

**Konventionelle Mindestenerzeugung -
Einordnung, aktueller Stand und
perspektivische Behandlung**

Untersuchung im Auftrag der

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH,
TransnetBW GmbH

Abschlussbericht

25. Januar 2016

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
52070 Aachen
Deutschland

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

E-Mail info@consentec.de

www.consentec.de

Inhalt

Abkürzungen	iii
Kurzfassung	iv
1 Hintergrund und Zielsetzung	1
2 Arten der Mindestenerzeugung und Analyse des Status Quo	3
2.1 Mögliche Gründe für konventionelle Mindestenerzeugung	3
2.1.1 Technologisch bedingte Mindestenerzeugung	3
2.1.2 Nicht stromgeführter Kraftwerkseinsatz	4
2.1.3 Optimierung der Strombezugskosten	5
2.1.4 Vorhaltung von Regelleistung	5
2.1.5 Vorhaltung von Besicherungsleistung	6
2.1.6 Spannungshaltung	6
2.1.7 Kurzschlussleistung	7
2.1.8 Redispatch	8
2.1.9 Beiträge von Kleinkraftwerken	9
2.1.10 Zusammenfassender Überblick	10
2.2 Quantitative Fallanalysen	10
2.2.1 Datenbasis	11
2.2.2 Rahmenparameter der 3 Beispieltage	13
2.2.3 Auswertung der ERRP-Daten	15
2.2.4 Weitere Aufschlüsselung von PROD_min	19
2.2.5 Detailauswertungen der ERRP-Daten	24
2.2.6 Zeitlich erweiterte Analyse von PROD_min	26
2.2.7 Redispatch	28
2.3 Fazit	30
3 Möglichkeiten zur Verringerung von Mindestenerzeugung	33
3.1 Ziel der Analyse	33
3.2 Empfehlungen zur Verringerung der Mindestenerzeugung	35
4 Zusammenfassung	42

Literatur	46
A Auswertung ERRP-Daten je ÜNB	A-1
A.1 50Hertz	A-1
A.2 Amprion	A-3
A.3 TenneT TSO	A-5
A.4 TransnetBW	A-7
B Möglichkeiten zur Reduktion von Mindesterzeugung: Technische Details	B-1
B.1 Erbringung von Systemdienstleistungen	B-1
B.1.1 Regelung der Systembilanz	B-1
B.1.2 Spannungshaltung	B-8
B.1.3 Kurzschlussleistung	B-15
B.2 Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs	B-21
B.2.1 Redispatch	B-21
B.2.2 KWK-Erzeugung	B-23

Abkürzungen

BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
CAES	Compressed Air Energy Storage (Druckluftspeicher)
EE	Erneuerbare Energien
EinsMan	Einspeisemanagement
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HVDC	High Voltage Direct Current (s. HGÜ)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCC	Line Commutated Converter
PV	Photovoltaik
RDV	Redispatchvermögen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Converter

Kurzfassung

Der weiterhin starke Zubau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE), insbesondere der stark dargebotsabhängigen Wind- und Sonnenenergie, bewirkt, dass die Deckung der Stromnachfrage bereits heute zu einzelnen Zeitpunkten mit hohem Dargebot überwiegend mit Strom aus EE-Erzeugungsanlagen befriedigt werden kann. Zukünftig werden solche Situationen mit niedriger oder sogar negativer Residuallast (heute bereits in einzelnen Regelzonen real) noch weit häufiger auftreten.

Gleichzeitig ist zu beobachten, dass die konventionelle Stromerzeugung nicht vollständig elastisch auf das Dargebot an EE-Strom reagiert. Vielmehr führt unterhalb bestimmter Schwellwerte ein weiteres Absinken der Residuallast nicht mehr zu einer spürbaren Reduktion der Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken, obwohl in derartigen Situationen zum Teil negative Börsenpreise zu beobachten sind und unter sonst gleichen Bedingungen ein Verzicht auf eigene Stromeinspeisung und Stromeinkauf an der Börse zu positiven Deckungsbeiträgen führen sollte. Dieser Wechsel von Produktion zu Einkauf hängt allerdings von vielfältigen Einflussfaktoren beim Kraftwerkseinsatz ab, so dass die Preissignale alleine nicht für eine Wertung ausreichend sind.

Dieses Phänomen ist in den vergangenen Jahren unter dem Begriff der konventionellen Mindestenerzeugung oder auch Must-Run-Erzeugung diskutiert worden. Dabei stand vielfach die sogenannte netztechnisch bedingte Mindestenerzeugung, also ein aus Netzbetreibersicht zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit notwendiger Mindestbetrieb der Kraftwerke, im Mittelpunkt der Debatte. Gleichzeitig lässt die fachöffentliche Diskussion erkennen, dass es eine sehr unterschiedliche Wissensbasis im Hinblick auf Ursachen und Wirkungszusammenhänge bei der konventionellen Mindestenerzeugung gibt.

Die konventionelle Mindestenerzeugung wird dabei zunehmend, u. a. im Weißbuch des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zum Strommarktdesign, als relevantes Hindernis für die effiziente Integration der EE-Stromerzeugung und die angestrebte Transformation des Stromversorgungssystems angesehen.

Im Rahmen dieser Studie möchten die ÜNB den Themenkomplex der konventionellen Mindestenerzeugung in mehrerlei Hinsicht aufarbeiten. Dabei sollen zunächst Grundlagen zu den unterschiedlichen Ursachen von konventioneller Mindestenerzeugung und ihrer aktuellen Bedeutung für das deutsche Stromversorgungssystem vermittelt werden. Gleichzeitig sollen

technische Handlungsoptionen zur Vermeidung von Mindesterzeugung und Möglichkeiten eines Monitorings der Mindesterzeugung durch die ÜNB diskutiert werden.

Grundsätzlich konnten im Rahmen der Untersuchung dieser Studie folgende Ursachen für konventionelle Mindesterzeugung identifiziert werden:

- Technologisch bedingte Mindesterzeugung (Kraftwerkstechnologie)
- Nicht stromgeführter Kraftwerkseinsatz (KWK)
- Optimierung der Strombezugskosten
- Vorhaltung von Regelleistung
- Vorhaltung von Besicherungsleistung
- Spannungshaltung
- Kurzschlussleistung
- Redispatch

Im ersten Teil der Studie haben wir im Hinblick auf die Analyse des Status Quo und die Einordnung der Relevanz der unterschiedlichen Ursachen exemplarische quantitative Untersuchungen für 3 Beispieltage durchgeführt, um die jeweiligen Anteile soweit wie möglich zu quantifizieren. Auf Basis der vorliegenden Daten (ERRP-Plandaten zum Kraftwerkseinsatz, Angaben zum Redispatcheinsatz, Informationen zum Netzbelastungs-/Einspeisemanagement und allgemeine Kenndaten zu Kraftwerksstammdaten und Börsenpreisen) konnten wir für einen Teil der o. g. Ursachen den Beitrag zur Mindesterzeugung zumindest näherungsweise ermitteln.

Aus den Analysen der Daten für die betrachteten Tage lassen sich zunächst folgende allgemeine Schlussfolgerungen ziehen:

- Mit der heute bestehenden Datenbasis lassen sich die Anteile der Mindesterzeugung der Ursachen Vorhaltung von Besicherungs- und Regelleistung, Erbringung von Redispatch sowie die Deckung von Wärme- und Industriebedarf näherungsweise quantifizieren. Weitere Ursachen der Mindesterzeugung können nicht exakt bestimmt werden. Sie sind in den ERRP-Daten unter dem nicht weiter differenzierten Block „PROD_min“, der u. a. die technologisch bedingte Mindesterzeugung beinhaltet, zusammengefasst.

- Der Anteil PROD_min, der u. a. den technologisch bedingten Teil der Mindesterzeugung darstellt, scheint in der aktuellen Systemkonfiguration weitgehend unabhängig von konkreten Rahmenbedingungen wie EE-Einspeisung und Last einen Mindestwert von knapp 20 GW aufzuweisen. Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke stellen rund 75 % von PROD_min. Die in den betrachteten Tagen ermittelte Höhe der konventionellen Mindesterzeugung unter Berücksichtigung der Beiträge zur Vorhaltung negativer Besicherungs- und Regelleistung sowie aus dem Redispatcheinsatz beträgt etwa 25-30 GW.
- Eine genaue Aufteilung der konventionellen Mindesterzeugung auf die einzelnen Ursachen ist mit den vorliegenden Daten nicht möglich, da die ERRP-Plandaten zum Kraftwerkseinsatz nur das nach Anfahren des Arbeitspunkts gemeldete Potenzial (Bereitstellung von Besicherungs- und Regelleistung, Redispatchvermögen) beschreiben.
- Die Höhe des Werts für PROD_min wird teilweise dadurch bedingt, dass ein Teil der Einspeisung zur Bereitstellung der o. g. Potenziale erforderlich ist. Mit den vorliegenden Daten lässt sich dieser Teil nicht belastbar differenzieren, sondern nur über einen heuristischen Ansatz abschätzen. Diese Abschätzung ist jedoch sehr grob, da die ÜNB nicht die Aufgabe haben, die PROD_min Meldung der Kraftwerksbetreiber zu hinterfragen und ihnen keine Informationen zur Aufteilung von PROD_min auf unterschiedliche Ursachen vorliegen.
- Die ermittelten Bandbreiten der Beiträge der jeweiligen Ursachen zur Mindesterzeugung sind in Abbildung 1 zusammengefasst. Dabei wird darauf hingewiesen, dass die Zuordnung von PROD_min zu unterschiedlichen Ursachen nur eine allererste Abschätzung sein kann (s. Abschnitt 2.2.4) und nicht mit konkreten Daten der Kraftwerksbetreiber abgesichert ist.

	Aus ERRP-Plandaten ermittelter Anteil	Abgeschätzter Anteil an PROD_min
Vorhaltung von Besicherungsleistung	1,5 - 2,5 GW	2,5 - 5,5 GW
Vorhaltung von Regelleistung	2 - 3 GW	5 - 8 GW
Erbringung von Redispatch	0,5 - 2,5 GW	0,5 - 5 GW
Wärmegeführte Stromerzeugung aus KWK-Anlagen	./.	8 - 10%
Deckung von Industriebedarf	./.	10 - 12%
Technologische Mindestenerzeugung	./.	nicht direkt ermittelbar

Abbildung 1: Beiträge zur Mindestenerzeugung aus Analyse der ERRP-Plandaten und Abschätzung der Anteile an „PROD_min“

Im zweiten Teil der Studie haben wir einen Ausblick auf die technischen Handlungsmöglichkeiten zur Verringerung von Mindestenerzeugung gegeben. Dabei hat sich gezeigt, dass sich für jeden der Aspekte Möglichkeiten zur Reduzierung der Mindestenerzeugung in Form von kurz- und mittelfristigen Maßnahmen gibt, die sich im Hinblick auf die Realisierungszeit, den damit verbundenen Umsetzungsaufwand und die verantwortlichen Akteure unterscheiden (Abbildung 2).

Ursache	Regelleistung	Spannungshaltung	Kurzschlussleistung	Redispatch	KWK-Erzeugung	Technologische Mindestenerzeugung
Maßnahme	Änderung Marktregeln	Bedarfsanalyse	Erst mittelfristig: Bedarfsanalyse, Anpassung technische Regelwerke	Netzausbau	Flexibilisierung, Anreize hierfür durch verzerrungsfreies Marktdesign	
Verantwortliche	BNetzA, ÜNB	ÜNB, BNetzA	ÜNB, Evtl. FNN, BMWi	ÜNB, Genehmigungsbehörden	BMWi, Anlagenbetreiber	

Abbildung 2: Überblick über kurz- und mittelfristige Maßnahmen zur Verringerung konventioneller Mindestenerzeugung

Darüber hinaus haben die Untersuchungen ergeben, dass generell auch in einem langfristigen Szenario mit einer fast ausschließlich auf Erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung technische Lösungen bereits heute existieren bzw. mittel- bis langfristig für einen großflächigen Einsatz zur Verfügung stehen, um die heute aus konventionellen Kraftwerken erfüllten Anforderungen abzulösen.

Für deren Umsetzung sind jedoch teilweise umfangreiche Anpassungen der rechtlich-regulatorischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu erwarten, die zudem zu hohen finanziellen Aufwendungen führen können.

1 Hintergrund und Zielsetzung

Der weiterhin starke Zubau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE), insbesondere der stark dargebotsabhängigen Wind- und Sonnenenergie, bewirkt, dass die Deckung der Stromnachfrage bereits heute zu einzelnen Zeitpunkten mit hohem Dargebot überwiegend mit Strom aus EE-Erzeugungsanlagen befriedigt werden kann. Zukünftig werden solche Situationen mit niedriger oder sogar negativer Residuallast (heute bereits in einzelnen Regelzonen real) noch weit häufiger auftreten.

Gleichzeitig ist zu beobachten, dass die konventionelle Stromerzeugung nicht vollständig elastisch auf das Dargebot an EE-Strom reagiert. Vielmehr führt unterhalb bestimmter Schwellwerte ein weiteres Absinken der Residuallast nicht mehr zu einer spürbaren Reduktion der Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken, obwohl in derartigen Situationen zum Teil negative Börsenpreise zu beobachten sind und unter sonst gleichen Bedingungen ein Verzicht auf eigene Stromeinspeisung und Stromeinkauf an der Börse zu positiven Deckungsbeiträgen führen sollte. Dieser Wechsel von Produktion zu Einkauf hängt allerdings von vielfältigen Einflussfaktoren beim Kraftwerkseinsatz ab, so dass die Preissignale alleine nicht für eine Wertung ausreichend sind.

Dieses Phänomen einer konventionellen Kraftwerkseinspeisung über das zur Lastdeckung benötigte Maß hinaus ist in den vergangenen Jahren unter dem Begriff der konventionellen Mindesterzeugung oder auch Must-Run-Erzeugung diskutiert worden. Dabei stand vielfach die sogenannte netztechnisch bedingte Mindesterzeugung, also ein aus Netzbetreibersicht zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit notwendiger Mindestbetrieb der Kraftwerke, im Mittelpunkt der Debatte [1]. Gleichzeitig lässt die fachöffentliche Diskussion erkennen, dass es eine sehr unterschiedliche Wissensbasis im Hinblick auf Ursachen und Wirkungszusammenhänge bei der konventionellen Mindesterzeugung gibt.

Die konventionelle Mindesterzeugung wird dabei zunehmend, u. a. im Weißbuch des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zum Strommarktdesign, als relevantes Hindernis für die effiziente Integration der EE-Stromerzeugung und die angestrebte Transformation des Stromversorgungssystems angesehen.

Im Rahmen dieser Studie möchten die ÜNB den Themenkomplex der konventionellen Mindesterzeugung in mehrerlei Hinsicht aufarbeiten. Dabei sollen zunächst Grundlagen zu den unterschiedlichen Ursachen von konventioneller Mindesterzeugung und ihrer aktuellen Be-

deutung für das deutsche Stromversorgungssystem vermittelt werden. Gleichzeitig sollen technische Handlungsoptionen zur Vermeidung von Mindesterzeugung und Möglichkeiten eines Monitorings der Mindesterzeugung durch die ÜNB diskutiert werden.

Im vorliegenden Bericht diskutieren wir zunächst die unterschiedlichen Arten der Mindesterzeugung und analysieren deren Relevanz anhand von exemplarischen quantitativen Untersuchungen (Kapitel 2). Anschließend geben wir einen Ausblick auf die technischen Handlungsmöglichkeiten zur Verringerung von Mindesterzeugung, den aktuellen Entwicklungsstand der entsprechenden Technologien und Maßnahmen sowie die Abhängigkeit der Realisierung von den rechtlich-regulatorischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Kapitel 3). Kapitel 4 fasst die Ergebnisse zusammen.

2 Arten der Mindestenerzeugung und Analyse des Status Quo

In diesem Kapitel diskutieren wir mögliche Gründe für konventionelle Mindestenerzeugung zunächst aus qualitativer Sicht und zeigen die verursachenden Wirkungszusammenhänge auf (Abschnitt 2.1). Für die Einordnung der Relevanz der identifizierten Ursachen für Mindestenerzeugung für das heutige Stromversorgungssystem haben wir quantitative Fallanalysen für beispielhafte Tage aus 2015 auf Basis der derzeit verfügbaren Daten durchgeführt. Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen werden in Abschnitt 2.2 diskutiert.

2.1 Mögliche Gründe für konventionelle Mindestenerzeugung

Bei der Beschreibung von möglichen Ursachen der konventionellen Mindestenerzeugung sind 2 Aspekte zu unterscheiden (vgl. auch [2]):

- Ist die Ursache auf **netz- bzw. systemtechnische Anforderungen und damit auf direkte Eingriffe der ÜNB** in den Kraftwerkseinsatz zurückzuführen, oder
- Sind **dezentrale Einsatzentscheidungen der Kraftwerksbetreiber** mit unterschiedlichen Ursachen der Grund für einen wie Mindestenerzeugung wirkenden Kraftwerkseinsatz?

Diese Unterscheidung ist insofern relevant, da sich für die unterschiedlichen Arten der Ursachen für Mindestenerzeugung somit auch unterschiedliche Einflussmöglichkeiten ergeben.

2.1.1 Technologisch bedingte Mindestenerzeugung

Die meisten thermischen Kraftwerke ermöglichen einen über längere Zeit stabilen Betrieb nicht im gesamten Einspeisebereich zwischen 0 % und 100 % der Nennleistung, sondern nur oberhalb einer technischen Mindestleistung, die je nach Brennstoff, Kraftwerkstechnologie und -alter typischerweise zwischen 25 % und 60 % der Nennleistung liegt. Gleichzeitig führt die Auslegung thermischer Kraftwerke zu technischen Restriktionen im Kraftwerksbetrieb wie die maximalen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten oder die Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten.

In einzelnen Fällen führen darüber hinaus weitere Anlagenparameter zu weiteren Restriktionen. Dies betrifft beispielsweise die blockübergreifende Bereitstellung des Kraftwerkseigenbedarfs oder die Erhöhung der technologischen Mindestenerzeugung durch die Beifeuerung von zusätzlichen Brennstoffen (z. B. Müll). Bei Großkraftwerken (und insbesondere Kernkraft-

werken) besteht zudem eine Abhängigkeit der Betriebsweise von den koordinierten Revisionsplänen und den damit verbundenen technischen Bedingungen für die Be- und Entladung von Brennstäben.

Diese technischen Eigenschaften können einerseits dazu führen, dass für die Betriebsentscheidung eines Kraftwerks nicht nur die aktuelle Nachfragesituation am Strommarkt, sondern auch deren Entwicklung in der kurz zurückliegenden Vergangenheit bzw. näheren Zukunft relevant sind. Andererseits können technische Restriktionen dazu führen, dass eine grundsätzlich notwendige Leistungseinspeisung nicht nur in minimalem Umfang, sondern in diskreten Stufen erfolgen muss. Diese Einsatzentscheidungen erfolgen ausschließlich durch die Marktakteure selbst und sind von den ÜNB nicht direkt zu beeinflussen.

2.1.2 Nicht stromgeführter Kraftwerkseinsatz

Für einzelne Kraftwerke ist die Stromerzeugung nur ein Nebenprozess eines Hauptprozesses, der den Einsatz dieser Kraftwerke ganz maßgeblich bestimmt. Diese KWK-Kraftwerke werden insbesondere bei der Prozessdampferzeugung in der Industrie und der Wärmeerzeugung in Industrie und öffentlicher Wärmeversorgung eingesetzt. Abhängig davon, ob für dieses Hauptprodukt andere Erzeugungsmöglichkeiten bestehen und welche Kosten diese haben, kann der Bedarf nach dem Hauptprodukt eine Stromerzeugung unabhängig vom tatsächlichen Strombedarf bewirken (sogenannter wärmegeführter Kraftwerkseinsatz).

Die Stromerzeugung in wärmegeführten KWK-Anlagen kann einen Treiber konventioneller Mindestenerzeugung darstellen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn zur Deckung des Wärmebedarfs keine anderen Wärmequellen als die Abwärme konventioneller Kraftwerke zur Verfügung stehen. Die Einsatzentscheidung treffen dabei ausschließlich die Marktakteure unter Abwägung von wirtschaftlichen Faktoren im Hinblick darauf, ob Strombezug, Eigenproduktion oder Produktionsverzicht für den Kraftwerksbetreiber die effizienteste Option darstellt.

Da die Wärmeerzeugung derzeit noch vielfach mit der Stromerzeugung gekoppelt ist, ergibt sich die konventionelle Mindestenerzeugung in diesen Fällen somit nicht aus den systemtechnischen Anforderungen des Elektrizitäts-, sondern des Wärmeversorgungssystems.

2.1.3 Optimierung der Strombezugskosten

Aufgrund der derzeitigen Struktur der Netzentgelte und der Marktorganisation kann es insbesondere für die Betreiber von Eigenerzeugungsanlagen sinnvoll sein, Strom zu erzeugen obwohl die Börsenpreise so gering sind, dass sie unterhalb der variablen Stromerzeugungskosten der Eigenerzeugungsanlage liegen oder sogar negativ sind.

Eigenerzeugungsanlagen erhalten im derzeitigen System eine Art Vergütung, da durch deren Einsatz Netzentgelte, Abgaben und Umlagen für den Strombezug vermieden werden. Auslöser für eine solche von den Marktakteuren getroffene Einsatzentscheidung ist also die Abwägung, ob diese Vergütung höher ist als die Kosten, die sich durch die Vermarktung zu sehr geringen oder sogar negativen Preisen ergeben.

Entscheidet sich der Betreiber für einen Weiterbetrieb wirkt dies wie eine Mindesterzeugung, da dann konventionelle Erzeugungsanlagen in Betrieb sind, die zur Deckung der Nachfrage nicht erforderlich wären.

2.1.4 Vorhaltung von Regelleistung

Die Sicherstellung ausreichender Möglichkeiten zur Regelung von Ungleichgewichten zwischen Nachfrage und Erzeugung ist markttechnisch über die Regelleistungsmärkte für die unterschiedlichen Arten von Regelleistung organisiert.

Die ÜNB legen dabei die erforderliche Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung fest, so dass diese grundsätzlich systemtechnisch bedingt ist und nicht das ausschließliche Resultat von Entscheidungen der Marktakteure ist. Dennoch ist zu beachten, dass der Bedarf an Regelleistung von den ÜNB am entsprechenden Regelleistungsmarkt beschafft wird und somit keinen unmittelbaren Einfluss auf die Entscheidung haben, welche konkreten Kraftwerke dazu genutzt werden, da diese Festlegung bei den Anbietern liegt.

Je nach Art der Regelleistung und der Technologie der betreffenden Kraftwerke, die den Bedarf decken, kann die Vorhaltung von Regelleistung dabei aufgrund o. g. technischer Eigenschaften zu einem Betrieb dieser Kraftwerke mit einer Mindestleistung führen. Dies ist insbesondere derzeit ein relevanter Aspekt, da unter den gegebenen Randbedingungen vorrangig konventionelle Erzeugungsanlagen geeignet sind, um die regulatorisch festgelegten Marktregeln (wie z. B. Präqualifikationsanforderungen) zu erfüllen.

Der Zuschlag, welche Kraftwerke zur Vorhaltung von Regelleistung eingesetzt werden, erfolgt notwendigerweise zeitlich vor der Vermarktung von elektrischer Energie an den Spotmärkten. Dadurch können sich Beiträge zur Mindesterzeugung ergeben, wenn die Kraftwerke zur Vorhaltung von Regelleistung aufgrund technischer Restriktionen (s. o.) mit Mindestleistung einspeisen müssen, um den vertraglichen Verpflichtungen zur Vorhaltung nachzukommen.

2.1.5 Vorhaltung von Besicherungsleistung

Die Regeleistungsanbieter müssen die Bereitstellung der Regelleistung mit einer Zuverlässigkeit von 100% vertraglich zusichern. Die derzeitigen Anbieter erreichen diese durch die Besicherung eines Teils der vorzuhaltenden Leistung gegen einen Anlagenausfall. In der Regel werden die größten Anlagen oder die zwei größten Anlagen im Kraftwerkspool besichert. Oftmals wird auch so viel Besicherungsleistung vorgehalten, dass ein bestimmter Prozentsatz (z. B. 20 %) der angebotenen Regelleistung abgesichert ist. Die Höhe der Besicherungsleistung wird ausschließlich durch die Marktakteure festgelegt und richtet sich nach der Verfügbarkeit der einzelnen Anlagen und der Güte der prognostizierten Einspeisefahrpläne.

Darüber hinaus dient Besicherungsleistung innerhalb eines Bilanzkreises zur Vorhaltung einer Eigenreserve, um im Falle eines Kraftwerksausfalls das Saldo aus Einspeisung und Verbrauch sicherzustellen.

Abhängig davon, welche Kraftwerke zur Besicherung der verbindlich vorzuhaltenden Regelleistung bzw. als Eigenreserve der Bilanzkreise eingesetzt werden, kann aufgrund technischer Restriktionen dieser Kraftwerke (s. o.) ein Beitrag zur Mindesterzeugung entstehen.

2.1.6 Spannungshaltung

Zur Gewährleistung der Systemstabilität ist es notwendig, die Spannung an allen Netzknoten im System innerhalb definierter Bandbreiten zu halten. Dabei wird die Spannung – abhängig vom Belastungszustand des Netzes – über die Einspeisung bzw. Entnahme von sogenannter Blindleistung geregelt. Zu berücksichtigen ist dabei, dass der Blindleistungstransport über größere Distanzen technisch nicht sinnvoll möglich ist und deswegen ausreichend lokale Möglichkeiten zur Blindleistungssteuerung vorhanden sein müssen.

Zur Deckung des Blindleistungsbedarfs sind bereits heute passive Kompensationselemente (Drosselspulen und Kondensatorbänke) im Netz vorhanden. Diese können abhängig vom Verbraucherverhalten und Netzausbauzustand u. U. nicht ausreichen, um den Blindleistungsbedarf vollständig oder aufgrund technologischer Einschränkungen dieser Betriebsmittel (z. B. zu langsame Geschwindigkeit oder zu grobe Stufung der Blindleistungsbereitstellung) geeignet zu decken. In solchen Fällen muss die erforderliche Blindleistung zum Teil aus den Synchrongeneratoren insbesondere von Großkraftwerken bereitgestellt werden. Üblicherweise werden dafür die ohnehin marktbasierend am System befindlichen Kraftwerke genutzt. Die Entwicklung des Erzeugungssystems zeigt allerdings, dass es tendenziell weniger zentrale Blindleistungsquellen durch die Stilllegung und geringeren Betriebszeiten konventioneller (Groß-)Kraftwerke und eine mehr dezentrale Blindleistungsbereitstellung aus EE-Anlagen geben wird. Die grundsätzlich (aber in geringerem Umfang als konventionelle Kraftwerke) auch für die Deckung des Blindleistungsbedarfs geeigneten EE-Anlagen befinden sich derzeit jedoch meist in der Verteilnetzebene, so dass deren Wirkung im Hinblick auf die Deckung des Blindleistungsbedarfs im Übertragungsnetz eingeschränkt ist. Die ÜNB können die Frage nach der Netzanschlussebene zwar grundsätzlich beeinflussen, aber nur im Mittel- und Langfristbereich. Eine sehr kurzfristige Steuerung des Blindleistungsbedarfs und die zur Deckung verfügbaren Optionen durch die ÜNB sind dagegen nicht möglich.

Demzufolge kann es zwar grundsätzlich die Notwendigkeit für Kraftwerkseinspeisung zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit geben. Diese hat jedoch im Normalfall keinen Beitrag zur gesamten Höhe der Mindesterzeugung im Sinne einer die Lastdeckungsanforderungen übersteigenden Einspeisung konventioneller Kraftwerke. Grund dafür ist, dass die derzeitigen Anforderungen an die Spannungshaltung bereits durch den durch die Vermarktung an den Energiemärkten resultierenden Einsatz der konventionellen Kraftwerke abgedeckt werden und somit aus Gründen der Spannungshaltung nur höchst selten zusätzliche Randbedingungen an den Kraftwerkseinsatz resultieren, die dann zu einem spannungsbedingten Redispatch führen.

2.1.7 Kurzschlussleistung

Die bei einem Kurzschluss auftretenden Kurzschlussströme (sowie die daraus als Hilfsgröße abgeleitete sogenannte Kurzschlussleistung) müssen aus verschiedenen Gründen in ausreichender Höhe und in ausreichend kurzer Zeit nach Fehlereintritt zur Verfügung stehen. Insbesondere gilt, dass für eine sichere Fehlererkennung und die – zur Verhinderung großflächiger

Abschaltungen und dadurch bedingter großflächiger Versorgungsunterbrechungen unabdingbare – selektive Fehlerabschaltung der Kurzschlussstrom deutlich größer sein muss als die im Normalbetrieb auftretenden Ströme.

Darüber hinaus ist eine Mindestkurzschlussleistung notwendig, um eine ausreichende Resistenz des Netzes und der angeschlossenen Betriebsmittel und Verbraucher gegenüber Störeinflüssen sicherzustellen, insbesondere im Hinblick auf einen stabilen Generatorbetrieb, eine möglichst enge räumliche Begrenzung von unvermeidbaren Spannungseinbrüchen und die Gewährleistung einer hohen Spannungsqualität für die angeschlossenen Verbraucher. Die Höhe der verfügbaren Kurzschlussleistung und die unterschiedlichen Arten für deren Bereitstellung sind von den ÜNB kurzfristig nicht zu beeinflussen.

Aus heutiger Sicht liefert die Bereitstellung von Kurzschlussleistung keinen Beitrag zur konventionellen Mindesterzeugung in Deutschland, da das für einen sicheren Systembetrieb notwendige Kurzschlussleistungsniveau auch durch die Beiträge im Betrieb befindlicher Synchrongeneratoren in Großkraftwerken im benachbarten Ausland jederzeit sichergestellt wird. Perspektivisch ist aber auch im Ausland ein zunehmender Anteil an Erzeugungsanlagen (im Wesentlichen aus Erneuerbaren Energien) zu erwarten, die im Gegensatz zur Generatoren von Großkraftwerken über Umrichter ans Netz sind. Folglich können mittel- bis langfristig Maßnahmen erforderlich werden, um den Wegfall von Synchrongeneratoren zu kompensieren.

2.1.8 Redispatch

Die Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs erfordert heute in extrem hohem Maße Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in den marktbasieren Kraftwerkseinsatz (Redispatch).¹ Dieser muss immer dann erfolgen, wenn die durch die regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch resultierenden Belastungen des Stromnetzes die Transportkapazität der Leitungen übersteigt. Diese Netzengpässe sind vor allem eine Folge davon, dass der Netzausbau mit den Veränderungen im Erzeugungssystem nicht Schritt hält.

¹ Zum Teil wird der Begriff Redispatch nur für einen Eingriff in die konventionelle Erzeugung verwendet, die Regelung der Erzeugung aus EE-Anlagen bezeichnet das EEG als Einspeisemanagement. Im Folgenden verwenden wir jedoch verallgemeinernd und unabhängig vom Objekt des Eingriffs den Begriff Redispatch.

Die notwendige Bilanzneutralität des Redispatches erfordert neben der notwendigen Leistungsabsenkung, die primär in konventionellen, im Bedarfsfall aber auch in EE-Erzeugungsanlagen (im Rahmen des Einspeisemanagements) erfolgt, auch eine Leistungserhöhung in gleichem Umfang. Je nach Ausgestaltung der Redispatchmaßnahme kann diese Leistungserhöhung durch Börsengeschäfte, Im-/Exporte, gezielte Anweisung von Erzeugungsanlagen zur Erhöhung der Einspeisung oder den Einsatz von Regelenergie erfolgen. Leistungserhöhungen im Zuge von Redispatchmaßnahmen können nicht durch Erhöhung der Einspeisung von EE-Erzeugungsanlagen erfolgen, da diese im Normalfall bei entsprechendem Energieträgerdargebot ohnehin einspeisen. Sie muss daher entweder in hydraulischen Anlagen wie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken (die jedoch häufig für die Vorhaltung von Regelleistung benötigt werden) oder konventionellen thermischen Anlagen erfolgen. Nicht in jeder Situation ist es möglich oder technisch sinnvoll, diesen Ausgleich zur Sicherstellung der Bilanzneutralität alleine mit hydraulischen Anlagen und thermischen Anlagen (die aufgrund technischen Eigenschaften und dem marktbasieren Einsatz dazu geeignet sind) zu gewährleisten, so dass eine präventive Anfahrt bzw. ein Abfahrverbot für weitere thermischer Anlagen notwendig ist. Im Fall, dass die Erhöhung der Einspeisung dieser Anlagen nicht identisch zur Höhe der Leistungsabsenkung anderer thermischer Anlagen ist, entsteht hier ein Beitrag zur konventionellen Mindesterzeugung.

Aufgrund des steigenden Redispatchaufkommen als Folge des anhaltenden Ausbaus der EE-Erzeugung und den Verzögerungen beim Ausbau des Übertragungsnetzes, ist die durch Redispatch bedingte konventionelle Mindesterzeugung derzeit als relevanter Aspekt einzustufen.

Im Gegensatz den zuvor diskutierten Ursachen für Mindesterzeugung steht die durch Redispatch und somit netztechnisch bedingte Mindesterzeugung im heutigen Rechts- und Regulierungsrahmen in der engeren Verantwortung der ÜNB.

2.1.9 Beiträge von Kleinkraftwerken

Die in den vorangegangenen Abschnitten diskutierten Ursachen für einen Beitrag zur konventionellen Mindesterzeugung stehen in enger Verbindung mit (insbesondere thermischen) Großkraftwerken, da deren Einsatz maßgeblich die in diesem Zusammenhang relevanten Aspekte dominieren.

Darüber hinaus kann auch der Einsatz von Kleinkraftwerken (mit einer installierten Einspeisekapazität von weniger als 10 MW) zur Mindesterzeugung beitragen, sei es aus den gleichen Ursachen oder aus weiteren Überlegungen der Kraftwerksbetreiber zur Einsatzentscheidung, die u. U. einen anderen Fokus haben können als beim Einsatz von Großkraftwerken. Da aufgrund der Datenverfügbarkeit nicht quantifiziert werden kann, wie hoch der Anteil von Kleinkraftwerken an der konventionellen Mindesterzeugung ist, werden diese im Folgenden aus den Analysen ausgeklammert.

2.1.10 Zusammenfassender Überblick

Das nachfolgende Bild gibt einen zusammenfassenden Überblick über die verschiedenen Ursachen der Mindesterzeugung und die wesentlichen Akteure zu deren Beeinflussung.

	Netz-/Systemtechnische Anforderung (Beeinflussung durch ÜNB)	Dezentrale Einsatzentscheidung (Beeinflussung durch Marktakteure)
Technologisch bedingte Mindesterzeugung	✘	✔
Nicht stromgeführter Kraftwerkseinsatz	✘	✔
Optimierung der Strombezugskosten	✘	✔
Vorhaltung von Regelleistung	✔	✔
Vorhaltung von Besicherungsleistung	✘	✔
Spannungshaltung	✘	✔
Kurzschlussleistung	✘	✔
Redispatch	✔	✘

Bild 2.1: Überblick über mögliche Ursachen von konventioneller Mindesterzeugung und Einflussmöglichkeiten

2.2 Quantitative Fallanalysen

Für die Einordnung der Relevanz der in Abschnitt 2.1 analysierten möglichen Ursachen für konventionelle Mindesterzeugung haben wir auf Basis historischer Daten untersucht, welche

der potenziellen Treiber auch in der Realität eine Rolle spielen und somit die Höhe der Mindestenerzeugung maßgeblich beeinflussen.

Die Analysen fokussieren (auch aufgrund der Datenverfügbarkeit) auf die Aspekte, deren Einfluss auf die Mindestenerzeugung zumindest näherungsweise quantitativ abgeleitet werden kann. Demzufolge befassen sich die im Folgenden dargestellten Ergebnisse hauptsächlich mit den Treibern Regelleistung, Besicherungsleistung, KWK- und Eigenversorgungsanlagen und Redispatch.

2.2.1 Datenbasis

Die Hauptanalyse basiert auf der Auswertung von Daten für 3 Beispieltage, bei denen Mindestenerzeugung eine bindende Randbedingung für den Kraftwerkseinsatz sein könnte. Dies ist dann wahrscheinlich, wenn (zeitweise) negative Preise an der Strombörse aufgetreten sind und daher von einem Überangebot v. a. auch durch die Einspeisung aus EE-Anlagen ausgegangen werden kann. Darüber hinaus kann Mindestenerzeugung in solchen Situationen ebenfalls eine bindende Randbedingung für den Kraftwerkseinsatz sein, wenn ein nennenswerter Redispatchbedarf bestanden hat oder ein hoher Wärmebedarf gedeckt werden musste.

Aus diesen Überlegungen heraus haben wir im Detail folgende Tage untersucht:

- 2. Januar 2015 (hoher Wärmebedarf und Auftreten negativer Preise)
- 30. März 2015 (hoher Redispatchbedarf und Auftreten negativer Preise)
- 12. April 2015 (Auftreten der am stärksten negativen Preise)

Darüber hinaus haben wir den Effekt der Untergrenze der Mindestenerzeugung bei geringen/negativen Preisen über einen größeren Zeitraum systematisch betrachtet und dafür je 2 Tage eines Monats (Januar bis Juli 2015; je ein Werktag und ein Wochenendtag) analysiert.

Grundlage der Analysen sind teilweise öffentliche und teilweise den ÜNB vorliegende Daten zum Kraftwerkseinsatz ergänzt um allgemeine, nicht tagesbezogene Informationen ausgewertet:

- **ERRP-Plandaten zum Kraftwerkseinsatz**

Die Kraftwerksbetreiber sind im Rahmen des Energieinformationsnetzes dazu verpflichtet, Plandaten zum Kraftwerkseinsatz zu übermitteln. Sie enthalten eine Aufschlüsselung der geplanten Einspeisung in unterschiedliche Treiber (z. B. Einspeisung für neg. Regel-

leistungsvorhaltung) und geben die Flexibilitäten des Kraftwerkseinsatzes ausgehend vom geplanten Betriebspunkt (positives bzw. negatives Redispatchvermögen, Vorhaltung von Besicherungsleistung, Vorhaltung positiver Regelleistung) an. Die Kraftwerksbetreiber sind verpflichtet, Änderungen des geplanten Betriebs bis zum tatsächlichen Einsatzzeitpunkt fortwährend an die Übertragungsnetzbetreiber zu übermitteln. Für die Analysen haben wir die jeweils letzte Plandatenmeldung vor dem Kraftwerksbetrieb ausgewertet, weil diese einerseits den tatsächlichen Betriebszustand möglichst gut wiedergeben sollte, andererseits aber gegenüber der tatsächlichen Einspeisung den zusätzlichen Informationsgehalt der Plandaten bietet. Im Zuge unserer Analysen hat sich gezeigt, dass fallweise bei einzelnen Kraftwerken im Moment noch zum Teil signifikante Abweichungen zwischen Plandaten und Ist-Einspeisung vorliegen und somit in einem gewissen Umfang ein Fehlerpotenzial vorliegt.

- **Angaben zum Redispatch**

Im Hinblick auf Informationen zum Redispatch haben wir einerseits die kraftwerksscharfen Angaben auf der Netztransparenz-Plattform und die den ÜNB vorliegenden block-scharfen Angaben herangezogen.

- **Informationen zum Netzbelastungsmanagement**

Hierzu haben wir die Angaben der ÜNB zu Eingriffen in die EE-Einspeisung und den ggf. damit verbundenen bilanziellen Ausgleich verwendet. Darüber hinaus haben wir Informationen der ÜNB zu sonstigen, nicht marktbasieren Gründen für den Kraftwerksbetrieb, z. B. von den Übertragungsnetzbetreibern ausgesprochene Abfahrverbote erhalten.

- **Allgemeine Kenndaten**

Weitere Eingangsdaten für die Analysen sind die öffentlich verfügbaren Informationen zu den day-ahead Strompreisen der Börsen und dem Import-/Exportsaldo des deutschen Stromhandels.

Darüber hinaus haben wir Informationen zu Kraftwerksstammdaten wie Nennleistung und Brennstoff aus der von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Kraftwerksliste entnommen. Ergänzt wurden diese Daten durch Angaben der ÜNB wie z. B. zum wärme- oder strommarktgeführten Betrieb von KWK-Anlagen. Diese Informationen basieren jedoch lediglich auf Erfahrungswissen der Übertragungsnetzbetreiber und sind nicht durch die Kraftwerksbetreiber bestätigt.

2.2.2 Rahmenparameter der 3 Beispieltage

Zunächst haben wir untersucht, wie sich die 3 analysierten Beispieltage charakterisieren lassen. Dazu haben wir die Kenngrößen Strompreis, Einspeisung aus EE-Anlagen (hier nur Wind und Photovoltaik) und Residuallast (Last abzüglich EE-Einspeisung) über den Tagesverlauf analysiert.

Für den 2. Januar 2015 (Freitag) erkennt man, dass der Zeitraum mit negativen Preisen bei den geringsten Residuallasten von 20 GW und darunter auftritt. Die Preise sinken dabei in den ersten 7 Stunden des Tages auf Werte bis zu -47 €/MWh. Die Höhe der EE-Einspeisung liegt dabei mehr oder weniger konstant bei etwa 25 GW (Bild 2.2).

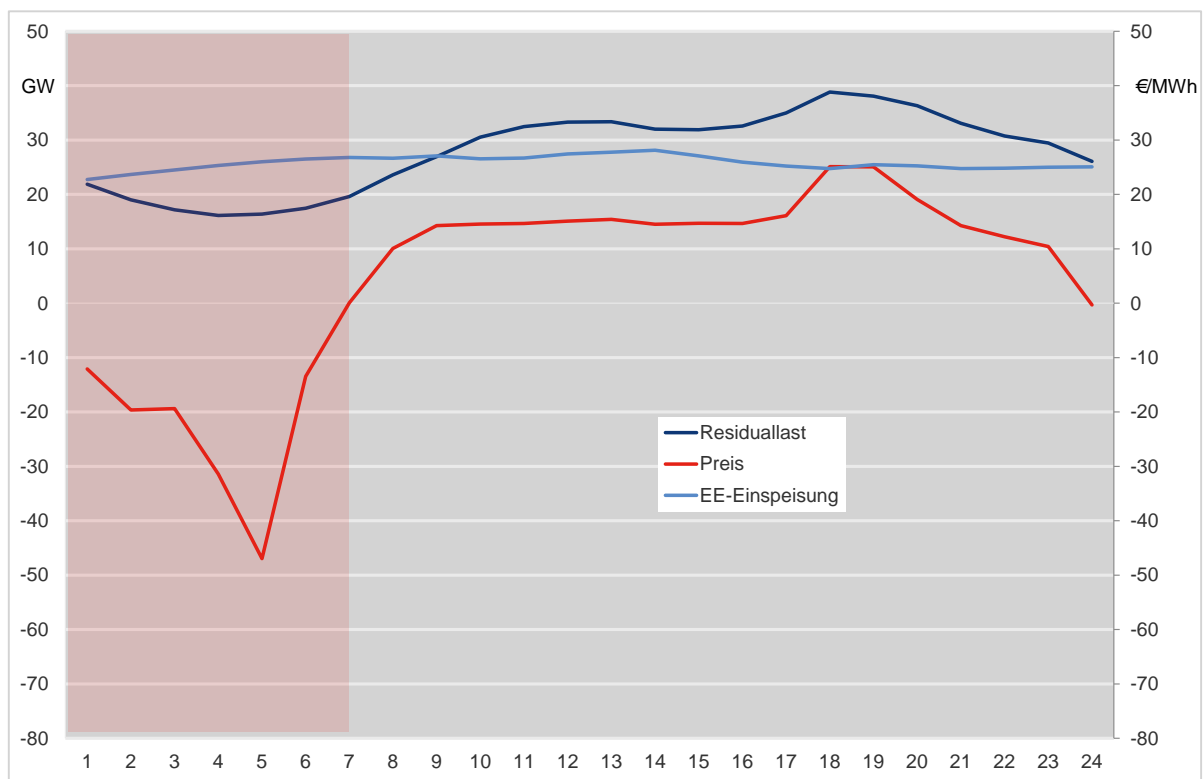


Bild 2.2: Verlauf von Preis, Residuallast und EE-Einspeisung am 2. Januar 2015

Am 30. März 2015 treten negative Preise bis zu -20 €/MWh in den ersten 5 Stunden des Tages auf. Erneut fallen diese mit den Stunden der geringsten Residuallast zusammen, die wie am 2. Januar dann Werte von 20 GW oder weniger aufweist. Die EE-Einspeisung ist an diesem Tag deutlich schwankender und bewegt sich zwischen etwa 20 und gut 40 GW (Bild 2.3).

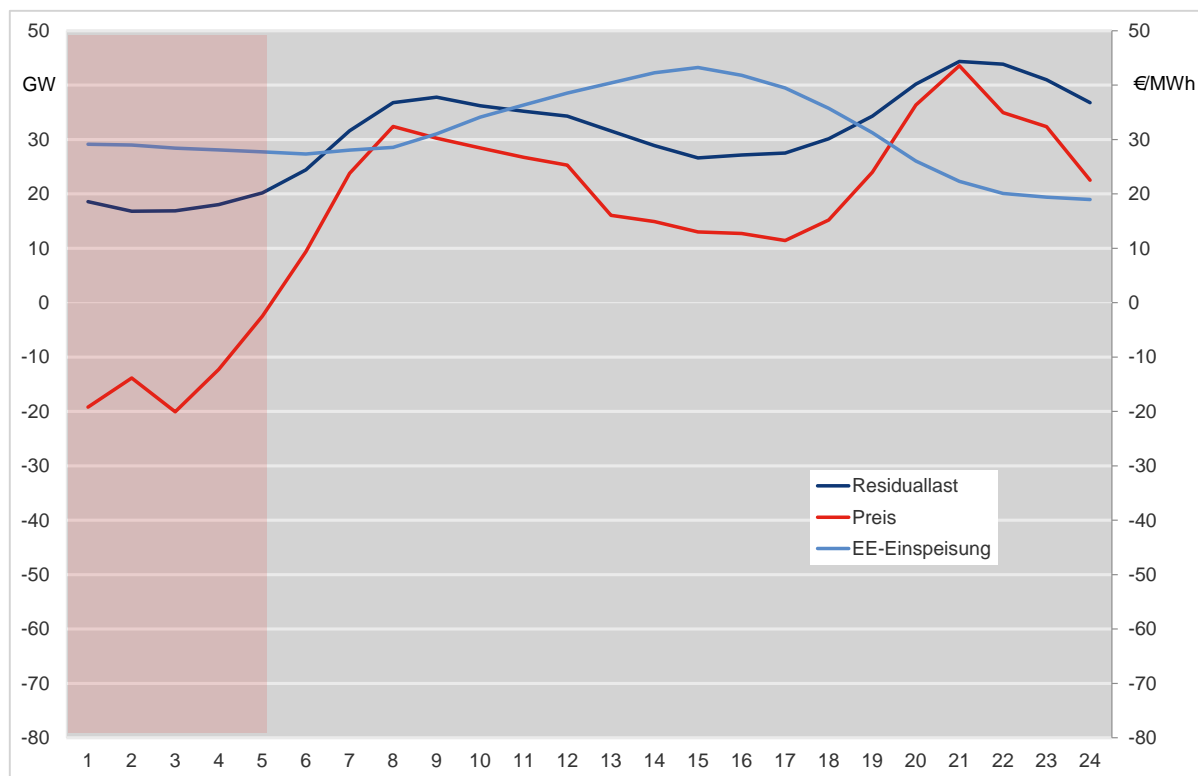


Bild 2.3: Verlauf von Preis, Residuallast und EE-Einspeisung am 30. März 2015

Der 12. April zeichnet sich dadurch aus, dass es 2 Perioden mit negativen Preisen gibt (0-3 Uhr und 11-16 Uhr) und dabei die im Zeitraum Januar bis Juli 2015 niedrigsten Preise mit bis zu -80 €/MWh auftreten. Insbesondere in den Mittags- und Nachmittagsstunden überschneiden sich die Spitze der EE-Einspeisung von rund 33 GW und die geringste Residuallast von etwa 15 GW, was sich in den stark negativen Preisen widerspiegelt (Bild 2.4).

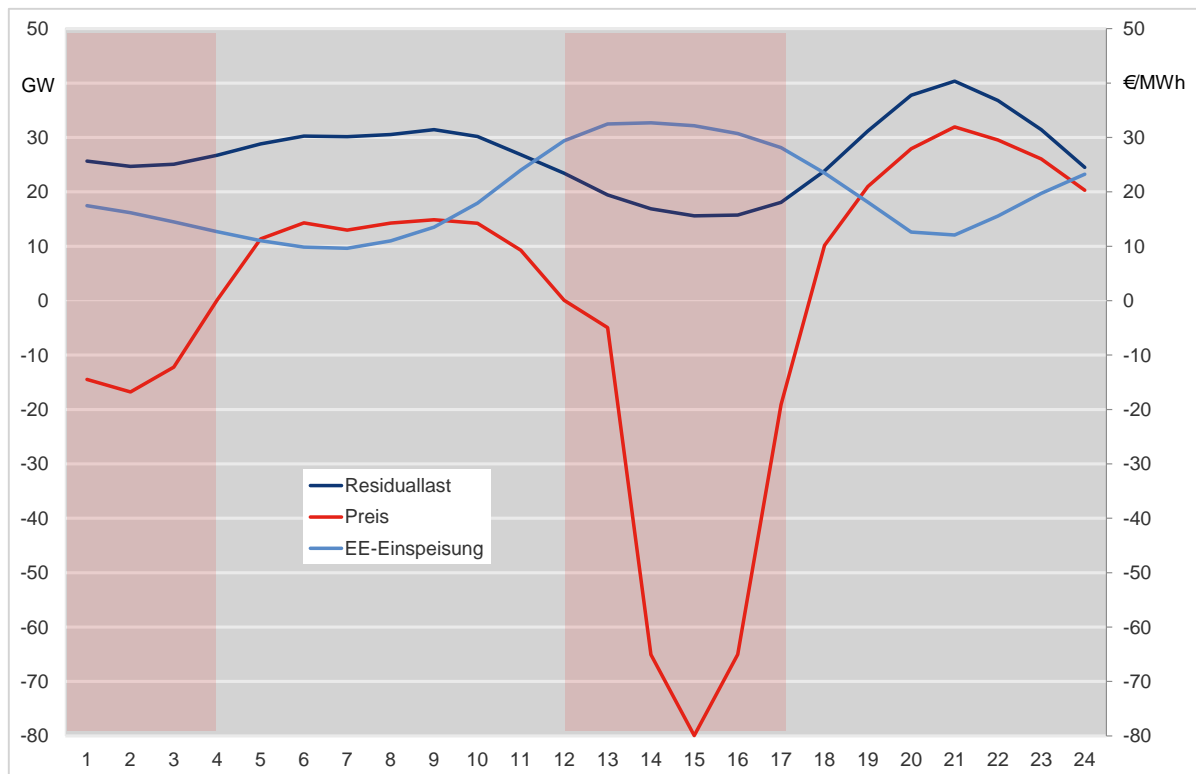


Bild 2.4: Verlauf von Preis, Residuallast und EE-Einspeisung am 12. April 2015

2.2.3 Auswertung der ERRP-Daten

Im Folgenden stellen wir die Auswertung der ERRP-Daten aggregiert für alle 4 ÜNB dar. Weitere analoge Darstellungen je ÜNB sind Anhang A zu entnehmen.

Die Ergebnisdarstellungen zeigen den Verlauf des Handelssaldos und der Planwerte des aggregierten Kraftwerkseinsatzes in Deutschland, im Hinblick auf die folgenden Komponenten:

- **PROD_min:** Nicht näher aufzuschlüsselnde Einspeisung zur Erreichung der unteren Leistungsgrenze (u. a. Leistung zur Deckung des Eigenbedarfs und Betriebsverbrauchs)
- **BES neg:** Einspeisung zur Vorhaltung negativer Besicherungsleistung
- **Regel neg:** Einspeisung zur Vorhaltung negativer Regelleistung (Leistung, die im Bedarfsfall reduziert werden kann)

- **RD auf Anweisung ÜNB:** Negatives Redispatchvermögen (RDV, ohne Verletzung technischer Grenzwerte mögliche Absenkung der Einspeiseleistung), welches sich durch eine von den ÜNB veranlasste Leistungseinspeisung² ergibt.
- **Marktbasierter Einsatz:** Sonstiges negatives Redispatchvermögen ohne weitere Restriktionen, die den ÜNB durch die marktbasierete Einspeiseleistung zur Verfügung steht.

Die Aufteilung zwischen den beiden Arten von Redispatchvermögen unterliegt aufgrund der verfügbaren Daten Unsicherheiten und kann von den tatsächlichen Werten abweichen. Zudem sind Leistungsanteile der Einspeisung für die Erbringung positiver Besicherungs- und/oder Regelleistung in den Darstellungen nicht enthalten.

Am 2. Januar 2015 erkennt man zunächst in den Nacht- und Morgenstunden einen deutlichen Einspeiseüberschuss, der in einem Handelsexportsaldo von bis zu 12 GW resultiert. In diesen Stunden treten ebenfalls als Folge daraus negative Preise auf und es erfolgt eine Reaktion der Einspeisung auf die diese Preissignale, da die aus dem marktbasiereten Einsatz als RDV verfügbare flexible Kraftwerksleistung auf ein Minimum zurückgefahren wird (Bild 2.5).

² Erteilt ein Übertragungsnetzbetreiber einem Kraftwerksbetreiber im Rahmen einer Redispatchmaßnahme die Anweisung zur Erhöhung der Kraftwerkseinspeisung, stellt sich dies in den ERRP-Daten als eine Erhöhung des negativen Redispatchvermögens dar, weil die Einspeisung um dieses Volumen ohne Verletzung von Grenzwerten des Kraftwerksbetriebs verringert werden könnte.

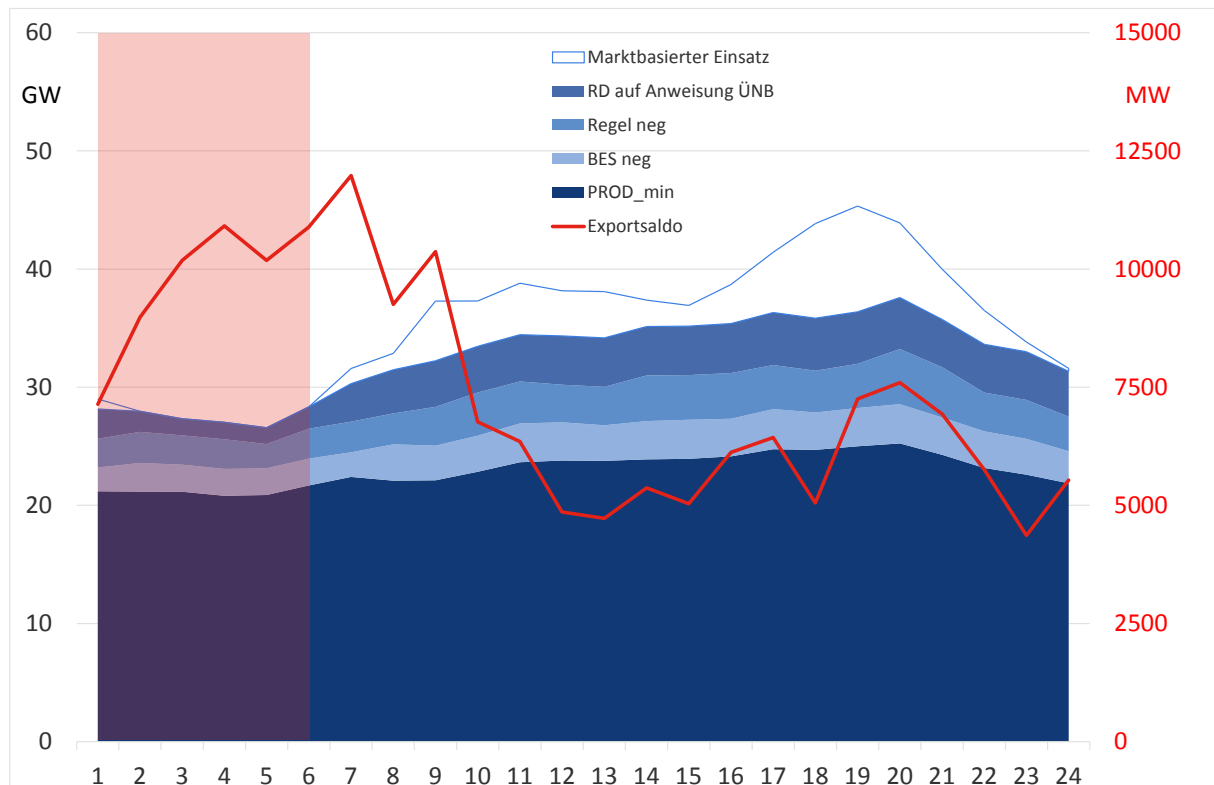


Bild 2.5: *Handelssaldo und ERRP-Plandaten für den 2. Januar 2015 (Zeitbereiche mit negativen Preise sind rot eingefärbt)*

Des Weiteren zeigt sich, dass der Anteil PROD_min über den gesamten Tag nicht unter einen Wert von 20 GW sinkt, so dass dieser möglicherweise die derzeitige technologische Untergrenze darstellt.

Dies wird durch die Auswertung der Daten für den 30. März 2015 bestätigt, die ein grundsätzlich ähnliches Verhalten der Einspeisungskomponenten und des Handelssaldos als Folge der Strompreise zeigt und insofern offenbar keine grundsätzlich anderen Treiber für Mindesterzeugung erkennbar sind. Analog zu den Beobachtungen für den 2. Januar verbleibt als Sockel der Mindesterzeugung ein PROD_min in Höhe von rund 20 GW während die als negatives RDV erkennbaren Flexibilitäten weitestgehend durch Einsenken der Kraftwerksleistungen in Stunden mit negativen Preisen aufgebraucht werden (Bild 2.6).

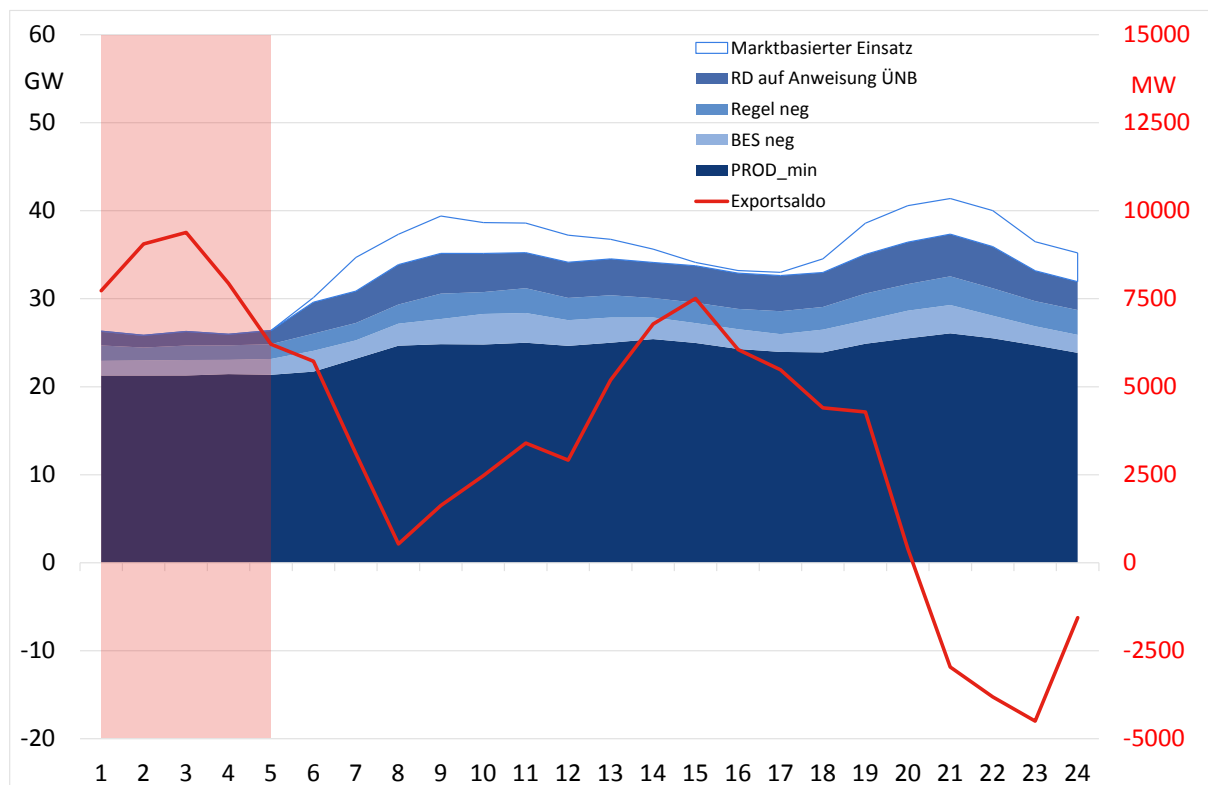


Bild 2.6: Handelssaldo und ERRP-Plandaten für den 30. März 2015 (Zeitbereiche mit negativen Preise sind rot eingefärbt)

Für den 12. April 2015 zeigt sich in den Stunden mit sehr stark negativen Preisen (und folgerichtig sehr hohem Export als Handelssaldo) eine leicht erweiterte Reaktion der Kraftwerkeinspeisung. Neben dem Einsenken der als RDV vorliegenden Flexibilitäten erkennt man eine weitere Absenkung der Einspeiseleistung durch die Verringerung der vorgehaltenen negativen Besicherungsleistung (BES neg). Der als PROD_min ausgewiesene Sockel ist aber auch in diesen Zeiten nicht kleiner als 20 GW (Bild 2.7).

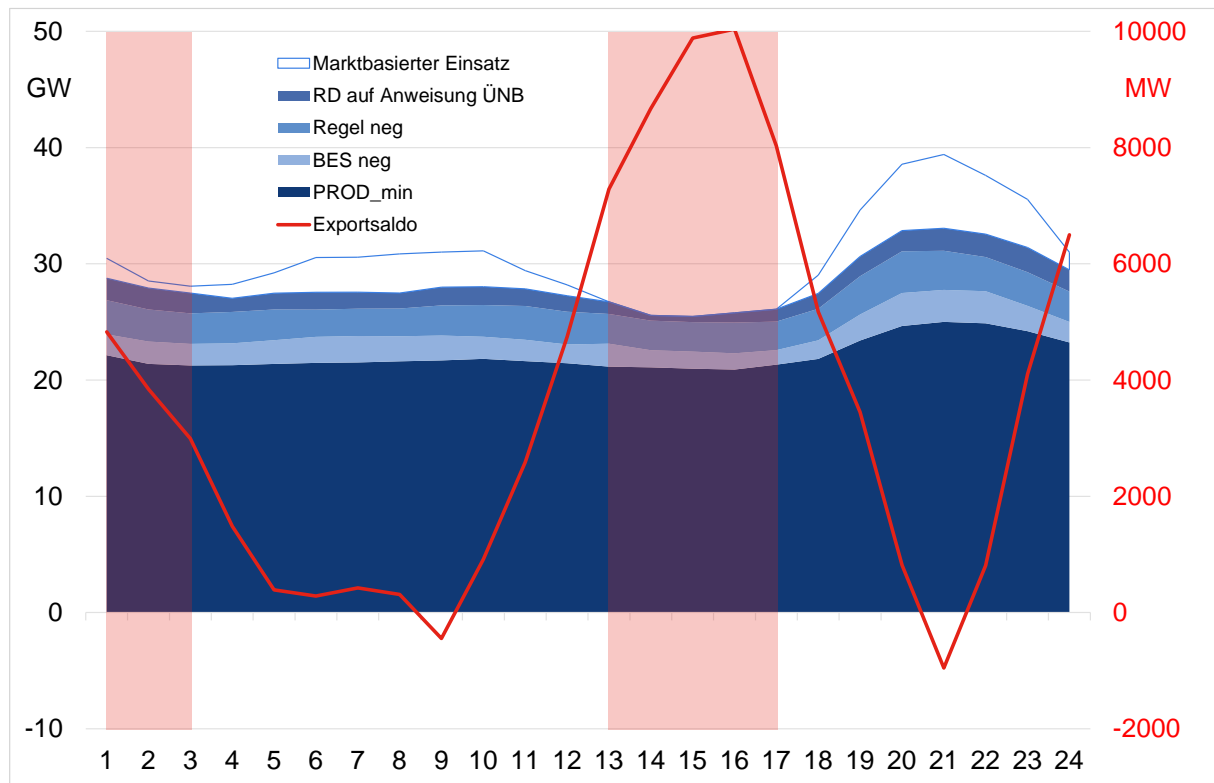


Bild 2.7: *Handelssaldo und ERRP-Plandaten für den 12. April 2015 (Zeitbereiche mit negativen Preise sind rot eingefärbt)*

Im Folgenden versuchen wir, den Anteil PROD_min an der Mindesterzeugung weiter aufzuschlüsseln, um weitere Erkenntnisse zu den Ursachen der Mindesterzeugung zu gewinnen.

2.2.4 Weitere Aufschlüsselung von PROD_min

Der in den ERRP-Daten als PRODmin bezeichnete Anteil der Kraftwerkseinspeisung kann zunächst nicht weiter differenziert werden. Sicher ist jedoch, dass die Kraftwerke in jedem Fall mindestens mit PRODmin einspeisen, wenn sie Besicherungsleistung und/oder Regelleistung bereitstellen und/oder am Redispatch (positiv und negativ) teilnehmen.

Im Folgenden skizzieren wir einen Ansatz, der je Kraftwerk den Block PROD_min in relative Anteile separiert. Die Aufteilung erfolgt gemäß der Verhältnisse von Besicherungsleistung, Regelleistung und Redispatcheinsatz (jeweils Summe aus positiven und negativen Leistungswerten).

Ist z. B. in den ERRP-Daten für ein Kraftwerk eine Vorhaltung von Besicherungsleistung von 200 MW, eine Vorhaltung von Regelleistung von 300 MW und ein Redispatcheinsatz von

500 MW ausgewiesen, wird der Wert von PROD_min dieses Kraftwerks zu 20 % der Besicherungsleistung, zu 30 % der Regelleistung und zu 50 % dem Redispatch zugeordnet.

Darüber hinaus wird auch der Anteil von PROD_min berücksichtigt, wenn weder Besicherungsleistung, Regelleistung noch Redispatcheinsatz gemeldet wird.

Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse basieren auf dem zuvor dargestellten methodischen Ansatz, den Block PROD_min erklärbar zu machen. Wir weisen aber darauf hin, dass die dargestellten Zahlenwerte nicht zwangsläufig die tatsächlichen Beiträge wiedergeben, allerhöchstens einen groben ersten Erklärungsansatz darstellen, aber nicht durch quantitative Datenmeldungen der Kraftwerksbetreiber abgesichert sind und somit vermutlich nicht die tatsächlichen Beiträge wiedergeben. Insbesondere ist dies schon deswegen nicht möglich, weil eine Zuordnung von PROD_min auf die einzelnen Treiber nicht eindeutig möglich ist, wenn mehrere Treiber gleichzeitig für ein Kraftwerk relevant sind.

Für den 2. Januar 2015 zeigt sich, dass mit einem solchen heuristischen Ansatz etwa die Hälfte von PROD_min der Vorhaltung von Besicherungsleistung und Regelleistung zugeordnet werden können. In den Stunden mit negativen Preisen ist der durch Redispatch verursachte Anteil vergleichsweise gering (Bild 2.8).

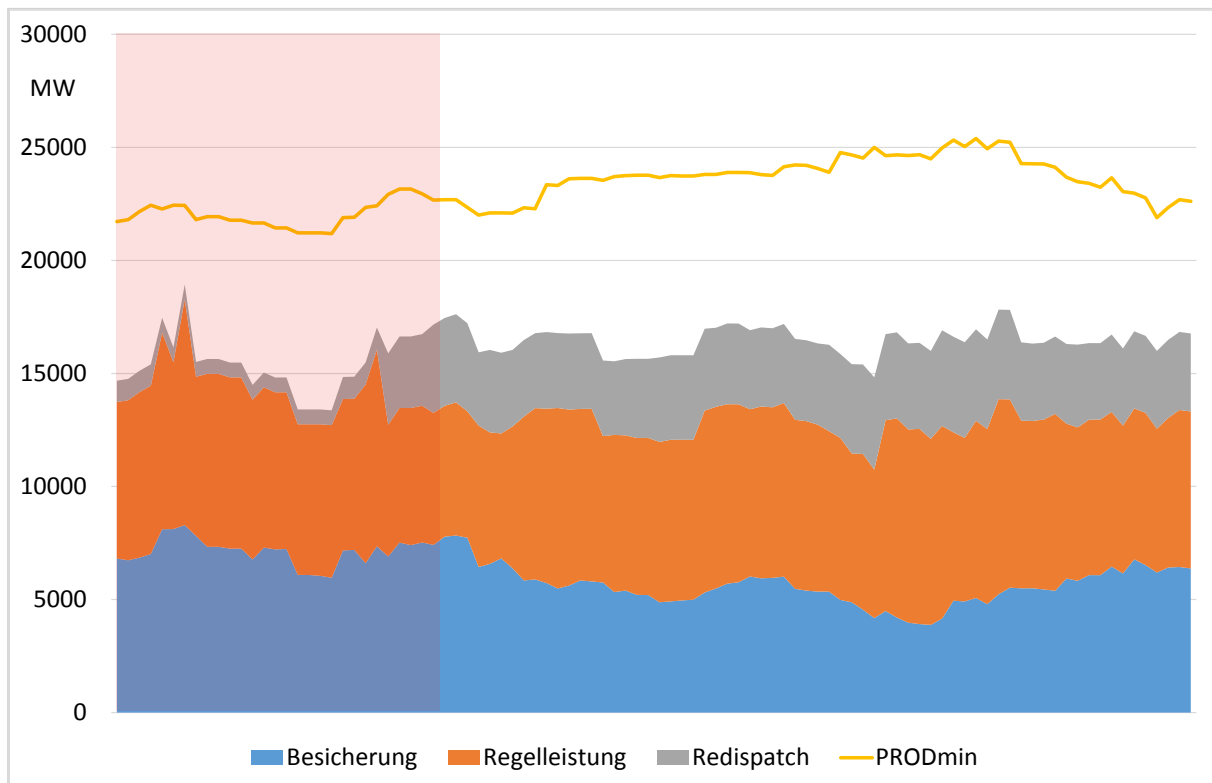


Bild 2.8: Aufschlüsselung von PROD_min für den 2. Januar 2015 (Zeitbereiche mit negativen Preise sind rot eingefärbt)

Etwa ein Drittel von PROD_min kann keinem der Treiber zugeordnet werden.

Der 30. März 2015 zeichnet sich dadurch aus, dass an diesem Tag ein außerordentlich hoher Redispatchbedarf bestanden hat. Dies zeigt sich auch darin, dass der Redispatcheinsatz einen deutlich höheren Anteil als am 2. Januar einnimmt (Bild 2.9).

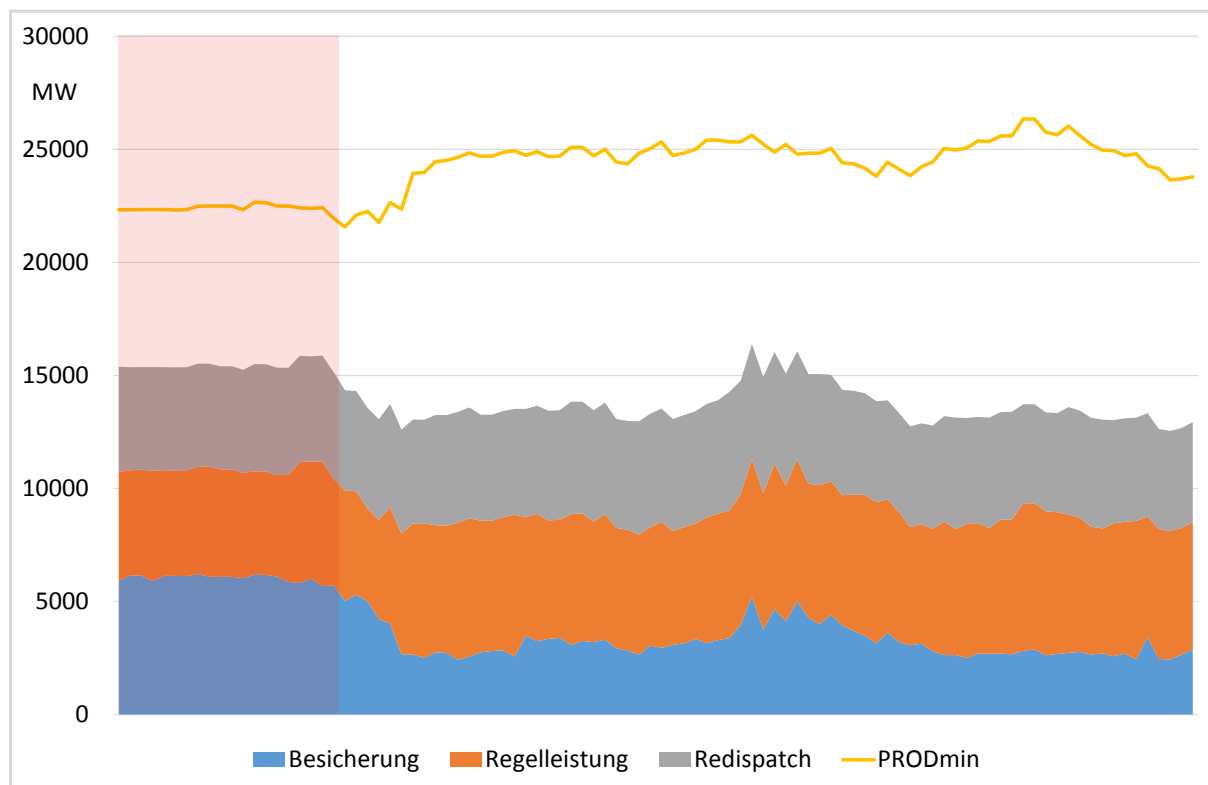


Bild 2.9: Aufschlüsselung von *PROD_min* für den 30. März 2015 (Zeiträume mit negativen Preisen sind rot eingefärbt)

Darüber hinaus ist auffällig, dass in den Stunden mit negativen Preisen der durch die Vorhaltung von Besicherungsleistung verursachte Anteil von *PROD_min* deutlich höher ist als in den Stunden mit positiven Preisen. Ein denkbarer Grund dafür ist, dass bei negativen Preisen die vorzuhaltende Besicherungsleistung in anderen Kraftwerken mit höherer Mindestleistung erbracht wird als in Stunden mit positiven Preisen, in denen mehr Kraftwerke am Netz sind und somit die Vorhaltung von Besicherungsleistung stärker verteilt erbracht wird. Die Aufteilung der Besicherungsleistung auf einzelne Kraftwerke wird allein durch die Marktakteure festgelegt, so dass die endgültige Klärung dieses Effekts nur mit Informationen der Kraftwerksbetreiber erfolgen kann.

Diesen Effekt kann man auch am 12. April 2015 beobachten, insbesondere in den Mittags- und Nachmittagsstunden mit sehr stark negativen Preisen (Bild 2.10).

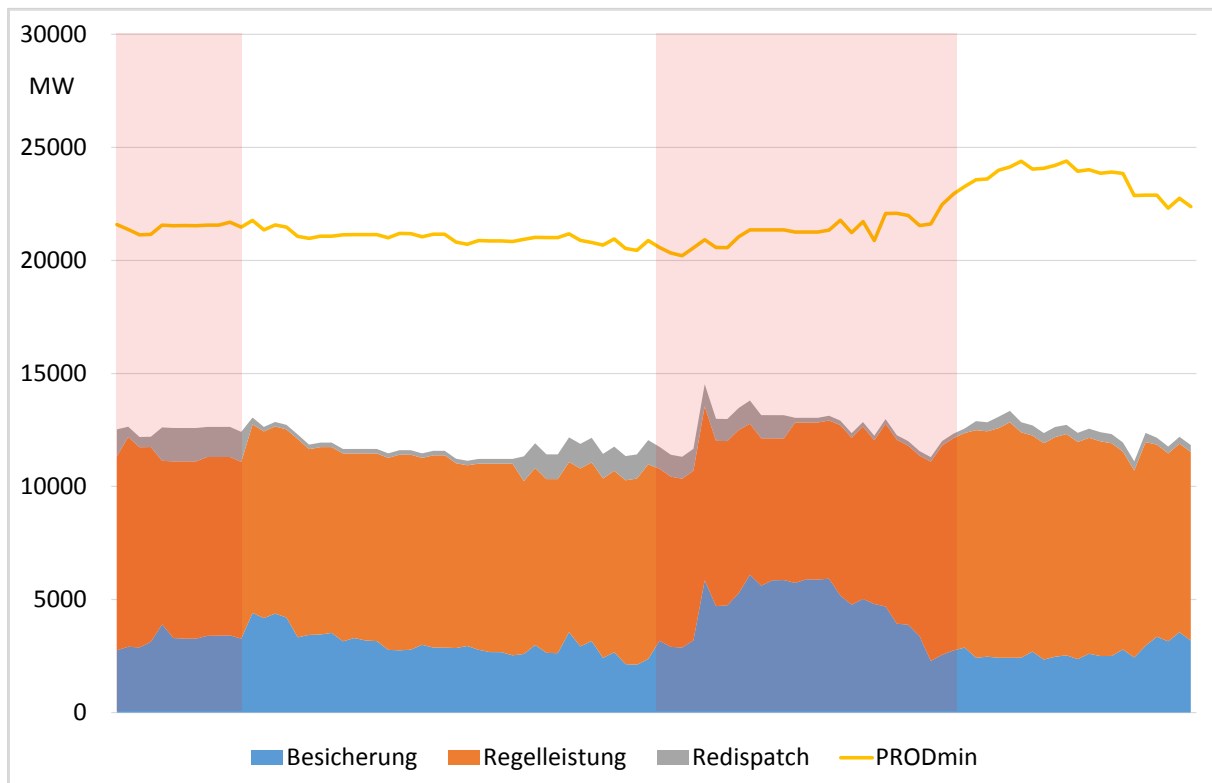


Bild 2.10: Aufschlüsselung von *PROD_min* für den 12. April 2015 (Zeitreiche mit negativen Preise sind rot eingefärbt)

Im Gegensatz zu den beiden anderen betrachteten Tagen hat der Redispatcheinsatz kaum Einfluss auf *PROD_min*, wohingegen der nicht erklärbare Anteil von *PROD_min* in den Stunden mit negativen Preisen 40-45 % beträgt.

Auch wenn die zuvor diskutierten Ergebnisse nur Anhaltspunkte geben können, in welcher Höhe die betrachteten Treiber einen Anteil an *PROD_min* ausmachen, zeigt sich jedoch deutlich, dass es Hinweise darauf gibt, dass die Einspeisung der Kraftwerke mit technologischer erforderlicher Mindestleistung zumindest teilweise durch die Erbringung von Besicherungsleistung und Regelleistung sowie den Einsatz im Rahmen von Redispatchmaßnahmen verursacht wird. Ein weiterer Erklärungsansatz wäre, dass Kraftwerke, die aus mit den vorliegenden Daten nicht weiter erklärbaren technologischen Gründen nicht vom System gehen können, von den Betreibern bewusst für die Erbringung von Besicherungs- und Regelleistung eingesetzt werden.

2.2.5 Detailauswertungen der ERRP-Daten

In diesem Abschnitt stellen wir weitere Erkenntnisse auf Basis von Detailauswertungen der ERRP-Daten vor. Diese haben zum Ziel, die Abhängigkeit der konventionellen Mindesterzeugung von den unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien und dem Wärme- bzw. Industriebedarf zumindest näherungsweise zu quantifizieren.

Dazu haben wir zunächst untersucht, wie sich der Anteil PROD_min in Stunden mit negativen Preisen auf die einzelnen Kraftwerkstypen aufteilt.

Es zeigt sich, dass an allen drei betrachteten Tagen die Anteile der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien an PROD_min praktisch gleich hoch sind (Bild 2.11).

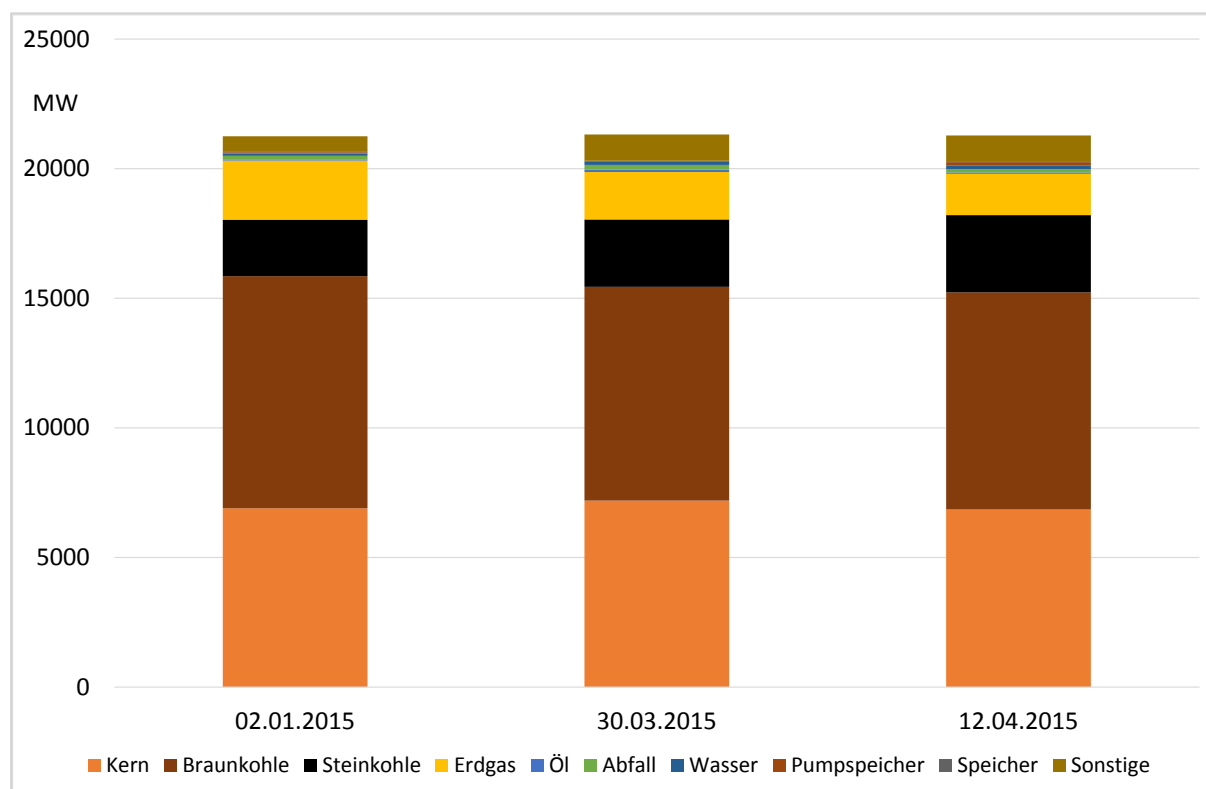


Bild 2.11: Mittlere Kraftwerksleistung (PROD_min) in Stunden mit negativen Preisen

Dabei machen Kernkraft- und Braunkohlekraftwerk rund 75 % aus. Unter Berücksichtigung von Steinkohle- und Gaskraftwerken beträgt der Anteil sogar 95 %, so dass diese vier Energieträger ganz grundsätzlich die Zusammensetzung von PROD_min dominieren.

Um weitere Rückschlüsse zu erhalten, welche Eigenschaften die Kraftwerke haben, die in Stunden mit negativen Preisen die Höhe von PROD_min bestimmen, haben wir die Angaben

aus der von den ÜNB bereitgestellten Kraftwerkliste ausgewertet und um eigene Recherchen erweitert. Dabei haben wir die Kraftwerke wie folgt unterteilt:

- Kraftwerke, die in der Lage sind, Wärme auszukoppeln
- Kraftwerke, die (nach Einschätzung der ÜNB) wärmegeführte KWK-Anlagen sind
- Kraftwerke, die an Industriestandorten stehen und laut öffentlich verfügbarer Angaben (v. a. Internetseiten der Kraftwerksbetreiber) hauptsächlich für die Deckung des Industriebedarfs eingesetzt werden

Es zeigt sich zunächst, dass etwa die Hälfte der Kraftwerke, die in den ERRP-Daten einen PROD_min-Wert aufweisen, grundsätzlich auch zur Wärmeauskopplung geeignet ist. Von diesem Anteil entfallen wiederum etwa 50 % auf die Braunkohlekraftwerke (Bild 2.12).

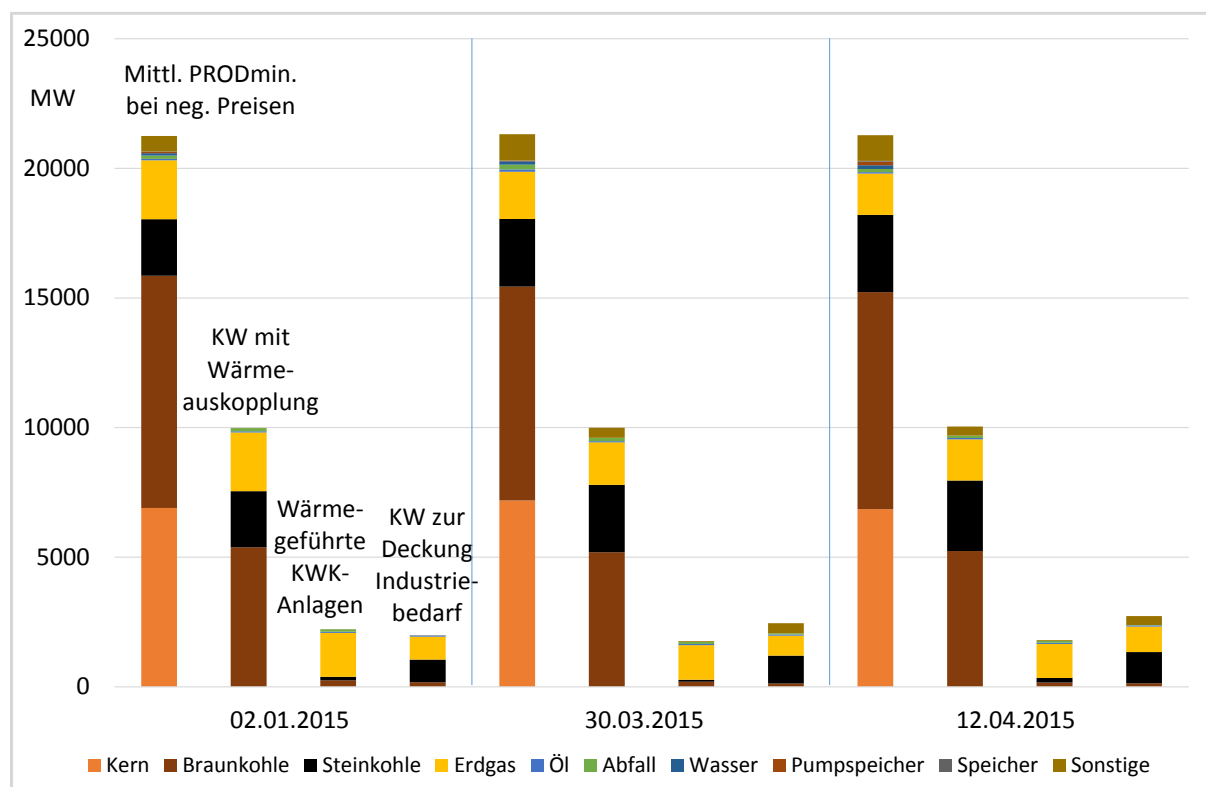


Bild 2.12: Anteil von Kraftwerken mit Wärmeauskopplung und Industriekraftwerken an PROD_min in Stunden mit negativen Preisen

Der Anteil der wärmegeführten Anlagen macht etwa ein Viertel der Kraftwerke mit Wärmeauskopplung aus und wird sehr deutlich von den Gaskraftwerken dominiert. Dabei ist zu erkennen, dass praktisch alle Gaskraftwerke mit Wärmeauskopplung als wärmegeführte KWK-Anlagen angenommen werden.

Diese werden offenbar anteilig (ca. 50 %) zur Deckung des Wärmebedarfs von Industriestandorten eingesetzt. Einen weiteren wesentlichen Anteil von rund 50 % haben Steinkohlekraftwerke im Hinblick auf die Deckung des Industriebedarfs.

Bei der Einordnung der zuvor beschriebenen Ergebnisse ist zu beachten, dass die verarbeiteten Daten keine Rückschlüsse auf die tatsächliche Höhe der Wärmeauskopplung und des Industriebedarfs erlauben, sondern als Abschätzung des Potenzials der betrachteten Treiber zu verstehen sind.

2.2.6 Zeitlich erweiterte Analyse von PROD_min

In der Analyse der drei Beispieltage haben wir festgestellt, dass der als PROD_min bezeichnete Anteil einen Wert von rund 20 GW nicht unterschreitet (vgl. Abschnitt 2.2.3). Dies legt die Vermutung nahe, dass es sich dabei um eine Untergrenze des technologisch bedingten Anteils an der Mindesterzeugung handeln könnte. Für die Ermittlung der tatsächlichen Höhe der konventionellen Mindesterzeugung sind neben PROD_min auch die Beiträge aus der Vorhaltung negativer Besicherungs- und Regelleistung sowie ggf. aus dem Redispatcheinsatz zu berücksichtigen.

Aus diesem Grund haben wir den betrachteten Zeitbereich ausgeweitet, um zu analysieren, ob die für die Beispieltage identifizierte Untergrenze der technologischen Mindesterzeugung systematisch bei geringen bzw. negativen Preisen nachgewiesen werden kann.

Dazu haben wir die Monate Januar bis Juli 2015 jeweils einen Werktag und einen Wochentag ausgewählt. Diese stellen zwar jeweils die Tage mit den geringsten Strompreisen dar, es treten aber nicht an jeden der Tage Stunden mit negativen Preisen auf. Für diese Tage haben wir den Anteil PROD_min der Kraftwerkseinspeisung aus den ERRP-Daten untersucht.

Dabei zeigt sich, dass der von den Kernkraftwerken gelieferte Anteil an PROD_min praktisch unabhängig vom betrachteten Zeitpunkt und somit auch von den jeweils vorliegenden Marktpreisen ist. Vielmehr erfolgt die Entscheidung über die Betriebsweise offenbar anhand anderer Gesichtspunkte (z. B. Abhängigkeit von koordinierten Revisionsplänen und Beladezyklen der Brennstäbe sowie technisch anspruchsvolle An- und Abfahrvorgänge).

Diese Erkenntnis wird dadurch untermauert, dass die Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld am 27. Juni 2015 als Sprung in den PROD_min-Werte abzulesen ist (Bild 2.13).

Die geringsten Werte für PROD_min liegen knapp unterhalb von 20 GW (11. Januar, 10. Mai und 26. Juli) und bestätigen somit die Erkenntnisse aus der Analyse der Beispieltage.

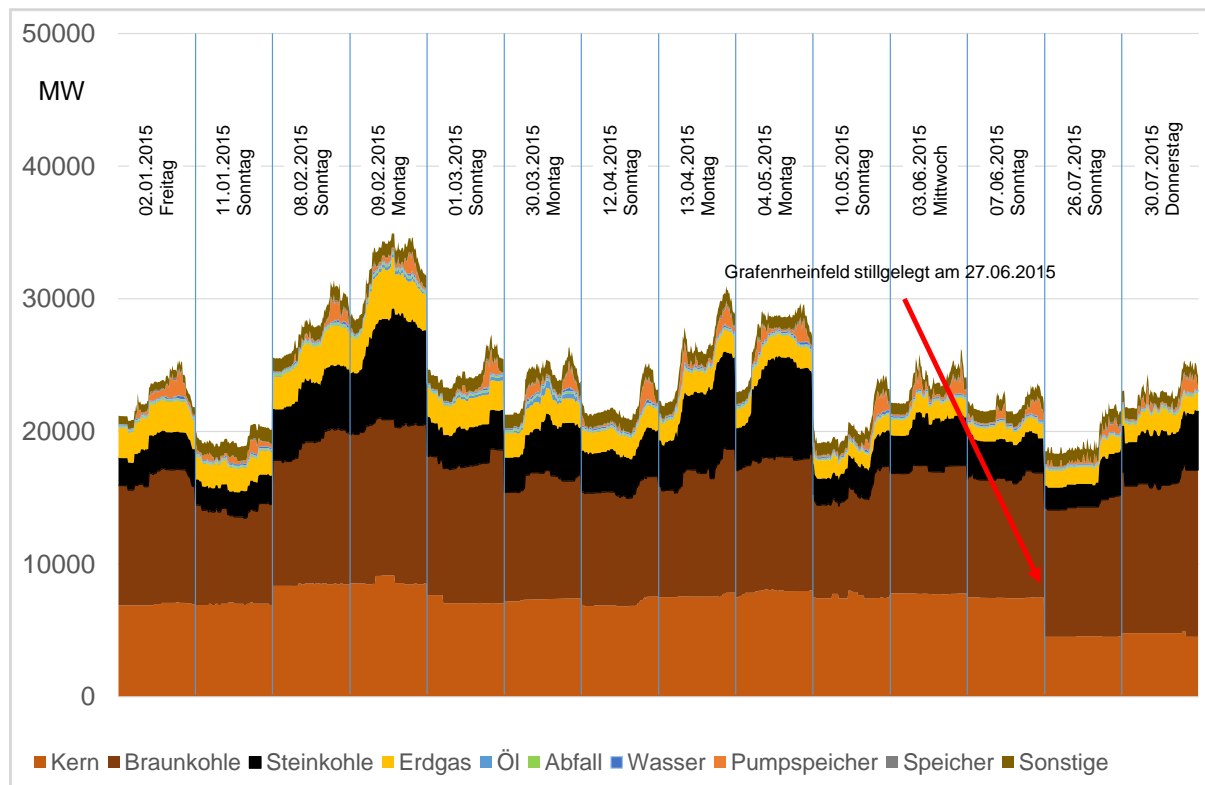


Bild 2.13: PROD_min je Primärenergetyp (chronologische Darstellung)

Sortiert man die Daten zu PROD_min in den betrachteten Tagen nach absteigenden Preisen, erkennt man in der Tendenz eine Korrelation zwischen PROD_min und den vorherrschenden Marktpreisen. D. h. bei fallenden Preisen sinkt in der Tendenz auch der Wert PROD_min.

Ab einem Preis von kleiner ca. 3 €/MWh sinkt PROD_min nicht weiter, so dass dann vermutlich der Bereich der technologischen Mindestherzeugung erreicht wird.

Bei sehr stark negativen Preisen (kleiner ca. -15 €/MWh) zeigt sich ein höherer Anteil von Steinkohle- und Gaskraftwerken an PROD_min, der hauptsächlich mit Wintertagen zusammenfällt und somit auf die Deckung des Wärmebedarfs zurückgeführt werden kann (Bild 2.13).

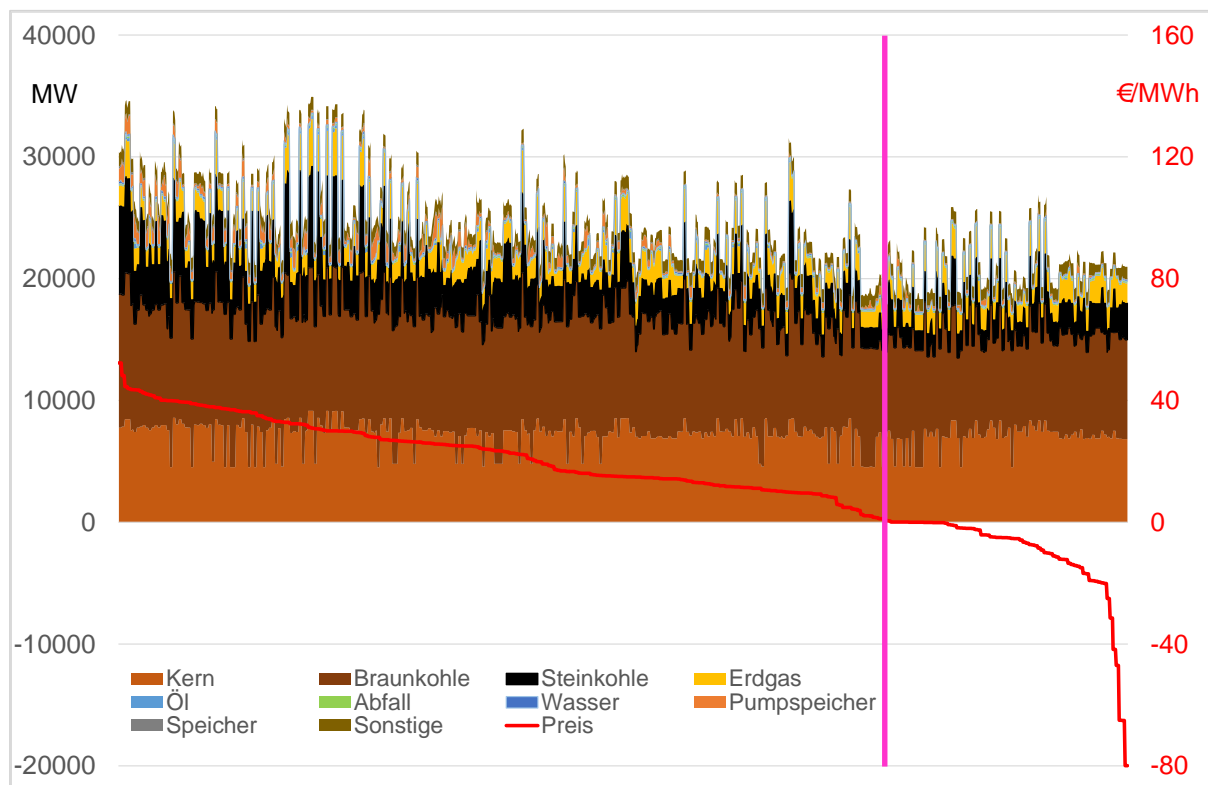


Bild 2.14: *PROD_min je Primärenergetyp (sortiert nach absteigenden Preisen)*

2.2.7 Redispatch

Neben den ERRP-Plandaten haben wir für die Analyse des Redispatches weitere Daten und Informationen ausgewertet. Diese umfassen v. a. die Angaben zum tatsächlichen Redispatchaufkommen, welche öffentlich zugänglich sind³ und im Rahmen dieser Studie von den ÜNB bereitgestellt wurden. In diesen Angaben finden sich neben den Eingriffen in den Einsatz konventioneller Kraftwerke (Erhöhung und Reduktion der Einspeiseleistung) auch die Abregelungsmaßnahmen von EE-Erzeugungsanlagen (sogenanntes Einspeisemanagement, „EinsMan“). Darüber hinaus haben wir von den ÜNB Angaben zu vorsorglich ans Netz genommenen konventionellen Kraftwerken und erteilten Abfahrverboten sowie zur Art und Weise des bilanztechnischen Ausgleichs von EE-Abregelungen erhalten.

³ www.regelleistung.net

Eine konventionelle Mindesterzeugung würde zweifelsfrei dann vorliegen, wenn EE-Abregelungen teilweise oder vollständig durch die Erhöhung der Einspeiseleistung in konventionellen Kraftwerken ausgeglichen wird.

Diese Zuordnung ist allerdings zumindest in den analysierten 3 Beispieltagen aus 2 Gründen nicht möglich. Zum einen setzt sich der Redispatch in allen Stunden des Tages (unabhängig davon, ob positive oder negative Preise vorliegen) aus Maßnahmen zur Erhöhung und Reduktion der Einspeisung konventioneller Kraftwerke sowie EE-Abregelungen zusammen (beispielhaft in Bild 2.15 dargestellt, dabei ist zu beachten, dass für Fragen der Mindesterzeugung allein positiver Redispatch relevant sein kann).

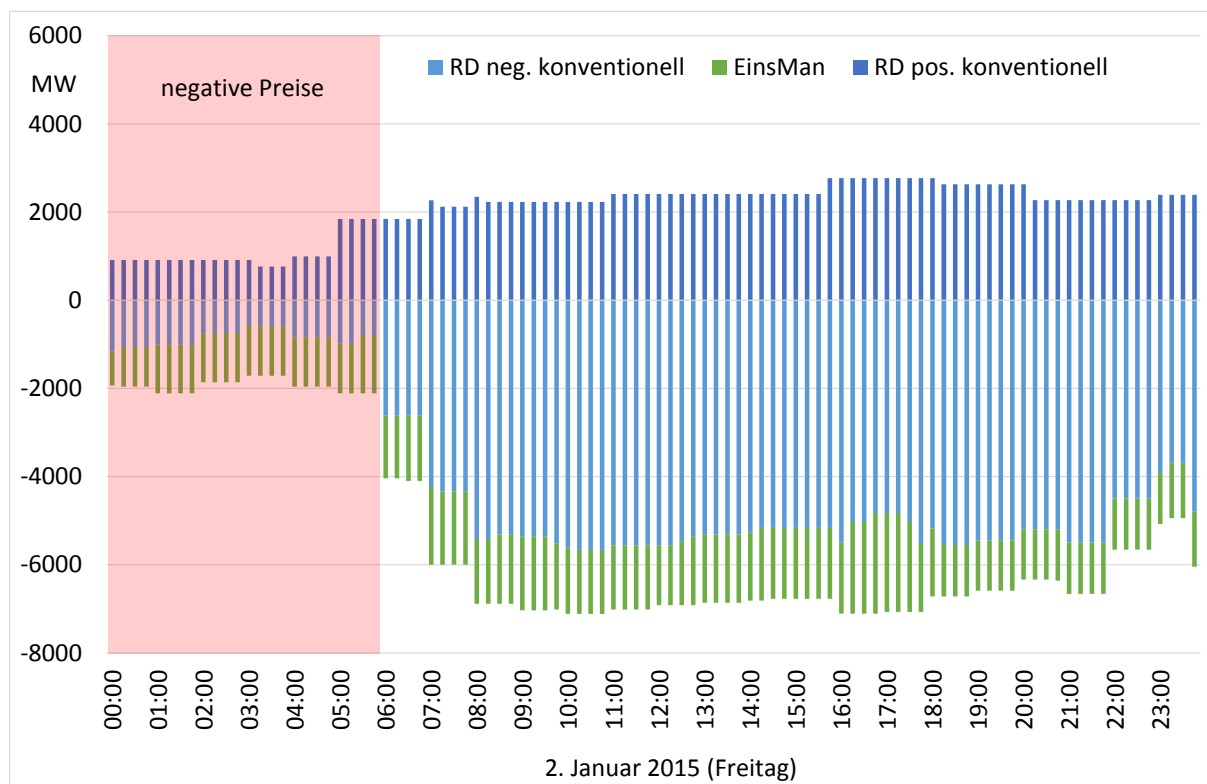


Bild 2.15: Redispatchaufkommen am 2. Januar 2015 (Summe über alle ÜNB)

Zum anderen ist allen 3 Beispieltagen nach Angaben der ÜNB kein expliziter bilanztechnischer Ausgleich der EE-Abregelungsmaßnahmen erfolgt, sondern z. B. durch Inanspruchnahme von Regel- und/oder Ausgleichsenergie ausgeglichen worden.

Demzufolge ist eine vollständige Ermittlung der durch Redispatch verursachten Höhe an Mindesterzeugung nicht möglich. Lediglich die Leistung der von den ÜNB präventiv zur

Einspeisung angewiesenen Kraftwerke und der erteilten Abfahrverbote können zweifelsfrei als Beitrag für konventionelle Mindesterzeugung gezählt werden.

2.3 Fazit

Ziel der durchgeführten Analysen war der Versuch, die heute praxisrelevanten Treiber für konventionelle Mindesterzeugung zu identifizieren und deren jeweiligen Anteil zu quantifizieren. Dazu haben wir unterschiedliche Datenquellen im Detail unter diesem Gesichtspunkt ausgewertet. Dies waren konkret die ERRP-Plandaten zum Kraftwerkseinsatz, Angaben zum Redispatcheinsatz, Informationen zum Netzbelastungs-/Einspeisemanagement und allgemeine Kenndaten zu Kraftwerksstammdaten und Börsenpreisen.

Aus den in den vorangegangenen Abschnitten dargestellten Analyseergebnissen für die detaillierte Betrachtung von drei Tagen aus 2015 mit relevanten Auswirkungen der Mindesterzeugung und Auftreten negativer Preise lassen sich folgende Schlussfolgerungen ableiten:

Allgemeine Erkenntnisse

- ERRP-Daten erlauben explizit die Quantifizierung der Aspekte Vorhaltung von Besicherungs- und Regelleistung und die Bereitstellung von Redispatchvermögen. Weitere Treiber der Mindesterzeugung können nicht exakt quantifiziert werden. Sie sind in den ERRP-Daten unter dem nicht weiter differenzierten Block PROD_min zusammengefasst.
- Der Anteil PROD_min, der u. a. den technologisch bedingten Teil der Mindesterzeugung darstellt, scheint in der aktuellen Systemkonfiguration weitgehend unabhängig von konkreten Rahmenbedingungen wie EE-Einspeisung und Last einen Mindestwert von knapp 20 GW aufzuweisen. Darauf deutet, dass dieser Wert auch bei Auftreten negativer Preise mit unterschiedlichen Last-Einspeisekonstellationen nicht unterschritten wird. Dieser Block wird sehr maßgeblich durch die Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke bestimmt, die rund 75 % von PROD_min ausmachen. Die in den betrachteten Tagen ermittelte Höhe der konventionellen Mindesterzeugung unter Berücksichtigung der Beiträge zur Vorhaltung negativer Besicherungs- und Regelleistung sowie aus dem Redispatcheinsatz beträgt etwa 25-30 GW.
- Eine genaue Quantifizierung wie sich die konventionelle Mindesterzeugung auf die einzelnen Treiber aufteilt, ist mit den vorliegenden Daten nicht möglich, da die ERRP-

Plandaten zum Kraftwerkseinsatz nur das nach Anfahren des Arbeitspunkts gemeldete Potenzial (Bereitstellung von Besicherungs- und Regelleistung, Redispatchvermögen) beschreiben.

- Die Höhe des Werts für PROD_min wird teilweise dadurch bedingt, dass ein Teil der Einspeisung zur Bereitstellung der o. g. Potenziale erforderlich ist. Mit den vorliegenden Daten lässt sich dieser Teil nicht belastbar differenzieren.
- Die auf Basis der verfügbaren Daten nachweisbaren Ursachen für Mindestenerzeugung sind die Vorhaltung von Besicherungs- und Regelleistung, die Erbringung von Redispatch sowie die Deckung von Wärme- und Industriebedarf.

Vorhaltung von Regelleistung

Der aus den ERRP-Plandaten ermittelte Anteil für die Vorhaltung negativer Regelleistung an der konventionellen Mindestenerzeugung beträgt rund 2-3 GW.

Vorhaltung von Besicherungsleistung

Der auf die Bereitstellung von negativer Besicherungsleistung entfallende Anteil an der Mindestenerzeugung, der aus der Auswertung der ERRP-Plandaten abgeleitet werden kann, beträgt etwa 1,5-2,5 GW.

Erbringung von Redispatch

Die Plandaten weisen aus, dass in den Stunden, in denen Mindestenerzeugung eine bindende Randbedingung für den Kraftwerkseinsatz darstellt, das gemeldete negative Redispatchvermögen 0,5-2,5 GW beträgt.

Wärmeauskopplung und wärmegeführte Stromerzeugung aus KWK-Anlagen

Die Analyse der Kraftwerksstammdaten zeigt, dass in den Stunden, in denen Mindestenerzeugung eine bindende Randbedingung für den Kraftwerkseinsatz sein kann, etwa 50% der dann einspeisenden Kraftwerke in der Lage sind, Wärme auszukoppeln. Davon sind etwa 50% Braunkohle-, 30% Steinkohle- und 20% Gaskraftwerke.

Der Anteil der in wärmegeführten KWK-Anlagen eingespeisten Leistung an PROD_min (in o. g. Stunden) beträgt zwischen 8 und 10%. Dieser Teil wird stark von Gaskraftwerken dominiert (ca. 70-75%).

Deckung von Industriebedarf

Der Anteil an PROD_min von Kraftwerken zur (anteiligen) Deckung von Industriebedarf, die in Stunden mit Mindesterzeugung einspeisen, beträgt zwischen 10 und 12% und entfällt hauptsächlich auf Steinkohle- und Gaskraftwerke (45% bzw. 30-40%).

3 Möglichkeiten zur Verringerung von Mindestenerzeugung

3.1 Ziel der Analyse

Die konventionelle Mindestenerzeugung ist, wie in Kapitel 2 erarbeitet, auf unterschiedliche Aspekte zurückzuführen. Neben den technischen Eigenschaften der Kraftwerke, der nicht stromgeführten Stromerzeugung zur Deckung von Wärmebedarf (KWK) und ökonomischen Überlegungen der Kraftwerksbetreiber zu Optimierung der Strombezugskosten spielen insbesondere die für einen sicheren Netzbetrieb notwendige Erbringung von Regelleistung und anderen Systemdienstleistungen (Spannungshaltung, Kurzschlussleistung) eine entscheidende Rolle. Zudem können Anforderungen an den sicheren Netzbetrieb dazu führen, dass die ÜNB gezielt in die Betriebsweise der Kraftwerke im Rahmen von Redispatchmaßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen eingreifen (sowohl Aufforderungen zum Nichtabfahren als auch Aktivieren von Kraftwerksleistung für die Erhöhung der Einspeiseleistung), was im Resultat ebenfalls zu konventioneller Mindestenerzeugung führen kann, sofern gleichzeitig implizit oder explizit EE-Einspeisung abgeregelt wird.⁴

Die in Kapitel 2 beschriebenen quantitativen Analysen und in der Vergangenheit durchgeführte Studien (z. B. von FGH, Consentec und IAEW der RWTH Aachen, abgeschlossen Anfang 2012⁵) zum unter heutigen bzw. in der nahen Zukunft relevanten Rahmenbedingungen notwendigen Niveau der konventionellen Mindestenerzeugung zeigen, dass die Mindestenerzeugung im heutigen System zumindest in Situationen mit niedriger Residuallast eine bindende Randbedingung für den Kraftwerkseinsatz darstellt.

Gleichzeitig ist festzuhalten, dass das konkrete Niveau der Mindestenerzeugung stark abhängig von Randbedingungen und Voraussetzungen, insbesondere hinsichtlich des rechtlich-

⁴ Verlagert der Redispatch hingegen lediglich konventionelle Erzeugung von einem Kraftwerk zum anderen, wird hierdurch keine zusätzliche Mindestenerzeugung begründet. Eine implizite Abregelung von EE-Einspeisung könnte z. B. dann auftreten, wenn Abfahrverbote für konventionelle Kraftwerke zu negativen Marktpreisen und in der Folge zu EE-Abregelung führen.

⁵ Studie zur Ermittlung der technischen Mindestenerzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien“, 2012, online verfügbar unter http://www.50hertz.com/de/file/4TSO_Mindesterzeugung_final.pdf

regulatorischen und energiewirtschaftlichen Rahmens sowie hinsichtlich des Ausbauzustands der Elektrizitätsversorgungsnetze und der betrachteten technologischen Optionen ist.

Für die Realisierung eines weitgehend oder vollständig auf Erneuerbaren Energien (EE) beruhenden Stromversorgungssystems erweist sich eine hohe konventionelle Mindestenerzeugung jedoch als Hemmnis. Sie kann die Abregelung von EE-Anlagen notwendig machen und verringert so die Möglichkeiten zur Nutzung erneuerbaren Stroms aus bestehenden EE-Anlagen. Zur Erreichung energetisch vorgegebener EE-Ausbauziele müssen dann zusätzliche EE-Anlagen⁶ errichtet werden und die spezifischen Kosten für nutzbaren EE-Strom steigen. Perspektivisch könnte ein hohes Niveau konventioneller Mindestenerzeugung sogar die technische Erreichbarkeit sehr hoher EE-Ausbauziele gefährden. Die Verringerung konventioneller Mindestenerzeugung ist deshalb ein von der Bundesregierung im Weißbuch Strommarkt erklärtes energiepolitisches Ziel.

Vor diesem Hintergrund haben wir Maßnahmen zur Verringerung des Niveaus konventioneller Mindestenerzeugung analysiert. Wir haben hierzu untersucht, welche Techniken oder Maßnahmen kurz-, mittel- und langfristig geeignet sein könnten, um das heute notwendige Niveau konventioneller Mindestenerzeugung ohne Gefährdung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs weitgehend oder vollständig zu ersetzen. Dabei haben wir auch den Entwicklungsstand der entsprechenden Technologien und Maßnahmen dargestellt und hinsichtlich der Eignung für einen dauerhaften Einsatz im Netzbetrieb bewertet. Die Ergebnisse dieser detaillierten technischen Analysen insbesondere auch für einen langfristigen Horizont sind in Anhang B dargestellt. Nachfolgend fassen wir die wesentlichen Ergebnisse kurz zusammen und geben Empfehlungen für bereits kurzfristig umzusetzende technische und regulatorische Maßnahmen zur Verringerung der Mindestenerzeugung.

Wir weisen in diesem Zusammenhang darauf hin, dass im Fokus der nachfolgenden Arbeiten zwar die Auswirkungen konventioneller Mindestenerzeugung im Vordergrund stehen. Insbesondere aus ökonomischen Überlegungen der Anlagenbetreiber kann jedoch auch eine Mindestenerzeugung nicht-konventioneller Anlagen resultieren. Diese ist mit Blick auf die Umsetzung der Energiewende und EE-Ausbauziele zwar weniger kritisch als eine konventionelle Mindestenerzeugung. Aus Sicht der langfristigen Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs

⁶ ggf. auch Speicher

gerade in Situationen mit stark negativer Residuallast wäre jedoch auch eine völlig unflexible EE-Mindestenerzeugung kritisch zu bewerten.

3.2 Empfehlungen zur Verringerung der Mindestenerzeugung

Regelung der Systembilanz/Regelleistungsvorhaltung

Im Bereich der Regelleistungsvorhaltung resultiert der Beitrag zur konventionellen Mindestenerzeugung im Wesentlichen daraus, dass unter den gegebenen Randbedingungen vorrangig konventionelle Erzeugungsanlagen bzw. sogar Pools konventioneller Erzeugungsanlagen geeignet sind, um die regulatorisch festgelegten Marktregeln zu erfüllen. Technisch sind jedoch auch andere Technologien (EE-Erzeuger, Speicher, flexible Lasten) in der Lage, Beiträge zur Regelleistungsvorhaltung zu leisten. Maßnahmen im Bereich der Regelung der Systembilanz sollten also darauf zielen, eine Vorhaltung in alternativen Technologien in den Zeiträumen mit niedriger Residuallast technisch und wirtschaftlich zu ermöglichen. Damit könnte die bisher in solchen Situationen erforderliche Mindestenerzeugung durch die Vorhaltung aus konventionellen Kraftwerken reduziert werden und somit dazu beitragen, dass ggf. weniger EE-Strom verdrängt wird.

Durch entsprechende Anpassung der Ausschreibungsbedingungen im Hinblick auf Produktgröße, Vorlaufzeiten und Erbringungszeiträume kann u. a. neuen und flexiblen Anbietern die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten ermöglicht werden. Die Umsetzung dieser Maßnahmen erscheint in einem vergleichsweise kurzfristigen Zeitrahmen denkbar. So hat die Bundesregierung im Weißbuch des BMWi die weitere Öffnung der Regelleistungsmärkte zur Stärkung des Wettbewerbs angekündigt. Übertragungsnetzbetreiber und die für die Marktregeln im Bereich Regelleistung zuständige Bundesnetzagentur arbeiten bereits an der Umsetzung.

Durch die angesprochene Veränderung der Marktregeln würde der Beitrag zur konventionellen Mindestenerzeugung durch Regelleistungsvorhaltung aus unserer Sicht deutlich an Umfang verlieren.

Spannungshaltung

Zur Deckung des Blindleistungsbedarfs für die Sicherstellung zulässiger Knotenspannungen sind bereits heute passive Kompensationselemente (Drosselspulen und Kondensatorbänke) im Netz vorhanden. Diese können abhängig vom Verbraucherverhalten und Netzausbauzustand nicht ausreichen, um den Blindleistungsbedarf vollständig oder aufgrund technologischer Einschränkungen dieser Betriebsmittel (z. B. zu langsame Geschwindigkeit oder zu grobe Stufung der Blindleistungsbereitstellung) in geeigneter Weise zu decken.

Daher ist im heutigen System ergänzend die Blindleistungsbereitstellung aus Synchrongeneratoren vor allem aus Großkraftwerken zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit notwendig. Üblicherweise werden dafür primär die ohnehin marktbasierend am System befindlichen Kraftwerke genutzt. Somit trägt die Spannungshaltung in normalen Netznutzungsfällen nicht zur Höhe der Mindesterzeugung bei, da die Anforderungen bereits durch den marktbasierten Einsatz der konventionellen Kraftwerke erfüllt werden. Nur in seltenen Einzelfällen kann es im Rahmen von spannungsbedingtem Redispatch aus Spannungshaltungsgründen zu einer konventionellen Mindesterzeugung kommen.

Zur weiteren Reduktion dieses Beitrags zur konventionellen Mindesterzeugung sind Maßnahmen erforderlich, die die Spannungs-Blindleistungsregelung unabhängiger von konventionellen Kraftwerken machen, ohne dass durch die technischen Eigenschaften der Synchrongeneratoren der konventionellen Kraftwerke derzeit erreichte Niveau der Spannungshaltung merklich zu verschlechtern.

Im Mittelfristbereich von ca. 10 Jahren kann dies insbesondere durch den flächendeckenden Einsatz aktiver Kompensationselemente (FACTS), die die Blindleistungsbereitstellung für die Erfüllung von Vorgaben der Spannungshaltung automatisch und nahezu unverzögert regeln können, rotierender Phasenschiebergeneratoren sowie durch die Realisierung der im genehmigten Netzentwicklungsplan der ÜNB dokumentierten HGÜ-Verbindungen in VSC-Technologie erreicht werden. Ergänzende Beiträge zur Spannungshaltung können zudem durch EE-Anlagen aus der unterlagerten Verteilnetzebene geliefert werden (entsprechende Kooperationen zwischen ÜNB und VNB existieren bereits heute).

Die Entwicklung spannungshaltungsbedingter Mindesterzeugung sollte kontinuierlich überwacht werden. Hierzu bietet sich aus unserer Sicht die jährlich für die Dimensionierung der Netzreserve durchgeführte Bedarfsanalyse an. Im Rahmen der Bedarfsanalyse werden mit einem Horizont von mehreren Jahren im Voraus mögliche Netznutzungsfälle im Hinblick auf

Spannungs- und Stromgrenzwertverletzungen und Maßnahmen zu deren Beherrschung untersucht. Wird in der Bedarfsanalyse ein für den Kraftwerkseinsatz möglicherweise bindender Bedarf an konventioneller Mindesterzeugung identifiziert, können rechtzeitig Gegenmaßnahmen wie die Installation o. g. alternativer Blindleistungsquellen ergriffen werden.

Kurzschlussleistung

Die bei einem Kurzschluss auftretenden Kurzschlussströme (sowie die daraus als Hilfsgröße abgeleitete sogenannte Kurzschlussleistung) müssen aus verschiedenen Gründen (sichere Fehlererkennung, Verhinderung großflächiger Versorgungsunterbrechungen, Resistenz des Netzes gegen Störeinflüsse und Gewährleistung einer hohen Spannungsqualität für die Verbraucher) in ausreichender Höhe und in ausreichend kurzer Zeit nach Fehlereintritt zur Verfügung stehen.

Aus heutiger Sicht stellt die Kurzschlussleistung keinen Treiber der Mindesterzeugung in Deutschland dar, da das für einen sicheren Systembetrieb notwendige Kurzschlussleistungsniveau auch durch die Beiträge im Betrieb befindlicher Synchrongeneratoren von Großkraftwerken im benachbarten Ausland jederzeit sichergestellt wird. Perspektivisch ist aber auch im Ausland ein zunehmender Anteil über Umrichter ans Netz angeschlossener Erzeugungseinheiten (insbesondere EE-Anlagen) zu erwarten, die die Einspeisung von Großkraftwerken verdrängen. Folglich können mittel- bis langfristig Maßnahmen erforderlich werden, um diesen Wegfall des Beitrags von Synchrongeneratoren zur Kurzschlussleistung zu kompensieren.

Es erscheint technisch im Grundsatz möglich, die Anforderungen an die Kurzschlussleistung auch mit über Umrichter angeschlossene Erzeugungsanlagen zu erfüllen. Um ausreichende Sicherheitsmargen bereitzustellen, ist ggf. eine Modifikation der Netzanschlussregeln derart erforderlich, dass Umrichter geeignet dimensioniert würden, um die Kriterien zur sicheren Bereitstellung von Kurzschlussleistung in einem mit heutigem Niveau vergleichbarem Umfang zu erfüllen. Die Anpassung dieser Regelungen kann dabei neben Neuanlagen auch die Vorschrift zur Umrüstung von Bestandsanlagen umfassen, um insbesondere in einer Übergangsphase die Rückwirkungen auf den sicheren Netzbetrieb möglichst gering zu halten. Handlungsbedarf ergibt sich hier aber nicht kurz-, sondern eher mittel- bis langfristig.

Die Übertragungsnetzbetreiber sollten deshalb aus heutiger Sicht vor allem die Entwicklung im Bereich der Kurzschlussleistung überwachen, und ggf. rechtzeitig zusammen mit Gremien

für die technische Regelsetzung und Aufsichtsbehörden wie der Bundesnetzagentur eine Anpassung der technischen Regelwerke einleiten.

Netzbelastungsmanagement/Redispatch

Die Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs erfordert heute in extrem hohem Maße Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in den marktbasieren Erzeugungsdispatch (Redispatch). Die notwendige Bilanzneutralität des Redispatches erfordert neben der notwendigen Leistungsabsenkung, die primär in konventionellen, im Bedarfsfall aber auch über Maßnahmen im Rahmen des Einspeisemanagements in EE-Erzeugungsanlagen erfolgt, auch eine Leistungserhöhung in äquivalentem Umfang. Diese Erhöhung der Einspeiseleistung kann auf unterschiedliche Art und Weise erfolgen, z. B. durch Börsengeschäfte, Im-/Exporte, gezielte Anweisung von konventionellen (also thermischen Kraftwerken oder hydraulischen Speicher-/Pumpspeicherkraftwerken) Erzeugungsanlagen zur Erhöhung der Einspeisung oder den Einsatz von Regelernergie. Die Erhöhung der Einspeisung von EE-Erzeugungsanlagen ist im Regelfall nicht möglich, da diese bei entsprechendem Primärenergieträgerdargebot ohnehin einspeisen. Je nach Situation kann auch eine präventive Anfahrt bzw. ein Abfahrverbot für weitere thermische Anlagen notwendig ist. Sofern die Leistungserhöhungen und –absenkungen in konventionellen in ihrer Höhe nicht identisch sind, handelt es sich somit auch hier um eine konventionelle Mindesterzeugung, die wiederum eng mit den organisatorisch-prozessualen Anforderungen des Netzbetriebs verknüpft ist.

Der Redispatchbedarf als Treiber konventioneller Mindesterzeugung ist (im Gegensatz zu anderen Treibern) unmittelbar durch die ÜNB zu beeinflussen. Eine nachhaltige Reduktion des Redispatchbedarfs kann durch einen bedarfsgerechten Ausbau der Übertragungsnetze (welcher zudem als zwingende Voraussetzung für die Integration sehr hoher Anteile erneuerbarer Erzeugung in das Elektrizitätsversorgungssystem anzusehen ist) erzielt werden. Ein entsprechender zyklischer Planungsprozess mit einem Horizont von 10 bzw. 20 Jahren ist mit dem Netzentwicklungsplan (NEP) bereits seit 2012 etabliert und geht (nach Prüfung und Genehmigung durch die Bundesnetzagentur) in das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) ein, wodurch die Realisierung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zur Behebung von Netzengpässen gesetzlich geregelt ist. Auch wenn ein jederzeit vollständig engpassfreies Netz in der Betriebsführungspraxis vermutlich nicht zu erreichen bzw. gesamtwirtschaftlich sinnvoll ist, sollte der Redispatchbedarf mit erfolgtem bedarfsgerechtem Netzausbau sehr deutlich

absinken und damit die in der Bereitstellung von Redispatch begründete konventionelle Mindestenerzeugung entsprechend verringern.

Die zeitgerechte Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen erweist sich somit als Voraussetzung zur Reduktion der konventionellen Mindestenerzeugung.

KWK-Erzeugung

Die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen, deren Betrieb durch die Versorgung einer Wärmesenke getrieben wird, kann einen Treiber konventioneller Mindestenerzeugung darstellen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn KWK-Anlagen ausschließlich wärmegeführt betrieben werden oder für eine Wärmesenke keine anderen Wärmequellen als die Abwärme konventioneller Kraftwerke zur Verfügung stehen. Da die Wärmeerzeugung derzeit noch vielfach mit der Stromerzeugung gekoppelt ist, ergibt sich die konventionelle Mindestenerzeugung in diesen Fällen somit nicht aus den systemtechnischen Anforderungen des Elektrizitäts-, sondern des Wärmeversorgungssystems.

U. a. da durch eine weitere Forcierung der KWK-Erzeugung die Relevanz dieser Beiträge zur konventionellen Mindestenerzeugung sogar weiter zunehmen könnte, strebt die Bundesregierung mit der im Weißbuch dargestellten Novellierung des KWK-Gesetzes eine Flexibilisierung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen an und setzt Anreize für Investitionen im Bereich der Wärmespeicher und -netze, um Alternativen zur Deckung des Wärmebedarfs in das Energieversorgungssystem zu integrieren.

Die Flexibilisierung der KWK-Stromerzeugung wird auch durch die im Weißbuch angedachten Maßnahmen zur Etablierung eines verzerrungsfreien Zielsystems im Bereich der Kopplung der Sektoren Wärme und Strom befördert werden.

Dabei sollte aus unserer Sicht aktuell nicht im Vordergrund stehen, mit der KWK-Erzeugung verbundene konventionelle Mindestenerzeugung vollständig zu vermeiden. Vielmehr kann eine solche Mindestenerzeugung je nach Abnahmefall zumindest kurz- und mittelfristig auch unter Berücksichtigung ökologischer Randbedingungen ökonomisch effizient und sinnvoll sein. Gleichzeitig müssen jedoch effiziente Anreize zur Vermeidung KWK-bedingter konventioneller Mindestenerzeugung in allen anderen Fällen gesetzt werden.

Diese Aufgabe der effizienten Anreizsetzung ist aufgrund der deutlich unterschiedlichen Rahmenbedingungen in den Sektoren Strom und Wärme (z. B. hinsichtlich nicht wettbewerb-

licher Preisbestandteile, Einbeziehung in den CO₂-Emissionshandel, Privilegierung von Eigenversorgung und sonstige Privilegierungstatbestände) komplex und erfordert vermutlich umfassende Anpassungen am Marktdesign, die primär nicht von den Übertragungsnetzbetreibern, sondern von hoheitlicher Seite getrieben werden müssen. Die Entwicklung KWK-bedingter Mindesterzeugung sollte deshalb kontinuierlich überprüft werden.

Technologisch bedingte Mindesterzeugung

Schließlich ergibt sich eine konventionelle Mindesterzeugung aus einer Vielzahl von unterschiedlichen technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen des bestehenden Kraftwerksparks. Diese Randbedingungen können dazu führen, dass ein Weiterbetrieb der konventionellen Kraftwerke auch in Situationen mit hoher EE-Einspeisung und ggf. negativen Börsenstrompreisen gegenüber einer Abfahrt dieser Kraftwerke von den Betreibern präferiert wird. Für die Übertragungsnetzbetreiber ist dieses Verhalten der Kraftwerksbetreiber nicht direkt beeinflussbar (jedenfalls solange nicht systemsicherheitsbedingte Gründe für einen Eingriff in den Kraftwerkspark vorliegen). Genauso wenig erscheinen ordnungsrechtliche Maßnahmen zur Verringerung dieser Mindesterzeugung angebracht, insbesondere da aufgrund der Vielzahl der Ursachen sowie der technischen Komplexität eine Beurteilung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses sehr schwer sein dürfte. Der Schlüssel zum mittel- und langfristigen Abbau technologisch bedingter Mindesterzeugung liegt in geeigneten Anreizen zu einer Flexibilisierung des Kraftwerkssystems. Solche Anreize resultieren insbesondere aus unverzerrten Strompreissignalen, die den tatsächlichen Flexibilitätsbedarf am Strommarkt widerspiegeln. Insofern sind die Ankündigungen des BMWi im Weißbuch zum Strommarktdesign, Verzerrungen im Strompreis und Flexibilitätshemmnisse auf dem Weg zum Strommarkt 2.0 abbauen zu wollen, explizit zu begrüßen. Gleichzeitig ist zu hinterfragen, ob Regelungen wie der im EEG 2014 eingeführte § 24 EEG (Wegfall der Förderung bei negativen Preisen) mit Blick auf das Flexibilisierungsziel sachgerecht erscheint.

Zusammenfassender Überblick

Das nachfolgende Bild gibt einen zusammenfassenden Überblick über die verschiedenen Ursachen der Mindesterzeugung, die empfohlenen Maßnahmen zum Umgang mit Mindesterzeugung und die wesentlichen verantwortlichen Akteure.

Ursache	Regelleistung	Spannungshaltung	Kurzschlussleistung	Redispatch	KWK-Erzeugung	Technologische Mindestenerzeugung
Maßnahme	Änderung Marktregeln	Bedarfsanalyse	Erst mittelfristig: Bedarfsanalyse, Anpassung technische Regelwerke	Netzausbau	Flexibilisierung, Anreize hierfür durch verzerrungsfreies Marktdesign	
Verantwortliche	BNetzA, ÜNB	ÜNB, BNetzA	ÜNB, Evtl. FNN, BMWi	ÜNB, Genehmigungsbehörden	BMWi, Anlagenbetreiber	

Bild 3.1: Überblick über kurz- und mittelfristige Maßnahmen zur Verringerung konventioneller Mindestenerzeugung

4 Zusammenfassung

Ziele dieser Studie waren die Vermittlung von Grundlagen zu den unterschiedlichen Ursachen von konventioneller Mindesterzeugung und ihrer aktuellen Bedeutung für das deutsche Stromversorgungssystem sowie das Aufzeigen technischer Handlungsoptionen zur Vermeidung von Mindesterzeugung.

Dabei konnten grundsätzlich folgende Ursachen für konventionelle Mindesterzeugung identifiziert werden:

- Technologisch bedingte Mindesterzeugung (Kraftwerkstechnologie)
- Nicht stromgeführter Kraftwerkseinsatz (KWK)
- Optimierung der Strombezugskosten
- Vorhaltung von Regelleistung
- Vorhaltung von Besicherungsleistung
- Spannungshaltung
- Kurzschlussleistung
- Redispatch

Im ersten Teil der Studie haben wir im Hinblick auf die Analyse des Status Quo und die Einordnung der Relevanz der unterschiedlichen Ursachen exemplarische quantitative Untersuchungen für 3 Beispieltage durchgeführt, um die jeweiligen Anteile soweit wie möglich zu quantifizieren. Auf Basis der vorliegenden Daten (ERRP-Plandaten zum Kraftwerkseinsatz, Angaben zum Redispatcheinsatz, Informationen zum Netzbelastungs-/Einspeisemanagement und allgemeine Kenndaten zu Kraftwerksstammdaten und Börsenpreisen) konnten wir für einen Teil der o. g. Ursachen den Beitrag zur Mindesterzeugung zumindest näherungsweise ermitteln.

Aus den Analysen der Daten für die betrachteten Tage lassen sich zunächst folgende allgemeine Schlussfolgerungen ziehen:

- Mit der heute bestehenden Datenbasis lassen sich die Anteile der Mindesterzeugung der Ursachen Vorhaltung von Besicherungs- und Regelleistung, Erbringung von Redispatch sowie die Deckung von Wärme- und Industriebedarf näherungsweise quantifizieren. Weitere Ursachen der Mindesterzeugung können nicht exakt bestimmt werden. Sie sind in den

ERRP-Daten unter dem nicht weiter differenzierten Block „PROD_min“, der die u. a. die technologisch bedingte Mindesterzeugung beinhaltet, zusammengefasst.

- Der Anteil PROD_min, der u. a. den technologisch bedingten Teil der Mindesterzeugung darstellt, scheint in der aktuellen Systemkonfiguration weitgehend unabhängig von konkreten Rahmenbedingungen wie EE-Einspeisung und Last einen Mindestwert von knapp 20 GW aufzuweisen. Dieser Block wird sehr maßgeblich durch die Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke bestimmt, die rund 75 % von PROD_min ausmachen. Die in den betrachteten Tagen ermittelte Höhe der konventionellen Mindesterzeugung unter Berücksichtigung der Beiträge zur Vorhaltung negativer Besicherungs- und Regelleistung sowie aus dem Redispatcheinsatz beträgt etwa 25-30 GW.
- Eine genaue Aufteilung der konventionellen Mindesterzeugung auf die einzelnen Ursachen ist mit den vorliegenden Daten nicht möglich, da die ERRP-Plandaten zum Kraftwerkseinsatz nur das nach Anfahren des Arbeitspunkts gemeldete Potenzial (Bereitstellung von Besicherungs- und Regelleistung, Redispatchvermögen) beschreiben.
- Die Höhe des Werts für PROD_min wird teilweise dadurch bedingt, dass ein Teil der Einspeisung zur Bereitstellung der o. g. Potenziale erforderlich ist. Mit den vorliegenden Daten lässt sich dieser Teil nicht belastbar differenzieren. (Die über einen heuristischen Ansatz abgeschätzte Aufschlüsselung ist sehr grob, da die ÜNB nicht die Aufgabe haben, die PROD_min Meldung der Kraftwerksbetreiber zu hinterfragen und ihnen keine Informationen zur Aufteilung von PROD_min auf unterschiedliche Ursachen vorliegen.)
- Die ermittelten Bandbreiten der Beiträge der jeweiligen Ursachen zur Mindesterzeugung sind in Bild 4.1 zusammengefasst. Dabei wird darauf hingewiesen, dass die Zuordnung von PROD_min zu unterschiedlichen Ursachen nur eine allererste Abschätzung sein kann und nicht mit konkreten Daten der Kraftwerksbetreiber abgesichert ist.

	Aus ERRP-Plandaten ermittelter Anteil	Abgeschätzter Anteil an PROD_min
Vorhaltung von Besicherungsleistung	1,5 - 2,5 GW	2,5 - 5,5 GW
Vorhaltung von Regelleistung	2 - 3 GW	5 - 8 GW
Erbringung von Redispatch	0,5 - 2,5 GW	0,5 - 5 GW
Wärmegeführte Stromerzeugung aus KWK-Anlagen	./.	8 - 10%
Deckung von Industriebedarf	./.	10 - 12%
Technologische Mindestenerzeugung	./.	nicht direkt ermittelbar

Bild 4.1: Beiträge zur Mindestenerzeugung aus Analyse der ERRP-Plandaten und Abschätzung der Anteile an „PROD_min“

Im zweiten Teil der Studie haben wir einen Ausblick auf die technischen Handlungsmöglichkeiten zur Verringerung von Mindestenerzeugung gegeben. Dabei hat sich gezeigt, dass sich für jeden der Aspekte Möglichkeiten zur Reduzierung der Mindestenerzeugung in Form von kurz- und mittelfristigen Maßnahmen gibt, die sich im Hinblick auf die Realisierungszeit, den damit verbundenen Umsetzungsaufwand und die verantwortlichen Akteure unterscheiden (Bild 4.2).

Ursache	Regelleistung	Spannungshaltung	Kurzschlussleistung	Redispatch	KWK-Erzeugung	Technologische Mindestenerzeugung
Maßnahme	Änderung Marktregeln	Bedarfsanalyse	Erst mittelfristig: Bedarfsanalyse, Anpassung technische Regelwerke	Netzausbau	Flexibilisierung, Anreize hierfür durch verzerrungsfreies Marktdesign	
Verantwortliche	BNetzA, ÜNB	ÜNB, BNetzA	ÜNB, Evtl. FNN, BMW	ÜNB, Genehmigungs- behörden	BMW, Anlagenbetreiber	

Bild 4.2: Überblick über kurz- und mittelfristige Maßnahmen zur Verringerung konventioneller Mindestenerzeugung

Darüber hinaus haben die Untersuchungen ergeben, dass generell auch in einem langfristigen Szenario mit einer fast ausschließlich auf Erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung technische Lösungen bereits heute existieren bzw. mittel- bis langfristige für einen großflächigen Einsatz zur Verfügung stehen, um die heute aus konventionellen Kraftwerken erfüllten Anforderungen abzulösen.

Für deren Umsetzung sind jedoch teilweise umfangreiche Anpassungen der rechtlich-regulatorischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu erwarten, die zudem zu hohen finanziellen Aufwendungen führen können.

Literatur

- [1] FGH/Consentec/IAEW
Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien
www.consentec.de
- [2] Dr. Christoph Maurer
Mindesterzeugung durch konventionelle Kraftwerke u. a. zur Sicherstellung der Systemstabilität – Sachverhalt und Ausblick
www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/A/ag-2-plattform-strommarkt-sitzung-20140922-praesentation-2,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf

Anhang

A Auswertung ERRP-Daten je ÜNB

A.1 50Hertz

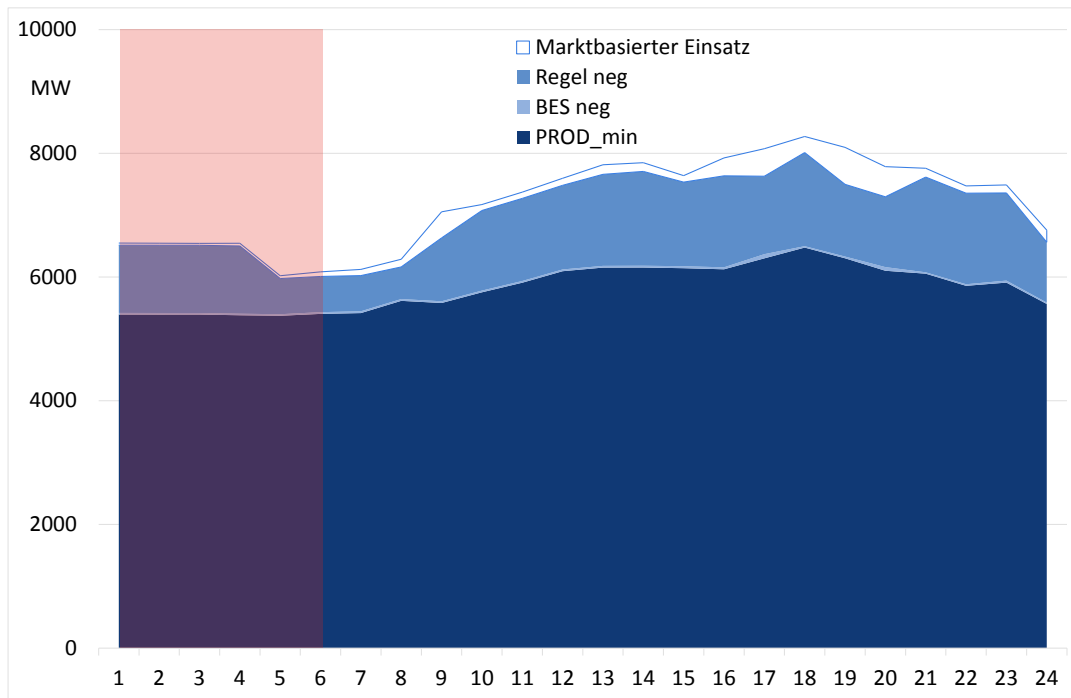


Bild A.1: ERRP-Plandaten 50Hertz für den 2. Januar 2015 (Zeitbereiche mit negativen Preise sind rot eingefärbt)

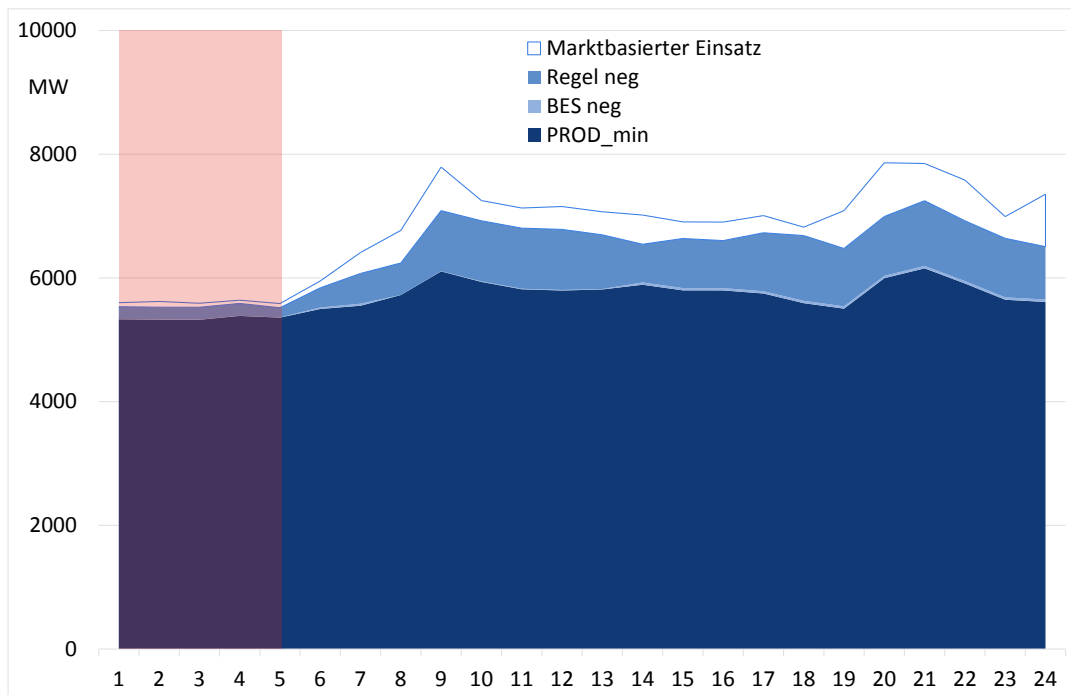


Bild A.2: ERRP-Plandaten 50Hertz für den 30. März 2015 (Zeitbereiche mit negativen Preise sind rot eingefärbt)

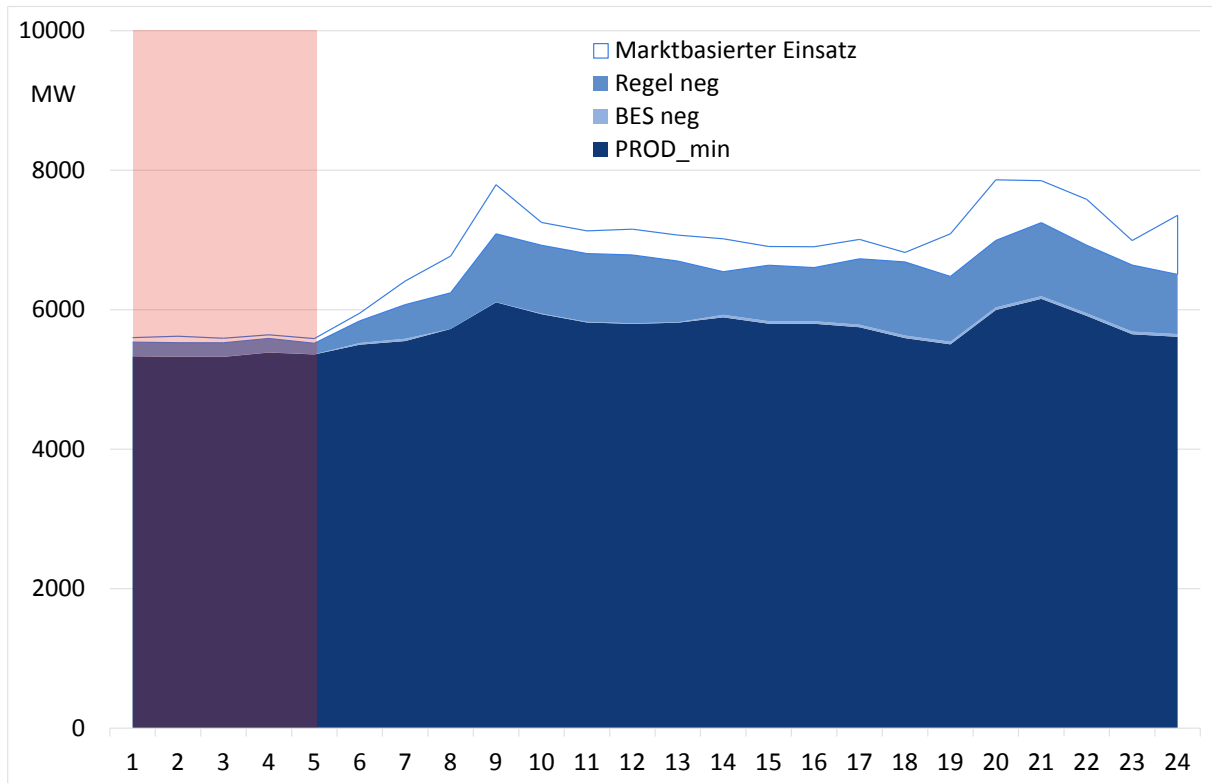


Bild A.3: ERRP-Plandaten 50Hertz für den 12. April 2015 (Zeitbereiche mit negativen Preise sind rot eingefärbt)

A.2 Amprion

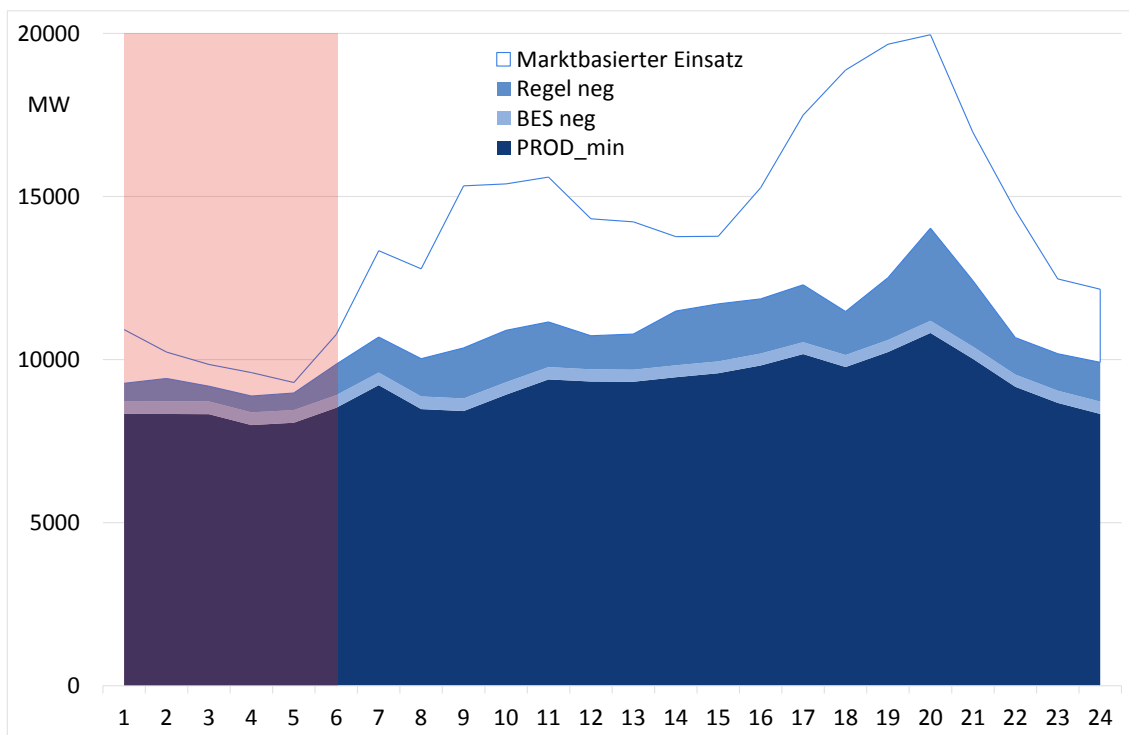


Bild A.4: ERRP-Plandaten Amprion für den 2. Januar 2015 (Zeitbereiche mit negativen Preise sind rot eingefärbt)

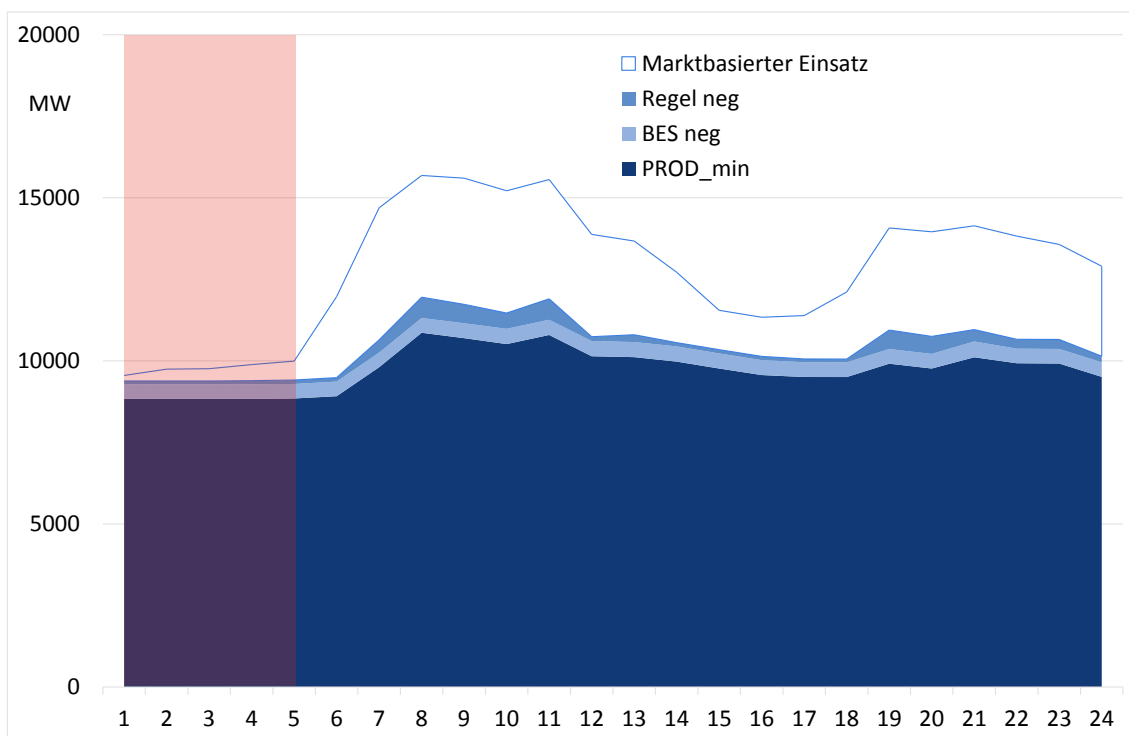


Bild A.5: ERRP-Plandaten Amprion für den 30. März 2015 (Zeitbereiche mit negativen Preise sind rot eingefärbt)

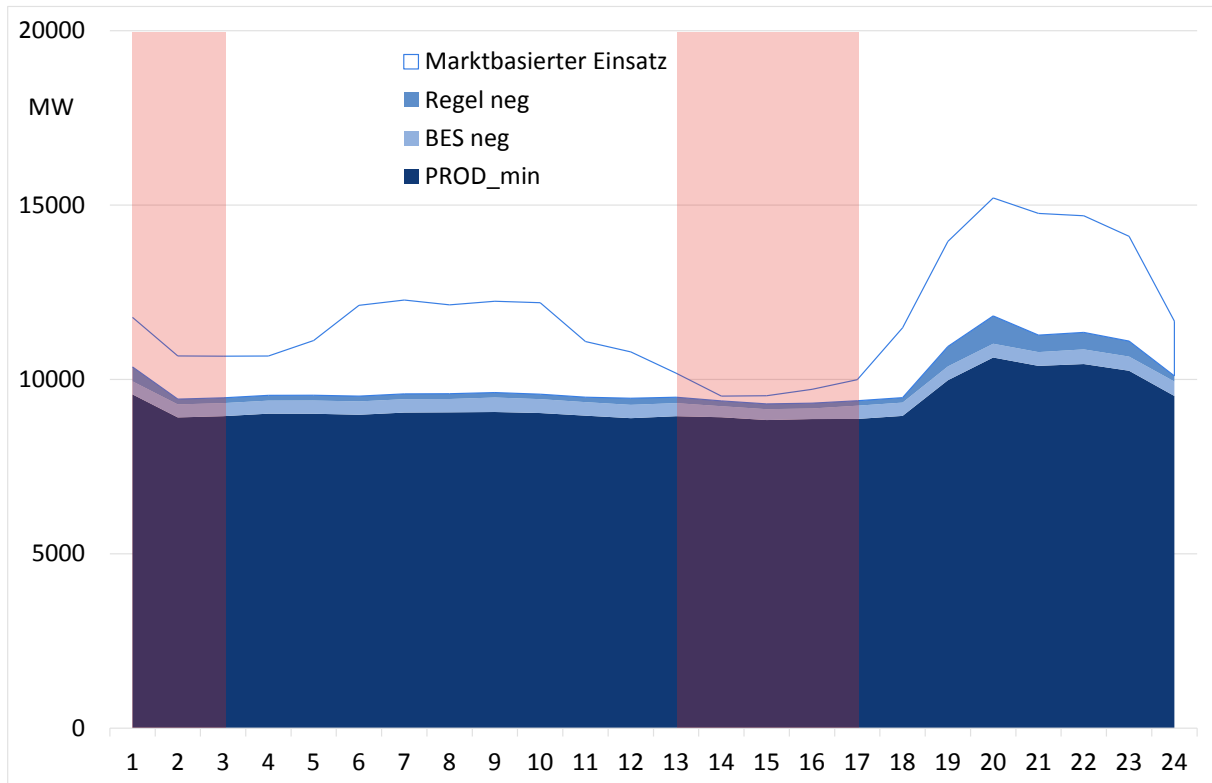


Bild A.6: ERRP-Plandaten Amprion für den 12. April 2015 (Zeitbereiche mit negativen Preise sind rot eingefärbt)

A.3 TenneT TSO

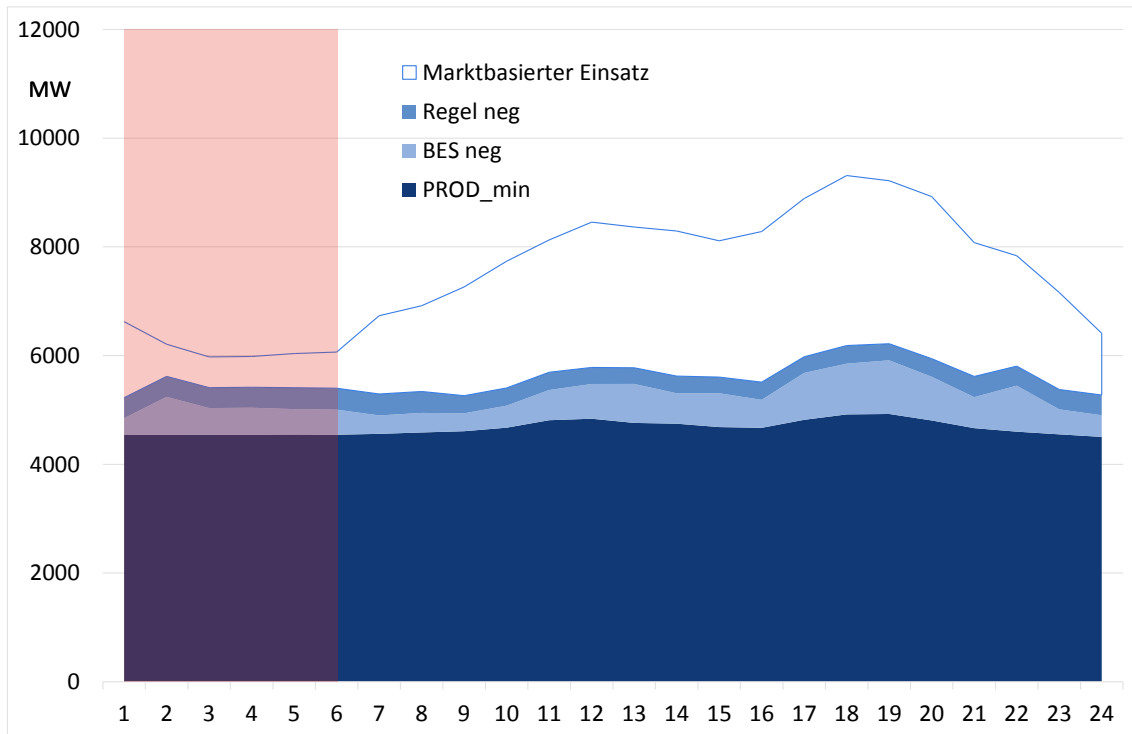


Bild A.7: ERRP-Plandaten TenneT TSO für den 2. Januar 2015 (Zeitbereiche mit negativen Preise sind rot eingefärbt)

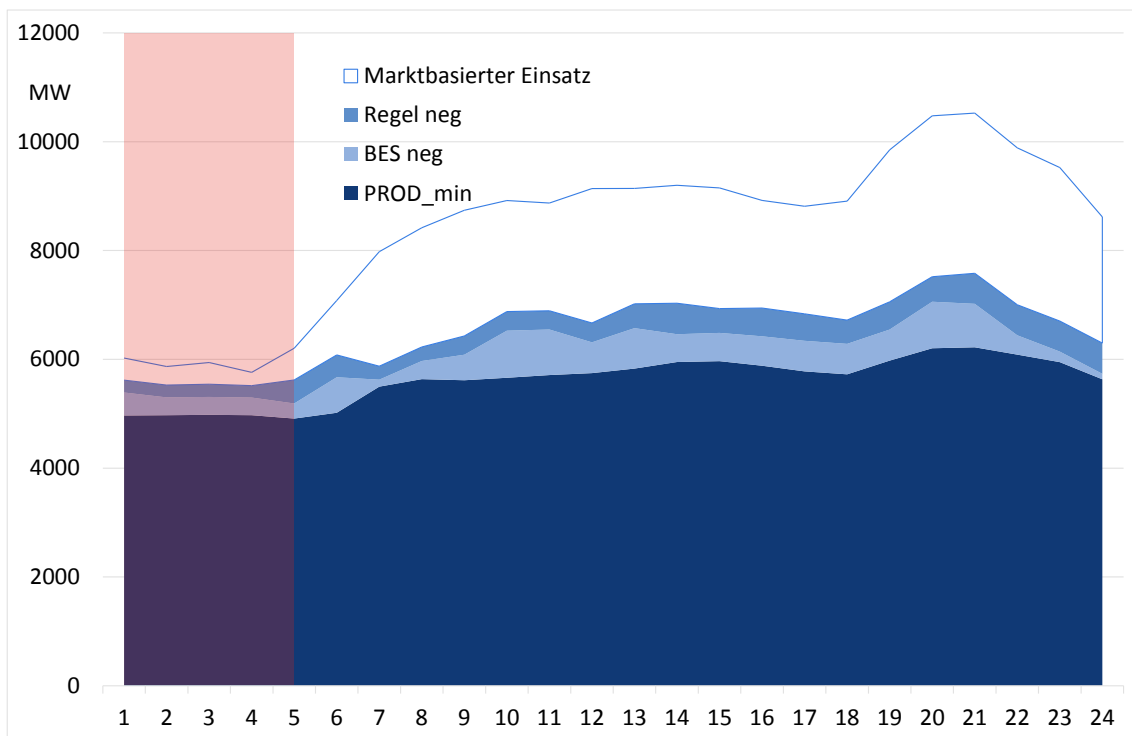


Bild A.8: ERRP-Plandaten TenneT TSO für den 30. März 2015 (Zeitbereiche mit negativen Preise sind rot eingefärbt)

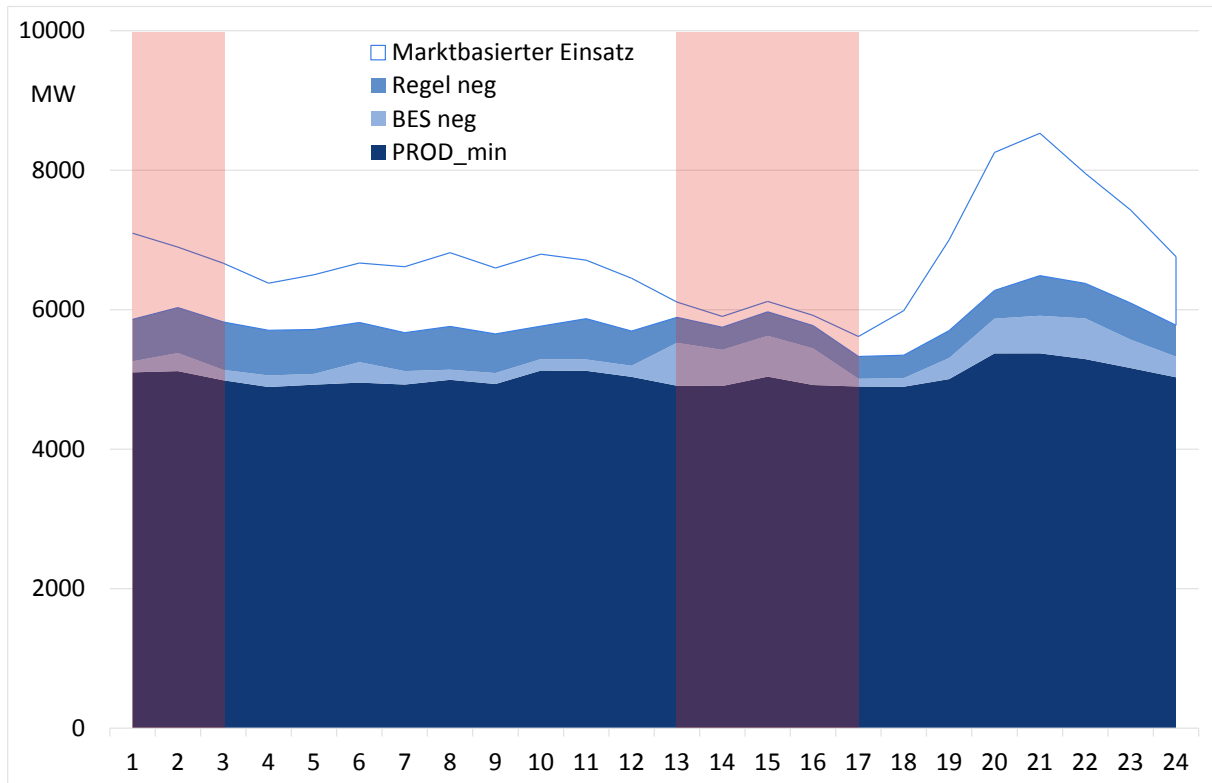


Bild A.9: ERRP-Plandaten TenneT TSO für den 12. April 2015 (Zeitbereiche mit negativen Preise sind rot eingefärbt)

A.4 TransnetBW

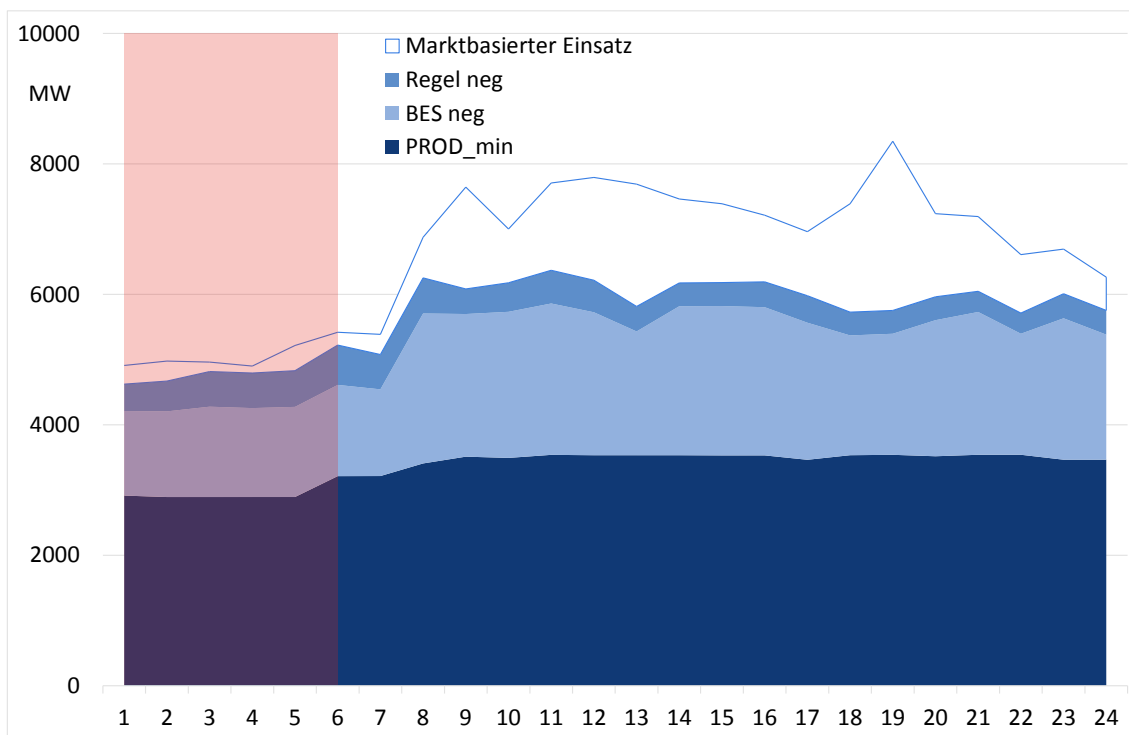


Bild A.10: ERRP-Plandaten TransnetBW für den 2. Januar 2015 (Zeitbereiche mit negativen Preise sind rot eingefärbt)

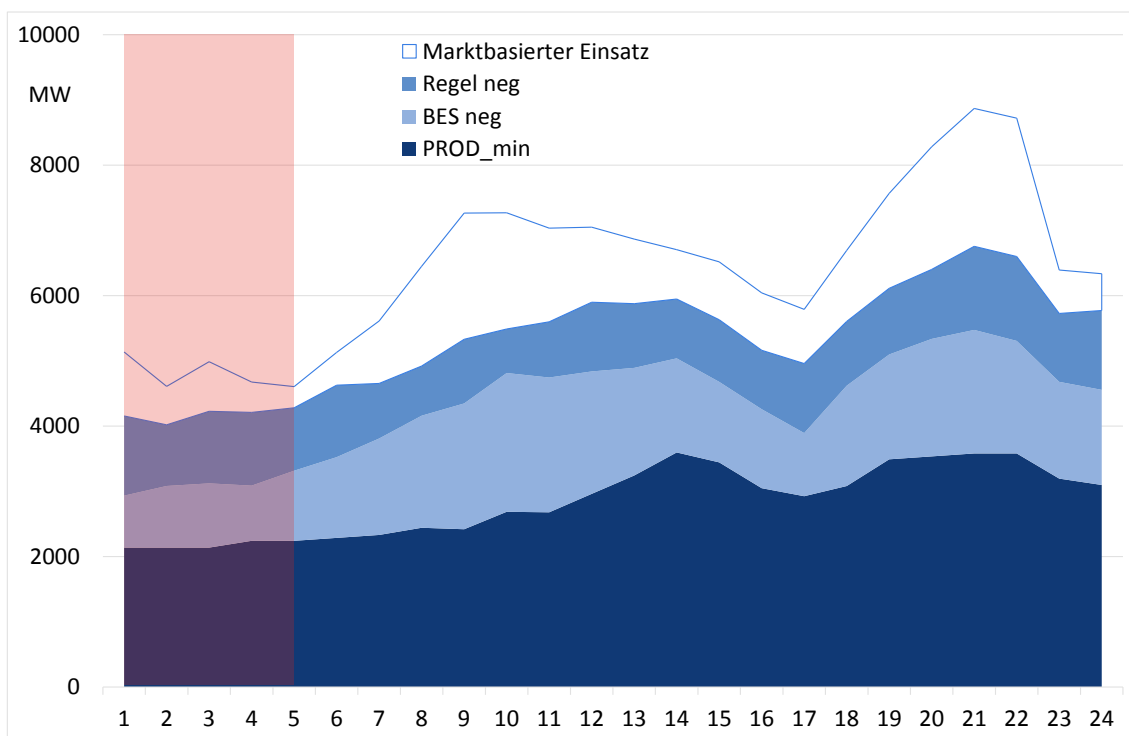


Bild A.11: ERRP-Plandaten TransnetBW für den 30. März 2015 (Zeitbereiche mit negativen Preise sind rot eingefärbt)

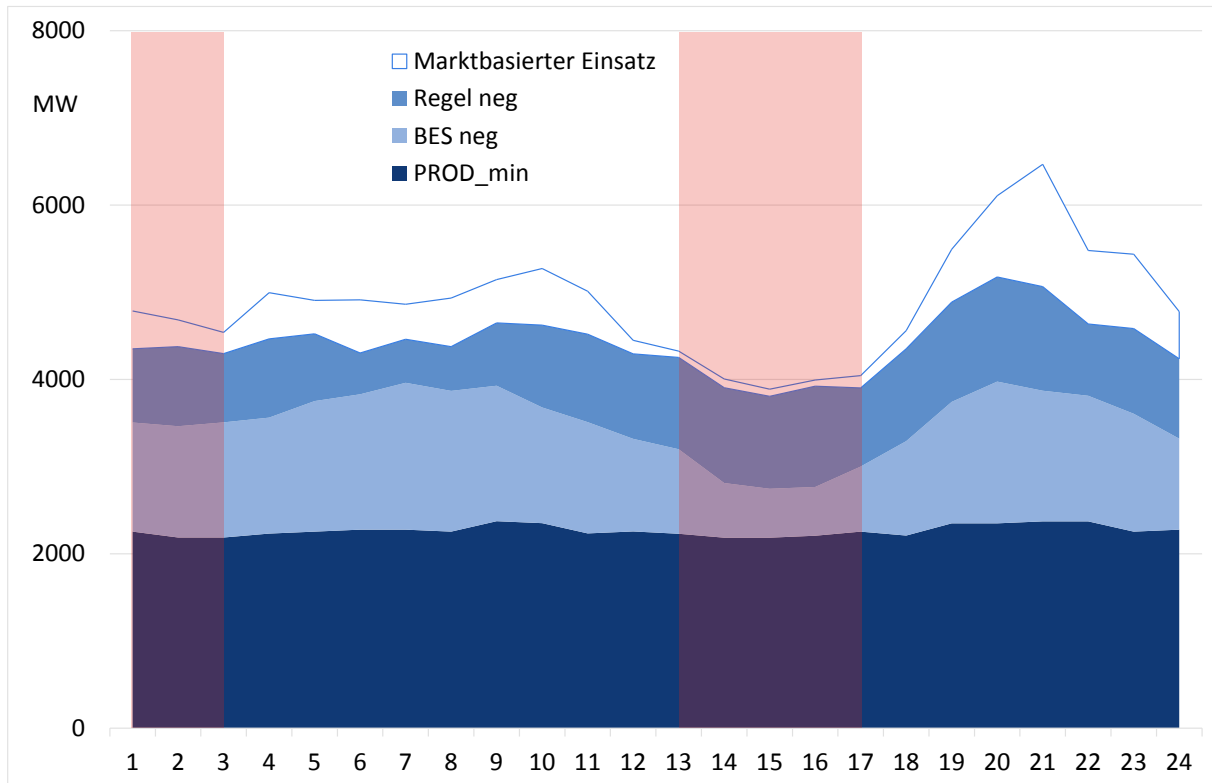


Bild A.12: ERRP-Plandaten TransnetBW für den 12. April 2015 (Zeitbereiche mit negativen Preise sind rot eingefärbt)

B Möglichkeiten zur Reduktion von Mindesterzeugung: Technische Details

B.1 Erbringung von Systemdienstleistungen

B.1.1 Regelung der Systembilanz

Grundlegende Zusammenhänge

Die Beurteilung der Notwendigkeit einer konventionellen Mindesterzeugung zur Sicherstellung ausreichender Möglichkeiten zur Regelung der Systembilanz (also die Bereitstellung von Regelleistung zur Gewährleistung der Frequenzhaltung) ist deshalb schwierig, weil in die Regelung der Systembilanz verschiedene Akteure eingebunden sind. Diese sind insbesondere

- die Übertragungsnetzbetreiber, denen gemäß § 13 EnWG die letztendliche Verantwortung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in ihrer Regelzone und damit für die Regelung der Systembilanz obliegt, die aber selbst unmittelbar nicht über Regelungsmöglichkeiten verfügen;
- die Erbringer der marktbasierend beschafften Regelleistung, die gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber die Verpflichtung übernehmen, Regelfähigkeit in definierter Menge und Qualität vorzuhalten, die dabei Freiheitsgrade z. B. hinsichtlich der Vorhaltung in konventionellen thermischen Kraftwerken, in hydraulischen Kraftwerken oder weiteren Technologien¹ haben und für die eine Beschränkung der Freiheitsgrade z. B. durch vom Übertragungsnetzbetreiber angeordnete Anpassungen nach § 13 (2) EnWG ggf. bedeuten kann, dass die übernommenen Verpflichtungen nicht mehr erfüllbar sind;
- die Bilanzkreisverantwortlichen, die gemäß § 4 (2) StromNZV für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in ihrem Bilanzkreis verantwortlich sind, wobei neben Kraftwerksausfällen zwangsläufig über Regelleistung auszugleichende Prognosefehler auftreten.

¹ Dabei ist zu beachten, dass alle Anlagen zur Regelleistungserbringung zuvor eine sogenannte Präqualifikation durchlaufen müssen.

Aufgrund des Verantwortungsgefüges ist zu diskutieren, wie die Mindesterzeugung aus einer systemisch-technologischen oder aus einer organisatorisch-prozessualen Sichtweise beeinflusst wird. Diskussionswürdig erscheint in diesem Zusammenhang, auf welche Weise die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Wahrnehmung der Systemverantwortung prüfen müssen, ob und in welchem Umfang andere in die Regelung der Systembilanz involvierte Akteure, also insbesondere Regelleistungserbringer und Bilanzkreisverantwortliche (BKV) ihren Verpflichtungen nachkommen. Dabei ist z. B. zu beachten, dass die vorgehaltene Regelleistung zwar für den Ausgleich unverschuldeter und somit zufällig auftretender Prognosefehler, nicht aber für den Ausgleich ggf. auftretender systematischer (d. h. missbräuchlicher und vorsätzlicher) Über- oder Unterspeisungen von Bilanzkreisen dimensioniert ist:

- **Überdeckung:** Im Fall, dass BKV die Verpflichtung zum Ausgleich ihres Bilanzkreises bei einer Überdeckung vernachlässigten (z. B. bei negativen Residuallasten d. h. wenn die EE-Einspeisung die Last und Exportmöglichkeiten übersteigenden), wäre zu befürchten, dass die vorgehaltene negative Regelleistung evtl. zum Bilanzausgleich nicht ausreichen könnte. Infolge dessen könnte sich theoretisch eine Gefahr für die Systembilanz und damit die Stabilität des Gesamtsystems ergeben. Dies ist in der Realität allerdings als eher unkritisch einzustufen, da davon ausgegangen werden kann, dass in derartigen Situationen (da z. B. der marktgetriebene Einsatz von konventionellen Kraftwerken nicht ausreichend ist, um alle Anforderungen an den sicheren Netzbetrieb zu erfüllen) immer genügend EE-Erzeugung einspeist, so dass der negative Reservebedarf durch die Reduzierung der Einspeiseleistung aus EE-Einheiten gedeckt werden kann.
- **Unterdeckung:** Der Fall einer möglichen Unterdeckung ist dagegen als kritisch zu bezeichnen, da hierfür präventiv Maßnahmen ergriffen werden müssen, um die Einhaltung der Systembilanz insbesondere über einen längeren Zeitraum gewährleisten zu können, wenn nicht ausreichend schnellstartende Erzeugungsanlagen verfügbar sind. Dies gilt insbesondere, da die Erzeugungsleistung von Pumpspeicherkraftwerken nur zeitlich begrenzt abrufbar ist. Denkbar sind in diesem Zusammenhang auch hybride Lösungen, bei denen beispielsweise ein Pumpspeicherkraftwerk für die Zeitspanne der Anfahrzeit eines fossilen Kraftwerks die Bereitstellung positiver Reserve übernimmt und nach Erreichen der Einsatzbereitschaft von diesem abgelöst wird. Um Reserveleistung für diese Anforderungen aus EE-Anlagen bereitzustellen, müssen diese ggü. der Einspeiseprognose angedrosselt

(bei Windenergie- und PV-Anlagen) bzw. in Teillast (z. B. bei Biomasseanlagen) betrieben werden. Bei konventionellen Kraftwerken wären Einheiten zu aktivieren, die marktgetrieben nicht zum Einsatz kommen würden.

Eine präventive Prüfung durch die Übertragungsnetzbetreiber, ob derartige Gefährdungen erkennbar sind, wäre jedoch nur mit erheblichen Vereinfachungen und Annahmen möglich. Eine aus dieser Prüfung resultierende Anordnung zur Vorhaltung konventioneller Mindestenerzeugung könnte sich somit ex post als ggf. unnötig erweisen. Analoge Probleme ergeben sich, wenn man eine Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zur Prüfung der Möglichkeit der Erbringung kontrahierter Regelleistung durch die Anbieter bejaht.

Im Hinblick auf die organisatorischen-prozessualen Anforderungen kann beispielsweise bei der marktbasierter Vergabe von Sekundärregelleistung ein Anbieter zum Zuge kommen, der die angebotene Leistung ausschließlich in thermischen Kraftwerken, z. B. Steinkohlekraftwerken, vorhält. Um seiner eingegangenen Verpflichtung nachzukommen, müsste er während des gesamten Erbringungszeitraums – heute bei Sekundärregelleistung z. B. eine Woche, wobei zwischen zwei Zeitscheiben (Hochtarif, Niedrigtarif) unterschieden wird – wenigstens ein (ggf. zur Besicherung sogar mehrere) Steinkohlekraftwerk im regelfähigen Betrieb halten, d. h. mindestens mit der Dauermindestleistung betreiben. Aus der organisatorisch-prozessualen Sichtweise ergibt sich hier somit eine Notwendigkeit zu konventioneller Mindestenerzeugung, ggf. auch in Situationen, wo das Dargebot EE-basierter Erzeugung zur Deckung der Last ausreichen würde. Um diesen Teil der konventionellen Mindestenerzeugung zu senken, hat die Bundesregierung im Weißbuch des BMWi zum Strommarktdesign die weitere Öffnung der Regelleistungsmärkte zur Stärkung des Wettbewerbs vorgesehen. Durch die geplante Anpassung der Ausschreibungsbedingungen (insbesondere im Hinblick auf Produktgröße und Vorlaufzeiten sowie Erbringungszeiträumen) soll neuen und flexiblen Anbietern die Teilnahme ermöglicht werden. Dies umfasst beispielsweise Speicher, flexible Verbraucher und erneuerbare Energien. Durch derartige organisatorische Modifikationen würde der Aspekt der konventionellen Mindestenerzeugung durch Regelleistungsvorhaltung deutlich an Relevanz verlieren. Kraftwerke mit technologischer Mindestenerzeugung könnten durch diese angestoßenen Änderungen beispielsweise durch Pumpspeicherkraftwerke oder andere geeignete Technologien (z. B. schnellstartbare BHKW) ersetzt werden. Der hier diskutierte Punkt zeigt aber auch deutlich, dass es eine wechselseitige Beeinflussung zwischen systemisch-technologischen organisatorisch-prozessualen Aspekten gibt.

Zukünftige Entwicklungen

Die Entwicklung der konventionellen Mindesterzeugung im Hinblick auf die Regelung der Systembilanz in der näheren Zukunft hängt von methodischen Verfeinerungen z. B. hinsichtlich der Berücksichtigung der Eigenschaften konkreter Kraftwerke ab. Weitere wesentliche Faktoren sind die organisatorisch-prozessualen Rahmenbedingungen und Verantwortlichkeiten und die daraus begründeten Annahmen und Vorgaben für die Quantifizierung der Mindesterzeugung.

Aus rein systemisch-technologischer Perspektive kann jedoch langfristig eine konventionelle Mindesterzeugung zur Sicherstellung der Regelung der Systembilanz abgelöst werden. In einem Elektrizitätsversorgungssystem mit überwiegend oder ausschließlich regenerativer Energieerzeugung wäre ein auf folgenden Säulen basierendes Regelungskonzept technisch grundsätzlich denkbar:

- Die schnelle Regelung (Primär- und Sekundärregelung) wird hauptsächlich durch hydraulische Kraftwerke, insbesondere Pumpspeicherkraftwerke übernommen. Diese Kraftwerke sind zur Erfüllung der technologischen Anforderungen in der Lage und nehmen auch heute schon an den Märkten für Primär- und Sekundärregelreserve (unter Vernachlässigung von Effekten zum Ausgleich von Speicherverlusten etc.) in der Größenordnung der installierten Turbinenleistung (für positive Reserve) bzw. Pumpleistung (für negative Reserve) teil. Ergänzt werden könnte die Vorhaltung ggf. z. B. durch Beiträge aus schnellstartenden Kraftwerken, Batterien und erneuerbaren Energien. Das Beispiel Dänemark zeigt, dass bereits heute Erzeugungseinheiten aus erneuerbaren Energien am Markt für Primärregelreserve teilnehmen. Dies wird insbesondere durch kurze Ausschreibungszeiträume (Erbringungsperioden von je 4 Stunden bei täglicher Auktion) und kleine Losgrößen (in Dänemark 0,3 MW) ermöglicht. Auch im regelfähigen Betrieb befindliche (Gas-)Turbinen zur Wiederverstromung zwischengespeicherter EE-Einspeisung (AA-CAES, Power-to-Gas) können je nach Anlagenauslegung Beiträge leisten. Ebenso können Konzepte wie Power-to-Heat oder Power-to-Gas in Form zusätzlicher Verbraucher eine Optionen zur Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelreserve darstellen. Diese sind insbesondere dann energetisch sinnvoll einsetzbar, wenn dadurch der EE-Anteil der Erzeugung erhöht werden kann. Herausforderungen und systemtechnischer Anpassungsbedarf kann sich insbesondere hinsichtlich folgender Aspekte ergeben:

- **Regelfähigkeit von Pumpspeicherkraftwerken im Pumpbetrieb:** Die Mehrzahl der heutigen Pumpspeicherkraftwerke ist als sogenannte Pump turbine ausgeführt, wobei die Leistungsaufnahme im Pumpbetrieb nicht regelbar ist. Die separate Bereitstellung negativer Regelleistung würde damit ggf. den Zugriff auf zwei Maschinensätze (einer im nicht geregelten Pumpbetrieb, Ausgleich der Differenz zwischen Pumpleistung und Regelleistungssollwert durch eine zweite Einheit im Turbinenbetrieb) erfordern. Künftig, d. h. insbesondere für neue Kraftwerksprojekte, kann dieser Nachteil durch den Einsatz einer stufenlosen Drehzahlregelung kompensiert werden. Damit wäre eine stetige Anpassung der Pumpenleistung an die Anlagenerfordernisse und damit eine stufenlose Regelung von Pump turbinen möglich. Zur Realisierung eines derartigen Regelsystems sind allerdings vergleichsweise kostenintensive Frequenzumformer erforderlich, die in eine Kosten-Nutzen-Abwägung einbezogen werden müssen. Zudem sind diese Regelungskonzepte heute noch nicht für Leistungen im MW-Bereich verfügbar.
- **Dauerhafte Sicherstellung der Regelfähigkeit:** Während im Bereich der Primärregelung angesichts der relativ geringen Leistung und der Abrufcharakteristik die dauerhafte Gewährleistung der Einsatzfähigkeit unkritisch erscheint, zeigt eine überschlägige Rechnung, dass dies für Sekundärregelleistung aus heutiger Sicht nicht unbedingt gilt. Bei einem Speichervolumen deutscher Pumpspeicherkraftwerke von ca. 40 GWh, der Annahme einer hälftigen Zuordnung jeweils zu positiver und negativer Sekundärregelleistung und einem angenommenen Sekundärregelleistungsbedarf von 4 GW² könnte mit den deutschen Pumpspeicherkraftwerken die volle Sekundärregelleistung nur für etwa 5 Stunden abgerufen werden³. Dies entspricht zumindest nicht den heutigen Präqualifikationsanforderungen und Vermarktungsregeln sowie der Einsatzweise der Sekundärregelung in kritischen Situationen für die Systembilanz. Daher könnte die Bereitstellung der Sekundärregelleistung durch Pumpspeicherkraftwerke mit Beiträgen weiterer Speichertechnologien, insbesondere Druckluft- und Batteriespeichern,

² Dieser Wert liegt deutlich über dem heutigen Bedarf, erscheint aber für die Zukunft nicht unbedingt unrealistisch.

³ Bei der Annahme einer anderen Aufteilung auf positive und negative Sekundärregelleistung lässt sich der maximale Zeitraum des kontinuierlichen Abrufs in positiver bzw. negativer Richtung steuern.

sowie für die positive Sekundärregelleistung schnellstartender Kraftwerke ergänzt werden, um damit in Kombination die Präqualifikationsanforderungen zu erfüllen. In diesem Zusammenhang ist jedoch auch zu hinterfragen, ob die aktuellen Regelungen für ein künftig deutlich stärker EE-dominiertes Kraftwerkssystem noch angemessen sind, da diese eher auf die Eigenschaften eines auf im Wesentlichen von konventionellen Kraftwerken bestimmten Erzeugungsparks abzielen. Entsprechende Anpassungen der Präqualifikationsanforderungen unter Berücksichtigung der jeweiligen Flexibilitäten unterschiedlicher Anlagentypen könnten dann ebenfalls die Regelfähigkeit dauerhaft sicherstellen.

- Die langsame Regelung (Minutenreserve) und die Gewährleistung der Lastfolgefähigkeit könnten durch Flexibilitäten im EE-Erzeugungssystem (Flexibilisierung der Fahrweise von Biomasse-KW, automatische Regelung zur Reduktion von ggf. höheren Einspeisungen als prognostiziert auf den jeweiligen Prognosewert), insbesondere aber durch die für eine vollständig oder weit überwiegend auf erneuerbaren Energieträgern basierende Stromversorgung ohnehin notwendigen Speichertechnologien (ggf. erweitert um flexible Kraftwerkstechnologien wie Gasturbinen, insbesondere zur Bereitstellung positiver Minutenreserve und zur Beherrschung positiver Lastgradienten) gewährleistet werden. Neben den bereits diskutierten hydraulischen Speichern kommen auch andere Technologien wie AA-CAES, Power-to-Heat oder Power-to-Gas hierfür in Betracht und eignen sich technisch sowohl bei der Einspeicherung wie bei der Wiederverstromung zur Bereitstellung der notwendigen Beiträge zur Systembilanzregelung.
- Als technische Alternative ist zudem die Bereitstellung von Reserve aus EE-Anlagen zu diskutieren. Da technisch bereits heute möglich, wäre es denkbar, dass EE-Anlagen systematisch mit geringerer Leistung als prognostiziert einspeisen („Drosselung“) und damit prinzipiell in der Lage sind, sowohl negative als auch positive Reserve bereitzustellen. Die Möglichkeit zur Abregelung von EE-Einspeisung und damit ein Beitrag zur negativen Reserve steht im Grundsatz immer dann automatisch zur Verfügung, wenn das entsprechende Dargebot (z. B. Wind, Sonne) vorhanden ist. Positive Reserve kann entsprechend durch Abruf der noch vorhandenen Leistungsreserve (d. h. Reduzierung der „Drosselung“) bereitgestellt werden. Als Verfeinerung dieser Betriebsweise kann EE-Einspeisung, die durch die Drosselung nicht unmittelbar zur Deckung des Strombedarfs genutzt werden kann, zunächst in Konzepten wie „Power-to-Gas“ oder „Power-to-Heat“ energetisch genutzt wer-

den. Insbesondere die Bereitstellung von Wärme z. B. für private Haushalte („Power-to-Heat“) führt bei moderaten Anlagenkosten durch den hohen Wirkungsgrad von rund 90 % zu einer günstigen Energiebilanz. Im Bedarfsfall kann (vergleichbar mit der Reduzierung der Drosselung) der für die Wärmebereitstellung genutzte Überschuss zur Deckung des positiven Reservebedarfs verwendet werden, d. h. die heute ggf. erforderliche EE-Abregelung geht in einem solchen System in ein Reservepotential über, das energetisch selbst bei nicht erfolgter Inanspruchnahme in hohem Maße nutzbar bleibt. Durch die modifizierten Einspeisungen aus EE-Anlagen im Sinne einer systematischen Unter- bzw. Überspeisung kann zudem eine Verschiebung zwischen positivem und negativem Reservebedarf erreicht werden.

Neben Speicherkraftwerken können auch Batteriespeicher einen Beitrag zur Regelung der Systembilanz liefern. So existiert bereits heute mit dem Redox-Flow-Batteriekonzept eine technische Lösung im Bereich von Großspeicheranlagen. Die Redox-Flow-Zelle kann Leistungen von einem Kilowatt bis zu mehreren Megawatt bereitstellen. Im Vergleich zu anderen Speichertechnologien hat sie einen hohen Wirkungsgrad (>70 %), eine gute Vermeidbarkeit von Selbstentladung und eine hohe Lebenserwartung. Aufgrund der Eigenschaften werden Redox-Flow-Zellen bisher insbesondere als Reservequelle, Pufferbatterie und für die unterbrechungsfreie Stromversorgung eingesetzt. Beispielsweise dienen sie als Reservequelle für Mobilfunk-Basisstationen oder Pufferbatterie für Windkraftanlagen (z. B. in Japan).

Einen Überblick über die geeigneten Technologien und deren Anwendungsbereiche für die unterschiedlichen Regelleistungsqualitäten zur Reduktion der Mindesterzeugung gibt Bild B.1. Zudem sind die für die Realisierung wesentlichen Herausforderungen zusammenfassend dargestellt.

Regelleistungs- qualität	Primärregelung	Sekundärregelung	Minutenreserve
Geeignete Technologie	Pumpspeicherkraftwerke Schnellstartfähige Kraftwerke Batterien EE-Erzeuger Power-to-Heat Power-to Gas		Flexibilisierung EE-Erzeugung (Fahrweise Biomasse, Drosselung Wind und PV) Speicher (Hydraulisch, Druckluft) Gasturbinen Power-to-Heat Power-to Gas
Heraus- forderungen	Technologische Entwicklung (z.B. stufenlose Regelung von Pumpturbinen)	Begrenzung der maximal möglichen Abrufdauer durch Pumpspeicherkraftwerke macht ergänzende Beiträge zwingend erforderlich	Anpassung der Präqualifikationsanforderungen

Bild B.1: Übersicht über geeignete Technologien und Herausforderungen zur Reduktion der Mindesterzeugung im Hinblick auf die Regelung der Systembilanz.

B.1.2 Spannungshaltung

Grundlegende Zusammenhänge

Zur Gewährleistung der Systemstabilität ist es notwendig, die Spannung an allen Knoten im System innerhalb definierter Bandbreiten zu halten. Dabei wird die Spannung – abhängig vom Belastungszustand des Netzes – über die Einspeisung bzw. Entnahme von Blindleistung geregelt. Zu berücksichtigen ist dabei, dass der Blindleistungstransport über größere Distanzen technisch nicht sinnvoll möglich ist, deswegen ausreichend lokale Möglichkeiten zur Blindleistungssteuerung vorhanden sein müssen.

In der Vergangenheit erfolgte die Blindleistungssteuerung vor allem über Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke, die neben der am Energiemarkt vermarkteten Wirkleistungsabgabe auch reaktive oder kapazitive Blindleistung in das System einspeisen können⁴. Dabei erwies sich als vorteilhaft, dass – aufgrund der ursprünglich lastnah geplanten Erzeugungseinheiten – Synchrongeneratoren vergleichsweise gleichmäßig über das System verteilt und

⁴ Die Einspeisung kapazitiver Blindleistung entspricht der Entnahme reaktiver Blindleistung.

insbesondere nahe der auch als große Blindleistungsverbraucher wirkenden Lastzentren vorhanden waren. Andererseits ist die Blindleistungsabgabe von Synchrongeneratoren aus Sicht der Netzbetriebsführung besonders vorteilhaft, da sie stufenlos regelbar ist und unabhängig vom Spannungsniveau des Anschlussknotens zur Verfügung steht. Eine Besonderheit stellen die Synchrongeneratoren von Pumpspeicherkraftwerken dar, die vielfach auch im Phasenschieberbetrieb, d. h. ohne Wirkleistungsabgabe, zur Blindleistungssteuerung nutzbar sind. Dies gilt generell auch für Druckluftspeicherkraftwerke, die ebenfalls als Phasenschieber betrieben werden können, im Energieversorgungssystem bisher jedoch keine Rolle spielen⁵.

Ergänzend zu Synchrongeneratoren werden seit jeher zusätzlich sogenannte passive Kompensationselemente, d. h. Netzbetriebsmittel zur Blindleistungssteuerung eingesetzt. Dabei handelt es sich vorwiegend um Drosselspulen, die als Verbraucher reaktiver Blindleistung dienen und insbesondere in Schwachlastsituationen zur Absenkung des Spannungsniveaus benötigt werden, sowie um Kondensatorbänke, die als Einspeiser reaktiver Blindleistung insbesondere zur Spannungsstabilisierung (d. h. Spannungserhöhung) in Starklastfällen dienen. Gegenüber der Blindleistungsbereitstellung aus Synchrongeneratoren haben passive Kompensationselemente den Nachteil, dass sie außer über Ab- und Zuschaltung im Regelfall nicht oder nur in sehr groben Stufen steuerbar sind, so dass die Blindleistungsregelung entsprechend weniger fein abgestuft werden kann.

Die Netzbetreiber können weder den Blindleistungsbedarf noch die zur Deckung verfügbaren Optionen sehr kurzfristig beeinflussen. Eine durch Spannungshaltungserfordernisse bewirkte konventionelle Mindesterzeugung ergibt sich deshalb immer dann, wenn durch Verbraucherverhalten und Netzausbauzustand ein Blindleistungsbedarf entsteht, der mit den vorhandenen passiven Kompensationselementen nicht vollständig, oder, wegen der technologischen Einschränkungen dieser Betriebsmittel, nicht geeignet gedeckt werden kann. Im heutigen System ist die Blindleistungsbereitstellung aus Synchrongeneratoren zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit permanent notwendig. Es gibt also eine permanente Notwendigkeit für konventionelle Mindesterzeugung, die jedoch in normalen Netznutzungsfällen nicht als bindende Randbedingung wirkt.

⁵ Neben dem Druckluftspeicherkraftwerk in Huntorf gibt es nur eine weitere kommerziell genutzte Anlage in McIntosh, Alabama (USA)

Zukünftige Entwicklungen

Auch im Bereich der Spannungshaltung sehen wir jedoch langfristig keine Notwendigkeit zur Aufrechterhaltung einer konventionellen Mindesterzeugung, da Alternativen zumindest grundsätzlich zur Verfügung stehen:

- Die Generatoren bestehender und evtl. zukünftig noch zugebauter Speicherkraftwerke (sowohl Pump- als auch Druckluftspeicher) können selbstverständlich und im Regelfall unabhängig vom aktuellen Betriebszustand für die Blindleistungssteuerung genutzt werden. Da Speicherkraftwerke wegen ihrer speziellen Standortanforderungen jedoch nicht flächig verteilt vorhanden sein können, werden sie alleine zur Gewährleistung der Spannungshaltung nicht ausreichen.
- Nach erfolgtem bedarfsgerechten Netzausbau wird die Aufgabe der Spannungshaltung aufgrund des sinkenden Blindleistungsverbrauchs des Netzes, der sich durch die höhere strukturelle Vermaschung ergibt, vereinfacht. Damit allein wird eine konventionelle Mindesterzeugung nicht obsolet, ihr Umfang wird jedoch sinken.
- Die z. B. durch die SDLWindV geforderte Möglichkeit, auch aus umrichter gesteuerten EE-Anlagen Blindleistung bereitzustellen, wird im Bereich der Übertragungsnetze zwar wegen der zu großen elektrischen Entfernung keine direkten Beiträge zur Spannungs-Blindleistungs-Regelung leisten können, da insbesondere onshore EE-Anlagen in der Regel nicht direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Durch geeignete Spannungsregelung in den Anschlussnetzen der Verteilungsebene kann aber zumindest deren Blindleistungsentnahme aus dem Übertragungsnetz beeinflusst werden, was die Aufgabe der Spannungshaltung im Übertragungsnetz wiederum vereinfacht.
- Für offshore Windparks ist ein direkter Anschluss an das Übertragungsnetz jedoch durchaus realistisch. Mit einem zentralen Regler für den Windpark lassen sich (abhängig vom Anschlusskonzept) hohe dynamische Anforderungen an die Spannungs- bzw. Blindleistungsregelung erfüllen.
 - Bei Anschluss in Drehstromtechnik (AC), wie im Beispiel des Ostsee-Windparks Baltic 1 (hier mit einer Nennspannung von 150 kV), ist der Aufwand zur Realisierung einer Spannungs-/Blindleistungsregelung mit denen einer spannungsgeregelten konventionellen Einspeisung zu vergleichen, die ebenfalls entweder direkt über Maschinentrafos (meist 10 kV auf 220/380 kV) oder nach der Umspannung über eine

kurze Kraftwerksanschlussleitung (in der Regel Stickleitungen) mit dem Übertragungsnetz verbunden sind. Die Regelung der Blindleistung am Knoten des Übertragungsnetzes erfolgt durch Sollspannungsvorgaben auf der Einspeiseseite. Negative Rückwirkungen auf das Übertragungsnetz z. B. durch den Blindleistungsbedarf von Umrichtern treten in diesem Fall nicht auf.

- Wird der Windpark in Gleichstromtechnik (DC) angeschlossen, bestimmt die eingesetzte Umrichtertechnik, welche Rückwirkungen sich im Übertragungsnetz ergeben. Die klassischen LCC-Ausführungen (netzgeführt) beziehen den Blindleistungsbedarf für die Kommutierung aus dem Netz und können sich daher negativ auf das Spannungsniveau im Übertragungsnetz auswirken. Zudem ist keine kontinuierliche Regelung der Blindleistungsabgabe möglich. Umrichter in VSC-Technik (selbstgeführt) beziehen dagegen keine Blindleistung, sondern sind aufgrund der stufenlosen Regelung der Blindleistungsabgabe geeignet, das Spannungs-/Blindleistungsniveau im Übertragungsnetz positiv zu beeinflussen.

Im genehmigten Szenariorahmen 2015 wird für das Leitszenario B im Jahr 2025 von einer installierten Leistung in Höhe von rund 10,5 GW offshore Wind ausgegangen. Daher kann zumindest regional durch den direkten Einfluss von an die 380/220-kV-Ebene angeschlossenen Windparks auf das Übertragungsnetz ein Beitrag zur Vereinfachung der Spannungshaltung geleistet und der Umfang der konventionellen Mindesterzeugung reduziert werden.

- Sofern im Zuge des Netzausbaus, wie im aktuellen Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber angedacht, als wesentliche Elemente HGÜ-Übertragungsleitungen, die auf der VSC-Technik (selbstgeführt, mit Spannungszwischenkreis) basieren, zum Einsatz kommen, kann die Fähigkeit der Umrichter an den HGÜ-Terminals, effizient zur Blindleistungsregelung beizutragen, genutzt werden. Insbesondere können z. B. HGÜ-Terminals in Süddeutschland dort wegfallende Blindleistungsregelmöglichkeiten über die Synchrongeneratoren heutiger Großkraftwerke teilweise kompensieren.

Insbesondere die (auch im Netzentwicklungsplan unterstellte) HVDC-VSC Technologie bietet in diesem Zusammenhang enorme Vorteile gegenüber der klassischen HVDC-Technologie. So lassen sich Wirk- und Blindleistungsübertragung völlig unabhängig voneinander steuern und es bestehen keine Anforderungen an das passive Netz im Hinblick auf

die Bereitstellung von Kurzschluss- und Blindleistung für die Konvertierung. Somit kann im Bereich der Konverterstationen die Spannungshaltung effizient beeinflusst werden. Lediglich die geringeren Leistungsklassen von HVDC-VSC im Vergleich zu klassischen HVDC Technologien limitieren derzeit noch das Potential dieser Technologie (Bild B.2).

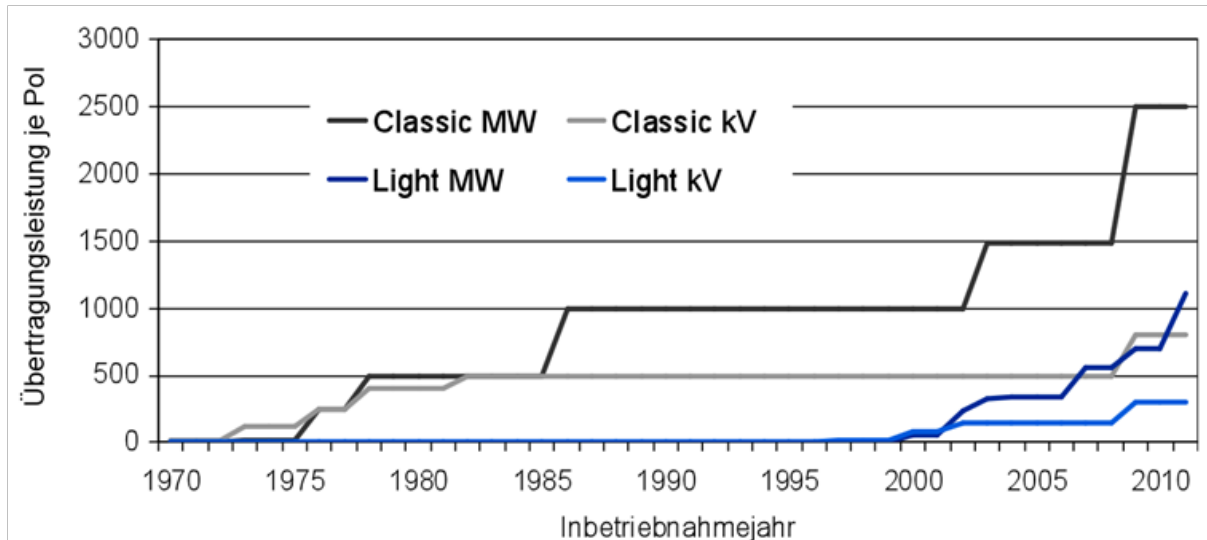


Bild B.2: Vergleich Übertragungsleistung HVDC VSC (light) und HVDC classic

Im Hinblick auf den technischen Fortschritt und den von den Anlagenherstellern in Aussicht gestellten Entwicklungen ist jedoch davon auszugehen, dass sich die Übertragungsleistungen in naher Zukunft erhöhen werden und gleichzeitig die Umrichterverluste weiter reduziert werden können (Bild B.3).

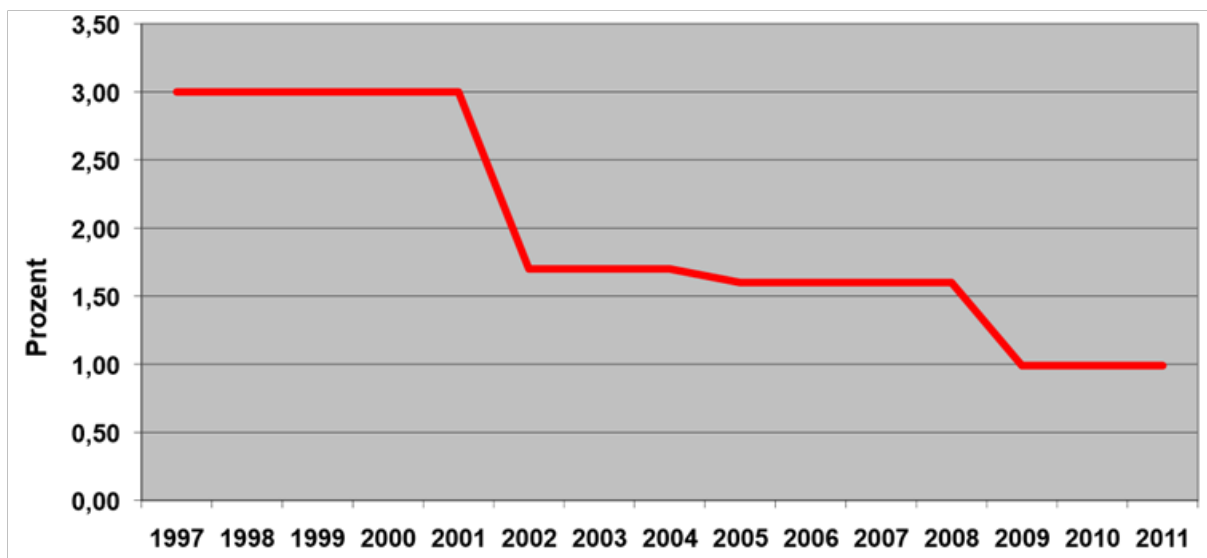


Bild B.3: Entwicklung der Verluste in HVDC-VSC Konverterstationen

- Damit noch nicht abgedeckter Bedarf zur Blindleistungsregelung kann über Kompensationselemente abgedeckt werden. Aus Kostengründen vorzugswürdig sind dabei die beschriebenen passiven Kompensationselemente, die jedoch nicht notwendig alle technischen Anforderungen an die Blindleistungsregelung erfüllen. Sie können jedoch im Bedarfsfall ergänzt werden, um sogenannte aktive Kompensationselemente (FACTS), z. B. in der SVC- oder STATCOM-Technologie, die eine stufenlose und schnelle Regelungsmöglichkeit und, zumindest im Falle von STATCOMs, auch eine vom Spannungsniveau nur wenig abhängige Blindleistungsabgabe bieten können. Die SVC- und STATCOM-Technologie wird bereits heute erfolgreich in internationalen Übertragungsnetzen eingesetzt.
- Sofern auch damit der Blindleistungsbedarf nicht vollständig gedeckt werden kann oder es aus anderen Gründen vorzugswürdig erscheint, kann darüber hinaus der Einsatz von sogenannten Phasenschiebergeneratoren einen Beitrag leisten. Dabei handelt es sich um am Netz mitdrehende Synchrongeneratoren ohne dahinterhängende Turbine, die somit keine Wirkleistungseinspeisung, sehr wohl aber die Fähigkeiten zur Blindleistungsregelung bieten. Phasenschiebergeneratoren sind als Komponenten von Pumpspeicherkraftwerken bereits heute großtechnisch erprobt, können bei Bedarf neu gebaut werden und stellen somit eine heute bereits verfügbare Technik dar, die zur Sicherstellung der Spannungsstabilität eingesetzt werden kann. Darüber hinaus konnten bereits erste Betriebserfahrungen mit einem konventionellen Kraftwerk, das zu einem solchen Phasenschiebergenerator umgerüstet wurde (Generator des KKW Biblis A) gesammelt werden. Diese zeigen, dass insbesondere die bei Starkwind und der damit verbundenen hohen Netzauslastung kritischen Spannungswerte im Raum Frankfurt deutlich stabilisiert werden können. Durch den seit der Inbetriebnahme kontinuierlichen Einsatz konnten die regionalen Spannungsschwankungen erheblich reduziert und damit die Spannungsqualität signifikant verbessert werden (Bild B.4).

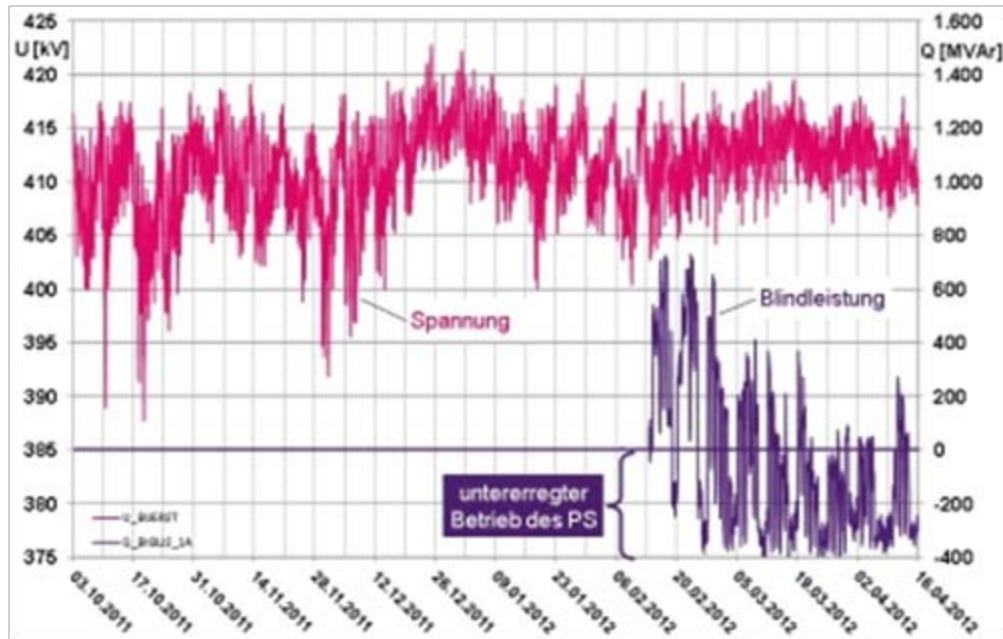


Bild B.4: Spannungsverlauf am Netzknoten Bürstadt (Quelle: VDE)

Somit erscheint die Prüfung der Möglichkeit zur Umrüstung weiterer Generatoren stillgelegter oder stillzulegender Großkraftwerke oder sogar die Errichtung dedizierter Phasenschiebergeneratoren als Ergänzung zu anderen technischen Varianten zur Blindleistungsbereitstellung aufgrund der nachweislich positiven technischen Wirkung sinnvoll. Die Investitionskosten zur Umrüstung hat Amprion mit 7 Mio. EUR beziffert, so dass im Vergleich mit der Neuerrichtung statischer Kompensationselemente die Realisierung von Phasenschiebergeneratoren auch wirtschaftlich effizient sein kann.

Zu beachten ist, dass beispielsweise die Anbindung von offshore Windparks an das Übertragungsnetz oder auch die HDVC VSC Übertragungstechnik in Leistungsklassen von mehreren GW⁶ noch nicht im großtechnischen Einsatz erprobt sind. Die Umrüstung eines stillgelegten Kraftwerks zu einem Phasenschiebergenerator ist bisher nur im Einzelfall Biblis A realisiert worden. Der gezielte Neubau derartiger Anlagen würde vermutlich ggü. der Umrüstung erhebliche höhere Investitionen erfordern.

Bild B.5 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die unterschiedlichen Maßnahmenarten zur Reduktion der Mindesterzeugung aus Gründen der Spannungshaltung.

⁶ Insbesondere die DC-Schalttechnik für die hier diskutierten Leistungsklassen existiert bisher nur als Prototyp.

Netzseitige Maßnahmen	Erzeugungsseitige Maßnahmen	Sonstige Maßnahmen
<ul style="list-style-type: none"> • Netzausbau generell • Nutzen der Eigenschaften von HGÜ-Konverterstationen in VSC-Technik (ebenfalls Netzausbau) 	<ul style="list-style-type: none"> • Verstärkte Nutzung bestehender Speicherkraftwerke • Neubau von Pump- und Druckluftspeichern • Bereitstellung von Blindleistung aus EE-Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Einsatz aktiver Kompensationselemente (FACTS) • Umrüstung bzw. Neubau von rotierenden Phasenschiebergeneratoren

Bild B.5: Unterschiedliche Maßnahmen zum langfristigen Ersatz der Mindesterzeugung aus Gründen der Spannungshaltung

B.1.3 Kurzschlussleistung

Die bei einem Kurzschluss auftretenden Kurzschlussströme (sowie die daraus als Hilfsgröße abgeleitete sogenannte Kurzschlussleistung) müssen aus verschiedenen Gründen in ausreichender Höhe und in ausreichend kurzer Zeit nach Fehlereintritt zur Verfügung stehen. Insbesondere gilt, dass für eine sichere Fehlererkennung und die – zur Verhinderung großflächiger Abschaltungen und dadurch bedingter großflächiger Versorgungsunterbrechungen unabdingbare – selektive Fehlerabschaltung der Kurzschlussstrom deutlich größer sein muss als die im Normalbetrieb auftretenden Ströme.

Darüber hinaus ist eine Mindestkurzschlussleistung notwendig, um eine ausreichende Resistenz des Netzes und der angeschlossenen Betriebsmittel und Verbraucher gegenüber Störeinflüssen sicherzustellen, insbesondere um

- einen stabilen Betrieb der Synchrongeneratoren (d. h. Sicherstellung eines ausreichend großen Sicherheitsabstands zu Stabilitätsgrenzen des Generatorbetriebs) auch im Falle von Systemstörungen zu gewährleisten,
- eine möglichst enge räumliche Begrenzung von unvermeidbaren Spannungseinbrüchen („Spannungstrichter“), speziell bei Fehlern in Höchst- und Hochspannungsnetzen, sicherzustellen und die ansonsten drohende Netztrennung betroffener Erzeugungseinheiten zu verhindern sowie
- eine hohe Spannungsqualität für die angeschlossenen Verbraucher, z. B. hinsichtlich der Vermeidung kurzzeitiger Spannungsschwankungen, zu gewährleisten.

Während die Aspekte des stabilen Generatorbetriebs und der Begrenzung von Spannungstrichtern vor allem in Hoch- und Höchstspannungsnetzen von Bedeutung sind, sind die beiden Aspekte Vermeidung der Netztrennung von Erzeugungseinheiten und Gewährleistung einer hohen Spannungsqualität auch in Verteilnetzen relevant.

Während Synchrongeneratoren bauartbedingt zwar mit der Entfernung zum Fehlerort abnehmende, für elektrisch nahe Fehler aber die Nennströme um ein Mehrfaches übersteigende Beiträge zum Kurzschlussstrom liefern, ist der Kurzschlussstrombeitrag über Umrichter angeschlossener Anlagen im Regelfall deutlich geringer.

Nach unseren Recherchen und Erfahrungen können Umrichteranlagen nach Stand der Technik kurzfristig (d. h. im Zeitbereich von max. 10 ms) in etwa den 3-fachen Nennstrom zum Kurzschlussstrom liefern. Dieser fällt danach jedoch in der Regel auf Werte im Bereich vom 0,8- bis 1,2-fachen des Nennstroms ab. Je nach Bauart sind auch deutlich geringere Kurzschlussstrombeiträge von nur etwa der Hälfte des Nennstroms möglich.

Allerdings ist die Umrichtertechnik bereits heute in der Lage, auch deutlich höhere bzw. länger anstehende Beiträge zum Kurzschlussstrom bereitzustellen. So gibt es Anbieter, die z. B. Umrichter mit einem Kurzschlussstrombeitrag in Höhe des 3-fachen Nennstroms für 3 Sekunden bzw. des 4-fachen Nennstroms für 60 ms herstellen.

Aufgrund fehlender Erfahrungswerte sehen wir im Hinblick auf die Konsequenzen für das Übertragungsnetz folgende Probleme oder Unsicherheiten, wenn keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen werden:

- Obwohl künftig davon auszugehen ist, dass die Umrichtertechnik höhere Beiträge zum Kurzschlussstrom liefern kann als heute üblich, kann nicht abschließend beurteilt werden, wie sich ein System mit nur wenigen oder gar keinen Synchrongeneratoren im Hinblick auf Fehlerortung/-ausbreitung, Anlagenschutz und Resistenz gegen sonstige Störeinflüsse verhält. Es stellt sich also die Frage, ob das heutige, durch die Eigenschaften der Synchrongeneratoren geprägte Sicherheits- und Stabilitätsniveau erreicht werden kann.
- Zwar erscheint es technisch im Grundsatz möglich, die Anforderungen an die Kurzschlussleistung auch mit Umrichtern zu erfüllen, dennoch ist unklar, in welchem Umfang eine „Überdimensionierung“ der Umrichter erforderlich bzw. zielführend ist, um ausreichende Sicherheitsmargen bereitzustellen, bzw. welche weiteren technischen Modifikationen reali-

siert werden müssen, um künftig nicht nur die in den Netzanschlussregeln formulierten Bedingungen sondern auch die zuvor beschriebenen Kriterien erfüllen zu können.

- Zusätzlich wäre zu prüfen, ob entsprechende Maßnahmen bei der Umrichterdimensionierung im Hinblick auf die Substitution der Kurzschlussstrombeiträge von Synchrongeneratoren beim Anschluss von Neuanlagen ausreichend ist, oder ob bei abnehmenden Anteil von Großkraftwerken im Erzeugungssystem auch bestehende Umrichteranlagen entsprechend modifiziert werden müssen, um insbesondere in einer Übergangsphase die Rückwirkungen auf den sicheren Netzbetrieb möglichst gering zu halten.

Aus heutiger Sicht stellt die Kurzschlussleistung keinen Treiber der Mindesterzeugung in Deutschland dar, da das für einen sicheren Systembetrieb notwendige Kurzschlussleistungsniveau auch durch die Beiträge im Betrieb befindlicher Synchrongeneratoren im benachbarten Ausland jederzeit sichergestellt wird. Perspektivisch ist aber auch im Ausland ein zunehmender Anteil über Umrichter ans Netz angeschlossener Erzeugungseinheiten zu erwarten, so dass der status quo aus deutscher Perspektive nicht in alle Zukunft fortgeschrieben werden kann. Ein Indiz dafür sind die im Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) der ENTSO-E hinterlegten Zahlenwerte (Bild B.6 und Bild B.7).

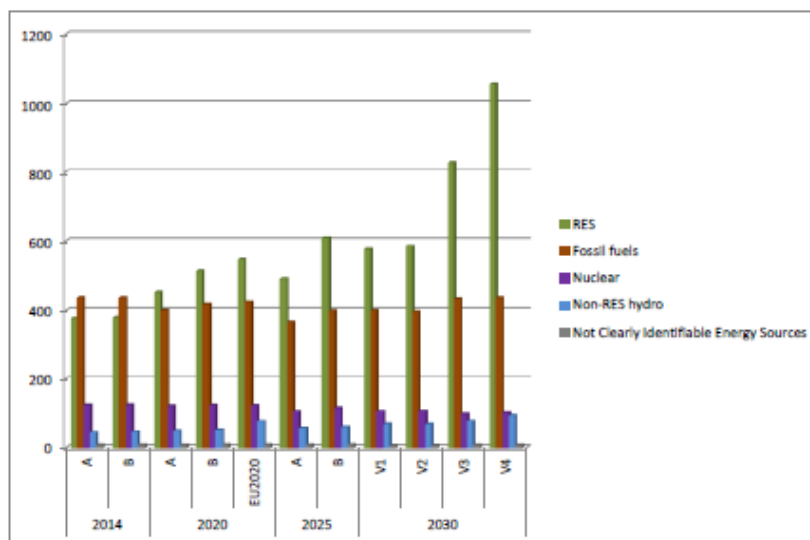


Bild B.6: Portfolio im ENTSO-E Gebiet bis 2030 (alle Szenarien; Angaben in GW)

Durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in den benachbarten Ländern ist zu erwarten, dass nicht mehr jederzeit die in Deutschland erforderliche Kurzschlussleistung durch die Beiträge im Betrieb befindlicher Synchrongeneratoren im benachbarten Ausland

sichergestellt werden können. In diesem Zusammenhang weisen wir auf die dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“ hin, die zu dem Ergebnis kommt, dass sich der Bezug von Kurzschlussleistung aus dem Ausland bis 2030 zwar nicht signifikant vergrößert, sich die Herkunftsländer aufgrund der Entwicklungen des Erzeugungssystems in den Nachbarländern aber ändern können und somit langfristig (d. h. über 2030 hinaus) nicht zwangsläufig von einer Gewährleistung der Deckung des Bedarfs an Kurzschlussleistung in Deutschland durch das Ausland ausgegangen werden kann.

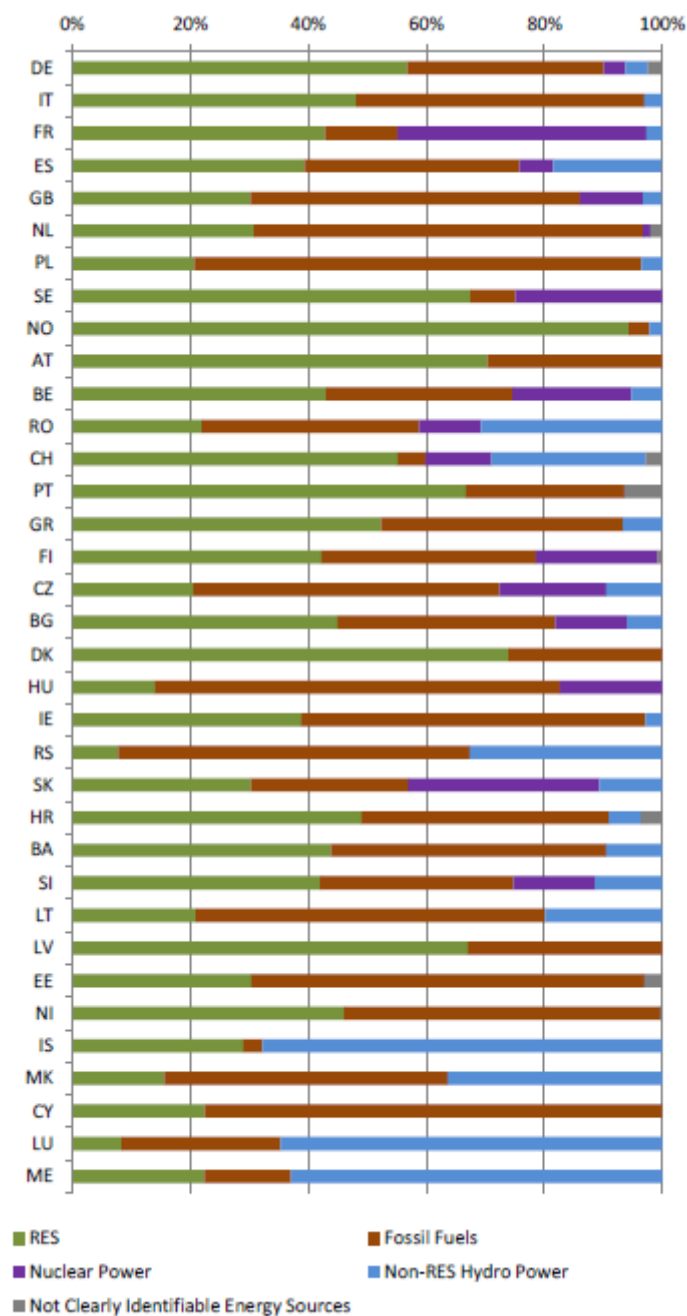


Bild B.7: Anteil je Erzeugungstechnologie an der Gesamterzeugung in 2020
(Szenario EU 2020; SO&AF ENTSO-E)

Bei der Untersuchung der Konsequenzen für eine mögliche konventionelle Mindesterzeugung sind dann verschiedene Aspekte zu betrachten:

- Von welchen Beiträgen aus dem Ausland kann weiterhin ausgegangen werden? Dies ist insbesondere nicht unabhängig von der Entwicklung der Kernenergieerzeugung in Nachbarländern wie Frankreich und Tschechien sowie der Erzeugung aus Wasserkraft in den

synchron angebondenen Nachbarländern Österreich und Schweiz, aus der Kurzschlussleistungsbeiträge ggf. auch aus Pumpspeicherkraftwerken im Phasenschieberbetrieb erbracht werden können, zu sehen.

- Welche Technologien der Stromerzeugung kommen in Deutschland langfristig zum Einsatz? Z. B. werden auch (Gas-)Turbinen von AA-CAES (bei Ein- und Ausspeicherung) sowie zur Wiederverstromung über Methanisierung gewonnenen Erdgases (im Erzeugungsbetrieb) Beiträge zur Kurzschlussleistung bieten können.

Nach vorläufiger Einschätzung scheinen uns auch mit Blick auf das nötige Kurzschlussleistungsniveau keine unüberwindbaren Hindernisse für den Verzicht auf eine konventionelle Mindesterzeugung zu bestehen:

- Die von Umrichtern beigesteuerten Kurzschlussstrombeiträge können prinzipiell ein ausreichendes Kurzschlussstromniveau bereitstellen. Dies kann aber ggf. eine kostenintensive Überdimensionierung der Umrichter erfordern. Darüber hinaus ist nicht abschließend zu beurteilen, ob zugestandene Anschlagzeiten (erstmaliges Erreichen eines Toleranzbandes um den geforderten Blindstrom), die nach aktuell geltender SDLWindV z. B. bei 30 ms liegen, für die o. g. Anforderungen ausreichend sind. Allerdings gibt es für Neuanlagen bereits heute Regelungen, die einen obligatorischen Beitrag zur Netzstützung umfassen, so dass die technischen Voraussetzungen zur Verkürzung der Zeitkonstanten in Form einer entsprechenden Blindstromstatik im Prinzip realisierbar sind.
- Hilfsweise wäre ggf. auch hier über den Betrieb von dedizierten Phasenschiebergeneratoren nachzudenken, die ergänzend notwendige Kurzschlussstrombeiträge bereitstellen können. Der bereits in der Praxis häufig auftretende Fall des Phasenschieberbetriebs von Pumpspeicherkraftwerken zeigt, dass auf eine heute verfügbare und umfangreich erprobte Technik bei der Option des gezielten Neubaus von Phasenschiebergeneratoren zurückgegriffen werden kann. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Umrüstung von fossilen Kraftwerken zu Phasenschiebergeneratoren, wie die bisherigen Betriebserfahrungen mit dem stillgelegten KKW Biblis A zeigen.
- Darüber hinaus können auch Druckluftspeicherkraftwerke einen Beitrag zum Kurzschlussstrom liefern. Insbesondere moderne AA-CAES, die einen vergleichsweise hohen Wirkungsgrad von rund 70 % aufweisen und unabhängig von fossilen Brennstoffen sind erscheinen dafür in einem künftigen Energieversorgungssystem generell als geeignet, stellen

jedoch noch nicht den Stand der Technik dar. Da die wesentlichen Systemkomponenten noch zu entwickeln sind, ist zu erwarten, dass deren Realisierung mit erheblichem wirtschaftlichem Aufwand verbunden ist.

- Aus technischer Sicht ist auch der Prozess der Wiederverstromung über Methanisierung gewonnenen Erdgases (Power-to-Gas) geeignet, um einen Beitrag zum Kurzschlussstrom zu liefern. Das Potenzial erscheint jedoch unter verschiedenen Gesichtspunkten beschränkt. Einerseits ist die Höhe des Ausnutzungsgrads technologisch limitiert (und im Vergleich zu anderen Ansätzen zur energetischen Nutzung überschüssiger EE-Erzeugung geringer) und andererseits sind die erforderlichen Investitionskosten insbesondere durch den Methanisierungsprozess vergleichsweise hoch. Zwar ist anzunehmen, dass sich unter der Annahme eines steigenden Anteils der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Sonne die Wirtschaftlichkeit des Power-to-Gas Konzepts verbessert, allerdings erscheinen alternative Ansätze aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten attraktiver.

Es zeigt sich, dass es eine Vielzahl von Alternativen zur Bereitstellung von Kurzschlussleistung aus Synchrongeneratoren gibt. Dennoch liegen Betriebserfahrungen mit großen Drehstromverbundsystemen ohne Synchrongeneratoren bisher nicht vor. Untersuchungen zur konkreten Umsetzung und ggf. Verfeinerung zuvor genannter Optionen sind Bestandteil weiterer Forschungsarbeiten.

B.2 Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs

B.2.1 Redispatch

Eine Notwendigkeit zur konventionellen Mindesterzeugung aufgrund der notwendigen Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit ergibt sich heute insbesondere infolge des teilweise extrem hohen Redispatchaufwands. Dieser ergibt sich hauptsächlich daraus, dass die Transportaufgabe (v. a. bei starker EE-Erzeugung im Norden) in Nord-Süd-Richtung die Übertragungskapazität des Netzes im derzeitigen Netzausbauzustand übersteigt. Sofern der Redispatch innerhalb Deutschlands bilanzneutral gestaltet werden soll, erfordert dies neben der notwendigen Leistungsabsenkung, die primär in konventionellen, im Bedarfsfall aber auch in EE-Erzeugungsanlagen erfolgt, auch eine Leistungserhöhung in äquivalenter Höhe. Unter heutigen Rahmenbedingungen ist es nicht in jeder Situation möglich, diesen Ausgleich zur Sicherstellung der Bilanzneutralität alleine mit hydraulischen Anlagen (v. a. Pumpspeicherwerken)

und aufgrund des Marktergebnisses im regelfähigen Betrieb befindlichen thermischen Anlagen zu gewährleisten, so dass eine präventive Anfahrt bzw. ein Abfahrverbot für weitere thermische Anlagen notwendig ist. Speziell wenn die Einspeisung dieser Anlagen nicht in gleichem Umfang die Einspeisung anderer thermischer Anlagen verdrängt, handelt es sich somit auch hier um eine konventionelle Mindesterzeugung, die wiederum eng mit den organisatorisch-prozessualen Anforderungen des Netzbetriebs verknüpft ist.

Es gibt allerdings eine Vielzahl von Argumenten, warum wenigstens auf lange Sicht aus systemisch-technologischer Hinsicht aus der Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit keine Beiträge zur konventionellen Mindesterzeugung zu erwarten sind.

- Grundsätzlich wird ein bedarfsgerechter Ausbau der Übertragungsnetze angestrebt und ist als zwingende Voraussetzung für die Integration sehr hoher Anteile erneuerbarer Erzeugung in das Elektrizitätsversorgungssystem anzusehen. Auch wenn ein jederzeit vollständig engpassfreies Netz in der Betriebsführungspraxis vermutlich nicht zu erreichen bzw. gesamtwirtschaftlich sinnvoll ist, sollte der Redispatchbedarf mit erfolgtem bedarfsgerechtem Netzausbau sehr deutlich absinken und damit die in der Bereitstellung von Redispatch begründete konventionelle Mindesterzeugung entsprechend verringern.
- Zusätzlich ist bei sehr hohen Anteilen der EE-Erzeugung davon auszugehen, dass flexible und bedarfsgerecht aktivierbare Erzeugung nicht mehr nur in wenigen hydraulischen und Pumpspeicherkraftwerken vorgehalten wird, sondern zusätzlich andere Quellen wie z. B. flexibel einsetzbare schnellstartende Kraftwerke, Biomasse-KW und unterschiedliche Speichertechnologien, insbesondere auch zur Wiederverstromung von eingespeichertem EE-Strom (AA-CAES, Power-to-Gas) zur Verfügung stehen. Grundvoraussetzung zur Nutzung des Redispatchpotenzials der o. g. Technologien für die Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit ist die Flexibilisierung der Fahrweise, damit situationsabhängig entsprechende Eingriffe in den Einsatz möglich sind.

Es ist zu erwarten, dass künftig ein nennenswertes Potenzial solcher flexibel einsetzbarer Erzeugungs- und Speichertechnologien vorhanden sein wird. Dies wird u. a. durch die Ziele der Bundesregierung (Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland) zum Ausbau der Energieerzeugung aus Biomasse deutlich. Demzufolge soll der Anteil von Biomasse-KW bis 2020 ggü. 2007 mehr als verdoppelt werden und rund die Hälfte des gesamten EE-Anteils an der Energieversorgung ausmachen. Folglich ist bei sehr hohen EE-Quoten ein vergleichsweise großes Potenzial aus Biomassekraftwerken zur Sicherstellung der

Redispatchfähigkeit realistisch. Im Hinblick auf die technische Wirksamkeit ist (wie bei jeder Art von dezentraler Einspeisung) zu beachten, dass eine Flussentlastung einzelner Leitungen im Übertragungsnetz durch den Einsatz von Biomasse-KW durch deren Anschluss in niedrigeren Spannungsebenen und der räumlichen Verteilung der Anlagen weit weniger effizient ist als die Änderung der Einspeiseleistung von konventionellen Großkraftwerken. Dennoch können diese Anlagen einen nennenswerten Beitrag zur Redispatchfähigkeit des Systems und damit zur Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit beitragen, indem sie die erforderliche Bilanzneutralität von Redispatchmaßnahmen, z. B. als Gegenstück zur Abregelung von Wind- oder PV-Einspeisung zur Engpassbeseitigung, gewährleisten.

B.2.2 KWK-Erzeugung

Bereits heute kann die Stromerzeugung in wärmegeführten KWK-Anlagen einen Treiber konventioneller Mindesterzeugung darstellen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn für eine Wärmesenke keine anderen Wärmequellen als die Abwärme konventioneller Kraftwerke zur Verfügung stehen. Da die Wärmeerzeugung derzeit überwiegend zwingend mit der Stromerzeugung gekoppelt ist, ergibt sich die konventionelle Mindesterzeugung in diesen Fällen somit nicht aus den systemtechnischen Anforderungen des Elektrizitäts-, sondern des Wärmeversorgungssystems. Mit zunehmender Forcierung der KWK-Erzeugung kann die Relevanz dieser Beiträge zur konventionellen Mindesterzeugung sogar weiter zunehmen. Die perspektivische Entwicklung der Beiträge hängt von verschiedenen Faktoren ab:

- In einem überwiegend auf erneuerbarer Energieerzeugung basierendem Elektrizitätsversorgungssystem fällt eine auf konventionellen KWK-Erzeugungseinheiten basierende Wärmeversorgung evtl. vollständig weg und wird z. B. anteilig durch Biomasse-KWK ersetzt. Damit ergäbe sich automatisch auch keine Problematik konventioneller Mindesterzeugung. Denkbar erscheint auch ein Szenario, in dem gasbefeuerte Kraftwerke zur Wärmeversorgung eingesetzt werden, wobei das als Brennstoff verwendete Gas sowohl über Methanisierungsprozesse aus EE-Strom wie aus fossilen Quellen stammen könnte⁷.

⁷ Grundsätzlich ergibt sich diese Problematik bei allen angesprochenen Nutzungsmöglichkeiten für Power-to-Gas. Während zuvor genannte Aspekte z. B. Minutenreservevorhaltung energetisch jedoch relativ unbedeu-

- Kurz- und mittelfristig können Möglichkeiten zur Umstellung auf eine stromgeführte Fahrweise der KWK zur Verringerung der konventionellen Mindesterzeugung beitragen und den Anteil wärmegeführter KWK an der Mindesterzeugung vollständig reduzieren. Das Weißbuch des BMWi hat in diesem Zusammenhang bereits eine Novellierung des KWK-Gesetzes angekündigt. Neben der Reduktion des Ausbauziels für KWK-Anlagen sollen diese künftig flexibler für die Stromerzeugung eingesetzt werden. Dazu werden Maßnahmen, die zur Deckung des (gleichbleibenden) Wärmebedarfs (der bisher die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen in ihrer Flexibilität eingeschränkt) beitragen, gefördert. Solche Möglichkeiten bestehen zunächst in Investitionen in zusätzliche Wärmespeicher (Power-to-heat) und Wärmenetze. Darüber hinaus besteht alternatives Potenzial zur Wärmedeckung insbesondere in der Nutzung von EE-Strom für die Wärmegewinnung (dielektrische Heizung) sowie von Spitzenlastkesseln für die Wärmeerzeugung.
- Des Weiteren erscheint es denkbar, dass der Bedarf an wärmegeführter KWK durch die Regelungen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) und Effizienzmaßnahmen grundsätzlich zurückgeht. Dieses Gesetz verpflichtet Eigentümer von neu zu errichtenden Gebäuden, einen Teil ihres Wärmebedarfs aus erneuerbaren Energien zu decken. Welche Form erneuerbarer Energien genutzt werden soll, kann der Eigentümer frei entscheiden, jedoch muss ein bestimmter Prozentsatz der Wärme mit der jeweiligen Energie erzeugt werden. Der Prozentsatz ist abhängig von der Energieform. Begleitend zum Gesetz hat die Bundesregierung außerdem ein umfangreiches Förderprogramm ("Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien") weiter aufgestockt, um Gebäudeeigentümer beim Einstieg in die Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien zu unterstützen.

Diese Entwicklung aber auch der Effekt von weiteren Effizienzmaßnahmen in Verbindung mit den Veränderungen des Erzeugungssystems ist im vom BMU erwarteten Energieeinsatz zur Wärmebereitstellung bis 2050 zu erkennen (Bild B.8).

tend sind, ist dies für eine KWK-Nutzung nicht unbedingt zu erwarten, so dass der Energiebedarf nicht vollständig aus dem Power-to-Gas Konzept gedeckt werden kann.

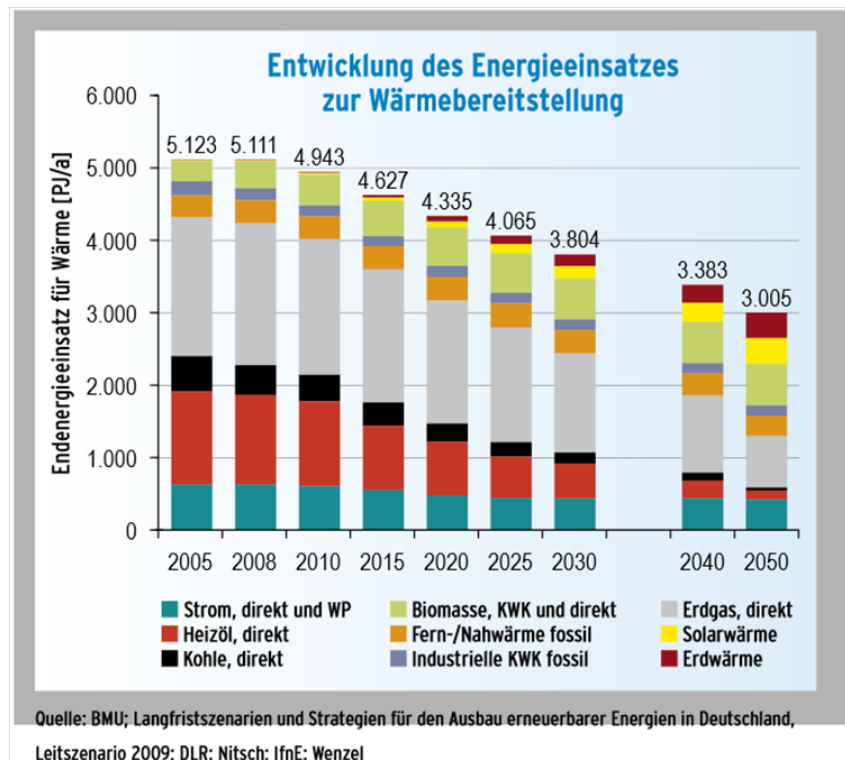


Bild B.8: Energieeinsatz zur Wärmeversorgung bis 2050 (Quelle: BMU)

Dabei zeigt sich eine deutliche Reduktion des gesamten Energieeinsatzes auf 60 % in 2050 im Vergleich mit den Zahlenwerten von 2010. Darüber hinaus ist zu erkennen, dass der Anteil fossiler Brennstoffe an der Wärmebereitstellung stark abnimmt und durch EE-Anlagen, insbesondere Biomasse, Solar- und Erdwärme substituiert wird. Diese Tendenzen lassen darauf schließen, dass auch dadurch der Anteil konventioneller Mindesterzeugung zum Zwecke der Wärmeversorgung reduziert werden kann.