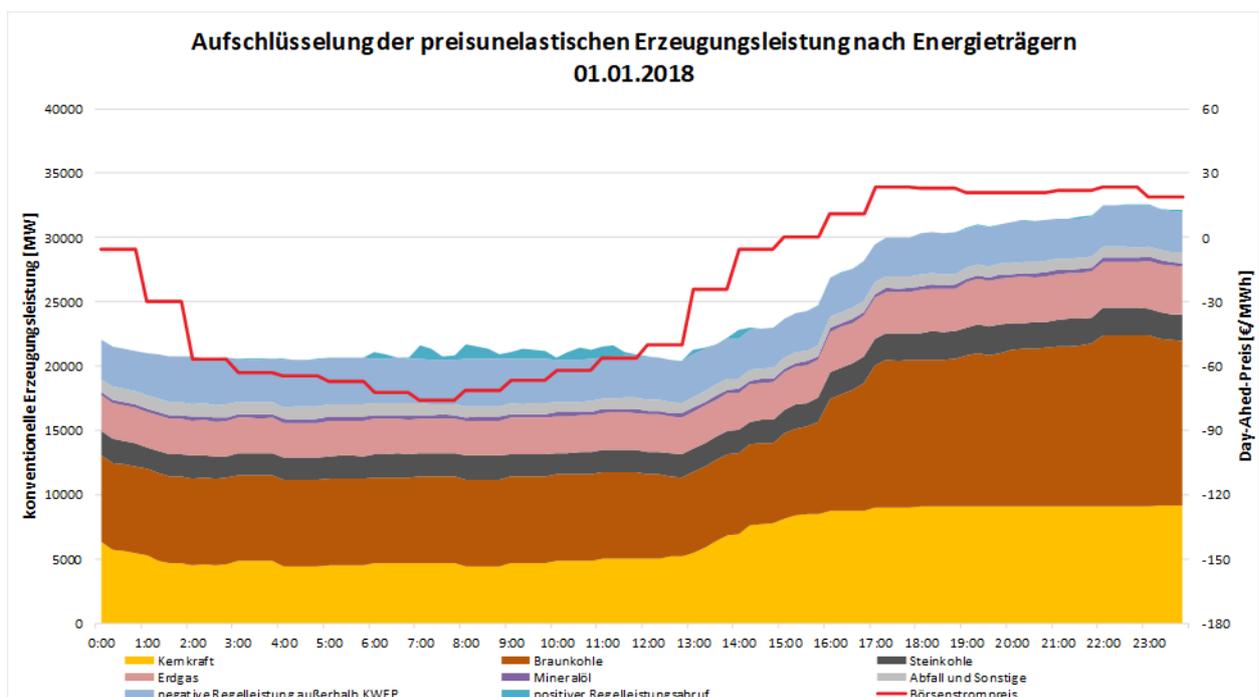


Abbildung 25: Preisunelastische Erzeugungsleistung 01.01.2018

### 1.8.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

Die Mindesterzeugung wies am 01.01.2018 verhältnismäßig schwache Schwankungen auf. Sie bewegte sich zwischen rund 5.300 MW und 7.400 MW. Zur Erhöhung ab ca. 14:00 Uhr trug im Wesentlichen eine erhöhte negative Besicherung von Kraftwerksausfällen bei, die mit dem ansteigenden Preis und der damit verbundenen ansteigenden Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken einherging. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag die

Mindesterzeugung bei 5.415 MW. Ihr Anteil an der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung betrug damit 26 %. Der überwiegende Teil der Mindesterzeugung erklärt sich mit der Vorhaltung von negativer Regelleistung von insgesamt 4.387 MW. Die restliche Leistung ist der Besicherung von Kraftwerksausfällen (543 MW), dem positiven Redispatch (280 MW) und dem Abruf positiver Regelleistung (204 MW) zuzuordnen.

Der konventionelle Erzeugungssockel reduzierte sich in der Periode mit negativen Day-Ahead-Preisen bis auf ein Niveau von rund 15.200 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag der konventionelle Erzeugungssockel bei 15.533 MW. Aus der folgenden Abbildung 26 wird ersichtlich, dass die noch am Netz befindlichen Kraftwerke in den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen ihre Einspeisung innerhalb der kraftwerkstechnischen Betriebsbänder weitestgehend heruntergefahren haben (vgl. 1.1.2). In den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen entsprachen sich nahezu der konventionelle Erzeugungssockel (blaue Linie) und die technische untere Leistungsgrenze der Kraftwerke (PROD\_min, gelbe Linie). Die Höhe des konventionellen Erzeugungssockels wurde am 01.01.2018 maßgeblich bestimmt durch die von den Kraftwerksbetreibern gemeldete (technologische) Flexibilität bzw. Inflexibilität der am Netz befindlichen Kraftwerke.

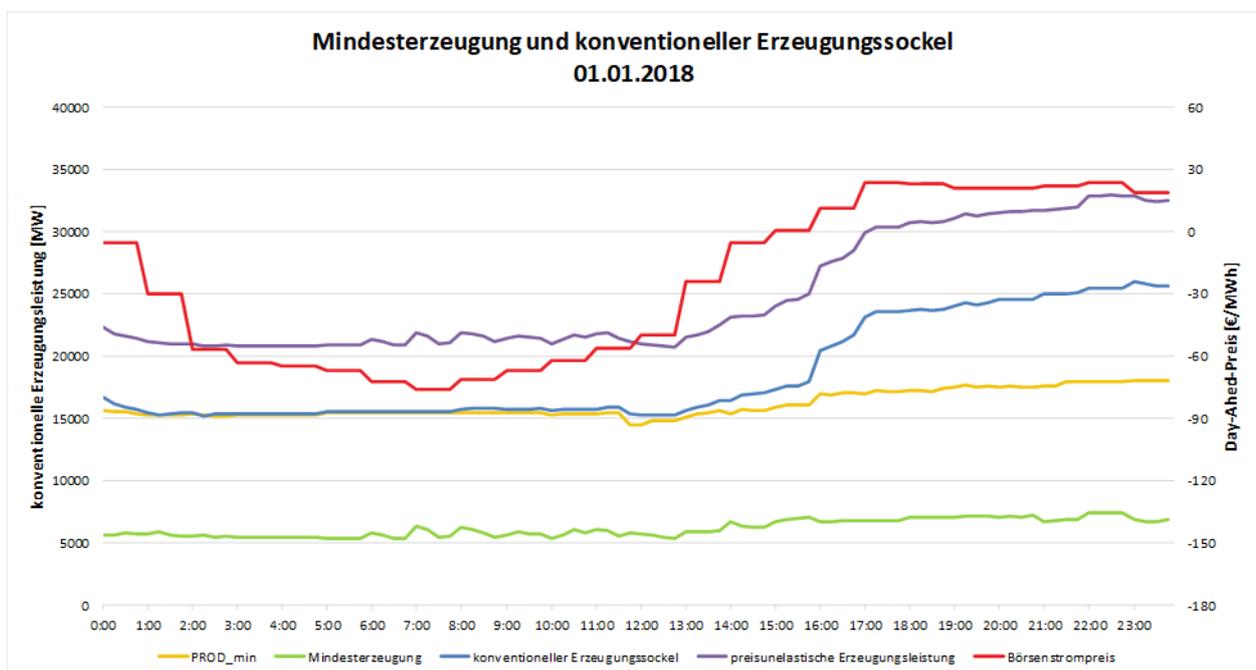


Abbildung 26: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 01.01.2018

Die untere Leistungsgrenze (PROD\_min) ist Voraussetzung für Kraftwerke, um SDL bereitstellen zu können. Ausschließlich bezogen auf die „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“ lag die untere Leistungsgrenze der (gelbe Linie) in der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis bei 6.249 MW. Dadurch lässt sich ca. 40 % des konventionellen Erzeugungssockels erklären. Insgesamt waren in der betrachteten Situation also Kraftwerke mit einer Leistung von 11.664 MW (5.415 MW

Mindesterzeugung + 6.249 MW untere Leistungsgrenze der Mindesterzeugungs-Kraftwerke) an der Bereitstellung der Mindesterzeugung beteiligt.

Die Gründe der Einspeisung trotz negativer Börsenpreise wurden im Rahmen der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern erhoben (siehe C.2). Die Auswertung der Kraftwerksbetreiberabfrage bezogen auf den Zeitraum 01.01.2018 ist dem vorliegenden Bericht angehängt (für methodische Informationen 1.1.2). Die Ergebnisse weichen hinsichtlich des Hauptgrundes 1 von denen der Befragung zu den vorigen Perioden etwas ab. Es zeigt sich zwar auch am 01.01.2018, dass in fast der Hälfte der Fälle die „Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf“ der vorrangige Hauptgrund (1) für die Einspeisung war (siehe Abbildung 60). Allerdings wurden für den 01.01.2018 mit 11,5 % „begrenzte Dispatchressourcen“ als zweithäufigster Hauptgrund 1 genannt. „Eigenerzeugung“, die in den betrachteten Perioden der Jahre 2016 und 2017 stets als zweithäufigster Hauptgrund 1 genannt wurden, gaben 10,7 % der Befragten an (17,1 - 19,6 % in 2016 und 2017). Auch beim zweiten Hauptgrund (2) wurde „Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf“ am häufigsten genannt (siehe Abbildung 61). Wurde ein dritter Hauptgrund genannt, so wurden Opportunitätskosten, Erwartungen an die Preisentwicklung und Eigenerzeugung am häufigsten angegeben (siehe Abbildung 62).

Gemäß den Angaben der Kraftwerksbetreiber wurden 47 % der KWK-Anlagen im betrachteten Zeitraum für die Auskopplung von Wärme eingesetzt. Die eingespeiste Leistung des KWK-Stroms dieser Kraftwerke liegt im Mittel bei 4.650 MW, dies entspricht ca. 22 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung. Die am Netz befindlichen KWK-Anlagen werden zum überwiegenden Teil für die Nah- und/ oder Fernwärme eingesetzt. Prozessdampf macht nur einen geringen Anteil der Wärmeverpflichtungen aus. Die Mehrzahl der KWK-Anlagen (105) geben eine starre Wärmeauskopplung an. Diese Anlagen speisen allerdings den kleineren Anteil des KWK-Stroms (44 %) ein. Umgekehrt speisen 67 KWK-Anlagen, die auf eine flexible Wärmeauskopplung zurückgreifen, den Großteil des KWK-Stroms (56 %) ein. Die detaillierten Ergebnisse der Abfrage sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

**Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen  
am 01.01.2018 00:00 – 14:00 Uhr**

<b>Wurde im betrachteten Zeitraum Wärme ausgekoppelt?</b>	<b>Anzahl</b>	<b>MW</b>	<b>Prozent</b>
Ja	169	4.580	47%
Nein	77		22%
keine Angaben	111		31%
<b>Gesamt Datensätze</b>	<b>358</b>		<b>100%</b>
<b>Arten der Wärmeauskopplung:</b>			
Prozessdampf	51	1.261	28%
Nah- und/oder Fernwärme	67	2.252	49%
Nah- und/oder Fernwärme und Prozessdampf	48	1.049	23%
keine Angaben	3	19	0%
Flexibel Wärmeauskopplung	65	2.532	55%
Starre Wärmeauskopplung	104	2.048	45%
keine Angaben	0		

Tabelle 10: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen am 01.01.2018 00:00 – 14:00 Uhr

## 1.9 Analyse der Tage 17. – 18.03.2018

Im Zeitraum vom 17. – 18.03.2018 sank der Day-Ahead-Preis im Zeitraum vom 17.03. 23:00 Uhr bis 18.03. 15:00 Uhr für eine Dauer von insgesamt 16 Stunden in den negativen Bereich. In diesem Zeitraum trat um 10:00 Uhr der minimale Preis mit 29,99 €/MWh auf. Es trat verhältnismäßig viel Einspeisung aus Erneuerbaren Energien auf bei vergleichsweise niedriger Last.

### 1.9.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung

Die preisunelastische Erzeugungsleistung unterschritt im Zeitraum 17. – 18.03.2018 nicht eine Größenordnung von ca. 24.300 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis (siehe 1.9) lag die preisunelastische konventionelle Erzeugungsleistung bei 25.744 MW.

Bei einer Betrachtung der einzelnen Energieträger macht die Einspeisung aus Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken bezogen auf Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis ca. 59 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Inklusive der Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken liegt der Anteil bei ca. 75 %.

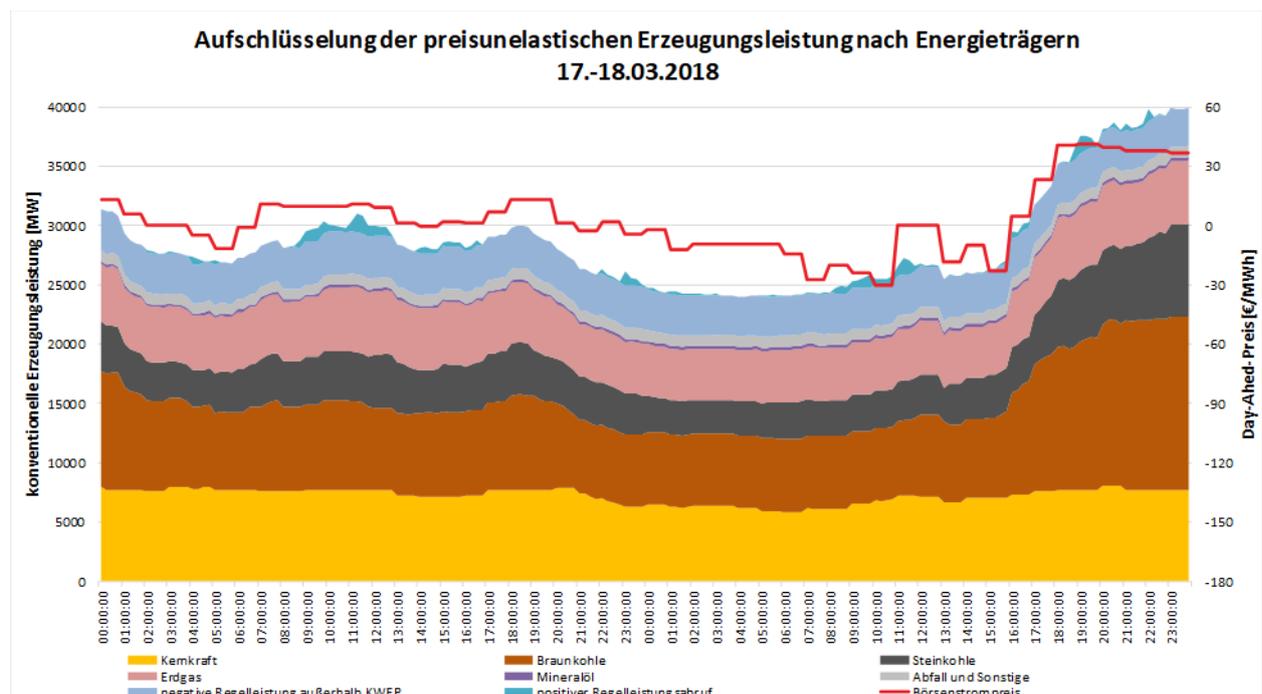


Abbildung 27: Preisunelastische Erzeugungsleistung 17. – 18.03.2018

### 1.9.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

Im Zeitraum 17. – 18.03.2018 schwankte die Mindesterzeugung überwiegend zwischen rund 6.500 MW und 10.000 MW. Die verhältnismäßig große Schwankungsbreite ist insbesondere mit positivem Redispatch und der negativen Besicherung von Kraftwerksausfällen zu erklären. Am 17.03. stieg die Mindesterzeugung kurzzeitig auf bis zu 12.086 MW an. Dabei handelt es sich um den höchsten beobachteten Wert der Mindesterzeugung. In dieser Situation kam zu obigen zwei wesentlichen Effekten ein Abruf positiver Regelleistung hinzu. In der Stunde mit dem negativsten

Börsenstrompreis lag die Mindesterzeugung bei 8.625 MW ab. Damit machte sie 33 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Der überwiegende Teil der Mindesterzeugung erklärt sich mit der Vorhaltung von negativer Regelleistung von insgesamt 4.409 MW. Die restliche Leistung ist der Besicherung von Kraftwerksausfällen (2.434 MW), dem positiven Redispatch (1.430 MW) und dem Abruf positiver Regelleistung (352 MW) zuzuordnen.

Der konventionelle Erzeugungssockel reduzierte sich in der Periode mit negativen Day-Ahead-Preisen bis auf ein Niveau von rund 16.900 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag der konventionelle Erzeugungssockel bei 17.530 MW. Aus der folgenden Abbildung 28 wird ersichtlich, dass die noch am Netz befindlichen Kraftwerke in den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen ihre Einspeisung innerhalb der kraftwerkstechnischen Betriebsbänder weitestgehend heruntergefahren haben (vgl. 1.1.2). In den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen entsprachen sich zeitweise nahezu der konventionelle Erzeugungssockel (blaue Linie) und die technische untere Leistungsgrenze der Kraftwerke (PROD\_min, gelbe Linie). Die Höhe des konventionellen Erzeugungssockels wurde im Zeitraum 17. – 18.03.2018 maßgeblich bestimmt durch die von den Kraftwerksbetreibern gemeldete (technologische) Flexibilität bzw. Inflexibilität der am Netz befindlichen Kraftwerke.

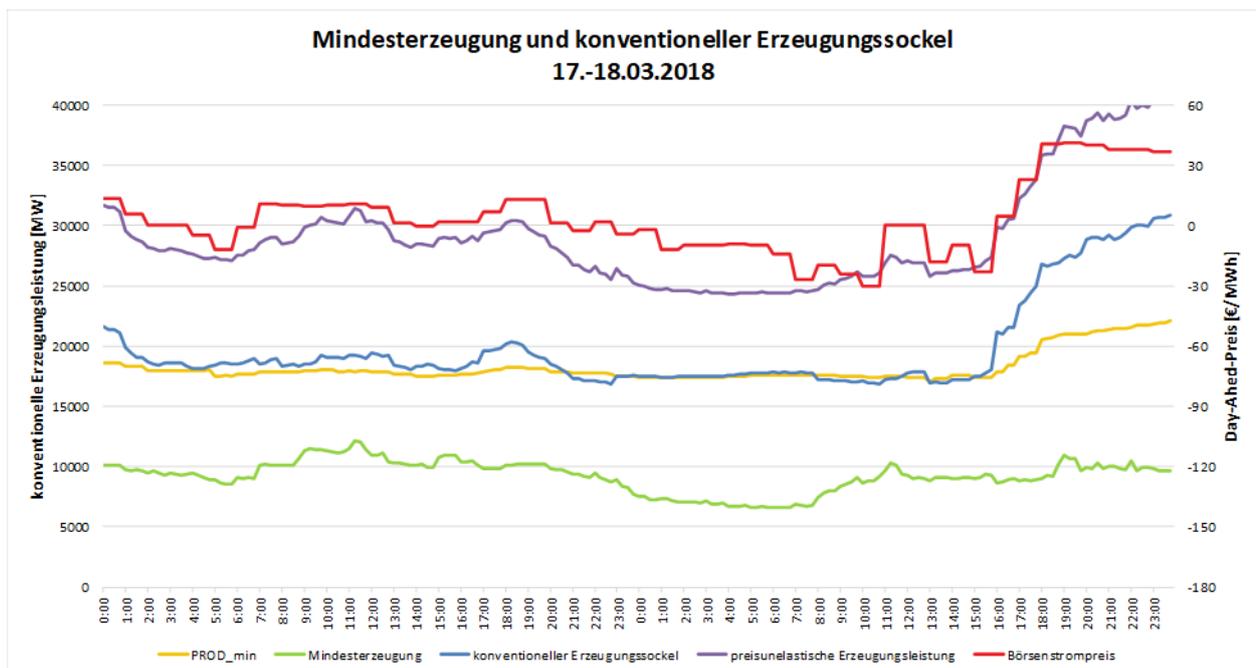


Abbildung 28: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 17. – 18.03.2018

Die untere Leistungsgrenze (PROD\_min) der „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“ (gelbe Linie), als Voraussetzung dafür, dass die SDL zumindest von diesen Kraftwerken bereitgestellt wurde, lag zum Zeitpunkt der minimalen Mindesterzeugung bei insgesamt 8.798 MW und erklärt damit rund 50 % des konventionellen Erzeugungssockels. Insgesamt waren in der betrachteten Situation also Kraftwerke mit einer Leistung von 17.423 MW (8.625 MW Mindesterzeugung + 8.798 MW untere

Leistungsgrenze der Mindesterzeugungs-Kraftwerke) an der Bereitstellung der Mindesterzeugung beteiligt.

Der übrige Teil (50 %) des konventionellen Erzeugungssockels wurde von Kraftwerken bereitgestellt, die in der betrachteten Situation keine negativen Systemdienstleistungen und/ oder positiven Redispatch bereitstellen.

Die Gründe der Einspeisung trotz negativer Börsenpreise wurden im Rahmen der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern erhoben (siehe C.2). Die Auswertung der Kraftwerksbetreiberabfrage bezogen auf den Zeitraum 17. – 18.03.2018 ist dem vorliegend Bericht angehängt (für methodische Informationen vgl. 1.1.2). Die Ergebnisse bezogen auf den Zeitraum 17. – 18.03.2018 ähneln weitgehend den Ergebnissen der Befragung zu den Perioden der Jahre 2016 und 2017. Es zeigt sich, dass in mehr als der Hälfte der Fälle die „Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf“ der vorrangige Hauptgrund (1) für die Einspeisung war (siehe Abbildung 63). Der gleiche Grund spiegelt sich auch beim zweiten Hauptgrund (2) wider, dicht gefolgt von den Opportunitätskosten und der Eigenerzeugung (siehe Abbildung 64). Falls die Kraftwerksbetreiber dann noch einen dritten Hauptgrund (3) für die Einspeisung angegeben haben, dann dominierte die Erwartungen an die Preisentwicklung, gefolgt wiederum von der Eigenerzeugung und den Opportunitätskosten (siehe Abbildung 65).

Gemäß den Angaben der Kraftwerksbetreiber wurden 53 % der KWK-Anlagen im betrachteten Zeitraum für die Auskopplung von Wärme eingesetzt. Die eingespeiste Leistung des KWK-Stroms dieser Kraftwerke liegt im Mittel bei 6.673 - 6.785 MW, dies entspricht ca. 26 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung. Die am Netz befindlichen KWK-Anlagen werden zum überwiegenden Teil für die Nah- und/ oder Fernwärme eingesetzt. Prozessdampf macht nur einen geringen Anteil der Wärmeverpflichtungen aus. Die Mehrzahl der KWK-Anlagen (105 - 106) geben eine starre Wärmeauskopplung an. Diese Anlagen speisen allerdings den kleineren Anteil des KWK-Stroms (41 %) ein. Umgekehrt speisen 85 - 86 KWK-Anlagen, die auf eine flexible Wärmeauskopplung zurückgreifen, den Großteil des KWK-Stroms (59 %) ein. Die detaillierten Ergebnisse der Abfrage sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

### Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen im Zeitraum 17.–18.03.2018 bei negativen Preisen

Wurde im betrachteten Zeitraum Wärme ausgekoppelt?	17.03.2018 03:00 bis 06:00			17.03.2018 22:00 bis 18.03.2018 10:00		
	Anzahl	MW	Prozent	Anzahl	MW	Prozent
Ja	192	6.875	53%	192	6.673	53%
Nein	57		16%	66		18%
keine Angaben	114		31%	105		29%
Gesamt Datensätze	363		100%	363		100%
<b>Arten der Wärmeauskopplung:</b>						
Prozessdampf	55	1.497	22%	54	1.531	23%
Nah- und/oder Fernwärme	87	3.904	58%	86	3.729	56%
Nah- und/oder Fernwärme und Prozessdampf	44	1.154	17%	46	1.181	18%
keine Angaben	6	229	3%	6	233	3%
Flexibel Wärmeauskopplung	85	4.015	59%	86	3.955	59%
Starre Wärmeauskopplung	106	2.770	41%	105	2.718	41%
keine Angaben	1			1		

Tabelle 11: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen im Zeitraum 17. – 18.03.2018 bei negativen Preisen

#### 1.9.3 Analyse der Netz- und Einspeisesituation

##### Bundesweite Netz- und Einspeisesituation

Der Betrachtungszeitraum 17. – 18.03.2018 beschreibt ein Wochenende, an dem sich die Netzlast auf einem relativ geringen Niveau zwischen 48 GW und 66 GW befand. Gleichzeitig lag in Deutschland eine hohe Off- und Onshore-Windeinspeisung in Höhe von 28 bis 38 GW vor. Die Einspeisung aus Sonnenenergie war mit 8 GW und 12 GW um die Mittagszeit auf einem relativ niedrigen Niveau für diese Jahreszeit. Die daraus entstehende Erzeugungs- und Lastsituation begünstigt hohe Stromflüsse aus dem Norden in Richtung Süden und spiegelte sich in den beobachteten Engpässen wider.

Am 17.03.2018 fanden gemäß Auswertungen der Bundesnetzagentur auf Basis der Datenmeldungen der Netzbetreiber umfangreiche Einspeisemanagementmaßnahmen (Abregelung von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen) ganztägig auf einem mittleren Niveau von 3.884 MW im nördlichen Bereich der Regelzone von TenneT sowie in der 50Hertz-Regelzone statt. Dabei lag das Maximum bei 5.570 MW und das Minimum bei 2.254 MW. Bei dem Maximum von 5.570 MW betrug die Abregelung von Offshore-Wind-energieanlagen 3.296 MW. Im Vergleich zum 17.03. lag das Niveau der von den ausführenden Netzbetreibern übermittelten Abregelungsdaten am 18.03. mit einem

mittleren Wert von 3.229 MW etwas niedriger. Das Maximum des Einspeisemanagements lag am 18.03. bei 4.822 MW und das Minimum betrug 820 MW. Dabei wurden sowohl Onshore-Windenergieanlagen in Nordwest- und Ostdeutschland als auch Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee heruntergeregelt. Der Mittelwert der Abregelung lag im Zeitraum vom 17. bis 18.03.2018 bei 3.557 MW, hiervon waren im Mittel 1.998 MW Abregelungen von Offshore-Anlagen.

Die folgende Netzkarte stellt gemäß Auswertungen der ÜNB die Situation am 18.03.2018 um 11:30 Uhr bei einem EE-Abregelungs-Wert von insgesamt 4.802 MW (hiervon 2.059 MW Offshore) dar. Der Schwerpunkt der Einspeisemanagement-Maßnahmen liegt hierbei im nördlichen Teil der TenneT-Regelzone und verteilt in der 50Hertz-Regelzone. Die Detailauswertung zu den ergriffenen Maßnahmen findet sich in den folgenden Analysen der einzelnen ÜNB. Der Day-Ahead-Marktpreis betrug für diesen Zeitpunkt 0 €/MWh.

(n-1) Auslastung in % gemäß DACF-Rechnung ohne präventiven Redispatch 1

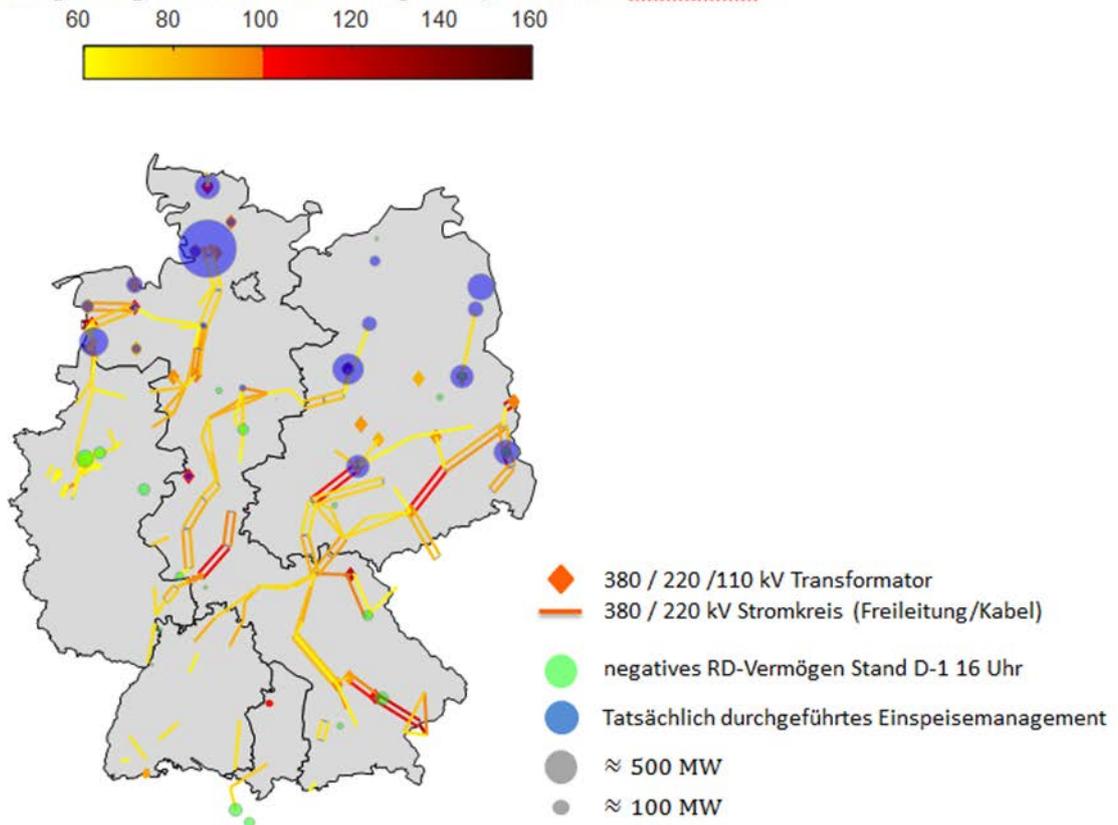


Abbildung 29: Grafik zur Netzanalyse – zu erwartende Netzsituation am Vorabend für den zu betrachtenden Zeitpunkt: 18.03.2018, 11:30 Uhr

Nach Analysen der Bundesnetzagentur auf Basis der Datenmeldungen der Netzbetreiber begründete sich ein Anteil von rund 39 % der durchgeführten EE-Abregelungen bezogen auf die gesamte abgeregelte Menge im Zeitraum vom 17.-18.03.18 mit Engpässen in Umspannwerken zwischen Höchst- und Hochspannungsebene. Auf diese Engpässe wirkt Redispatch mit Kraftwerken

auf der Höchstspannungsebene nicht. Für die restlichen 61 % der EE-Abregelungen in diesem Zeitraum wäre eine Vermeidung oder eine Reduzierung durch Redispatch mit Kraftwerken auf der Höchstspannungsebene grundsätzlich möglich gewesen. Ob tatsächlich noch auf den Engpass wirksame Kraftwerke auf der Höchstspannungsebene zur Verfügung standen, wird im Folgenden je Regelzone spezifisch durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber untersucht.

### **Netzsituation in der Regelzone von 50Hertz**

Das Wochenende 17. – 18.03.2018 war vor allem von konstant hoher Windeinspeisung geprägt. Am zweiten Tag ist auch gleichzeitig eine hohe PV-Einspeisung eingetreten. Die sehr niedrigen Marktpreise dürften ein Grund für die ungewöhnlich geringe Kraftwerkseinspeisung in der 50Hertz Regelzone gewesen sein. In Folge dessen war auch das angebotene negative Redispatchvermögen der Kraftwerke in den meisten Stunden gleich oder nahe null.

Die geringe Einspeiseleistung der konventionellen Kraftwerke hatte zur Folge, dass Anzahl und Ausmaß der (n-1)-Befunde deutlich kleiner war als die hohe Einspeisung der erneuerbaren Energien vermuten lassen würde. Nichtsdestotrotz mussten, um die Netzsicherheit zu gewährleisten, Redispatch und Einspeisemanagement-Maßnahmen durchgeführt werden.

Die Kraftwerk-Einsenkung wurde aus dem 4-ÜNB Vorschauprozess WAPP (Week Ahead Planning Process zur Dimensionierung des erforderlichen Redispatch) heraus und als Amtshilfe für TenneT bestellt. Im Rahmen des Redispatches wurde ein Kraftwerksblock am 17.03.2018 nahezu ganztägig komplett heruntergefahren.

Insbesondere waren die Leitungen: 380 kV Stendal West - Wolmirstedt (489) und 220 kV Bertikow - Neuenhagen (303) und Parchim Süd - Wolmirstedt (332-322) überlastet. Hierfür wurde die Einspeisemanagement-Kaskade aktiviert. Das einzige Kraftwerk, dessen Absenkung sich auf diese Engpässe potenziell entlastend auswirken könnte, befand sich zu der Zeit außer Betrieb.

Aufgrund hoher Windeinspeisung in der Regelzone von 50Hertz kam es an vielen Stellen zur Überlastung der Übergabetransformatoren durch sehr starke Leistungsflüsse aus dem Verteil- in das Übertragungsnetz. Für diese Art der Befunde ist Redispatch mit den 50Hertz zur Verfügung stehenden Kraftwerken unwirksam. Aus diesem Grund wurde die Einspeisemanagement-Kaskade aktiviert um die Transformatoren zu schützen. Von den Maßnahmen betroffen waren die Umspannwerke Stendal West, Neuenhagen, Güstrow, Pasewalk, Parchim Süd und Graustein. Einige dieser überlasteten Umspannwerke sind in der Netzkarte nicht abgebildet, da in der Vorabendprognose der ÜNB noch keine Überlastung erkennbar war.

### **Netzsituation in der Regelzone von Amprion**

In dem betrachteten Zeitraum sind in der Amprion-Regelzone die Emslandleitungen sowie die Leitung, Gronau West' zwischen Hanekenfähr und Gronau die markanten (n-1)-Befunde.

Ein relevantes Gaskraftwerk in der Amprion-Regelzone, welches durch eine Erhöhung der Einspeisung sensitiv auf den Engpass der Emslandleitungen wirkt, hat in dem betrachteten Zeitraum laut Kraftwerkseinsatzplanungs-Daten kein freies positives Redispatchpotential gemeldet. Der Grund hierfür waren geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten der einzelnen Kraftwerksblöcke. Gleichzeitig führt eine Erhöhung der Einspeisung dieses Kraftwerkes zu einer weiteren Belastung der Leitung Gronau West‘.

### **Netzsituation in der Regelzone von TransnetBW**

Im betrachteten Zeitraum traten keine Engpässe in der Regelzone der TransnetBW auf. Zur Entlastung von Engpässen außerhalb der Regelzone der TransnetBW wurden am 17.03.2018 19,8 GWh positive Redispatchenergie mit bis zu 1.255 MW aktiviert. Am 18.03.2018 wurden für Engpässe außerhalb der Regelzone der TransnetBW 18,8 GWh mit bis zu 1.100 MW aktiviert. An beiden Tagen wurde die Redispatchenergie in die Regelzone der TenneT geliefert.

### **Netzsituation in der Regelzone von TenneT**

Während der Tage vom 17. – 18.03.2018 lag deutschlandweit eine relativ niedrige Solarerzeugung vor, jedoch nahezu durchgängig eine hohe Wind-Einspeisung. Diese fiel zusammen mit einer wochenendbedingt geringen Last in Deutschland. Daraus ergaben sich in der TenneT-Regelzone hohe Lastflüsse von Nord nach Süd, was sich in den Auslastungsgraden entsprechender Netzelemente im Übertragungsnetz widerspiegelt.

Zur Behebung der Engpässe im Übertragungsnetz wurden während dieses Zeitraumes hauptsächlich Redispatch- und Countertrade-Maßnahmen durchgeführt. Ergänzend wurden Einspeisemanagement-Maßnahmen angefordert, insbesondere bei vertikalen Engpässen (Engpass auf Übergabetransformator zwischen VNB und ÜNB). In diesen Fällen lag durchwegs keine konventionelle Erzeugung im unterlagerten Netz vor bzw. das Kraftwerk speiste nicht ein. Damit blieb zur Reduzierung der Rückspeisung ins ÜNB-Netz nur die Abregelung von EE-Anlagen. Bei vertikalen Engpässen erfolgt eine Anforderung zur Rückspeisereduktion an den betreffenden VNB, der für die Umsetzung und die Berücksichtigung des EE-Vorranges in seinem eigenen Netz verantwortlich ist. Zur Entlastung von verschiedenen horizontalen Engpässen im Übertragungsnetz wurde in der TenneT-Regelzone während verschiedener Zeiträume eine Reduktion der Rückspeisung in das TenneT-Netz angefordert. Dies waren im Einzelnen nachfolgend beschriebene Anforderungen, wobei jeweils auf eventuell vorhandenes konventionelles Absenkpotential eingegangen wird.

In den Umspannwerken Jardelund, Büttel und Wilster wurde Einspeisemanagement am 17.03.2018 von 00:00 Uhr bis 18.03.2018 24:00 Uhr mit in der Spitze 1.900 MW bei Off- und Onshore-Windparks zur Entlastung des 380 kV-Stromkreises Landesbergen - Sottrum 2 durchgeführt. Auf diesen Stromkreis wirken neben Absenkungen in Dänemark auch Absenkungen von mehreren konventionellen Kraftwerken entlastend. Dabei war das Absenkpotential in Dänemark per Countertrade ausgeschöpft. Soweit möglich, wurde mit zwei von den geeigneten nationalen

Kraftwerken zeitweise negativer Redispatch durchgeführt. Eines dieser Kraftwerke hat in diesem Analysezeitraum Wärme ausgekoppelt und beide Kraftwerke haben in mehreren Zeitfenstern Systemdienstleistungen erbracht. Weitere geeignete Kraftwerke waren zumeist nicht in Betrieb. Die Übertragungsnetzbetreiber führen aus, dass die Kraftwerksbetreiber frei am Markt agieren und bis zur Erfüllungszeit am Intradaymarkt teilnehmen können. Deshalb ändert sich teilweise kontinuierlich ihre Fahrweise und es werden daraus resultierend neue Daten gesendet.

In den Umspannwerken Dörpen/West, Rhede und Diele wurde vom 17.03.18 um 00:00 Uhr mit Unterbrechungen bis 18.03.18 24:00 Uhr Einspeisemanagement von maximal 1.727 MW bei Offshore-Windparks zur Entlastung einer Kuppelleitung zu Amprion (380-kV-Stromkreis Dörpen/W - Hanekenfähr/Amprion EWBL) durchgeführt. Auf den 380-kV-Stromkreis Dörpen/W - Hanekenfähr/Amprion EWBL wirkt die Absenkung mehrerer Kraftwerke netztechnisch sinnvoll. Davon waren bis auf ein zum negativen Redispatch herangezogenes Kraftwerk, das in mehreren Zeitfenstern Systemdienstleistungen erbracht hat, die weiteren Kraftwerke vom 17.-18.03.18 nicht in Betrieb.

Bei 50Hertz wurde am 18.03.18 von 10:45 bis 17:45 Uhr Einspeisemanagement von in der Spitze 250 MW zur Entlastung des Stromkreises Dipperz - Großkrotzenburg 2 durchgeführt. Mehrere konventionelle Kraftwerke, die zwischen den Engpässen Dipperz-Großkrotzenburg und Landesbergen-Sottrum 2 liegen, hätten bei vorhandenem negativen Redispatchpotential eine entlastende Wirkung auf den Stromkreis Dipperz-Großkrotzenburg 2 gehabt. Diese Kraftwerke haben an den Tagen 17.03 und 18.03. jedoch kein negatives Redispatchpotential gemeldet bzw. hatten keinen Strom eingespeist.

## 1.10 Analyse des Tages 01.05.2018

Am 01.05.2018 traten negative Day-Ahead-Preise von bis zu -58,96 €/MWh auf. Bedingt wurde das Absinken der Preise u. a. durch eine sehr hohe Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, bei verhältnismäßig niedriger Last (Feiertag). Insgesamt war ein negativer Day-Ahead-Preis im Zeitraum von 00:00 Uhr bis 17:00 Uhr mit einer Dauer von insgesamt 18 Stunden zu beobachten. Der minimale Preis trat um 14:00 Uhr auf.

### 1.10.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung

Die am Netz befindlichen konventionellen Kraftwerke reduzierten ihre Einspeisung in den Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen bis zu einem Niveau von ca. 20.400 MW (preisunelastische Erzeugungsleistung). In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis (siehe 1.10) lag die preisunelastische konventionelle Erzeugungsleistung bei 20.536 MW.

Bei einer Betrachtung der einzelnen Energieträger macht die Einspeisung aus Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken bezogen auf die Situation, in der die Mindesterzeugung minimal war, ca. 53 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Inklusive der Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken lag der Anteil bei ca. 63 %.

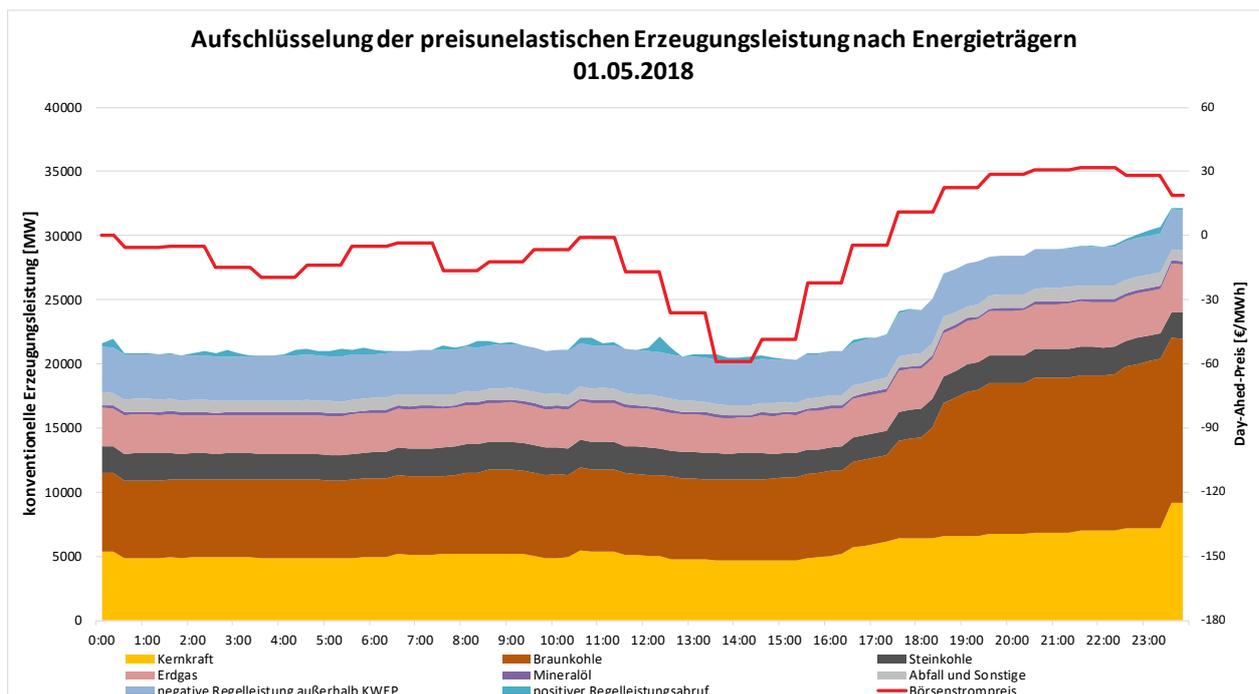


Abbildung 30: Preisunelastische Erzeugungsleistung 01.05.2018

### 1.10.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

Die Mindesterzeugung schwankte am 01.05.2018 während der Periode mit negativen Börsenstrompreisen überwiegend zwischen rund 5.400 MW und 7.000 MW. Vereinzelt überschritt sie innerhalb dieser Periode kurzzeitig 7.000 MW aufgrund von Abrufen positiver Regelleistung (11:00 Uhr und 12:45 Uhr). Mit ansteigenden Preisen ab ca. 17:00 Uhr erhöht sich auch das Niveau

der Mindesterzeugung aufgrund von negativer Besicherung von Kraftwerksausfällen (siehe auch 1.1.2). Ab 18:00 Uhr stieg die Mindesterzeugung aus diesem Grund auf ein Niveau von 7.700 MW bis ca. 8.000 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag sie bei 6.150 MW. Damit betrug der Anteil der Mindesterzeugung an der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung in dieser Situation 30 %. Der überwiegende Teil der Mindesterzeugung erklärt sich mit der Vorhaltung von negativer Regelleistung von insgesamt 3.456 MW. Die restliche Leistung ist der Besicherung von Kraftwerksausfällen (1.237 MW), dem positiven Redispatch (430 MW) und dem Abruf positiver Regelleistung (257 MW) zuzuordnen.

Der konventionelle Erzeugungssockel reduzierte sich in der Periode mit negativen Day-Ahead-Preisen bis auf ein Niveau von rund 14.400 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag der konventionelle Erzeugungssockel bei 14.386 MW. Bei einer Betrachtung des Verlaufs der preisunelastischen Erzeugungsleistung und des konventionellen Erzeugungssockels im Zusammenhang mit dem Preis (Abbildung 31) fällt auf, dass sich sowohl die preisunelastische Erzeugungsleistung als auch der konventionelle Erzeugungssockel im Zeitraum zwischen 00:00 Uhr und 12:00 Uhr, in dem der Preis nicht unter ein Niveau von -20 €/MWh lag, bereits auf einem niedrigen Niveau befanden. Im weiteren Verlauf, in dem Preis bis auf -58,96 €/MWh abgesunken ist, reduzierte sich das Niveau der preisunelastischen Erzeugungsleistung und des konventionellen Erzeugungssockels nur unwesentlich weiter. Aus der Abbildung 31 wird zudem ersichtlich, dass die noch am Netz befindlichen Kraftwerke in den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen ihre Einspeisung innerhalb der kraftwerkstechnischen Betriebsbänder weitestgehend heruntergefahren haben (vgl. 1.1.2). In den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen entsprachen sich nahezu der konventionelle Erzeugungssockel (blaue Linie) und die technische untere Leistungsgrenze der Kraftwerke (PROD\_min, gelbe Linie). Die Höhe des konventionellen Erzeugungssockels wurde am 01.05.18 maßgeblich bestimmt durch die von den Kraftwerksbetreibern gemeldete (technologische) Flexibilität bzw. Inflexibilität der am Netz befindlichen Kraftwerke.

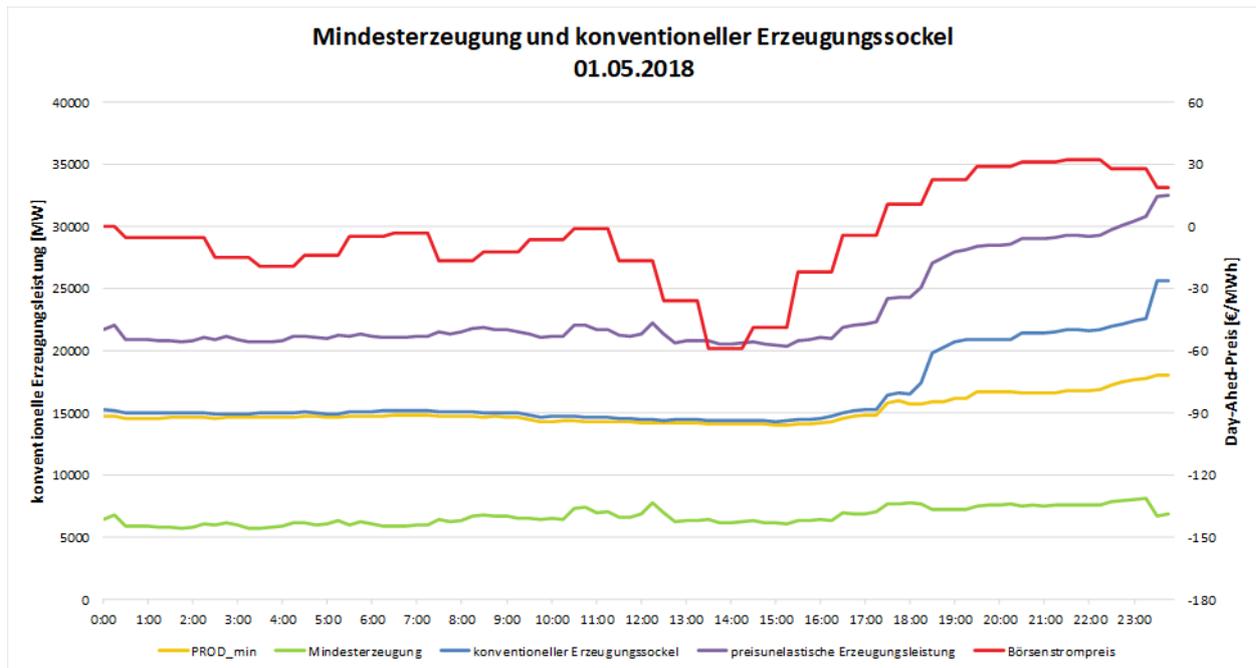


Abbildung 31: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 01.05.2018

Die untere Leistungsgrenze (PROD\_min) der „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“ (gelbe Linie), als Voraussetzung dafür, dass die SDL zumindest von diesen Kraftwerken bereitgestellt wurde, lag zum Zeitpunkt der minimalen Mindesterzeugung bei insgesamt 8.821 MW und erklärt damit 61 % des konventionellen Erzeugungssockels. Insgesamt waren in der betrachteten Situation also Kraftwerke mit einer Leistung von 14.971 MW (6.150 MW Mindesterzeugung + 8.821 MW untere Leistungsgrenze der Mindesterzeugungs-Kraftwerke) an der Bereitstellung der Mindesterzeugung beteiligt.

Der übrige Teil (39 %) des konventionellen Erzeugungssockels wurde von Kraftwerken bereitgestellt, die in der betrachteten Situation keine negativen Systemdienstleistungen und/oder positiven Redispatch bereitstellen.

Die Gründe der Einspeisung trotz negativer Börsenpreise wurden im Rahmen der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern erhoben (siehe C.2). Die Auswertung der Kraftwerksbetreiberabfrage bezogen auf den Zeitraum 30.04. – 01.05.2018 ist dem vorliegend Bericht angehängt (für methodische Informationen vgl. 1.1.2). Die Ergebnisse weichen nur unwesentlich von denen der Befragung zu der vorigen Periode ab. Es zeigt sich, dass in fast der Hälfte der Fälle die „Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf“ der vorrangige Hauptgrund (1) für die Einspeisung war (siehe Abbildung 66). Der gleiche Grund spiegelt sich auch beim zweiten Hauptgrund (2) wider (siehe Abbildung 67). Falls die Kraftwerksbetreiber dann noch einen dritten Hauptgrund (3) für die Einspeisung angegeben haben, dann dominierte die Erwartungen an die Preisentwicklung, gefolgt von der Eigenerzeugung, den Opportunitätskosten und der alternativlosen Wärmebereitstellung (siehe Abbildung 68).

Gemäß den Angaben der Kraftwerksbetreiber wurden 46 % der KWK-Anlagen im betrachteten Zeitraum für die Auskopplung von Wärme eingesetzt. Die eingespeiste Leistung des KWK-Stroms dieser Kraftwerke liegt im Mittel bei 3.885 MW, dies entspricht ca. 19 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung. Die am Netz befindlichen KWK-Anlagen werden zum überwiegenden Teil für die Nah- und/ oder Fernwärme eingesetzt. Prozessdampf macht nur einen geringen Anteil der Wärmeverpflichtungen aus. Die Mehrzahl der KWK-Anlagen (101) geben eine starre Wärmeauskopplung an. Diese Anlagen speisen allerdings den kleineren Anteil des KWK-Stroms (42 %) ein. Umgekehrt speisen 63 KWK-Anlagen, die auf eine flexible Wärmeauskopplung zurückgreifen, den Großteil des KWK-Stroms (58 %) ein. Die detaillierten Ergebnisse der Abfrage sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

**Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen  
im Zeitraum 30.04.2018 22:00 Uhr bis 01.05.2018 17:00 Uhr**

<b>Wurde im betrachteten Zeitraum Wärme ausgekoppelt?</b>	<b>Anzahl</b>	<b>MW</b>	<b>Prozent</b>
Ja	167	3.885	46%
Nein	78		21%
keine Angaben	118		33%
<b>Gesamt Datensätze</b>	<b>363</b>		<b>100%</b>
<b>Arten der Wärmeauskopplung:</b>			
Prozessdampf	57	1.346	35%
Nah- und/oder Fernwärme	62	1.667	43%
Nah- und/oder Fernwärme und Prozessdampf	41	664	17%
keine Angaben	7	209	5%
Flexibel Wärmeauskopplung	64	2.277	59%
Starre Wärmeauskopplung	102	1.608	41%
keine Angaben	1		

Tabelle 12: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen im Zeitraum 30.04.2018 22:00 Uhr bis 01.05.2018 17:00 Uhr

### 1.11 Analyse des Tages 03.10.2018

Am 03.10.2018 lag der Day-Ahead-Preis über einen langen Zeitraum (00:00 Uhr bis 15:00 Uhr) bei etwas über 0 €/MWh und sank zwischenzeitlich in den negativen Bereich. Der minimale Preis trat um 06:00 Uhr mit 4,97 €/MWh auf. Die Netzsituation am 03.10.2018 zeigte ein ausgeprägtes Engpassgeschehen von Nordosten nach Südwesten infolge der hohen Windeinspeisung. Bei teilweise negativen Preisen in Deutschland stellte sich ein hoher Export ins Ausland ein. Im Ergebnis war der Tag durch viel Redispatch und Einspeisemanagement geprägt.

#### 1.11.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung

Die preisunelastische Erzeugungsleistung unterschritt am 03.10.2018 nicht eine Größenordnung von ca. 23.600 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis (siehe 1.11) lag die preisunelastische konventionelle Erzeugungsleistung bei 23.637 MW.

Bei einer Betrachtung der einzelnen Energieträger macht die Einspeisung aus Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken bezogen auf die Situation, in der die Mindesterzeugung minimal war, ca. 55 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Inklusive der Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken liegt der Anteil bei ca. 68 %.

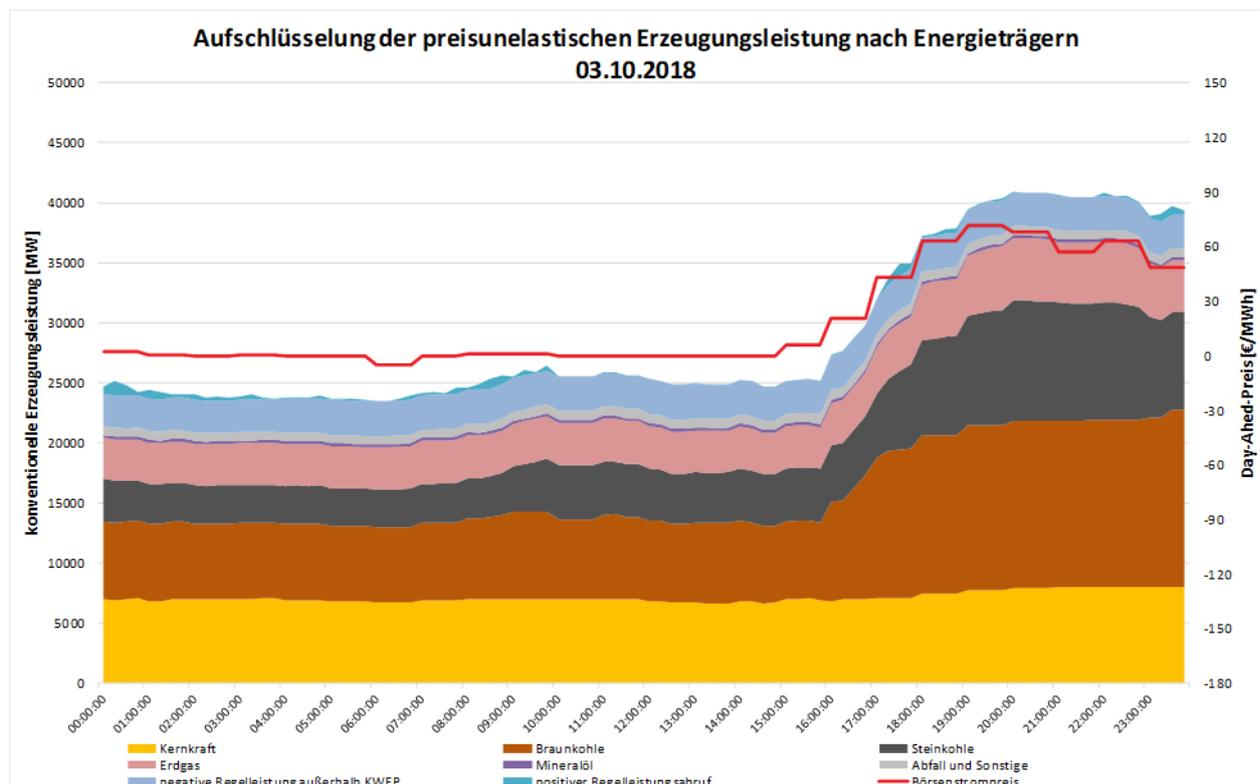


Abbildung 32: : Preisunelastische Erzeugungsleistung 03.10.2018

#### 1.11.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

Am 03.10.2018 schwankte die Mindesterzeugung zwischen rund 7.600 MW und 9.700 MW. Die Schwankung begründete sich insbesondere mit zeitweisem positivem Redispatch, insbesondere im

Zeitraum bis 19:00 Uhr. Ab diesem Zeitraum stieg wiederum die negative Besicherung von Kraftwerksausfällen mit steigendem Preis an, sodass sich beide gegenläufigen Effekte nahezu ausglich und die Mindesterzeugung insgesamt auf ähnlichem Niveau geblieben ist. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag die Mindest-erzeugung bei 7.640 MW. Damit machte sie 32 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Der überwiegende Teil der Mindesterzeugung erklärt sich mit der Vorhaltung von negativer Regelleistung von insgesamt 3.526 MW. Die restliche Leistung ist der Besicherung von Kraftwerksausfällen (2.581 MW), dem positiven Redispatch (1.523 MW) und dem Abruf positiver Regelleistung (10 MW) zuzuordnen.

Der konventionelle Erzeugungssockel reduzierte sich in der Periode mit negativen Day-Ahead-Preisen bis auf ein Niveau von rund 15.700 MW. In der Stunde mit dem negativsten Börsenstrompreis lag der konventionelle Erzeugungssockel bei 15.997 MW. Aus der folgenden Abbildung 33 wird ersichtlich, dass die noch am Netz befindlichen Kraftwerke in den Phasen mit negativen Day-Ahead-Preisen ihre Einspeisung innerhalb der kraftwerkstechnischen Betriebsbänder weitestgehend heruntergefahren haben (vgl. 1.1.2). In den Phasen mit sehr niedrigen oder sogar negativen Day-Ahead-Preisen entsprachen sich zeitweise nahezu der konventionelle Erzeugungssockel (blaue Linie) und die technische untere Leistungsgrenze der Kraftwerke (PROD\_min, gelbe Linie). Die Höhe des konventionellen Erzeugungssockels wurde im Zeitraum 03.10.18 maßgeblich bestimmt durch die von den Kraftwerksbetreibern gemeldete (technologische) Flexibilität bzw. Inflexibilität der am Netz befindlichen Kraftwerke.

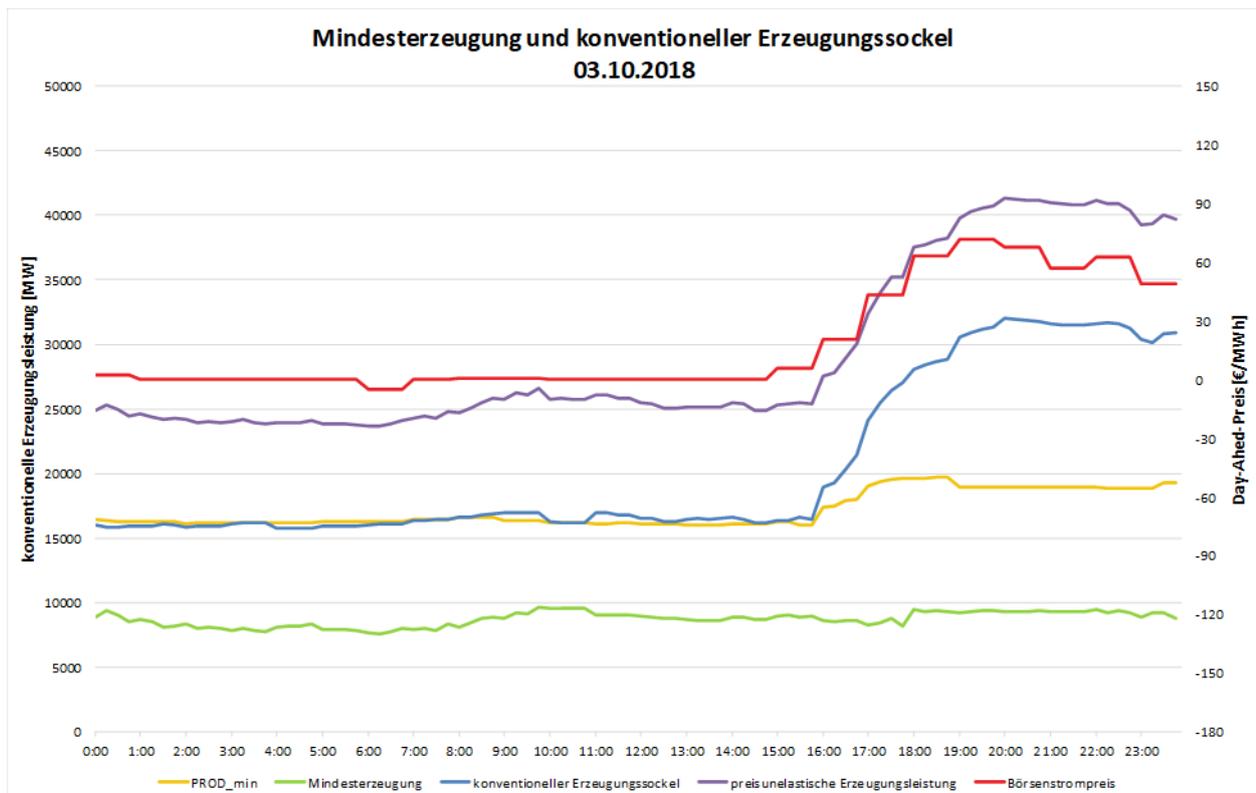


Abbildung 33: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 03.10.2018

Die untere Leistungsgrenze (PROD\_min) der „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“ (gelbe Linie), als Voraussetzung dafür, dass die SDL zumindest von diesen Kraftwerken bereitgestellt wurde, lag zum Zeitpunkt der minimalen Mindesterzeugung bei insgesamt 8.012 MW und erklärt damit rund 50 % des konventionellen Erzeugungs-sockels. Insgesamt waren in der betrachteten Situation also Kraftwerke mit einer Leistung von 15.652 MW (7.640 MW Mindesterzeugung + 8.012 MW untere Leistungsgrenze der Mindesterzeugungs-Kraftwerke) an der Bereitstellung der Mindesterzeugung beteiligt.

Der übrige Teil (50 %) des konventionellen Erzeugungssockels wurde von Kraftwerken bereitgestellt, die in der betrachteten Situation keine negativen Systemdienstleistungen und/ oder positiven Redispatch bereitstellen.

Die Gründe der Einspeisung trotz negativer Börsenpreise wurden im Rahmen der Abfrage bei den Kraftwerks-betreibern erhoben (siehe C.2). Die Auswertung der Kraftwerksbetreiberabfrage bezogen auf den Zeitraum 03.10.2018 ist dem vorliegenden Bericht angehängt (für methodische Informationen vgl. 1.1.2). Die Ergebnisse weichen nur unwesentlich von denen der Befragung zu den vorigen Perioden ab. Es zeigt sich, dass in fast der Hälfte der Fälle die „Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf“ der vorrangige Hauptgrund (1) für die Einspeisung war (siehe Abbildung 69). Der gleiche Grund spiegelt sich auch beim zweiten Hauptgrund (2) wider, gefolgt von der Eigenerzeugung und den Opportunitätskosten (siehe Abbildung 70). Falls die Kraftwerksbetreiber dann noch einen dritten Hauptgrund (3) für die Einspeisung angegeben haben, dann dominierte die Eigenerzeugung (siehe Abbildung 71).

Gemäß den Angaben der Kraftwerksbetreiber wurden 45 % der KWK-Anlagen im betrachteten Zeitraum für die Auskopplung von Wärme eingesetzt. Die eingespeiste Leistung des KWK-Stroms dieser Kraftwerke liegt im Mittel bei 4.439 MW, dies entspricht ca. 19 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung. Die am Netz befindlichen KWK-Anlagen werden zum überwiegenden Teil für die Nah- und/ oder Fernwärme eingesetzt. Prozessdampf macht nur einen geringen Anteil der Wärmeverpflichtungen aus. Die Mehrzahl der KWK-Anlagen (94) geben eine starre Wärmeauskopplung an. Diese Anlagen speisen allerdings den kleineren Anteil des KWK-Stroms (36 %) ein. Umgekehrt speisen 68 KWK-Anlagen, die auf eine flexible Wärmeauskopplung zurückgreifen, den Großteil des KWK-Stroms (64 %) ein. Die detaillierten Ergebnisse der Abfrage sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

### Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen am 03.10.2018 03:00 – 07:00 Uhr

Wurde im betrachteten Zeitraum Wärme ausgekoppelt?	Anzahl	MW	Prozent
Ja	163	4.439	45%
Nein	66		18%
keine Angaben	134		37%
Gesamt Datensätze	363		100%
<b>Arten der Wärmeauskopplung:</b>			
Prozessdampf	54	1.328	30%
Nah- und/oder Fernwärme	65	2.152	48%
Nah- und/oder Fernwärme und Prozessdampf	38	762	17%
keine Angaben	6	197	4%
Flexibel Wärmeauskopplung	68	2.844	64%
Starre Wärmeauskopplung	94	1.595	36%
keine Angaben	1		

Tabelle 13: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen am 03.10.2018 03:00 – 07:00 Uhr

#### 1.11.3 Analyse der Netz- und Einspeisesituation

##### Bundesweite Netz- und Einspeisesituation

Der Betrachtungstag 03.10.2018 ist ein Feiertag, an dem sich die Netzlast auf einem relativ geringen Niveau zwischen 45 GW und 57 GW befand. Gleichzeitig lag in Deutschland eine hohe Off- und Onshore Windeinspeisung in Höhe von 28 bis 38 GW vor. Die Einspeisung aus Sonnenenergie war mit 12 GW bis knapp 13 GW um die Mittagszeit auf einem relativ niedrigen Niveau für diese Jahreszeit. Die daraus entstehende Erzeugungs- und Lastsituation begünstigt hohe Stromflüsse aus dem Norden in Richtung Süden und spiegelte sich in den beobachteten Engpässen wider.

Der 03.10.2018 war entsprechend der Bundesnetzagentur vorliegenden Daten durch Einspeisemanagement-Maßnahmen (Abregelung von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen) in der 50Hertz-Regelzone sowie im nördlichen Bereich der Regelzone von TenneT gekennzeichnet, die auf einem variierenden Niveau im Zeitraum von 00:00 Uhr bis 18:45 Uhr stattfanden. Neben Abregelungen von Onshore-Windenergieanlagen wurden am 03.10.2018 auch Abregelungen von Offshore-Windenergie in der Nordsee vorgenommen. Das Niveau an EE-Abregelungen lag entsprechend der von den ausführenden Netzbetreibern übermittelten Abregelungsdaten zwischen 630 MW und 5.065 MW (hiervon 2.019 MW Offshore) bei einem Mittelwert von 2.922 MW (hiervon 1.145 MW Offshore). Außerdem wurden Countertrade-Potentiale mit Dänemark von in der Spitze 1.500 MW abgerufen.

Die folgende Grafik zeigt die Netzsituation am 03.10.2018 um 07:30 Uhr bei einem Niveau an EE-Abregelungen von 3.030 MW (hiervon 1.519 MW Offshore), die in der Phase negativer Preise am 03.10.2018 von 04:00 Uhr bis 08:00 Uhr liegt. Der Day-Ahead-Preis lag für 07:30 Uhr bei 0,06 €/MWh.

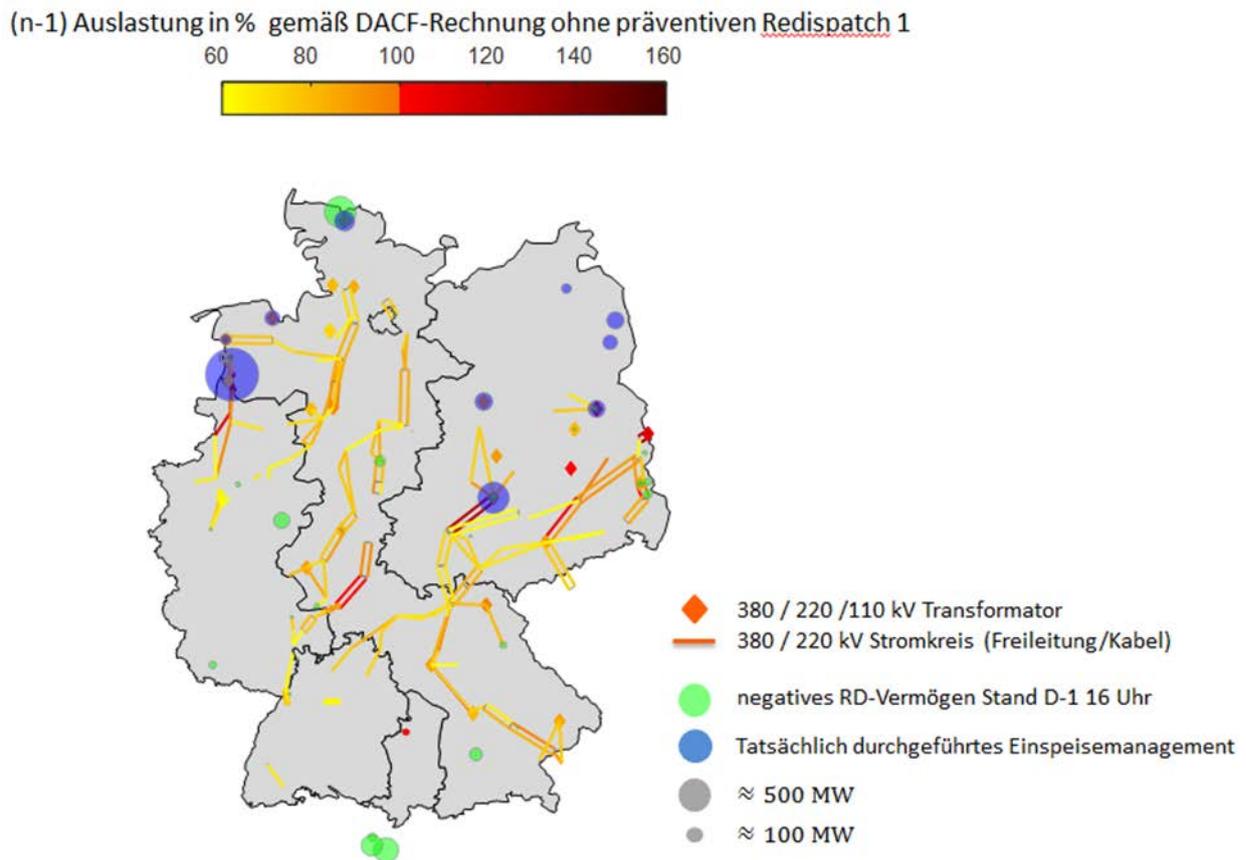


Abbildung 34: Grafik zur Netzanalyse – zu erwartende Netzsituation am Vorabend für den zu betrachtenden Zeitpunkt: 03.10.2018, 07:30 Uhr

Nach Analysen der Bundesnetzagentur auf Basis der Datenmeldungen der Netzbetreiber begründete sich der kleinere Anteil der durchgeführten EE-Abregelungen bezogen auf die gesamte abgeregelter Menge am 03.10.18 (rund 43 %) mit Engpässen in Umspannwerken zwischen Höchst- und Hochspannungsebene. Auf diese Engpässe wirkt Redispatch mit Kraftwerken auf der Höchstspannungsebene nicht. Für die restlichen 57 % der EE-Abregelungen in diesem Zeitraum wäre eine Vermeidung oder eine Reduzierung durch Redispatch mit Kraftwerken auf der Höchstspannungsebene grundsätzlich möglich gewesen. Ob tatsächlich noch auf den Engpass wirksame Kraftwerke auf der Höchstspannungsebene zur Verfügung standen, wird im Folgenden je Regelzone spezifisch durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber untersucht.

### Netzsituation in der Regelzone von 50Hertz

Am 03.10.2018 konnte eine sehr hohe Windeinspeisung mit gleichzeitig mittlerer PV-Einspeisung beobachtet werden. Die gesamte Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen in der 50Hertz

Regelzone betrug zeitweise über 16 GW. Aufgrund der niedrigen bis teils negativen Energiepreise waren die konventionelle Kraftwerkseinspeisung, sowie auch das angebotene negative Redispatchvermögen in der 50Hertz Regelzone sehr gering.

Die geringe Einspeiseleistung der konventionellen Kraftwerke hatte zur Folge, dass die Anzahl und das Ausmaß der (n-1)-Befunde deutlich kleiner waren als durch die hohe Einspeisung der erneuerbaren Energien zu erwarten waren. Nichtsdestotrotz mussten, um die Netzsicherheit zu gewährleisten, Redispatch und Einspeisemanagement-Maßnahmen getroffen werden.

Die Kraftwerk-Einsenkung wurde als bilateraler Intraday-Redispatch zwischen 50Hertz und TenneT bestellt. Dabei wurden keine Kraftwerksblöcke komplett heruntergefahren.

Insbesondere waren die Leitungen: 380 kV Vieselbach - Altenfeld (471) und 220 kV Bertikow - Neuenhagen (303) überlastet. Hierfür musste die Einspeisemanagement-Kaskade aktiviert werden, da die geeigneten Kraftwerke zur Entlastung der Engpässe vollständig oder überwiegend außer Betrieb waren bzw. über kein freies negatives Redispatchpotential verfügten. Das einzige während des gesamten Tages in Betrieb befindliche Kraftwerk mit engpassentlastender Wirkung wurde zunächst auf Prod\_min betrieben, dann im weiteren Tagesverlauf ab Nachmittag weiter hochgefahren und zur Erbringung von Systemdienstleistungen genutzt.

Ebenfalls im Rahmen einer Amtshilfe für TenneT wurden Einspeisemanagement-Maßnahmen getroffen. Grund dafür war fehlendes Redispatchpotential (negativ) sowohl bei 50Hertz als auch bei der TenneT.

Aufgrund hoher Windeinspeisung in der Regelzone von 50Hertz kam es an vielen Stellen zur Überlastung der Umspanntransformatoren durch sehr starke Leistungsflüsse aus dem Verteil- in das Übertragungsnetz. Für diese Art der Befunde ist Redispatch mit den 50Hertz zur Verfügung stehenden Kraftwerken unwirksam. Aus diesem Grund wurde die Einspeisemanagement-Kaskade aktiviert, um die Transformatoren zu schützen. Betroffen davon waren die Umspannwerke Stendal West, Neuenhagen, Güstrow, Pasewalk, Siedenbrünzow und Jessen Nord. Auch in diesem Fall ergaben sich Überlastungen erst nach der vorabendlichen Prognose der ÜNB, weshalb nicht alle genannten Umspannwerke in der Netzkarte aufgeführt sind.

### **Netzsituation in der Regelzone von Amprion**

In dem betrachteten Zeitraum sind in der Amprion-Regelzone die Emslandleitungen sowie die Leitung ‚Gronau West‘ zwischen Hanekenfähr und Gronau die markanten (n-1)-Befunde.

Für die Kraftwerke in der Amprion-Regelzone ist zu konstatieren, dass das vorhandene Absenkpotehtial vollständig südlich des betroffenen Engpasses (Emsland Ost Weiß, Emsland West blau) lag. Das Absenkpotehtial konnte somit nicht zur Entlastung der Emslandleitungen genutzt werden. Vielmehr wurde das vorhandene Hochfahrpotehtial von zwei sensitiven Kraftwerken zur Entlastung der Emslandleitungen für den gesamten Tag vollständig ausgenutzt.

Ein weiteres relevantes Gaskraftwerk in der Amprion-Regelzone, welches durch eine Erhöhung der Einspeisung sensitiv auf den Engpass der Emslandleitungen wirkt, hat in dem betrachteten Zeitraum laut Kraftwerkseinsatzplanungs-Daten kein freies positives Redispatchpotential gemeldet. Der Grund hierfür waren geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten der einzelnen Kraftwerksblöcke. Gleichzeitig führt eine Erhöhung der Einspeisung dieses Kraftwerkes zu einer weiteren Belastung der Leitung ‚Gronau West‘.

### **Netzsituation in der Regelzone von TransnetBW**

Am 03.10.2018 traten Engpässe auf der Kuppelleitung Grafenrheinfeld-Stalldorf Rot zur Regelzone der TenneT auf, die gemeinsam mit Redispatch behoben wurden. Zur Entlastung aller gemeinsamen Engpässe und Engpässe außerhalb der Regelzone der TransnetBW wurden 20,17 GWh positive Redispatchenergie mit bis zu 1.500 MW aktiviert.

### **Netzsituation in der Regelzone von TenneT**

Am 03.10.2018 lag eine relativ niedrige Solarerzeugung vor, jedoch bis etwa zum Abend eine hohe Wind-Einspeisung. Diese fiel zusammen mit einer feiertagsbedingt geringen Last in Deutschland. Daraus ergaben sich in der TenneT-Regelzone hohe Lastflüsse von Nord nach Süd, was sich in den Auslastungsgraden entsprechender Netzelemente im Übertragungsnetz widerspiegelt.

Zur Behebung der Engpässe im Übertragungsnetz wurden während dieses Zeitraumes hauptsächlich Redispatchmaßnahmen durchgeführt. Ergänzend wurden Einspeisemanagement-Maßnahmen angefordert, insbesondere bei vertikalen Engpässen (Engpass auf Übergabetransformatorzwischen VNB und ÜNB). In diesen Fällen lag durchwegs keine konventionelle Erzeugung im unterlagerten Netz vor bzw. das Kraftwerk speiste nicht ein. Damit blieb zur Reduzierung der Rückspeisung in das ÜNB-Netz nur die Abregelung von EE-Anlagen. Bei vertikalen Engpässen erfolgt eine Anforderung zur Rückspeisereduktion an den betreffenden VNB, der für die Umsetzung und die Berücksichtigung des EE-Vorranges in seinem eigenen Netz verantwortlich ist.

Zur Entlastung von verschiedenen horizontalen Engpässen im ÜNB-Netz wurde in der TenneT-Regelzone während verschiedener Zeiträume eine Reduktion der Rückspeisung in das TenneT-Netz angefordert. Dies waren im Einzelnen nachfolgend beschriebene Anforderungen, wobei jeweils auf eventuell vorhandenes konventionelles Absenkpotehtial eingegangen wird.

Im Umspannwerk Dörpen/West wurde vom 03.10.18 um 00:00 Uhr bis 03.10.18 18:51 Uhr Einspeisemanagement von maximal 1.519 MW bei Offshore-Windparks zur Entlastung einer Kuppelleitung zu Amprion (380-kV-Stromkreis Dörpen/W - Hanekenfähr/Amprion EWBL) durchgeführt. Auf den 380-kV-Stromkreis Dörpen/W - Hanekenfähr/Amprion EWBL wirkt die Absenkung von vier Kraftwerken netztechnisch sinnvoll. Von diesen Kraftwerken wurde bei einem Kraftwerk soweit wie möglich im Zuge des negativen Redispatch die Einspeiseleistung zeitweise reduziert. Dieses Kraftwerk hat zeitweise Systemdienstleistungen erbracht. Dabei war in einem

Zeitfenster eine als negatives Redispatchvermögen gekennzeichnete Kraftwerksleistung nicht verfügbar, da es sich hierbei bei entsprechender Anfrage von TenneT um eine Fehlkennzeichnung von negativer Besicherungsleistung handelte. Diese Leistung konnte insofern nicht zum Herunterfahren genutzt werden. Die weiteren drei geeigneten Kraftwerke waren während der Einspeisemanagementmaßnahmen zumeist nicht in Betrieb.

Im Umspannwerk Büttel wurde am 03.10.18 Einspeisemanagement von 9:43 Uhr bis 13:12 Uhr mit in der Spitze 500 MW bei Offshore -Windparks zur Entlastung des 380-kV-Stromkreises Dipperz Großkrotzenburg 1 durchgeführt. Mehrere konventionelle Kraftwerke hätten bei vorhandenem negativem Redispatchvermögen eine entlastende Wirkung auf den Stromkreis Dipperz-Großkrotzenburg 1 gehabt. Diese Kraftwerke haben für den Zeitraum des Einspeisemanagements am 03.10.18 jedoch kein negatives Redispatchvermögen gemeldet, da sie bis auf ein Kraftwerk nicht eingespeist haben. Das einzige in Betrieb befindliche geeignete Kraftwerk hat in diesem Zeitraum durchgehend Systemdienstleistungen erbracht.

Bei 50Hertz wurde am 03.10.18 von 10:15 bis 12:15 Uhr Einspeisemanagement von in der Spitze 800 MW zur Entlastung des 380-kV-Stromkreises Oberhaid - Redwitz 435 durchgeführt. Konventionelle Erzeugungsanlagen in der TenneT-Regelzone mit entlastender Wirkung auf diesen Engpass sind bei der Lastflussrichtung von der 50Hertz-Regelzone in die TenneT-Regelzone nicht vorhanden. Daher wurde per Amtshilfeverfahren eine Reduzierung des Lastflusses aus der 50Hertz-Regelzone angefordert.

Schließlich wurde von TenneT am 03.10.18 ein Countertrade-Potential in Dänemark von in der Spitze 1.500 MW abgerufen. Das entsprechende negative Redispatchpotential ist auch in der Netzkarte zum Zeitpunkt D-1 16 Uhr zu sehen (also vor der Durchführung der Maßnahmen).

## 2. Abfrage bei Kraftwerksbetreibern zur Reaktion der Kraftwerke bei variierender Dauer eines hypothetischen Day-Ahead-Börsenpreises von -100 €/MWh

Im Rahmen der Kraftwerksbetreiberabfrage wurde gefragt, für welche Zeitspanne ein hypothetischer negativer Day-Ahead-Preis in Höhe von -100 €/MWh prognostiziert werden müsste, bis sich die Betreiber für ein vollständiges Herunterfahren ihres Kraftwerks entscheiden. Die Betreiber konnten bei ihrer Antwort zwischen fünf Zeiträumen wählen, in dem sie bei einem entsprechenden negativen Preis ihr Kraftwerk herunterfahren würden: 1-6 Stunden, 7-12 Stunden, 13-24 Stunden, über 24 Stunden oder nie.

In die Betrachtung einbezogen werden dabei die Antworten von 323 konventionellen Kraftwerken (ohne Laufwasser, Pumpspeicher und Wasserspeicher), die im Jahr 2018 in mindestens einem der betrachteten Zeiträume gelaufen sind. Die Fokussierung auf die Daten aus dem Jahr 2018 erfolgt, da diese das aktuelle Meinungsbild der Kraftwerksbetreiber am besten wiedergeben. Eine Gewichtung der Antworten nach der Leistung des Kraftwerksblocks fand nicht statt, sodass Antworten von Betreibern kleiner und großer Kraftwerksblöcke bei der Auswertung gleichermaßen bedeutsam sind.

**Bereitschaft zum vollständigen Herunterfahren bei einem prognostiziertem Preis von -100 €/MWh über ... Stunden**  
Anteil der Kraftwerke

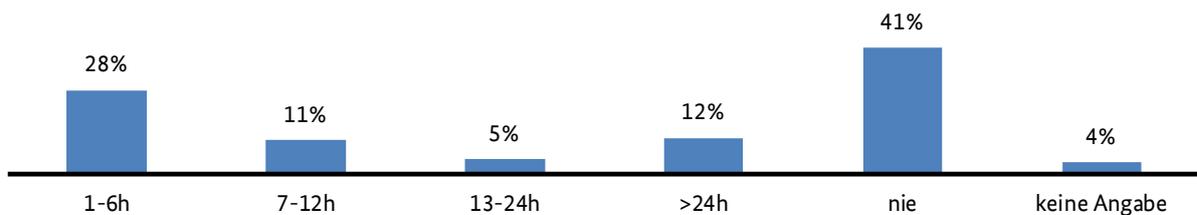


Abbildung 35: Bereitschaft zum vollständigen Herunterfahren bei einem prognostiziertem Preis von -100 €/MWh

Laut Ergebnissen der Abfrage wären die Kraftwerksbetreiber von 28 % der Kraftwerke bei negativen Preisen von -100 €/MWh mit einer Dauer von bis zu 6 Stunden bereit, ihr Kraftwerk vollständig herunterzufahren. Betreiber von 39 % der Kraftwerke würden ihre Kraftwerke nach spätestens 12 Stunden mit negativen Preisen von -100 €/MWh abschalten. 17 % der Kraftwerke wären hingegen erst nach mehr als 13 Stunden zu diesem Schritt bereit. 41 % der Kraftwerke würden ihr Kraftwerk unabhängig von der Dauer des Zeitraums, in dem negative Preise gelten, nicht vollständig

herunterfahren. Zu 4 % der Kraftwerke wurden von den Betreibern keine Angaben zu dieser Frage gemacht.

Hinsichtlich der Bereitschaft zum vollständigen Herunterfahren bestehen Unterschiede unter anderem in Abhängigkeit davon, ob das Kraftwerk Wärme auskoppelt oder nicht. Die Ergebnisse können der Abbildung 36 entnommen werden (die Summe der Anteile ergibt teilweise aufgrund von Rundungen nicht 100 %). Insgesamt gaben 181 Kraftwerke an, in allen Zeiträumen im betrachteten Jahr 2018 Wärme ausgekoppelt zu haben, 82 weitere Kraftwerke gaben an, in keinem Zeitraum Wärme ausgekoppelt zu haben. Weitere 47 Kraftwerke koppelten in einigen der Zeiträume im Jahr 2018 Wärme aus und in anderen nicht. Diese letzte Gruppe wird nicht weiter betrachtet.

**Bereitschaft zum vollständigen Herunterfahren bei einem prognostiziertem Preis von -100 €/MWh über ... Stunden in Abhängigkeit von der Möglichkeit, Wärme auszukoppeln**  
in Prozent

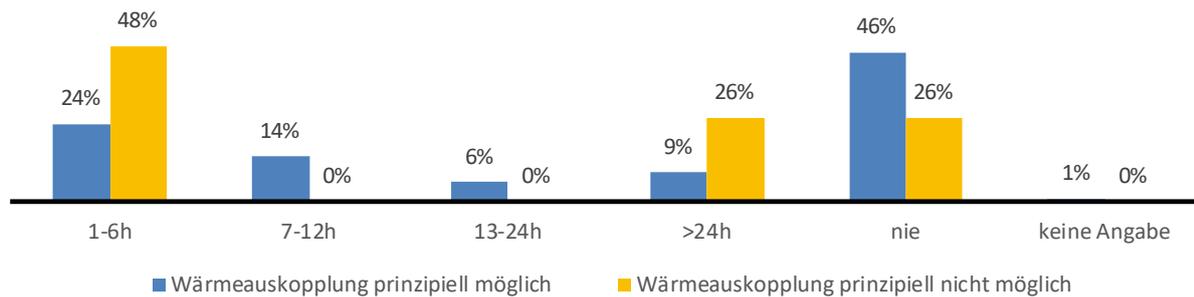


Abbildung 36: Bereitschaft zum vollständigen Herunterfahren bei einem prognostiziertem Preis von -100 €/MWh in Abhängigkeit von der Wärmeauskopplung in den betrachteten Zeiträumen

48 % der Kraftwerke, die keine Wärme auskoppeln, würden laut Aussage der Betreiber bereits bei einem Preis von -100 €/MWh mit einer Dauer von maximal 6 Stunden abgestellt. Bei Kraftwerken, die über eine Wärmeauskopplung verfügen, liegt der Wert mit 24 % halb so hoch. Hingegen würden 46 % der Kraftwerke, bei denen keine Wärme ausgekoppelt wird, unabhängig von der Länge des prognostizierten Preises von -100 €/MWh weiter Strom erzeugen, während es unter den Kraftwerken, die keine Wärme auskoppeln können, lediglich 26 % sind.

Diese Ergebnisse zeigen, dass Kraftwerke, die Wärme auskoppeln, weniger stark auf lange Phasen von verhältnismäßig niedrigen Preisen von -100 €/MWh reagieren als Kraftwerke, die keine Wärme auskoppeln. Da die Anzahl der Kraftwerke, die in keinem Zeitraum Wärme auskoppeln, verhältnismäßig gering ist (58 Kraftwerke), sollte deren statistische Aussagekraft nicht überbewertet werden.

Unterschiede hinsichtlich der Bereitschaft, das eigene Kraftwerk bei einem hypothetischen Negativpreis von -100 €/MWh vollständig herunterzufahren bestehen auch in Abhängigkeit vom eingesetzten Energieträger.

**Bereitschaft zum vollständigen Herunterfahren bei einem prognostizierten Preis von -100 €/MWh über ... Stunden in Abhängigkeit vom Energieträger**  
in Prozent

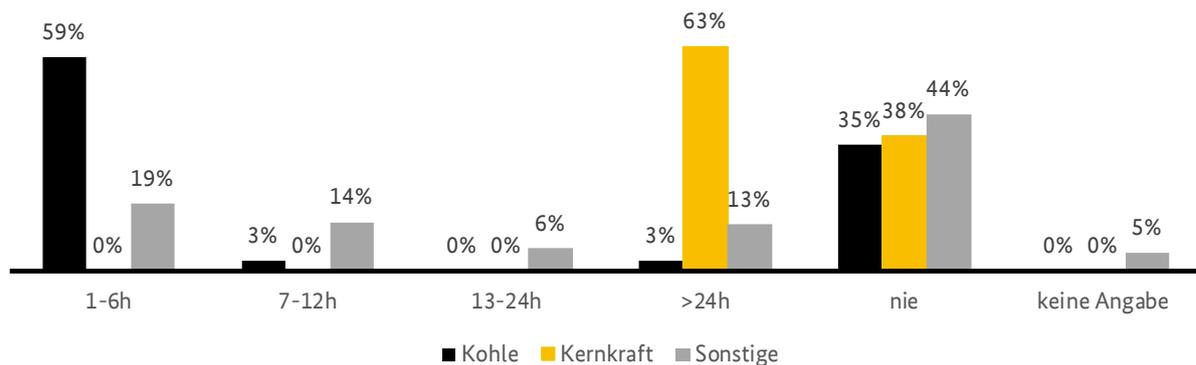


Abbildung 37: Bereitschaft zum vollständigen Herunterfahren bei einem prognostiziertem Preis von -100€/MWh in Abhängigkeit vom Energieträger

Während nach Angaben der Kraftwerksbetreiber 59 % der Kohlekraftwerke bei negativen Preisen von -100 €/MWh über eine Dauer von maximal 6 Stunden abgeschaltet würden, würden 63 % der Kernkraftwerke frühestens nach mehr als 24 Stunden abgeschaltet. Der Anteil der Kraftwerke, die unabhängig von der Dauer des prognostizierten Preises von -100 €/MWh nie abgeschaltet würden, liegt zwischen 35 % (Kohle) und 44 % (Sonstige<sup>19</sup>).

Insbesondere Kohlekraftwerksbetreiber sind also bei hohen Negativpreisen verhältnismäßig schnell bereit, ihre Kraftwerke komplett herunterzufahren, während Kernkraftwerksbetreiber auch länger anhaltende Negativperioden mit einem Preis von -100 €/MWh in Kauf nehmen.

Im Weiteren wird ein Zusammenhang hergestellt zwischen den Antworten der Kraftwerksbetreiber zu den Hauptgründen ihrer Einspeisung trotz negativer Day-Ahead-Börsenpreise bezogen auf die konkreten analysierten Perioden im Jahr 2018 und den Antworten zu der in diesem Kapitel untersuchten allgemeinen Frage zum hypothetischen Preis von -100 €/MWh. Betrachtet werden dabei nur Kraftwerke, die für alle Negativphasen den gleichen ersten Hauptgrund angegeben hatten. Kraftwerksbetreiber, die keinen Hauptgrund angegeben hatten sowie Kraftwerke, die verschiedene

<sup>19</sup> Unter „Sonstige“ sind hier folgende Energieträger zusammengefasst: Gas, Mineralölprodukte, Biomasse, Abfall und sonstige Energieträger

Hauptgründe für die verschiedenen Phasen genannt hatten, wurden aus der Betrachtung ausgeschlossen.

Am häufigsten wurde bezogen auf diese etwas reduzierte Grundgesamtheit als erster Hauptgrund die „Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf“ und mit etwas Abstand die „Eigenerzeugung“ angegeben. Auf Basis der Angaben zeigt sich, dass der große Teil derjenigen Kraftwerke, die in allen betrachteten Perioden aus denselben oben genannten Gründen am Netz geblieben sind, ihre Erzeugung auch nicht bei einem länger anhaltenden Preis von -100 €/MWh einstellen würden.

Die zwei wichtigsten Hauptgründe, die für das Jahr 2018 für den Betrieb des Kraftwerks genannt wurden, sorgen demnach auch bei länger andauernden Negativpreisperioden von -100 €/MWh in vielen Fällen nicht dafür, dass die Kraftwerke ihre Erzeugung vorübergehend einstellen würden.

### 3. Schlussfolgerungen aus der Analyse

Im vorliegenden Kapitel werden die Ergebnisse der im Kapitel E analysierten einzelnen Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen zusammengefasst. Dabei werden entsprechend der Analysen der einzelnen Perioden schwerpunktmäßig die preisunelastische Erzeugungsleistung (3.1), die Mindesterzeugung und der konventionelle Erzeugungssockel (3.2) sowie die Netzsituation (3.3) betrachtet. Zur Einordnung der Ergebnisse gibt folgende Tabelle 14 einen Überblick über die Rahmendaten der in den Analysen betrachteten Perioden mit negativen Börsenpreisen. Die in der Tabelle enthaltenen Werte beziehen sich jeweils auf die Stunde mit dem negativsten Day-Ahead-Preis.

**Rahmendaten der betrachteten Stunden mit den negativsten Day-Ahead-Börsenpreisen**

	Netzlast	Einspeisung Erneuerbare Energien in MW	Nettoexport (Export - Import) in MW	Preisunel. Erzeugungs- leistung in MW	Day-Ahead- Preis in €/MWh
<b>28.03.2016</b>	35.074	43.343	11.921	23.364	-38,45
<b>08.05.2016</b>	48.055	46.548	12.244	18.376	-130,09
<b>20. – 21.11.16</b>	46.696	44.049	8.753	24.031	-30,41
<b>24. – 27.12.16</b>	37.829	34.091	10.437	20.665	-67,09
<b>30.04. – 01.05.17</b>	49.597	47.497	12.845	20.791	-74,92
<b>28. – 30.10.17</b>	47.111	34.618	8.209	22.938	-83,04
<b>23. – 26.12.17</b>	48.575	32.586	11.393	22.219	-61,41
<b>01.01.2018</b>	41.258	40.763	13.749	20.948	-76,01
<b>17. – 18.03.18</b>	61.134	49.929	12.284	25.744	-29,99
<b>01.05.2018</b>	52.173	54.002	15.476	20.536	-58,96
<b>03.10.2018</b>	46.835	39.467	11.576	23.637	-4,97

Tabelle 14: Rahmendaten der betrachteten Stunden mit den negativsten Day-Ahead-Börsenpreisen

#### 3.1 Preisunelastische Erzeugungsleistung

Die preisunelastische Erzeugungsleistung unterschreitet in den betrachteten Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen nicht ein Niveau von ca. 18.400 MW und 24.300 MW. Die Energieträger Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Erdgas machen in den betrachteten Perioden mindestens einen Anteil von 71 % bis 86 % der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Mindestens, da sich die Anteile auf die gesamte preisunelastische Erzeugungsleistung bezieht, für einen kleineren Teil allerdings auf Basis der Daten nicht bekannt ist,

von welchen Energieträgern er bereitgestellt wurde.<sup>20</sup> Im Folgenden wird für diese Energieträger die energieträgerscharfe Zusammensetzung der Erzeugungsleistung näher betrachtet.

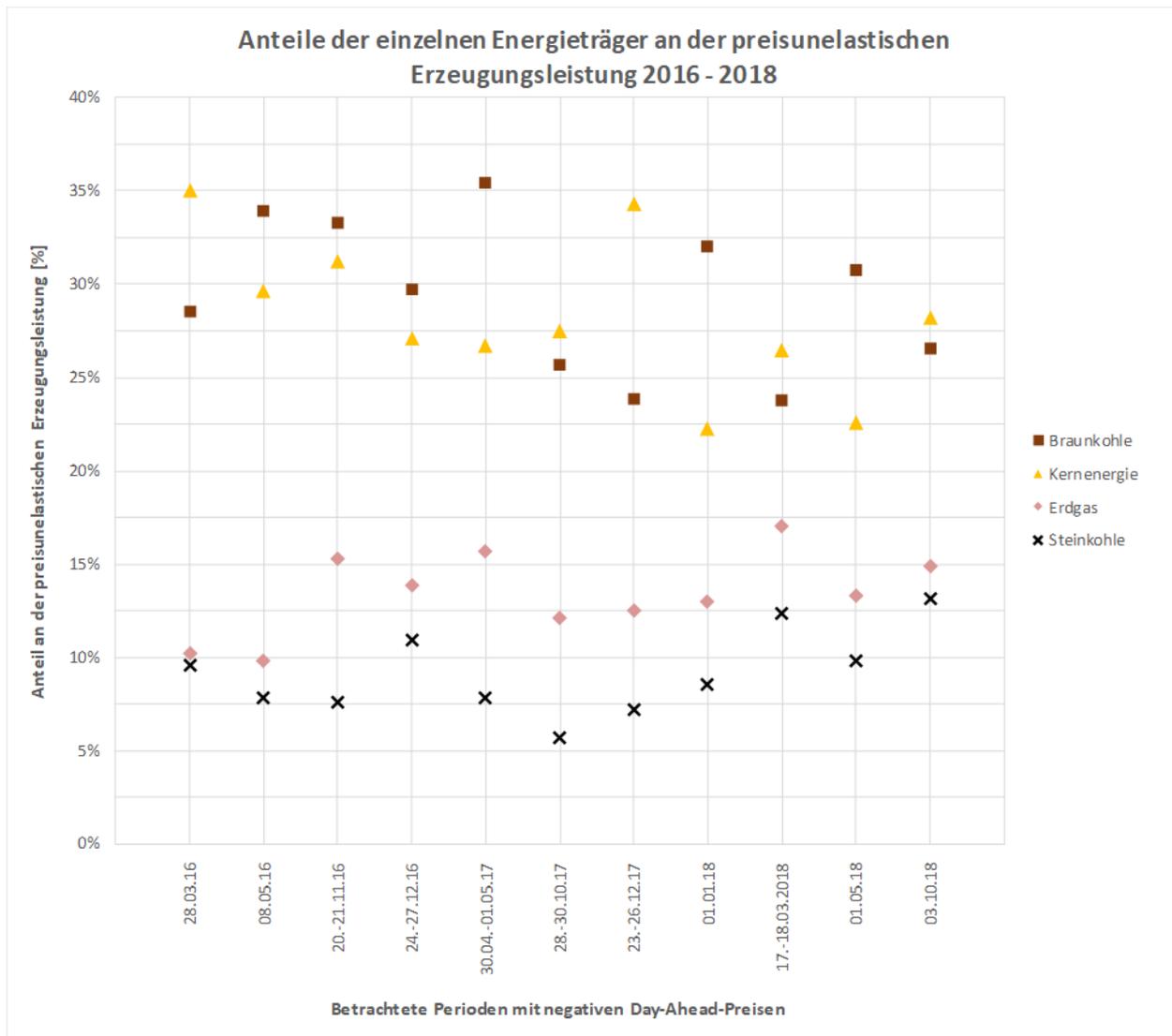


Abbildung 38: Anteile der einzelnen Energieträger an der preisunelastischen Erzeugungsleistung 2016 – 2018

In dem Punktdiagramm sind die betrachteten Perioden chronologisch angeordnet abgebildet. Den größten Anteil an der preisunelastischen Erzeugungsleistung machen die Energieträger Kernenergie (22 - 35 %) und Braunkohle (24 - 35 %) aus. Die Energieträger Steinkohle und Erdgas tragen mit einem Anteil von 6 - 13 % bzw. 10 - 17 % zur preisunelastischen Erzeugungsleistung bei. Gem. Abbildung 38 fällt auf, dass der Energieträger Erdgas in allen Situationen einen größeren Anteil an der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung ausmacht, als der Energieträger Steinkohle.

<sup>20</sup> Hierbei handelt es sich um negative Regelleistung, die nicht von Kraftwerken bereitgestellt wurde, die in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten enthalten sind sowie um Abruf von positiver Regelleistung.

Dabei würde man vermuten, dass insbesondere flexible Gaskraftwerke ihre Produktion in Phasen mit negativen Preisen einstellen. Die Ergebnisse begründen sich im Wesentlichen mit einem größeren Anteil an Industriekraftwerken, die mit Erdgas betrieben werden. Industriekraftwerke werden häufig aufgrund der nachgelagerten Produktionsprozesse selbst bei stärkeren negativen Preisen oder länger andauernden negativen Preisen nicht vollständig heruntergefahren. Aufgrund der statistisch gesehen geringen Anzahl der betrachteten Perioden und der größeren Schwankungsbreite zwischen den einzelnen Situationen sollten keine weitergehenden Aussagen zur Entwicklungen der Anteile der einzelnen Energieträger an der preisunelastischen Erzeugungsleistung 2016 – 2018 abgeleitet werden.

### **3.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel**

Der größere Teil der preisunelastischen Erzeugungsleistung ist dem konventionellen Erzeugungssockel zuzuordnen. Dieser bewegt sich in den Perioden mit negativen Börsenpreisen nicht unterhalb einer Größenordnung von ca. 13.700 MW bis ca. 19.100 MW. Die Analyse der einzelnen Perioden hat dabei gezeigt, dass die Betreiber der am Netz befindlichen Kraftwerke die Erzeugungsleistung innerhalb der Perioden mit negativen Börsenpreisen weitgehend einsenken. In diesen Perioden entsprechen sich zeitweise nahezu der konventionelle Erzeugungssockel und die von den Kraftwerksbetreibern gemeldete untere Leistungsgrenze (PROD\_min) der am Netz befindlichen Kraftwerke. Dabei ist zu beachten, dass es sich bei der unteren Leistungsgrenze (PROD\_min) um eine von den Kraftwerksbetreibern gemeldete Größe handelt, die die Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich als gegeben annehmen. Bei Auffälligkeiten hinsichtlich der Meldungen stellen die Übertragungsnetzbetreiber den Kraftwerksbetreibern Rückfragen zur Richtigkeit der Angaben. Die Netzbetreiber sind gehalten, auffälligen Meldungen auch weiterhin nachzugehen.

Bezogen auf die in den betrachteten Situationen am Netz befindlichen Kraftwerke sollte also eine weitere Flexibilisierung der Kraftwerke (auch im Hinblick auf ihre Wärmebereitstellung) den konventionellen Erzeugungssockel reduzieren. Eine solche Flexibilisierung bedarf entsprechender ökonomischer Anreize. Negative Preise, insbesondere länger andauernde stark negative Preise, setzen solche Anreize. Ein Abbau dieser Anreize durch eine Kürzung oder Streichung der Vergütung erneuerbarer Erzeugung in Abhängigkeit von negativen Börsenpreisen ist insofern nicht zielführend.

Die gemeldete untere Leistungsgrenze der Kraftwerke variiert entsprechend der Definition (vgl. C.1) in den jeweils betrachteten Zeiträumen. Dies kann z. B. aus Gründen von Restriktionen bei An- und Abfahrt des Kraftwerks der Fall sein. Es ist anhand der vorliegenden Daten allerdings nicht auszuschließen, dass die mit der Wärmeproduktion verbundene elektrische Leistung ebenfalls zumindest in einem Teil der Meldungen der unteren Leistungsgrenzen (PROD\_min) der Kraftwerke enthalten ist und somit zum Umfang und zur Varianz der unteren Leistungsgrenze beiträgt. Die Bundesnetzagentur wird dem im Rahmen der weiteren Evaluierung der Mindesterzeugung nachgehen.

Eine Übersicht über die Höhe der preisunelastischen Erzeugungsleistung, der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels in den analysierten Perioden 2016 – 2018 liefert folgende Abbildung 39.

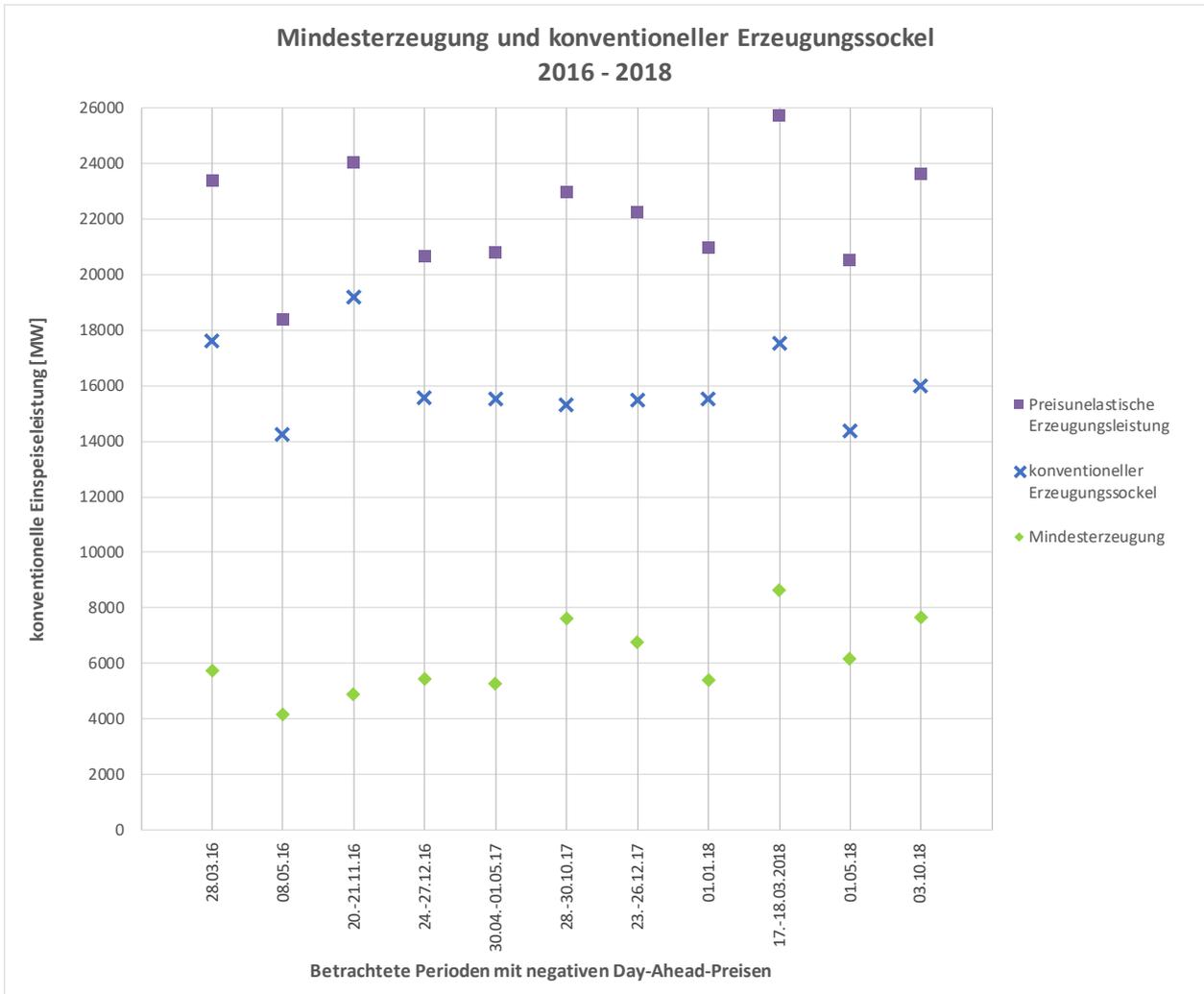


Abbildung 39: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 2016 – 2018

In dem Punktdiagramm sind die Perioden mit negativen Day-Ahead-Börsenpreisen chronologisch angeordnet. Die Mindesterzeugung stieg auf den ersten Blick bezogen auf die betrachteten Situationen mit dem negativsten Börsenstrompreis seit 2016 leicht an. Allerdings sollte dieser Effekt nicht überinterpretiert werden, da statistisch gesehen die Anzahl der betrachteten Perioden gering ist und die Faktoren, die die Mindesterzeugung unmittelbar beeinflussen, situationsabhängig teils starken Schwankungen unterliegen (siehe Abbildung 40).

Der konventionelle Erzeugungssockel macht den größeren Anteil der preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Er liegt in den betrachteten Perioden zwischen 66 % und 80 %. Im ersten

Bericht über die Mindesterzeugung lag der Anteil noch bei mindestens 80 % an der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung.<sup>21</sup>

Die Kraftwerksbetreiber wurden je betrachteter Periode zu den Gründen ihrer Einspeisung trotz negativer Börsenpreise befragt (vgl. C.2). Die Abfrage hat gezeigt, dass die betriebswirtschaftlichen Gründe vielschichtig sein können. So wurden die Auskopplung von Nah- oder Fernwärme oder Prozessdampf, Eigenerzeugung, Regelleistungsvorhaltung, Opportunitätskosten wegen Anfahrdauer, Abfahrdauer und Mindeststillstandzeiten, Industrieprozesse mit Gasen, die verarbeitet werden müssen, Erwartung an die Preisentwicklung, Standortwiederaufbau (Sicherstellung des Standortbetriebs), Mindestbetriebszeit, zu teure alternative Wärmebereitstellung, Bahnstromversorgung und sonstige Gründe angegeben.

Bezogen auf den vorrangigen Grund („Hauptgrund 1“) waren die Ergebnisse allerdings eindeutiger: In allen betrachteten Perioden gaben die Kraftwerksbetreiber der am Netz befindlichen Kraftwerke als meistgenannten Hauptgrund der Kraftwerkseinspeisung die Auskopplung von Wärme an (45 - 55 %). Demnach war die Wärmeerzeugung in den betrachteten Perioden der größte Treiber, negative Börsenpreise in Kauf zu nehmen, anstatt Kraftwerke komplett herunterzufahren. Gemäß den Ergebnissen der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern ist dabei kein größerer Zusammenhang zwischen der wärmebedingten Einspeisung und der Jahreszeit auszumachen. Es ist dabei zu beachten, dass keine der betrachteten Perioden innerhalb der Sommermonate lag. Dies begründet sich damit, dass in den Jahren 2016 bis 2018 in den Sommermonaten keine Tage mit stärker negativen Day-Ahead-Preisen auftraten. Dies kann unterschiedliche, sich verstärkende Gründe haben. Zwar ist die Stromnachfrage tendenziell niedriger als in den Wintermonaten. Allerdings treten hohe Einspeisungen aus Windenergie eher in den Wintermonaten, im Frühjahr oder Herbst auf. Zudem werden Revisionen von Kraftwerken insbesondere in den Sommermonaten durchgeführt, was einer Reduktion des Angebots an konventioneller Leistung gleichkommt. Auch ist im Sommer die Nachfrage nach Wärme und damit die mit der Wärme verbundene Stromerzeugung geringer als im Winter. Auch scheint es auf Basis der Ergebnisse aus der Kraftwerksbetreiberabfrage eher unerheblich, ob es sich bei der Wärmeerzeugung um eine starre oder flexible Wärmeauskopplung handelt.

Nach der Wärmeauskopplung wurde in nahezu allen betrachteten Perioden (mit Ausnahme des 01.01.18) am zweithäufigsten Eigenerzeugung als Grund genannt, warum die am Netz befindlichen Kraftwerke in den betrachteten Perioden negative Preise in Kauf genommen haben. Die Angaben der Kraftwerksbetreiber aus der Abfrage bestätigen an dieser Stelle die Ergebnisse des ersten Berichtes über die Mindesterzeugung aus dem Jahr 2017<sup>22</sup>, in dem Wärmeauskopplung und

---

<sup>21</sup> Bundesnetzagentur (2017), Bericht über die Mindesterzeugung, S. 73.

<sup>22</sup> Bundesnetzagentur (2017), Bericht über die Mindesterzeugung

Eigenverbrauchsoptimierung zu den am häufigsten genannten Gründen der Einspeisung trotz negative Börsenpreise genannt wurden.

Der konventionelle Erzeugungssockel wurde weitergehend aufgeschlüsselt. So wurde der Beitrag der „Mindesterzeugungs-Kraftwerke“ (vgl. 1.1.2) zum konventionellen Erzeugungssockel identifiziert. In den analysierten Perioden lag die untere Leistungsgrenze der Mindesterzeugungs-Kraftwerke zwischen 38 % und 61 % bezogen auf den konventionellen Erzeugungssockel. Zwischen rund einem Drittel und zwei Drittel des konventionellen Erzeugungssockels beschreibt also diejenige Leistung, die von Kraftwerken bereitgestellt wird, damit die Mindesterzeugung von ebendiesen Kraftwerken bereitgestellt werden konnte. Die Höhe hängt stark von den Kraftwerken – und der damit verbundenen Höhe der unteren Leistungsgrenze der Kraftwerke – ab, die die Mindesterzeugung bereitstellen. Daher schwankt der Wert derart stark von Situation zu Situation. Grundsätzlich hätte die Mindesterzeugung allerdings auch von anderen Kraftwerken bereitgestellt werden können.

Die Mindesterzeugung macht den kleineren Anteil an der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus. Sie liegt zwischen 4.145 MW und 8.625 MW (der tatsächliche Wert für die Mindesterzeugung liegt oberhalb des in diesem Bericht ausgewiesenen Wertes, siehe Kapitel B). Dies entspricht einem Anteil an der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung zwischen 20 % und 34 %. Bei den im ersten Bericht über die Mindesterzeugung betrachteten Tagen lag der Anteil noch bei maximal 20 %.<sup>23</sup> Die Höhe der Mindesterzeugung sowie deren Bestandteile in den einzelnen Perioden ist der Abbildung 40 zu entnehmen.

---

<sup>23</sup> Bundesnetzagentur (2017), Bericht über die Mindesterzeugung, S. 73.

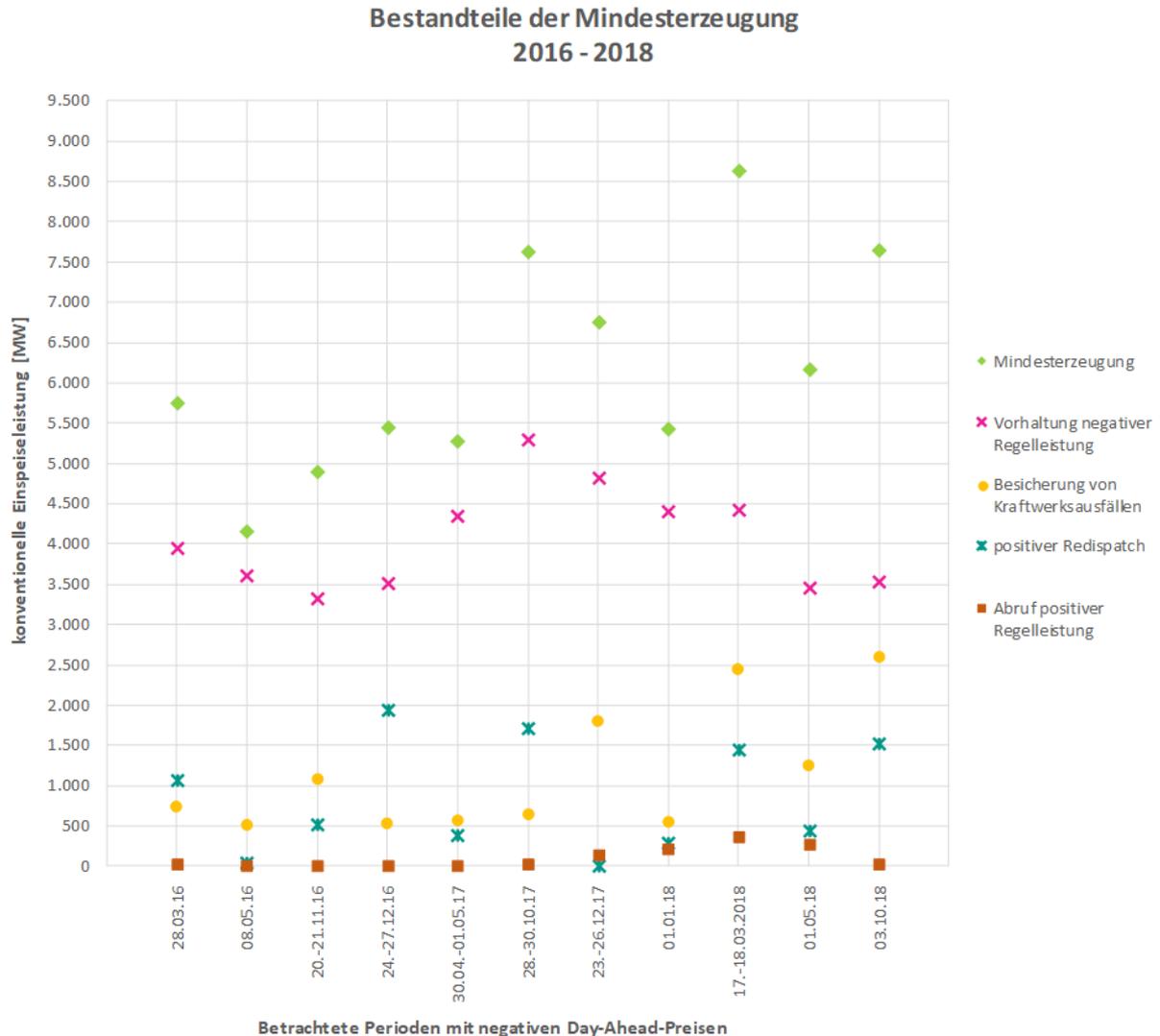


Abbildung 40: Bestandteile der Mindesterzeugung 2016 – 2018

In allen Perioden macht die Vorhaltung negativer Regelleistung den mit Abstand größten Anteil an der Mindesterzeugung aus. Die Besicherung von Kraftwerksausfällen und die Erbringung von positivem Redispatch sind weitere nennenswerte Treiber der Mindesterzeugung, dem Abruf positiver Regelleistung kommt eine untergeordnete Bedeutung zu.

Die Mindesterzeugung unterliegt teils stärkeren Schwankungen. In der Mehrzahl der Situationen schwankte die Mindesterzeugung im Zeitverlauf der betrachteten Perioden in einer Bandbreite zwischen rund 4.000 MW und 7.500 MW. Die Schwankungsbreite betrug dabei nur in wenigen Fällen und meist kurzzeitig (z. B. aufgrund von Abruf positiver Regelleistung) mehr als 3.500 MW. Dies bezieht sich insbesondere auf die Phasen mit negativen Börsenpreisen. In den Phasen mit positiven und insbesondere höheren positiven Preisen steigt die Mindesterzeugung und damit die Schwankungsbreite an. Die Schwankungen der Mindesterzeugung sind auch dann ausgeprägt, wenn mehrere Bestandteile zur selben Zeit verhältnismäßig hohe Beiträge leisten. Dies war beispielsweise in der Periode 17. – 18.03.18 der Fall (Abbildung 40). Zur Stunde mit dem minimalen

Börsenstrompreis lagen hier sowohl die negative Besicherung von Kraftwerksausfällen als auch der positive Redispatch auf einem verhältnismäßig hohen Niveau. Die Entwicklung der Mindesterzeugung anhand der analysierten Situationen sollte aufgrund dieser situationsabhängigen Sensitivität der Mindesterzeugung hinsichtlich ihrer Bestandteile nicht überinterpretiert werden. Der erkennbare leichte Anstieg der Mindesterzeugung seit 2016 begründet sich am ehesten mit einer Zunahme der Besicherung von Kraftwerksausfällen. Allerdings ist auch bei der Besicherung von Kraftwerksausfällen zu beobachten, dass die Werte verhältnismäßig stark schwanken.

### 3.3 Netzsituation

Aus den insgesamt in diesem Bericht betrachteten elf Zeiträumen wurden für fünf Zeiträume weitergehende Analysen der Netz- und Einspeisesituation durch die Übertragungsnetzbetreiber vorgenommen. Hierbei handelte es sich in chronologischer Reihenfolge um folgende Zeiträume mit Nennung der jeweiligen Charakteristika, die für die Netzanalysen von besonderer Bedeutung sind:

- 24.12. – 27.12.2016 (verhältnismäßig viel erneuerbare Einspeisung, insb. Wind, bei feiertagsbedingt niedriger Last; viel Redispatch)
- 01.05.2017 (relativ hohe Wind- und Solareinspeisung bei feiertagsbedingt relativ geringer Last)
- 23.12. – 26.12.2017 (verhältnismäßig viel erneuerbare Einspeisung bei feiertagsbedingt niedriger Last)
- 17.03. – 18.03.2018 (verhältnismäßig viel erneuerbare Einspeisung, bei verhältnismäßig niedriger Last; viel Einspeisemanagement)
- 03.10.2018 (ausgeprägtes Engpassgeschehen von Nordosten nach Südwesten infolge hoher Windeinspeisung, hoher Export ins Ausland; viel Einspeisemanagement)

Im Betrachtungszeitraum 2016 bis 2018 haben sich sowohl bei der Netzsituation als auch bei der Einspeisesituation strukturelle Veränderungen ergeben, die die Ergebnisse im Zeitverlauf teilweise maßgeblich beeinflussen. Hier ist auf der Netzseite die Fertigstellung der Verbindung Altenfeld-Redwitz (sog. Thüringer Strombrücke) als Doppelsystem hervorzuheben. Hierdurch wird die Verbindung zwischen den Netzgebieten von 50Hertz und TenneT verstärkt und entlastet. Während der untersuchten Zeiträume Weihnachten 2016 und 01.05.2017 war nur ein Stromkreis dieses Doppelsystems in Betrieb, bevor im September 2017 die vollständige Inbetriebnahme erfolgte. Ab dem dritten Quartal 2018 ist jedoch wieder ein Anstieg der Redispatchmengen zu verzeichnen. Dies liegt unter anderem auch an der Einführung einer sogenannten „minRAM“ (Minimum Remaining Available Margin) von 20 % in der CWE Region (Marktkopplungsregion Zentral-Westeuropa). Dabei wurde von den involvierten Regulierungsbehörden zum 26.04.2018 für das Flow-Based Market

Coupling<sup>24</sup> ein Mindestanteil für die Leitungskapazitäten von 20 % festgelegt. Dieser muss von den ÜNB auf jeder berücksichtigten Leitung im CWE Flow-Based System für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung gestellt werden. Um dieses gewährleisten zu können, müssen potenziell überlastete Leitungen, sofern sie für den Handel in CWE relevant sind, von den ÜNB mit Hilfe von Redispatch freigeräumt werden. Dieser den Redispatchbedarf erhöhende Effekt wird nur teilweise dadurch kompensiert, dass seit dem 01.10.2018 die Engpassbewirtschaftung an der Grenze zu Österreich eingeführt wurde.<sup>25</sup> Auf der Einspeiseseite hat im Betrachtungszeitraum 2016 bis 2018 ein weiterer Zubau erneuerbarer Energien, insbesondere durch den Zubau der Offshore-Windenergie, stattgefunden.

Mit diesem Zubau stiegen auch die Einspeisemanagement-Maßnahmen bei Wind Onshore und insbesondere Wind Offshore an. Das Verhältnis von Einspeisemanagement zu Einspeisung steigt demnach bei Wind Offshore deutlicher als bei Wind Onshore an.

Die Gegenüberstellung der beiden in den vorherigen Kapiteln bereits analysierten Netzkarten der ÜNB vom 27.12.2016 06:30 Uhr (siehe Abbildung 16) und 18.03.2018 11:30 Uhr (siehe Abbildung 29) verdeutlicht beispielhaft, dass zu Onshore-Abregelungen im Zeitverlauf noch Offshore-Abregelungen hinzugekommen ist. Dies ist in den Karten erkennbar durch die zusätzlichen blauen Kreise für das Einspeisemanagement im Bereich der Deutschen Bucht in Niedersachsen.

---

<sup>24</sup> In der Region Zentral-Westeuropa (CWE) startete im Mai 2015 die Berechnung der für die Marktkopplung benötigten Kapazitäten mit der lastflussbasierten Methode (Flow-Based), welche die Methode der „verfügbaren Transportkapazität“ (ATC) abgelöst hat. Statt lediglich die grenzüberschreitenden Leitungen zu betrachten, wird in der lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode das gesamte Netz in die Berechnungen einbezogen.

<sup>25</sup> Vgl. Bundesnetzagentur: Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018, Bonn, 17.05.2019, S. 12

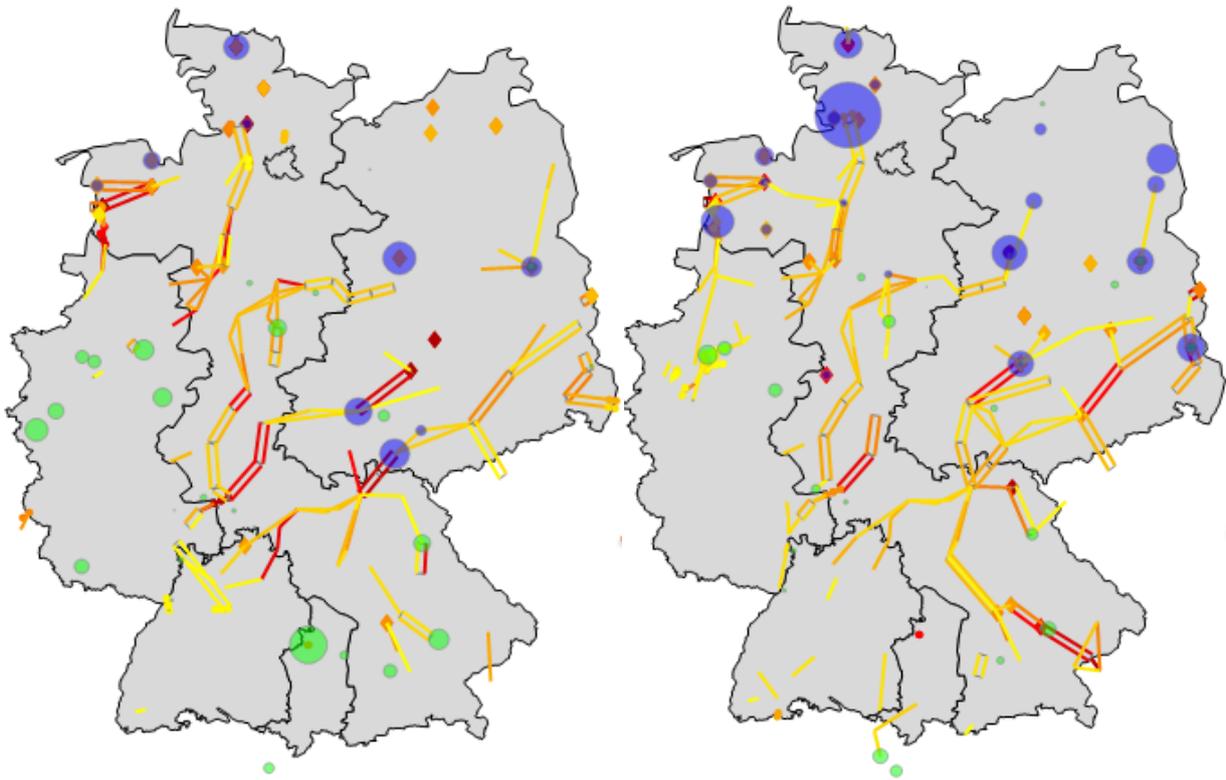


Abbildung 41: Vergleich Netz- und Einspeisesituation 27.12.2016 06:30 Uhr (links) mit 18.03.2018 11:30 Uhr (rechts)

Gemäß § 63 Abs. 3a EnWG soll bei der Evaluierung der Mindesterzeugung auch der Umfang analysiert werden, in dem die Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch die Mindesterzeugung beeinflusst worden ist. Bezogen auf obige Zeiträume wird daher der Zusammenhang zwischen Einspeisemanagement-Maßnahmen und der preisunelastischen Erzeugungsleistung näher betrachtet. Dabei wird untersucht, inwieweit das verfügbare Absenkpotehtial der trotz negativer Preise am Netz befindlichen Kraftwerke zur Engpassbehebung ausgeschöpft wurde, bevor EE-Anlagen aberegelt wurden.

Nach Analysen der Bundesnetzagentur auf Basis der Datenmeldungen der Netzbetreiber begründet sich ein nennenswerter Teil der EE-Abregelungen in den betrachteten Perioden mit vertikalen Engpässen. Die Engpässe entstehen in diesen Fällen überwiegend in den Umspanntransformatoren von der Verteil- auf die Übertragungsnetzebene durch die hohe EE-Einspeisung in den unterlagerten Netzebenen. Redispatch mit Kraftwerken auf der Übertragungsnetzebene ist in diesen Fällen wirkungslos.

Durch den Ausbau der Umspannwerke (mit ggf. zusätzlich erforderlicher Ertüchtigung in den unterlagerten Netzen) sind die aufgrund von vertikalen Engpässen verursachten Einspeisemanagement-Maßnahmen zu senken. Für die Mehrzahl der am stärksten überlasteten Umspannwerke liegen der Bundesnetzagentur bereits Anträge für Investitionsmaßnahmen gem. §

23 ARegV vor. Diese sehen die Inbetriebnahme der ausgebauten Umspannwerke bis spätestens 2023 vor.

Selbstverständlich wird die Bundesnetzagentur darauf achten, dass auch an den übrigen vertikalen Engpässen von den Netzbetreibern in einen ausreichenden Ausbau der Netzinfrastruktur investiert wird. Allerdings fehlt es derzeit in der Anreizregulierung noch an spezifischen Anreizen für einen schnellen Ausbau der nötigen Infrastruktur.

Bei horizontalen Engpässen auf der Höchstspannungsebene ist Kraftwerksredispatch auf der Höchstspannungsebene grundsätzlich wirksam. Die Netzanalysen der Übertragungsnetzbetreiber beschreiben für die ausgewählten Zeitpunkte die Dimensionierung des erforderlichen Redispatches zur Behebung der Netzengpässe in den Vorschauprozessen. Die Kraftwerke werden dabei entsprechend des gemeldeten negativen Redispatchvermögens zum negativen Redispatch herangezogen. Die ÜNB-Planungsprozesse sind so ausgelegt, dass das gemeldete Redispatchpotential entsprechend der Befundsituation netztechnisch optimal genutzt wird. Dabei werden die Kraftwerke anhand der Engpasssituation und Sensitivität des Kraftwerkes auf diesen Engpass ausgewählt.

In den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Analysen, verbunden mit den der Bundesnetzagentur vorliegenden KWEP-Daten, konnte zu den analysierten Zeitpunkten keine zusätzliche Kraftwerksleistung (freies negatives Redispatchvermögen) identifiziert werden, die eine engpassentlastende Wirkung gehabt hätte. Auf Basis der Datenlage sowie ergänzender Begründungen der Übertragungsnetzbetreiber wurden die verfügbaren, wirksamen Kraftwerke innerhalb ihres Betriebsbandes weitestgehend ausgeschöpft, bevor Einspeisemanagement-Maßnahmen zur weiteren Behebung von Engpässen durchgeführt wurden.

In den überwiegenden Fällen, in denen am Netz befindliche Kraftwerke noch freies negatives Redispatchpotential gemeldet hatten, wäre ein weiteres Absenken im Redispatch nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber auf die Engpässe unwirksam gewesen und situationsabhängig kontraproduktiv.

Die Übertragungsnetzbetreiber gaben darüber hinaus diejenigen Kraftwerke an, die im Redispatch zur Behebung eines Engpasses vollständig heruntergefahren werden konnten (also unterhalb der vom Kraftwerksbetreiber gemeldeten unteren Leistungsgrenze bzw. PROD\_min). Hauptkriterium hierfür ist die konkrete Engpasssituation, d.h. es muss die Notwendigkeit des kompletten Abfahrens eines Kraftwerkes und eine Wirksamkeit auf den Engpass bestehen. Gleichzeitig dürfen durch das Abfahren notwendige Systemdienstleistungen und die mit einer Wärmeproduktion gekoppelte Erzeugung von KWK-Strom nicht eingeschränkt werden. Dabei handelte es sich um vier Braunkohlekraftwerksblöcke und einen Steinkohleblock, die im Zeitraum 24. – 27.12.2016 zeitweise vollständig abgeregelt worden sind. Im Zeitraum 23. – 26.12.2017 wurde ein Braunkohlekraftwerksblock zeitweise vollständig auf Anforderung der ÜNB abgefahren.

Die Analyse der Bundesnetzagentur hat in Einzelfällen Unregelmäßigkeiten im Meldeprozess der Einsatzplanungsdaten gezeigt. In diesen Fällen konnten die Übertragungsnetzbetreiber nach eigenen Angaben bereits während der analysierten Perioden durch teilweise mehrfaches Nachfragen bei den Kraftwerksbetreibern, schließlich das tatsächlich verfügbare negative Redispatchpotential nutzen. Hier sind daher zukünftig noch Verbesserungen in der Datenqualität notwendig.

## F **Ausblick und Perspektiven zur möglichen Senkung der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels**

Nach § 63 Abs. 3a EnWG behandelt der Bericht über die Mindesterzeugung auch die zukünftige Entwicklung der Mindesterzeugung. Der entsprechende Ausblick wird in diesem Kapitel vorgenommen. Dabei wird zwischen einem Ausblick bezogen auf die Mindesterzeugung (1) und dem konventionellen Erzeugungssockel (2) unterschieden. Zudem werden in den beiden Kapitel Möglichkeiten zur Senkung der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels beschrieben.

### **1. 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 bedingt<sup>26</sup>. 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. Sie ist für das Funktionieren der Elektrizitätsversorgung unverzichtbar. Die fluktuierende Einspeisung aus PV- und Windkraftanlagen soll zukünftig zur Systemstabilität beitragen, indem diese Anlagen bzw. Anlagenpools am Regelreservemarkt partizipieren. Regelleistung – und hier v.a. die negative Regelleistung – kann technisch und regulatorisch problemlos auch von Windenergie- und PV-Anlagen bereitgestellt werden. Eine Teilnahme dieser Anlagen am Regelleistungsmarkt ist derzeit aber nicht zu beobachten. Die Struktur der EEG-Förderung dieser Anlagen lässt eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt wirtschaftlich nicht besonders attraktiv erscheinen. Da die Erlösmöglichkeiten auf dem Markt für negative Regelleistung zumeist nicht das Förderniveau für eine Einspeisung erreichen, würde sich die Anlage finanziell schlechter stellen, wenn sie zugunsten der Erbringung von negativer Regelleistung auf die höhere

---

<sup>26</sup> 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

Einspeisevergütung verzichtet. Das Erbringen von positiver Regelleistung würde zudem eine gedrosselte Fahrweise dieser EE-Anlagen voraussetzen. Die dadurch entgangenen Förderungen sind derzeit nur schwer durch Einnahmen am Regelleistungsmarkt zu kompensieren. Interessanter könnte der Regelleistungsmarkt mit dem Auslaufen der Förderung werden. Möglicherweise werden dann auch verstärkt Windenergie- und PV-Anlagen am Regelleistungsmarkt auftreten und dadurch konventionelle Kraftwerke als Regelleistungserbringer substituieren.

Der Umfang der erforderlichen Regelleistungsvorhaltung wird auf Basis eines mathematischen Verfahrens bestimmt, welches basierend auf in der Vergangenheit aufgetretenen Systembilanzungleichgewichten den Regelreservebedarf berechnet. Die Ausschreibungsmengen für Sekundärregel- und Minutenreserve sind dabei in Deutschland von 2012 bis 2018 von im Mittel +4.000 MW bzw. -4.600 MW auf +3.000 MW bzw. -1.800 MW zurückgegangen. Dies entspricht einer Reduktion um 25 % für positive und um 60 % für negative Regelleistung. Die Weiterentwicklung des Dimensionierungsverfahrens hin zu einem dynamischen Verfahren (zunächst wöchentliche Dimensionierung) wird zu einer höheren Volatilität der Ausschreibungsmengen führen, allerdings ist nicht davon auszugehen, dass es zu einer weiteren Reduktion der Regelreservevorhaltung kommen wird.

Mit Einführen des Regelarbeitsmarktes in Deutschland 2020 und dessen europäische Harmonisierung im Rahmen der europäischen Regelarbeitsplattformen (PICASSO für SRL, MARI für MRL) einige Jahre später könnten andere Anbieter noch kurzfristig in den Regelarbeitsmarkt optieren und dadurch zunehmend derzeitige Regelleistungserbringende Kraftwerke substituieren. Dies könnte perspektivisch die für negative Regelleistung vorzuhaltende konventionelle Kraftwerksleistung in Deutschland weiter reduzieren helfen.

### **Spannungshaltung**

Solange 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.

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 diene hier u.a. der Umbau im Kernkraftwerk Biblis A von einem Generator zum rotierenden Phasenschieber zur Stabilisierung des lokalen Blindleistungsbedarfs.

Wenn neue Blindleistungs-Kompensationselemente auch dort installiert werden wo noch konventionelle Kraftwerke vorhanden sind, würde die Abhängigkeit der Netze von Blindleistung aus konventionellen Anlagen abnehmen und die Mindesterzeugung könnte eventuell sinken. Andererseits würden daraus vermutlich auch Mehrkosten resultieren, denn die bestehenden Kraftwerke werden bisher nur in Einzelfällen für die Bereitstellung von Blindleistung vergütet. Angesichts der immer noch nicht zufriedenstellenden Transparenz insbesondere hinsichtlich der Preise für die Blindleistungsbereitstellung ist eine genaue Kostenabschätzung noch nicht leistbar.

### **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 synchronegekoppelter Generatoren konventioneller Kraftwerke am Höchstspannungsnetz zu betrachten.

Die Entwicklung der benötigten und verfügbaren Kurzschlussleistung wurde bereits in diversen Studien untersucht<sup>27</sup>. Diese haben unter anderem gezeigt, dass zum heutigen Zeitpunkt eine ausreichende 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 sein<sup>28</sup>. Aufgrund des zu erwartenden Rückgangs konventioneller Erzeugung auch im benachbarten Ausland und der vergrößerten Spannungstrichter<sup>29</sup> sollte diese Entwicklung jedoch beobachtet werden, um rechtzeitig, bestenfalls grenzüberschreitende, Konzepte und Maßnahmen zu entwickeln<sup>30</sup>.

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

---

<sup>27</sup> Vgl. Deutsche Energie Agentur GmbH: dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 – Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Endbericht, Berlin 2014

<sup>28</sup> 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;

<sup>29</sup> 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.

<sup>30</sup> Vgl. Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen: Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023, Abschlussbericht, Aachen, 2015

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 Mindestenergieerzeugung 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 Mindestenergieerzeugung<sup>31</sup>

Zur Behebung der vertikalen Engpässe ist insbesondere der Ausbau der überlasteten Umspannwerke erforderlich. Die Bundesnetzagentur wird darauf achten, dass die überlasteten Umspannwerke von den ÜNB und VNB schnellstmöglich ausgebaut werden. Darüber hinaus plädiert die Bundesnetzagentur im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung für die Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber spezifische Anreize für eine schnellere Beseitigung der Engpässe zu setzen.

Die Reduktion des Redispatchbedarfs ließe sich ferner durch einen regional gleichmäßigeren Ausbau der erneuerbaren Energien erzielen. Insbesondere würde sich ein Ausbau der erneuerbaren Energien in Süddeutschland tendenziell engpassentlastend auswirken. Dieser bleibt allerdings momentan hinter den Erwartungen zurück, nicht zuletzt wegen restriktiver landesplanungsrechtlicher Vorgaben.

Der Einfluss des Redispatchbedarfs auf die konventionelle Mindestenergieerzeugung hängt stark von den Witterungsbedingungen ab und ist nur schwer vorherzusagen. Wie schon im Jahr 2015 (erster Bericht über die Mindestenergieerzeugung) wurden in den Jahren 2016 bis 2018 vermehrt notwendige Anpassungs- und Redispatchmaßnahmen durchgeführt, mit entsprechendem Einfluss auf die Mindestenergieerzeugung. Für die Zukunft sind bei den Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen einige gravierende Veränderungen zu erwarten:

- Aufgrund der vom EU-Recht angeordneten Steigerung der grenzüberschreitenden Kapazität, des Ausbaus der Offshore-Windparks und der Anbindungsleitungen nach Norwegen wird der Redispatchbedarf zunehmen.

---

<sup>31</sup> Vgl. consentec: Konventionelle Mindestenergieerzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung, Abschlussbericht, 25.01.2016

- Der Leitungsausbau geht langsam aber stetig voran und reduziert den Redispatchbedarf.
- Die Bewirtschaftung des Bestandsnetzes macht Fortschritte, was ebenfalls den Redispatchbedarf senkt.
- 2021 tritt schließlich das reformierte Redispatch in Kraft, das im NABEG-Gesetzgebungsprozess ins EnWG und EEG geschrieben wurde. Dieses soll zu einem insgesamt wesentlich effizienteren Redispatch führen, indem es Redispatch und EinsMan integriert, den Abruf selbst zielgenauer vornimmt, die Abstimmungsprozesse zwischen den Netzbetreibern effizienter gestaltet, den Kreis der abrufbaren konventionellen Kraftwerke um die KWK-Anlagen und die Eigenerzeugungsanlagen erweitert. Es ist zu erwarten, dass sich dies günstig auf die abzurufenden Volumina auswirken dürfte.

Negative Regelleistungsvorhaltung und die Besicherung von Kraftwerksausfällen sind die wesentlichen Bestandteile der Mindesterzeugung. Spannungshaltung und Kurzschlussleistung werden derzeit als implizite Systemdienstleistungen durch den konventionellen Erzeugungssockel erbracht. Ein zusätzlicher Bedarf an positivem Redispatch für Spannungshaltung und Kurzschlussleistung könnte bei einem beschleunigten Rückgang des konventionellen Erzeugungssockels entstehen. Dies würde sich erhöhend auf die Mindesterzeugung auswirken.

### **Momentanreserve**

Im Rahmen des NEP 2025 wurde bereits ein Bericht <sup>32</sup> zu den „Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb“ veröffentlicht (siehe Kapitel 4.3 des NEP 2025). Darin wird davon ausgegangen, dass Leistungsungleichgewichte von bis zu 10 % der Netzlast beherrschbar sind, sofern eine minimale Schwungmasse, die einer Netzanlaufzeitkonstanten<sup>33</sup> von 2,5 s entspricht, zur Verfügung steht. Dieser Wert könne in der Regel ohne Zusatzaufwand eingehalten werden, wenn die in Deutschland vorzuhaltende Primärregelleistung auch in Zukunft von konventionellen Kraftwerken (also Kraftwerken mit rotierender Masse) bereitgestellt wird. Im Bericht „Bewertung der Systemstabilität“ zum NEP 2019 – 2030 sind die ÜNB auf die inzwischen geänderten Randbedingungen seit den Untersuchungen zum NEP 2025 eingegangen:

Einerseits werde aus heutiger Sicht bei der Analyse von Netzauftrennungen davonausgegangen, dass deutlich höhere Leistungsungleichgewichte in Folge der stetig steigenden

---

<sup>32</sup> [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/media/documents/Minimale Schwungmasse.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/media/documents/Minimale_Schwungmasse.pdf) [Letzter Abruf: 27.08.2019]

<sup>33</sup> Die Netzanlaufzeitkonstante entspricht der mittleren Anlaufzeit aller zur Stromerzeugung an das Stromnetz angeschlossenen Maschinensätze (in der Regel Turbosätze, also Generator mit Turbine). Die Anlaufzeit entspricht der Zeit, die ein Maschinensatz benötigt, um bei Nennmoment aus dem Stillstand auf seine Nenndrehzahl zu beschleunigen. Von daher gibt die Netzanlaufzeitkonstante die Zeit an, die benötigt wird, um die im System vorhandenen Generator-Maschinensätze bei Nennmoment vom Stillstand auf ihre Nenndrehzahl bzw. umgerechnet auf Nennfrequenz 50 Hz zu beschleunigen. Demnach ist sie ein Maß für das im System vorhandene Trägheitsmoment der Schwungmassen der Generator-Maschinensätze. Dieses Trägheitsmoment bestimmt momentan maßgeblich die im Netz vorhandene Momentanreserve.

Übertragungsleistung im Drehstromnetz – z.B. durch Maßnahmen zur Höherauslastung – vorkommen werden. Andererseits werde bereits heute ein beträchtlicher Teil der Primärregelleistung nicht mehr durch konventionelle Kraftwerke vorgehalten, wodurch deren Anteil an der Momentanreserve nicht mehr gesichert zur Verfügung stünde.

Eine systemdienliche Integration sowohl der umrichterbasierten Erzeugungsanlagen als auch der umrichterbasierten Betriebsmittel im Übertragungsnetz sei zwingend erforderlich. Perspektivisch erfordere dies zum einen Anpassungen und Konkretisierungen der bisherigen Netzanschlussregeln, insbesondere im Hinblick auf die Bereitstellung von Momentanreserve durch umrichterbasierte Anlagen. Zum anderen müssten aber auch effektive Qualitätssicherungsprozesse zur Überprüfung des Anlagenverhaltens als auch die des Systemverhaltens im Störfall eingeführt werden.

Da absehbar im Kurzzeit-Horizont die Performance von Bestandsanlagen nicht ausreichen werde, um die Frequenzstabilität bei Überfrequenz für alle Netzauftrennungs-Szenarien aufrecht zu erhalten, müssten die Letztmaßnahmen für Überfrequenz auf ihre Wirksamkeit überprüft werden. Zudem müssten, sofern notwendig, weitere temporäre Gegenmaßnahmen, wie beispielsweise ein zusätzlicher Überfrequenz-Erzeugungsabwurf und die Errichtung von Betriebsmitteln mit Beitrag zur Momentanreserve wie z. B. rotierende Phasenschieber mit zusätzlicher Schwungmasse oder STATCOMs mit angepasstem Regelungskonzept und Energiespeicher zur Sicherstellung der Frequenzstabilität ergriffen werden. Dies sei insbesondere vor dem Hintergrund zu berücksichtigen, dass sich regelbare Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung und zur Beherrschung von Störungen im Kontext der transienten Stabilität sowie der Spannungshaltung und -stabilität ohnehin als notwendig erwiesen hätten.

## 2. 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 intensiviertere Verbindungen ins europäische Ausland, 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.

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 entnahmebezogene Entgeltbestandteil bei der EEG-Umlage und abgeschwächt bei Netzentgelten hat zur Folge, dass sich eine Reaktion auf Strommarktpreise weniger rentiert. Die zurzeit beginnende Diskussion über eine Fortentwicklung des Entgelt- und Umlagensystems ist auch vor dem Hintergrund einer möglichst weitreichenden Integration des Verbrauchs in den Strommarkt zu führen. Im industriellen Bereich sollte ernsthaft erwogen werden, die entnahmeabhängige Preiskomponente Arbeitspreis ganz entfallen zu lassen. Die Anreize der industriellen Sonderregelungen (z. B. vermiedene Netzentgelte, Bandlastentgelte) sollten abgeschafft oder zumindest so umgestaltet werden, dass sie nicht mehr faktisch zu Anreizen führen, Kraftwerke preisunelastisch zu fahren.

Neben obigen marktlichen und außermärklichen Anreizen, die schon jetzt Einfluss insbesondere auf den konventionellen Erzeugungssockel haben, stehen in naher Zukunft weitere Änderungen im konventionellen Erzeugungsbereich an, die Auswirkungen haben sollten sowohl auf die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel: Die im Atomgesetz geregelte Abschaltung der noch am Netz befindlichen Kernkraftwerke sowie die politisch gewünschte vorzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerkskapazitäten. Nach dem Atomgesetz werden bis zum Jahr 2022 alle verbliebenen Kernkraftwerke stillgelegt. Gegenüber heute sind dies Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 9,5 GW.<sup>34</sup> Zusätzlich sollen gemäß Abschlussbericht der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung<sup>35</sup> in den nächsten Jahren Kohlekraftwerke stillgelegt werden, sodass bis zum Ende des Jahres 2022 noch je 15 GW Braun- und Steinkohlekapazitäten am Strommarkt sein werden. Im Jahr 2030 sollen es noch 9 GW Braun- und 8 GW Steinkohlekapazitäten sein. Damit sollen in den nächsten Jahren genau die Energieträger vom Netz gehen, die in den Perioden mit negativen Day-Ahead-Preisen den größten Anteil an der gesamten konventionellen preisunelastischen Erzeugungslieferung ausmachen. Ihr gemeinsamer Anteil lag in den betrachteten Perioden bei rund Zweidrittel (59 - 73 %, der Anteil wird vermutlich eher

---

<sup>34</sup> Bundesnetzagentur (2019), Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur vom 07.03.2019

<sup>35</sup> Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (2019), Abschlussbericht, S. 63 ff.

unterschätzt, da die gesamte preisunelastische Erzeugungsleistung nicht energieträgerscharf bekannt ist). Es sollte daraus nicht gefolgert werden, dass die preisunelastische Erzeugungsleistung sich in gleichem Maße reduziert, in dem Kern- und Kohlekraftwerkskapazitäten vom Netz gehen. Zum einen speisen in den betrachteten Perioden insbesondere nicht alle Kohlekraftwerksblöcke ein, sondern ein nicht unerheblicher Teil hat seine Einspeisung bereits aus betriebswirtschaftlichen Gründen eingestellt. Werden diese Kraftwerke nun stillgelegt, so hat dies keinen 1:1 Effekt auf die Höhe der preiselastischen Erzeugungsleistung. Diejenigen Kraftwerke, die am Netz waren, liefen (nahezu) auf der unteren Leistungsgrenze, also nur zu einem Anteil an der gesamten Kraftwerkskapazität. Zum anderen kann sich ein gewisser Substitutionseffekt einstellen. In dem Fall können Kraftwerke einspeisen, die in den betrachteten Perioden nicht am Netz waren.

Darum ist das Ausmaß der Reduzierung der preisunelastischen konventionellen Erzeugungsleistung, durch Abschaltung von Kraftwerken, im Voraus nicht bezifferbar. Von daher ist auch unbekannt, inwieweit die Anzahl der Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen durch die Abschaltungen sinken und demnach in weniger Situationen preisunelastische konventionelle Kraftwerksleistung ausgewiesen würde.

Wie groß genau der Effekt der Stilllegung der Kernkraftwerke und der vorzeitigen Stilllegung von Kohlekraftwerken auf die Mindesterzeugung und den konventionellen Erzeugungssockel sein werden, lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt nicht sachgerecht beantworten. Dass die Stilllegungen einen (senkenden) Einfluss auf Mindesterzeugung und konventionellen Erzeugungssockel haben werden, ist allerdings sehr wahrscheinlich.

# Anhang

## Auswertungen der Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern zu den Gründen der Einspeisung trotz negativer Börsenpreise

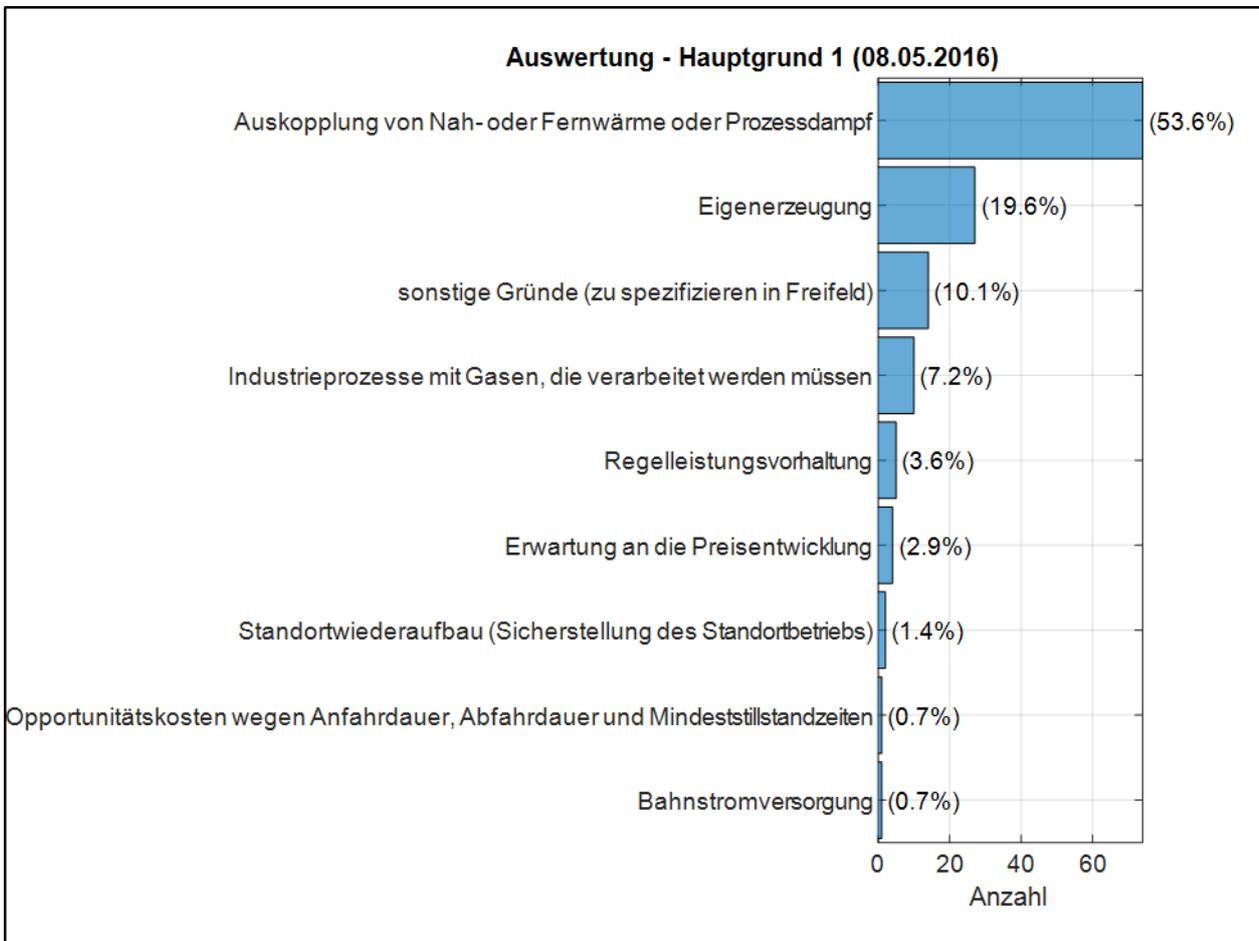


Abbildung 42: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 08.05.16

Falls es neben dem vorrangigen Hauptgrund zur Einspeisung einen weiteren gab:

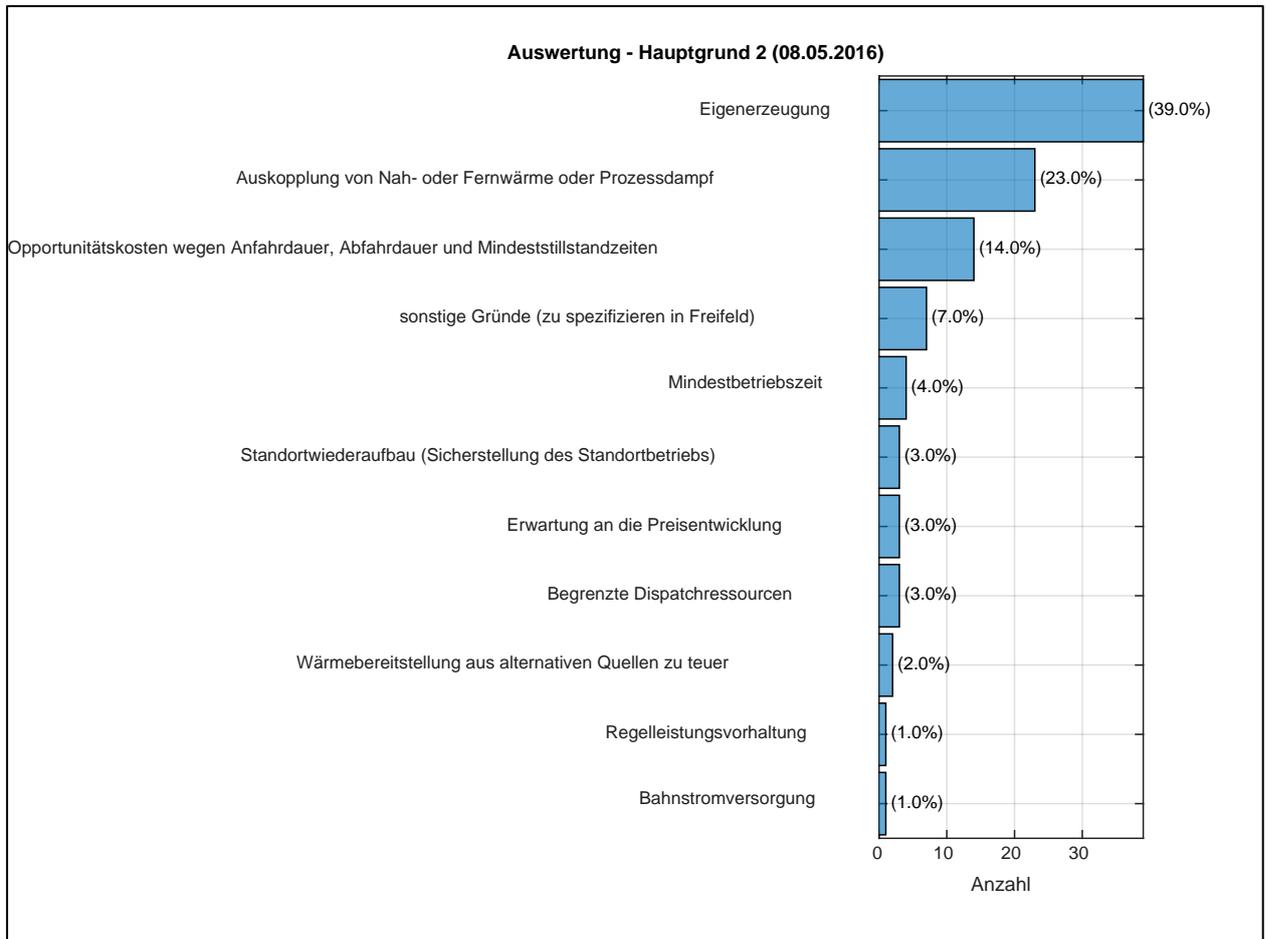


Abbildung 43: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 08.05.16

In noch weniger Fällen gab es einen dritten Hauptgrund zur Einspeisung:

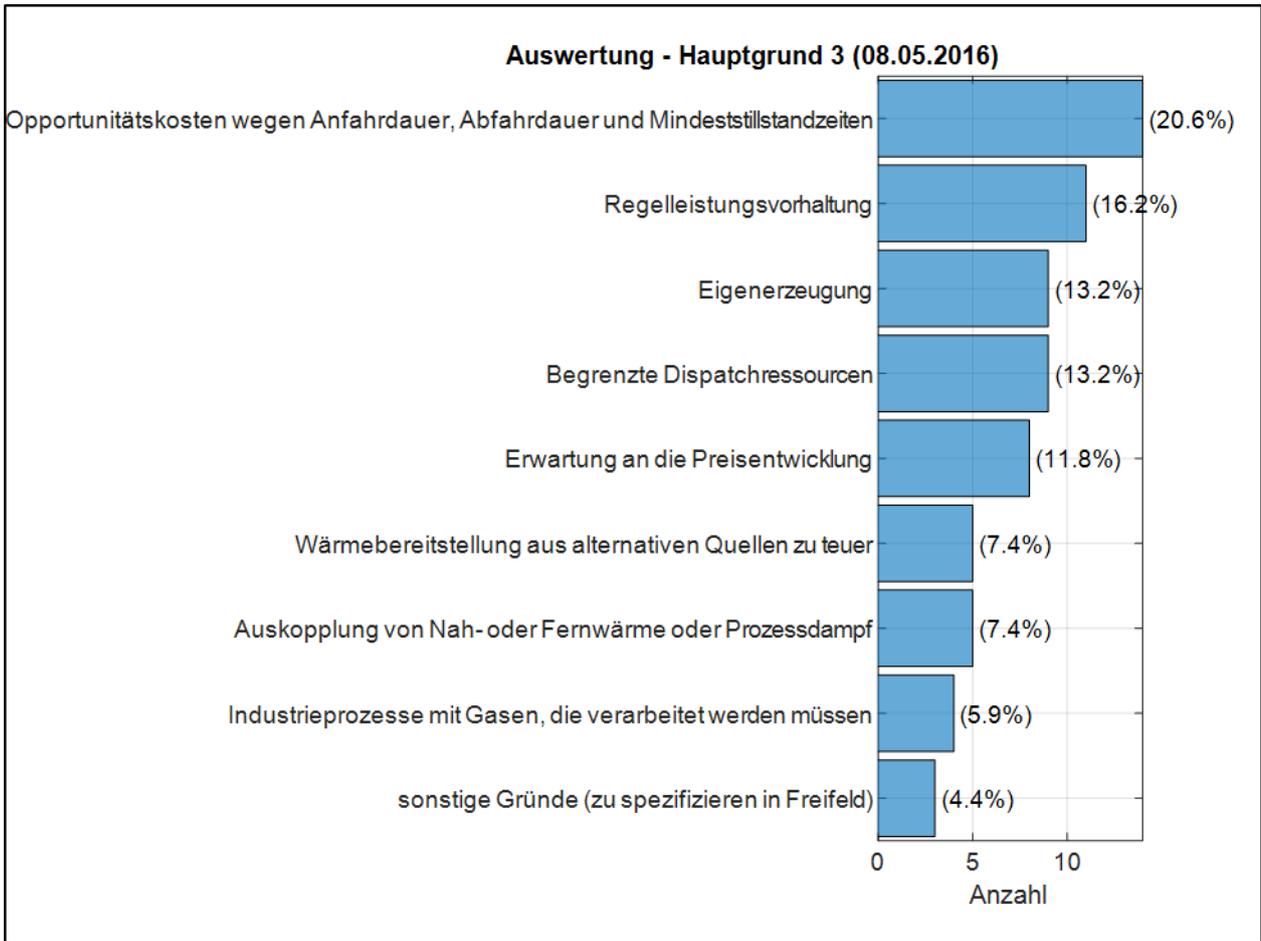


Abbildung 44: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 08.05.16

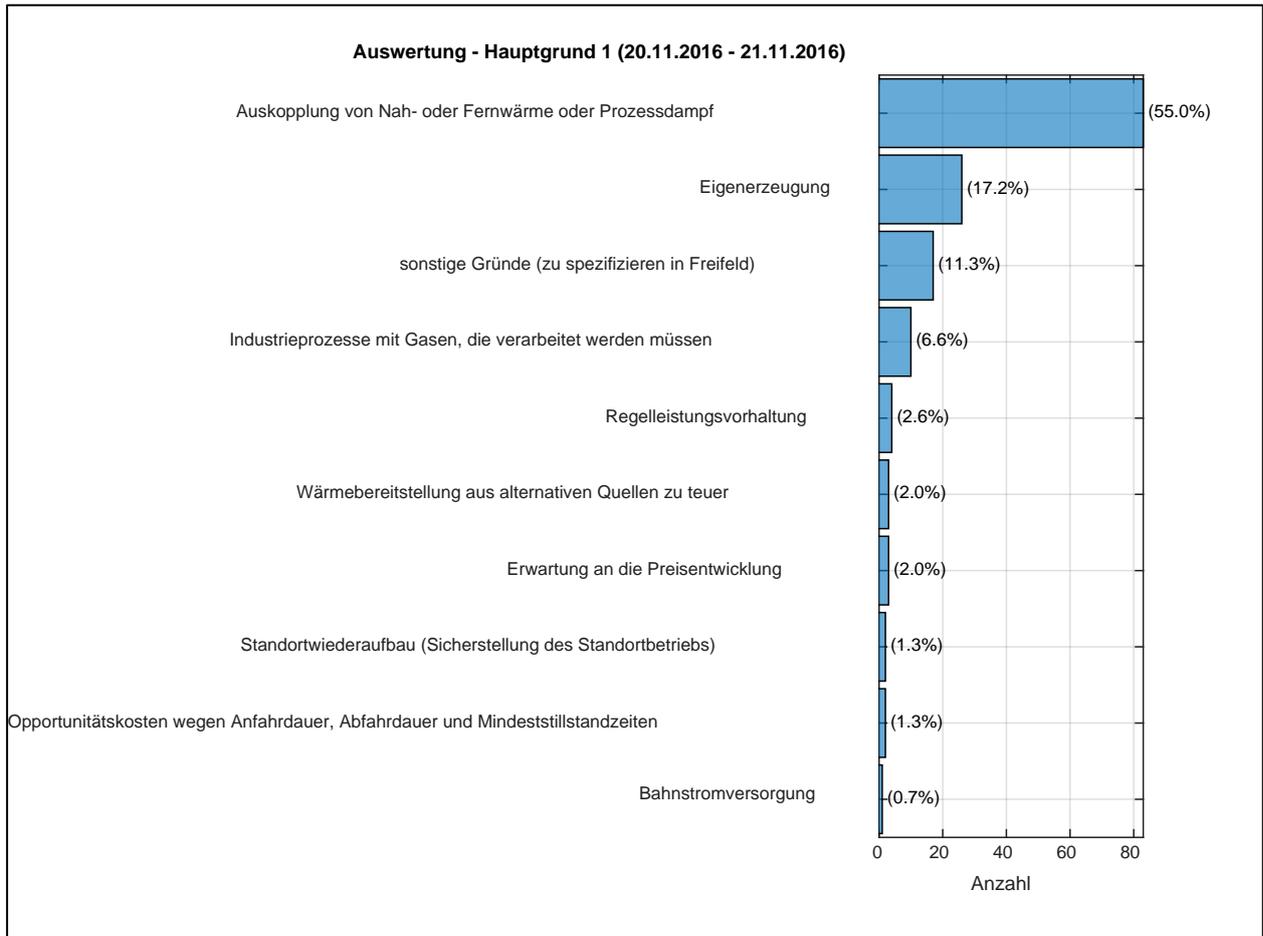


Abbildung 45: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 20. – 21.11.16

Falls es neben dem vorrangigen Hauptgrund zur Einspeisung einen weiteren gab:

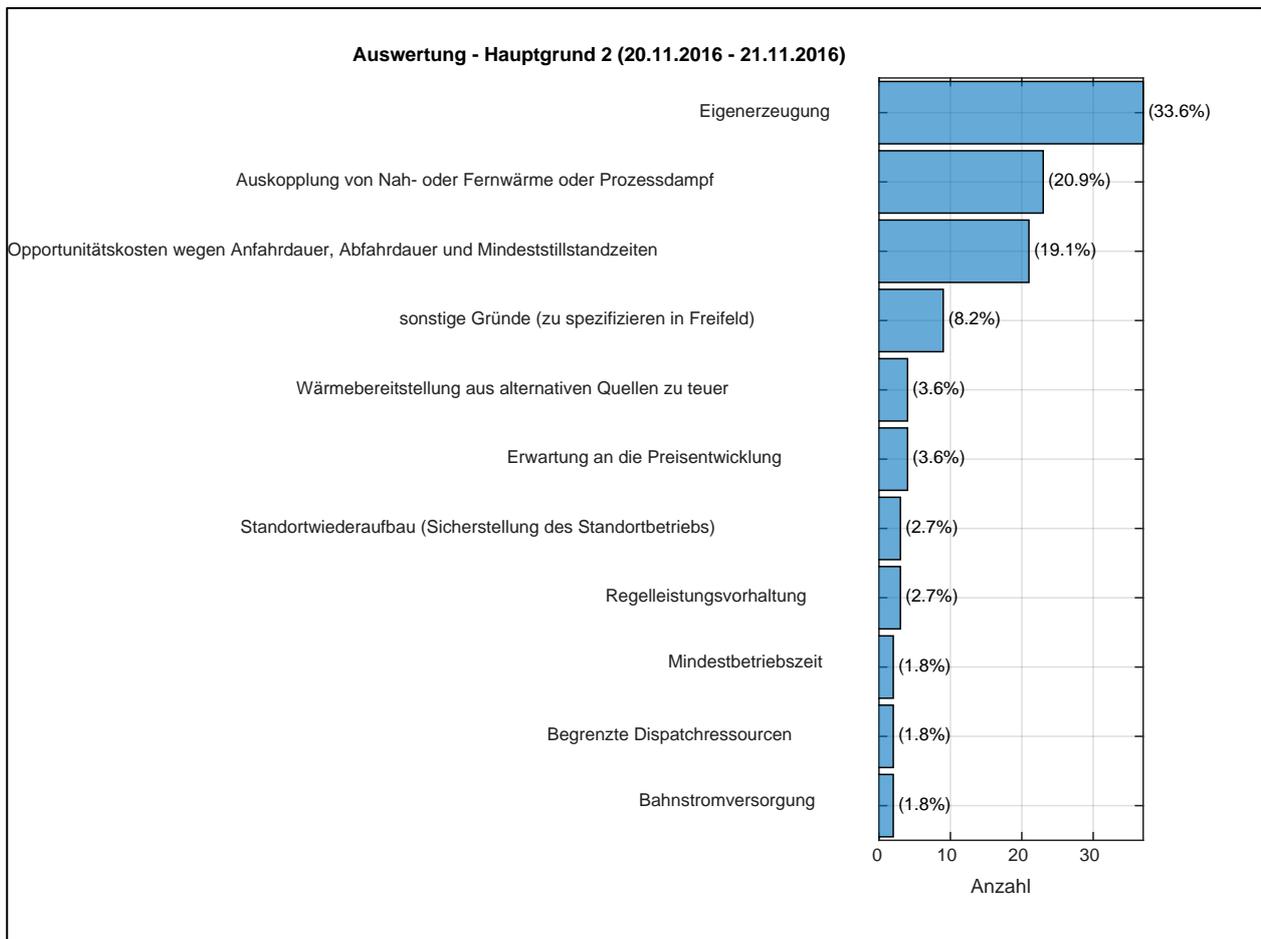


Abbildung 46: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 20. – 21.11.16

In noch weniger Fällen gab es einen dritten Hauptgrund zur Einspeisung:

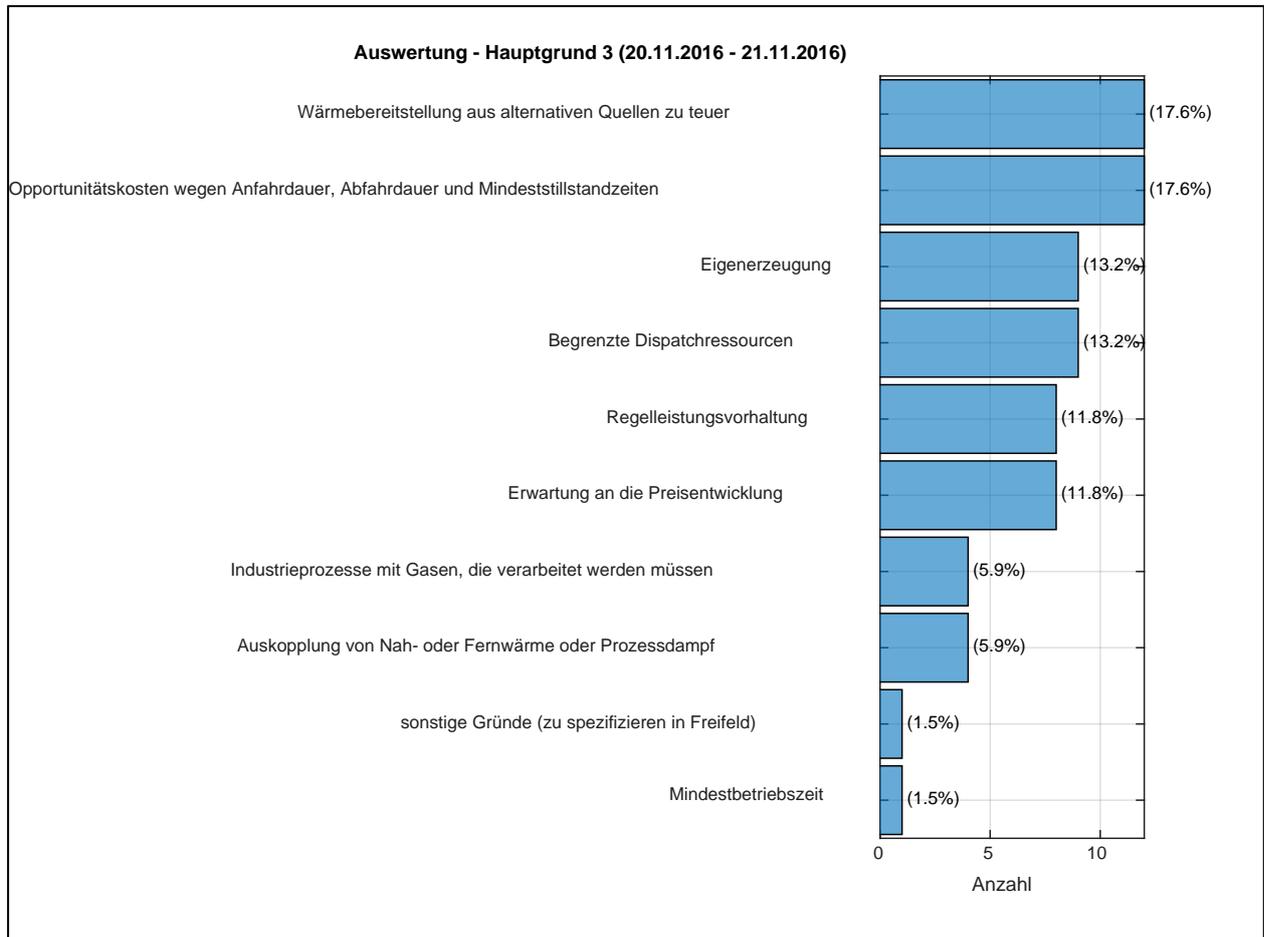


Abbildung 47: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 20. – 21.11.16

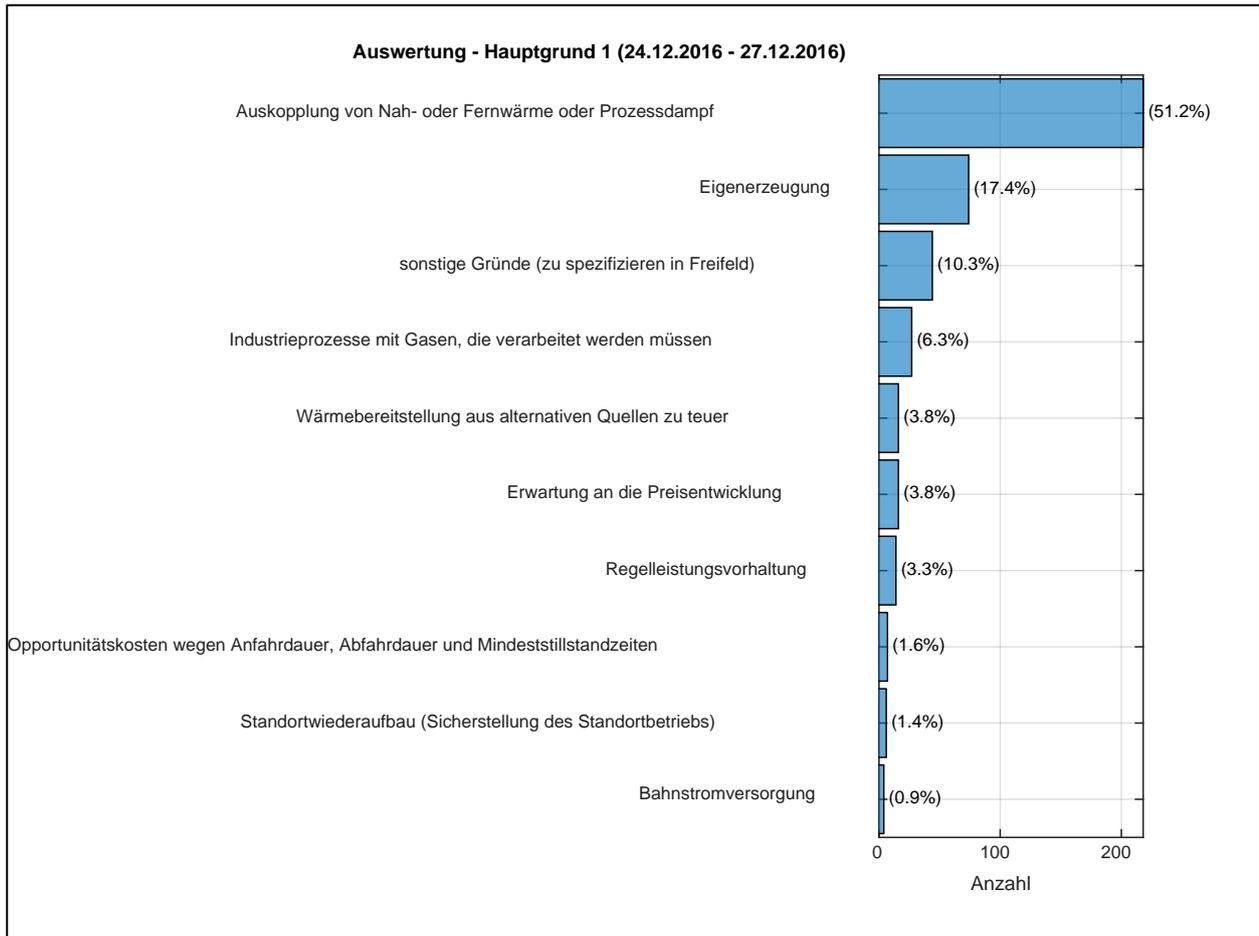


Abbildung 48: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 24. – 27.12.16

Falls es neben dem vorrangigen Hauptgrund zur Einspeisung einen weiteren gab:

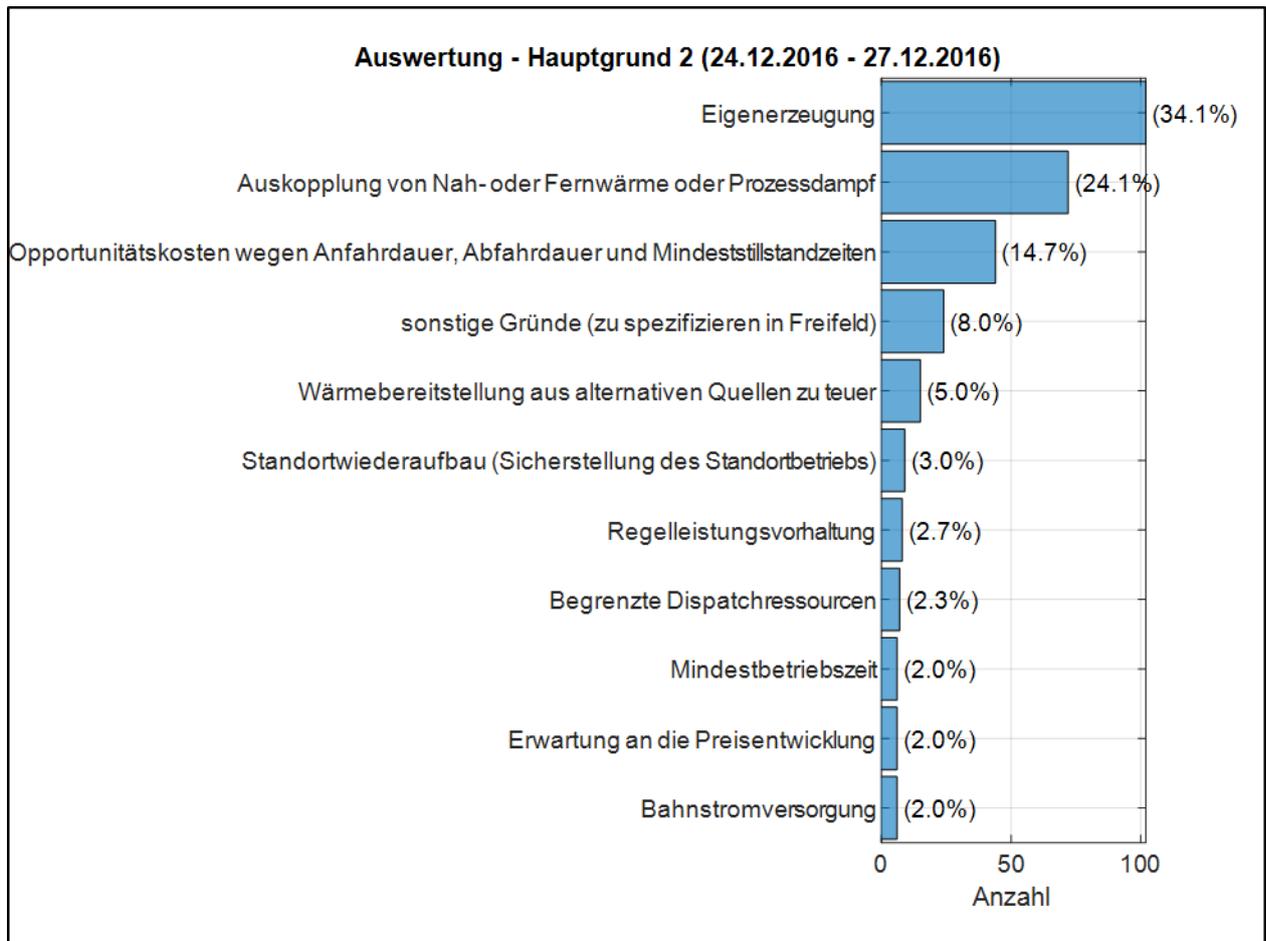


Abbildung 49: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 24. – 27.12.16

In noch weniger Fällen gab es einen dritten Hauptgrund zur Einspeisung an Weihnachten in 2016:

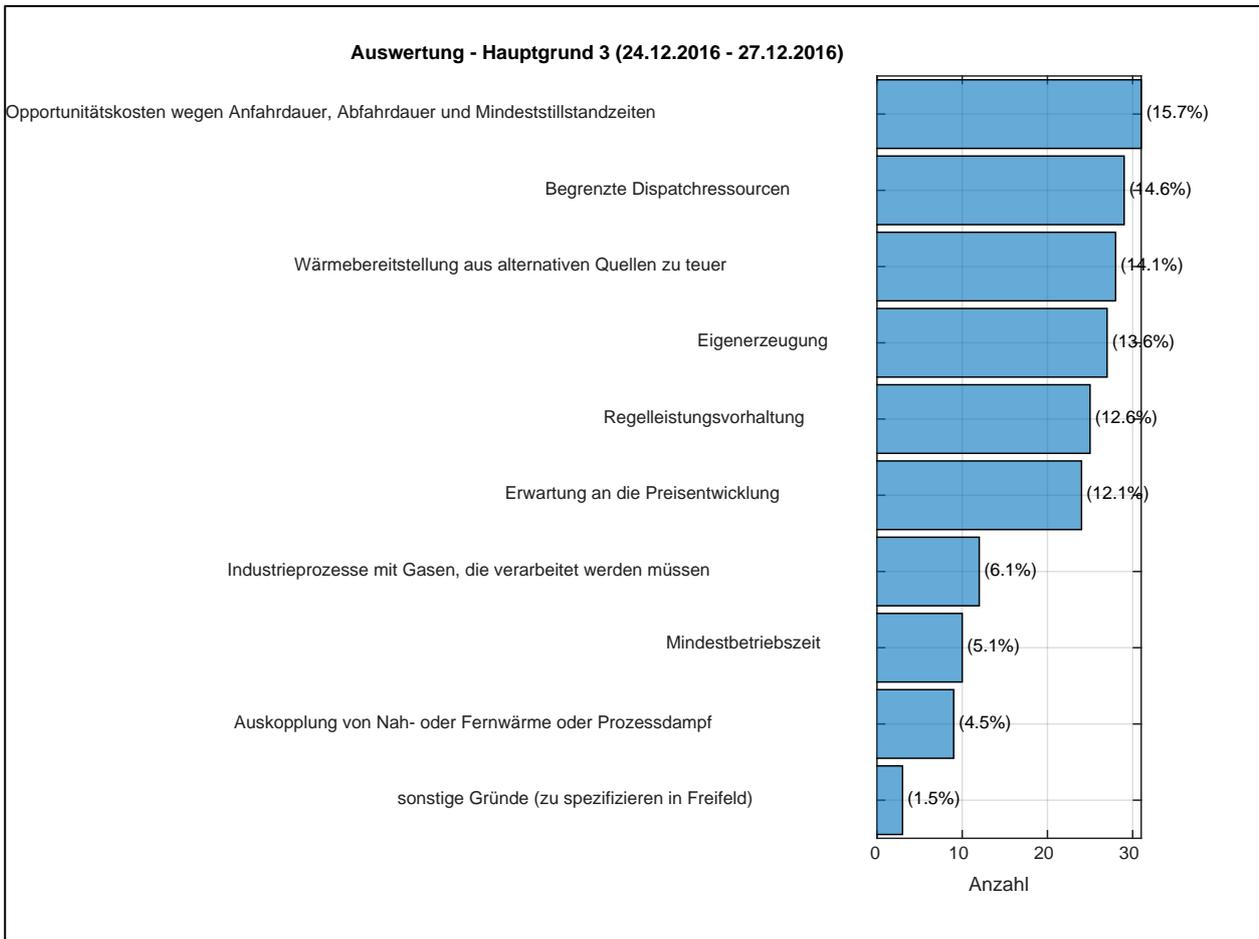


Abbildung 50: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 24. – 27.12.16

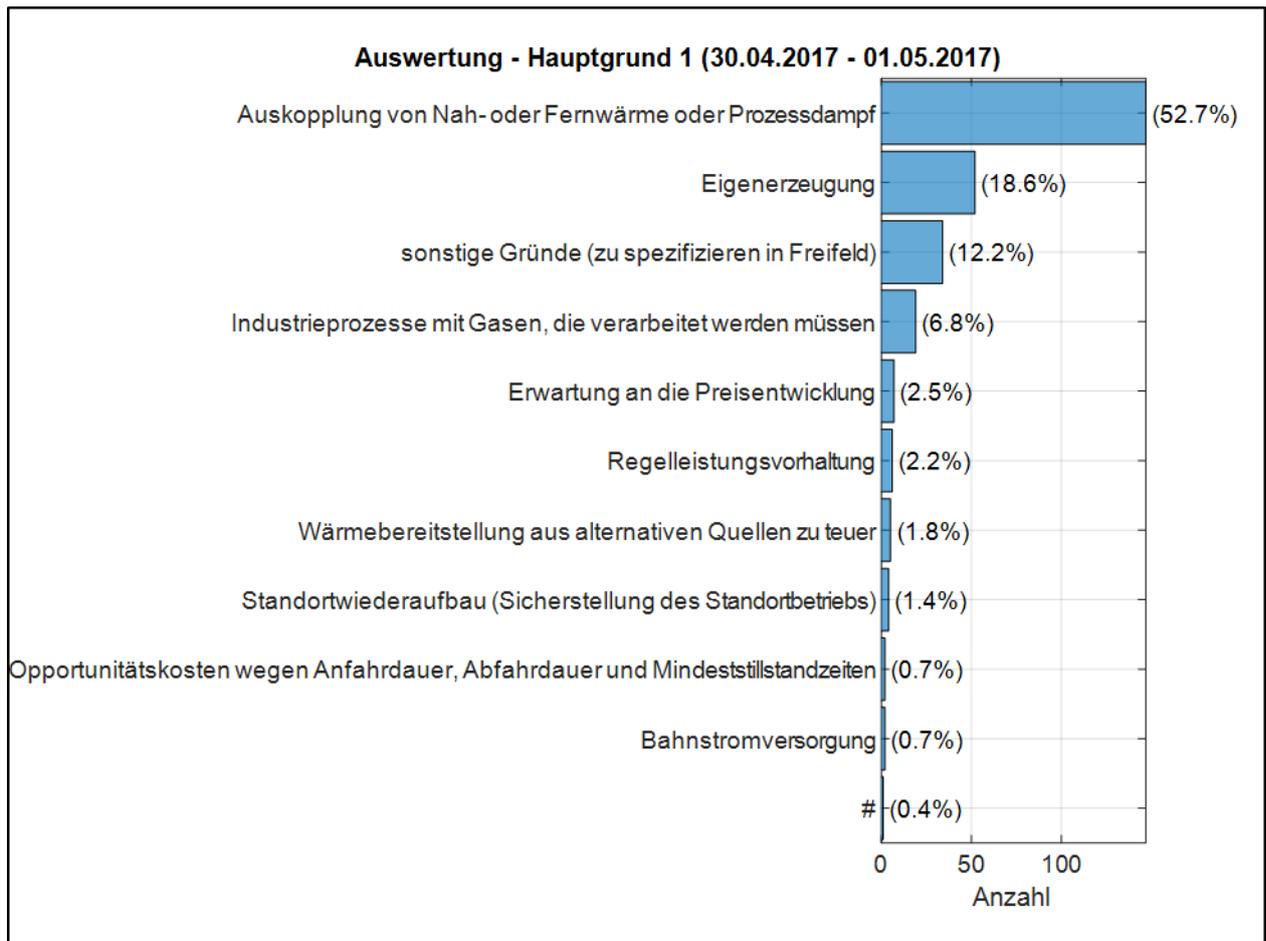


Abbildung 51: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 30.04. – 01.05.17

Falls es neben dem vorrangigen Hauptgrund zur Einspeisung einen weiteren gab:

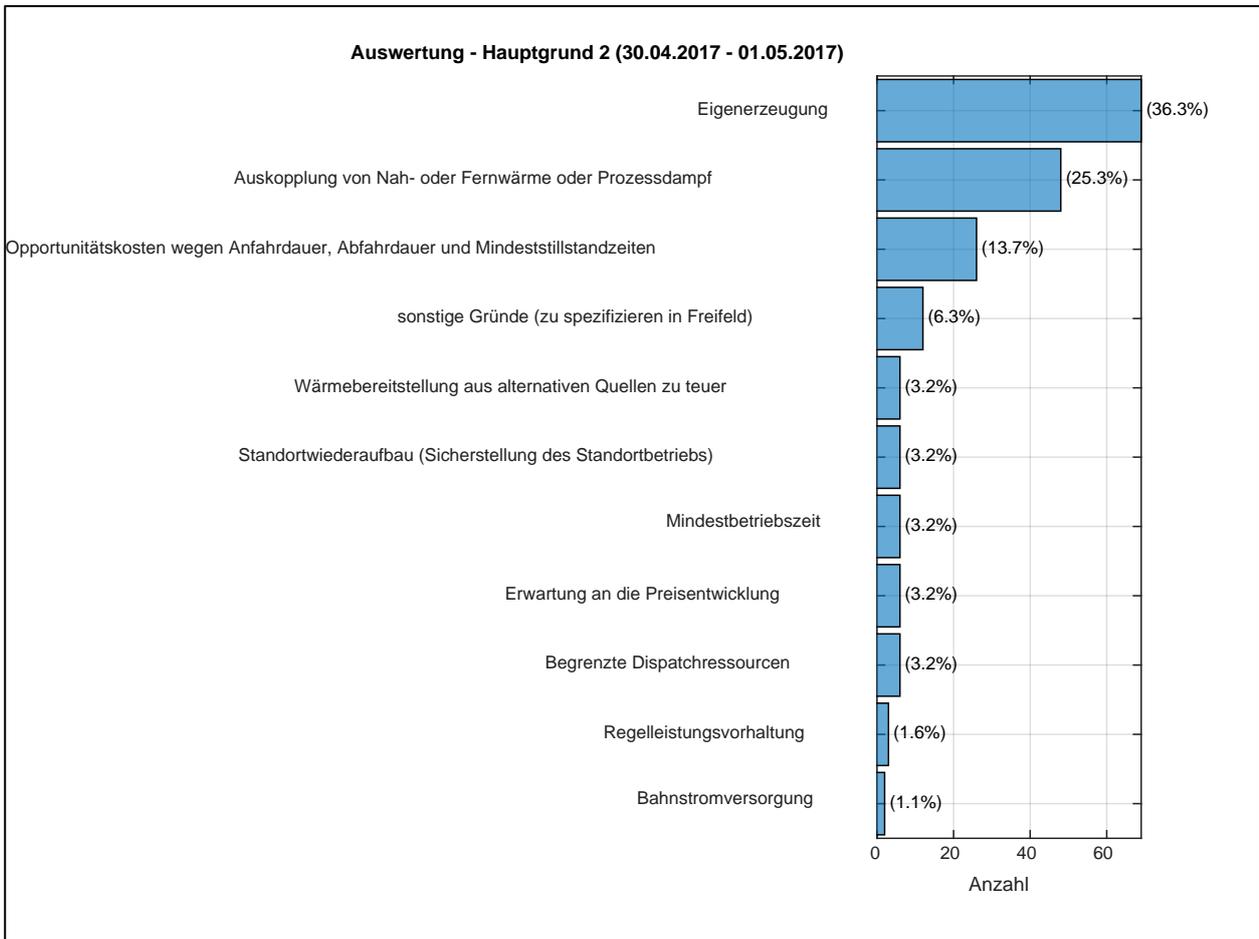


Abbildung 52: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 30.04. – 01.05.17

In noch weniger Fällen gab es einen dritten Hauptgrund zur Einspeisung:

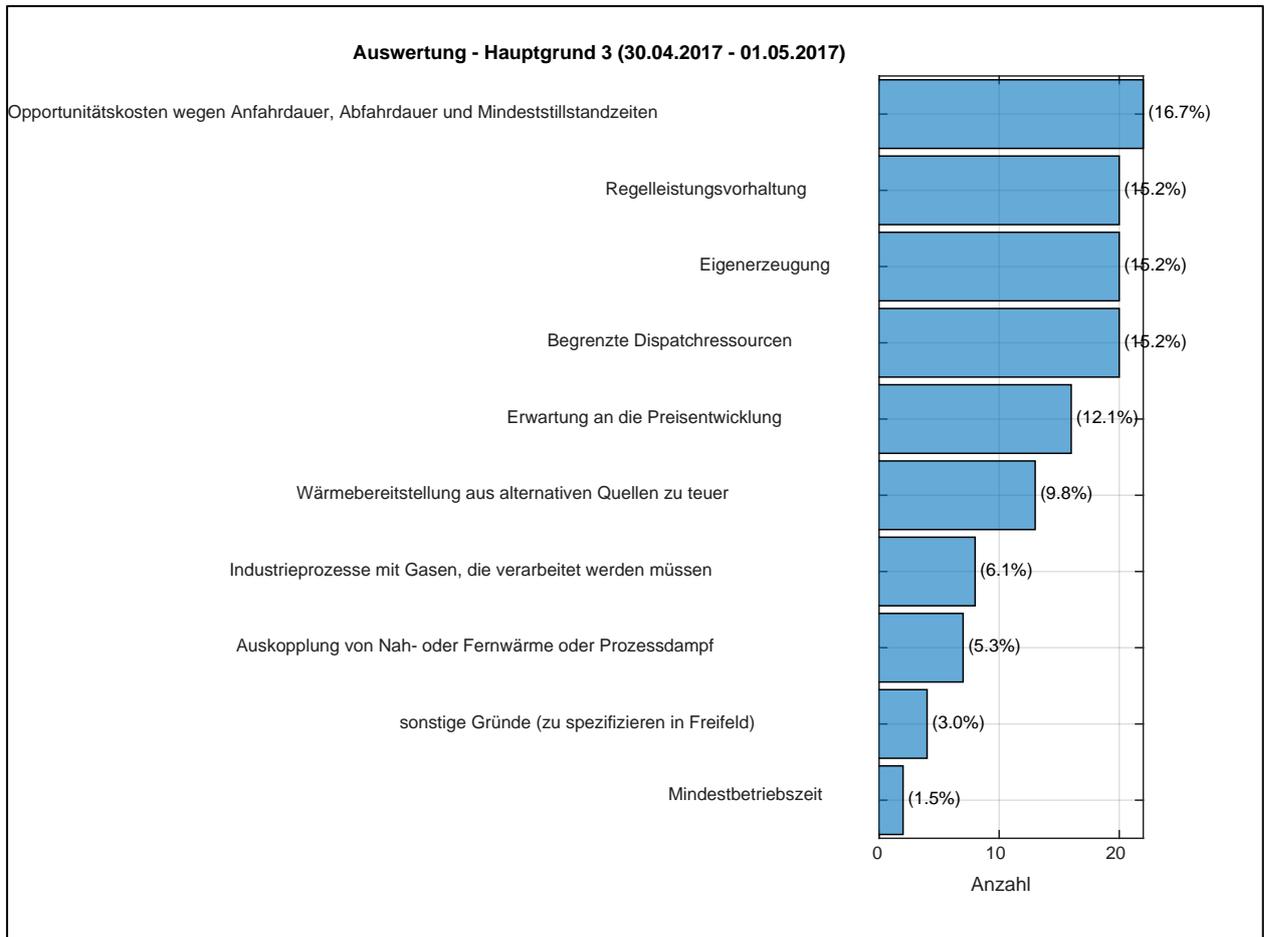


Abbildung 53: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 30.04. – 01.05.17

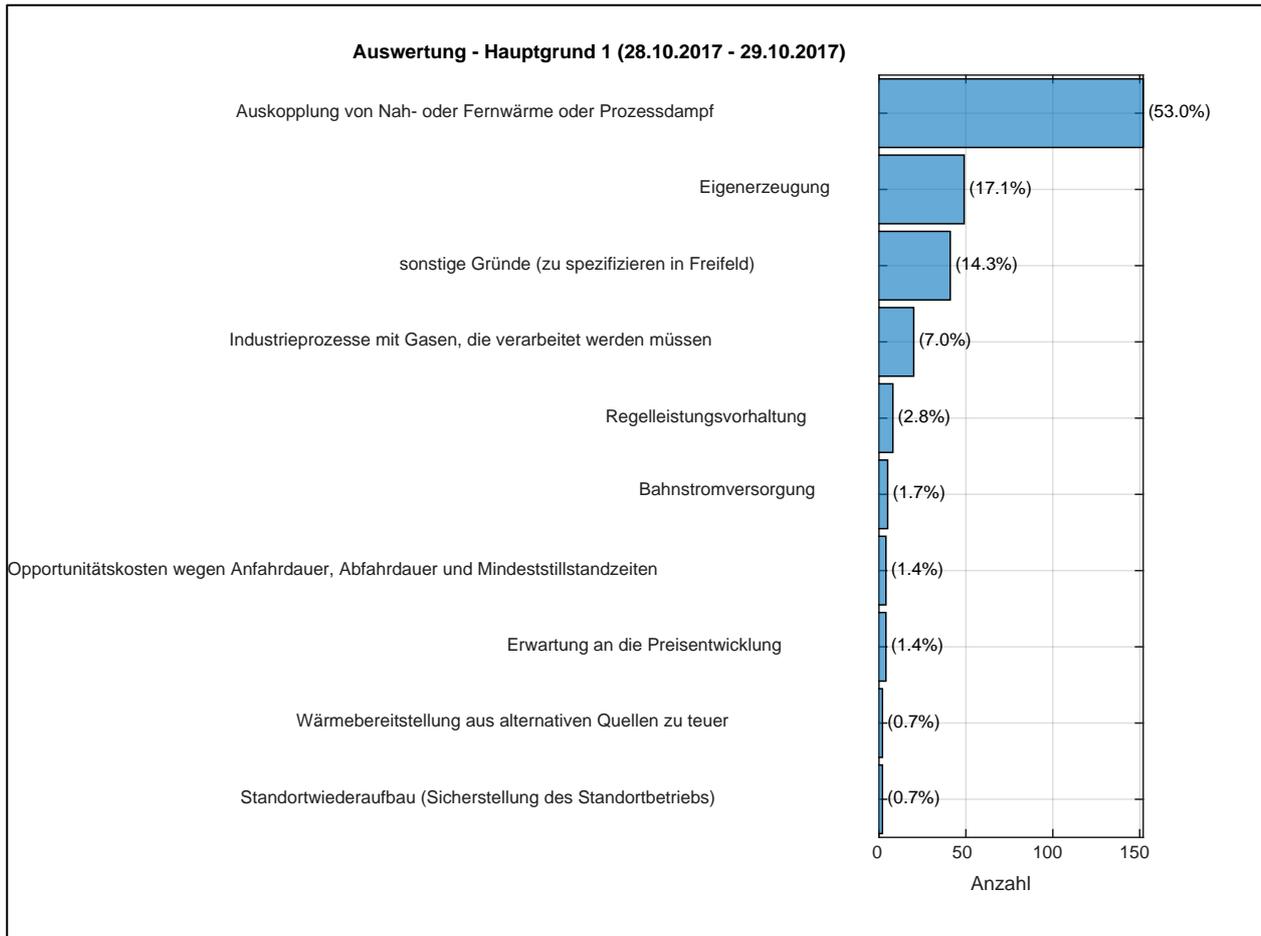


Abbildung 54: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 28. – 29.10.17

Falls es neben dem vorrangigen Hauptgrund zur Einspeisung einen weiteren gab:

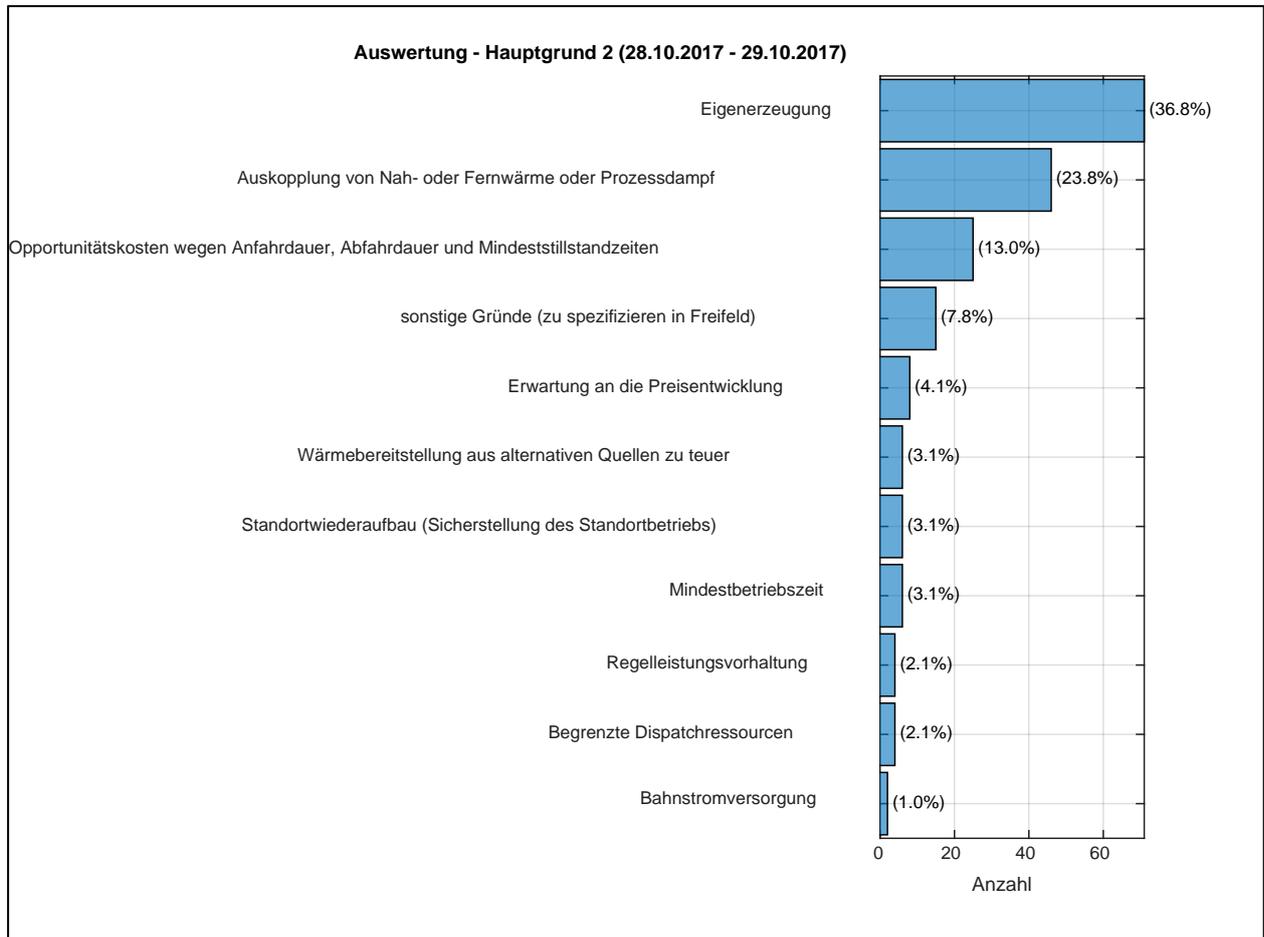


Abbildung 55: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 28. – 29.10.17

In noch weniger Fällen gab es einen dritten Hauptgrund zur Einspeisung:

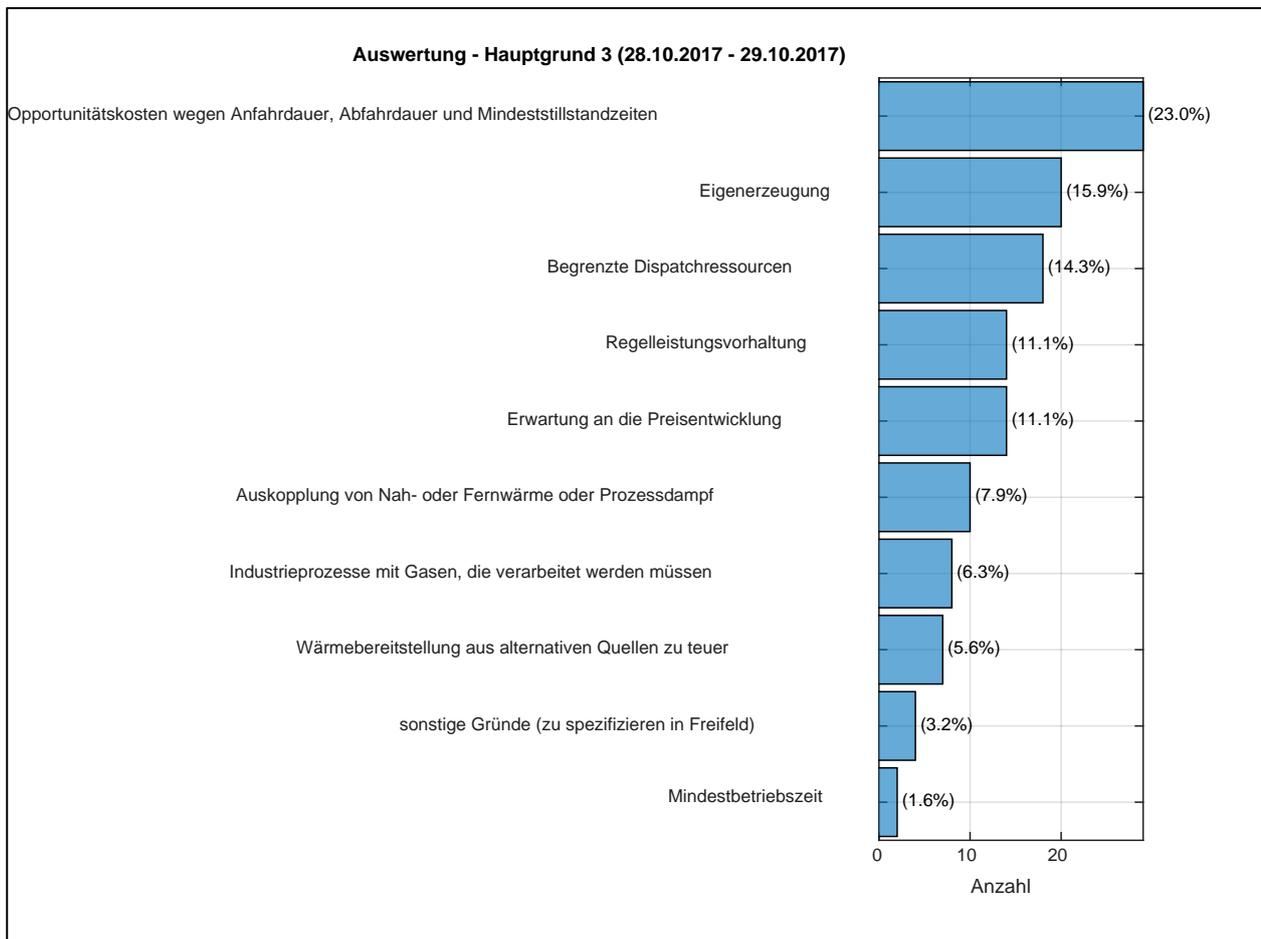


Abbildung 56: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 28. – 29.10.17

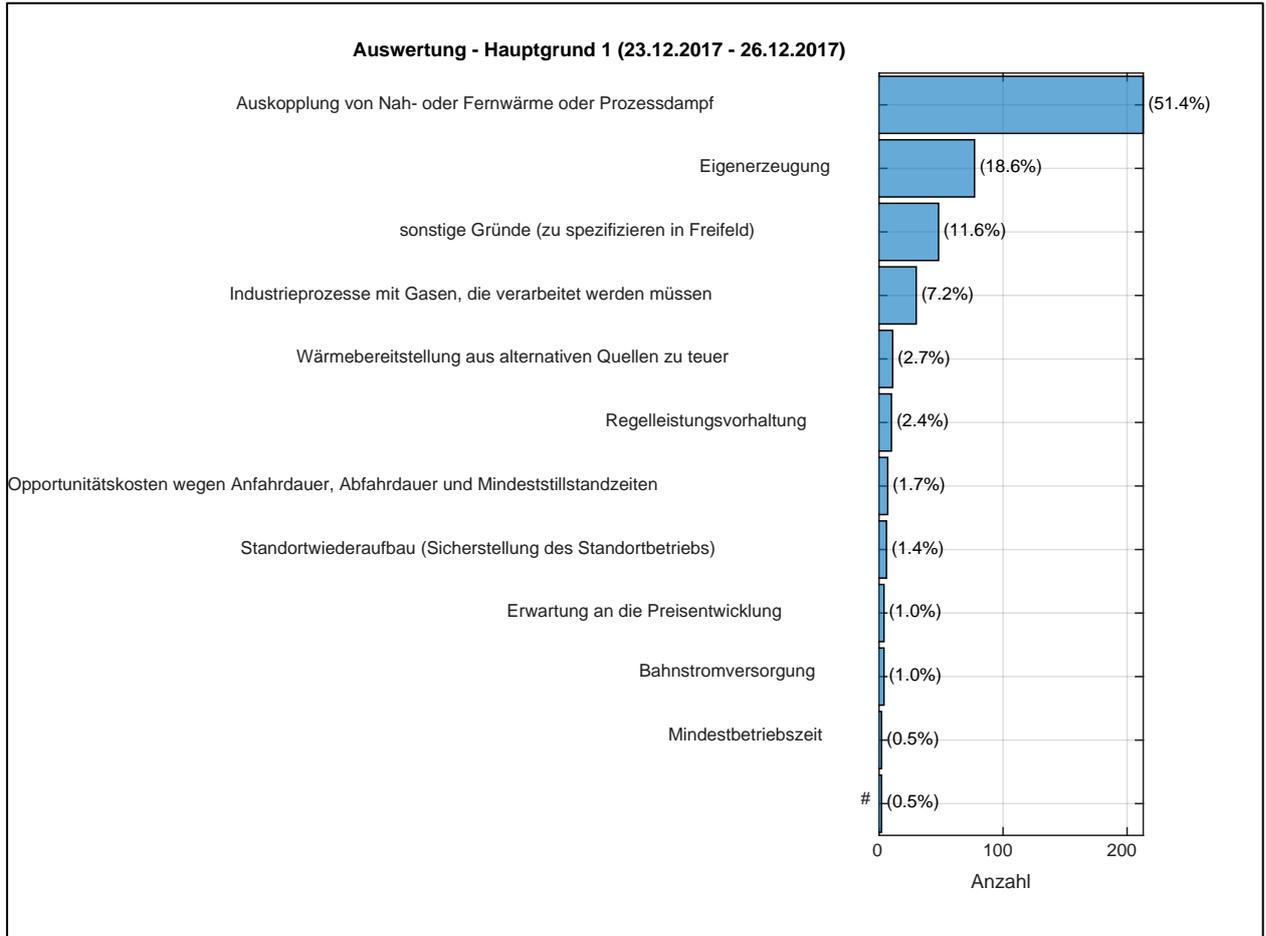


Abbildung 57: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 23. – 26.12.17

Falls es neben dem vorrangigen Hauptgrund zur Einspeisung einen weiteren gab:

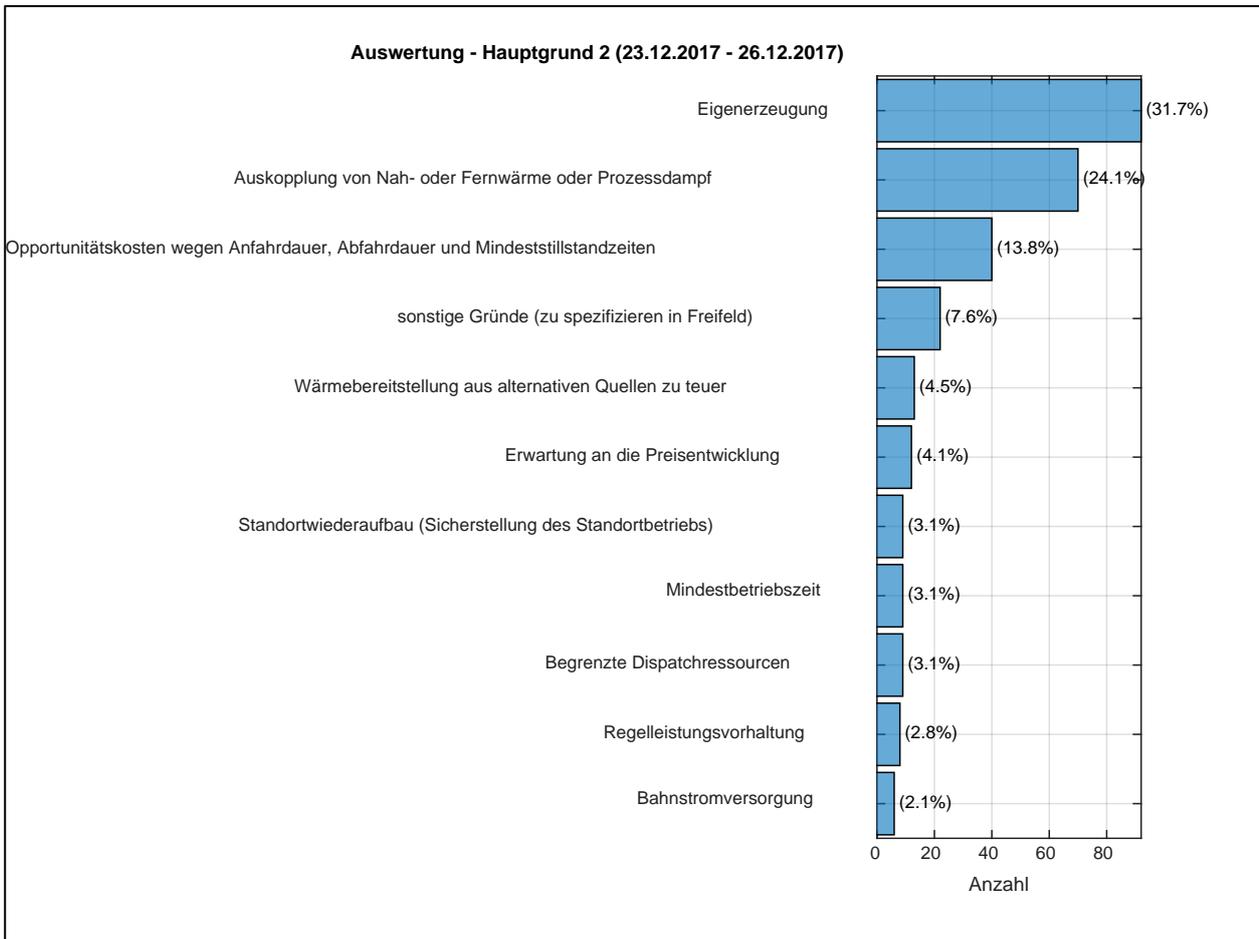


Abbildung 58: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 23. – 26.12.17

In noch weniger Fällen gab es einen dritten Hauptgrund zur Einspeisung:

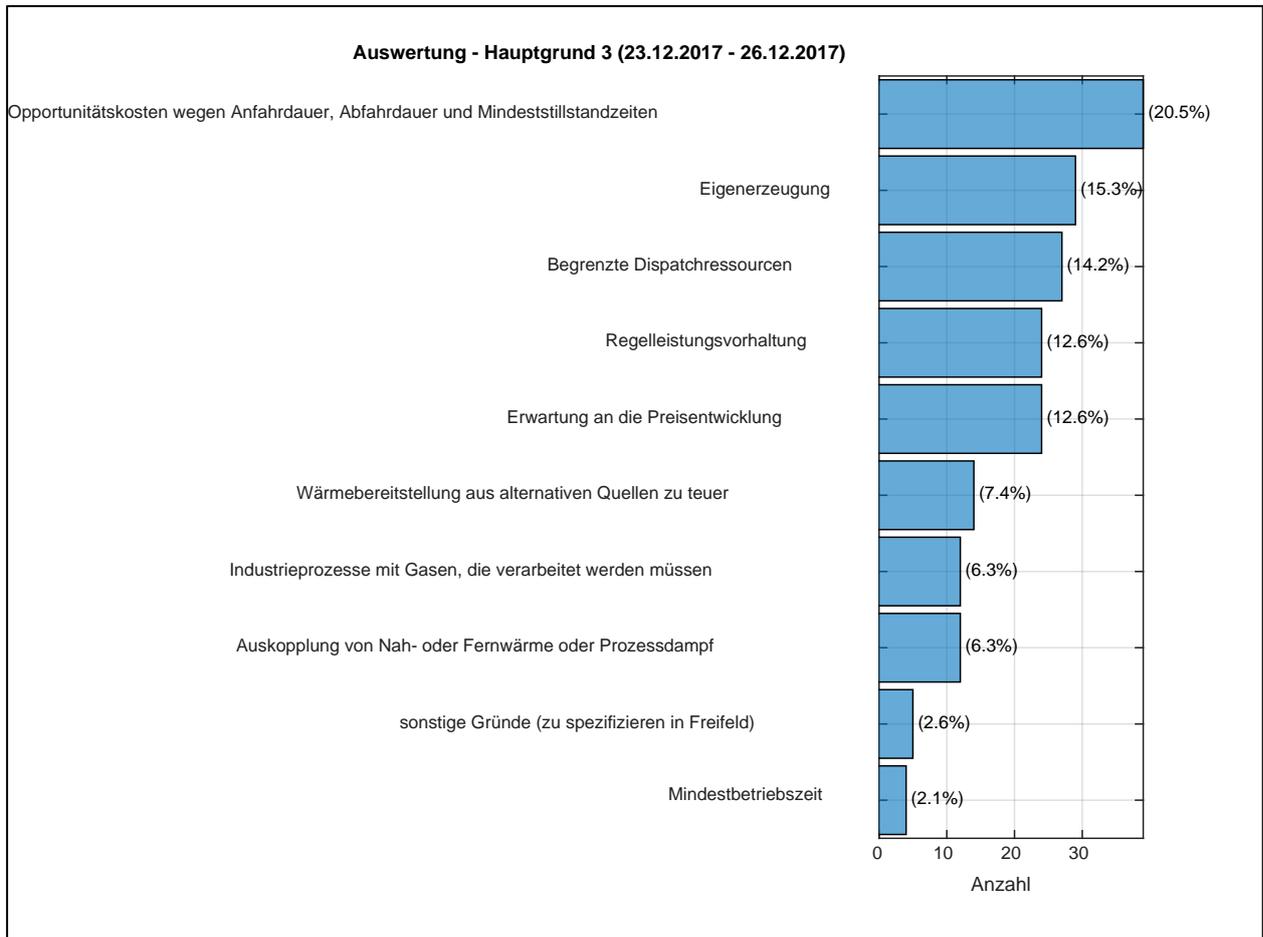


Abbildung 59: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 23. – 26.12.17

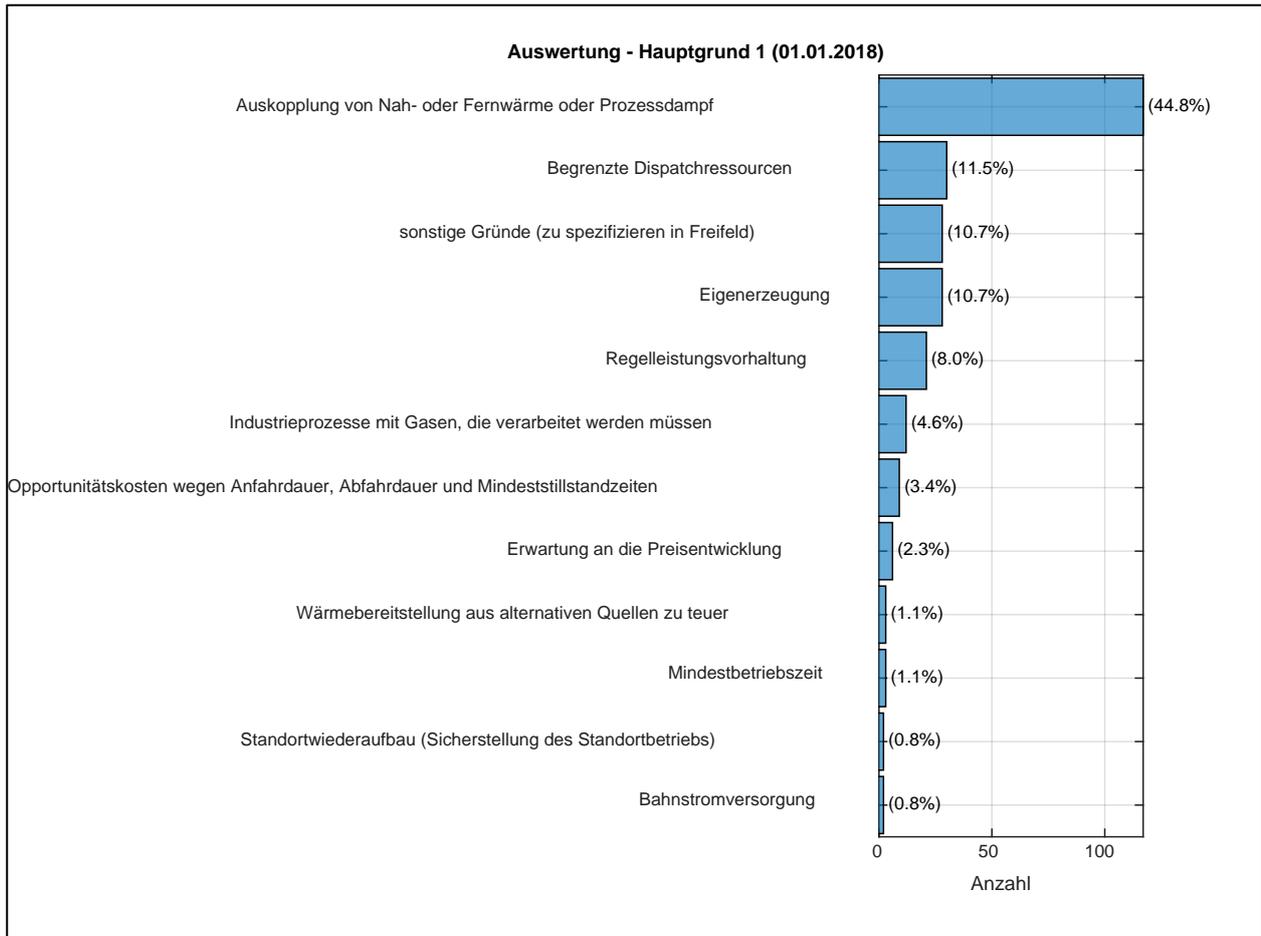


Abbildung 60: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 01.01.18

Falls es neben dem vorrangigen Grund zur Einspeisung einen weiteren gab:

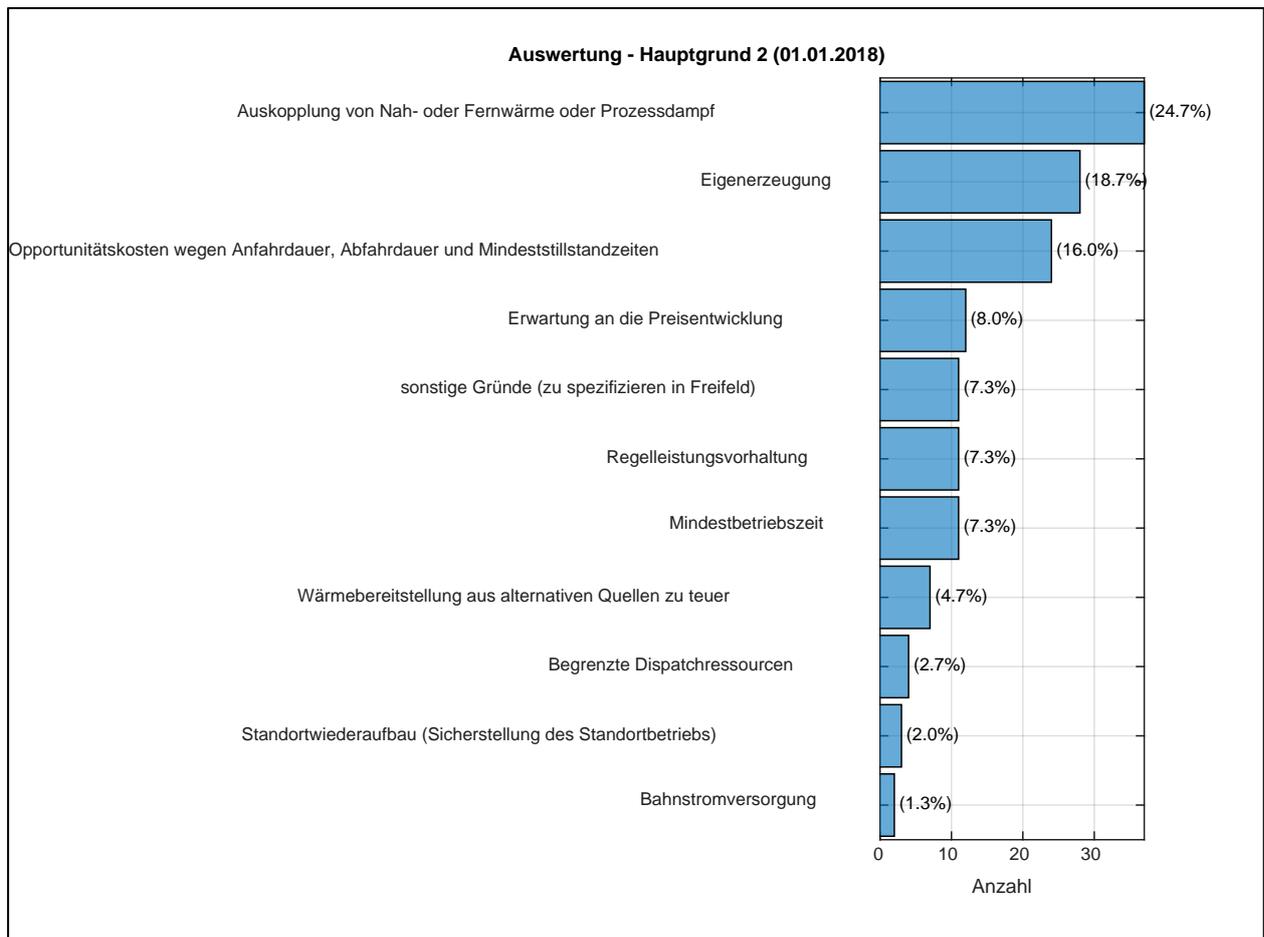


Abbildung 61: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 01.01.18

In noch weniger Fällen gab es einen dritten Hauptgrund zur Einspeisung:

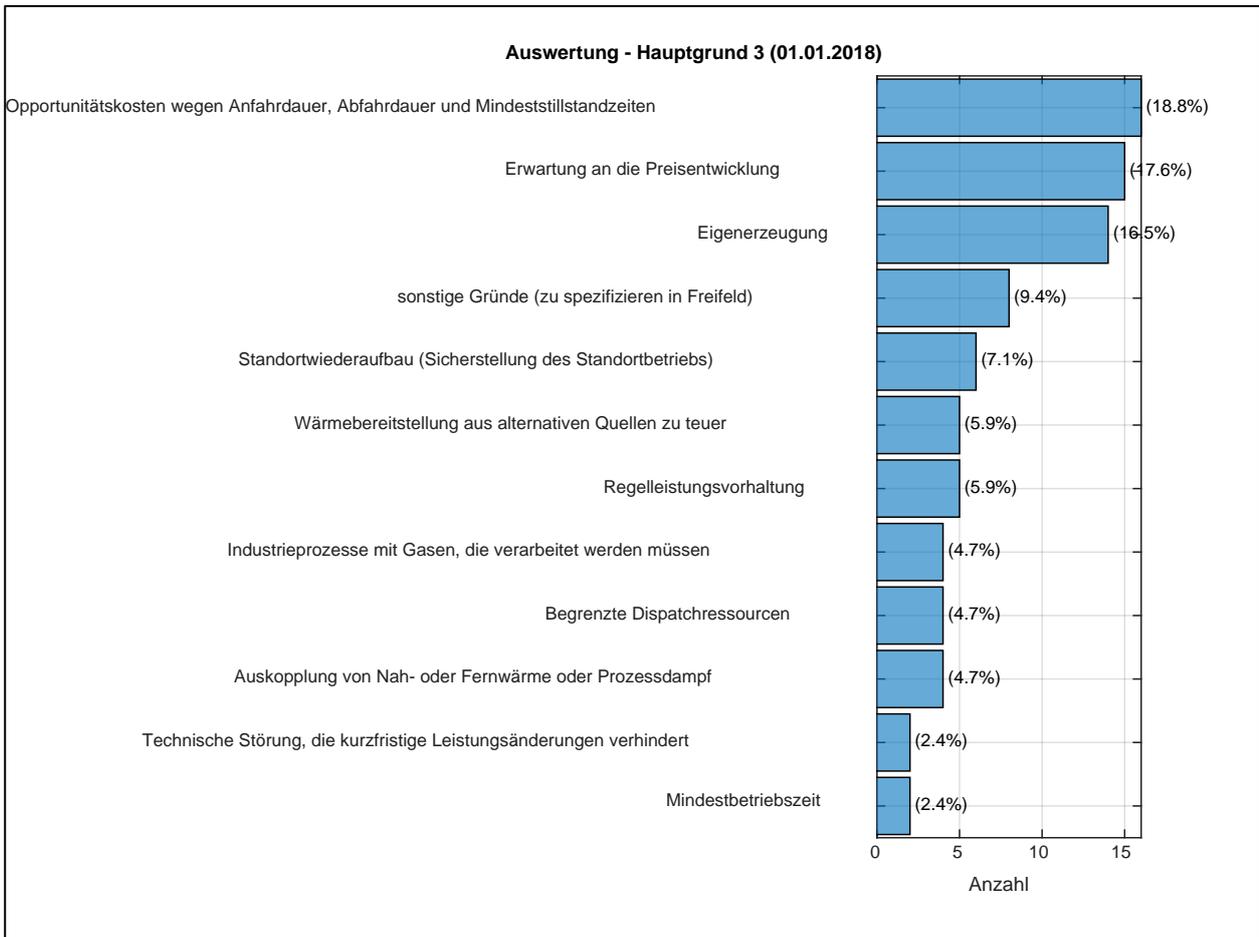


Abbildung 62: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 01.01.18

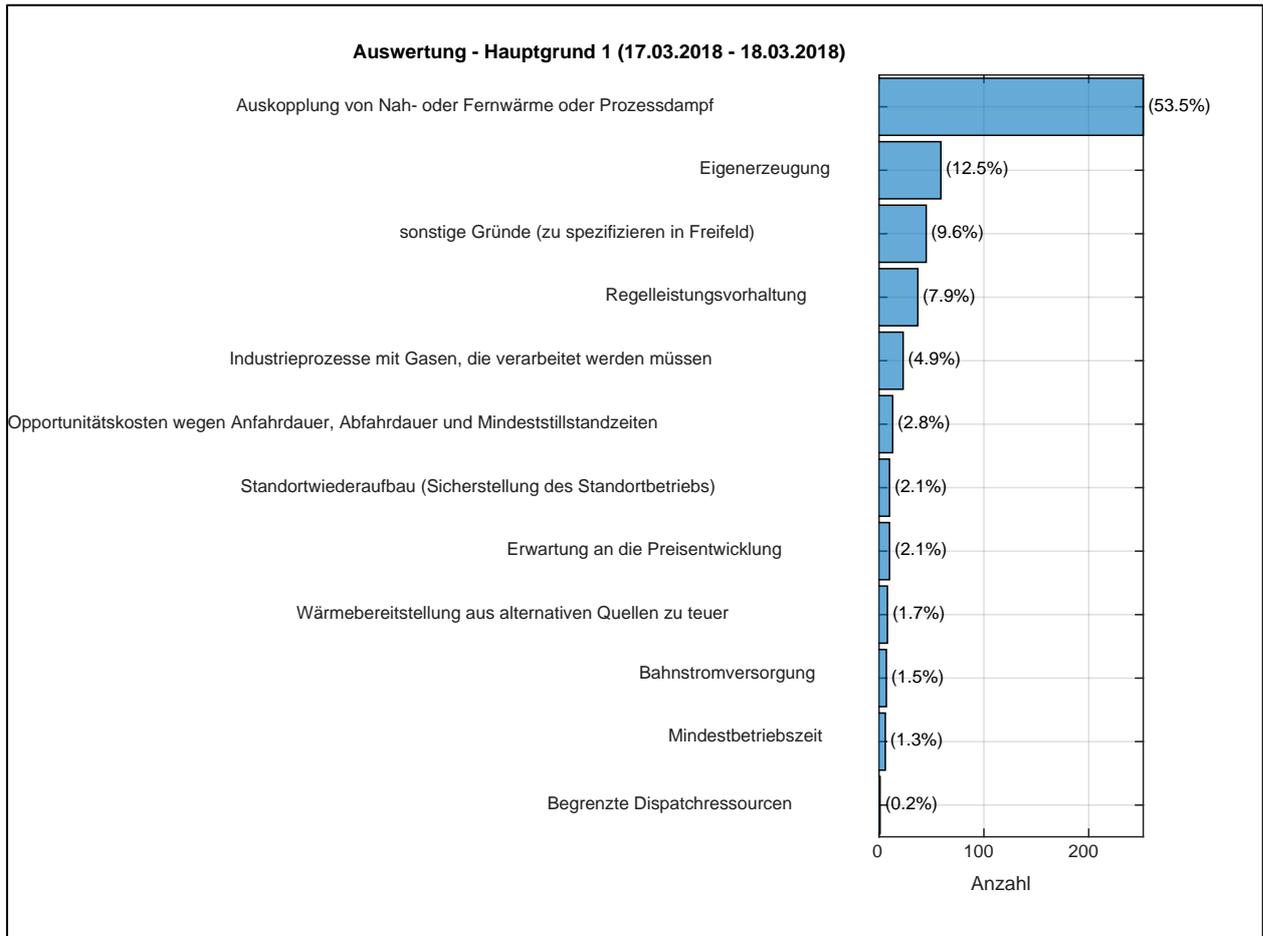


Abbildung 63: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 17. – 18.03.18

Falls es neben dem vorrangigen Grund zur Einspeisung einen weiteren gab:

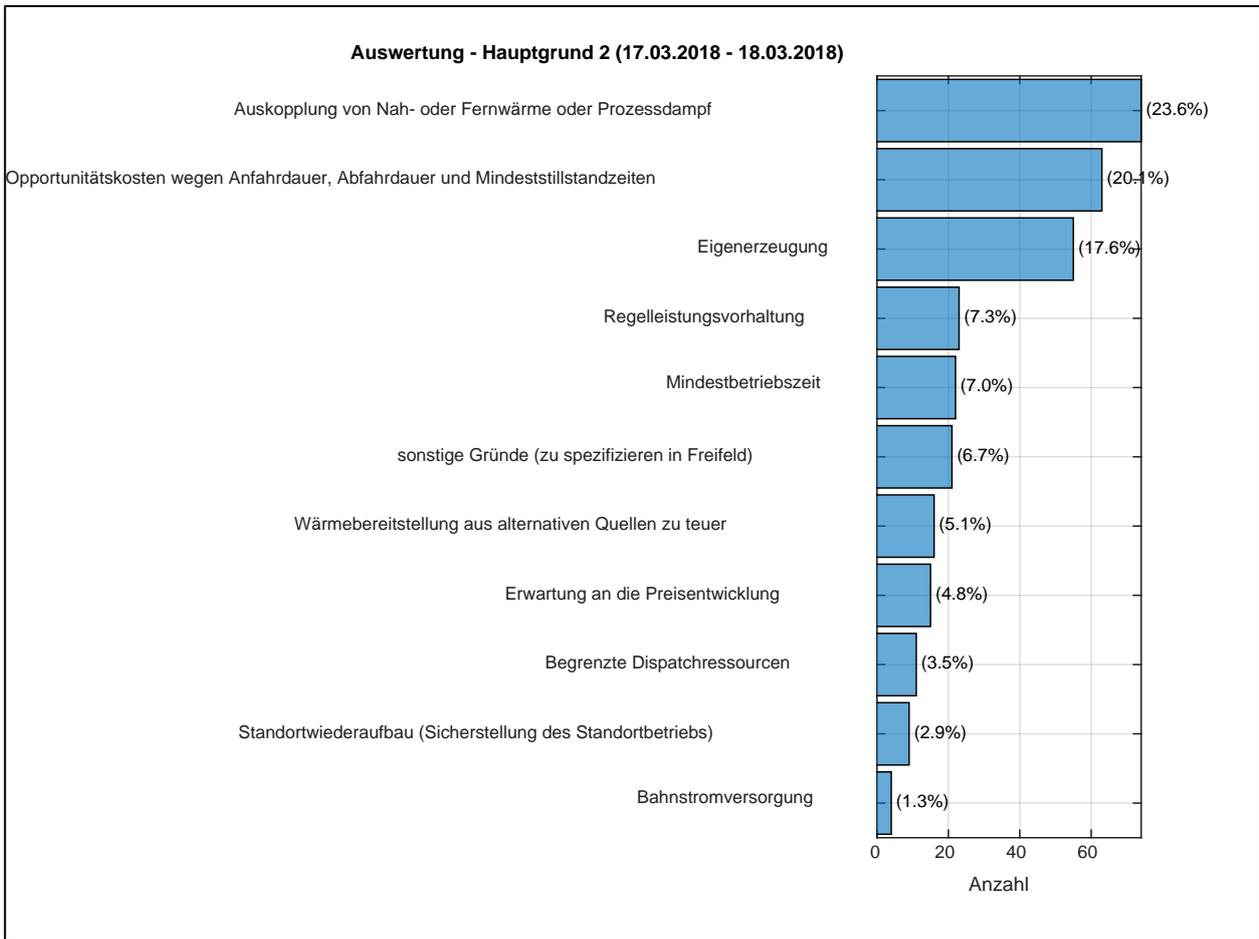


Abbildung 64: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 17. – 18.03.18

In noch weniger Fällen gab es einen dritten Hauptgrund zur Einspeisung:

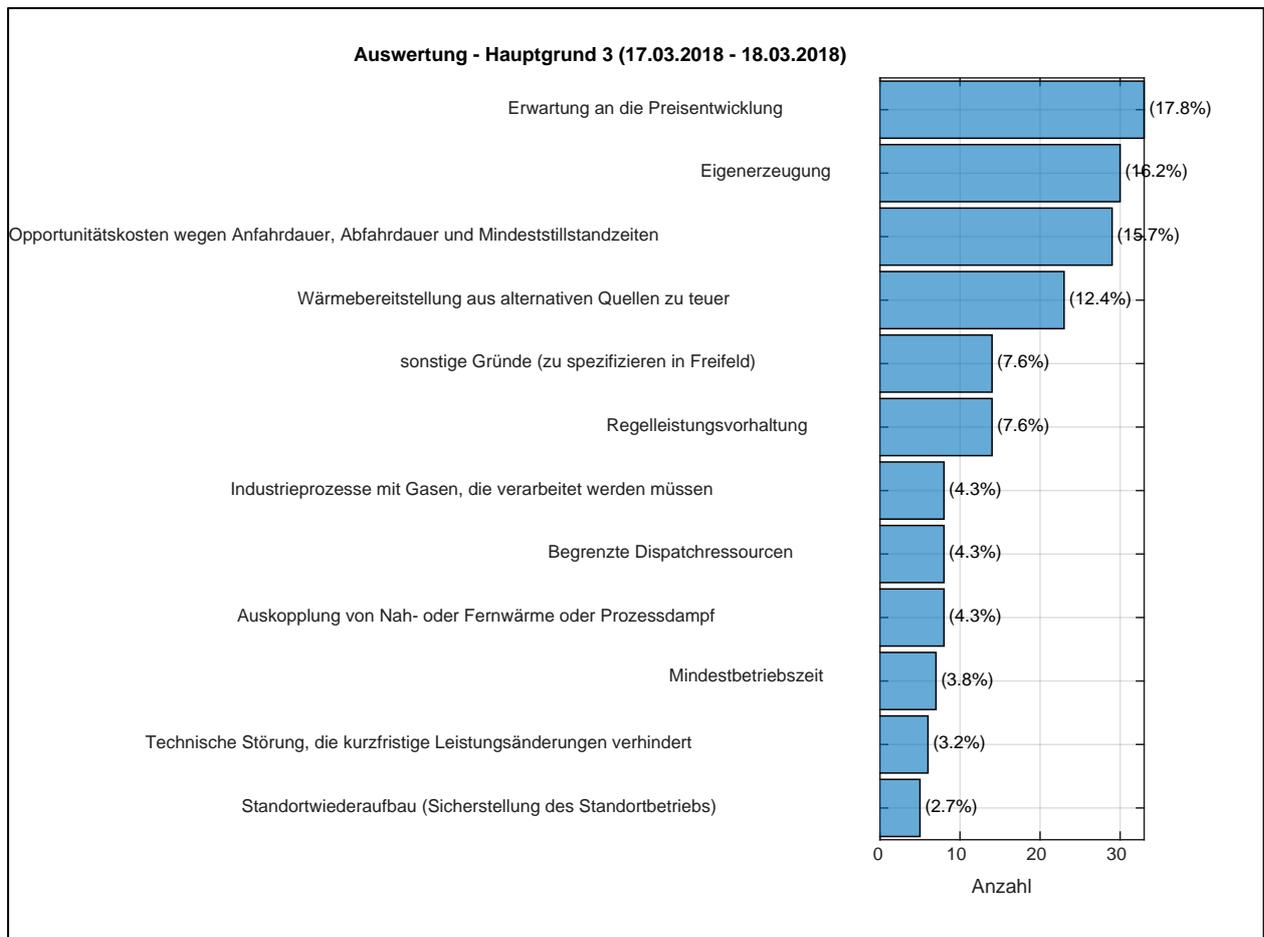


Abbildung 65: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 17. – 18.03.18

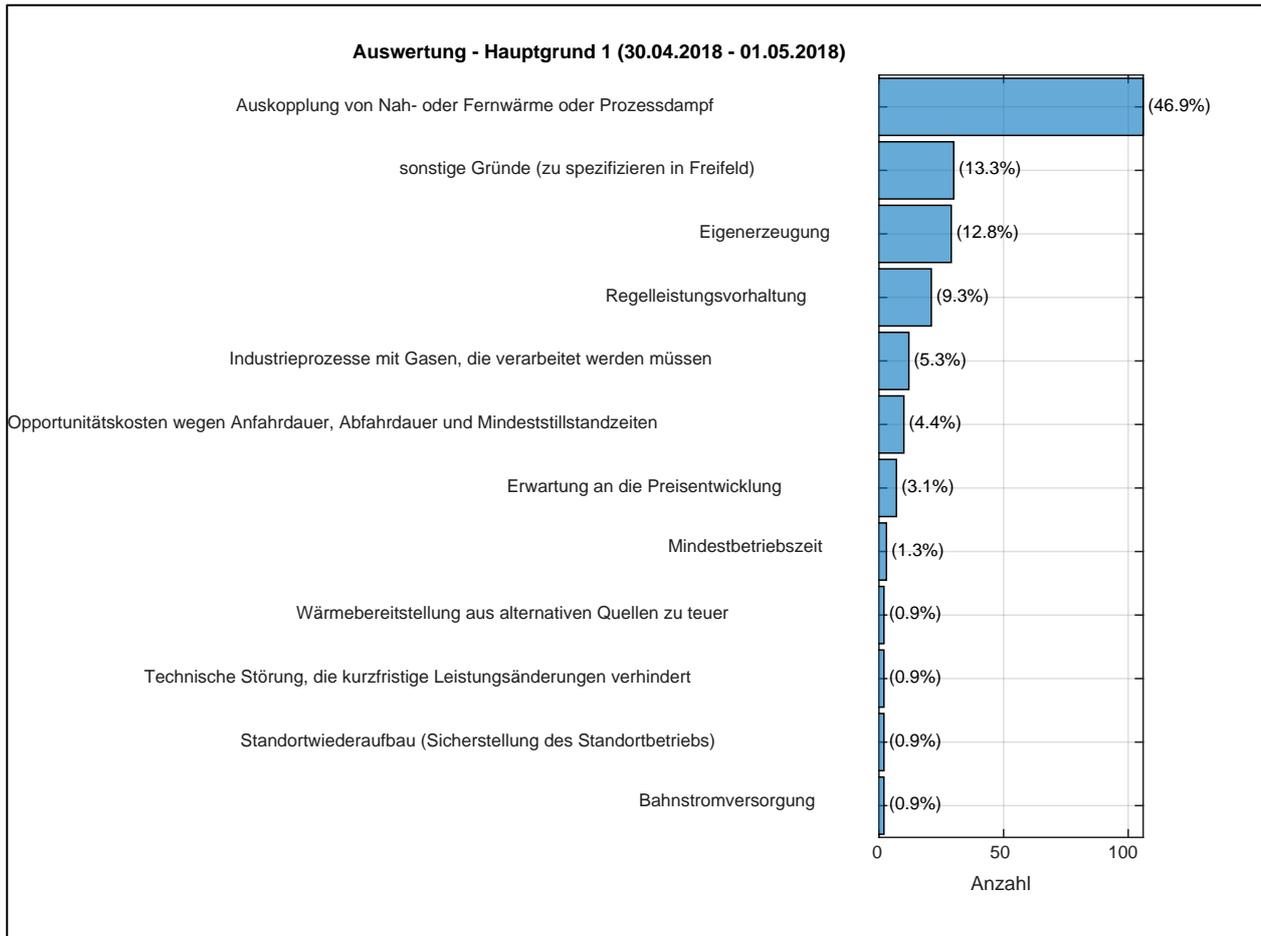


Abbildung 66: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 30.04. – 01.05.18

Falls es neben dem vorrangigen Grund zur Einspeisung einen weiteren gab:

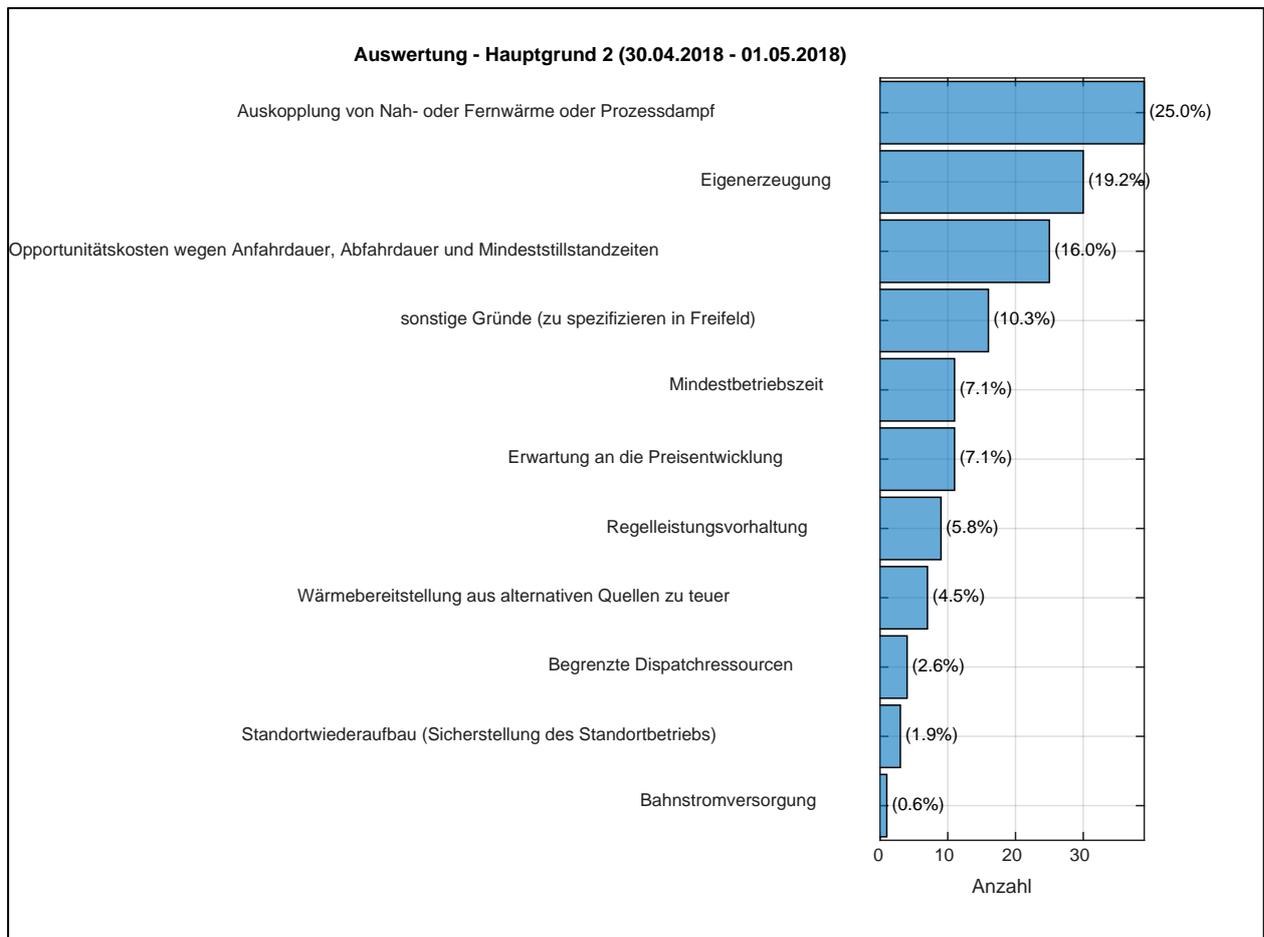


Abbildung 67: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 30.04. – 01.05.18

In noch weniger Fällen gab es einen dritten Hauptgrund zur Einspeisung:

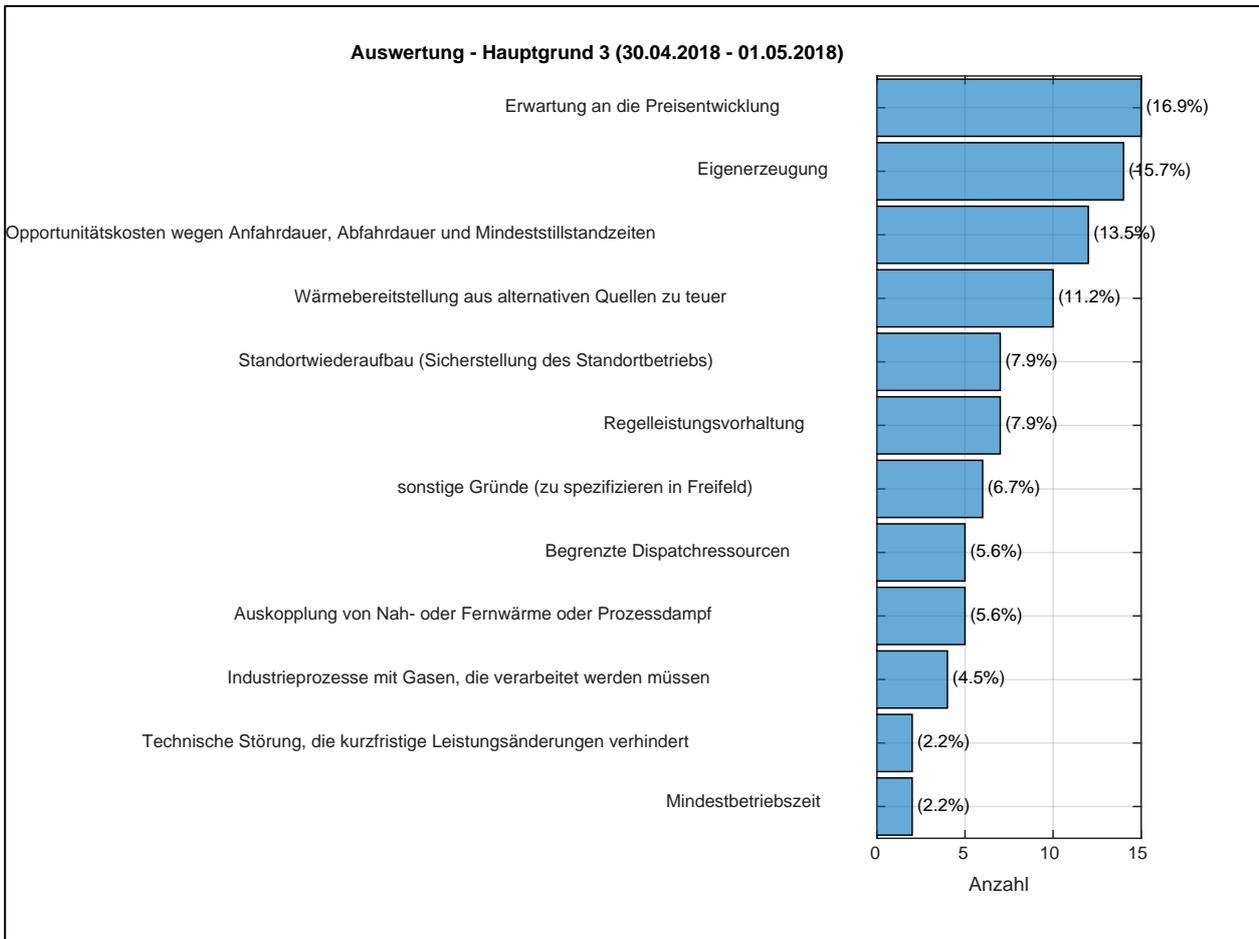


Abbildung 68: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 30.04. – 01.05.18

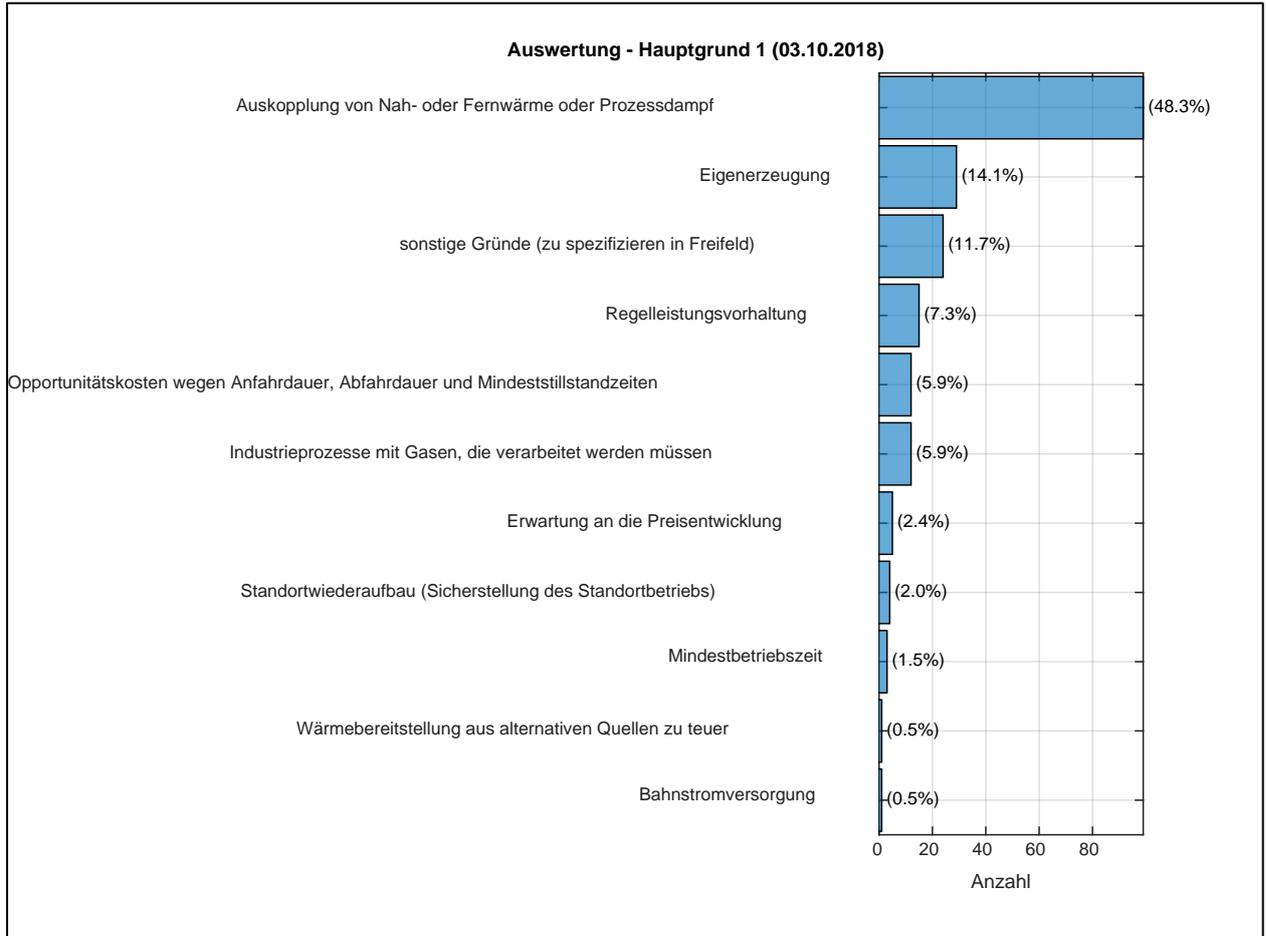


Abbildung 69: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 03.10.18

Falls es neben dem vorrangigen Grund zur Einspeisung einen weiteren gab:

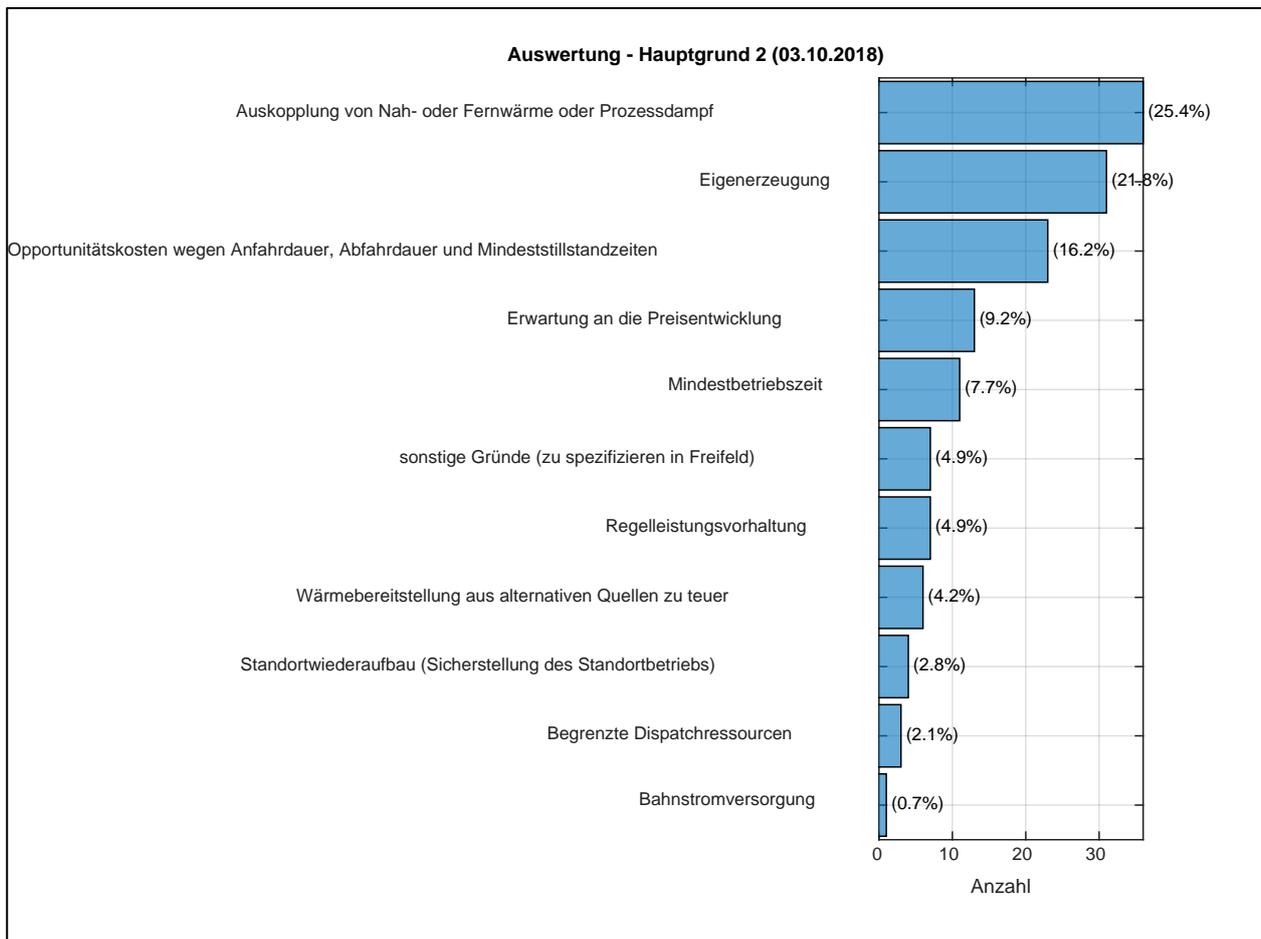


Abbildung 70: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 03.10.18

In noch weniger Fällen gab es einen dritten Hauptgrund der Einspeisung:

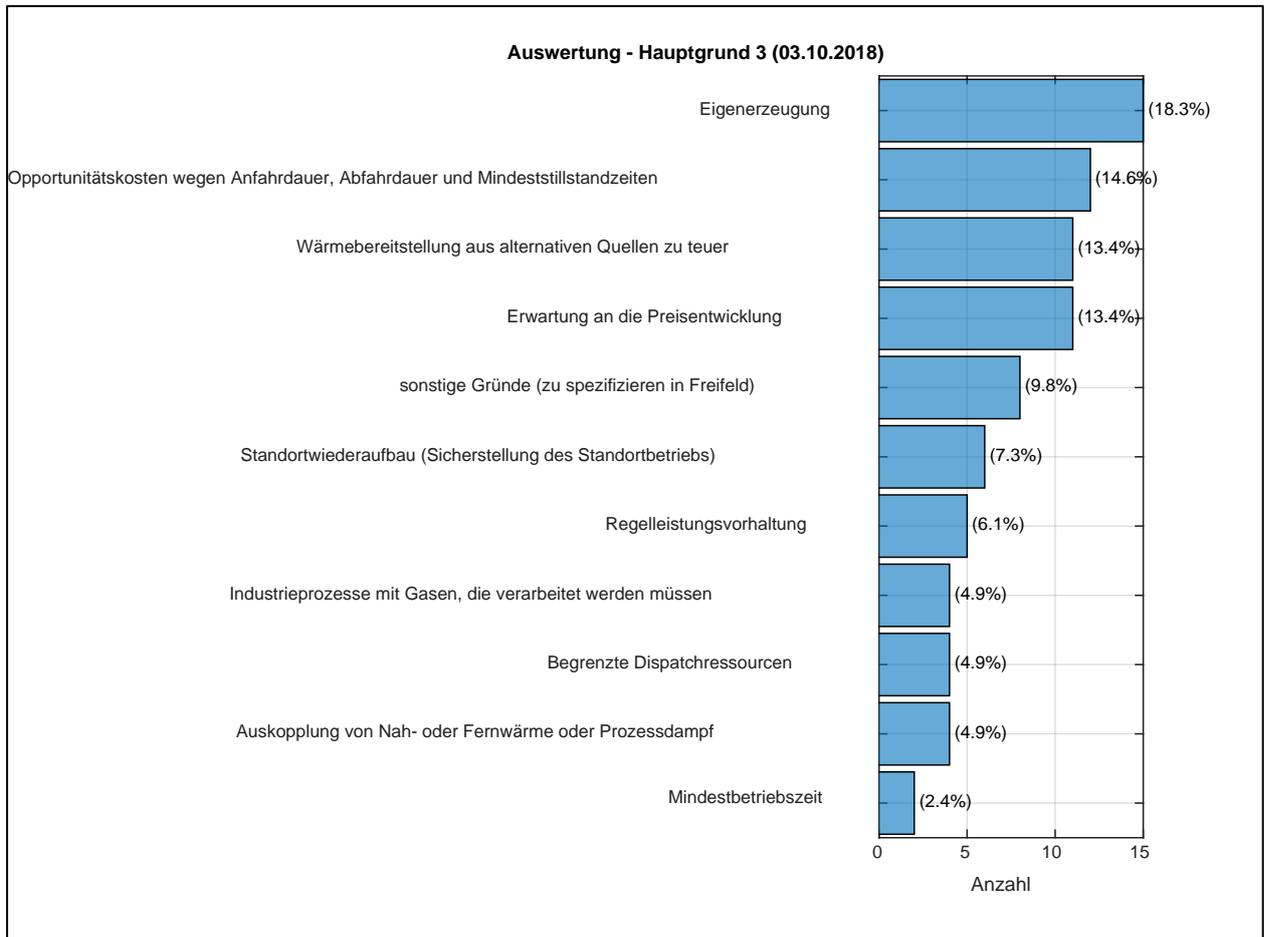


Abbildung 71: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 03.10.18



# Verzeichnisse

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Veranschaulichung von konventioneller Mindesterzeugung sowie konventionellem Erzeugungssockel und der Summe der Mindestleistung, die im Zusammenhang mit der Mindesterzeugung steht.....	6
Abbildung 2: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 2016 – 2018.....	7
Abbildung 3: Veranschaulichung von konv. Mindesterzeugung sowie konv. Erzeugungssockel und der Summe der Mindestleistung, die im Zusammenhang mit der Mindesterzeugung steht.....	16
Abbildung 4: Eigene Darstellung in Anlehnung an BDEW (2014), Prozessbeschreibung „Einführung des ERRP Planungsprozesses zur Meldung von Kraftwerksdaten an die ÜNB“ .....	21
Abbildung 5: Preisunelastische Erzeugungsleistung 28.03.2016.....	35
Abbildung 6: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 28.03.2016.....	37
Abbildung 7: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 28.03.16.....	39
Abbildung 8: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 28.03.16.....	40
Abbildung 9: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 28.03.16.....	41
Abbildung 10: Preisunelastische Erzeugungsleistung 08.05.2016 .....	44
Abbildung 11: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 08.05.2016 .....	45
Abbildung 12: Preisunelastische Erzeugungsleistung 20. – 21.11.2016 .....	48
Abbildung 13: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 20. – 21.11.16 .....	50
Abbildung 14: Preisunelastische Erzeugungsleistung 24. – 27.12.2016 .....	52
Abbildung 15: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 24. – 27.12.2016 .....	54
Abbildung 16: Grafik zur Netzanalyse – zu erwartende Netzsituation am Vorabend für den zu betrachtenden Zeitpunkt: 27.12.2016, 06:30 Uhr .....	58
Abbildung 17: Preisunelastische Erzeugungsleistung 30.04. – 01.05.2017 .....	63
Abbildung 18: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 30.04. – 01.05.2017 .....	64
Abbildung 19: Grafik zur Netzanalyse – zu erwartende Netzsituation am Vorabend für den zu betrachtenden Zeitpunkt: 01.05.2017, 12:30 Uhr .....	67
Abbildung 20: Preisunelastische Erzeugungsleistung 28. – 30.10.2017 .....	71
Abbildung 21: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 28. – 30.10.2017 .....	72
Abbildung 22: Preisunelastische Erzeugungsleistung 23. – 26.12.2017 .....	76

Abbildung 23: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 23. – 26.12.17.....	77
Abbildung 24: Grafik zur Netzanalyse – zu erwartende Netzsituation am Vorabend für den zu betrachtenden Zeitpunkt: 23.12.2017, 23:30 Uhr.....	81
Abbildung 25: Preisunelastische Erzeugungsleistung 01.01.2018.....	85
Abbildung 26: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 01.01.2018.....	86
Abbildung 27: Preisunelastische Erzeugungsleistung 17. – 18.03.2018.....	89
Abbildung 28: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 17. – 18.03.2018.....	90
Abbildung 29: Grafik zur Netzanalyse – zu erwartende Netzsituation am Vorabend für den zu betrachtenden Zeitpunkt: 18.03.2018, 11:30 Uhr.....	93
Abbildung 30: Preisunelastische Erzeugungsleistung 01.05.2018.....	97
Abbildung 31: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 01.05.2018.....	99
Abbildung 32: : Preisunelastische Erzeugungsleistung 03.10.2018 .....	101
Abbildung 33: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 03.10.2018.....	102
Abbildung 34: Grafik zur Netzanalyse – zu erwartende Netzsituation am Vorabend für den zu betrachtenden Zeitpunkt: 03.10.2018, 07:30 Uhr.....	105
Abbildung 35: Bereitschaft zum vollständigen Herunterfahren bei einem prognostiziertem Preis von -100 €/MWh .....	109
Abbildung 36: Bereitschaft zum vollständigen Herunterfahren bei einem prognostiziertem Preis von -100 €/MWh in Abhängigkeit von der Wärmeauskopplung in den betrachteten Zeiträumen.....	110
Abbildung 37: Bereitschaft zum vollständigen Herunterfahren bei einem prognostiziertem Preis von -100€/MWh in Abhängigkeit vom Energieträger .....	111
Abbildung 38: Anteile der einzelnen Energieträger an der preisunelastischen Erzeugungsleistung 2016 – 2018.....	114
Abbildung 39: Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel 2016 – 2018.....	116
Abbildung 40: Bestandteile der Mindesterzeugung 2016 – 2018 .....	119
Abbildung 41: Vergleich Netz- und Einspeisesituation 27.12.2016 06:30 Uhr (links) mit 18.03.2018 11:30 Uhr (rechts).....	122
Abbildung 42: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 08.05.16.....	134
Abbildung 43: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 08.05.16.....	135
Abbildung 44: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 08.05.16.....	136
Abbildung 45: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 20. – 21.11.16 .....	137

Abbildung 46: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 20. – 21.11.16.....138

Abbildung 47: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 20. – 21.11.16.....139

Abbildung 48: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 24. – 27.12.16.....140

Abbildung 49: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 24. – 27.12.16.....141

Abbildung 50: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 24. – 27.12.16.....142

Abbildung 51: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 30.04. – 01.05.17.....143

Abbildung 52: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 30.04. – 01.05.17.....144

Abbildung 53: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 30.04. – 01.05.17.....145

Abbildung 54: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 28. – 29.10.17.....146

Abbildung 55: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 28. – 29.10.17.....147

Abbildung 56: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 28. – 29.10.17.....148

Abbildung 57: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 23. – 26.12.17.....149

Abbildung 58: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 23. – 26.12.17.....150

Abbildung 59: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 23. – 26.12.17.....151

Abbildung 60: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 01.01.18.....152

Abbildung 61: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 01.01.18.....153

Abbildung 62: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 01.01.18.....154

Abbildung 63: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 17. – 18.03.18.....155

Abbildung 64: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 17. – 18.03.18.....156

Abbildung 65: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 17. – 18.03.18.....157

Abbildung 66: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 30.04. – 01.05.18.....158

Abbildung 67: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 30.04. – 01.05.18.....159

Abbildung 68: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 30.04. – 01.05.18.....160

Abbildung 69: Hauptgrund 1 der Einspeisung im Zeitraum 03.10.18.....161

Abbildung 70: Hauptgrund 2 der Einspeisung im Zeitraum 03.10.18.....162

Abbildung 71: Hauptgrund 3 der Einspeisung im Zeitraum 03.10.18.....163

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Definition einzelner Datenmeldungen in den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten.....	20
Tabelle 2: Abfragebogen für Kraftwerksbetreiber .....	25
Tabelle 3: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen am 28.03.2016 11:00 - 17:00 Uhr .....	42
Tabelle 4: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen am 08.05.2016 09:00 – 17:00 Uhr.....	47
Tabelle 5: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen am 20.11.2016 09:00 – 16:00 Uhr.....	51
Tabelle 6: : Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen im Zeitraum 24. – 27.12.2016 bei negativen Preisen .....	56
Tabelle 7: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen im Zeitraum 30.04. – 01.05.2017 bei negativen Preisen .....	66
Tabelle 8: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen im Zeitraum 28. – 29.10.2017 bei negativen Preisen .....	74
Tabelle 9: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen im Zeitraum 23. – 26.12.2017 bei negativen Preisen .....	79
Tabelle 10: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen am 01.01.2018 00:00 – 14:00 Uhr .....	88
Tabelle 11: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen im Zeitraum 17. – 18.03.2018 bei negativen Preisen .....	92
Tabelle 12: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen im Zeitraum 30.04.2018 22:00 Uhr bis 01.05.2018 17:00 Uhr .....	100
Tabelle 13: Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen am 03.10.2018 03:00 – 07:00 Uhr .....	104
Tabelle 14: Rahmendaten der betrachteten Stunden mit den negativsten Day-Ahead- Börsenpreisen.....	113



# Impressum

## Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn

## Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
Referat 603  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn  
monitoring.energie@bnetza.de  
www.bundesnetzagentur.de  
Tel. +49 228 14-5999

## Stand

07.10.2019

## Druck

Bundesnetzagentur

## Bildnachweis

Titelbild: istock.com, zhongguo

## Text

Bundesnetzagentur  
Referat 603